

**APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE MONITOREO Y GERENCIAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN
DE AGUA EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA DE ECOPETROL S.A.**

**PAOLA ANDREA SCARPETTA CRUZ
CÓD: 2002200924**

**NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ
CÓD: 2006262644**

**Proyecto de grado presentado como requisito parcial
Para optar al título de Ingeniero de Petróleos**

**Director:
DIEGO FERNANDO BRÍÑEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

DEDICATORIAS

A Dios y a mis padres que todo en esta vida me han dado y dentro de lo más importante y valioso, la oportunidad de ser una gran Profesional.

Nadya Paulette Vergara Ramirez

Dedico este proyecto a Dios por darme la perseverancia y la sabiduría para culminar con éxito esta etapa de mi vida. A mi madre María Luisa Cruz, por enseñarme sus valores, sus enseñanzas y su apoyo incondicional, a mi hermana Alexandra Cruz por estar siempre a mi lado, A mi esposo Gustavo Adolfo Caiza, por darme todo su amor, comprensión, su apoyo incondicional y las ganas de salir adelante sin importar los percances que se me presenten en la vida, A mi hija que es mi gran bendición y el motor de mi vida. A mi hermano, cuñada y sobrinas por creer en mí, y estar siempre presente con palabras de aliento. A mis amigos Diana, Angela, Andrea y Freddy que me acompañaron y a todos los demás que estuvieron cerca de mí apoyándome en todos estos bellos momentos de universidad, gracias.

Paola Andrea Scarpetta Cruz

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos el apoyo y colaboración a:

Ingeniero Diego Bríñez, por su orientación y respaldo para la elaboración de este proyecto.

Ingeniero Jaime Rojas, por su aporte y entrega.

Ingeniero Orlando Mayorga, por su paciencia, guía y colaboración.

Ingeniero Ervín Aranda Aranda evaluador del proyecto, por brindarnos su apoyo, compromiso y dedicación.

Ingeniero Freddy Humberto Escobar evaluador del proyecto, por su tutoría, colaboración y dedicación.

A todos los profesores que estuvieron presentes en nuestra carrera e hicieron posible el desarrollo de nuestro trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	12
1. MONITOREO INTEGRAL DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	13
1.1 ETAPAS DE DESPLAZAMIENTO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	13
1.1.1 Llenado.	13
1.1.2 Desplazamiento.	13
1.1.3 Ruptura.	13
1.1.4 Etapa subordinada.	13
1.2 DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	13
1.2.1 Geometría del Yacimiento.	14
1.2.2 Litología y Propiedades de la Roca	14
1.2.3 Profundidad del Yacimiento	14
1.2.4 Homogeneidad de la Roca	14
1.2.5 Magnitud y Distribución de los Fluidos.	14
1.2.6 Fuente de agua.	14
1.2.7 Patrones de inyección	15
1.2.9 Evaluación económica	16
1.4 TIPOS DE PRUEBAS QUE SE REALIZAN A LOS POZOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA	21
1.4.1 Sistema De Tratamiento Químico	21
1.4.2 Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Subsuelo	23
1.4.3 Métodos o Pruebas en el sistema de Facilidades de Superficie	25
1.4.4 Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Yacimiento	26
2. MONITOREO INTEGRAL DEL YACIMIENTO APLICADO A UN CAMPO AFÍN: IMPORTANCIA DEL WELL TEST Y MATCH DE DATOS	30
2.1. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA UN EXCELENTE MANEJO Y RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN EN UN CAMPO AFÍN	30
2.1.1 Características físicas del yacimiento	30
2.1.2 Completamiento del pozo	30
2.1.3 Perfiles de Inyección.	30
2.1.4 Mapas de Flujo.	30
2.1.5 Pruebas de inyección de pozo.	30
2.1.6 Pruebas de producción.	31

2.1.7 Gráficas de producción.	31
2.1.8 Análisis de variables	31
2.1.9 Comportamiento de los pozos.	31
2.1.10 Condiciones del equipo de superficie.	31
2.1.11 Registros de producción e inyección	31
2.1.13 Calidad del agua	32
2.2 GRÁFICAS DIAGNÓSTICO	32
2.2.1 Relación WOR, derivada de WOR (WOR') Vs. Tiempo.	33
2.2.2 Relación de la Producción Vs. tiempo	39
2.2.3 Gráfico de Hall.	40
2.2.4 Diagrama Stiff o Poligonales.	41
2.3 APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO Y GERENCIAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO	42
3.1 PRIMERA FASE: VARIABLES A MONITOREAR EN CADA UNA DE LAS ETAPAS QUE CONFORMAN EL PROCESO GENERAL DE MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA HASTA SU DISPOSICIÓN FINAL	48
3.1.2 Facilidades de Producción e Inyección.	49
3.1.2.2 Tratamiento Agua de Producción e Inyección.	53
3.1.3 Fiscalización Y Transporte.	56
3.1.4 Disposición Final: Superficie o Subsuelo.	59
3.2 SEGUNDA FASE: APLICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA A LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA ECOPETROL S.A	61
3.2.2 Tratamiento del Agua.	62
3.3 TERCERA FASE: PRESENTACIÓN DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA JUNTO CON EL PRESUPUESTO ESTIMADO PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO	66
4. CONCLUSIONES	79
5. RECOMENDACIONES	80
6. BIBLIOGRAFÍA	81

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Parámetros a monitorear en el sistema de Tratamiento químico	17
Cuadro 2. Parámetros a monitorear a nivel del Subsuelo	19
Cuadro 3. Parámetros a monitorear en el sistema de Facilidades de Superficie	20
Cuadro 4. Parámetros a monitorear a nivel del Yacimiento	20
Cuadro 5. Métodos o Pruebas a monitorear en el sistema de Tratamiento químico	22
Cuadro 6. Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Subsuelo	24
Cuadro 7. Métodos o Pruebas en el sistema de Facilidades de Superficie	26
Cuadro 8. Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Yacimiento	28
Cuadro 9. Información de los revestimientos	47
Cuadro 10. Tubería de Inyección	47
Cuadro 11. Información del Yacimiento	47
Cuadro 12. Características principales para el monitoreo integral del Yacimiento	49
Cuadro 13. Monitoreo de los componentes de las Facilidades de Producción	50
Cuadro 14. Análisis de Factores que afectan la Operación	52
Cuadro 15. Seguimiento de las variables en el proceso de Tratamiento Químico	55
Cuadro 16. Guía para la interpretación de los resultados obtenidos por dilución API RP38	57
Cuadro 17. Especificaciones de la Norma NACE para el contenido de cationes y aniones	57
Cuadro 18. Calidad del agua de Inyección según Hunsell – Sullivan (máximos admitidos)	58
Cuadro 19. Calidad del agua de Inyección según Barben – Symank (1998)	58
Cuadro 20. Calidad del agua de Mar según Al Rubaire y Otros (1998)	59
Cuadro 21. Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua	70
Cuadro 22. Presupuesto Estimado de acuerdo con las actividades comprendidas en el Sistema de Inyección de Agua	77
Cuadro 23. Presupuesto Estimado que comprende las actividades del tratamiento químico realizado en el Sistema de Inyección de Agua.	78

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Modelos de Patrones de Inyección	15
Figura 2. Sistema de inyección de agua generalizado	16
Figura 3. Relación Tiempo Vs. WOR	33
Figura 4. Tendencia del WOR' para el comportamiento de la canalización en el tercer periodo de conificación de agua	34
Figura 5. WOR y derivada del WOR' para el caso de conificación	35
Figura 6. WOR y WOR' para canalización multicapa	36
Figura 7. WOR y WOR' para conificación de agua	36
Figura 8. Empuje de agua de fondo Vs. Espaciamiento del pozo para conificación.	37
Figura 9. WOR Y WOR' para la recirculación del agua	38
Figura 10. Canalización multicapa con cambios en la producción	38
Figura 11. Datos de patrones simples de producción e inyección Vs. Tiempo	39
Figura 12. Producción de Crudo Vs. Tiempo	40
Figura 13. Condiciones para un gráfico típico de Hall	40
Figura 14. Diagrama de Stiff para diferentes tipos de muestras analizadas	41
Figura 15. Comportamiento de la producción Pozo NAPA 1	42
Figura 16. Caída de producción del pozo NAPA 1	43
Figura 17. Presión de yacimiento como respuesta a la inyección del pozo NAPA 1	44
Figura 18. Sarta combinada Pozo NAPA 1	45
Figura 19. Comportamiento de la producción del pozo NAPA 1 después de ser convertido a sistema ESP	46
Figura 20. Diagrama de la Planta de inyección de agua de Ecopetrol	63
Figura 21. Línea de Succión y descarga del nuevo filtro	64
Figura 22. Diagrama de Flujo del proceso de Inyección de Agua	67

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE MONITOREO Y GERENCIAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA DE ECOPETROL S.A.

AUTORES: PAOLA ANDREA SCARPETTA CRUZ
NADYA PAULETTE VERGARA RAMÍREZ

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, optimización, monitoreo

Al inicio de la vida de un pozo, este produce de manera natural gracias a la energía interna del yacimiento, pero a medida que transcurre el tiempo llega a un punto en el que la energía presente en el yacimiento es menor a la necesaria para llevar el crudo hasta la superficie, lo que hace necesario implementar métodos secundarios de producción o recuperación con el fin de mantener el caudal del pozo fijo, aumentando así el factor de recobro del yacimiento.

El método de recuperación por inyección de agua se realiza por medio de pozos inyectoros que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos, con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo y posteriormente hasta la superficie. Es así como billones de barriles de petróleo han sido generados a través de inyección de agua, lo que lo convierte en uno de los más importantes métodos de recobro mejorado de yacimientos de petróleo, a pesar de la incertidumbre que se padecía en el pasado debido a la inestabilidad del precio del crudo.

Sin embargo en la mayor parte de los trabajos de recuperación secundaria con agua se presentan ciertos inconvenientes o problemas, los cuales pueden estar involucrados directamente con la formación, o pueden en algunos casos, afectar el pozo inyector. Dentro de los problemas más comúnmente encontrados se tienen: taponamientos por sólidos suspendidos o disueltos, precipitación de escamas, población bacteriana y contenido de aceite; todos estos están relacionados directamente con la calidad del agua de inyección, también se presentan problemas como tasa de inyección superior a la crítica, caídas de presión, entre otras.

ECOPETROL S.A se ha caracterizado por ser una empresa innovadora que mediante la incorporación de tecnologías de recobro mejorado (en este caso inyección de agua) ha buscado aumentar el factor de recobro en diferentes campos del país, pero la implementación del monitoreo en este tipo de actividades no es integral; razón por la cual por medio de este proyecto se pretende optimizar los procesos realizados en la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima de ECOPETROL S.A., mediante un cronograma de actividades donde se presentan cada uno de las variables, métodos y pruebas que se ejecutan en un campo determinado para la realización de las actividades que conforman el monitoreo y gerenciamiento de los sistemas de inyección de agua.

ABSTRACT

TITLE: APPLICATION OF TECHNIQUES OF MONITORING AND MANAGEMENT SYSTEMS WATER INJECTION OPERATIONS SUPERINTENDENT HUILA – TOLIMA ECOPETROL S.A

**AUTHORS: PAOLA ANDREA SCARPETTA CRUZ
NADYA PAULETTE VERGARA RAMIREZ**

KEYS WORDS: Water injection, to optimize, monitoring.

At the beginning of the life of a well, this occurs naturally due to the internal energy of the field, but as time passes reaches a point at which the energy in the reservoir is less than required to bring the oil to the surface, making it necessary to implement methods of production or recovery side in order to maintain the flow of the well fixed, increasing the reservoir recovery factor.

The method of recovery by water injection is carried out through injection wells to be found in several producing wells through or around them, to facilitate the movement of oil through the porous medium to the well and then to surface. Thus, billions of barrels of oil have been generated by injection of water, making it one of the most important methods of enhanced recovery of oil, despite the uncertainty that suffered in the past because the instability of oil prices.

However in most of the work of secondary recovery water has certain drawbacks or problems, which may be directly involved with the formation, or may in some cases, affect the injector. Among the problems are most commonly found are: plugging by suspended solids or dissolved, precipitation of scales, bacterial population and oil content, all these are directly related to the injection water quality, there are also problems such as higher injection rate criticism, pressure drops, among others.

ECOPETROL S.A has been characterized as an innovative company by incorporating improved recovery technology (in this case water injection) has sought to increase the recovery factor in different areas of the country, but monitoring the implementation of these activities is not compressive; reason through this project is to optimize the processes performed in the operations Superintendent Huila – Tolima of ECOPETROL S.A, through a schedule of activities which presents each of the variables, methods and evidence performed in a particular field to perform the activities that make monitoring and management of water injection systems.

INTRODUCCIÓN

En cada una de las actividades que se desarrollan en la industria del petróleo, es de vital importancia contar con herramientas eficaces que permitan obtener información en cualquier momento dentro de un proceso de recuperación secundaria tal como la inyección de agua; dicha información debe suministrar un análisis oportuno, ordenado y de fácil acceso sobre el avance de la inyección en un campo petrolero.

Mediante las actividades de monitoreo es posible obtener la información necesaria que permita analizar el comportamiento del yacimiento en cualquier etapa de un proceso de extracción de hidrocarburos y en cada una de las partes que conforman el sistema (facilidades de superficie, yacimiento, subsuelo y tratamiento químico).

El presente trabajo desarrolla una metodología integrada que permite administrar adecuadamente el sistema de inyección de agua, mediante la elaboración del cronograma de actividades aplicable para cualquier campo petrolero, brindando así, una herramienta versátil que permite obtener un fácil y adecuado monitoreo del sistema de inyección de agua. Así mismo, se describe el proceso general de manejo y tratamiento del agua hasta su disposición final para la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima de ECOPETROL S.A. en donde se identifican las falencias del proceso y se presentan sugerencias a desempeñar.

Nota. La información que se presenta en el capítulo 2 como NAPA1 corresponde a datos suministrados por la empresa ECOPETROL S.A., los cuales debido a la confidencialidad de la misma cambia a este seudónimo.

1. MONITOREO INTEGRAL DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

El método de inyección de agua fue descubierto accidentalmente cuando el flujo de agua de acuíferos poco profundos penetraba a la formación hasta el intervalo productor de los pozos que habían sido perforados, generando de esta forma, un aumento de presión en el yacimiento y un incremento en la producción de crudo en pozos vecinos.

Es así como la inyección de agua se convirtió en el método de recobro más usado a nivel mundial, debido a sus amplias ventajas como las mencionadas a continuación:

- Es un proceso relativamente fácil de aplicar y económicamente viable.
- Existe una alta disponibilidad del fluido de inyección.
- Posee una alta eficiencia en el desplazamiento de crudos livianos y de gravedad media.
- Presenta una rápida invasión a la formación por parte del fluido.

1.1 ETAPAS DE DESPLAZAMIENTO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

- 1.1.1 Llenado: Al inicio del proceso, el agua es inyectada con el fin de re disolver el gas libre que se encuentra en la formación; durante esta etapa no se apreciará una producción de aceite, esto se debe a que el agua está reemplazando el volumen ocupado por el gas. La duración de esta etapa depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectado.
- 1.1.2 Desplazamiento: La inyección de agua está acompañada por un aumento de presión del yacimiento, desde los pozos inyectoros hasta los pozos productores. En esta etapa se obtiene la mayor parte de la producción de aceite y casi no se produce fluido desplazante. Se generan bancos de agua y aceite en la formación invadida debido al desplazamiento inmisible.
- 1.1.3 Ruptura: Esta etapa se da cuando el frente de agua alcanza el pozo productor, entonces comienza a producirse el agua inyectada, por lo tanto durante este período se continuará produciendo aceite y la generación de agua aumentará drásticamente.
- 1.1.4 Etapa subordinada: Continúa el período de ruptura y el fluido desplazante mueve la fase desplazada por el camino del flujo, produciendo de esta manera aceite y agua. A medida que se inyecta más volumen de agua, se aumenta el recobro de aceite.

1.2 DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

El tiempo ideal para lograr el éxito en un proceso de inyección de agua es cuando la presión de operación es igual a la presión de burbuja, debido a que en este punto se maximiza el recobro de petróleo.

Son muchas las ventajas que se pueden obtener al aplicar el proceso oportunamente, entre ellas se mencionan:

- A partir del petróleo remanente se obtiene la máxima cantidad de gas en solución.
- Máximo valor del factor volumétrico.
- Volumen mínimo de barriles a condiciones de superficie.
- Mejor relación de movilidades.
- Índice de productividad máximo.

Aspectos a tener en cuenta en el proceso de inyección de agua:

1.2.1 Geometría del Yacimiento: Principal aspecto a tener en cuenta en el estudio de inyección, ya que la estructura y estratigrafía del yacimiento controlan la ubicación de los pozos y determinan si el yacimiento necesita o no procedimientos de inyección de agua; además se define un patrón de inyección que se llevará a cabo para la explotación del yacimiento.

1.2.2 Litología y Propiedades de la Roca: La composición mineralógica de la formación influye durante el proceso de inyección de agua debido a que puede contener ciertos minerales que reaccionan al contacto con el fluido de inyección. Usualmente se sustituye como fluido de inyección, el agua fresca por salmuera con el fin de obtener una reducción en los problemas por hinchamiento, ya que esto depende de la salinidad del agua inyectada.

1.2.3 Profundidad del Yacimiento: A grandes profundidades del yacimiento, la saturación de aceite residual es baja, debido a la influencia de los mecanismos de empuje tales como compresibilidad de la roca y expansión de fluidos. En un proceso de inyección de agua se puede identificar una presión crítica, la cual se podría aproximar a la presión estática de la columna de roca superpuesta sobre la arena productora; si esta presión se supera ocasionaría penetración del fluido inyectado a la formación, produciendo fracturas en cualquier otro plano de fallas, dando lugar a la canalización de fluido inyectado.

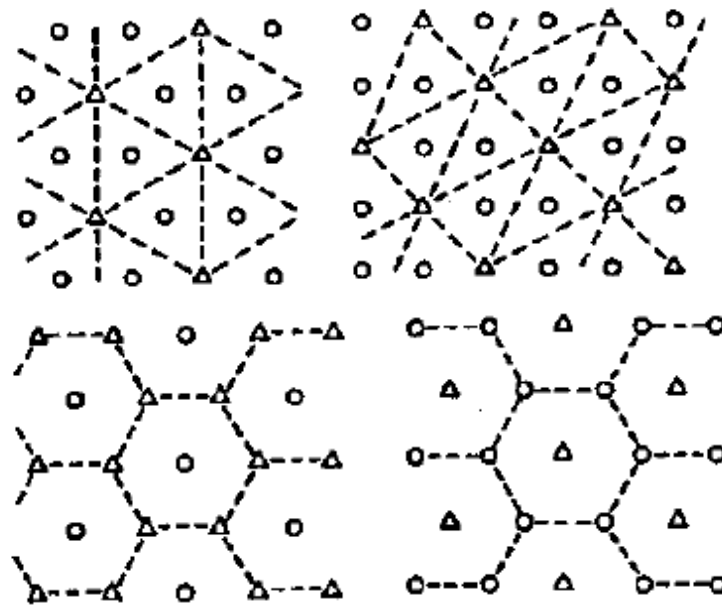
1.2.4 Homogeneidad de la Roca: Si un estrato presenta una permeabilidad mucho más alta que otro, se puede obtener como resultado una canalización del fluido inyectado que representa un deficiente barrido de los estratos adyacentes y una relación agua-aceite muy alta.

1.2.5 Magnitud y Distribución de los Fluidos: Una alta saturación de aceite remanente indica una cantidad de aceite recuperable económicamente viable; si la saturación de aceite residual es pequeña, quiere decir que mayor será el recobro final; a bajas saturaciones iniciales de agua connata habrá altas saturaciones de aceite en el yacimiento.

1.2.6 Fuente de agua: La disponibilidad del fluido que se piensa inyectar es importante a la hora de realizar el proceso de inyección, además del tratamiento que debe recibir antes de ser inyectado. Se deben mantener volúmenes necesarios para satisfacer tasas constantes de inyección; el agua de inyección debe conservar la misma calidad durante todo el proceso y es por esto que debe buscarse una fuente de agua que sea fácilmente tratable y de bajo costo.

1.2.7 Patrones de inyección: Los pozos inyector y productores se pueden ubicar de diferentes maneras con el fin de obtener una mayor eficiencia de barrido areal y una rápida invasión en yacimientos homogéneos. La distribución de los pozos puede ser irregular o se pueden ordenar en patrones de inyección, donde el fluido se inyecta en la formación a través de un número apreciable de pozos que forman un arreglo geométrico con los pozos productores; los diferentes arreglos geométricos dependen de las características de los yacimientos; el número total de pozos es proporcional al total de aceite in situ del yacimiento y a la productividad por pozo individual; es por esto que los yacimientos de mayor espesor deben ser desarrollados con menor espaciamiento entre pozos. Si la relación de movilidades es baja, el espaciamiento debe ser también bajo; la selección del arreglo depende de: la estructura y límites del yacimiento, continuidad de las arenas, permeabilidad, permeabilidad direccional, porosidad, número y posición de los pozos existentes, existencia y orientación de las fracturas en el yacimiento.

Figura 1. Modelos de Patrones de Inyección



Fuente. FERRER MAGDALENA, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos

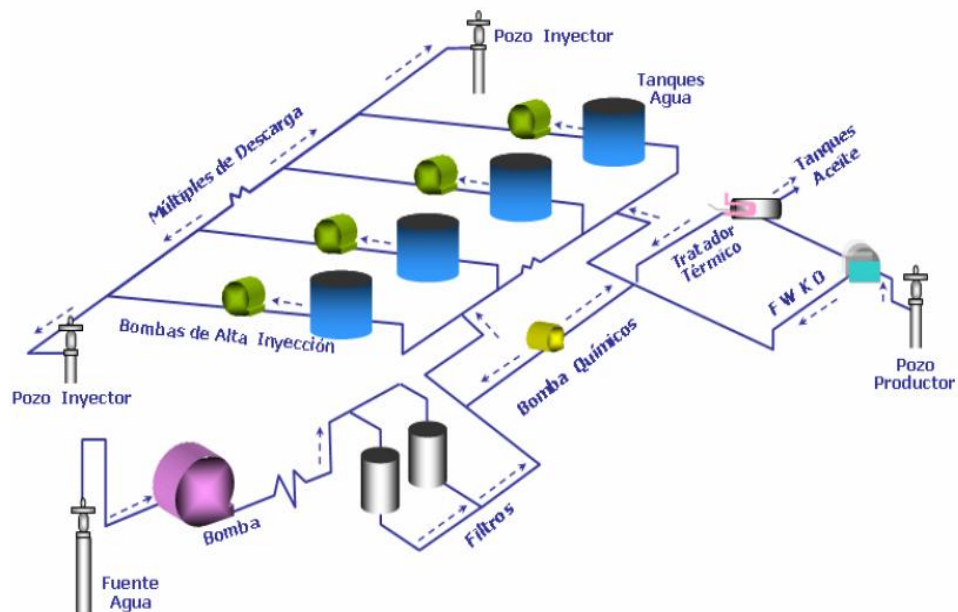
1.2.8 Tasa de inyección: Algunos análisis efectuados a pozos inyectoros indican que las altas tasas de inyección no son necesarias para obtener un recobro máximo de crudo, así mismo, la disminución de la tasa de inyección no reducirá el recobro final del proceso. La tasa de inyección es controlada más que todo por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

1.2.9 Evaluación económica: Una excelente administración del yacimiento permite analizar y comprobar el comportamiento y la factibilidad de la aplicación de dicho diseño, cuyo objetivo principal es estipular las facilidades de superficie, los costos de producción y tomar en cuenta los precios del crudo, para así realizar una proyección del proceso y evaluar las ganancias que se puedan obtener mediante éste proyecto.

En la Figura 2 se observa un Sistema de inyección de agua generalizado, en el cual se presentan los siguientes equipos:

- Separador bifásico y trifásico (Free Water Knock Out - FWKO).
- Tratador térmico y electrostático (Gun Barrel).
- Bombas de alimentación.
- Filtros.
- Múltiple de descarga (Manifold).
- Tanques de almacenamiento de agua.
- Bombas Booster (Alta capacidad para inyección).
- Bomba de inyección de químicos.

Figura 2. Sistema de inyección de agua generalizado



Fuente: Water Problems in Oil Production

1.3 VARIABLES A MONITOREAR EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

A continuación se presentan cuadros del 1 al 4 distribuidos de acuerdo a la categorización que se ha realizado para una correcta administración y gerenciamiento del sistema, allí se muestran las variables, métodos y pruebas que se monitorean en el sistema de inyección de agua.

Cuadro 1. Parámetros a monitorear en el sistema de Tratamiento químico

Parámetros	Efecto y/o Aplicación
Temperatura (T)	Generalmente es expresada en °F su variación afecta la tendencia hacia la formación de escamas y depósitos inorgánicos, el pH y la solubilidad de gases en agua. A mayor temperatura se incrementa el scale; a bajas temperaturas se tendrá presencia de parafinas y asfaltenos lo que conlleva a un taponamiento.
Gravedad Específica (GE)	Relación de la densidad de un líquido con respecto al líquido de referencia (agua pura). La magnitud de la GE es un índice directo de la concentración de sólidos disueltos en el agua, por lo tanto si es mayor a 1 el agua será muy densa. Puede utilizarse como indicador de variaciones en el contenido fisicoquímico del agua.
Carácter Ácido (pH)	Indicador de la tendencia de la acidez o alcalinidad de una solución, permite distinguir la presencia de aguas corrosivas o formadoras de escamas en el sistema. A mayores valores de pH habrá una mayor tendencia de precipitación de escamas, por tanto aumentará el carácter básico del agua; por otra parte, si el pH es bajo (más ácido) se disminuye la tendencia del agua a formar escamas, pero su carácter corrosivo aumenta.
Salinidad	La determinación de la salinidad del agua producida por comparación de patrones característicos generados a partir del contenido iónico, permite conocer los cambios por ingreso de agua diferente a la zona de producción.
Turbidez	Medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas. Cuando el agua es muy turbia se pueden presentar problemas de taponamiento.
Grasas y Aceites	Es la cantidad de aceite que puede contener el agua de inyección. El aceite en agua puede causar disminución de la rata de inyección, causados por bloqueos por emulsión en la formación y además actúa como excelente pegante para algunos sólidos como Sulfuro de Hierro.
Dureza Total	Representa la concentración total de iones de calcio y magnesio.

Cuadro 1. (Continuación) Parámetros a monitorear en el sistema de Tratamiento químico

Parámetros		Efecto y/o Aplicación
Gases Disueltos	Contenido de Oxígeno (O ₂)	Es el gas más corrosivo de todos los gases disueltos. El oxígeno en el agua de inyección, facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.
	Dióxido de Carbono (CO ₂)	El Dióxido de Carbono disuelto en agua forma un ácido débil que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua; además influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio.
	Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	Su presencia en el agua incrementa su corrosividad, puede estar presente naturalmente en el agua o ser generado gracias a la acción de bacterias sulfato-reductoras.
	Sólidos Disueltos	Puede estar presente en el agua por presencia de partículas como óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso; o ser generado gracias a la acción de bacterias sulfato-reductoras. Su presencia en el agua incrementa su corrosividad en alguna parte del sistema de facilidades de superficie (líneas de flujo, tanques, etc.).
	Sólidos Suspendedos	
Contenido de Cationes y Aniones	Sodio (Na ⁺)	Es uno de los mayores constituyentes de aguas asociadas pero no causa mayor problema.
	Calcio (Ca ⁺⁺)	Principal contaminante de las aguas asociadas, produce incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de calcio; forma sólidos suspendidos.
	Magnesio (Mg ⁺⁺)	Su concentración por lo general es menor que la del calcio, por tanto no es tan problemático este ión.
	Hierro (Fe ⁺⁺⁺)	Su presencia en las aguas de inyección indica por lo general corrosión. Los óxidos forman recubrimientos adherentes que pueden causar fallas en la tubería debido al sobrecalentamiento y deformación cáustica.
	Cloro (Cl ⁻)	Principal constituyente de las aguas asociadas. La mayor fuente de los iones cloruros es el cloruro de sodio (NaCl), por tanto es utilizado para medir la salinidad del agua; en una concentración mayor a 5000 ppm se considera un agua salada. La corrosividad de éste ión aumenta a medida que aumenta su concentración.
	Sulfato (SO ₄ ⁼)	El contenido normal de sulfatos en el agua es propio de cada campo en particular; lo importante es que éste parámetro se mantenga constante en el tiempo a lo largo del sistema. Sirve como alimento a las bacterias sulfatoreductoras.
	Carbonato (CO ₃ ⁼) y Bicarbonato (HCO ₃ ⁼)	Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles. Estos iones están presentes en el agua a un pH entre 4.3 - 10.

Cuadro 1. (Continuación) Parámetros a monitorear en el sistema de Tratamiento químico

Parámetros		Efecto y/o Aplicación
Alcalinidad		La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. La incrustación de CO_3 es conocida como alcalinidad "P" y la concentración de HCO_3 es conocida como alcalinidad "M".
Características Biológicas	Bacterias Reductoras de Sulfato	Se desarrollan en medios anaeróbicos, aunque en medios con presencia de oxígeno sobreviven bajo depósitos bacterianos donde el oxígeno no llega. Las SBR toman el ión sulfato presente en el agua y lo reducen a H_2S incrementando de esta forma la rata de corrosión, taponando la formación.
	Ferrobacterias	Causan corrosión en sistemas de agua usando los siguientes mecanismos: Los compuestos ferrosos provenientes del proceso de corrosión se oxidan en hidróxido férrico hidratado, removiendo el oxígeno del agua y causando condiciones anaeróbicas debajo de los depósitos. Como segundo mecanismo las Ferrobacterias en áreas de baja concentración de oxígeno, convierte el ión ferroso en férrico, el cual se precipita como hidróxido férrico, cubriendo la superficie de metal y produciendo celdas de concentración de oxígeno.
	Formadoras de Lama	Estos microorganismos se reproducen fácilmente y forman voluminosas masas bacterianas sobre la superficie de las estructuras metálicas que impiden la penetración del oxígeno, creando ambientes propicios para la reproducción de las bacterias reductoras de sulfato.
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara		

Cuadro 2. Parámetros a monitorear a nivel del Subsuelo

Parámetros		Efecto y/o Aplicación
Registros de Producción (PLT)	Registro de Temperatura	Registros de pozo que se corren luego que éste se ha puesto en producción, se toman para establecer la productividad de los pozos y el avance de un proceso de recobro secundario o terciario, además son útiles en el monitoreo de los fluidos que se encuentran en contacto dentro del yacimiento; reconocen el movimiento del fluido ya sea en el yacimiento o en las tuberías.
	Registro de Densidad	
	Registro de Velocidad de Flujo	
	Trazadores Radioactivos	
Registros de Inyección (ILT)	Trazadores entre Pozos	Dilución
		Absorción
El objetivo principal de éste tipo de registros es el de encaminar la inyección a las capas deseadas, para conseguir que el frente de inundación tenga un movimiento uniforme en todas las capas y se maximice la eficiencia de barrido vertical a valores bajos de WOR.		
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara		

Cuadro 3. Parámetros a monitorear en el sistema de Facilidades de Superficie

Parámetros	Efecto y/o Aplicación
Tamaño de la Partícula	Este parámetro puede ser controlado a partir del sistema de filtración; el diseño del mismo dependerá de la distribución del tamaño de la garganta de poro y de la formación sometida a inyección.
Incrustación	Es la precipitación de sales que forman un depósito duro, adherente e impermeable en la superficie de las líneas donde las aguas incompatibles tienen contacto.
Índice de taponamiento Relativo (ITR)	Medida del grado de taponamiento relativo que ocurre cuando un volumen dado de agua es pasado a través de un filtro de membrana.
Presión, Temperatura, Ratas, Nivel de fluido, Capacidades de los tanques, entre otros	Debido a las tasas y a los volúmenes de fluido manejados, es necesario llevar a cabo un control sobre cada uno de los elementos que componen el sistema para garantizar un buen comportamiento del proceso, por tanto, se debe realizar un monitoreo en cada una de las variables que lo conforman.
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara	

Cuadro 4. Parámetros a monitorear a nivel del Yacimiento

Parámetros	Efecto y/o Aplicación	
Eficiencia de Recobro	Eficiencia de Barrido Areal	Relación entre el área del yacimiento que se encuentra en contacto con el fluido inyectado y el área total que se desea contactar en el mismo yacimiento.
	Eficiencia de Barrido Horizontal	Relación entre el área de la sección perpendicular al flujo, contactada por el fluido desplazante y el área de sección total que se desea contactar en el mismo yacimiento.
	Eficiencia de Barrido Volumétrico	Se refiere a la relación entre el espacio poroso contactado por el fluido desplazante y el volumen poroso del yacimiento.
	Eficiencia de Barrido Microscópico	Es la medida de la eficiencia de desplazamiento expresada por los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa y el desplazamiento con gas en el crudo.
	Eficiencia Total de Recobro (Fr)	Fr es un número entre 0 y 1 (fracción) que al ser multiplicado por el volumen de petróleo original en sitio (POES) define el volumen de reservas que puede ser extraído desde el punto de vista técnico.

Cuadro 4. (Continuación) Parámetros a monitorear a nivel del Yacimiento

Parámetros		Efecto y /o Aplicación
Pruebas de Presión	Restauración de Presión (Build Up Test) PBU	Medición continua del comportamiento de la presión, el cual se origina por el cambio del caudal de producción o de inyección en el pozo de interés o de interferencia. Estas mediciones involucran el recorrido por el cual se transmite la onda de presión, desde el mismo yacimiento hasta llegar a la cara del pozo, sufriendo las alteraciones propias del daño de formación y almacenamiento de los fluidos en la tubería o revestimiento del pozo.
	Declinación de Presión (Drawdown)PDD	
	Falloff Test	
	Step Rate Test (SRT)	
	Pruebas de Interferencia	
	Pruebas de Pulso	
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara		

1.4 TIPOS DE PRUEBAS QUE SE REALIZAN A LOS POZOS EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA

En las operaciones de inyección, la calidad del agua debe ser tal que no produzca taponamiento de la formación, ni pérdidas de inyectividad durante la vida del proyecto, como también deben ser controlados los fenómenos de corrosión.

Uno de los principales factores que deben tenerse en cuenta en el sistema de inyección, es la facilidad con que el agua sea inyectada a la formación. La calidad del agua de Inyección se puede mejorar mediante procesos mecánicos (facilidades de superficie como skimmer, unidades de flotación, skim tank, filtros, decantadores, lechos de secado) y/o procesos químicos (inyección de clarificadores, rompedores de emulsión inversa, inhibidores de scale y corrosión, biocidas y secuestrantes de oxígeno).

Las pruebas o métodos de monitoreo permiten obtener información de la inyección de agua, tanto en superficie como en subsuelo, la información adquirida durante el proceso debe ser consistente y debe obtenerse en todos los puntos, abarcando desde el agua que se va inyectar, el avance de ella a través de la formación y el tratamiento necesario luego de su producción.

Cada uno de estos métodos utilizados tienen un objetivo específico que en general afecta el proceso de inyección y son parte vital del programa de monitoreo, seguimiento y control; por esto, se hace necesario el conocimiento de su funcionamiento y ventajas de su aplicación; información presentada en los cuadros 5, 6, 7 y 8.

1.4.1 Sistema De Tratamiento Químico: La importancia del seguimiento de la calidad del agua gira en torno a sus características, el agua a inyectar debe tener tratamientos preventivos y correctivos para evitar problemas y riesgos en la operación. Dentro de los objetivos a alcanzar por medio del proceso y tratamientos auxiliares están: Disminución de los sólidos en suspensión, Control bacterial, Estricto control de oxígeno, Control preventivo de incrustaciones, entre otros.

Cuadro 5. Métodos o Pruebas a monitorear en el sistema de Tratamiento químico

Parámetros		Métodos o Pruebas	Efecto y/o Aplicación
Carácter Ácido (pH)		Papel Tornasol	El Papel tornasol o papel pH es utilizado para medir la concentración de iones Hidrógenos contenidos en una sustancia o disolución. Mediante la escala de pH, la cual es clasificada en distintos colores y tipos.
		Carta Cromática	Adición de un material a la muestra de agua, el cual reacciona específicamente con los elementos de interés produciendo un cambio de color a la solución, la intensidad del color es proporcional a la cantidad de elementos presentes.
		Medidores Electrónicos (pH metros)	Miden la diferencia del potencial entre dos electrodos en mV, que posteriormente son convertidos en valores de pH.
Turbidez		Turbimetría o Nefelometris	Medida de la turbidez en la que mediante un fotómetro o un espectrofotómetro se mide la intensidad de la luz dispersa comparada con la dispersada por una suspensión de referencia en condiciones idénticas.
Gases Disueltos	Contenido de Oxígeno (O ₂)	Método Iodométrico	Permite determinar el sulfuro a concentraciones mayores a 1mg/L mediante la reacción del yodo con el sulfuro en una solución ácida lo que lo oxida a azufre.
	Dióxido de Carbono (CO ₂)	Colorimétrico de Azul de Metileno	Se basa en la reacción del sulfuro, cloruro férrico y dimetil-fenilendiamina produciéndose azul de metileno. El fosfato de amonio se añade después del desarrollo del color con el fin de eliminar el color del cloruro férrico. Este procedimiento es aplicable a concentraciones de sulfuro de hasta 20 mg/l.
	Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)		
Contenido de Sólidos	Sólidos Disueltos	Análisis Colorimétrico	Adición de un material a la muestra de agua, el cual reacciona específicamente con los elementos de interés produciendo un cambio de color a la solución, la intensidad del color es proporcional a la cantidad de elementos presentes.
		Fotómetro de Filtro	Es un instrumento que utiliza un filtro de color y una foto celda para convertir la intensidad del color en una corriente eléctrica, la cual es medida por un micrómetro.

Cuadro 5. (Continuación) Parámetros a monitorear en el sistema de Tratamiento químico

Parámetros		Métodos o Pruebas	Efecto y/o Aplicación
Contenido de Sólidos	Sólidos Suspendidos	Concentración de Sólidos	Se determina por el paso de una cantidad conocida de agua a través de un filtro de membrana para calcular el peso de los sólidos recogidos allí (en mg); el peso de sólidos recolectados en el filtro dividido por la cantidad de agua que pasa por él (en litros) permite obtener la concentración de estos sólidos.
		Microscopía Electrónica	Mediante esta técnica se evalúa el tamaño de las partículas.
		Composición Química	Utilizados para determinar la composición y características de los sólidos suspendidos.
Características Biológicas	Bacterias Reductoras de Sulfato (SBR)	Extinción de la Dilución	El efecto de desarrollar una serie de diluciones permite estimar la concentración de bacterias en una muestra dada.
	Ferrobacterias	Análisis ATP (Trifosfato de Adenosina)	Este tipo de análisis provee un método ágil para determinar la cantidad de organismos vivos presentes en una muestra de agua; su uso ayuda en la evaluación de programas de tratamiento con biocida.
	Formadoras de Lama		
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara			

1.4.2 Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Subsuelo: Las herramientas del subsuelo cumplen una importante función en la optimización de los procesos de monitoreo de la inyección de agua, ya que pueden determinar las zonas que están siendo invadidas por el agua inyectada; además buscan determinar el buen estado de los pozos y de la formación que existe entre inyectoros y productores.

Cada una de las herramientas que se utilizan en este proceso tienen un objetivo y diseño específico que en general afecta el proceso de inyección y son parte vital del programa de monitoreo, seguimiento y control, por esto, se hace necesario el conocimiento de su funcionamiento y ventajas de su aplicación. Las herramientas de subsuelo se pueden clasificar en registros de producción y registros de inyección.

Es necesario tener en cuenta los siguientes ítems antes de bajar las herramientas de registro para así obtener buenos resultados del proceso:

- Se requieren condiciones de equilibrio, es decir, flujo estable; lo cual se hace necesario para comparar los resultados obtenidos con los diferentes registros.
- Se debe conocer previamente la gravedad específica de gas y aceite, salinidad del agua, presión del punto de burbuja, solubilidad y factores volumétricos, para lograr un buen ajuste de las condiciones de superficie con las de fondo.
- Verificar que las condiciones mecánicas del pozo, garanticen el éxito de la operación, pues como mínimo hay que asegurarse que la herramienta que se va a bajar cumpla con las condiciones para la corrida del registro.

- Se debe tener en cuenta el tipo de fluidos que se están inyectando o produciendo, dependiendo de esto, los registros funcionan de forma diferente: cuando se trata de un fluido monofásico, se encargan de medir el perfil de flujo, determinar el intervalo del mismo e identificar las razones debido a los cambios anormales de las tasas; cuando se trata de un fluido multifásico, toman las medidas del flujo total, reconocen los fluidos en el pozo e identifican zonas de alta permeabilidad por donde se está produciendo agua o gas.

Cuadro 6. Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Subsuelo

Parámetros		Efecto y/o Aplicación	
Registros de Producción (PLT)	Registro de Temperatura	Reconocidos como una forma de evaluar las características de la producción de un pozo mediante medición y análisis del comportamiento anómalo de la temperatura, su uso es completamente cualitativo, permitiendo identificar el flujo de fluidos, sin identificar la naturaleza de ellos.	
	Registro de Densidad	Herramienta que permite medir la densidad de la mezcla de fluidos que pasa a lo largo de una columna en la que se ubica un detector de rayos gamma y una fuente radioactiva. Detecta las zonas ladronas de agua al realizar un análisis en un régimen donde se pueda encontrar agua y aceite.	
	Registro de Velocidad de Flujo	Mediante la herramienta Spinner es posible medir la velocidad de flujo de los fluidos, obteniendo como resultado un perfil de flujo confiable, cuando se tiene flujo de una sola fase en un pozo de diámetro constante.	
Registros de Producción (PLT)	Trazadores Radioactivos	Registro que determina la distribución de la inyección por intervalos, con el fin de tomar determinaciones concernientes al recobro secundario de crudo o evitar el barrido de crudo directamente desde pozos inyectoros hasta los productores sin cumplir la función de barrido. Mediante estos registros es posible medir el perfil del fluido inyector o productor y la localización de canales detrás de las paredes del casing mientras el fluido es inyectado.	
Registros de Inyección (ILT)	Trazadores entre Pozos	Dilución	Determinan las velocidades de flujo inyectando un trazador a lo largo de la columna del fluido a inyectar en cada pozo inyector y midiendo periódicamente su concentración en el pozo productor.
		Absorción	Establecen las direcciones del flujo lo que permite planificar mejor las operaciones de producción y obtener información sobre la vulnerabilidad del yacimiento.

Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara

1.4.3 Métodos o Pruebas en el sistema de Facilidades de Superficie

En general, debido a la variedad de componentes y equipos asociados a la producción de petróleo, se hace necesario un análisis detallado de las etapas de diseño y selección de facilidades de superficie, cuyo objetivo es el de predecir los índices de confiabilidad y disponibilidad propios de cada sistema, las alternativas y esquemas de operación que permiten un diseño de los sistemas y facilidades de producción.

El sistema de facilidades de superficie es un conjunto de equipos que recoge, distribuye, trata y almacena los fluidos producidos e inyectados; en el caso de la inyección de agua, el corazón del sistema de inyección es la estación de bombeo, la cual es responsable de la tasa de inyección, presión de inyección (en fondo y en cabeza de pozo), presión de descarga en la bomba, capacidad de inyección, entre otros factores. Cada equipo y línea de flujo es importante para el sistema, del correcto funcionamiento de cada uno de ellos depende el éxito del proyecto; por esta razón, se deben monitorear los equipos y su fuente de energía, algunos de los puntos más importantes en donde se realiza una estricta vigilancia son aquellos más vulnerables a sufrir daños en el avance de la inyección como los son: Motores, Bombas de inyección, Filtros, Torre desaireadora, Sistema de tratamiento de inyección – descarga, entre otros.

Es indispensable regular y controlar periódicamente los dispositivos que suministran la energía, prever posibles descensos e incrementos en la potencia que se está entregando para el funcionamiento de las bombas, para evitar que las tasas de entrega varíen drásticamente y puedan llegar a afectar desfavorablemente el proceso.

El carácter corrosivo del agua es adquirido debido a diferentes factores, entre ellos se tienen:

- La presencia de iones disueltos que disminuyen el pH, generan aumento en la tasa de corrosión.
- Altas concentraciones de oxígeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno disueltos constituyen la primera causa de los mayores problemas de corrosión.
- Al aumentar la temperatura del agua, se aumentan las tasas de corrosión debido a que se incrementan las velocidades de las reacciones envueltas en el proceso.
- La presión está relacionada con su efecto en la solubilidad de los gases disueltos, a mayor concentración de gases en solución, se incrementa la presión y así aumentan las tasas de corrosión.
- Para aguas con bajas velocidades o estancadas, se tienen en general bajas tasas de corrosión, pero se presenta corrosión por picadura; a altas velocidades y/o presencia de sólidos suspendidos o burbujas de gas, se genera corrosión por erosión.

El monitoreo de corrosión en los equipos que se encuentran en contacto con el agua se lleva a cabo utilizando pruebas denominadas Ensayos No Destructivos (END) y tienen por objeto el análisis de materiales y componentes sin que se vean afectadas sus propiedades físicas y químicas, permitiendo que puedan utilizarse luego de su realización.

Un sistema de inyección de agua requiere protección contra la corrosión para evitar pérdidas ya sean directas o indirectas como son: parada de equipos, pérdidas de utilidades a través de las

tuberías corroídas, costos por reparaciones de emergencia, pérdidas de producción durante paro por reparaciones, pérdida de materiales, costos adicionales, fallas mecánicas, entre otros.

Cuadro 7. Métodos o Pruebas en el sistema de Facilidades de Superficie

Parámetros	Métodos o Pruebas		Descripción
Corrosión	Ensayos No Destructivos	Cupones	Monitorea y controla la corrosión mediante materiales de metal, los cuales son insertados en las líneas de flujo del agua con el fin de evaluar la corrosividad del sistema.
		Pruebas Electroquímicas	Utiliza picos de prueba para medir la resistencia eléctrica en un alambre expuesto al agua, comparándose este valor con el de un alambre idéntico pero sin exposición al agua.
		Probadores Galvánicos	Cuando dos metales similares se encuentran inmersos en agua y están conectados por un alambre, fluirá corriente entre los dos debido a su diferencia de potencial natural; la cantidad de flujo de corriente es una función directa de la corrosividad del sistema.
Corrosión	Ensayos No Destructivos	Ultrasonido	Onda acústica o sonora cuya frecuencia está por encima del espectro audible del oído humano, medido en Hertz.
Presión, Temperatura, Ratas, Nivel de fluido, Capacidades de los tanques entre otros			Realizar un monitoreo en las variables permite garantizar el adecuado funcionamiento y preservar la vida útil de los equipos manejados en el sistema de facilidades de superficie; además es posible prever las condiciones adversas que puedan llevar a hacer ineficiente el proceso de inyección de agua.
Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara			

1.4.4 Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Yacimiento

El punto de partida de un proceso de recobro es establecer claramente las características del yacimiento, esto permite determinar el proceso más adecuado para recuperar el aceite remanente. La caracterización de yacimientos consiste en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería, para generar un modelo geológico del yacimiento con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo; el monitoreo de la inyección de agua permite verificar el modelo geológico que se tiene para corregirlo en el caso que sea necesario, por tal motivo, es indispensable que exista una adecuada caracterización previa para que el monitoreo sea útil.

Uno de los puntos de partida de este tipo de caracterización del yacimiento son las pruebas de presión, las cuales se definen como las mediciones continuas del comportamiento de la presión debido al cambio de caudal de producción o de inyección en un pozo de interés. Estas mediciones

involucran el recorrido por el cual se transmite la onda de presión, desde el mismo yacimiento hasta llegar a la cara del pozo, sufriendo las alteraciones propias del daño de formación y almacenamiento de los fluidos en la tubería o revestimiento del pozo. Estas pruebas de presión se llevan a cabo en pozos de aceite y gas durante las etapas de perforación, de completamiento y de producción. Los objetivos de estas pruebas varían desde el conocimiento de la capacidad de entrega del yacimiento, hasta la caracterización compleja del mismo.

La razón más importante para realizar una prueba de presión es que los datos recolectados sean esenciales para el análisis y el mejoramiento del comportamiento del yacimiento, para la sustentación de predicciones y proyecciones en cuanto a la explotación, y para la implementación de nuevos esquemas de producción.

Con los datos obtenidos de una prueba de presión se pueden determinar importantes aspectos y parámetros de un yacimiento, como son:

- Presión promedia del área de drenaje.
- Identificación del modelo de yacimiento.
- Determinación del grado de comunicación entre dos zonas.
- Estimación del volumen poroso de un yacimiento.
- Detección y tipo de las heterogeneidades.
- Determinación del daño en un pozo.
- Evaluación de proyectos de fracturación y de recobro.
- Análisis de sistemas con flujo cruzado y zonas ladronas.
- Análisis de los esquemas de flujo en un yacimiento.
- Evaluación de cambios en el mecanismo de producción.

Cuadro 8. Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Yacimiento

Parámetros	Métodos o Pruebas		Descripción
Eficiencia de Recobro	Eficiencia de Barrido Volumétrico	Movilidad	Es un factor de proporcionalidad perteneciente a la Ley de Darcy que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión, definido como la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido dividido por la viscosidad del mismo.
		Heterogeneidad del Yacimiento	Debido a cambios sedimentarios, reorganización química y física, las características del yacimiento van cambiando con el tiempo, resultando éste en un ente heterogéneo tanto vertical como areal; igualmente las características tales como permeabilidad, porosidad, propiedades roca-fluido, composición de los fluidos, saturaciones iniciales y remanentes, etc.
		Patrones de Inyección	El ingeniero de yacimientos puede controlar la geometría o disposición de los pozos que drenan el reservorio, buscando incrementar la eficiencia de barrido. Cada tipo de patrón de inyección posee un valor determinado de eficiencia de barrido areal; estas eficiencias han sido determinadas mediante modelos físicos o químicos gobernados por la ecuación de Laplace (resistencias eléctricas, modelos electrolíticos, modelos potenciométricos) y últimamente mediante modelos numéricos de "streamlines". No sólo la disposición geométrica es importante, también la distancia entre productor-inyector juega un papel significativo.
Eficiencia de Recobro	Eficiencia de Barrido Volumétrico	Segregación	La fuerza de gravedad, en conjunto con la fuerzas capilares y viscosas, juegan un papel importante en la distribución de los fluidos en el yacimiento, esto es de suma importancia para la elección del fluido desplazante y la ubicación de los pozos inyectoros de manera que se aproveche el efecto de dichas fuerzas en el control de la movilidad y la eficiencia del recobro.
	Eficiencia de Barrido Microscópico	Número Capilar	Se define como la relación entre las fuerzas que intentan desprender el crudo y las que tienden a mantenerlo atrapado en el medio poroso. En un proceso de inyección de agua el número capilar se puede situar en el rango de 10^{-7} a 10^{-5} . Los métodos de recuperación mejorada buscan incrementar el valor del número capilar al rango entre 10^{-3} a 10^{-1} , con lo cual se logran saturaciones residuales mínimas y por lo tanto eficiencias de desplazamiento máximas.
		Miscibilidad	Es una condición física o estado en el cual dos fluidos están mezclados en todas las proporciones sin la existencia de interfaces. La presión mínima a la cual un gas se hace miscible con un líquido se denomina presión mínima de miscibilidad y es determinada mediante técnicas de laboratorio o calculada mediante correlaciones matemáticas para cada valor de temperatura.

Cuadro 8. (Continuación) Métodos o Pruebas a monitorear a nivel del Yacimiento

Parámetros	Métodos o Pruebas	Descripción
Pruebas de Presión	Restauración de Presión (Build Up Test) PBU	Prueba que registra el aumento de presión en función del tiempo, generado por el cierre del pozo productor después de haber estado cierto tiempo produciendo a caudal constante.
	Declinación de Presión (Drawdown)PDD	Después de que la presión se estabiliza en toda la formación, el pozo empieza a fluir a caudal constante en estado estable, lo que permite realizar una serie de mediciones de presión tomadas en el fondo del pozo. Estas pruebas se realizan en pozos nuevos, pozos que han sido cerrados lo suficiente para alcanzar que la presión se estabilice, pozos en los cuales las pérdidas económicas ocasionadas por una prueba de ascenso de presión son difíciles de aceptar y finalmente, en pozos exploratorios.
	Falloff Test	Prueba que se realiza en pozos inyectores en la cual se cierra el pozo luego de haber inyectado a una tasa conocida y se registran las variaciones de presión en el yacimiento debidas al agua que fluye a través de él.
	Step Rate Test (SRT)	Prueba que determina la presión de formación y de fractura, para realizarla, es necesario cerrar o estabilizar el pozo a una pequeña tasa constante (el período de cierre debe ser lo suficientemente largo para permitir que la presión de fondo de pozo se estabilice cerca de la presión estática de la formación).
	Pruebas de Interferencia	Mide la presión en un pozo diferente del productor, por lo tanto, es necesario como mínimo un pozo activo (productor o inyector) y un pozo de observación. La caída de presión causada por el pozo en producción sobre el pozo de observación cerrado interfiere con la presión de éste.
	Pruebas de Pulso	Determina si existe comunicación entre un par de pozos y estima la permeabilidad y capacidad de almacenamiento en el área de los pozos probados. Estas pruebas se realizan enviando una señal o secuencia de pulsos desde un pozo activo (productor o inyector) hacia un pozo de observación cerrado, la secuencia de pulsos es creada produciendo o inyectando desde el pozo activo, posteriormente cerrándolo y repitiendo esa secuencia en un patrón regular.

Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara

2. MONITOREO INTEGRAL DEL YACIMIENTO APLICADO A UN CAMPO AFÍN: IMPORTANCIA DE PRUEBAS DE POZO Y TOMA DE DATOS

En este capítulo se describen los aspectos importantes a tener en cuenta para un excelente manejo y recolección de información de un campo afín, lo cual es indispensable en la administración del yacimiento ya que es un factor en el que se identifican las fortalezas, falencias y mejoras a medida del tiempo.

2.1. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA UN EXCELENTE MANEJO Y RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN EN UN CAMPO AFÍN

2.1.1 Características físicas del yacimiento: Permeabilidad, porosidad, densidad, variaciones areales y verticales, distribución de la saturación areal y vertical, contactos gas–aceite, y agua – aceite, un sistema de fractura orientado o permeabilidad direccional (anisotrópico), esfuerzos in-situ, continuidad del yacimiento, conductividad vertical del fluido, volumen del aceite recuperable, caracterización geológica, entre otros.

2.1.2 Completamiento del pozo: La condición del casing y/o del cemento juega un importante rol en la vigilancia de la inyección de agua porque si se presenta un cemento pobre, el flujo de agua puede presentarse por detrás del casing; además los pozos productores e inyectores con hueco abierto, y los pozos fracturados con altos volúmenes de tratamiento no son generalmente deseables. La condición tardía puede tener algunas veces un efecto negativo significativo en la eficiencia de barrido; nótese que estas condiciones no impiden una inyección de agua continúa pero requieren de un mayor esfuerzo en el monitoreo.

2.1.3 Perfiles de Inyección: Seguimientos periódicos de los perfiles de fluido de entrada en los pozos inyectores pueden detectar conexiones en la formación, inyección fuera de la zona objetivo, zonas ladronas y zonas poco inyectadas. La distribución de los volúmenes de inyección con la información obtenida de los estudios de perfiles de inyección, permiten obtener un historial de la inyección de agua en cada zona, para evaluar posteriormente el incremento de recobro de crudo.

Los cambios de perfiles de inyección pueden ser realizados con equipos debidamente seleccionados para la inyección, con perforación selectiva, cementación tipo skueeze de baja presión, acidificación y bloqueo de zonas ladronas mediante tratamientos con polímeros.

2.1.4 Mapas de Flujo: Éste grafico también conocido como mapas de burbuja, ilustran la ubicación de varias fronteras de flujo, permitiendo observar una diferenciación entre áreas del yacimiento que poseen o no barrido por la inyección de agua

2.1.5 Pruebas de inyección de pozo: Estas pruebas son realizadas para optimizar el rendimiento en la inyección de agua maximizando el diferencial de presión, minimizando el daño por skin, garantizando la apropiada distribución de agua, y monitoreando el alcance del fracturamiento; además permiten detectar áreas problema, entre ellos los más importantes: Conexión en la formación, inyección fuera de la zona objetivo, perfiles no uniformes de inyección causados por la

estratificación; lo que puede traer múltiples consecuencias en las operaciones de inyección de agua y una baja eficiencia de barrido vertical.

2.1.6 Pruebas de producción: Estas son pruebas reales que pueden ser realizadas mensualmente, cada 8, 12 horas o más. Estas pruebas permiten tomar acciones inmediatas en la administración de un yacimiento, ya que proporcionan información importante y real lo que permite reconocer cambios abruptos en el comportamiento del yacimiento debidos a scale, corrosión, fugas, trabajos de Workover, estimulaciones de pozos, perforaciones, instalación de equipos, entre otros.

2.1.7 Gráficas de producción: Permite evaluar la estimación del recobro, las ventajas mediante el comportamiento de la inyección de agua sobre la producción, como también, la declinación de las curvas de inyección.

2.1.8 Análisis de variables: Es indispensable monitorear constantemente todo tipo de variables, entre ellas las más importantes:

- Presión: Un estudio de la presión a lo ancho del yacimiento permite determinar el gradiente de presión y así conocer el balance de la rata de inyección - producción.
- Contrapresión: Es indispensable que exista una contrapresión en los pozos productores para que se genere flujo, si esto no es posible es causal de cruce de flujo lo que conlleva que las zonas aledañas no produzcan.
- GOR: Un incremento en el GOR indica que la porosidad no está siendo remplazada por la inyección.
- Corte de agua: Es la fracción de petróleo total producido de la corriente del pozo.
- Caudal: Regulación de flujo (regulación de superficie y fondo, inyección tipo sencillo y doble).
- Con un análisis de WOR, producción de aceite acumulado (N_p) y las curvas de declinación del caudal de aceite, se puede realizar un estudio adecuado para seleccionar pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

2.1.9 Comportamiento de los pozos: Un monitoreo constante de producción permite identificar los comportamientos variables e inadecuados de cada uno de los pozos, lo que conlleva a tomar una decisión a tiempo y realizar los trabajos a los pozos respectivos.

2.1.10 Condiciones del equipo de superficie: Es importante conocer periódicamente el estado de los sistemas de recolección y almacenamiento, bombas de inyección, sistemas de distribución de agua, Manifold, sistemas de tratamientos y filtración de agua, separadores.

2.1.11 Registros de producción e inyección: Hueco abierto, de temperatura/Spinner, marcador, etc.

2.1.13 Calidad del agua: Si la calidad del agua no se mantiene, se requiere una mayor presión de inyección para mantener las tasas de inyección, incrementándose de esta forma los problemas de corrosión al utilizar agua de mala calidad. De esta manera se recurre a un análisis químico constante en el que se monitorea cualquier tipo de presencia de gases corrosivos disueltos (CO_2 , H_2S , O_2), de minerales, crecimiento bacterial, sólidos disueltos, sólidos suspendidos, composición y concentración, análisis iónico y pH.

Lo ideal es que la calidad del agua debe ser tal que impida que el yacimiento se conecte y la inyectividad no se pierda durante el tiempo de barrido. Sin embargo, las consideraciones en los costos, a menudo restringen el uso de una alta calidad del agua. El costo de obtener y preservar la buena calidad del agua debe ser balanceado contra las pérdidas en los ingresos que se dan como resultado de la disminución de la recuperación de crudo y el incremento necesario en Workover y operaciones remediales.

Formaciones más complicadas requieren una mejor calidad del agua. Algunas veces agua de baja calidad puede ser inyectada a través de presiones constantes, pero la inyección a través de fracturas puede reducir la eficiencia de barrido.

2.2 GRÁFICAS DIAGNÓSTICO

Teniendo claro cuáles son los aspectos importantes a tener en cuenta para un excelente manejo y recolección de información de un campo afín; a continuación se presentaran herramientas y procedimientos que complementan la predicción de técnicas de monitoreo del yacimiento, para así obtener un diseño inicial de inyección de agua que proporcione la información suficiente para aumentar el factor de recobro de petróleo acoplado a las facilidades de superficie del campo, los sistemas de inyección de agua y condiciones de operación a menores costos de operación.

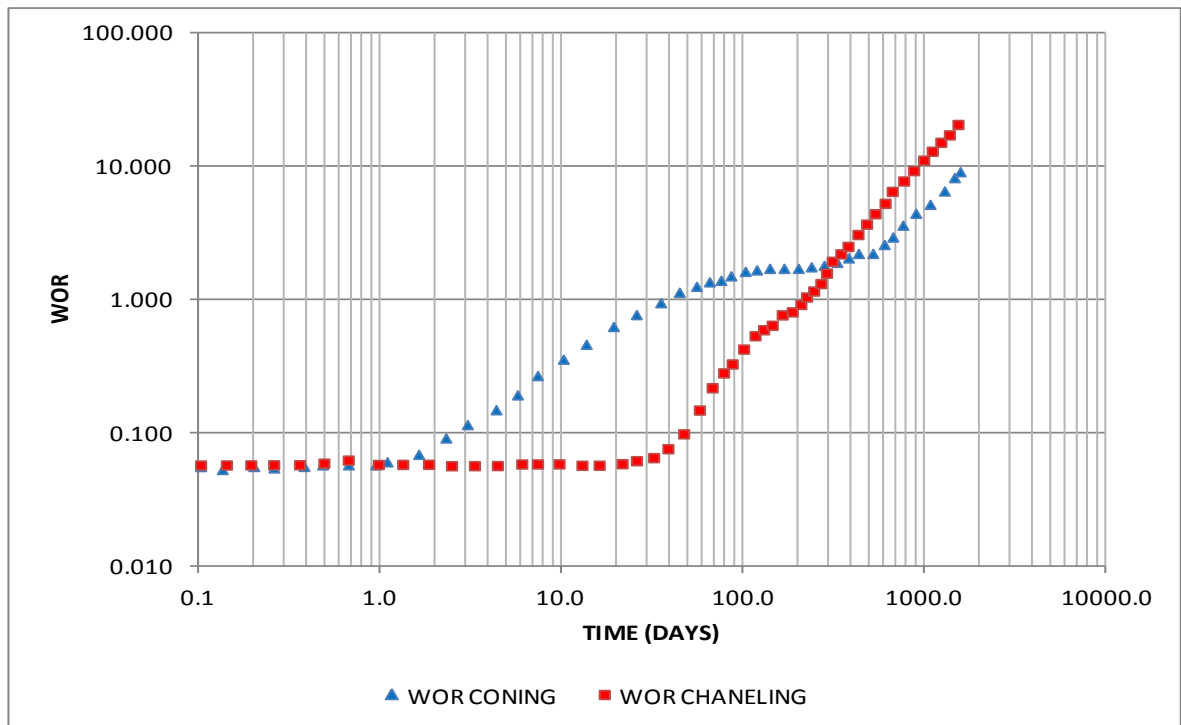
De acuerdo a la división que se ha realizado para administrar adecuadamente el sistema de inyección de agua, como se apreció en el capítulo 1, la adquisición de información se convierte en el punto de partida para el uso de gráficas que permitirán diagnosticar y evaluar rápidamente el comportamiento de la producción del pozo; ya que de esta manera se facilita la selección de tratamientos efectivos para mejorar el control de la inyección de agua.

Mediante el uso de un software se han realizado una serie de estudios de control de inyección de agua y producción de crudo, donde se modela el comportamiento del flujo del yacimiento bajo diferentes mecanismos de empuje y esquemas de inyección de agua.

Cabe resaltar que cambios de producción podrían afectar la apariencia de las gráficas diagnóstico. Estos cambios podrían ser el cambio en la presión en el pozo productor y cambios en la tasa de inyección y distribución de la inyección en las capas de los pozos inyectoras asociados. La figura 10 muestra las desviaciones del WOR y derivada de WOR (WOR') de la pendiente lineal en el segundo periodo. Las causas de la desviación son debido a los cambios en la distribución de presión y la producción desproporcionada de agua y aceite correspondiente a los cambios en la reducción presión en cada capa.

2.2.1 Relación WOR, derivada de WOR (WOR') Vs. Tiempo: Este tipo de gráficas son usadas para identificar las tendencias de producción y mecanismos problema, problemas de producción excesiva de agua debido a la conificación del agua o canalización multicapas; comportamiento del desplazamiento, de la producción, del avance de agua y el comportamiento de la recirculación del agua.

Figura 3. Relación Tiempo Vs. Producción de Aceite Acumulado (WOR)



Fuente. Water Control Diagnostic Plots

Como se muestra en la figura 3, se puede observar, una diferencia entre conificación y canalización donde se resaltan 3 períodos de desarrollo del WOR. Durante el primer período de tiempo las curvas de WOR permanecen planas mostrando la producción inicial esperada, el valor del WOR inicial depende de la saturación inicial de agua, de su distribución entre todas las capas y de la permeabilidad relativa. La longitud de tiempo de este período depende del mecanismo de empuje de agua y su fin está marcado por la partida del WOR de un valor constante.

Primer período de tiempo: Para la conificación, el tiempo de partida es corto porque depende de varios parámetros como son la distancia entre el WOC y el fondo del intervalo de perforación más cercano en función de la relación de permeabilidad vertical a horizontal, la rata del influjo de agua de fondo, la reducción de la presión de producción y la permeabilidad relativa. El tiempo de partida de la conificación de agua es el tiempo cuando el cono de agua de fondo ha alcanzado el fondo del intervalo de perforación.

Para la canalización, el tiempo de partida depende de varios factores pero principalmente del espaciamiento del pozo, rata de inyección en los inyectores, presión de reducción de los

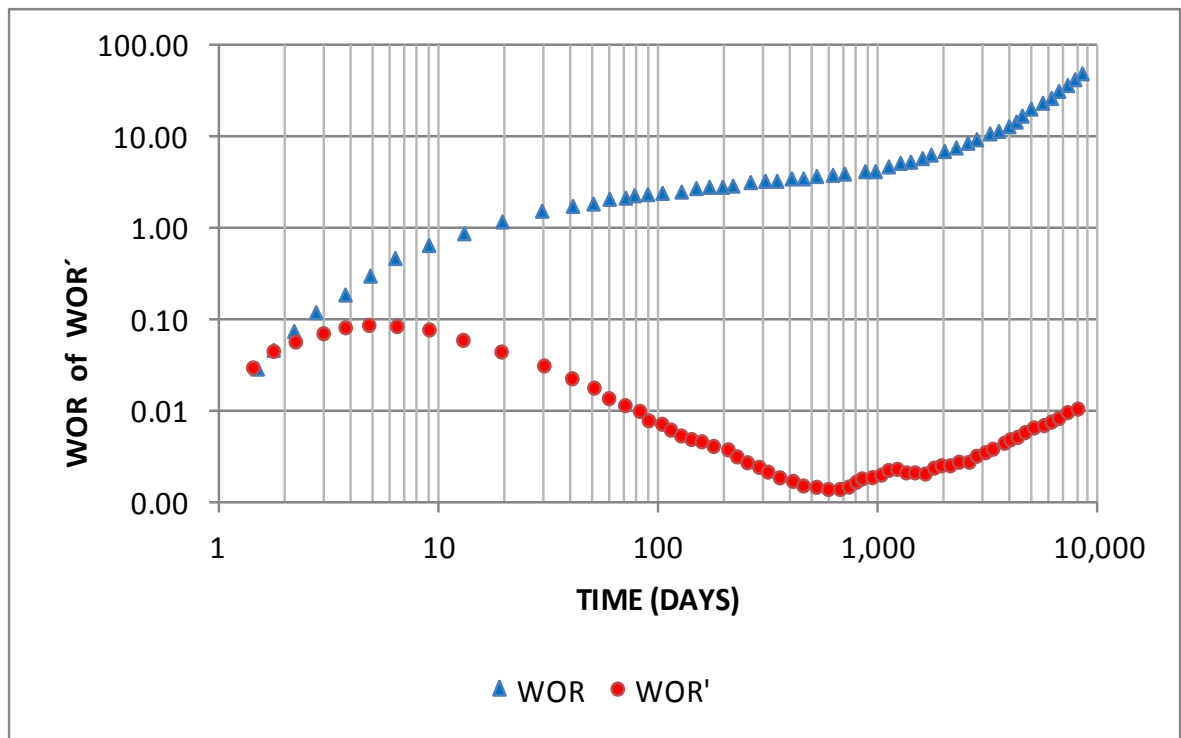
productores, saturación inicial de agua y su distribución entre las capas, y la permeabilidad relativa. El tiempo de partida de la curva de WOR corresponde al avance de agua en una capa de una formación multicapa, esta capa no tiene que ser necesariamente la capa de mayor permeabilidad; la saturación de agua inicial y su distribución en la capas puede volverse un factor muy dominante, si el contraste de permeabilidad entre las capas no es grande.

Segundo período de tiempo: Se observa un incremento del WOR con el tiempo, para la conificación el incremento en la rata del WOR es lento y gradualmente alcanza un valor constante al final de este período; el cono de agua de fondo no solo crece verticalmente para cubrir la mayoría del intervalo de perforación sino también se expande radialmente; la saturación de aceite dentro del cono decrece gradualmente al nivel de saturación de aceite residual.

Para la canalización, el WOR incrementa relativamente rápido; la pendiente de la misma depende de la permeabilidad relativa y las condiciones iniciales de saturación. Al final de este segundo período, el incremento del WOR podría retardarse entrando en un período de transición, esto corresponde a la caída de la producción de la primera capa de avance.

Tercer período de tiempo: En la canalización, Se muestra una transición en el incremento del WOR a la misma rata. Esto corresponde al avance del agua en la siguiente capa de agua de mayor conductividad.

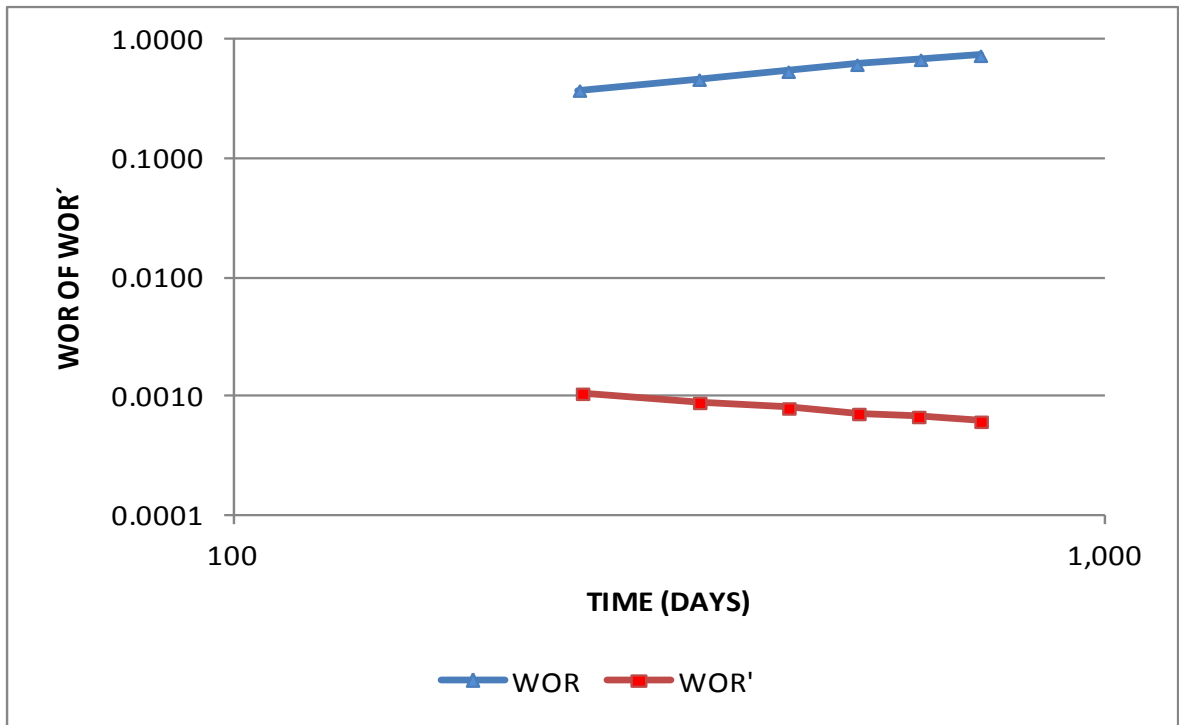
Figura 4. Tendencia del WOR' para el comportamiento de la canalización en el tercer período de conificación de agua



Fuente. Water Control Diagnostic Plots

La gráfica de WOR' Vs. Tiempo muestra una pendiente positiva. En la Conificación se desarrolla un estado pseudoestable, el cono de agua se vuelve un canal de agua de alta conductividad, por tanto el incremento del WOR comienza a parecerse al caso de canalización. Este segundo punto de partida puede ser considerado como el inicio del tercer período.

Figura 5. WOR y derivada del WOR' para el caso de conificación

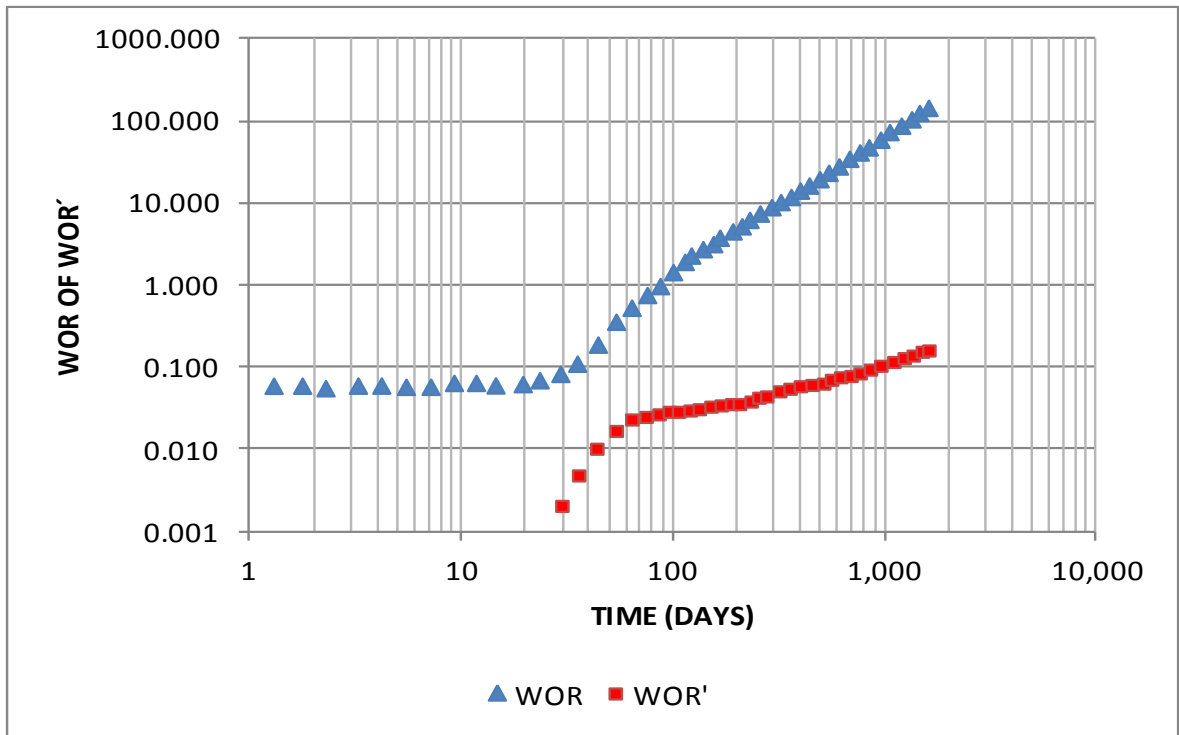


Fuente. Water Control Diagnostic Plots

La gráfica de la derivada del WOR es muy útil para determinar el mecanismo de producción excesivo de agua, cuando los datos de producción son limitados, la figura 6 ilustra esta ventaja; la tendencia del incremento del WOR mostrada podría ser tomada como canalización multicapa pero la derivada del WOR muestra una pendiente negativa, característico de un caso de conificación.

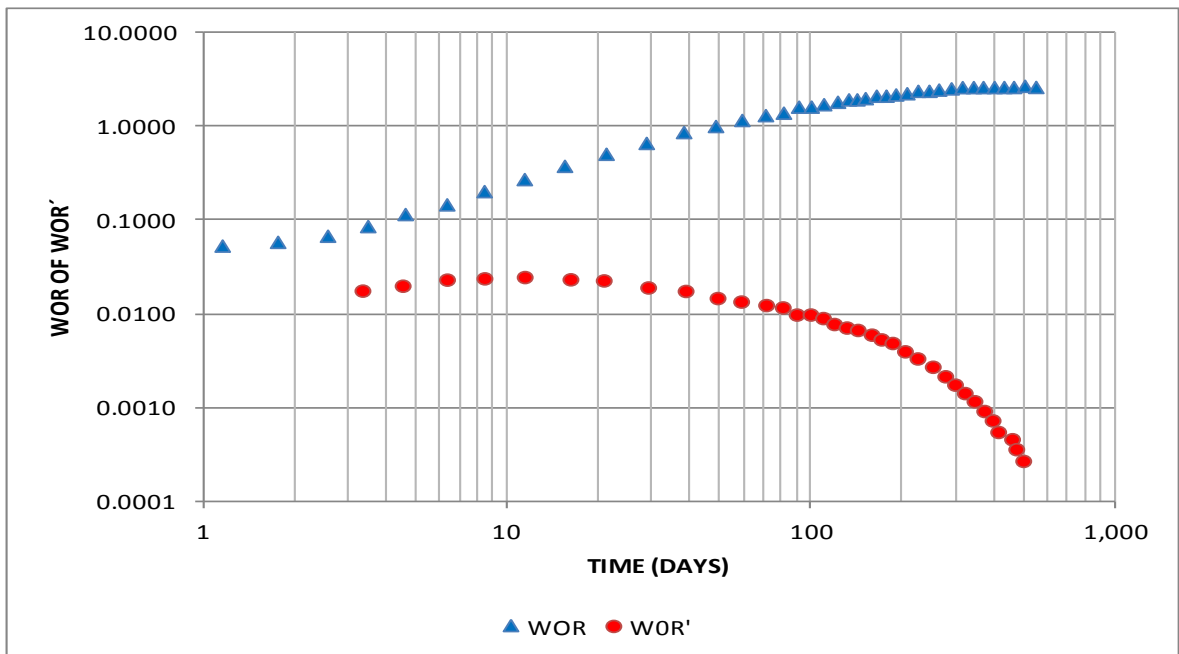
En las figuras 6 y 7 se observa que el WOR tiene una pendiente positiva constante para la canalización y una pendiente negativa para la conificación.

Figura 6. WOR y WOR' para canalización multicapa



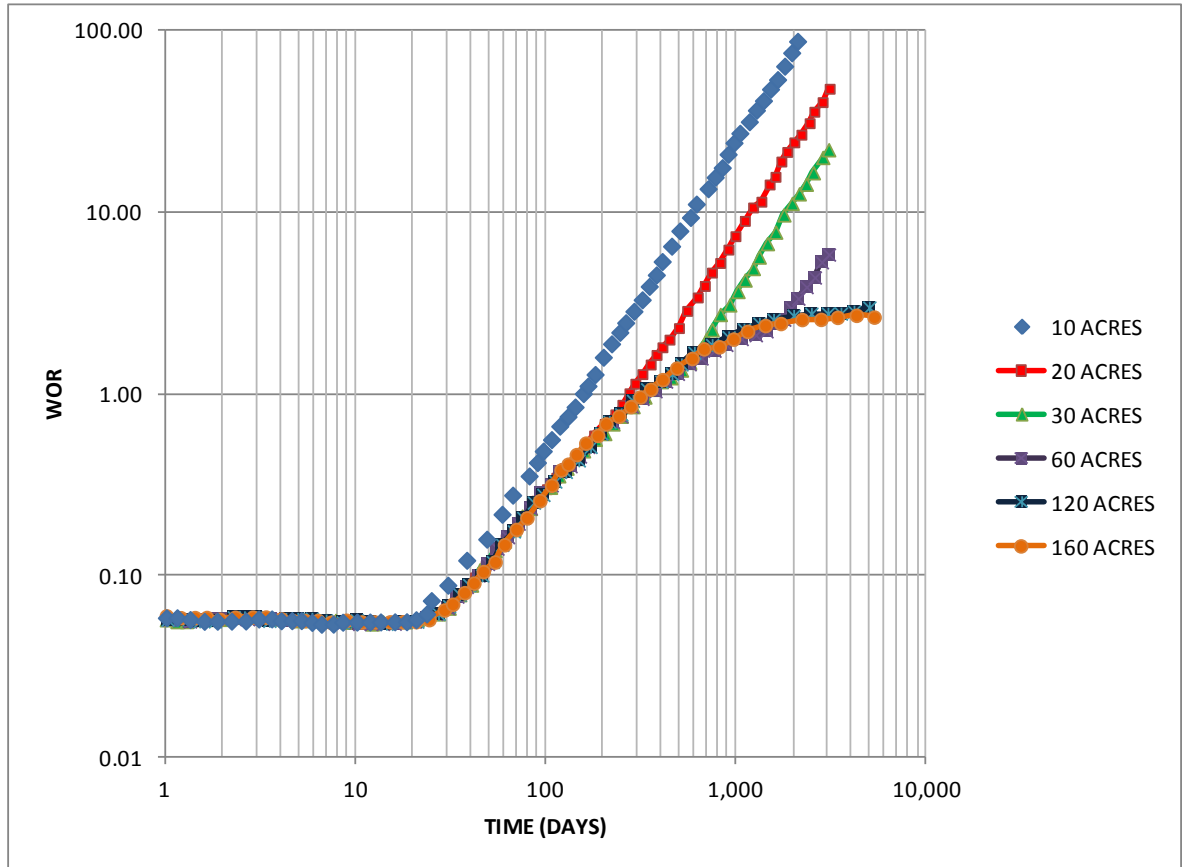
Fuente. Water Control Diagnostic Plots

Figura 7. WOR y WOR' para conificación de agua



Fuente. Water Control Diagnostic Plots

Figura 8. Empuje de agua de fondo Vs. Espaciamiento del pozo para conificación.

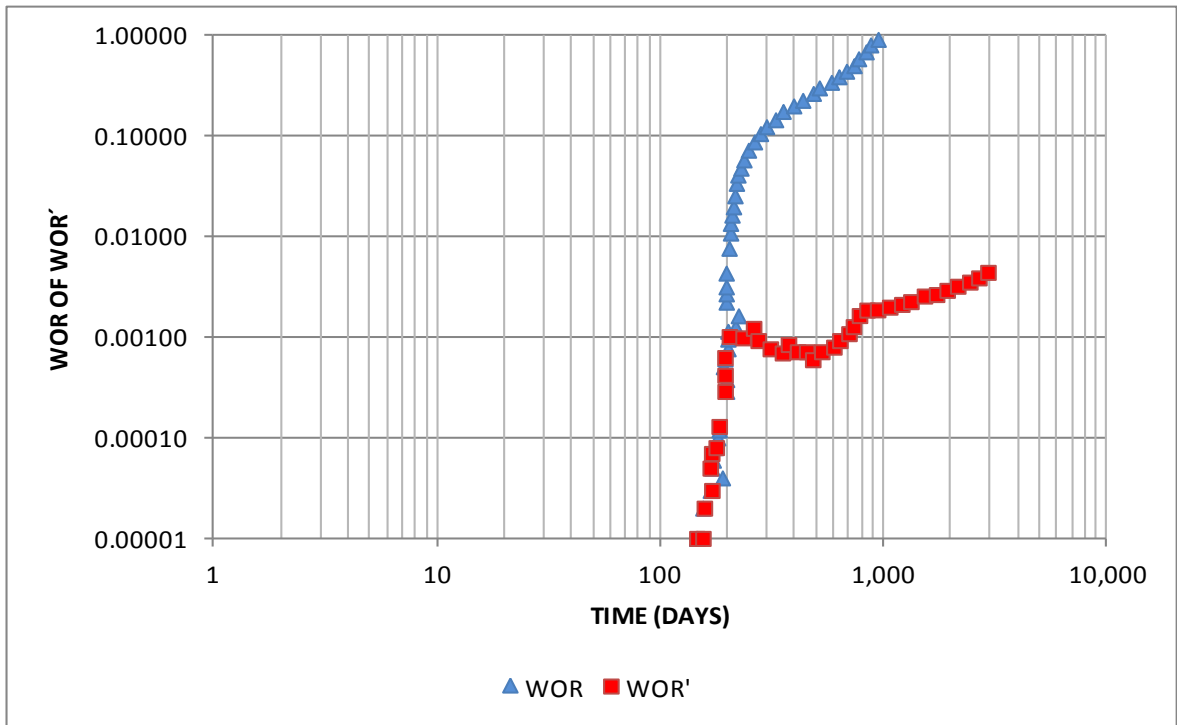


Fuente. Water Control Diagnostic Plots

Para un fuerte empuje de agua de fondo, el espaciamiento del pozo se convierte en un factor clave para la aparición del segundo punto de partida de la conificación a la canalización de agua de fondo. La figura 8 muestra una serie de gráficas de simulación en función del espaciamiento en una relación de permeabilidad vertical-horizontal de 0,1.

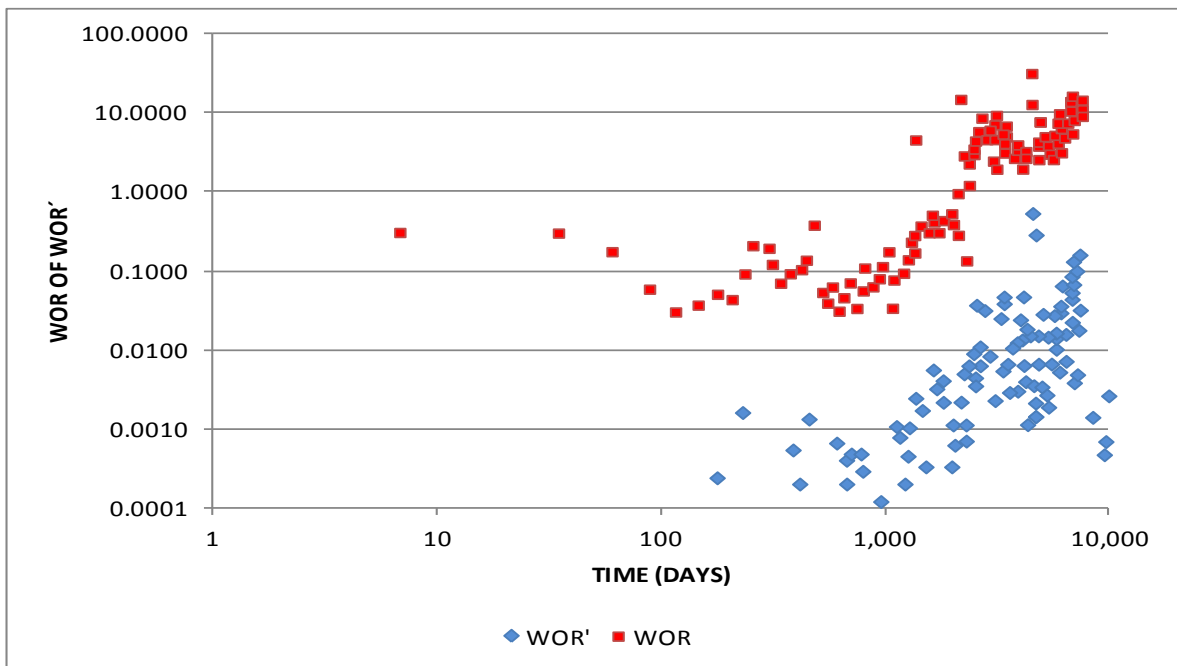
En la figura 9 se observa que inmediatamente después del inicio de la inyección de agua, ésta puede atravesar canales o capas de muy alta conductividad donde rápidamente el WOR se incrementa en el pozo productor. La curva del WOR' muestra esta evolución, una pendiente positiva dentro de un muy corto período de tiempo después del avance de agua; seguido por un período de pendiente negativa indicando la restauración del cono y un período tardío de pendiente positiva corresponde al completamiento de la construcción del canal vertical de recirculación del agua.

Figura 9. WOR Y WOR' para la recirculación del agua



Fuente. Water Control Diagnostic Plots

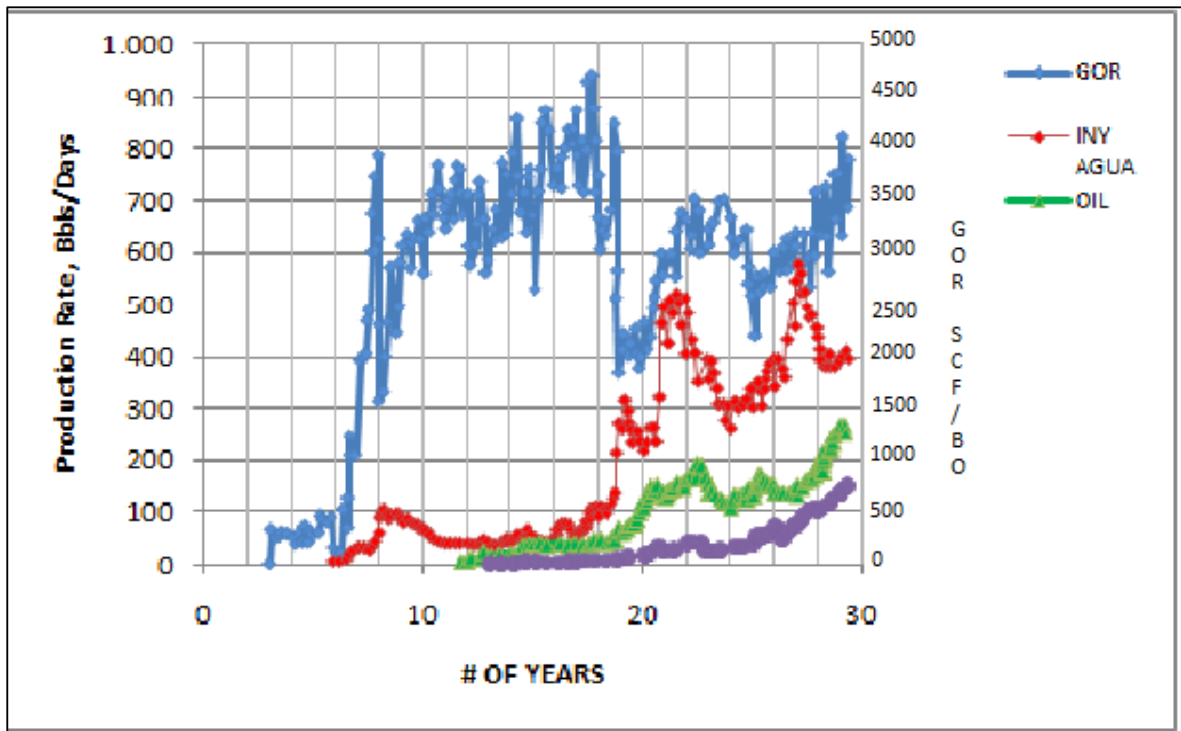
Figura 10. Canalización multicapa con cambios en la producción



Fuente. Water Control Diagnostic Plots

2.2.2 Relación de la Producción Vs. tiempo: Se debe tener en cuenta que éste tipo de gráficas relacionan la producción de crudo, agua y GOR (No la producción de gas) Vs. Tiempo. Utilizando coordenadas lineales se aprecian agros modo los cambios en la producción a un período de tiempo determinado, sin embargo, utilizando coordenadas logarítmicas se pueden apreciar fácilmente cualquier cambio en la producción a éste mismo período de tiempo.

Figura 11. Datos de patrones simples de producción e inyección Vs. Tiempo

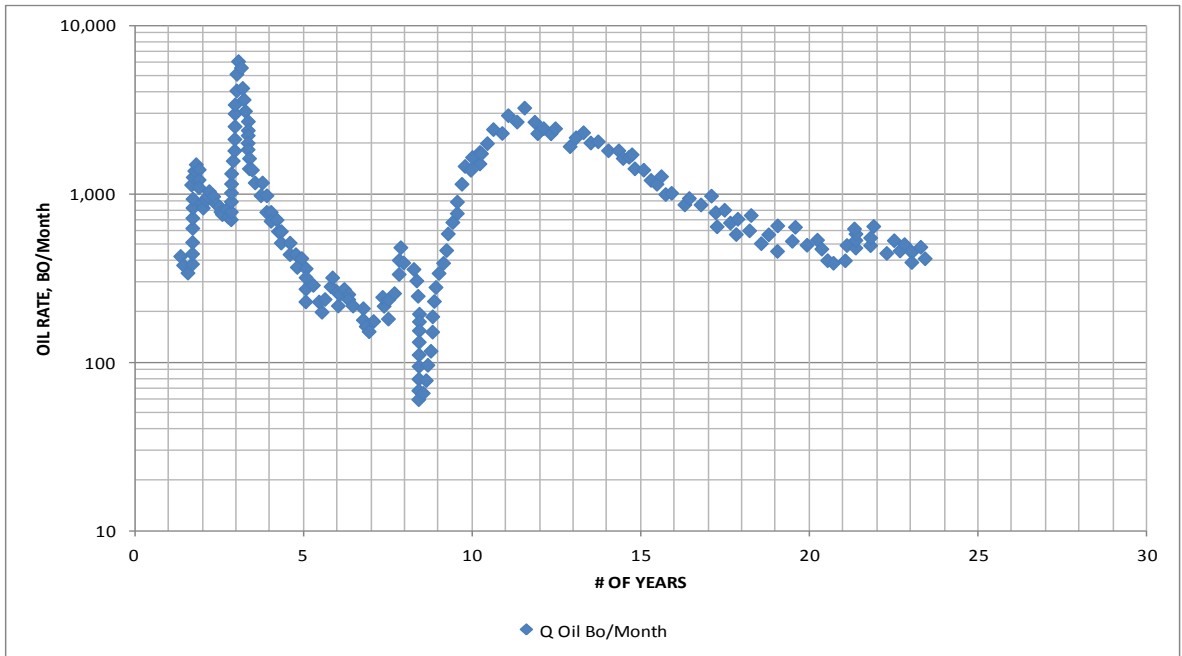


Fuente. Monitoring Reservoir, William Cop

La figura 11 muestra el aumento de presión del yacimiento donde en este punto el GOR declina ya que el gas comienza a disolverse en el crudo, común en el comienzo de la inyección de agua.

En la figura 12 se observa la declinación de la producción, lo que permite ser extrapolado para hallar el límite económico y así estimar una producción futura.

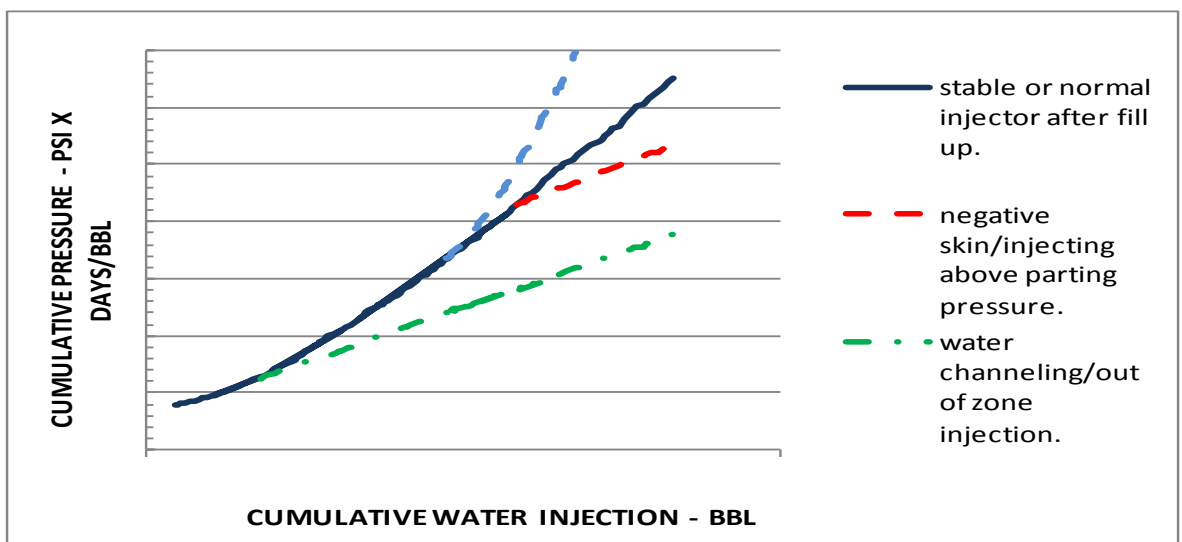
Figura 12. Producción de Crudo Vs. Tiempo



Fuente. Monitoring Reservoir, William Cop

2.2.3 Gráfico de Hall: Esta técnica se utiliza para el análisis de datos de pozos de inyección y consiste en la representación gráfica de la presión acumulada vs inyección acumulada, la cual puede proveer información valiosa en referencia a las características de los pozos de inyección, es decir, es posible deducir si se están comportando normalmente, si muestran daño, estimulación o si el agua se está dirigiendo fuera de la zona de interés.

Figura 13. Condiciones para un gráfico típico de Hall



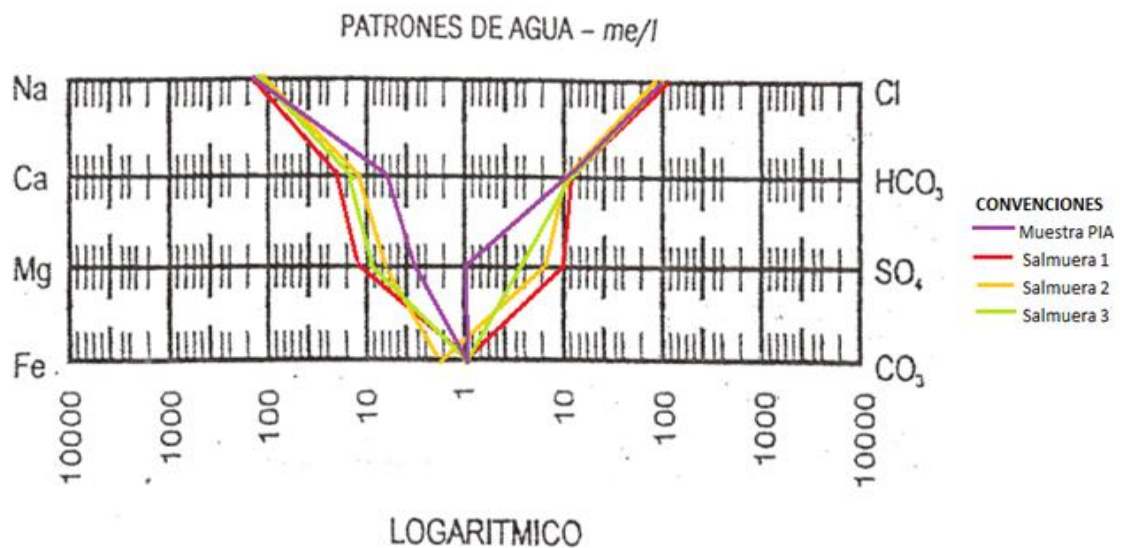
Fuente. Monitoring Reservoir, William Cop

En el primer período de inyección, el radio en la zona de agua se incrementa con el tiempo, causando que la pendiente se haga cóncava hacia arriba, como se muestra en el segmento AB en la figura 13; después del llenado, la línea BA indica una inyección estable o normal; el incremento en la pendiente AA que es cóncavo hacia arriba generalmente indica un Skin positivo o una mala calidad del agua; la línea B, indica una pendiente decreciente, manifestándose probablemente un skin negativo o una inyección por encima de la presión de abandono. La inyección bajo las últimas condiciones puede ser verificada con la realización de pruebas. Un valor muy pequeño de la pendiente como el mostrado en la línea BC, es la indicación de una posible canalización o inyección fuera de la zona.

Habiendo visto la importancia del uso de éste tipo de gráficas dentro de las actividades de monitoreo del yacimiento y/o campo, mediante una completa historia del mismo; en cualquier etapa de un proceso de extracción de hidrocarburos y en cada una de las partes que conforman el sistema: facilidades de superficie, yacimiento, subsuelo y tratamiento químico, hacen que los resultados de los análisis sean más concretos permitiendo aplicar ésta técnica para posteriormente detectar y tomar acciones a tiempo y así realizar los procedimientos y trabajos respectivos a los pozos en cuestión.

2.2.4 Diagrama Stiff o Poligonales: Representan la concentración de aniones (hacia la derecha) y cationes (hacia la izquierda) en unidades de miliequivalentes por litro (meq/l). La forma de las figuras resultantes muestran el tipo de agua mediante semirrectas paralelas que se unen formando un polígono, mostrando los iones presentes en el agua.

Figura 14. Diagrama de Stiff para diferentes tipos de muestras analizadas



Fuente: Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara

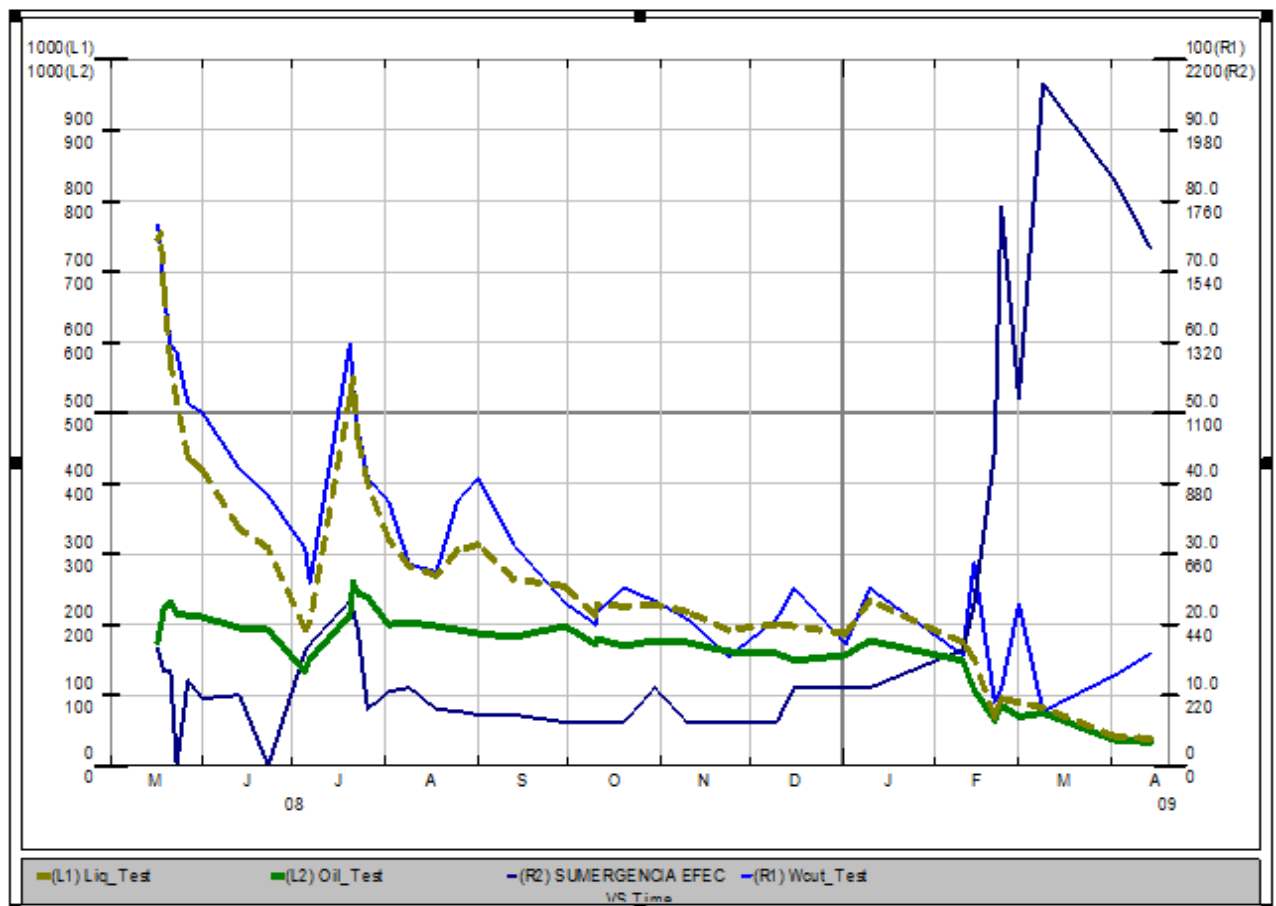
Como se puede apreciar en el Diagrama de Stiff, la Salmuera 1 y la Salmuera 3 tiene un comportamiento similar, mientras que la Salmuera 2 y la muestra de la PIA tienen un comportamiento diferente.

2.3 APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO Y GERENCIAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA EN UN CAMPO

De acuerdo con las investigaciones realizadas por los autores de este proyecto, se recopiló la suficiente información para ejemplarizar un seguimiento realizado a un yacimiento en el cual se aplican las técnicas de monitoreo y gerenciamiento de los sistemas de inyección de agua para aumentar la producción de un campo que toma como nombre Perales, cuya operadora se llamará Vergara y Scarpetta.

Se presenta un caso del pozo NAPA 1, el cual se perforó hasta una profundidad de 7245' TD (6001' TVD) y fue posteriormente completado con Sistema de Levantamiento Artificial Electrosumergible debido a las tasas y comportamiento de producción pronosticado, sin embargo a medida del tiempo, el pozo empezó a disminuir su producción (Julio de 2008) de 175 BOPD y 58 BWPD con una sumergencia de 240' a 32 BOPD y 6 BWPD con sumergencia de 1612' (Febrero 2009), lo que muestra que la bomba ESP ha perdido eficiencia; además, el pozo se encontraba produciendo por baches, lo cual no es normal para este sistema de producción.

Figura 15. Comportamiento de la producción Pozo NAPA 1



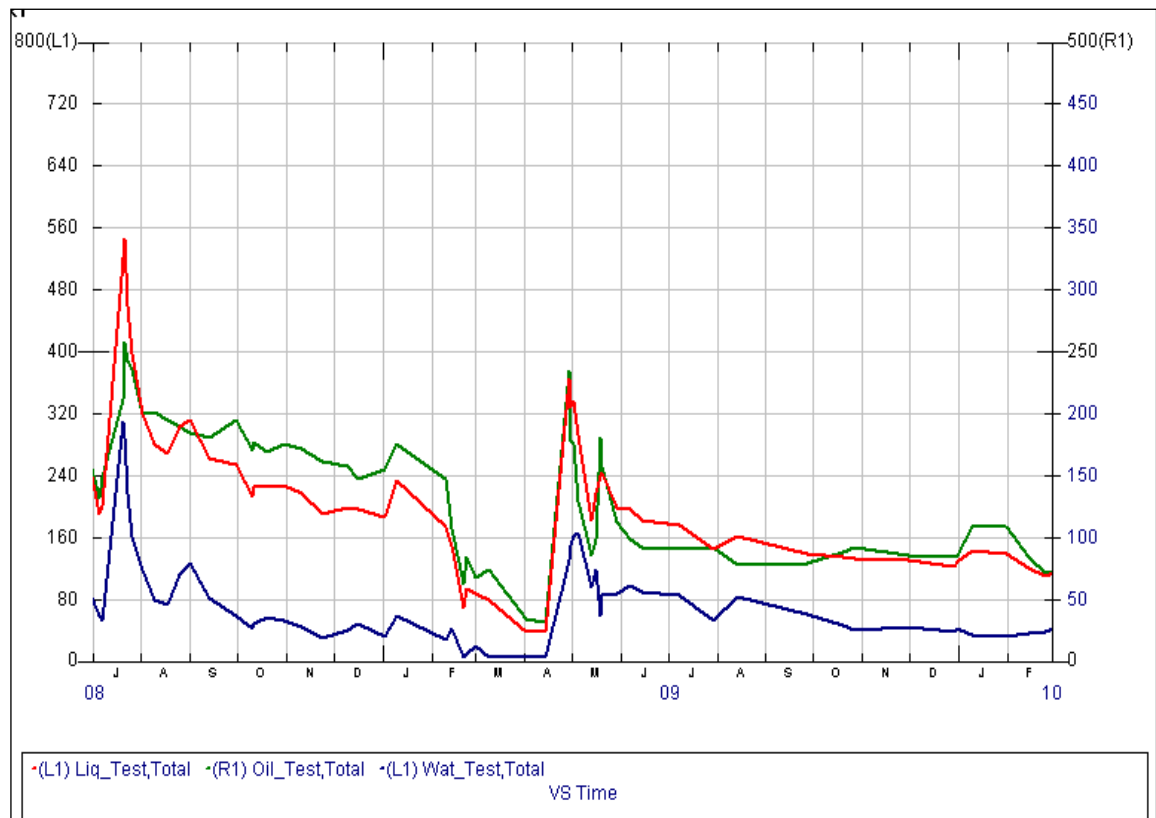
Fuente. DSS

Se Intentó realizar flushing con salmuera de 8.4 lpg sin éxito; la presión se incrementó inmediatamente a 1500 Psi cayendo 200 Psi en 3 min. El procedimiento se insistió en varias oportunidades sin lograr destapar la bomba.

Fue así como se decidió optimizar el sistema de levantamiento ESP cambiándolo por Bombas de Cavidades Progresivas, también conocido como PCP, para así recuperar la producción y lograr una mayor tolerancia en el manejo de la arena.

Sin embargo, después de 1 año de este procedimiento, se empezó a notar una despresurización en el sector aledaño al pozo, tal como lo evidencian las mediciones de presiones registradas en los pozos NAPA 2 y NAPA 3, siendo de 1650 y 1620 psi; tales valores de presión se ubican por debajo de la presión de burbuja (1860 psi @ temperatura de yacimiento). La conversión del pozo permitirá de esta manera dar soporte de presión al yacimiento, aumentando la producción de aceite y reduciendo la producción de gas, la cual se presume es el causal de la despresurización del sector. Fue así como se intervino el pozo para conversión a inyector con sarta dual, para inyectar selectivamente por sarta corta (6330' - 6435') y por sarta larga (6515' - 6630') en diferentes intervalos, con el fin de dar soporte de presión al yacimiento, aumentando la producción de aceite en los pozos cercanos.

Figura 16. Caída de producción del pozo NAPA 1

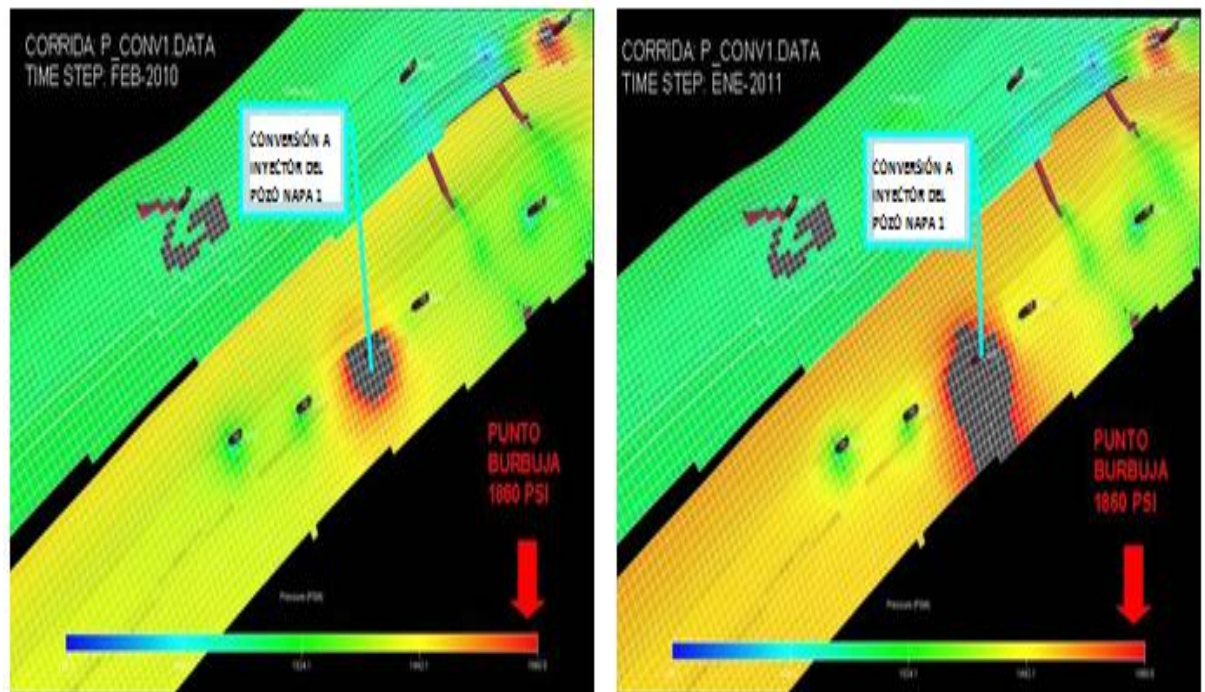


Fuente: DSS

La conversión del pozo fue evaluada con un modelo de simulación, en donde fue posible apreciar el rápido incremento de la presión de yacimiento como respuesta a la inyección de agua en el pozo.

Con la implementación del proyecto de perforación de 4 pozos hacia el sur de la estructura, se tendrá un mayor drenaje del yacimiento, por lo cual la conversión del pozo NAPA 1 es de gran impacto para el desarrollo del campo.

Figura 17. Presión de yacimiento como respuesta a la inyección del pozo NAPA 1



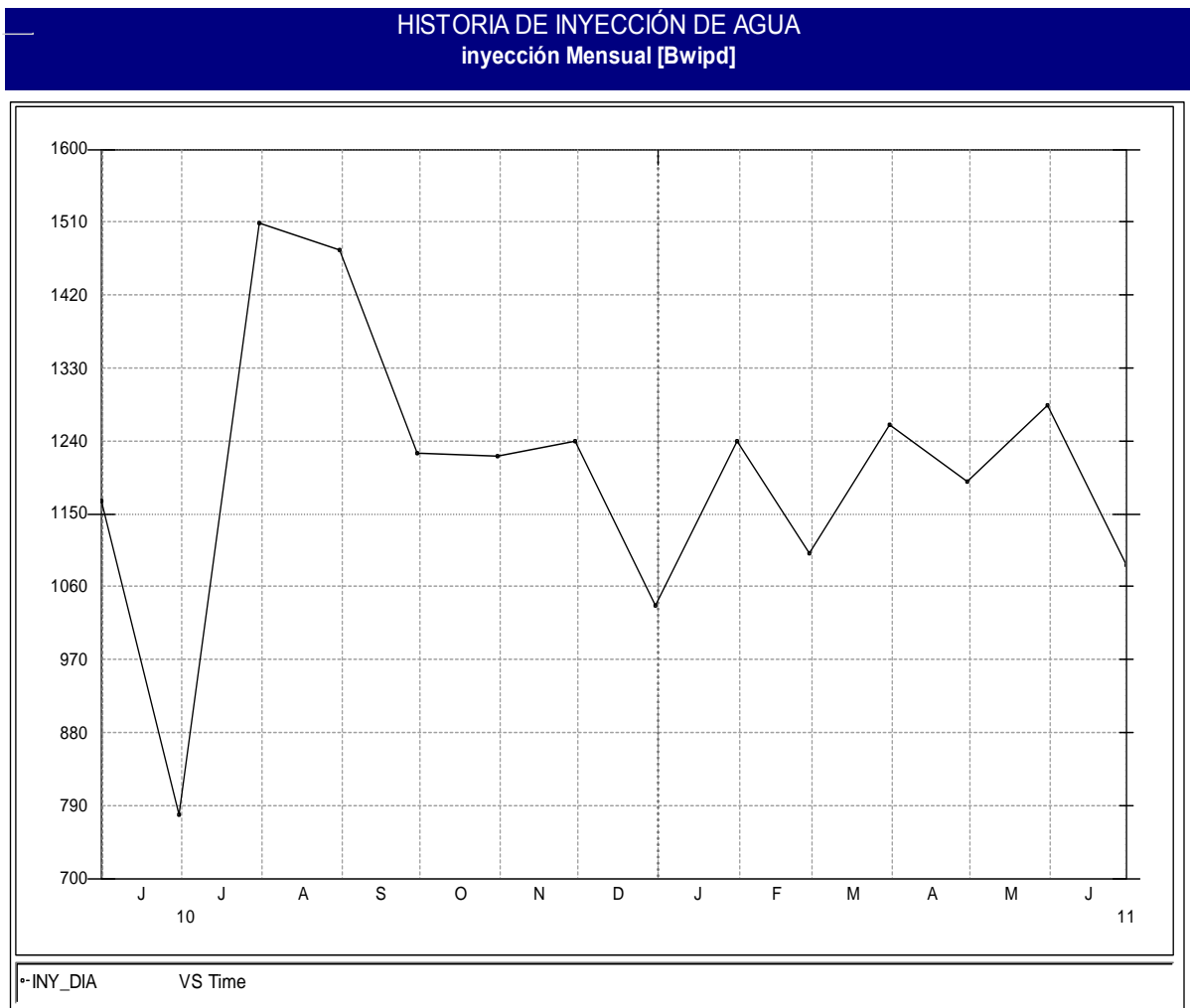
Fuente. ECLIPSE

Figura 18. Sarta combinada Pozo NAPA 1



En la propuesta para inyección, se recomendaron tasas de inyección entre 5000 – 10000 BWPD. Sin embargo, debido a limitaciones de superficie y problemas propios del pozo, dichas tasas no se alcanzaron. El caudal de inyección que se tuvo fue de 1200 - 1300 BWPD aproximadamente, tal como se observa en figura 19.

Figura 19. Comportamiento de la producción del pozo NAPA 1 después de ser convertido a sistema ESP



Fuente. DSS

Estas bajas tasas de inyección no permitieron tener el incremental esperado de producción de petróleo, por lo que se recomendó estimular el pozo, con el fin de permitir el aumento del caudal de inyección y de esta forma garantizar un desplazamiento eficiente de petróleo que no ha podido producirse bajo el recobro primario, además del mantenimiento de presión en el sector del campo afectado por los perfiles de inyección.

Revisando los antecedentes del pozo donde se ha evidenciado presencia de scale y finos en el BHA y de acuerdo a pruebas de laboratorio, se determinó que el pozo presenta dos tipos de daño principales los cuales son: Incrustaciones de carbonatos y Compuestos orgánicos mixtos.

De acuerdo con lo anterior, se propone utilizar un sistema que permita disolver incrustaciones de carbonato de calcio, que también provea un efecto de estabilización de finos, con el fin de disolver algunos depósitos orgánicos que se han evidenciado en algunas intervenciones del pozo.

Cuadro 9. Información de los revestimientos

	Casing	Casing	Liner de Producción
Diámetro	9-5/8"	7"	5"
Grado	K-55	N-80	N-80
Peso	36#	26#	18#
Rosca	BTC	BTC	BTC
Rango	R3	R3	R3
Desde	Superficie	Superficie	5590'
Hasta	1470'	6297'	7245'
Juntas	36	154	32
Fuente. Autores			

Cuadro 10. Tubería de Inyección

	Tubing de Sarta Larga	Tubing de Sarta Corta
Diámetro	2-3/8"	2-3/8"
Grado	P-110	P-110
Peso	4,7	4,7
Rosca	CS-HYD	CS-HYD
Desde	SUPERF	SUPERF
Hasta	6463,87'	5898,65'
Juntas	209	191
Fuente. Autores		

Cuadro 11. Información del Yacimiento

Parámetro	Valor
BHP	1500 Psi @ 2840' TVD (5357' TVD)
BHT	140 °F
Gradiente de Formación	0.28 Psi/ft
Gradiente de Fractura	6515'-6535': 0,63 Psi/ft 6415'-6435': 0,62 Psi/ft 6330'-6350': 0.61 Psi/ft
Fuente. Autores	

3. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE ADMINISTRACIÓN DEL YACIMIENTO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LOS PROCESOS REALIZADOS EN LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA ECOPETROL S.A.

Como objetivo principal de éste capítulo se presenta la realización del cronograma de actividades del monitoreo de la Inyección de Agua, aplicable para cualquier campo petrolero, que permite obtener un fácil y adecuado monitoreo del sistema de inyección de agua. Este proceso se desarrolla en tres fases: como inicio, se describe el proceso general de manejo y tratamiento del agua hasta su disposición final, en donde se tienen en cuenta las variables a monitorear en cada una de las etapas mencionadas en éste proceso; como segunda fase, se encuentra la aplicación de este proceso para la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima ECOPETROL S.A, en donde se identifican las falencias del proceso y se presentan sugerencias a desempeñar. Como última fase de éste proyecto se muestra el cronograma de actividades junto con el presupuesto estimado para la realización de las actividades que lo conforman.

3.1 PRIMERA FASE: VARIABLES A MONITOREAR EN CADA UNA DE LAS ETAPAS QUE CONFORMAN EL PROCESO GENERAL DE MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA HASTA SU DISPOSICIÓN FINAL

3.1.1 Fuente: Las fuentes de agua pueden ser clasificadas ampliamente como superficiales o de subsuelo y pueden incluir agua producida con petróleo - gas.

- Aguas Superficiales: Se dispone de agua superficial principalmente de ríos y lagos. Esta fuente de agua está sujeta a variaciones en su calidad y cantidad debido a cambios estacionales, y se caracteriza por su alto contenido de impurezas orgánicas e inorgánicas.
- Aguas de Subsuelo: Los estratos aluviales pueden estar asociadas a corrientes y ríos, y proveer un excelente suministro de agua a través de pozos generalmente someros. Debido a que los estratos aluviales actúan como filtros, el tratamiento requerido es mínimo. Incluso en estaciones secas, cuando el flujo superficial de los ríos es muy bajo o no existe, el sistema del subsuelo aún puede contener agua. Las aguas de acuíferos suelen estar libres de oxígeno y aunque no es frecuente encontrar acuíferos bacteriológicamente activos se debe confirmar este estado.
- Agua de producción: Las aguas producidas por deshidratación de petróleo se caracterizan por su contenido de aceite, el cual varía dependiendo de la eficiencia de los sistemas de separación y del tratamiento. Adicionalmente contiene sales disueltas, especialmente cloruros.

Variables a monitorear en general en la fuente: caudal necesario, caudal necesario proyectado, caudal de la fuente, presión de yacimiento, comportamiento de la presión con la inyección, temperatura, pérdidas de inyección en superficie, bacterias, tasa de incrustación, contenido de sólidos, grasas y aceites, etc.

En ésta etapa se monitorean variables como las descritas a continuación; con el objeto de identificar las fuentes de producción de agua en los yacimientos, lo cual es muy útil para detectar si la producción de agua en un pozo procede de su propio yacimiento, o de otros yacimientos vecinos que se han comunicado al pozo debido a problemas mecánicos. Así mismo permiten evaluar el control del vaciado del yacimiento, la eficiencia areal y vertical, fracturas comunicadas, canales y zonas ladronas, conificación, adedamiento y sobrepaso por gravedad.

Cuadro 12. Características principales para el monitoreo integral del Yacimiento

Características Principales	Especificación	Frecuencia	Método
Volumen total de agua a inyectar por pozo	Barriles Acumulados Día, BLS mensuales	Programación anual- toma de datos diario	Lectura directa
Rata de inyección	BWPD	Datos diarios	Lectura directa
Presión de inyección	PSI	Datos diarios	Lectura directa
Pozos inyectoros	N/A	Anual	Inventario físico
Arenas que reciben agua	N/A	Anual	Estadístico de control
Distribución porcentual de arenas que reciben agua	%	Anual	Análisis de perfiles
Distribución porcentual de agua inyectada por arena	%	Anual	Análisis de perfiles
Agua acumulada de inyección por arena y por pozo	BLS	Mensual	Estadística de inyección
Fuente. SOLARTE ANA, Gonzales Andrea. Implementación del sistema de gestión de calidad basado en la norma internacional ISO 9001 – 2000 en el proceso de inyección de agua de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. Modificado por Autores.			

3.1.2 Facilidades de Producción e Inyección: En ésta etapa se describe la forma por la cual los fluidos provenientes del yacimiento llegan al Manifold o Batería, pasan por todo el proceso de tratamiento y separación de fluidos y finalmente se fiscalizan para su posterior transporte o disposición.

3.1.2.1 Facilidades de Producción e Inyección: Existen varios métodos de producción para transportar el crudo desde los pozos hasta las estaciones. El método más común para transportar el fluido desde el área de explotación a la estación, es impulsarlo a través de un sistema de tubería. Al llegar al Manifold o Batería se realiza el tratamiento del crudo que consiste en separar a

las presiones óptimas los fluídos del pozo en sus tres componentes básicos: petróleo, gas y agua. Este proceso está compuesto por diferentes etapas como son: recolección, separación, depuración, calentamiento, deshidratación, almacenamiento y bombeo.

Todas las Baterías para realizar sus funciones, necesitan la interrelación operativa de una serie de componentes básicos, como son:

- Múltiples o recolectores de entrada
- Líneas de flujo
- Separadores de petróleo y gas
- Calentadores y/o calderas
- Tanques de almacenamiento
- Bombas

Cuadro 13. Monitoreo de los componentes de las Facilidades de Producción

Etapa	Componente	Variables	Parámetro	Frecuencia de control	Acciones a tomar cuando las variables se encuentra fuera de control
Sistema de Separación y Almacenamiento	Gun Barrel	Grasas y aceites	ppm	Diaria	< 30 se revisa el tratamiento, se penaliza. Se realizan modificaciones operacionales.
		BSW	%	Diaria	Si se aumenta considerablemente su valor se debe revisar el tratamiento químico utilizado.
	Tanques	Grasas y aceites	ppm	Diaria	Para eficiencias de remoción de grasas y aceites < 60% se realiza desnate y se toman acciones en el tratamiento químico.
		BSW	%	Diaria	Si se aumenta considerablemente su valor se debe revisar el tratamiento químico utilizado.
	Filtros	Grasas y aceites	ppm	Diaria	Para grasas y aceites a la salida >3 ppm se realiza retro lavado en filtros y desnate en los tanques correspondientes.

Cuadro 13. (Continuación) Monitoreo de los componentes de las Facilidades de Producción

Etapa	Componente	VARIABLES	Parámetro	Frecuencia de control	Acciones a tomar cuando las variables se encuentra fuera de control
Sistema de Separación y Almacenamiento	Filtros	Diferencial de presión	psi	Cada 3 Horas	Si el diferencial de presión entre la entrada y salida es alta (< 15 psi), indica que el filtro se está taponando y se requiere mantenimiento del mismo por retro lavado. Si el diferencial de presión es bajo cercano a 5 psi, indica que está limpio y si por el contrario no hay diferencial de presión, se tienen valores entre 0 y 1, se puede decir que no se está filtrando.
		Volumen de Filtrado	BLS	Diaria	Lectura mediante el registrador de presión diferencial.
		Lavado de Filtros	Según la calidad del Agua	Diaria / Semanal	Decisión de acuerdo a las grasas y aceites a la salida.
	Tratamiento Químico	Volumen de Filtrado	BLS	Diaria	Lectura mediante el registrador de presión diferencial.
		Lavado de Filtros	Según la calidad del Agua	Diaria / Semanal	Decisión de acuerdo a las grasas y aceites a la salida.
Planta de Inyección de Agua	Tanques	Grasas y aceites	ppm	Diaria	Para grasas y aceites > 30 ppm se revisa el tratamiento que se le está haciendo al agua, evaluando los productos químicos usados.
		Nivel	pies	Cada 3 Horas	< a 8 pies, alarma por bajo nivel, se apagan las bombas. Se verifica el bombeo para saber qué está pasando con el agua. Niveles > 34 pies, se produce una alarma, se hace by pass al tanque o se para la transferencia de las baterías.
		Caudal	BWPD	Cada 3 horas	Si es < 4.000, se verifican las líneas del sistema de inyección. Si es > 6.000, se choca la línea de transferencia o se cierran los pozos de mayor producción de agua.
		BSW	%	Diaria	Si es >= 0.5 se debe revisar el tratamiento químico utilizado.
	Bombas de Transferencia	Temperatura del agua del motor	°F	Cada 4 horas	Cuando se encuentra fuera del rango, automáticamente la bomba se apaga, se da aviso a los mecánicos para que la revisen.

Cuadro 13. (Continuación) Monitoreo de los componentes de las Facilidades de Producción

Etapa	Componente	Variables	Parámetro	Frecuencia de control	Acciones a tomar cuando las variables se encuentra fuera de control
Planta de Inyección de Agua	Bombas de Transferencia	Temperatura de la bomba	°F	Cada 3 horas	Si se encuentra fuera de rango la bomba se apaga automáticamente.
		Caudal	BWPD	Cada 3 horas	Si es < 32.000, se verifica las líneas del sistema de inyección. Si es > 45.000, se choca la línea de transferencia o se cierran los pozos de mayor producción de agua.
		Velocidad del motor	RPM	Cada 4 horas	Se regulan manual y automáticamente de acuerdo al nivel del tanque de succión.
		Temperatura del motor	°F	Cada 3 horas	Si se encuentra fuera de rango la bomba se apaga automáticamente, se toman medidas operacionales y se da aviso a mantenimiento para su posterior revisión.
		Amperaje	Amperios	Cada 3 horas	Si esta fuera del rango hay variación del voltaje, se apagan las bombas automáticamente, posible falla eléctrica. Dar aviso a mantenimiento para revisión.

Fuente. SOLARTE ANA, Gonzales Andrea. Implementación del sistema de gestión de calidad basado en la norma internacional ISO 9001 – 2000 en el proceso de inyección de agua de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. Modificado por Autores.

Cuadro 14. Análisis de Factores que afectan la Operación

Características principales	Especificación	Frecuencia	Método
Estado de líneas de alta presión	Escapes, Índices de Corrosión	Diaria-Mensual	Visual, Laboratorio, Cupones, Corrosión
Programa de mantenimiento predictivo	N/A	Mensual	Se analizan las fallas periódicas
Programa de mantenimiento preventivo	N/A	Semestral	Se analizan las fallas periódicas
Mantenimientos correctivos	N/A	Cada vez que sea necesario	Reportes de Operación
Tiempos de Parada de Inyección	Hrs, Días	Diaria-Mensual	N/A

Cuadro 14. (Continuación) Análisis de Factores que afectan la Operación

Características principales	Especificación	Frecuencia	Método
Agua fuera de especificaciones normales	Variable	Diaria	Laboratorio
Toma de perfiles de inyección	N/A	Anual	N/A
Exceso agua en el sistema	N/A	Cada vez que sea necesario	Medición de Volumen

Fuente. SOLARTE ANA, Gonzales Andrea. Implementación del sistema de gestión de calidad basado en la norma internacional ISO 9001 – 2000 en el proceso de inyección de agua de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. Modificado por Autores.

3.1.2.2 Tratamiento Agua de Producción e Inyección: La calidad del agua es cuantificada mediante la determinación de las concentraciones de los diferentes compuestos que se encuentran en el agua mediante pruebas de laboratorio; los parámetros medidos pueden ser empleados en el control de la eficiencia remocional de las distintas vasijas con que cuenta el sistema de producción-inyección. Es por ésta razón que ésta etapa se convierte en uno los más importantes e indispensables monitoreos que se realizan en el proceso de manejo y tratamiento del agua hasta su disposición final.

La corrosión del sistema de inyección generalmente se incrementa cuando se usa agua de baja calidad para lo cual es necesario proteger el sistema de inyección para mantener la integridad física de las instalaciones y prevenir la generación de los productos de la corrosión que pueden generar daños en la formación productora; así mismo la calidad del agua es muy importante para evitar que se requieran altas presiones para mantener las tasas de inyección requeridas.

Las pruebas de laboratorio que se realizan en las estaciones de producción garantizan la calidad del agua. Estas pruebas son generalmente:

- pH del agua, Temperatura, Alcalinidad, Dureza Total, Dureza Cálcica CaCO_3 , Dureza Cálcica Ca^{++} , Magnesio, Bario, Hierro Total, Cloruros, Sulfatos, Sólidos Suspendidos, Grasas y Aceites, Gases Disueltos (Oxígeno, H_2S , CO_2).
- Minerales, crecimiento de bacterias, Formación de Escamas.
- Corrosividad mediante los cupones de corrosión y el monitoreo de la tasa de corrosión, el contenido de petróleo, las emulsiones y el Sulfuro de Hierro.
- Uno de los principales parámetros que requieren un riguroso seguimiento es el Índice de Taponamiento Relativo (RPI), los parámetros que lo definen son los siguientes:

RPI < 3: Calidad del agua Excelente
RPI 3-10: Calidad del agua Buena a Regular
RPI 10-15: Calidad del agua Cuestionable
RPI >15: Calidad del agua Pobre

Los puntos generales de análisis fisicoquímicos en las facilidades de producción que requieren monitoreo son:

- Entrada y salida del Sistema de separación tales como tanques desnatadores y Gun Barrel, los cuales realizan su proceso con base en la diferencia de densidades de los fluidos.
- Entrada y salida del sistema de filtración tales como filtros de cascarilla de Nuez.
- Salida de los tanques de almacenamiento.

Las frecuencias de los análisis de monitoreo de los sistemas de inyección de agua son variables y dependen de las características del sistema receptor y de la calidad del agua inyectada. Las variables que deben ser monitoreadas diariamente son: Contenido de Grasas y Aceites, Sólidos Suspendidos, Oxígeno disuelto, Cloruros y contenido de Hierro. Mensualmente se debe realizar el monitoreo fisicoquímico completo con determinaciones de actividad bacteriana y gases disueltos.

Finalidad de los diferentes productos químicos utilizados en el tratamiento químico:

- Secuestrante de Oxígeno: Se utiliza para eliminar químicamente el Oxígeno disuelto en el agua, con el objeto de evitar la corrosión. Se aplica en los puntos en los cuales se detecta algún contenido de Oxígeno por encima de lo permitido. Es de vital importancia determinar el origen de la presencia de Oxígeno y tomar las acciones necesarias para eliminar la entrada de oxígeno al proceso.
- Biocidas: Se usan cuando se presentan problemas bacterianos, los cuales disminuyen y/o controlan el crecimiento de la población bacteriana. Una vez se han detectado los problemas causados por las bacterias normalmente se usan dos tipos de biocidas: compuestos de amina cuaternaria y compuestos de glutaraldehído. Estos dos tipos de biocidas, se aplican de forma intercalada para evitar la inmunización de las bacterias. El producto base amina cuaternaria funciona como surfactante levantando los depósitos que cubren las bacterias y dejándolas expuestas al ataque biocida base glutaraldehído que mata y controla su reproducción.
- Auxiliar de Floculación: Es un cuagulante catiónico líquido que separa los sólidos de los líquidos. También es usado como clarificador de aguas.
- Inhibidor de Incrustación o de Scale: Este producto secuestra y dispersa depósitos de sales de los metales alcalinotérreos, especialmente usado en sistemas de inyección de agua. La efectividad de la función controladora del inhibidor depende básicamente de dos reglas: 1. El inhibidor debe ser aplicado aguas arriba del punto de formación de cristales. 2. Se debe aplicar en forma continua.

- Inhibidor de Corrosión: Evita o reduce la velocidad de las reacciones de corrosión. Existen dos clases de Inhibidores: Los solubles en aceite (dispersables en agua), el cual usa el Hidrocarburo presente en la corriente para formar una barrera impermeable; y los solubles en el agua (dispersables en aceite)
- Rompedor Inverso: Una emulsión inversa es aquella donde la fase continua es el agua y el aceite es la fase dispersa, por lo tanto las gotas de emulsión son las de aceite y están contenidas en el agua. Una de las mejores maneras de optimizar técnicamente los tratamientos con un rompedor inverso, es aplicarlo en un punto donde exista la suficiente agua libre para que el producto actúe.

La dosificación de cualquiera de estos productos es recomendada por el Ingeniero de la compañía de tratamiento químico, quien es la persona encargada de llevar el control de la calidad de agua que se va a inyectar a los pozos.

Cuadro 15. Seguimiento de las variables en el proceso de Tratamiento Químico

Características principales	Especificación	Frecuencia	Método
Aceites y Grasas	PPM	Diaria	Norma ASTM 3921
CO ₂	PPM	Semanal	Titrimétrico (SM-2310)
H ₂ S	PPM	Semanal	Colorimétrico (SM-4500)
Fe	PPM	Semanal	Colorimétrico (SM- 3500)
Sólidos Suspendidos Totales (TSS)	PPM	Diaria	Norma SM-2540D
Sólidos Disueltos Totales (TDS)	PPM	Mensual	Potenciométrico (SM-2540-B)
Oxígeno Disuelto	PPB	Semanal	Colorimétrico (SM-4500)
Dureza Total (DT), Dureza Cálcica (DCa), Dureza Magnésica (DMg)	PPM	Mensual	Titulométrico-Dureza Total (SM- 2340-C), Dureza Cálcica y Magnésica (SM-3500)
Sulfatos (SO ₄)	PPM	Mensual	Colorimétrico (SM- 4500)
BARIO (Ba)	PPM	Mensual	Colorimétrico (SM-3500)
Cloruros (Cl)	PPM	Mensual	Titrimétrico - Titulación (SM- 4500)
pH	Variable (0 a 14)	Mensual	Potenciométrico (SM-4500)
Temperatura	°F	Mensual	SM-2550
Conductividad	ms/cm	Mensual	Potenciométrico (SM- 2510)
Tasa de Corrosión	mpy	Mensual	Norma NACE RP 0775 Item N° 21018

Cuadro 15. (Continuación) Seguimiento de las variables en el proceso de Tratamiento Químico.

Características principales	Especificación	Frecuencia	Método
Tasa de Incrustación	mpd	Mensual	Norma NACE RP 0775 Item N° 21018
Productos Químicos Residuales	PPM	Mensual	Titrimétrico
Alcalinidad Total	PPM	Mensual	Titrimétrico (SM-2320)
Bacterias Sulfato-reductoras	Col/mil	Mensual	Inoculación en Caldos de Cultivo Bacteriológico (ASTM- D-4412)
Bacterias Aeróbicas	Col/mil	Mensual	Inoculación en Caldos de Cultivo Bacteriológico (API RP-38)
Índice de Taponamiento	Evaluación y prueba filtración	Semanal	Filtración- Determinación de Velocidad y Tiempo
Volumen de Transferencia	Bls	Diaria	Lectura Registrador Barton (Presión Diferencial)
Fuente. SOLARTE ANA, Gonzales Andrea. Implementación del sistema de gestión de calidad basado en la norma internacional ISO 9001 – 2000 en el proceso de inyección de agua de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. Modificado por Autores.			

3.1.3 Fiscalización Y Transporte: Las normas y requerimientos técnicos usados para la fiscalización y transporte de fluidos son las siguientes:

- Decreto 3830 del 2010, el cual en su capítulo 6, artículo 27 dice: De la inyección de residuos líquidos, solo se permiten la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolíferas, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero. Para el otorgamiento de la licencia ambiental, la empresa debe evaluar la reinyección de las aguas provenientes de estas actividades previendo posibles afectaciones al potencial del acuífero.
- Decreto 1594 de 1984: Usos del agua y residuos líquidos. En el capítulo 3 artículo 29 trata sobre el Otorgamiento a la industria del uso de aguas subterráneas. En el artículo 61 del capítulo 6 que trata sobre vertimientos de residuos líquidos, prohíbe la inyección de residuos líquidos salvo en exploración y explotación petrolífera sin que ello afecte el potencial del acuífero.
- Método API RP-38 ó dilución serial: Es una prueba de campo que permite monitorear el nivel de contaminación bacteriana (aeróbicas y anaeróbicas), evaluar la efectividad del tratamiento aplicado para su control, determinar la concentración inyectada del biocida es óptima, si la frecuencia y sitio de aplicación de los biocidas es la apropiada. Este método es

el más usado en campo, debido a que se obtienen resultados como la cantidad y tipos de bacterias presentes en el sistema.

Cuadro 16. Guía para la interpretación de los resultados obtenidos por dilución serial API RP38

Muestra Original Colonias/ml	Medios Aeróbicos	Medios Anaeróbicos
0	Bueno	Bueno
1 a 10	Sistema en Observación	Satisfactorio
10 a 100	Moderadamente Contaminado	Sistema en Observación
100 a 1000	Alto - Problemas	Moderado
1000 a 10000	Inmediata atención	Moderado - Alto
10000 a 100000	Muy Alta - La formación puede taponarse	Muy Alta - La formación puede taponarse
Fuente. Calidad de Agua de Inyección		

- De acuerdo a la norma NACE, un agua de buena calidad (Sistema Ideal) debe contener un balance iónico, bajo las siguientes especificaciones:

Cuadro 17. Especificaciones de la Norma NACE para el contenido de cationes y aniones

Parámetro (mg/Lt)	Especificación
Na ⁺	0
K ⁺	0
Ca ⁺⁺	0
Mg ⁺⁺	0
Ba ⁺⁺	0
Sr ⁺⁺	0
Fe ⁺⁺	1
SiO ₂	0
pH	6.5-8.5
H ₂ S	0
O ₂ Disuelto	1
CO ₂	1
HCO ₂ ⁻	0
CO ₃ ⁻	0
SO ₄ ⁻	0
Cl ⁻	0
Fuente. Calidad de Agua de Inyección	

De acuerdo a las normas establecidas anteriormente nombradas y a la NORMA NACE TMO 173/2005, NORMAS API RP-45; se establecen los parámetros del agua de inyección, con el fin de minimizar los costos involucrados en el proceso y obtención de las máximas tasas de inyección de agua sin ocasionar daños a la formación.

Existen algunos criterios de calidad del agua de inyección, desde el punto de vista “Operativo” expresados por varios autores:

Cuadro 18. Calidad del agua de Inyección según Hunsell – Sullivan (máximos admitidos)

Velocidad de Corrosión	1 mpy
Oxígeno	50 ppb
Bacterias generales	10 col/ml
Petróleo en suspensión	25 ppm
Bacterias sulfatorreductoras	10 - 100 col/ml
Sólidos suspendidos totales	5 ppm
Fuente. Calidad de Agua de Inyección	

Cuadro 19. Calidad del agua de Inyección según Barben – Symank (1998)

Calidad del Agua	TSS (mg/lit)	Oil + Grase (Mg/lit)	Oxígeno (ppb)
Excelente	< 10	< 15	0
Muy buena	10. - 15	15 - 25	< 20
Buena	15 - 25	25 - 35	20 - 50
Regular	25 - 40	35 - 45	50 - 100
Pobre	> 40	> 45	> 100
Fuente. Calidad de Agua de Inyección			

Otros autores, han sugerido el monitoreo en detalle de los sólidos en suspensión (TSS) y/o los parámetros indicadores de corrosión.

Cuadro 20. Calidad del agua de Mar según Al Rubaire y Otros (1998)

Conteo Coulter (2 micrones, part / 0,05 ml)	200 (1)
Turbidez	< 0.2
Cloro (ppm)	0.5 - 0.8
Millipore (Lt/30')	5
STS (mg/lit)	0.2
Hierro (ppm)	0.2
Oxígeno (Pb.)	0 - 50
BSR (col / 5ml)	50
M . P . Y	5
Fuente. Calidad de Agua de Inyección	

3.1.4 Disposición Final: Superficie o Subsuelo: Mediante el seguimiento a las pruebas que se llevan a cabo para optimizar el comportamiento de los proyectos de inyección de agua, en donde se maximiza la presión diferencial, se reduce el daño al mínimo, se asegura la distribución del agua en la formación apropiada y se monitorea la extensión de las fracturas se lleva a cabo mediante el seguimiento a los siguientes aspectos:

- Trazadores entre pozos.
- Medidores de corrosión.
- Integridad del cemento.
- Equipo en el fondo del pozo.
- Equipos de superficie.
- Fracturas en el pozo.
- Inyección de agua en las zonas objetivos.

- Daño en la formación y taponamiento de las perforaciones.
- Condiciones de bombeo.
- Inhibición y residuos de corrosión y escamas.
- Registros de producción e inyección (hoyo abierto y entubado, temperatura, producción, trazadores, otros).
- Gráficos de Hall (taponamiento y estimulación de pozos inyectoros)
- Los equipos de superficie deben incluir las consideraciones sobre los sistemas de bombeo, la recolección y el tratamiento de los fluidos producidos, el tratamiento y el bombeo del agua de inyección, la separación del agua, petróleo y gas, los problemas de corrosión y escamas, el manejo de los productos contaminantes y otros.
- Calidad de los Productores. Los malos productores son malos inyectoros, no se recomiendan salvo que se le efectúen trabajos de fracturamiento o estimulación.
- Contrapresiones. Si los pozos de producción no se bombean, se origina una contrapresión que genera flujo cruzado y como resultado las zonas de baja presión no producen.

En éste punto es indispensable mencionar el proceso de Back Flow o flujo en reversa, el cual comprende la recuperación del fluido de fractura en dirección del pozo a la superficie. Este proceso incluye el retorno de cualquier energía de gases que ha sido inyectada dentro del pozo durante el proceso de fracturamiento. El propósito de Back Flow es asegurar el recobro de las sustancias del pozo y la transición comerciable del pozo para venta o almacenamiento.

De ésta forma se pretende evaluar el comportamiento de los pozos y conocer qué tipo de procedimiento se debe realizar como son:

- Conversión de Productores. Los productores con alta RAP se convierten a inyectoros y los pozos con alta RGP se cierran para acelerar el tiempo de llene.
- Cambio en los Perfiles de Inyección. Esto puede lograrse con equipos de inyección selectiva, la perforación selectiva, la cementación a bajas presiones, la acidificación, el bloqueo de zonas ladronas a través de tratamiento con geles, cementos, microbios, químicos, entre otros.
- Técnicas de completamiento y Reparaciones de Pozos. El cañoneo diseñado especialmente, la limpieza de las perforaciones, el uso de fluidos de estimulantes, uso de nuevos empaques, fracturamiento hidráulico, revisión de cabezales, fuentes de agua y otros problemas operacionales son métodos para optimar el proceso de completamiento y reparaciones de pozos.

3.2 SEGUNDA FASE: APLICACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA A LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA-TOLIMA ECOPETROL S.A

El éxito de un proyecto de inyección de agua es el resultado de las operaciones de campo día a día. Mientras que el ingeniero de yacimientos dedica su atención al comportamiento del yacimiento y a la optimización de la invasión de agua, los ingenieros de producción y de operaciones están dedicados a la gerencia diaria de las operaciones de campo, con la identificación y diagnóstico de los problemas existentes y potenciales. Los problemas de campo más comunes son los mecánicos, eléctricos y químicos. El trabajo en equipo de los ingenieros de yacimientos y de operaciones son esenciales para la gerencia de un proyecto de inyección de agua.

El tratamiento ideal del agua de inyección es aquel que permite mantener constante la inyectividad durante la vida del proyecto; sin embargo, esto puede tener la limitación del costo por lo cual se acostumbra a establecer un equilibrio entre la calidad y costo, de tal manera que los requerimientos de reparación de los pozos producto del taponamiento se encuentren en equilibrio con los costos del tratamiento del agua. Las formaciones menos permeable requieren agua de mejor calidad, lo cual puede ser compensado mediante la inyección a través de fracturas; pero, ello puede generar reducción en la eficiencia del barrido.

Cada campo es particular por consiguiente es difícil establecer un procedimiento único para el monitoreo de la información, en general cada empresa establece la forma de cómo presentar los sistemas para manejar los datos obtenidos.

Los campos bajo la Coordinación de Producción Huila que manejan la inyección de agua como método de recobro secundario son los campos Dina Cretáceos (DK'S), Palogrande-Cebú (PG-CB), Pijao (PJ) y Dina Terciarios (DT'S). Por ésta razón estos campos hacen parte del sistema de inyección, el cuál es abastecido por el agua asociada a éstos campos, sumándose a ello los campos Santa Clara, Brisas, Tenay y Loma Larga.

El campo Palogrande-Cebú define la distribución vertical del agua inyectada como un proyecto de más de 26 años de estudio con 17 pozos inyectoros, por tanto éste no se estudiará en éste proyecto.

La inyección de agua en Dina Terciarios se encuentra como un proyecto piloto entre Ecopetrol S.A. en asociación con Petrominerales Limited ya que posee 14 pozos inyectoros.

El Campo Pijao sólo posee 1 pozo inyector.

3.2.1 Sistema de Inyección de Agua : Dina Cretáceos inició su sistema de inyección de agua en el año 1985, con la operadora Houston Oil Colombia S.A. y en el año 1994 comienza hacer operado por Ecopetrol S.A. debido a la reversión de contrato de concesión. Este campo está ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, a 10 Kilómetros al norte de la ciudad de Neiva – Huila.

El agua obtenida de los 9 campos anteriormente nombrados es separada en el Gun Barrel y posteriormente enviada a proceso de desnate a dos Skimming Tank ubicados paralelamente; luego el agua pasa al tanque TK-380 cuya capacidad es de 3800 Bbls, luego se bombea hacia el Tanque de 4500 barriles ubicado en la locación del pozo CB-07 aledaño a la PIA-CEBU. De este proceso de

deshidratación de crudo se obtienen aproximadamente 56000 BWPD los cuales son enviados a la Planta de inyección de agua (PIA); allí se realizan los procesos de almacenamiento, tratamiento y entrega óptima para el sistema de distribución de inyección, garantizando el caudal y presión suficiente para ser bombeado a los pozos inyectoros.

3.2.2 Tratamiento del Agua: Aquí se garantiza la calidad óptima del agua de inyección bajo los parámetros exigidos, comprendiendo así todos los procesos y equipos que en éste intervienen.

3.2.2.1 Tratamiento Químico

- Tratamiento por Inyección Continua

En la batería Dina Cretáceos se tiene como primer punto de inyección para el tratamiento del agua a la entrada del Gun Barrel donde se aplica un producto que cumple la función de clarificador y/o floculante, logrando de ésta manera que los sólidos adquieran tal volumen que puedan ser retenidos por el filtro de cáscara de nuez.

En la batería Dina Cretáceos, a la entrada al Gun Barrel, se aplican 2 tipos de productos para el tratamiento del agua, el primero es un clarificador y/o floculante que permite que los sólidos adquieran un mayor volumen que permitan ser retenidos por el filtro de cáscara de nuez. El segundo producto que se aplica es un rompedor que se utiliza para la deshidratación del Crudo.

En la línea de transferencia hacia la PIA, se inyecta Secuestrante de Oxígeno para evitar la proliferación de bacterias aeróbicas y mitigar la corrosión y precipitaciones por oxidación del hierro disuelto en el agua, inhibidor de corrosión para inhibir los diferentes ambientes corrosivos que se presentan en el agua e inhibidor de incrustaciones inorgánicas.

- Tratamiento Por Baches

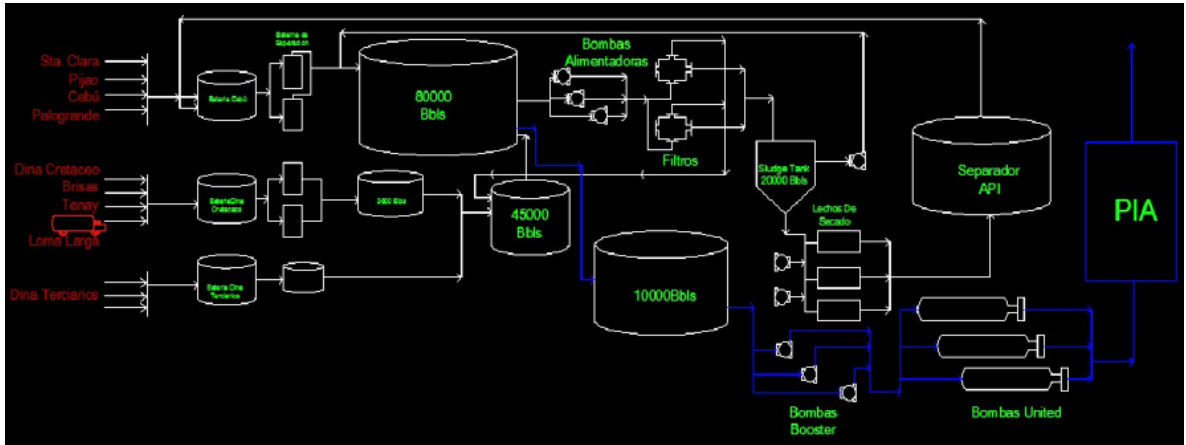
Los químicos que se aplican por baches son exclusivamente Biocidas para el control de la actividad bacteriana en el agua de inyección. Los baches son aplicados dos días a la semana en diferentes puntos.

En el primer día de bacheo se aplica un surfactante - biocida tipo amina, el cual sirve para remover depósitos de bacterias en las paredes de la tubería, y el segundo día se aplica un biocida tipo Glutaldehido que controla la actividad bacteriana.

- Tratamiento Físico

Esta es la última etapa del tratamiento en donde, se aplica un proceso de filtración, en el que se remueven las partículas sólidas y líquidas que afectan las facilidades de inyección y el Yacimiento. Éste proceso se realiza mediante filtros que retienen partículas superiores a 5 micras. Aquí se monitorean variables como sólidos totales, sólidos suspendidos, grasas y aceites.

Figura 20. Diagrama de la Planta de inyección de agua de Ecopetrol



Fuente. AutoCad

La figura 20 muestra el esquema de la Planta de Inyección de Agua, en el cual se presentan las 3 baterías juntas (Cebú, Dina Cretáceos y Dina Terciarios) dentro de este mismo diagrama, ya que usan la misma Planta de Inyección de Agua, sin embargo no representa la ubicación espacial de los equipos.

3.2.2.2 Manejo de Residuos Aceitosos

Finalmente el agua producto del retrolavado de los filtros es enviada a un tanque de decantación o Sludge Tank el cual separa los sólidos, el aceite y el agua y los envía por diferentes líneas. Los sólidos aceitosos resultantes de este proceso son enviados a los lechos de secado para su tratamiento y disposición final; el agua es recirculada al tanque TK - 120 y al Separador API llegan todos los residuos aceitosos que provienen de la Planta de Inyección de Agua.

3.2.3 Inconvenientes Presentados En El Sistema De Tratamiento De Agua en la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A

De acuerdo a las investigaciones realizadas, se han encontrado las siguientes falencias en el Sistema De Tratamiento De Agua, por tanto en ésta fase del proyecto se pretende realizar sugerencias a cada una de ellas.

CASO 1: Deficiencia en el rompedor y en los clarificadores cuando salen del Gun Barrel de la Batería Cebú, ya que de este tanque es sugerido que la concentración de grasas y aceites salgan menor o igual 50 ppm para que de ésta forma salga del Skimming Tank con los requerimientos exigidos.

SUGERENCIA: Realizando cálculos a grosso modo se están perdiendo 5 bbls diarios de producción, por tanto se sugiere mejorar el tratamiento de deshidratación y clarificación realizando pruebas de botella para determinar la adecuada concentración y uso de los productos.

CASO 2: En la batería Dina Cretáceos se tiene como primer punto de inyección para el tratamiento del agua a la entrada del Gun Barrel donde se aplica un producto que cumple la función de clarificador permitiendo el aumento del volumen de los sólidos.

SUGERENCIA: En éste punto no se debe aplicar floculante porque sólo se aplica para los Skimming Tank ya que reaccionan con el pH bajo y con el rompedor.

CASO 3: Los productos químicos que se aplican al agua de inyección son exclusivamente biocidas para el control de la actividad bacteriana. Los baches son aplicados dos días a la semana en diferentes puntos.

SUGERENCIA: Para evaluar la eficiencia de los bactericidas es necesario realizar cultivos microbiológicos para determinar qué tipo de bacterias anaeróbicas o aeróbicas están presentes, también es necesario realizar una medición de H₂S para determinar qué control se necesita para mantener este gas disuelto en el agua y que no precipite.

CASO 4: A pesar de que uno de los dos filtros que componen el proceso físico en la Planta de Inyección de Agua fue cambiado hace cerca de 3 años, la eficiencia de remoción de los mismos es ineficiente debido a la falta de capacidad para manejar el volumen diario producido de agua, ya que cada vez aumentan las partículas sólidas y líquidas que se consideran perjudiciales para las facilidades de inyección y el yacimiento.

SUGERENCIA: Realizar un análisis del yacimiento y de esta manera reconocer cuál es el método representativo para la evaluación del ITR. Si el agua es mala pero el yacimiento la recibe es mejor no invertir dinero, pero si por el contrario el yacimiento la recibe pero pierde con back flow o cortes de scale puede tender a la disminución de taponamiento de la tubería o del yacimiento. Igualmente se considera realizar un seguimiento riguroso al porcentaje de saturación que presenta el filtro, conocer qué tipo de cascarilla es la presentada en estos tipos de filtros. También se debe considerar reevaluar el proceso de mantenimiento de los filtros (retrolavado con otro fluido de limpieza o cambio de los filtros).

CASO 5: Reubicación de las líneas de flujo de la PIA que se encuentran ubicadas por debajo de la plataforma de concreto que soporta el filtro.

Figura 21. Línea de Succión y descarga del nuevo filtro



SUGERENCIA: Revisar si posee protección caótica y examinar si hay residuos de producción en el recubrimiento en la línea de flujo de la PIA, para así medir la integridad interna como externa de la tubería; si las sustancias que van por las líneas no son corrosivos no es económicamente viable reubicar esta línea.

CASO 6: En el sistema de manejo de residuos aceitosos El Sludge Tank tiene una capacidad de 2000 barriles y posee una línea de desnate la cual envía la nata al separador API, una línea de drenaje de agua la cual lleva el agua separada al tanque de 80.000 barriles y otra para el desalojo de los sólidos hacia los lechos de secado, la línea de desnate no se utiliza debido a que su diámetro es muy reducido (2") y se obstruye muy rápido debido a que las natas que se originan del retrolavado son gruesas, espesas y consistentes las cuales dificultan la succión por la línea de desnate de 2" de diámetro. Debido a lo anterior, después de haber decantado los sólidos se transfiere por la parte superior del Sludge Tank el agua aceitosa hacia el Separador API hasta que el nivel del líquido alcanza los 4,5 m de altura, luego se procede a drenar hacia los lechos de secado los residuos sólidos con parte del líquido del tanque para que puedan tener fluidez.

SUGERENCIA: Es ideal tener un bolsillo o anillo como el presente en el Gun Barrel dentro de la línea de succión. Se propone el mejoramiento del Tratamiento químico para que se precipiten los sólidos y el crudo no salga con tantos finos, ya sea aplicando desengrasante para impedir el taponamiento de los sólidos.

CASO 7: Actualmente el separador API está cumpliendo solo el papel de sumidero ya que todo el fluido que llega al él se recircula por medio de bombas por una línea hacia el manifold de recibo de la batería Cebú sin tener un proceso de separación.

SUGERENCIA: Probablemente el separador API debe estar saturado, por tanto se sugiere realizar mantenimiento periódico para reeemulsión de sólidos y de limpieza y así reconocer si en el Gun Barrel los sólidos suspendidos van asociados al agua o al crudo. Sin embargo éste proceso debería pasar antes por los lechos de secado para obtener un API limpio ya que si es arena se puede ir directamente al Separador API ocasionando el taponamiento del mismo.

CASO 8: Las Facilidades de Inyección en Locación de Pozo no poseen la instrumentación necesaria para medir y monitorear las variables críticas del proceso (caudal y presión).

SUGERENCIA: Deben tener indicadores de presión, indicadores electrónicos para tener registros y tendencia.

CASO 9: El Barton presente en las facilidades que mide el registro de presión estática o presión diferencial, actualmente es obsoleto y no es muy usado para los pozos inyectoros.

SUGERENCIA: Se sugiere cambiar por turbinas o medidores ultrasónicos o transmisores de presión diferencial que con un PLC convierte la presión diferencial a un dato de volumen.

CASO 10: El diseño de las facilidades es rígido, los diámetros y capacidades no están estandarizados.

SUGERENCIA: Deberían ser ajustados a las condiciones de inyección del pozo porque no todos los pozos toman a la misma tasa de inyección.

CASO 11: Las líneas, accesorios, uniones, conexiones y válvulas presentan un alto grado de deterioro.

SUGERENCIA: Implementar un plan de mantenimiento y de inspección para así conocer en detalle cuales deben ser cambiadas.

CASO 12: En algunos pozos no se contempló la construcción de un By Pass y cierres con aislamiento de la inyección para la realización de mantenimiento.

SUGERENCIA: Evaluar las condiciones para el uso del By Pass o filtros en “Y” conocidos como Strineers, para así conocer si está afectando o no la operación.

CASO 13: Se pueden observar dos grupos de pozos, los que hacen parte del patrón de inyección periférico (primera generación) que fueron convertidos o perforados como inyectores en el período de tiempo comprendido entre 1984-1991. Y el grupo de pozos que se convirtieron entre 2000-2003 (segunda generación) dentro del proyecto Optimización del Sistema de inyección Producción (OSIP) el cual surgió a raíz de la nueva estrategia de explotación en el año 2000 para aumentar el factor de recobro que consistió en cambiar el patrón de inyección periférico por el de líneas.

SUGERENCIA: Evaluación de Intervenciones y Condiciones Actuales de Operación. Revisión de la maya de inyección. Fracturamiento en pozos inyectores o mejoramiento del tratamiento químico.

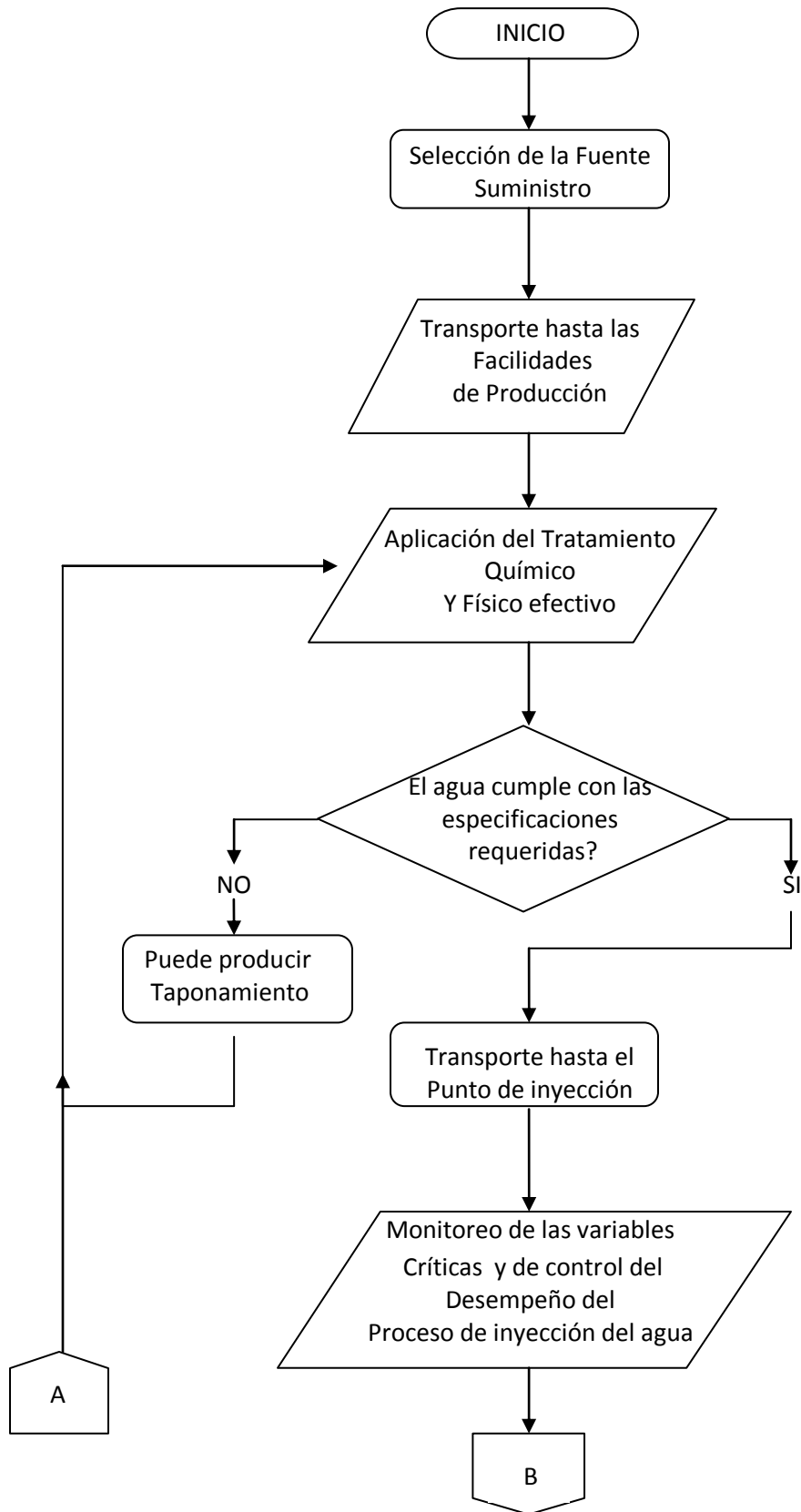
CASO 14: En el yacimiento se presenta inyección preferencial por algunas unidades y de acuerdo al estado mecánico actual de los pozos inyectores el completamiento del pozo no permite regular los caudales de inyección por unidades.

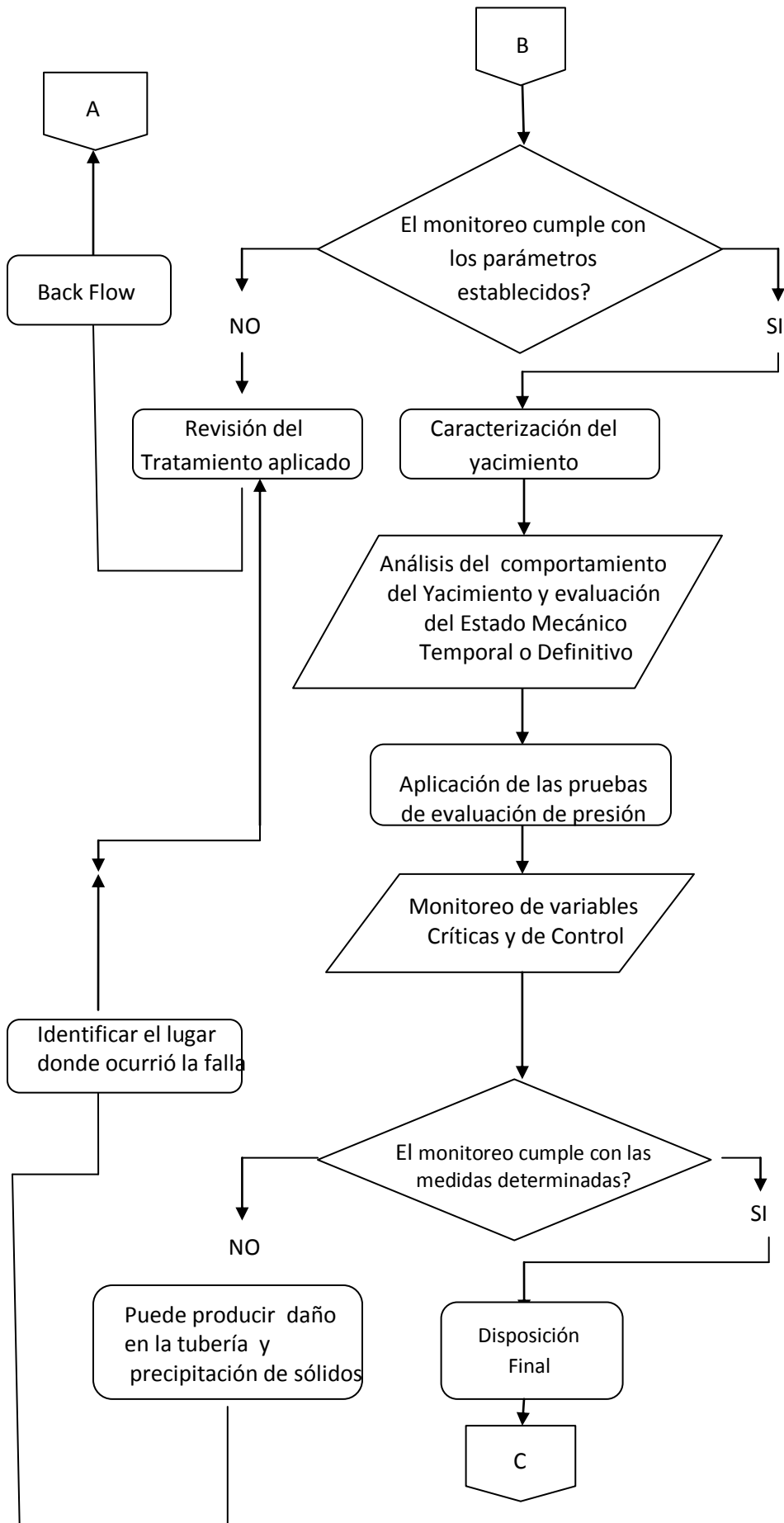
SUGERENCIA: Evaluar los pozos por zonas y conocer qué tanto toma cada uno mediante un juego de empaque y así inyectar por zonas durante un período de tiempo para calcular la mojabilidad presente. Así mismo se puede revisar el cabezal del pozo inyector y evaluar la posibilidad de completar el pozo con sartas duales que permiten controlar la diferencia de permeabilidades presentadas en el yacimiento debido al Cross Flow o flujo cruzado.

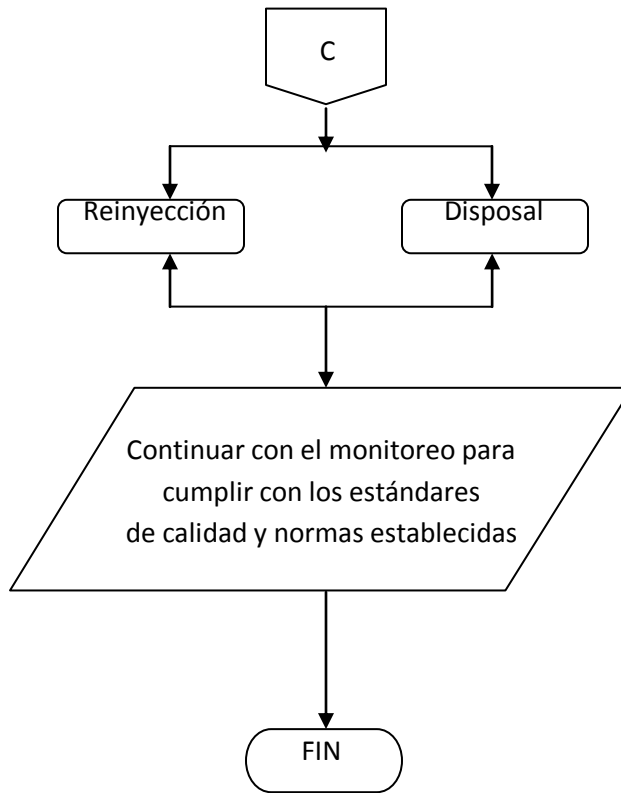
3.3 TERCERA FASE: PRESENTACIÓN DEL CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA JUNTO CON EL PRESUPUESTO ESTIMADO PARA LA PUESTA EN MARCHA DEL PROYECTO

Para comprender mejor el proceso descrito, a continuación se presenta un diagrama de flujo que describe paso a paso el sistema de inyección de agua desde la fuente hasta su disposición final aplicable para cualquier proceso de inyección.

Figura 22. Diagrama de Flujo del proceso de Inyección de Agua







Cuadro 21. Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua

CONVENCIONES						
ANUAL	TRIMESTRAL	SEMANTAL	SEMANTAL	SEMANTAL	CADA 4 HORAS	CUANDO SE REQUIERA
SEMANTAL	MENSUAL	DIARIA	DIARIA	DIARIA	CADA 3 HORAS	

Cuadro 21. (Continuación) Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua

ITEM	VARIABLES Y ACTIVIDADES A MONITOREAR EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA		ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE			
	SEMANA	MES	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
21	Velocidad registrada en el tratamiento químico en la etapa de separación y almacenamiento																																																	
22	Nivel registrado en el tratamiento químico en la etapa de separación y almacenamiento																																																	
23	Grasas y aceites a la salida de los tanques de la PIA																																																	
24	Nivel registrado en los tanques de la PIA																																																	
25	Caudal registrado en los tanques de la PIA																																																	
26	Temperatura del agua del motor de las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
27	Temperatura registrada en las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
28	Caudal registrado en las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
29	Velocidad del motor de las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
30	Temperatura del motor de las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
31	Amperaje de las Bombas de Transferencia de la PIA																																																	
32	Estado de las líneas de Alta Presión mediante el método de cupones																																																	
33	Programa de mantenimiento predictivo																																																	
34	Programa de mantenimiento preventivo																																																	
35	Mantenimiento Correctivo																																																	
36	Registro de Tiempo de Parada de Inyección																																																	
37	Revisión del agua fuera de las especificaciones																																																	
38	Toma de Perfiles de Inyección																																																	
39	Evaluación del exceso de agua en el sistema																																																	

Cuadro 21. (Continuación) Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua

ITEM	VARIABLES Y ACTIVIDADES A MONITOREAR EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA				MES	ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE			
	SEMANA	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4				
TRATAMIENTO QUÍMICO																																																					
36	Grasas y Aceites																																																				
37	Dióxido de Carbono (CO2)																																																				
38	Sulfuro de Hidrógeno (H2S)																																																				
39	Hierro (Fe)																																																				
40	Sólidos Suspendidos Totales (TSS)																																																				
41	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																				
42	Oxígeno Disuelto (O2)																																																				
43	Dureza Total (DT), Dureza Cálctica (DCa), Dureza																																																				
44	Sulfatos (SO4)																																																				
45	Bario (Ba)																																																				
46	Cloruros (Cl)																																																				
47	pH																																																				
48	Temperatura (T)																																																				
49	Conductividad																																																				
50	Tasa de Corrosión																																																				
51	Tasa de Incrustación																																																				
52	Productos Químicos Residuales																																																				
53	Alcalinidad Total																																																				
54	Bacterias Sulfato-Reductoras																																																				
55	Bacterias Aeróbicas																																																				
TRATAMIENTO FÍSICO																																																					
56	Índice de Taponamiento Relativo																																																				
57	Volumen de Transferencia																																																				
58	Turbidez																																																				
59	Filtración																																																				
60	Floculación																																																				

Cuadro 21. (Continuación) Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua

ITEM	VARIABLES Y ACTIVIDADES A MONITOREAR EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE							
		MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES				MES			
		SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA			
TRANSPORTE																																																					
61	Grasas y Aceites																																																				
62	Porcentaje de BSW																																																				
63	Tasa de Corrosión																																																				
64	Tasa de Incrustación																																																				
65	Espesor de Pared de Tubo																																																				
66	Control Microbiológico																																																				
POZOS INYECTORES																																																					
67	Caudal																																																				
68	Presión																																																				
69	Tasa de Corrosión																																																				
70	Control Microbiológico																																																				
71	Tasa de Incrustación																																																				
72	Sólidos Suspendedos Totales (TSS)																																																				
73	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																				
74	Grasas y Aceites																																																				
75	Revisión de Puntos de Inyección																																																				
76	Calidad y Eficiencia de Inyección																																																				
77	Restauración de Presión (Buildup Test) PBU																																																				
78	Declinación de Presión (Drawdown) PDD																																																				
79	Falloff Test																																																				
80	Step Rate Test (SRT)																																																				
81	Pruebas de Interferencia																																																				
82	Pruebas de Pulso																																																				

Cuadro 21. (Continuación) Cronograma de las actividades de monitoreo de inyección de agua

ITEM	VARIABLES Y ACTIVIDADES A MONITOREAR EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	ENERO				FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO				SEPTIEMBRE				OCTUBRE				NOVIEMBRE				DICIEMBRE										
		SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA				SEMANA										
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4															
PRODUCCIÓN																																																								
124	Avance del frente de inyección																																																							
125	Cambio de las propiedades																																																							
126	Patrones de inyección																																																							
127	Presión																																																							
128	Tasa de corrosión																																																							
129	Control Microbiológico																																																							
130	Tasa de Incrustación																																																							
131	Sólidos Suspendidos Totales (TSS)																																																							
132	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																							
133	Registro de Temperatura																																																							
134	Registro de Densidad																																																							
135	Registro de Velocidad de Flujo																																																							
136	Trazadores Radioactivos																																																							
DISPOSICIÓN FINAL																																																								
SUPERFICIE																																																								
137	Sólidos Suspendidos Totales (TSS)																																																							
138	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																							
139	Presión																																																							
140	Compatibilidad																																																							
SUBSUELO (DISPOSAL)																																																								
141	Sólidos Suspendidos Totales (TSS)																																																							
142	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																							
143	Presión																																																							
144	Compatibilidad																																																							
INYECCIÓN (EOR)																																																								
145	Sólidos Suspendidos Totales (TSS)																																																							
146	Sólidos Disueltos Totales (TDS)																																																							
147	Presión																																																							
148	Compatibilidad																																																							

Teniendo en cuenta el cronograma de actividades, se realizó un estudio económico que permite establecer los alcances que abarca el sistema de inyección de agua desde el inicio del mismo (perforación del pozo), hasta su disposición final. Cabe mencionar que es un presupuesto estimado, por lo tanto los costos pueden variar de acuerdo a la empresa que realiza la actividad o las condiciones del campo.

Cuadro 22. Presupuesto Estimado de acuerdo con las actividades comprendidas en el Sistema de Inyección de Agua

Actividad	Costo Operación (US\$/Día)	Duración Promedio de cada Operación (Día)
Perforación	86420	45
Completamiento	74504	14
Estimulación y Up Grade	37545	6
Ruptura de Varilla	10640	2
Cambio de Bomba	67644	5
Conversión a Inyector	35199	11
Abandono pozo Inyector	21751	5
Retiro Scab Liner	34284	8
Tubing Puncher	2967	5
Scab Liner	34284	8
Cambio de Sistema de Levantamiento	29801	5
Aislamiento de la Zona de Inyección	2862	1
ILT (Costo por Operación)	8598	1
Registro PLT	3750	1
Fallof Test	3248	8
Inyección de Trazadores Químicos. (Costo por Operación)	4131	1
PBU	1015	10
Presión Estática	2010	1
Fuente. Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara		

Cuadro 23. Presupuesto Estimado que comprende las actividades del tratamiento químico realizado en el Sistema de Inyección de Agua.

Actividad	Costo Operación (US\$/Prueba)	Número de Pruebas por Año
Grasas y Aceites	22	365
Dióxido de Carbono	225	52
Sulfuro de Hidrógeno	275	52
Hierro (Fe)	15	52
Sólidos Suspendidos Totales (TSS)	10	365
Sólidos Disueltos Totales (TDS)	10	12
Oxígeno Disueltos (O2)	225	52
Dureza Total (DT), Dureza Cálcica (Dca), Dureza Magnesica (DMg)	45	12
Sulfatos (SO4)	10	12
Bario (Ba)	15	12
Cloruros (Cl)	10	12
pH	10	12
Temperatura (T)	10	12
Conductividad	10	12
Tasa de Corrosión	10000	12
Tasa de Incrustación	10000	12
Alcalinidad Total	15	12
Bacterias Sulfato - Reductoras	50	12
Bacterias Aeróbicas	50	12
Fuente. Paola Andrea Scarpetta y Nadya Paulette Vergara		

4. CONCLUSIONES

- Con el uso de las herramientas de monitoreo se pueden identificar de manera rápida los problemas presentes y determinar los tratamientos de control adecuados, mejorando así los resultados del proceso de inyección de agua.
- Mediante el uso del cronograma de actividades aplicable para cualquier campo petrolero, se optimizan los procesos del monitoreo de inyección de agua, debido a que allí se presentan cada una de las variables, métodos y pruebas que se realizan en este sistema.
- Para establecer un control del conjunto de actividades que conforman el sistema de inyección de agua, se implementó un presupuesto estimado que permite obtener una amplia perspectiva de los gastos o costos que en él incurren.

5. RECOMENDACIONES

- Realizar un seguimiento continuo de las variables críticas en cada una de las etapas del proceso, para así identificar a tiempo inconvenientes que se puedan presentar.
- Llevar un control estricto del registro de datos de las pruebas que se realizan a diario en todas las etapas en el sistema de inyección - producción.
- Al descubrir un problema presente en el sistema de inyección de agua, se debe aplicar el tratamiento de control adecuado en el punto del proceso afectado, siendo indispensable la identificación del mismo y la causa del problema, para así poder implementar un tratamiento realmente eficaz y oportuno.
- Se recomienda llevar a cabo las sugerencias especificadas en el capítulo 3.

6. BIBLIOGRAFÍA

- A.W Talash. An overview of water flood surveillance and monitoring. SPE, Mobil E&P Services Inc. Dallas 1980
- ARTUNDUAGA J EDWIN, Diagnostico del sistema de inyección de agua de la coordinación de producción Huila, Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima Gerencia regional sur de Ecopetrol S.A. Neiva 2008.
- COBB, W. M. Waterflood Surveillance.
- CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.
- SPE. 1971.
- CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775, 1995.
- FERRER MAGDALENA, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Venezuela 2001.
- G.C, Thakur. Waterflood surveillance techniques a reservoir management approach. SPE, Chevron USA. October 1991.
- HALL, H. N. How to Analyze Waterflood Injection Well Performance. World Oil. October, 1963.
- SOLARTE ANA, Gonzales Andrea. Implementación del sistema de gestión de calidad basado en la norma internacional ISO 9001 – 2000 en el proceso de inyección de agua de la Superintendencia de Operaciones Huila – Tolima. Neiva 2004.
- Rojas, Jaime. Fundamentos de Calidad de Aguas