

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO  
DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLADO EN UN CAMPO  
PETROLERO**

JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA  
CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

**METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO  
DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLADO EN UN CAMPO  
PETROLERO**

**Trabajo de Grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA  
CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA

**Director**

M.Sc. Samuel Fernando Muñoz

**Co-director**

Ing. Vicente Gómez

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2006**

## DEDICATORIA

*A Diosito Lindo por hacer posible la realización de este primer sueño de muchos que vendrán, gracias por darme la vida.*

*A mi Mamita y a mi Papito, todo esto no sería posible sin su apoyo, comprensión y cariño. Los AMO con todo mi Corazón.*

*A mi Hermanito Divino, te ADORO mi Pacho Hermoso.*

*A mis Abuelitos, a mis Tíos, a mi Mati y a Frederick. Ustedes son mi familia y mi vida.*

*A mi Compañerita, Clao gracias por ser más que mi compañera de Tesis, Amiga nunca te olvidare.*

*A mi Cosito Hermoso, Te quiero muchisisisísimo.*

*A Esteban, se que desde el Cielo me estas cuidando en cada momento de mi vida, gracias por haberme hecho vivir momentos tan lindos.*

*A mis amiguitos Cris, Dianys, Cesarin, Javi y Andrea*

*Johanna*

## DEDICATORIA

*A Diosito, por permitirme vivir, por ser mi motor y mi compañía incondicional. Gracias por cumplirme este sueño.*

*A mi Mami, mi mejor amiga y quien me empuja a progresar.*

*A mi Papi, gracias por quererme y apoyarme en todo.*

*A Diego, sigue adelante que Dios te ayudará.*

*Ustedes son mi familia, los Quiero y los Extraño Muchísimo.*

*A Erik, por acompañarme y ser mi apoyo siempre. Por tantos momentos bonitos... Te Amo y te deseo muchos éxitos.*

*A Kiko, Lugdy y Nati, Gracias por quererme y hacerme parte de su bonita familia.*

*A Johannita, Siempre te voy a recordar, gracias por ser mi amiga.*

*Claudia Lorena*

## AGRADECIMIENTOS

Gracias a todos los que nos apoyaron e hicieron parte de la elaboración de este trabajo, deseamos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a:

Samuel Fernando Muñoz, por ser el maestro que todo estudiante quisiera tener, gracias Profe...!!!

Ingeniero Vicente Gómez, por su colaboración y orientación en la dirección de nuestro trabajo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos-UIS, a toda su planta de profesores quienes hicieron de nosotras unas excelentes profesionales.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a cada uno de los ingenieros que de una u otra forma nos apoyaron y ayudaron en la elaboración de nuestro trabajo.

Al Grupo de Investigación en Recobro Mejorado, a cada uno de los chicos que lo conforman en especial a Sergis, Adriana Vargas, Robinson (Jefecito), Hans, Erik, Favio y los que huyeron cobardemente: Roycito, Ana María, Juliana, Liliana y Belsy. Gracias por hacernos reír y apoyarnos cuando lo necesitamos, los guardaremos por siempre en nuestro corazón.

A todas aquellas personas que en algún momento nos colaboraron y nos dieron un gesto de sincero apoyo.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	13
<b>1. INYECCIÓN DE AGUA</b>	15
1.1. PRINCIPIOS BÁSICOS	17
1.1.1. Propiedades Importantes en la Inyección de Agua	19
1.1.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua	23
1.2. DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	25
1.2.1. Fuente del Agua	28
1.2.2. Patrones de Inyección	30
1.2.3. Condiciones Operacionales	33
1.2.4. Predicción de la Inyección de Agua	35
1.2.5. Evaluación Económica	37
1.2.6. Variables Monitoreadas en la Inyección de Agua	37
<b>2. MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	39
2.1. GENERALIDADES	40
2.2. PUNTOS DE MONITOREO EN LA INYECCIÓN DE AGUA	46
2.2.1. Yacimiento	48
2.2.2. Pozos Inyectores y Productores	50
2.2.3. Agua de Inyección y Producción	58
2.2.4. Facilidades de Superficie	60
2.2.4.1. Motores	62
2.2.4.2. Bombas de Inyección	63
2.2.4.3. Filtros	66
2.2.4.4. Torre Desaireadora	70
<b>3. HERRAMIENTAS DE MONITOREO EN SUPERFICIE</b>	71
3.1. PRUEBAS DE CALIDAD DEL AGUA	72
3.1.1. Temperatura	76
3.1.2. Gravedad Específica	76
3.1.3. Carácter Ácido - pH	77

3.1.4.	Contenido de Aceite	78
3.1.5.	Contenido de Gases	79
3.1.5.1.	Contenido de O <sub>2</sub>	79
3.1.5.2.	Contenido de H <sub>2</sub> S	81
3.1.6.	Contenido de Sólidos	82
3.1.6.1.	Sólidos Disueltos	83
3.1.6.2.	Sólidos Suspendidos	87
3.1.7.	Contenido Bacterial	95
3.2.	PRUEBAS PARA DETERMINAR CORROSIÓN	101
3.2.1.	Cupones	103
3.2.2.	Pruebas Electroquímicas	105
3.2.3.	Probadores Galvánicos	107
3.2.4.	Ultrasonido	108
<b>4.</b>	<b>HERRAMIENTAS DE MONITOREO EN SUBSUELO</b>	<b>110</b>
4.1.	PRUEBAS DE PRESIÓN	111
4.1.1.	Prueba de Ascenso de Presión (PBU)	113
4.1.2.	Prueba Falloff	116
4.1.3.	Step Rate Test (SRT)	118
4.1.4.	Prueba de Interferencia	119
4.1.5.	Pruebas Pulso	125
4.2.	REGISTROS DE PRODUCCIÓN	128
4.2.1.	Registro de Temperatura	131
4.2.2.	Registro de Densidad	134
4.2.3.	Spinner Flowmeter	135
4.2.4.	Trazadores Radioactivos	138
4.3.	PERFILES DE INYECCIÓN	143
4.4.	TRAZADORES ENTRE POZOS	147
<b>5.</b>	<b>TÉCNICAS DE SEGUIMIENTO</b>	<b>151</b>
5.1.	CURVAS DE DECLINACIÓN	152
5.2.	CURVAS DE PRODUCCIÓN	154
5.3.	MÉTODO DE HALL	160
5.4.	MÉTODO DE HEARN	165
5.5.	MAPAS BURBUJA	168
5.6.	BALANCE DE PATRONES	171

5.7. CURVAS DE DIAGNÓSTICO	174
5.8. DESEMPEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	185
5.8.1. Volúmenes Porosos Inyectados y Desplazados	185
5.8.2. Índice de Inyectividad	186
5.8.3. Eficiencia de Recobro	187
<b>6. TRATAMIENTOS DE CONTROL EN LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	<b>197</b>
6.1. REMOCIÓN DE OXÍGENO	201
6.2. REMOCIÓN DE GASES ÁCIDOS	205
6.3. REMOCIÓN DE SÓLIDOS	206
6.4. REMOCIÓN DE ACEITE	211
6.5. PREVENCIÓN Y REMOCIÓN DE ESCAMAS	212
6.6. CONTROL DE POBLACIONES BACTERIANAS	213
6.7. CONTROL DE CORROSIÓN	215
<b>7. METODOLOGÍA PARA EL MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LA INYECCIÓN DE AGUA</b>	<b>219</b>
7.1. DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	224
7.2. PROGRAMAS DE MONITOREO	228
7.3. SEGUIMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	233
7.4. TRATAMIENTOS DE CONTROL	235
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>240</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>242</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>244</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>247</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Mojabilidad de un Sistema Aceite-Agua-Sólido	20
<b>Figura 2.</b> Presión Capilar	20
<b>Figura 3.</b> Permeabilidades Relativas	21
<b>Figura 4.</b> Depleción de la Presión durante la Explotación Primaria	26
<b>Figura 5.</b> Factor Volumétrico de Formación	27
<b>Figura 6.</b> Variación de la Viscosidad del Aceite con los Cambios de Presión	27
<b>Figura 7.</b> Patrones de Inyección	31
<b>Figura 8.</b> Patrón de Inyección de cinco puntos	32
<b>Figura 9.</b> Administración de Yacimientos	41
<b>Figura 10.</b> Proceso de Monitoreo de la Inyección de Agua	44
<b>Figura 11.</b> Proceso Cíclico de la Inyección de Agua	46
<b>Figura 12.</b> Características de Yacimiento Importantes en el Monitoreo	49
<b>Figura 13.</b> Fuga en la Tubería de Producción, Revestimiento y Empaque	53
<b>Figura 14.</b> Contacto agua/petróleo (CAP) desplazado en sentido ascendente	54
<b>Figura 15.</b> Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal	54
<b>Figura 16.</b> Capa de alta permeabilidad con flujo Transversal	55
<b>Figura 17.</b> Fracturas y una capa de agua subyacente (conificación 2D)	56
<b>Figura 18.</b> Conificación o formación de cúspide	56
<b>Figura 19.</b> Capa segregada por gravedad	57
<b>Figura 20.</b> Presencia del Agua en el Proceso de Inyección	58
<b>Figura 21.</b> Sistema de Inyección de Agua Generalizado	61
<b>Figura 22.</b> Curva Típica de Presión vs. Tasa para una Bomba Reciprocante y una Centrífuga	64
<b>Figura 23.</b> Tipos de Filtros Accionados por Presión.	68
<b>Figura 24.</b> Medidor Electrónico de pH (pHmetro)	78
<b>Figura 25.</b> Fotómetro de Filtro	83
<b>Figura 26.</b> Espectrómetro de Absorción Atómica (AAS)	85

<b>Figura 27.</b> Fotómetro de Llama	86
<b>Figura 28.</b> Análisis Gravimétrico	87
<b>Figura 29.</b> Prueba con un Equipo de Filtro con Membrana	88
<b>Figura 30.</b> Sólidos Suspendidos Filtrados de Aguas Marinas Vistos a Través de un Microscopio Electrónico	90
<b>Figura 31.</b> Esquema Simplificado de un Contador de Aletas para Caracterizar Partículas en Muestras de Agua	91
<b>Figura 32.</b> Instrumento para Determinar Concentración de Sólidos Suspendidos en el Agua por Filtración al Vacío	93
<b>Figura 33.</b> Rayos Incidentes en la Determinación de la Turbidez del Agua	94
<b>Figura 34.</b> Celda de Corrosión en una Línea de Flujo	101
<b>Figura 35.</b> Probador de Resistencia Eléctrica	106
<b>Figura 36.</b> Datos Típicos de un Medidor de Corrosión	107
<b>Figura 37.</b> Montaje Típico de un Probador Galvánico	108
<b>Figura 38.</b> Tasa histórica en una Prueba de Ascenso de Presión	113
<b>Figura 39.</b> Técnica Gráfica para Análisis de Pruebas de Ascenso de Presión	115
<b>Figura 40.</b> Esquema de Comunicación entre Pozos	121
<b>Figura 41.</b> Esquema Básico de la Prueba de Interferencia	121
<b>Figura 42.</b> Gráfica de una Prueba de Interferencia	123
<b>Figura 43.</b> Secuencia Típica de Tasas en una Prueba Pulso	125
<b>Figura 44.</b> Respuesta de Presión en una Prueba Pulso	126
<b>Figura 45.</b> Ensamblaje Típico de la Herramienta de Temperatura	132
<b>Figura 46.</b> Esquema de un Registro de Temperatura	133
<b>Figura 47.</b> Spinner Flowmeter	136
<b>Figura 48.</b> Herramienta de Trazadores Radioactivos	139
<b>Figura 49.</b> Efecto del Caudal de Flujo en la Señal Detectada	141
<b>Figura 50.</b> Perfiles de Inyección.	145
<b>Figura 51.</b> Formas de una Curva de Declinación	152
<b>Figura 52.</b> Curva Múltiple del Comportamiento del Yacimiento	155
<b>Figura 53.</b> Comportamiento Típico de un Proceso Exitoso de Inyección de Agua	156
<b>Figura 54.</b> WOR vs. Producción Acumulada	158
<b>Figura 55.</b> Corte Aceite vs. Producción Cumulativa	159

<b>Figura 56.</b> X Vs. Producción Acumulada	159
<b>Figura 57.</b> Diagrama de Hall	162
<b>Figura 58.</b> Presiones de Inyección en Fondo y Presión de Yacimiento Vs. Tiempo	163
<b>Figura 59.</b> Distribución Simplificada de Saturaciones	165
<b>Figura 60.</b> Gráfico Típico de Hearn	167
<b>Figura 61.</b> Mapa Burbuja. Distribución Típica de los Bancos de Aceite y Agua	168
<b>Figura 62.</b> Mapa Burbuja Identificando Radios de Drenaje	170
<b>Figura 63.</b> Patrones de Cinco Puntos Balanceados	172
<b>Figura 64.</b> Patrones de Cinco Puntos Con Efectos de Límites de Yacimiento	173
<b>Figura 65.</b> Curva de Recuperación de Hidrocarburos	176
<b>Figura 66.</b> Curva de Historia de Producción	177
<b>Figura 67.</b> Curva de Declinación de Producción	178
<b>Figura 68.</b> Perfil de Gráfico de Diagnóstico - Flujo A través de una Falla, una Fractura o un Canal detrás del Casing	178
<b>Figura 69.</b> Perfil de Gráfico de Diagnóstico - Flujo de Agua Marginal	179
<b>Figura 70.</b> Relación Agua-Petróleo (WOR) y su Derivada (WOR') - Caso Conificación	179
<b>Figura 71.</b> Relación Agua - Petróleo (WOR) y su Derivada (WOR') - Caso Canalización	180
<b>Figura 72.</b> Relación Agua-Petróleo (WOR). Comparación Conificación y Canalización	180
<b>Figura 73.</b> Sensibilidad de Espaciamiento entre Pozos para la Relación Agua-Petróleo (WOR)	182
<b>Figura 74.</b> Pronóstico de Flujo Fraccional	184
<b>Figura 75.</b> Variación de la Inyectividad	187
<b>Figura 76.</b> Eficiencia de Barrido Volumétrica	189
<b>Figura 77.</b> Barrido Areal por la Inyección de Agua.	190
<b>Figura 78.</b> Modificación de Patrones de Inyección	191
<b>Figura 79.</b> Desplazamiento Vertical por la Inyección de Agua	192
<b>Figura 80.</b> Estrategia para Seleccionar la Fuente de Agua y el Tipo de Tratamiento	199
<b>Figura 81.</b> Torre Desaireadora o de Vacío	203

<b>Figura 82.</b> Torre Desaireadora Empacada Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente	204
<b>Figura 83.</b> Torre Desaireadora de Platos Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente	204
<b>Figura 84.</b> Corte de un Filtro Accionado por Gravedad	208
<b>Figura 85.</b> Corte de un Filtro Accionado por Presión	208
<b>Figura 86.</b> Filtro a Presión Tipo Cartucho	209
<b>Figura 87.</b> Filtro a Presión con Diatomaceous Earth	210
<b>Figura 88.</b> Filtro a Presión con Lechos Empacados	210
<b>Figura 89.</b> Tanques de Sedimentación y Desnatador de Aceite.	211
<b>Figura 90.</b> Protección Catódica por Ánodos de Sacrificio	217
<b>Figura 91.</b> Metodología para el Monitoreo, Seguimiento y Control de la Inyección de Agua	221
<b>Figura 92.</b> Etapa de Diseño para un Proceso de Inyección de Agua	227
<b>Figura 93.</b> Programas de Monitoreo en la Inyección de Agua	228
<b>Figura 94.</b> Mapa Burbuja base generado en OFM	250
<b>Figura 95.</b> Mapa Burbuja con Refinamiento de Visualización	251
<b>Figura 96.</b> Gráfico de Hall para un Pozo Inyector de Agua.	253

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Puntos de Aplicación del Monitoreo de la Inyección de Agua	47
<b>Tabla 2.</b> Comparación de las Bombas Usadas en Procesos de Inyección de Agua	65
<b>Tabla 3.</b> Rango Permisible de algunos Parámetros del Agua de Inyección	72
<b>Tabla 4.</b> Métodos de Análisis del Agua	74
<b>Tabla 5.</b> Constituyentes Primarios y Propiedades en el Agua para Inyección	75
<b>Tabla 6.</b> Colores de Indicadores de pH	81
<b>Tabla 7.</b> Diámetros Utilizados para la Caracterización de Partículas	89
<b>Tabla 8.</b> Técnica de Extinción de la Dilución.	97
<b>Tabla 9.</b> Rangos de Velocidad del Sonido	109
<b>Tabla 10.</b> Causas de Flujo de Fluidos en Diversas Direcciones en el Yacimiento	111
<b>Tabla 11.</b> Registros de Producción	129
<b>Tabla 12.</b> Problemas Encontrados en el Agua de Producción y en el Agua de Inyección	198
<b>Tabla 13.</b> Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control en el Yacimiento	235
<b>Tabla 14.</b> Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control en el Sistema de Facilidades de Superficie	236
<b>Tabla 15.</b> Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control los Pozos Productores e Inyectores	237
<b>Tabla 16.</b> Ejemplo de Datos tomados en un Pozo Inyector de Agua	252
<b>Tabla 17.</b> Ejemplo de los Cálculos para Construir la Curva de Hall	253

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Construcción de un Mapa Burbuja en OFM	248
<b>Anexo B.</b> Desarrollo del método de Hall	252

## NOMENCLATURA

<b>A</b>	: Área de Sección Transversal, Constante
<b>C</b>	: Compresibilidad, Almacenamiento de Pozo
<b>D</b>	: Diámetro
<b>E<sub>A</sub></b>	: Eficiencia Areal
<b>E<sub>i</sub></b>	: Eficiencia Vertical
<b>E<sub>D</sub></b>	: Eficiencia de Desplazamiento
<b>E<sub>R</sub></b>	: Eficiencia de Recobro
<b>E<sub>VW</sub></b>	: Eficiencia de Barrido Volumétrica
<b>f</b>	: Flujo Fraccional
<b>g</b>	: Gravedad
<b>h</b>	: Espesor
<b>i</b>	: Tasa de Inyección
<b>II</b>	: Índice de Inyectividad
<b>K</b>	: Permeabilidad Absoluta
<b>K<sub>r</sub></b>	: Permeabilidad Relativa
<b>L</b>	: Longitud
<b>M</b>	: Relación de Movilidades
<b>m</b>	: Pendiente
<b>N</b>	: Volumen de Aceite en el yacimiento
<b>N<sub>C</sub></b>	: Número Capilar
<b>P</b>	: Presión
<b>Q, q</b>	: Tasa de producción - Inyección, Caudal
<b>R</b>	: Resistencia Eléctrica del Alambre
<b>r</b>	: Radio
<b>r<sub>w</sub></b>	: Radio de Pozo
<b>S</b>	: Saturación de Fluido
<b>s</b>	: Factor de daño
<b>t</b>	: Tiempo
<b>t<sub>p</sub></b>	: Tiempo de Producción
<b>V</b>	: Volumen
<b>V<sub>p</sub></b>	: Volumen Poroso
<b>V<sub>pd</sub></b>	: Volumen Poroso Desplazado
<b>W</b>	: Agua Acumulada
<b>FR</b>	: Factor de Recobro
<b>GOR</b>	: Relación Gas- Aceite Producidos
<b>WOR</b>	: Relación de aceite y agua producidos

## LETRAS GRIEGAS

- $\mu$  : Viscosidad
- $v$  : Velocidad de los Fluidos en los Poros
- $\sigma$  : Tensión Interfacial entre fluido desplazado y desplazante
- $\lambda$  : Movilidad
- $\rho$  : Densidad, Constante (Ecuación resistencia Eléctrica)
- $\beta$  : Factor Volumétrico de Formación
- $\Delta$  : Variación, diferencia
- $\phi$  : Porosidad

## SUBÍNDICES

- c** : Casing, Crítica, Cierre
- e** : Área de drenaje
- g** : Gas
- h** : Hueco
- i** : Inicial
- L** : Límite
- o** : Aceite
- p** : Promedio, producción
- r** : Residual, Ruptura, Remanente
- t** : Total
- w** : Agua

## RESUMEN

**TITULO: METODOLOGÍA INTEGRADA PARA EL DISEÑO DE UN MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA DESARROLLADO EN UN CAMPO PETROLERO<sup>1</sup>**

**AUTORES: JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA  
CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA \*\***

**PALABRAS CLAVE:** Inyección de Agua, Monitoreo, Seguimiento, Control, Desempeño.

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 permitir a los ingenieros de producción y yacimientos apreciar el comportamiento del proceso y su efecto inmediato ante el objetivo propuesto, para de esta manera, evaluar el desempeño del proyecto y permitir la toma de decisiones oportuna respecto al futuro del mismo.

Las actividades de monitoreo constituyen medios adecuados para la captura de información que permita analizar el comportamiento del yacimiento en cualquier etapa de un proceso de extracción de hidrocarburos en cada una de las partes que conforman el sistema (pozos inyectores y productores, facilidades de superficie y yacimiento); dada su extrema aplicabilidad y confiabilidad, la implementación de programas de monitoreo en los campos es cada vez más común, claro que estos se siguen sin un orden lógico que permita desarrollar un mejor control sobre el proceso, por tal razón se crea la necesidad de generar una metodología como la presentada en este proyecto.

Por medio del siguiente trabajo, se propone el desarrollo de una metodología integrada que permita utilizar la administración de yacimientos en cabeza de los programas de monitoreo, seguimiento y control, basados en el conocimiento y manejo adecuado de todas las actividades envueltas en los procesos de recuperación de petróleo con inyección de agua; con este trabajo se pretende brindar a los ingenieros tanto de yacimientos como de producción, una herramienta versátil que permita un análisis oportuno, ordenado y de fácil acceso sobre el avance de la inyección en un campo petrolero.

---

<sup>1</sup> Tesis de Pregrado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Vicente Gómez.

## ABSTRACT

**TITLE:** INTEGRATED METHODOLOGY FOR DESIGN OF A MONITORING IN A WATERFLOOD DEVELOPMENT IN AN OILFIELD<sup>2</sup>

**AUTHORS:** JOHANNA BLANCO SIMBAQUEBA  
CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA \*\*

**KEYWORDS:** Waterflood, Monitoring, Surveillance, Control, Performance.

In each one of the activities that are developed in the petroleum industry, it is of vital importance of telling on effective tools that allow to obtain data at any time within a process of secondary recovery as the waterflood; this information must allow to the reservoir and production engineers to appreciate the behavior of the process and its immediate effect before the proposed objective, for this way evaluate the performance of the project and allow the opportune decision making with respect to the future of he itself.

The monitoring activities constitute adequate means for the information capture that allows to analyze the behavior of the reservoir in any stage of a process of hydrocarbon extraction in each one of the parts that conform the system (injectors and producers wells, surface facilities and reservoir); given to its extreme applicability and trustworthiness, the implementation of monitoring programs in the fields is more and more common, clear that these are followed without a logical order that allows to develop a better control on the process, by such reason is created the necessity to generate a tool as the displayed one in this project.

By means of the following work, the development of an integrated methodology sets out so that allows to use the reservoirs management in head of the monitoring programs, surveillance and control, that allows to the knowledge and adapted handling of all the surrounded activities in the processes of petroleum recovery with waterflood; with this work it is tried to offer to reservoirs and production engineers a much versatile tool that allows an opportune analysis, ordered and readily accessible on the advance of the injection in an oilfield.

---

<sup>2</sup> Undergraduate Project.

\*\* Physiochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Vicente Gómez.

## INTRODUCCIÓN

En el proceso de explotación de hidrocarburos por inyección de agua, es de vital importancia elaborar un plan estratégico que incluya la planeación, diseño, construcción y mantenimiento de todo el sistema; estas acciones permiten controlar cada una de los procesos incluidos en la inyección y es el primer paso para mejorar su implementación.

Los programas de monitoreo, seguimiento y control, permiten obtener información del proceso, en cualquier momento del desarrollo de la inyección, convirtiéndose así, en un valioso mecanismo para identificar posibles problemas, sus causas y las acciones correctivas para contrarrestar sus efectos; por medio del análisis de los factores que afectan el desempeño de la inyección y con el control apropiado de todos los parámetros del proceso, se puede lograr un aumento en el factor de recobro del yacimiento, por lo tanto, un mayor beneficio económico, comparado con el que se obtendría al no aplicar estos programas.

Las herramientas de monitoreo incluidas en estos programas, permiten captar información del proceso de inyección de agua en superficie y en subsuelo; dentro de estas se encuentran: pruebas de calidad del agua de inyección y producción, pruebas para determinar efectos de corrosión, pruebas de presión, registros de producción e inyección y trazadores entre pozos; el análisis de la información obtenida por cada una de estas herramientas, permite realizar los procesos de seguimiento y tomar decisiones para el avance de la inyección.

En forma paralela, se debe realizar el seguimiento a la inyección de agua, para evaluar el desempeño del proceso, esto se hace usando técnicas graficas

y analíticas de parámetros clave en la inyección de agua, como el factor de recobro, la eficiencia de recobro y los volúmenes porosos inyectados y desplazados.

En caso de detectar un problema que altera el correcto funcionamiento del proceso de inyección de agua, es necesario desarrollar programas de control; éstos permiten identificar y aplicar el método más adecuado para dar una solución efectiva y garantizar el correcto funcionamiento del proceso.

El objetivo del trabajo es integrar el monitoreo, seguimiento y control de un proceso de inyección de agua, en una metodología general, para esto, el desarrollo del trabajo se inicia con una documentación acerca de la teoría general de los procesos de monitoreo, seguimiento y control en los proyectos de inyección de agua, luego se estudian todas las herramientas utilizadas en cada una de ellas para garantizar un exitoso avance de la inyección y por ultimo se integran todas las actividades desarrolladas en un campo petrolero de una manera sencilla, útil y de fácil acceso.

## 1. INYECCIÓN DE AGUA

La producción de hidrocarburos bajo mecanismos naturales, es un proceso relativamente ineficiente y los factores de recobro son bajos, la falta de empuje natural en muchos yacimientos, acelera la implementación de prácticas que aumenten la energía de estos, el método básico y en muchos casos el inicial, es la inyección de agua.

Actualmente es imperativo recuperar la mayor cantidad de petróleo posible, debido a la demanda creciente y al alto precio del crudo; gracias a esto, se ha incrementado la actividad exploratoria, y en los yacimientos la aplicación de procesos de recobro mejorado (no convencionales), sin embargo, más de la mitad de la producción mundial de petróleo se debe a la inyección de agua.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.

- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

La inyección de agua fue descubierta a mediados del siglo diecinueve cuando ocurrió de forma accidental en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania; el agua, proveniente de arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. En esa época se pensó que la función principal de la inyección de agua era la de mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta los primeros años de 1890, cuando se noto que el agua había mejorado la producción.

Para 1907, la inyección de agua tuvo un apreciable impacto en la producción de petróleo del Campo Bradford; se inyectó agua en un solo pozo y a medida que aumentaba la zona invadida, los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua y se iban convirtiendo en inyectoros para crear un frente más amplio.

En 1921, la invasión circular se cambió por un arreglo en línea, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectoros; para 1928, el patrón de línea se reemplazó por un arreglo de cinco pozos y después de 1940, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente y se permitieron mayores tasas de inyección-producción.

## 1.1. PRINCIPIOS BÁSICOS

La recuperación secundaria de petróleo corresponde al recobro adicional generado por los métodos llamados convencionales, la inyección de agua es el más común de estos métodos, aplicado luego de que se ha establecido que la energía del yacimiento es insuficiente o cuando se desea aumentar la producción.

En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo, entonces, el fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como fluido desplazado; es decir, ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, esto es similar al ocasionado por un pistón y se puede presentar de dos formas:

- **Desplazamiento Tipo Pistón sin Fugas.** El agua inyectada actúa como un pistón que desplaza todo el petróleo móvil de la zona invadida, por lo tanto, detrás del frente de invasión, la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es residual.
- **Desplazamiento Tipo Pistón con Fugas.** El pistón generado por el agua inyectada no es completamente eficiente, ya que permite que parte del petróleo que podría ser desplazado, se quede detrás del frente y por lo tanto, la saturación de aceite luego del desplazamiento, es mayor a la residual.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, esto causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las

fases, además, dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferencias en los procesos de inyección de agua. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua, generalmente presenta las siguientes etapas:

- **Llenado.** Al inicio del proceso de inyección, el agua se inyecta con el fin de redissolver el gas libre que se encuentre en la formación, por lo tanto, el agua reemplaza el volumen ocupado por el gas. No existe un proceso de desplazamiento en esta etapa y su duración depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectada.
- **Desplazamiento.** La inyección de agua esta acompañada por un aumento de la presión del yacimiento, desde los pozos inyectoros hacia los productores, el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. En esta etapa se obtiene la mayor parte de la producción de petróleo y casi no contiene fluido desplazante.
- **Ruptura.** Cuando se alcanza el punto de ruptura del frente del agua en el pozo productor, se empieza a producir el agua que se ha inyectado y la producción de esta aumenta bruscamente.
- **Etapa Subordinada.** Es el periodo que sigue a la ruptura, el fluido desplazante arrastra a la fase desplazada por el camino de flujo y se producen ambas fases. El recobro de petróleo depende de la inyección de grandes volúmenes de agua.

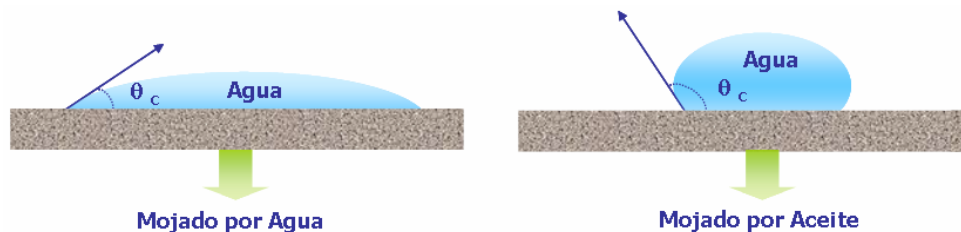
**1.1.1. Propiedades importantes en la inyección de agua.** Para entender el comportamiento del desplazamiento inmisible que ocurre en un proceso de inyección de agua, se deben conocer las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento, las propiedades del flujo de dos o más fases, la distribución de saturaciones en el yacimiento y la calidad del fluido inyectado.

La recuperación de petróleo está dominada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y el proceso de desplazamiento como tal está directamente afectado por la relación de movilidades y el número capilar; pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores difíciles de cuantificar.

- **Mojabilidad.** Un sistema aceite-agua roca puede ser mojado por agua o por aceite, dependiendo de la tendencia que tienen los fluidos a adherirse a una superficie sólida, por lo cual, se afecta la distribución de los fluidos en el yacimiento. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces es un fluido poco móvil y moja preferencialmente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad.

La mojabilidad puede ser determinada por pruebas del ángulo de contacto del líquido sobre el sólido, la figura 1 muestra gráficamente cual es el significado de las condiciones de un sistema mojado por agua y por aceite; cuando el ángulo de contacto entre el agua y la roca es menor de  $90^\circ$ , el sistema es mojado por agua, y cuando es mayor de  $90^\circ$ , el sistema es mojado por aceite.

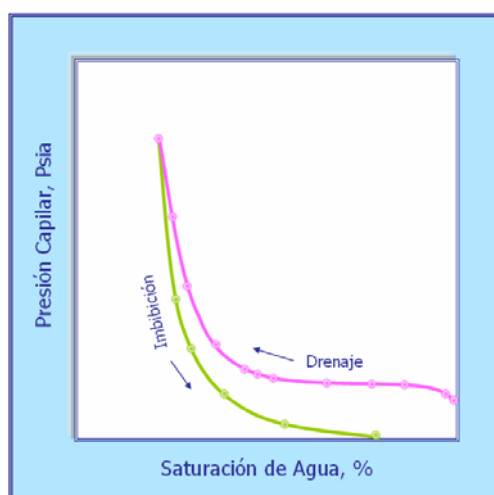
**Figura 1.** Mojabilidad de un Sistema Aceite-Agua-Sólido



**Fuente.** Secondary and Tertiary Oil Recovery Processes. Interstate Oil Compact Comisión. Oklahoma. 1978

- **Presión Capilar.** Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante. Afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca la presión capilar varia y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje. En la figura 2, se muestra una curva típica de presión capilar para una roca mojada por agua.

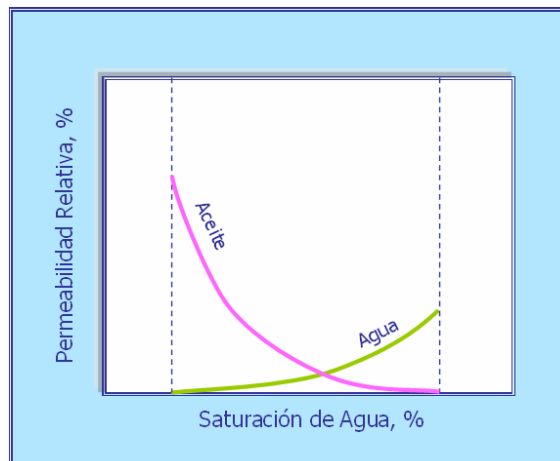
**Figura 2.** Presión Capilar



**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

- **Permeabilidades Relativas.** Es definida como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca. La permeabilidad absoluta es la habilidad de una roca a permitir el flujo de un fluido del cual esta 100% saturado y la permeabilidad efectiva es la medida de la conductancia de un fluido a través de un medio poroso cuando este se encuentra saturado con más de una fase. En la figura 3, se muestra un diagrama típico de permeabilidades relativas para un sistema mojado por agua.

**Figura 3.** Permeabilidades Relativas



**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

- **Número Capilar.** El número capilar se define como la relación de las fuerzas viscosas con respecto a las fuerzas capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso y es especialmente útil cuando se trata de zonas de almacenamiento dentro del rango de las saturaciones residuales. La formulación del número capilar está dada por la ecuación 1.

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}} \quad (1)$$

A medida que aumenta el número capilar, disminuye la saturación de petróleo residual. Esto es un indicador del desplazamiento de fluidos en el yacimiento y un punto base, para iniciar la aplicación de un proceso de recobro mejorado.

- Relación de Movilidades.** Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo). La movilidad,  $\lambda$ , es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento y se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido y la viscosidad de este; matemáticamente se puede representar por la ecuación 2, para el caso del aceite y ocurre de forma similar para el agua y el gas.

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o} \quad (2)$$

La relación de movilidades,  $M$ , puede relacionarse con la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado, se puede representar por la ecuación 3.

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} \quad (3)$$

La relación de movilidades, generalmente, se designa como favorable o no favorable, cuando  $M=1$  las movilidades del agua y del petróleo son idénticas, por lo tanto, los fluidos encuentran la misma resistencia al moverse dentro del yacimiento; cuando  $M < 1$ , el petróleo fluye más que el

agua y por lo tanto es muy fácil para el agua, desplazar el petróleo; por el contrario, cuando  $M > 1$ , el agua se mueve más fácilmente que el petróleo y no es muy efectiva para desplazarlo. En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta.

**1.1.2. Factores que Afectan la Inyección de Agua.** Algunas características del yacimiento determinan la viabilidad de un proyecto de inyección de agua, entre ellas se encuentran las siguientes:

- **Geometría del Yacimiento.** La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos y determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua como es el caso del patrón de inyección empleado, que varía dependiendo de las características del yacimiento. Es importante analizar la geometría del yacimiento y de su comportamiento pasado, para definir la presencia y la fuerza de un empuje natural de agua o la existencia de barreras estructurales, como fallas o lutitas.
- **Litología y Propiedades de la Roca.** La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia de la inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, por ejemplo, tener una baja porosidad no es óptimo para la inyección de agua, pero puede serlo en el caso de la porosidad creada por fracturas. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza de cada mineral.

- **Profundidad del Yacimiento.** Si el yacimiento es demasiado grande, económicamente no se pueden realizar perforaciones para disminuir el espacio entre pozos y por esto, no se pueden esperar altos recobros, en el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que generen fracturas en la formación.
- **Continuidad de la Roca.** Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca, ya que el flujo de fluidos en el yacimiento, es esencialmente en dirección de los planos de estratificación; por ejemplo, si la formación contiene un estrato con una permeabilidad muy alta, se puede presentar una canalización, lo cual genera que los estratos adyacentes no sean barridos por el agua y se presente una relación de producción agua-petróleo muy alta. Si el yacimiento se encuentra dividido por lutitas o por la existencia de fallas sellantes, el proceso de inyección no podrá ser continuo y por lo tanto no será efectivo. La continuidad en el área de interés debe ser determinada, al igual que las fracturas y anisotropías en el yacimiento, para hacer una correcta organización de los pozos.
- **Distribución de las Saturaciones de los fluidos.** En la determinación de la viabilidad de la inyección de agua para un yacimiento, una alta saturación de aceite remanente, significa una cantidad de aceite recuperable económicamente viable, que es el primer criterio de éxito de las operaciones de inyección; igualmente, mientras menor sea el valor de la saturación de petróleo residual, mayor será el recobro final. También es de

interés, conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial, bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

- **Propiedades de los Fluidos de Yacimiento.** Las propiedades físicas de los fluidos de yacimiento tienen efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección, la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes; la viscosidad del crudo es considerada la propiedad que más afecta el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua, gracias al efecto de la relación de movilidad y la eficiencia de barrido.

## 1.2. DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

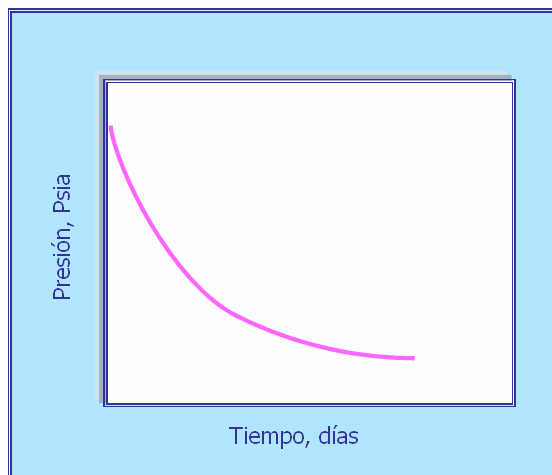
La explotación de hidrocarburos, debe realizarse de acuerdo a las condiciones específicas en cada campo y a los eventos ocurridos en el yacimiento, en general, la explotación primaria se realiza mientras las condiciones de presión y producción de aceite lo permiten, luego de esto, la aplicación de un proceso de recobro se hace necesaria.

El éxito de la inyección de agua parte de la aplicación oportuna del proceso, hay que evitar retrasar el tiempo óptimo para el comienzo de la inyección, la planificación temprana, hará posible la toma de los datos básicos en el momento adecuado para el análisis de ingeniería requerido. El tiempo en el cual se inicia un proyecto de inyección de agua, depende de diferentes parámetros del yacimiento, como los mecanismos de producción, la presión,

presencia y tamaños de acuíferos, propiedades de los fluidos, pero en particular, se encuentra íntimamente relacionado con la presión de burbuja.

Normalmente, suele pensarse que un proyecto de inyección de agua, se debe aplicar luego de que el yacimiento ha sido ampliamente explotado de forma primaria, sin embargo, luego de algún tiempo de producción, la presión de yacimiento disminuye como se ve en la figura 4 y el proceso de inyección de agua no será muy eficiente si se inicia con la presión mucho más baja que la presión de burbuja.

**Figura 4.** Depleción de la Presión durante la Explotación Primaria

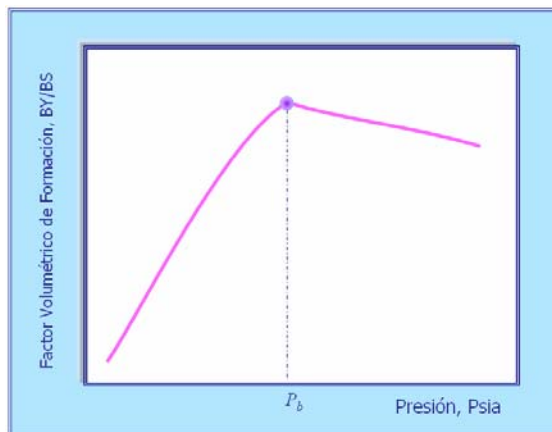


**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

Para maximizar el recobro de petróleo, la presión óptima en el yacimiento a la cual se debe invadir es la del punto de burbuja, las ventajas que se tienen al realizar el procedimiento en estas condiciones son las siguientes:

- El petróleo remanente tiene la máxima cantidad de gas en solución, lo cual genera un factor volumétrico máximo y un volumen mínimo de barriles a condiciones de superficie, como se puede notar en la figura 5.

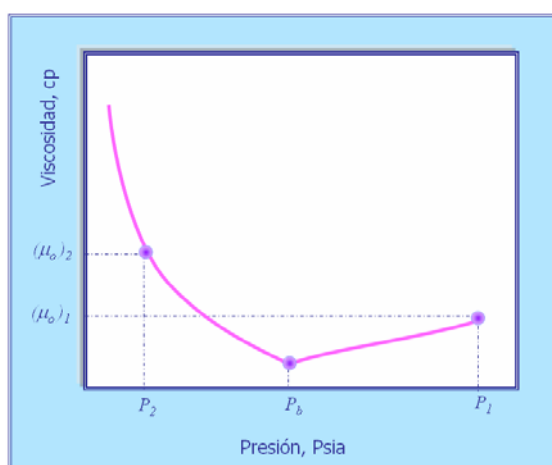
**Figura 5.** Factor Volumétrico de Formación



**Fuente.** Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

- La relación de movilidades en el yacimiento, depende de las viscosidades del fluido desplazante y el desplazado, por esta razón, cuando el proceso de inyección de agua se inicia con la presión de yacimiento cercana a la presión de burbuja, se presentara mayor eficiencia de barrido, debido a una relación de movilidades más favorable comparada con una presión mucho más baja; como se puede ver en la figura 6.

**Figura 6.** Variación de la Viscosidad del Aceite con los Cambios de Presión.



**Fuente.** Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Magdalena Paris de Ferrer.

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

Pero iniciar el proceso de inyección de agua con esas condiciones de presión en el yacimiento, requiere altas tasas de inyección, lo cual incrementa los costos y la exigencia de grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, cuando sería más económico producir por su propia energía. Entonces, el tiempo óptimo para el inicio de la inyección se relaciona con el proceso que mejor se adapte a un campo en particular.

Luego de estipular el momento adecuado para la implementación de la inyección de agua, el equipo encargado de la administración de yacimientos debe analizar el comportamiento del yacimiento y comprobar la factibilidad de la aplicación de la inyección de agua. Entre los aspectos más importantes que se deben tener en cuenta, se tienen los siguientes:

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

**1.2.1. Fuente de Agua.** Cuando se planea la implementación de un proceso de inyección de agua, el punto clave es la disponibilidad del fluido que se piensa inyectar y del tratamiento que se le debe dar para poder iniciar y continuar el proceso de forma permanente y a las tasas necesarias.

El agua usada en el proceso de inyección, puede tener diversas fuentes e incluso obtenerse de la mezcla de varias de ellas, si no se pueden mantener los requerimientos de volumen y tasas, algunas fuentes podrían ser:

- Agua producida de un yacimiento que está siendo inundado.
- Agua producida de un yacimiento con propiedades similares.
- Acuíferos o Zonas no productoras de aceite.
- Aguas superficiales como lagos, ríos o mar.

La calidad del agua que se va a usar en el proceso de inyección, debe mantenerse durante toda la vida del proceso y es por esto que debe buscarse una fuente de agua que sea fácilmente tratable y a bajos costos. El agua que se va a usar en los procesos de inyección, debe ser sometida a pruebas previas que garanticen la eficiencia del proceso:

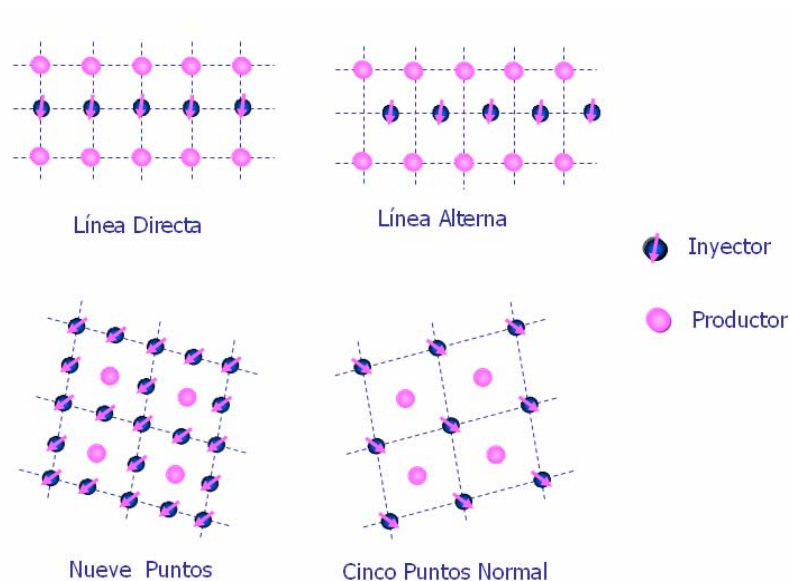
- **Análisis Iónico y Mineral.** Se deben medir las concentraciones de materiales que puedan afectar el avance del proceso por posibles reacciones en la formación o generación de corrosión; por lo tanto, se deben analizar los costos de tratamiento para adecuar el agua para la inyección.
- **Pruebas de Compatibilidad.** Un factor de garantía del proceso de inyección de agua, es comprobar la compatibilidad del agua de formación con el agua que se va a inyectar; si son incompatibles, se pueden presentar reacciones entre las dos aguas y con esto daño a la formación; pero también, se debe asegurar la compatibilidad entre las fuentes de agua en el caso de ser varias.

- **Pruebas de Sensibilidad de la Formación.** El agua inyectada puede generar daños en la cara del pozo si las características químicas del agua, son sensibles a las de la formación, ya que se presentan reacciones químicas entre ellas, las pruebas de sensibilidad se encargan de determinar el efecto causado por los elementos contenidos en el agua inyectada y los presentes en la formación.

Si existieran varias fuentes de agua, es necesario seleccionar la mejor de acuerdo a un estudio comparativo a nivel técnico y económico, que incluya pruebas de laboratorio y de inyectividad, pero, *“la mejor agua”* es, generalmente, la menos costosa que pueda inyectarse a tasas satisfactorias y que no cause problemas mecánicos o químicos.

**1.2.2. Patrones de Inyección.** En el proceso de inyección de agua, es necesario contar con pozos inyectoros y productores, que se pueden ubicar de diferentes maneras, con el fin de obtener una mayor eficiencia de barrido. La inyección de agua puede realizarse por medio de una distribución irregular de los pozos o también, ordenándolos en un patrón de inyección, donde el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores. En la figura 7 pueden observarse las configuraciones de los principales patrones de inyección, patrones de 5 y 9 puntos, de línea directa y línea alterna.

Figura 7. Patrones de Inyección



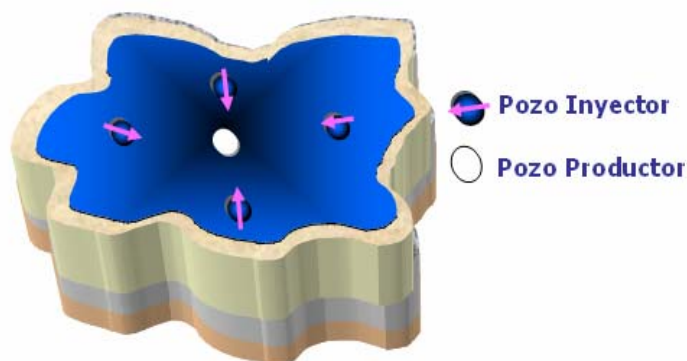
Fuente. Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

Dependiendo de las características del yacimiento se pueden usar diferentes patrones de inyección, los cuales requieren ciertos números de pozos inyectoros y a su vez, de espaciamiento entre ellos; hay que tomar en cuenta, que el número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y a la productividad por pozo individual, razón por la cual los yacimientos de mayor espesor se deben desarrollar con un espaciamiento menor que los delgados y mientras más baja sea la relación de movilidades, más pequeño debe ser el espaciamiento para incrementar la eficiencia de barrido. Por estas razones, para llevar a cabo un proceso de inyección de agua, es importante obtener una serie de datos preliminares, de laboratorio y de campo, para poder plantear un modelo de yacimiento y de esta manera analizar sus principales características, como los estratos productores, zonas de alta y baja permeabilidad, zonas de alta saturación de aceite, presencia de fracturas, entre otras, y así, conocer las limitaciones que se pueden presentar durante el proceso de inyección.

Los patrones de inyección producen una invasión rápida en yacimientos homogéneos, vertiginosa respuesta del yacimiento y buena eficiencia de barrido areal, sin embargo, se necesita mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores que exigen un mayor seguimiento y control. La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, permeabilidad, porosidad, número y posición de los pozos existentes.

En el caso de un modelo regular de cinco puntos (Figura 8), la distribución geométrica de los pozos inyectores corresponde a un cuadrado con el pozo productor en el centro de cada arreglo, se recomienda en yacimientos heterogéneos, o que presenten una permeabilidad y porosidad bajas; cuando no se tiene continuidad entre los pozos productores e inyectores, la distancia entre estos debe ser corta y en yacimientos con intercalación de estratos permeables y no permeables, como lo son las zonas de arcillas, el patrón de cinco puntos genera un alto gradiente de presión, el cual ayuda a que el barrido de las zonas menos permeables sea más efectivo.

**Figura 8.** Patrón de Inyección de cinco puntos



**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

La distribución geométrica del arreglo puede tener el pozo productor ubicado en el centro, y los pozos productores alrededor, o puede ser inversa, es decir, con el pozo inyector ubicado en el centro del arreglo, esta distribución depende de las características propias de cada yacimiento.

La selección de un patrón debe también considerar la permeabilidad direccional, la existencia de fracturas en el yacimiento y su orientación, el patrón debe ser orientado de tal forma, que la dirección de mayor permeabilidad o de orientación de fracturas sea la misma dirección de la línea que une los pozos adyacentes inyectores.

**1.2.3. Condiciones Operacionales.** La inyección de agua requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en la recuperación de petróleo, dependiendo de las características específicas del yacimiento. Es necesario tener especial cuidado con factores como: geología del yacimiento, mecanismo de producción, propiedades de la roca y del fluido, presión del yacimiento, patrones de inyección, espaciamiento entre pozos y por supuesto, factores operacionales como la presión y tasa de inyección.

- **Tasa de Inyección.** Se ha estudiado el efecto de las variaciones de la tasa de inyección de agua y su correspondiente tasa de avance a través de la formación, sobre el comportamiento del proyecto de inyección y la recuperación final; respecto a todo esto se puede establecer que para cualquier saturación de petróleo dada, hay una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de la recuperación disminuye notablemente, y cuando esta velocidad crítica es superada, la relación agua-petróleo aumenta muy rápidamente y reduce la vida económica del proyecto e igualmente la recuperación final del petróleo.

En cualquier caso, el agua se inyecta utilizando pozos de inyección, y la eficiencia de proceso depende en gran escala de la capacidad de inyección presentada por estos pozos. Por esto, es muy conveniente estudiar el comportamiento de estos pozos en lo concerniente a la capacidad de inyección y a sus variaciones a lo largo del tiempo. La tasa de inyección inicial de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión del yacimiento, el factor de llenado, que es una función del radio efectivo del pozo y el taponamiento de la cara de la arena y del espacio poroso por materias en suspensión, productos de corrosión o por interacciones producidas por el agua inyectada.

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

- **Presión de Inyección.** La presión de inyección puede mantenerse a voluntad, pero no debe exceder el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fracturamiento de la formación, si esto llegara a suceder, se ocasionarían pérdidas de fluido inyectado, canalizaciones y daño a la formación, que disminuye la eficiencia del proceso de inyección.

La viscosidad del petróleo y del agua, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión de yacimiento, las características litológicas, estructurales, porosidad, fracturas, profundidad del yacimiento,

temperatura, etc., son características que no pueden alterarse ni controlarse a voluntad; sin embargo, la presión de inyección en la cara de la formación, puede ser determinada conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la densidad relativa del agua.

En las pruebas de inyectividad, se mide la presión necesaria para que el agua penetre en la formación, cuando el agua comienza a ser inyectada por un pozo dado, la tasa de inyección alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente durante la fase inicial del proceso, finalmente, la declinación de la capacidad de inyección se hace cada vez menor hasta que se obtiene una tasa más o menos estable.

**1.2.4. Predicción de la Inyección de Agua.** Un método de predicción de inyección consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento y permiten pronosticar información sobre su futuro, en aspectos como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función del tiempo, esquema de inyección y producción de agua, antes y después de la ruptura.

Existen una gran cantidad de métodos propuestos, los cuales presentan muchas similitudes, pero pueden diferir en la forma como toman en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de inyección de agua. Generalmente los métodos se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular, por lo tanto, la clasificación puede hacerse de la siguiente manera:

- Métodos concernientes al tipo de desplazamiento
- Métodos relativos a la heterogeneidad del yacimiento
- Métodos referentes a la eficiencia de barrido areal
- Métodos relacionados con modelos matemáticos
- Métodos empíricos

Pero el método de predicción más adecuado, es aquel que incluye todo lo relativo a los efectos del flujo de fluidos (permeabilidades relativas, presencia de saturación de gas inicial, etc.), al arreglo de pozos (eficiencia de barrido areal, variación en el arreglo de pozos, etc.) y las heterogeneidades del yacimiento (estratificación, variación areal y vertical de la permeabilidad, flujo cruzado, etc.); por lo tanto, se requiere mucha información acerca de la roca y de los fluidos, además de la heterogeneidades del yacimiento, para crear un método de predicción perfecto y los que existen son solamente aproximaciones.

Generalmente, se realiza la predicción de los procesos de inyección de agua con simuladores numéricos de alta capacidad, los cuales permiten incluir la mayor cantidad de detalles del yacimiento y de los fluidos, para lograr la predicción más certera posible; se basa en un balance general de materia, tomando en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos, además, la localización de los pozos inyectoros y productores, y sus condiciones de operación.

La simulación de yacimientos juega un rol importante en el planeamiento, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento y de los procesos de recobro de hidrocarburos, partiendo del análisis de viabilidad económica antes del inicio del proceso, y la valoración y predicción de posibles modificaciones realizadas durante la aplicación de la inyección.

**1.2.5. Evaluación Económica.** Luego de la predicción del proceso de inyección de agua, se debe determinar si las ganancias serán suficientes para pagar los gastos de inversión y por lo tanto, fijar la viabilidad económica del proceso. El objetivo principal de esta evaluación es estipular la infraestructura necesaria, los costos de producción y tomar en cuenta los precios del crudo para proyectar el proceso y evaluar las ganancias que se obtendrán.

Las decisiones en los negocios requieren un criterio de medición que evalúe el propósito de las inversiones y las oportunidades financieras, dependiendo de la empresa encargada del proceso, se tiene un criterio económico que determina los valores mínimos para la viabilidad del proceso. Esto se valora con base en el tiempo necesario para recuperar la inversión y en el precio del crudo proyectado al momento en que se espere empezar a producir.

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

**1.2.6. Variables Monitoreadas en la Inyección de Agua.** Comenzar la inyección de agua no es el fin del trabajo del equipo de administración de yacimientos, es el comienzo de un largo y constante proceso de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua y entre los aspectos principales se encuentran los siguientes:

- Monitoreo del yacimiento, pozos y facilidades de superficie.
- Modificación del modelo geológico obteniendo datos operacionales y de evaluación de resultados.

- Identificar oportunidades de expansión del proyecto.
- Planear la duración y terminación del proceso de inyección.

Pero lo más importante es tener en cuenta cuales son las variables que se monitorean y se analizan dentro de un plan de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua. Estas son todas aquellas que permitan realizar un seguimiento al desarrollo del proceso de inyección y que son básicas para evaluar el avance del proceso; por esto, las variables que requieren monitoreo son principalmente las siguientes:

- Tasa de producción de agua,  $Q_w$ .
- Tasa de producción de aceite,  $Q_o$ .
- Relación de aceite y agua producidos, WOR.
- Volúmenes Porosos de Agua Inyectada,  $V_{pi}$ .
- Factor de Recobro, FR.
- Saturación de Aceite residual,  $S_{or}$ .
- Saturación de agua en la zona invadida,  $S_{wp}$ .

Mantener un seguimiento constante a estas variables permite definir el estado del proceso de inyección y también son la base de los programas de monitoreo, seguimiento y control; ya que por medio de su vigilancia constante, se pueden establecer posibles problemas y optimizar con esto el proceso.

## 2. MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Los procesos modernos de administración de yacimientos involucran la planificación, implementación, monitoreo, evaluación y revisión de los procesos desarrollados en un campo petrolero, estas estrategias requieren conocimiento del yacimiento para formular los planes adecuados y luego implementarlos con un equipo de trabajo interdisciplinario e integrado.

La inyección de agua es uno de los métodos de recobro más importantes, por medio de esta se han producido billones de barriles alrededor del mundo; por lo tanto, su optimización es muy significativa. Una clave esencial para lograr el éxito de estos proyectos, es planear y ejecutar un programa de monitoreo, seguimiento y control, este debe ser dirigido a cada campo en especial, debido a las diferencias existentes entre sus características; sin embargo, componentes básicos se encuentran en estos programas, y es necesario entonces, establecer un metodología integral de monitoreo.

En los inicios del monitoreo de la inyección de agua, se consideraron tres categorías principales en los puntos de monitoreo: características del yacimiento, facilidades de superficie y condiciones de los pozos inyectoros y productores, pero en los últimos años se ha sumado a estos, la calidad del agua de inyección y producción, como un punto clave e importante para el proceso de inyección.

Las condiciones económicas que se tienen para desarrollar la inyección de agua, deben ser estudiadas y ajustadas al proceso de monitoreo, el cual se encuentra involucrado dentro de la administración de yacimientos, con el fin de lograr un control general de las actividades realizadas en el campo, ya sean de producción, inyección, tratamiento y/o almacenamiento de fluidos, entre otros.

## **2.1. GENERALIDADES**

La vida del yacimiento comienza con la exploración, luego el descubrimiento, delimitación, producción primaria, secundaria y terciaria, y el posterior abandono. La clave del éxito en todas las operaciones del yacimiento depende de la administración de yacimientos y dentro de estas, la estrategia de monitoreo, seguimiento y control desarrollada en él, se trata de un proceso continuo e integrado con los miembros del equipo.

La administración de yacimientos se encarga de reunir todas las áreas concernientes a la explotación de petróleo en un campo, reuniendo las finanzas, tecnología y recursos humanos; todo esto con el fin de disminuir el capital de inversión y aumentar la productividad, controlando las operaciones de un yacimiento para maximizar los recursos económicos, basándose en la información y conocimientos de este.

En resumen, la administración de yacimientos puede ser definida como la reunión de técnicas que maximizan los beneficios económicos recobrados del yacimiento y describe la interacción entre las funciones y operaciones desarrolladas en él; esto se puede ver en forma esquemática, en la figura 9.

Figura 9. Administración de Yacimientos



Fuente. Integrated Reservoir Management. Abdus Satter. SPE 22350

Antes de 1970, muchas consideraciones de la ingeniería de yacimientos tomaron mayor importancia en la administración de estos, involucrando conceptos mecánicos y automatización con computadores, además de enfatizar en los aspectos de la ingeniería de yacimientos. Durante los 70's y 80's, se logró la integración de las geociencias y la ingeniería de yacimientos, con el fin de obtener desempeños exitosos de los proyectos, lo cual llevo al desarrollo de programas de monitoreo de los procesos realizados en los campos y por supuesto, de la inyección de agua. Los programas de monitoreo de inyección de agua, fueron influenciados en los 80's, por los proyectos de inyección de químicos, debido al alto costo de estos procesos que exigía un control eficaz de sus progresos.

La administración de yacimientos en la inyección de agua, no se restringe a la ingeniería inicial, reportes, justificaciones económicas y aprobación del proyecto, además, las actividades continúan durante toda la vida del

proyecto. Algunos de los puntos clave para lograr la implementación de un programa de administración de yacimientos exitoso son los siguientes:

- Plan de acción que involucre todas las funciones de forma flexible.
- Soporte administrativo.
- Compromiso del personal de campo.
- Reuniones periódicas de revisión, que involucre a todos los miembros del equipo (Cooperación interdisciplinaria).

El monitoreo de la inyección de agua aprovecha las consideraciones de la administración de yacimientos, tomándolo como un sistema de caracterización de yacimientos, fluidos, comportamiento en el medio poroso, creación y operación de pozos, y procesamiento de los fluidos en superficie, con el fin de conformar un sistema unificado, interrelacionando las partes, dentro del proceso de inyección.

El comportamiento de la inyección de agua, suele ser diferente del proyectado por los métodos de predicción; por medio del monitoreo, se pueden detectar los problemas existentes y mejorar el proceso. Los puntos más importantes dentro del diseño del monitoreo de la inyección de agua son los siguientes:

- Descripción detallada y confiable del yacimiento.
- Estimación de las zonas que contienen aceite recuperable.
- Análisis del comportamiento de los patrones de inyección.
- Pruebas de presión y monitoreo de la presión de yacimiento.
- Comportamiento del yacimiento y determinación de la eficiencia de barrido.
- Vigilancia de pozos de inyección y producción.

- Calidad y tratamiento del agua.
- Mantenimiento y funcionamiento de las facilidades de Superficie.
- Comparación teórica y práctica del comportamiento y efectividad de la inyección de agua.
- Manejo de la información del yacimiento y la disposición del sistema de control, selección de datos y administración de yacimientos.
- Diagnostico de problemas potenciales.
- Mantener una vigilancia económica del proyecto.
- Trabajo en equipo.

Los elementos necesarios para realizar un monitoreo de inyección de agua no simplemente son técnicos u operacionales, se requiere una interacción entre la geociencia y la ingeniería, involucrando las herramientas, la tecnología, los datos y sobre todo los recursos humanos. Algunas veces, un programa de monitoreo de inyección de agua no es exitoso, ya que no existe comunicación entre ingenieros, geólogos y personal de operación de campo. La administración de un proyecto de inyección de agua requiere aprovechar un equipo de trabajo multidisciplinario y en este punto radica la importancia de involucrar todas las disciplinas, cada una entendiendo los requerimientos, necesidades y razones de la funcionalidad del grupo.

Un punto importante dentro del monitoreo es el momento de inicio del plan de monitoreo durante la vida del proyecto; en la administración de yacimientos, lo ideal es iniciar los planes en el descubrimiento, sin embargo, nunca es tarde para iniciarlos, por lo tanto, para el monitoreo de la inyección de agua, un inicio temprano provee una mejor planificación, implementación y evaluación del proyecto.

Cuando el monitoreo de la inyección de agua se realiza desde la planeación del proceso de inyección, se puede lograr un incremento de 20 a 45 % en los resultados de la inyección de agua, debido a que se logra maximizar la eficiencia de barrido volumétrico desde el inicio del proyecto. Pero también se puede aplicar cuando el proceso de inyección de agua ya se encuentra avanzado, probando técnicas para mejorar la producción y los resultados marginales del campo.

El propósito final de las estrategias de monitoreo es planear, implementar y evaluar un proceso de inyección de agua de forma óptima, usando el monitoreo, seguimiento y control de todas las operaciones de la inyección, ningún componente es independiente de otro, la integración dinámica de todos los aspectos es esencial en el éxito del proceso. La figura 10 muestra la relación existente entre los puntos del monitoreo, seguimiento y control, y lo caracteriza como un proceso cíclico, todos sus puntos se relacionan entre sí y se pueden generar cambios en cada punto del proceso, gracias a la modificación del anterior o del siguiente.

**Figura 10.** Proceso de Monitoreo de la Inyección de Agua



Como se puede ver en la figura anterior partiendo del proceso de la inyección de agua se toman los datos necesarios usando las herramientas de monitoreo, se analiza la información por medio de las técnicas de seguimiento, posteriormente se controla todo el avance del proceso de inyección y mediante esto se efectúan cambios en el proceso de inyección. Es un proceso cíclico y de optimización constante.

- **Monitoreo.** Empleando un conjunto de herramientas, se adquiere información puntual acerca del proceso de inyección de agua. Estas herramientas se aplican en superficie y en subsuelo con el fin de vigilar cualquier evento que pueda ocurrir en estos puntos.
- **Seguimiento.** Cuando se tienen datos acerca de la inyección, se emplean técnicas analíticas para seguir detalladamente el avance del proceso, por ejemplo, analizando curvas de producción y comparándolas con las predicciones previas, o construyendo diagramas que permitan conocer el estado de los pozos. Todo esto se hace para diagnosticar problemas o prevenir otros, con el fin de optimizar el proceso de inyección.
- **Control.** Todos los tratamientos realizados al agua de inyección y producción o las modificaciones implementadas en los pozos para mejorar la inyección, hacen parte del control del proceso y son necesarios para optimizarlo, al igual que todos los tratamientos correctivos o preventivos.

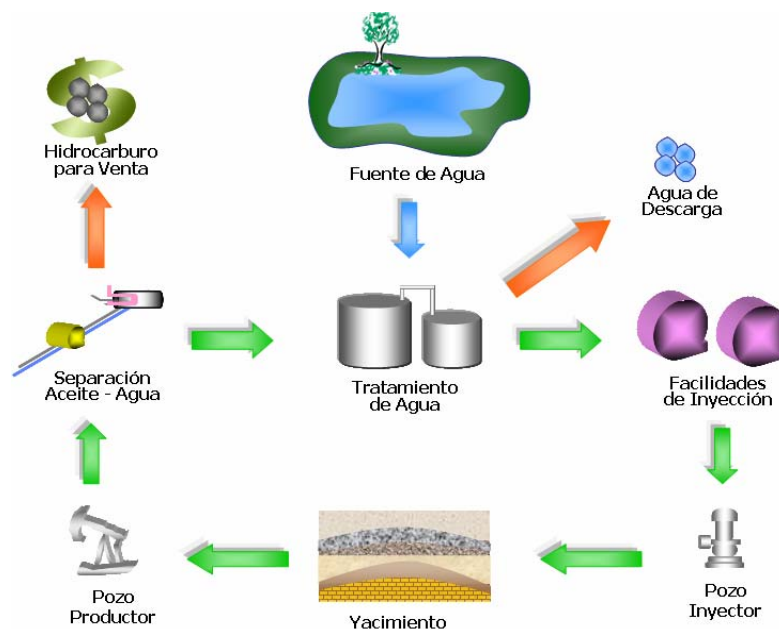
Es importante incluir dentro del proceso de monitoreo, seguimiento y control, todos los puntos de la inyección de agua, por esto se habla de un equipo interdisciplinario de trabajo que garantice el intercambio adecuado de información y la aplicación oportuna de los tratamientos correctivos, cambios

en los parámetros operacionales y actividades necesarias en la optimización de la inyección.

## 2.2. PUNTOS DE MONITOREO EN LA INYECCIÓN DE AGUA

Un proceso de inyección de agua ocurre generalmente de forma cíclica, como se muestra en la figura 11, donde se ven los puntos del sistema que son monitoreados, desde el yacimiento, los pozos inyectores y productores, fuente y tratamiento del agua; se involucran todas las partes del proceso de inyección y por lo tanto, deben estar incluidas dentro del plan de monitoreo y como ocurre de forma cíclica, un evento que ocurra en un punto afecta a los demás de forma directa y específica.

**Figura 11.** Proceso Cíclico de la Inyección de Agua



**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

Los puntos controlados dentro del monitoreo de inyección de agua se pueden dividir en dos categorías principales: el área del subsuelo, incluye el yacimiento, la cara del pozo y el estado mecánico de estos mismos y el área de superficie, contiene las facilidades empleadas para la distribución e inyección del agua, además de equipos de tratamiento y almacenamiento de fluidos. Partiendo de estas categorías, los puntos de aplicación del monitoreo, se dividen en cuatro: yacimiento, pozos de inyección y producción, facilidades de superficie y agua de inyección y producción; en cada uno de ellos realizan diferentes procedimientos usando herramientas y técnicas, para un monitoreo y seguimiento eficiente.

En la tabla 1, se muestran algunas herramientas y técnicas aplicadas en cada punto de monitoreo de la inyección de agua, esto no significa que la lista este completa, ya que las características diferentes de cada yacimiento hace que la observación y evaluación de ellos, sea específica e individual.

**Tabla 1.** Puntos de Aplicación del Monitoreo de la Inyección de Agua

MONITOREO DE INYECCIÓN DE AGUA			
YACIMIENTO	POZOS	FACILIDADES	SISTEMA DE AGUA
<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Presión</li> <li>◆ Tasas</li> <li>◆ Volúmenes</li> <li>◆ Curvas de Producción</li> <li>◆ Muestras de Fluidos</li> <li>◆ Método de Hall</li> <li>◆ Empuje de Fluidos</li> <li>◆ Balance de Patrones</li> <li>◆ Balance de Patrones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Perforaciones</li> <li>◆ Registros: Producción e Inyección</li> <li>◆ Zonas Inyectadas</li> <li>◆ Trazadores</li> <li>◆ Integridad cemento</li> <li>◆ Equipo de Fondo de Pozo</li> <li>◆ Fracturas en la cara del Pozo</li> <li>◆ Daño la Formación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Producción/ Inyección</li> <li>◆ Monitoreo de Equipos de Superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Calidad del Agua</li> <li>◆ Presencia de gases corrosivos disueltos.</li> <li>◆ Crecimiento Bacterial</li> <li>◆ Minerales</li> <li>◆ Sólidos Disueltos</li> <li>◆ Sólidos Suspendidos</li> <li>◆ Análisis Iónico</li> <li>◆ pH.</li> <li>◆ Capacidad Corrosiva</li> <li>◆ Contenido de Aceite</li> <li>◆ Análisis de laboratorio en Campo</li> <li>◆ Fuente del agua</li> <li>◆ Sistema de Inyección</li> </ul>

**Fuente.** Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach. Ganesh Thakur. SPE 23471.

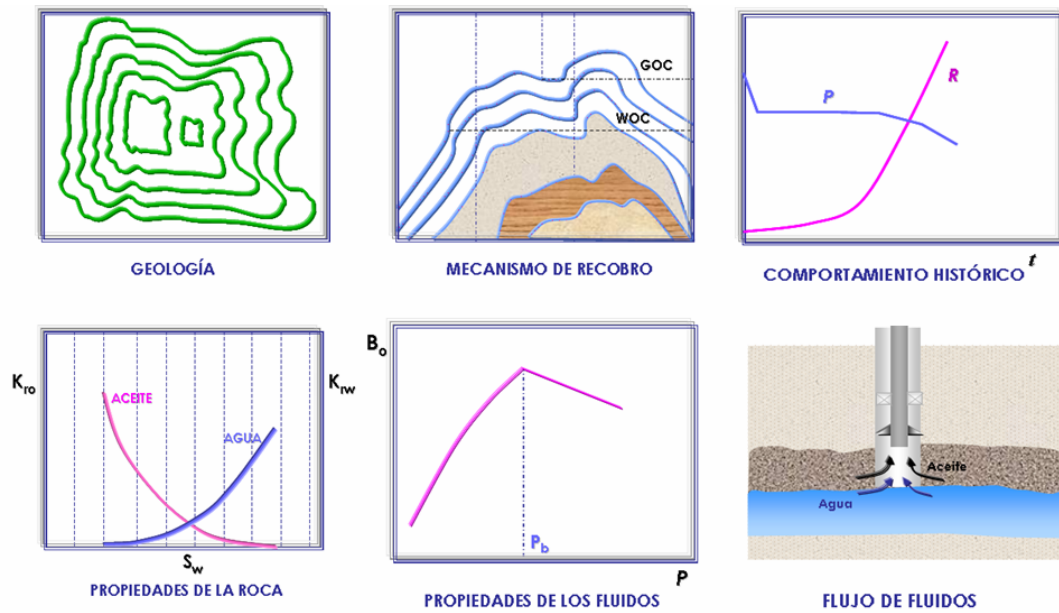
El monitoreo de inyección de agua involucra todos los aspectos que impactan el día a día de las operaciones de campo, agrupa el comportamiento y optimización de este, las operaciones de producción, organización de información y diagnóstico de los problemas potenciales.

**2.2.1. 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.

Dentro de una adecuada caracterización de yacimientos se diseña y se pone en marcha un método de tratamiento de información donde se integran los datos de geofísica, geología e ingeniería, utilizando sistemas especializados en exploración y producción; teniendo todos los datos necesarios, se realiza el modelamiento geológico que consiste en el desarrollo del modelo estático y dinámico del sistema de producción, se desarrolla la guía estructural a partir de la información sísmica y geológica del área, integrando la información roca-registro y el ambiente de depositación que caracteriza al sistema, finalmente, se realiza el cálculo de reservas y la identificación de áreas prospectivas, permitiendo definir las posibles estrategias de optimización de los yacimientos. Algunas de las características que se deben tener en cuenta y

que son puntos importantes para la aplicación de un método de recobro de petróleo, en la figura 12, se muestran algunos de ellos.

**Figura 12.** Características de Yacimiento Importantes en el Monitoreo



**Fuente.** Integrated Reservoir Management. Abdus Satter. SPE 22350

La geología, propiedades de la roca, propiedades de los fluidos, comportamiento histórico del yacimiento y mecanismo de producción de éste, entre otros, son parámetros básicos dentro del monitoreo, ya que se deben tener en cuenta tanto antes de iniciar la inyección, como durante todo el desarrollo de esta. El monitoreo de la inyección permite integrar la información del modelo geológico y el modelo dinámico, caracterizando el comportamiento real de los pozos, lo cual se refleja en la óptima explotación del área y altos recobros. La caracterización de yacimientos requiere una estricta vigilancia de los parámetros que exigen mayor atención debido a su importancia dentro de un proyecto de inyección de agua, en estos puntos se centra el monitoreo realizado directamente al yacimiento, siendo necesarias

pruebas que permitan determinar y analizar estos parámetros; algunos de estos, son los siguientes:

- Presión de Yacimiento.
- Tasas de Producción e Inyección.
- Volúmenes de Fluidos.
- WOR y GOR.
- Muestras de Fluidos.

**2.2.2. Pozos Inyectores y Productores.** Ubicar adecuadamente los pozos productores e inyectores, es la mejor forma de iniciar exitosamente una inyección de agua, pero del mantenimiento de estos y modificaciones oportunas del patrón de inyección, depende el óptimo avance del proceso.

En los pozos de inyección y producción suelen presentarse problemas como: altas tasas de producción de agua, fisuras en el casing, fallas mecánicas, perforaciones taponadas, conificación de agua y gas, fallas del cemento, entre otras, las cuales originan baja eficiencia de barrido y alta producción del agua inyectada; para superar estos problemas, se utilizan métodos mecánicos, químicos y/o cementación, pero hay que tomar en cuenta el tipo de yacimiento, así, para perforaciones estratificadas resulta más adecuada la cementación y los sistemas mecánicos, pero éstos no son tan efectivos en yacimientos homogéneos, para los cuales se pueden utilizar barreras químicas a fin de crear cierres a la producción de agua. También se presentan problemas en el control de los pozos inyectores, para esto se usan herramientas mecánicas en fondo y controles en superficie para inyectar en las zonas de interés, como empaques o válvulas reguladoras.

Algunos puntos clave dentro del monitoreo de la inyección de agua y que están relacionados directamente con el comportamiento y cuidado de los pozos inyectoros y productores, son los siguientes:

- **Áreas Problemas.** Formación de tapones, inyección fuera de las zonas de interés e inyecciones no uniformes debido a la estratificación, esto puede causar baja eficiencia de barrido vertical, gracias a la existencia de posibles canalizaciones.
- **Completamiento de los Pozos.** Las condiciones del casing y del cemento, juegan un papel importante en el avance de la inyección, ya que una mala cementación puede causar que el agua fluya detrás del casing. En los inyectoros y productores a hueco abierto se pueden presentar fracturas que causen pérdida de fluidos.
- **Pruebas de Inyección de Pozos.** Estas pruebas conducen a maximizar la presión diferencial, disminuir el efecto de daño de pozo y monitorear la extensión de las fracturas, esto puede determinarse corriendo registros de inyección y producción.
- **Calidad de los Productores.** Dependiendo de las sus condiciones mecánicas, se recomienda usar como inyectoros los pozos viejos si están bien ubicados para el proceso de inyección, a fin de minimizar la perforación de pozos nuevos.
- **Conversión de Productores.** Luego de realizar un amplio análisis económico, en algunos casos, se prefiere usar pozos que son malos productores, como inyectoros, lo cual no es conveniente, ya que regularmente un pozo mal productor es un mal inyector.

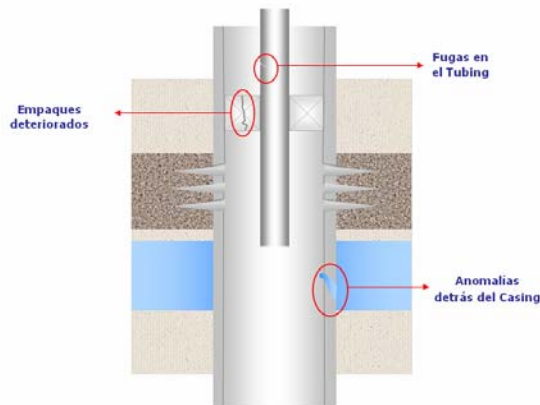
- **Cambios en los perfiles de Inyección.** Se realiza con el objetivo de optimizar el ingreso del agua inyectada a la formación, puede ser realizado con la selección de un equipo de inyección, seleccionar las perforaciones, cementar con squeezes de baja presión, acidificaciones y bloquear zonas con tratamientos de polímeros.
- **Limpieza regular de los pozos.** Se realizan operaciones de limpieza en el pozo, con el fin de mantener el estado de los pozos, entre otras están: la selección del tubing, prevención de la corrosión, inhibición y remoción de escamas.
- **Completamiento y técnica de Workover.** Limpieza de pozo, perforaciones, limpieza de perforaciones y empaques, se realizan para evitar que un mal mantenimiento de los pozos frene el avance de la inyección.
- **Regulación de flujo.** Es importante controlar el proceso de inyección por medio de la regulación del flujo, esto se hace en superficie y en fondo de pozo con corrientes de inyección simple y doble.

El monitoreo de estos puntos permite la prevención y determinación de posibles problemas, usando la información compilada para diagnosticarlos. La resolución de problemas, que son menos complejos, permite mitigar el riesgo y reducir el tiempo requerido para la recuperación de la inversión, algunos de ellos se mencionan a continuación y pueden ser solucionados a tiempo y evitar que afecten la inyección.

- **Fuga en la tubería de producción y revestimiento o el empaque** (figura 13). Los registros de producción como el de temperatura e inyectividad,

pueden ser suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habitualmente incluyen la inyección forzada de fluidos de aislamiento y el aislamiento mecánico.

**Figura 13.** Fuga en la Tubería de Producción, Revestimiento y Empaque

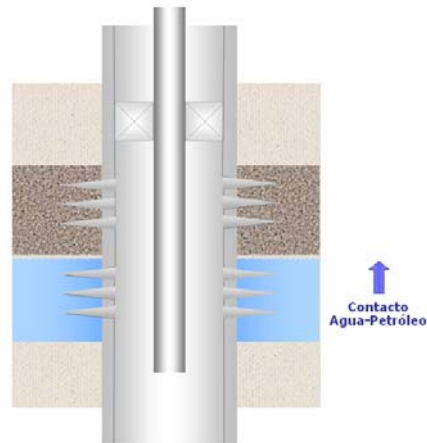


**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

- **Flujo detrás de la tubería de revestimiento.** Las fallas en la cementación primaria o la creación de un espacio intersticial debido a la producción de arena, puede hacer que el agua fluya detrás de la tubería de revestimiento en el espacio anular, como se ve en la figura anterior. Los registros de temperatura o de activación de oxígeno permiten detectar el flujo de agua detrás de la tubería de revestimiento y los fluidos de aislamiento pueden proporcionar una solución.
- **Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente** (figura 14). Este fenómeno está asociado con la presencia de permeabilidad vertical limitada, generalmente inferior a 1 md, con permeabilidades verticales más altas, el fenómeno de conificación es más probable. En los pozos verticales, el problema puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo, pero en los horizontales, no existe ninguna

solución en la zona vecina al pozo y es probable que se requiera un pozo de re-entrada.

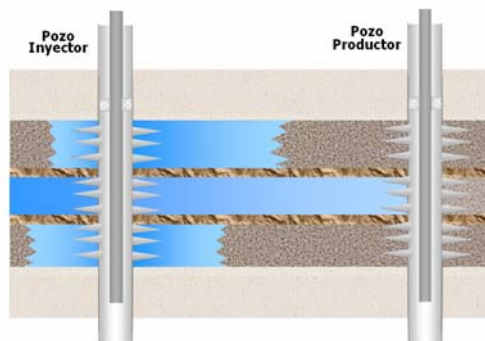
**Figura 14.** Contacto agua/petróleo (CAP) desplazado en sentido ascendente



**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

- **Capa de alta permeabilidad.** Cuando no se tiene flujo transversal como en la figura 15, generalmente es por la presencia de una barrera de lutitas por encima y por debajo de la capa productora, la resolución de este problema es la aplicación de fluidos de aislamiento rígidos o de aislamiento mecánico ya sea en el pozo inyector o en el pozo productor.

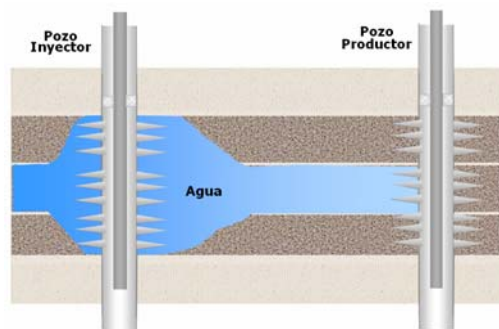
**Figura 15.** Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal



**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

Cuando existe flujo transversal como en la figura 16, no es posible la implementación de soluciones que modifiquen los perfiles de producción o inyección sólo en la zona vecina al pozo, la utilización de gel de penetración profunda puede proporcionar una solución parcial.

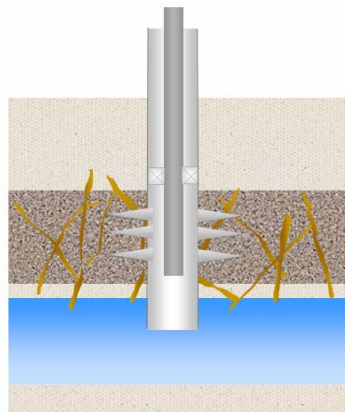
**Figura 16.** Capa de alta permeabilidad con flujo Transversal



**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

- **Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor.** En formaciones fracturadas naturalmente, el agua puede incursionar rápidamente en los pozos de producción, el problema puede ser confirmado a través de pruebas de presiones y trazadores entre pozos. La aplicación de un fluido de aislamiento en el pozo inyector de agua puede ser efectiva sin afectar adversamente las fracturas que contribuyen a la producción de petróleo.
- **Fisuras o fracturas y una capa de agua subyacente - Conificación 2D** (figura 17). Se produce agua desde una zona de agua subyacente a través de fracturas naturales, un problema similar ocurre cuando las fracturas hidráulicas penetran verticalmente en una capa de agua. La aplicación de fluidos de aislamiento puede resultar efectiva para este problema.

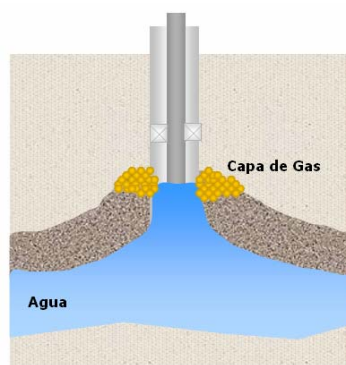
**Figura 17.** Fracturas y una capa de agua subyacente (conificación 2D)



**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

- **Conificación o formación de cúspide** (figura 18). La producción conduce agua hacia arriba, en dirección al pozo, fenómeno conocido como conificación. Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación, además, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos que reducen el efecto de conificación, la aplicación de una técnica de producción de drenaje dual también puede ser un tratamiento efectivo.

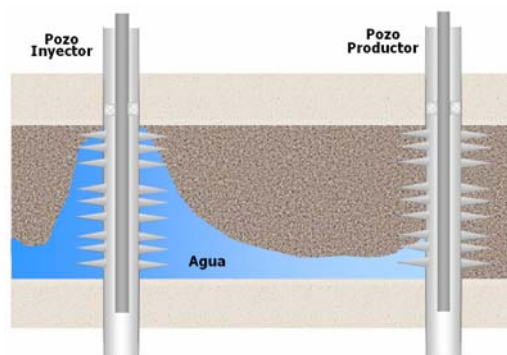
**Figura 18.** Conificación o formación de cúspide



**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

- **Barrido areal pobre.** Este problema suele estar asociado con la heterogeneidad de la permeabilidad o la anisotropía, resulta particularmente severo en ambientes con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio poral ya barrido, agregando tramos laterales de drenaje a los pozos existentes o mediante la perforación de pozos de relleno.
- **Capa segregada por gravedad** (figura 19). En capas con buena permeabilidad vertical, el agua es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación. El aislamiento de las perforaciones inferiores en los pozos de inyección o producción a menudo sólo tiene efectos marginales, en última instancia predomina la segregación por gravedad, si se produce esta situación, los pozos de producción experimentarán conificación. Puede resultar efectiva la perforación de pozos de drenaje laterales adicionales, inundaciones viscosas energizadas, la inyección de gas o la utilización alternada de ambas técnicas.

**Figura 19.** Capa segregada por gravedad

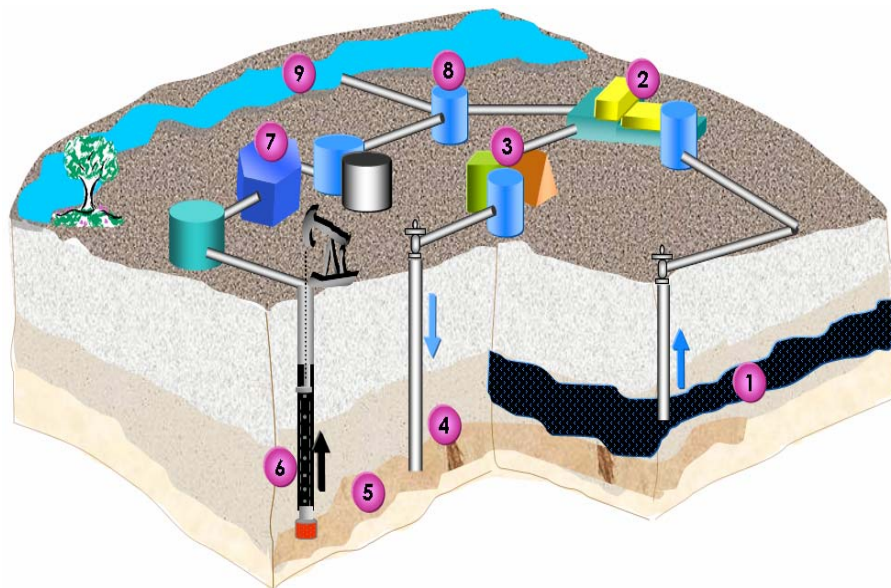


**Fuente.** Manejo de la Producción de Agua de Residuo a Recurso. Schlumberger. 2004.

**2.2.3. Agua de Inyección y Producción.** En un proceso de inyección de fluidos, la selección y tratamiento de este es la parte más difícil del diseño de las operaciones de inyección, generalmente se aplica la inyección de agua por los costos comparativamente bajos con otros procesos de recuperación de hidrocarburos, pero también influyen otros aspectos como son las amplias fuentes de agua y los tratamientos requeridos para su reinyección.

El agua se encuentra dentro de toda la inyección y esta presente en cada punto donde se debe realizar el monitoreo, por esta razón es tan importante su tratamiento y el mantenimiento de su calidad. En la figura 20 se muestran todos los puntos donde esta presente el agua en el proceso, partiendo de (1) la fuente de agua, pasando por (2) tratamiento realizado al agua para su inyección, (3) facilidades de inyección del agua, llegando a (4) pozos inyectores, (5) formación, (6) pozos productores, finalmente (7) separación de fluidos en superficie, (8) selección y tratamiento del agua de reinyección y (9) agua de descarga.

**Figura 20.** Presencia del Agua en el Proceso de Inyección



Los procesos de inyección de agua generalmente son cíclicos, el agua se inyecta por los pozos inyectoros, se produce por los productores, se le realizan los tratamientos necesarios y se reinyecta; sin embargo, debe existir una fuente adicional de agua para cubrir las necesidades del proceso, por esto, es tan importante aclarar que el agua en un proyecto de inyección se divide en agua de inyección y agua de producción.

En el agua de inyección, es necesario caracterizar la fuente de la cual proviene y su compatibilidad con el agua de formación, ya que influye en el diseño y operación de estos sistemas, en ciertos casos se usan aguas provenientes de diferentes formaciones para los proyectos de inyección, las cuales son mezcladas antes de ser inyectadas, si estas aguas son incompatibles, pueden causar la precipitación de sólidos que obstruyen las tuberías.

El agua producida contiene una gran cantidad de impurezas, ya que al pasar por las formaciones disuelve componentes presentes en estas e igualmente lleva sólidos y gases disueltos, a ciertas condiciones de presión y temperatura, estos compuestos solubles se tornan insolubles generando problemas de incrustaciones y taponamientos en la formación. El tratamiento que se le da al agua de producción depende de su destino, ya sea para la reinyección, uso potable o vertimiento, de todas formas se requiere la aplicación de las pruebas y tratamientos necesarios para su disposición final.

Un factor dominante en el éxito de las operaciones de inyección de agua es contar con una cantidad suficiente de agua para inyectar en la zona de interés y la inyectividad que permitan la formación y el fluido inyectado. La inyectividad puede ser restringida por:

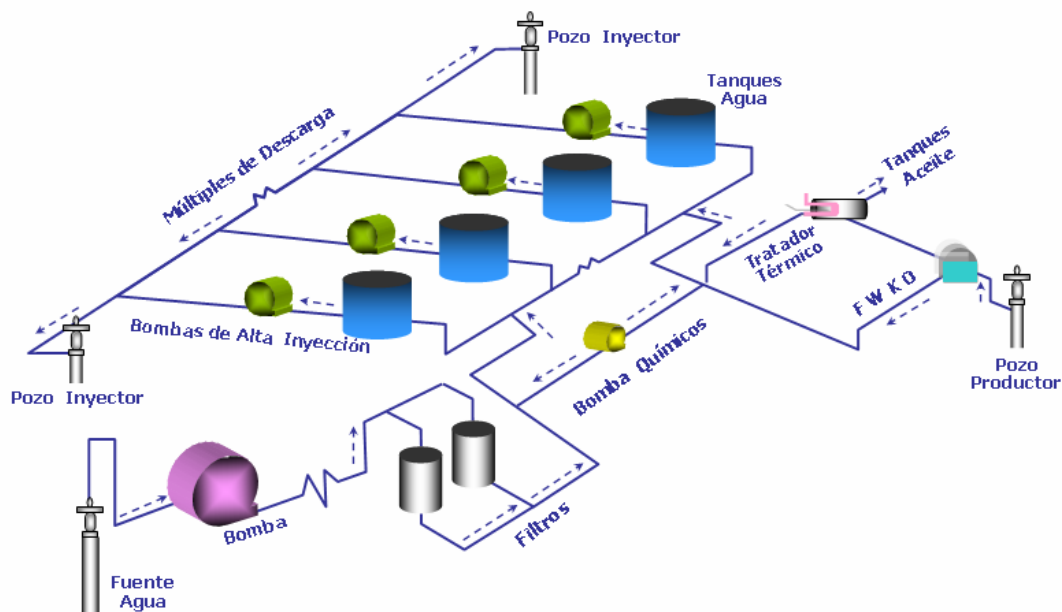
- Pobre calidad inherente del yacimiento.

- Insuficiente espesor neto o contactos en la zona de interés para el pozo de inyección.
- Efectos de daño a la formación asociado con el actual proceso de inyección de agua.
- Baja calidad del agua inyectada.

Pero, casi todos los problemas asociados con la baja inyectividad están finalmente relacionados con problemas en la calidad del agua de inyección, el deterioro de la inyectividad causado por esto, restringe el volumen de agua que puede ser inyectado en un determinado pozo y al aumentar la presión de inyección para contrarrestar este problema, se puede exceder la presión de fractura causando el inicio y propagación de fracturas inducidas e incontroladas, estas fracturas pueden reducir la eficiencia de barrido en el proceso de inyección y además redirigir los fluidos inyectados fuera de las zonas de interés; todos estos problemas exigen trabajos remediales, estimulaciones y recompletamientos que incrementan los costos del proyecto.

**2.2.4. Facilidades de superficie.** Las operaciones y facilidades de superficie varían considerablemente de un proyecto a otro y sufren cambios durante las etapas del desarrollo de la inyección de agua; los patrones de inyección, la topografía de la superficie, las características del yacimiento, los tipos de pozos (verticales, horizontales o desviados) y las operaciones de campo, entre otros, son el comienzo del diseño y posterior construcción del sistema de facilidades de superficie de un campo.

**Figura 21.** Sistema de Inyección de Agua Generalizado.



**Fuente.** Water Problems in Oil Production. L. C. Case. PennWel. 1970.

En la figura 21 se observa un sistema de inyección de agua generalizado con una configuración múltiple, no se describe el sistema de levantamiento artificial ya que su selección depende de las condiciones de cada proyecto; 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.

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, los puntos donde se aplica el monitoreo son los siguientes:

- Motores.
- Bombas de inyección.
- Filtros.
- Torre desaireadora.
- Sistema de tratamiento inyección – descarga.

Principalmente se realiza el monitoreo en estos, por que son los más vulnerables a sufrir daños y también los mas cruciales en el avance de la inyección.

**2.2.4.1. Motores.** Existen motores impulsados por gas natural, maquinas de combustión interna, motores eléctricos (de corriente alterna o continua), impulsados por diesel o gasolina y turbinas de gas natural. La selección del equipo adecuado depende de factores como:

- Compatibilidad con el equipo existente.

- Experiencia del personal en su manejo y mantenimiento.
- Disponibilidad de fuentes de energía durante la vida del proyecto.
- Capacidad de los equipos.
- Consumo de energía.
- Costo actual y futuro de la energía.
- Inversión inicial dependiendo de los tipos de equipos.
- Condiciones de temperatura y altitud.
- Compatibilidad entre las unidades del sistema de inyección.

Lo más importante es considerar cómo la potencia y las curvas de desempeño se ajustan cuidadosamente a los requerimientos de la bomba, permitiendo realizar cambios a las condiciones de operación. 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 (en el caso de las bombas de inyección) varíen drásticamente y puedan llevar a afectar desfavorablemente el proceso.

**2.2.4.2. Bombas de Inyección.** Una bomba es un dispositivo para incrementar la presión de un fluido, la presión diferencial entre la descarga de la bomba y un punto corriente abajo (*downstream*) causa que el fluido se mueva en la dirección de menor presión. Generalmente las bombas utilizadas en los procesos de inyección de agua son de dos tipos: Reciprocantes y Centrífugas.

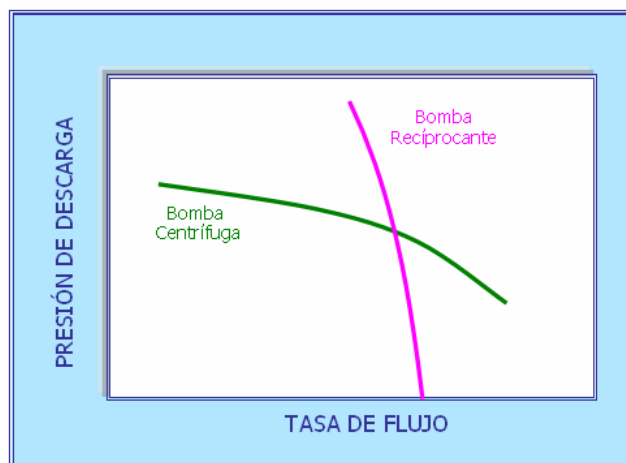
- **Bombas Reciprocantes.** Las bombas reciprocantes incrementan la presión al atrapar un volumen de fluido a una presión de succión, posteriormente

comprimiéndolo para darle un incremento en la presión de descarga, aquí no hay flujo hasta que las válvulas de descarga se abren.

- **Bombas Centrífugas.** Las bombas centrífugas incrementan la presión del fluido al aumentar su velocidad dentro de la bomba y luego convierten la energía cinética en un aumento en la presión de descarga de la bomba.

La figura 22 muestra las diferencias fundamentales entre estos dos tipos de bombas: Las bombas reciprocantes tienen una capacidad (volumen de fluido bombeado por unidad de tiempo) que es función de la velocidad de operación, para un bache de fluido dado, la tasa no cambia significativamente sobre un amplio rango de presiones de descarga; una bomba centrífuga tiene una capacidad que es una función directa del incremento de presión a través de ella, en el caso extremo, la presión puede llegar a ser suficientemente alta como para cesar el flujo.

**Figura 22.** Curva Típica de Presión vs. Tasa para una Bomba Reciprocante y una Centrífuga



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Stephen C. Rose. SPE. 1989.

En el momento de la selección de la bomba, es importante analizar los siguientes factores:

- Motor disponible.
- Tasas y presiones de inyección requeridas durante la vida del proceso.
- Expansión futura de la capacidad.
- Calidad del agua de inyección.
- Espacio disponible para la bomba.
- Eficiencia de la bomba.
- Costo inicial, incluyendo instalación.
- Costos de operación y mantenimiento.
- Impacto de la devaluación del equipo.

La tabla 2 muestra una comparación entre los dos tipos de bombas, se señalan las ventajas y desventajas que tiene cada una de ellas sobre la otra.

**Tabla 2.** Comparación de las Bombas Usadas en Procesos de Inyección de Agua

BOMBAS RECIPROCANES		BOMBAS CENTRÍFUGAS	
VENTAJAS	DESVENTAJAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Alta eficiencia volumétrica y mecánica	Alta inversión inicial, debido a su tamaño y peso	Flujo relativamente calmado con pocas pulsaciones	Baja eficiencia volumétrica y mecánica
Bajos costos de combustible	Alto costo de mantenimiento	Bomba simple mecánicamente y de fácil mantenimiento.	No son diseñadas para ser efectivas a bajas tasas y altas presiones de descarga
Incremento en la demanda de potencia como función directa de la velocidad	Bomba operada a baches (Aceleración en el flujo y desaceleración en el modelo sinusoidal)	Bajos costos de instalación y mantenimiento	
Gran tolerancia a calidades de agua adversas		La unidad de rotación puede acoplarse directamente al motor, especialmente cuando este es mecánico	
La tasa no es afectada por la presión sobre un amplio rango.	Genera pulsaciones dañinas requiriendo costos adicionales		

**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. SPE. 1989.

Debido a las tasas y a los volúmenes de fluido manejados por las bombas, es necesario llevar a cabo un control sobre cada uno de los elementos que las componen, con el fin de garantizar su adecuado funcionamiento y preservar su vida útil, además de preverse condiciones adversas que puedan llevar a hacer ineficiente el proceso. Para garantizar un buen comportamiento del proceso, es posible encontrar algunas prácticas operacionales frecuentes en cuanto al manejo de las bombas, dentro de ellas se tienen:

- Control de la velocidad de entrada del fluido para evitar pulsaciones o movimientos fuertes que puedan afectar las partes móviles de la bomba.
- Correcto suministro de la energía que alimenta el sistema.
- Control de la calidad de los fluidos que maneja la bomba.
- Mantener una alineación y amplio espaciamiento que garantice un buen desempeño individual, en los casos donde exista un sistema de bombas trabajando en serie y / o en paralelo.
- Rutinas de mantenimiento y limpieza del equipo que permitan prolongar su vida útil.

**2.2.4.3. Filtros.** La filtración es el proceso por medio del cual se pasa un líquido que contiene sólidos suspendidos a través de un medio que permita removerlos. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, accionados por gravedad y activados por presión.

- **Filtros Accionados por Gravedad.** Permiten que el agua fluya hacia abajo impulsada por la fuerza de gravedad, su tasa de filtración es lenta y son raramente usados en la inyección de agua. Estos filtros tienen un contenedor alargado de cemento o madera, el agua entra por el tope usando un sistema de distribución a través del medio filtrante, se filtra

hacia abajo y luego es captada por un sistema de drenaje que le permite dirigirse a los tanques de almacenamiento para su posterior inyección. Su ventaja es la facilidad con la que es posible examinar el medio filtrante, puede detectarse rápidamente cualquier problema con este, con el sistema de lavado (en el tope) o con el sistema de drenaje (en el fondo) y la principal desventaja, es la necesidad de usar bombas adicionales para transferir el agua, desde la salida del filtro hacia otro punto diferente en el sistema donde no es posible operar por gravedad.

- **Filtros Activados por Presión.** Está compuesto por una carcasa de acero en forma cilíndrica con platos en la parte superior, el agua entra en el filtro bajo presión (2 a 40 psia) por una línea en el tope, para evitar una descarga directa sobre el medio filtrante. Son utilizados comúnmente en los procesos de inyección de agua, las principales ventajas son que pueden utilizarse en sistemas cerrados, es posible operarlos normalmente en el caso que existan incrementos en las tasas y además manejan altos volúmenes de agua. Sus desventajas son la inhabilidad para determinar las condiciones del filtro durante el proceso de filtrado o lavado y la necesidad de remover el filtro de servicio para obtener una muestra del medio filtrante o inspeccionar el lecho del filtro.

Según el contenido de sólidos suspendidos en el agua a tratar, los filtros a presión se pueden dividir en dos tipos: baja capacidad (utilizados en aguas con poco contenido de sólidos) y alta capacidad (utilizados en agua con un alto contenido de sólidos), como se puede ver en la figura 23.

Figura 23. Tipos de Filtros Accionados por Presión.



Los *filtros de cartucho* contienen elementos que pueden ser regenerados, dependiendo del tamaño de partícula que pasará a través de ellos (1 a miles de micrones), son cilindros huecos colocados sobre mandriles perforados y el flujo pasa por el centro de ellos. Se usa comúnmente como filtro preliminar y es instalado en la cabeza de los pozos, con el fin de limpiar aguas que contienen muy baja cantidad de sólidos suspendidos. No son recomendables cuando el agua contiene una alta cantidad de sólidos suspendidos (mayor a 2 mg/L) debido a los altos costos de mantenimiento y operación que se tendrían si llegará a presentarse una falla, también se convierten en un problema cuando es necesario cambiar un elemento del filtro, especialmente en ubicaciones remotas.

Los *filtros Diatomaceous Earth - DE*, utilizan una torta de diatomaceous earth aplicada sobre pantallas de varios tamaños, formas y materiales que se encuentran dentro de un tanque a presión a través del cual fluye el agua. Su principal ventaja es el manejo de aguas con alto contenido de sólidos totales disueltos (superior a 20 mg/L), dejándola con excelente calidad. La regeneración de la DE, se realiza retirando la capa existente con un lavado y posteriormente reemplazándola por una nueva capa. La

aplicación más común de estos filtros es el tratamiento del agua para inyección en yacimientos que presentan valores de permeabilidades muy bajas, donde es necesario remover las partículas muy finas para obtener un agua con excelente calidad y evitar el taponamiento.

Los *filtros de lecho empacado* (medio filtrante) admiten una gran cantidad de sólidos suspendidos en el agua, permiten el flujo de agua hacia arriba o abajo a través de uno o múltiples medios filtrantes dentro de un tanque, la velocidad de operación dependerá de las condiciones del agua a la entrada y de la calidad deseada a la salida. Los tanques cuentan con sistemas de distribución para dispersar el flujo sobre toda la superficie del lecho y así obtener una mayor eficiencia en el proceso. El medio filtrante puede ser de varios materiales, de diferentes tamaños y densidades, dispuesto desde el más áspero hasta el más fino en dirección del flujo, con el fin de proveer una mayor eficiencia de filtración, altas tasas de flujo y mejorar la capacidad de almacenamiento para el fluido a ser filtrado.

La selección del tipo de filtro para un proyecto debe realizarse con base a una serie de pruebas piloto que permitan identificar el más benéfico a nivel técnico y económico, debe incluir factores como calidad del agua a tratar, calidad deseada para el agua de inyección, ubicación de los pozos inyectoros y productores, costos de instalación y mantenimiento, entre otros. Para garantizar un buen desempeño en los filtros, es necesario llevar a cabo un monitoreo periódico de cada uno de los componentes del filtro (tuberías de flujo, medios filtrantes, mandriles, boquillas, válvulas, etc), revisar su estado mecánico, prever la posible aparición de corrosión o población bacteriana en las paredes de los recipientes y efectuar una limpieza regular, con el fin de evitar problemas potenciales en el futuro y asegurar una extensión de la vida útil del equipo.

**2.2.4.4. Torre Desaireadora.** Las fuentes superficiales de agua normalmente están saturadas con oxígeno y otras fuentes pueden tomarlo en solución durante el proceso, es por esto que es necesario incluir dentro del tratamiento del agua, un método que permita eliminar el oxígeno, con el fin de evitar problemas de corrosión en los equipos. Se pueden usar reacciones químicas con sulfuro de sodio o dióxido de sulfuro, desaireación al vacío y despojo con gas natural o gas inerte.

En los procesos de inyección de agua, lo más común es usar la torre de vacío, esta puede estar formada de una o más etapas dependiendo del contenido de oxígeno disuelto en el agua a tratar. Debido a que la solubilidad del gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del sistema, al reducir la presión se reduce la cantidad de gas disuelto, el empaquetamiento en la torre y una tasa de flujo correcta permiten una amplia área superficial del agua, permitiendo que ésta alcance un equilibrio al pasar a través de la torre.

### 3. HERRAMIENTAS DE MONITOREO EN SUPERFICIE

Las herramientas de monitoreo de la inyección de agua son capaces de adquirir información del proceso, esto se realiza por medio de pruebas, muestreos y operaciones técnicas; en superficie, la adquisición de información gira en torno a la calidad del agua, su valoración y tratamiento garantizan el éxito del proceso, la información adquirida durante el proceso debe ser consistente y debe obtenerse en todos los puntos, abarcando desde el agua que se va a inyectar, el avance de ella a través de la formación y el tratamiento necesario luego de su producción.

El monitoreo en superficie, implica la vigilancia de las facilidades de inyección, tratamiento y almacenamiento, además del muestreo del agua de inyección y producción en diferentes puntos del proceso; el conjunto de facilidades de superficie agrupa todos los equipos necesarios para manejar el agua y los demás fluidos producidos o de inyección. El agua circula por todo el sistema junto con las sustancias que puedan ser dañinas, por esta razón, las pruebas que se le realizan, dependen del punto de muestreo, del estado del equipo y del agua que circule por allí, ya sea de inyección, de producción o para vertimiento.

A continuación se van a describir una serie de herramientas, denominadas de monitoreo, aplicables en superficie e indispensables en el proceso de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua.

### 3.1. PRUEBAS DE CALIDAD DEL AGUA

La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que pueden causar efectos en el yacimiento, los pozos, y facilidades de superficie, no existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección, esto varía con las características propias de cada yacimiento. Por medio de pruebas, se deben establecer los índices mínimos de calidad aceptable para ese campo, los cuales permitirán evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso, por ejemplo, en la tabla 3 se muestran algunos de los parámetros medidos y su rango de tolerancia para el caso de un campo colombiano.

**Tabla 3.** Rango Permisible de algunos Parámetros del Agua de Inyección

PARÁMETRO	RANGO DE TOLERANCIA
O/W (Aceite en agua)	< 5 ppm
SST (Sólidos Totales Suspendedos)	0.5 - 2.5 ppm
pH	6.5 - 9
Hierro	0.1 - 0.5 ppm
Velocidad de Corrosión	< 2 mpy
Oxígeno Disuelto	< 20 ppb

**Fuente.** Análisis y Evaluación del Taponamiento de Pozos Inyectores del Campo Caño Limón-Arauca. Luzmila Niño Hernández. Tesis de Grado. 2004.

La calidad del agua de inyección y producción, se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección, los tratamientos aplicados varían dependiendo de la composición del agua y de las características de la formación a la cual se va a inyectar, generalmente no se realizan todos los análisis, sin embargo, mantener la calidad del agua en los topes más altos optimizara el proceso.

El monitoreo de la calidad del agua, se ha convertido a través del tiempo en el punto más importante, se invierten dinero, tecnología, infraestructura y recursos humanos en estos procesos de tratamiento. Los factores responsables de la disminución en la calidad del agua son los siguientes:

- **Sólidos totales.** Los sólidos suspendidos y disueltos, causan precipitaciones, taponamientos y daños en el sistema por corrosión.
- **Contenido de Iones y Minerales.** Su efecto en el sistema de inyección es destructivo, generando corrosión gracias a la presencia de óxidos de hierro, sulfatos y carbonatos (poco solubles en agua), también generan taponamiento en las facilidades de superficie y los pozos inyectoros.
- **Incompatibilidad del Agua.** Las diferentes fuentes del agua (formaciones diferentes, agua superficial, agua subterránea), puede generar precipitación de escamas, debido a incompatibilidades entre ellas, generando restricciones en las líneas de flujo, taponamiento debido a filtración de partículas de escamas suspendidas y puede acelerar los procesos de corrosión.
- **Población Bacterial.** En el control de colonias de animales y plantas se hace énfasis en la sulfato-reducción de las bacterias, ya que por reacciones generadas durante su crecimiento, se crean componentes que reaccionan con el acero y pueden llegar a ser corrosivas.
- **Contenido de Aceite.** la presencia de aceite en esta agua genera bloques de emulsión que tienen efectos negativos en la inyectividad ya que actúan como pegantes para ciertos sólidos como sulfuro de hierro que consiguen taponar las formaciones de interés.

En la tabla 4 se resumen los tipos de técnicas normalmente utilizadas para llevar a cabo el análisis de una muestra de agua en campos petroleros:

**Tabla 4.** Métodos de Análisis del Agua

<b>DETERMINACIÓN</b>	<b>MÉTODO DE ANÁLISIS</b>
Calcio	Titulación
Magnesio	Titulación
Hierro	Colorímetro Titulación
Bario y Estroncio	Absorción Atómica
Sodio	Fotómetro de llama Gravímetro
Cloruro	Titulación
Carbonato	Titulación
Bicarbonato	Titulación
Sulfato	Medidor de Turbidez Gravímetro
Ph	Medidores digitales de pH (phmetro) Carta Cromática Papel Tornasol
Concentración	Gravímetro (Filtro de Membrana)
Distribución de Tamaño de Partículas	Contadores Tipo Aleta Dispersión Ligera Microscopios
Forma de las Partículas	Electrón o Microscopia Visual
Composición	Análisis Varios
Turbidez	Medidor de Turbidez
Temperatura	Termómetro
Gravedad Especifica	Hidrómetro
Oxígeno Disuelto	Medidor de Oxígeno Titulación Carta de Colores
Dióxido de Carbono Disuelto	Titulación
Sulfuros Totales	Método Iodométrico Método Colorimétrico Titulación
Aceite en el Agua	Carta de Colores Espectroscopio Gravímetro

**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Los análisis de agua son rutinarios y deben llevarse a cabo en el sitio de la muestra o en laboratorio, la calidad del agua puede ser monitoreada con métodos de muestreo discretos, individuales o continuos, los datos recolectados usualmente incluyen análisis químico del agua (iones disueltos como sodio, calcio, magnesio, bario, hierro, cloruros, bicarbonatos y sulfatos), distribución de tamaño de sólidos suspendidos, cantidad total y tipo de sólidos, concentración de grasas y aceite, corrosividad, medidas de gravedad específica, resistividad, pH, contenido de oxígeno y gases disueltos, todo esto se muestra en la tabla 5.

**Tabla 5.** Constituyentes Primarios y Propiedades en el Agua para Inyección

CATIONES	ANIONES	PROPIEDADES
Calcio - Ca	Cloro - Cl	pH
		Sólido Suspendidos - Cantidad, Tamaño Forma, Composición química
Magnesio - Mg	Carbonato - CO <sub>3</sub>	Turbidez
		Temperatura
Sodio - Na	Bicarbonato - HCO <sub>3</sub>	Gravedad Específica
		Oxígeno Disuelto
Hierro - Fe	Sulfato - SO <sub>4</sub>	Dióxido de Carbono Disuelto
		Sulfuro de Hidrógeno
Bario - Ba		Población Bacterial
Estroncio - Sr		Contenido de Aceite

**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Cada sistema de inyección requerirá un programa de monitoreo para determinar la calidad del agua, el mejor procedimiento para un proyecto individual dependerá de las características del agua, yacimiento y facilidades de producción e inyección. La selección del sistema de monitoreo más eficiente y económico puede determinarse por medio de un estudio integrado de las necesidades y de los diferentes equipos, teniendo en cuenta los puntos

de muestreo a través de todo el sistema de inyección de tal manera que permitan observar cambios periódicos en la calidad del agua. A continuación se describirán todas las pruebas realizadas al agua para determinar su estado con relación a un mínimo denominado calidad del agua y cambios en su composición que puedan afectar el proceso de inyección de agua.

**3.1.1. Temperatura.** La temperatura del agua afecta la tendencia hacia la formación de escamas, el pH y la solubilidad de gases en ella; por otra parte un parámetro como la gravedad específica también depende de la temperatura; su determinación en laboratorio se realiza por medio de termómetros.

**3.1.2. Gravedad Específica.** Se puede definir como la relación de la densidad de un líquido con otro tomado como referencia, que para el caso es el agua pura. La densidad es el peso por unidad de volumen de una sustancia, el agua pura pesa 1 g/ml, entonces una gravedad específica mayor a uno significa que la muestra de agua es muy densa, generalmente las aguas de interés en inyección contienen sólidos disueltos (iones, compuestos, gases) y siempre son más densas que el agua pura.

La magnitud de una gravedad específica es un índice directo de la concentración de sólidos disueltos en el agua, por tanto, la comparación de su valor para diferentes muestras proporciona una idea cualitativa de la cantidad relativa de sólidos en ellas. Este parámetro también es útil para comprobar los análisis realizados en laboratorio, si la cantidad de sólidos disueltos calculada en el laboratorio discrepa de la cantidad específica

determinada por medio de una correlación de gravedad específica, existirá una alta probabilidad de error en la medida.

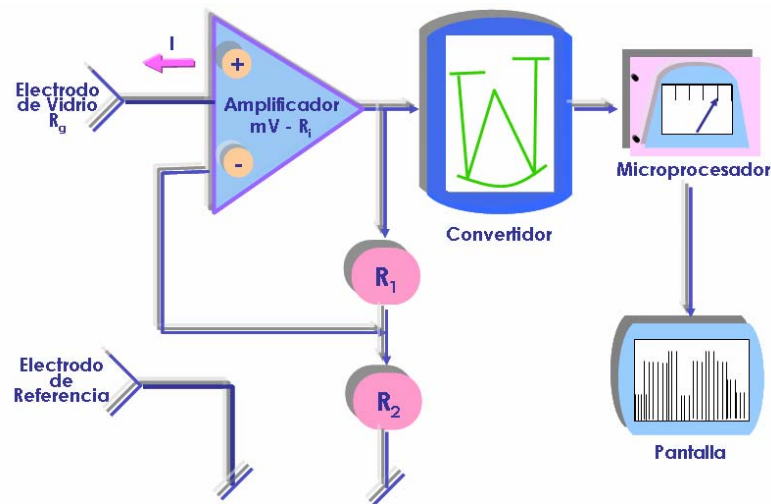
**3.1.3. Carácter Ácido - pH.** La determinación del pH en una solución, es un indicador de la tendencia de su acidez o alcalinidad, su interés en monitoreo de procesos de inyección de agua radica en adquirir información sobre la presencia de aguas corrosivas o formadoras de escamas en el sistema.

El pH es importante por varias razones, la solubilidad de las escamas es altamente dependiente del valor del pH, a mayores valores, se tendrá una mayor tendencia a la precipitación de estas (La presencia de carbonatos y bicarbonatos en el agua hacen que aumente el carácter básico de las aguas); por otra parte, si el pH es bajo (más ácido) se disminuye la tendencia del agua a formar escamas, pero su carácter corrosivo aumenta.

En la mayoría de los campos petroleros, las aguas tienen un pH entre 4 - 8 y es necesario mantener un equilibrio en este valor con el fin de evitar las consecuencias de la corrosión y la precipitación de escamas.

Los métodos que permiten medir valores de pH son muy simples gracias a su practicidad, dentro de ellos se tienen: papel tornasol y carta cromática y los medidores electrónicos (phmetros), estos últimos miden la diferencia de potencial (en mV) entre dos electrodos (Indicador y de referencia que al ser introducidos en una solución establecen una celda galvánica) y luego es convertida en valores de pH, en la figura 24 se observa el funcionamiento interno de estos equipos.

Figura 24. Medidor Electrónico de pH (pHmetro)



Fuente. [www.radiometer-analytical.com](http://www.radiometer-analytical.com)

**3.1.4. Contenido de Aceite.** Pequeñas cantidades de aceite en el sistema de inyección raramente ocasionan problemas de taponamiento a menos que contengan una cantidad razonable de asfáltenos, parafinas u otros hidrocarburos sólidos. Sin embargo, las gotas de aceite se encuentran usualmente adheridas a los sólidos contenidos en el agua, estas tienden a disminuir la densidad efectiva de las partículas reduciendo la efectividad del proceso de sedimentación, por esta razón y debido a la pérdida de aceite, generalmente se remueve del agua que está siendo tratada.

El aceite contenido en el agua puede causar disminución en la inyectividad gracias a varios efectos, dentro de ellos: causa bloques de emulsión en la formación, allí sirve como pegamento para ciertos sólidos, como sulfuro de hierro, aumentando de esta manera la eficiencia del taponamiento. Si se está inyectando agua en un acuífero sin saturación inicial de aceite, el aceite contenido en el agua puede atraparse en los poros de la roca alrededor de la cara del pozo, esto crea una saturación de aceite, la cual reduce inyectividad.

Es necesario realizar pruebas de análisis para determinar el contenido de aceite en cualquier agua del sistema sin importar su origen, ya que existen diversas formas por las cuales el agua puede contaminarse con aceite. Los análisis de composición química del agua descritos anteriormente permiten identificar los valores de concentración de hidrocarburos, esto con el fin de establecer el nivel de perjuicio que puede traer su presencia en el agua que fluye por el sistema.

**3.1.5. Contenido de Gases.** Dependiendo de la concentración de algunos gases en el agua, se generan efectos adversos en las líneas de flujo y en las facilidades de superficie en general, se analizan a continuación, las pruebas realizadas para medir el contenido de Oxígeno y gases ácidos como H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>, en el agua de inyección y producción.

**3.1.5.1. Contenido de O<sub>2</sub>.** Las fuentes de agua superficiales, normalmente se encuentran saturadas con oxígeno, otras fuentes pueden adquirirlo durante el proceso, éste contribuye significativamente a la formación de aguas corrosivas, también puede implicar precipitaciones de óxidos de hierro insolubles que provocarán severos taponamientos si existe hierro disuelto en el agua y entra oxígeno en el sistema, por estos motivos, es deseable contar con una técnica que permita su remoción. Las pruebas utilizadas para determinar la presencia de O<sub>2</sub> en el agua incluyen: medidores de oxígeno, titulaciones y cartas de colores (Determinar carácter básico).

- **Medidores de Oxígeno.** Son instrumentos analíticos que permiten cuantificar la cantidad de O<sub>2</sub> disuelto en una unidad de volumen de agua dada, existen tres tipos diferentes de probadores: sensores polarográficos, galvánicos y fluorescentes. Los sensores polarográficos utilizan un voltaje

externo, la diferencia de potencial entre el cátodo y el ánodo es menor a 0.5 voltios. Los probadores galvánicos no requieren ningún tipo de voltaje externo, la diferencia de potencial entre el cátodo y el ánodo es mucho mayor a 0.5 voltios, las pruebas galvánicas son más estables y más exactas a bajos niveles de  $O_2$  disuelto que los polarográficos, debido a su adecuado funcionamiento por varios meses sin necesidad de reemplazar el electrolito o la membrana, su aplicación es muy amplia en la industria gracias a los bajos costos de operación que requieren. Los sensores de fluorescencia no utilizan oxígeno durante el proceso de medición, por tal motivo no requieren recubrimientos, este tipo de dispositivos es extremadamente conveniente cuando se necesitan períodos largos de exposición al agua, estos cuentan con una capa especial con propiedades de fluorescencia, cuando se expone a la luz se genera una fluorescencia, después de la exposición, la capa continúa produciendo una post-luminiscencia corta, el nivel de  $O_2$  presente en el agua determina el período de duración de dicha post-luminiscencia; este tipo de equipo no es sensible a los contaminantes, tales como compuestos sulfurosos, o a períodos de remojo extensos.

- **Titulación.** Se adiciona un *indicador* a la muestra de agua y a continuación se agrega gota a gota una *solución estándar* con un dosificador calibrado hasta que la solución cambie de color (tabla 6), el punto en el cual ocurre el cambio de la solución se determina *punto final*, éste indica el final de la titulación, el volumen de solución estándar utilizado para alcanzar el punto final es anotado y se calcula a continuación la cantidad de especies desconocidas en la muestra. Este es un método que permite precisar la concentración de una sustancia particular en solución reaccionando con un componente conocido, se utilizan reacciones químicas conocidas para completar un pH determinado, el indicador usado es una sustancia que

cambia de color a un pH dado, por tanto, la selección de una reacción y un indicador adecuados permitirá utilizar la titulación para determinar la concentración de varios elementos.

**Tabla 6.** Colores de Indicadores de pH

INDICADOR	Ácido			Neutro				Alcalino						
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tornasol	Rojo						T	Azul						
Fenofaleína	Pálido						T	Rojo						
Metilo Naranja	Rosa Rojo				T	Naranja								
Metilo Violeta	A.V.Az				T	Violeta								
Amarillo Alizarina	Pálido						T	Amarillo						

T. Punto de Transición del Color  
 A. Amarillo      V. Verde      Az. Azul

**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

- Cartas de Colores.** El papel tornasol cambia de color cuando se introduce en una muestra de solución, debido al cambio de color de la tira de papel es posible atribuir un carácter ácido o alcalino al agua en estudio, luego con el uso de cartas que indican las diferentes gamas (tabla 6) que se pueden obtener en el color, se puede obtener un valor aproximado para el pH de la solución.

**3.1.5.2. Contenido de H<sub>2</sub>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. Si un agua dulce (libre de H<sub>2</sub>S) empieza a mostrar trazas de H<sub>2</sub>S, indica la presencia de bacterias en alguna parte del sistema (líneas de flujo, tanques, etc). Para determinar la

concentración de  $H_2S$  en el agua, se hace uso de pruebas tales como: titulación, métodos iodométrico y colorimétrico.

- **Método Iodométrico.** el yodo reacciona con el sulfuro en solución ácida para oxidarlo a azufre; la estimación basada en esta reacción es un método seguro para determinar el sulfuro a concentraciones por encima de 1 mg/l, también es útil para verificar los valores obtenidos con el método colorimétrico de azul de metileno.
- **Método 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 para eliminar el color del cloruro férrico, este procedimiento es aplicable a concentraciones de sulfuro hasta de 20 mg/l.

**3.1.6. Contenido de Sólidos.** El agua que circula por todo el sistema de facilidades de superficie y en especial la proveniente de los pozos productores, contienen dos tipos de sólidos, en suspensión y disueltos; su presencia en el agua puede causar problemas como:

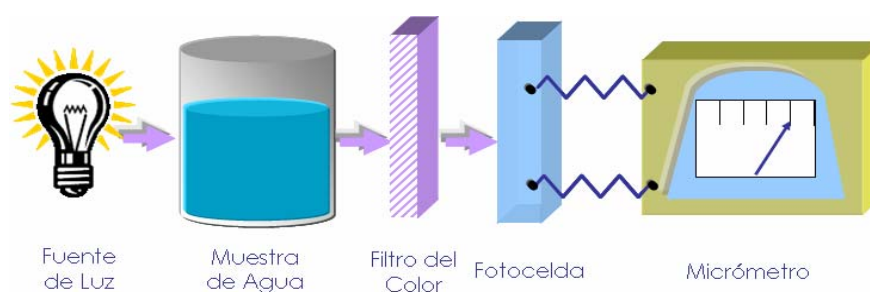
- Taponamiento de líneas, válvulas u otras facilidades de superficie.
- Erosión en válvulas, bombas y líneas.
- Taponamiento de la pared del pozo y de la formación.
- Precipitación de escamas.

Para determinar la presencia de estos sólidos en el agua, se deben realizar diferentes pruebas, dependiendo también del tipo de sólidos que se deseen analizar.

**3.1.6.1. Sólidos Disueltos.** Son aquellos cationes y aniones que se encuentran presentes en el agua, generalmente se refieren a la suma de las concentraciones individuales de los iones (STD: sólidos totales disueltos) que son nombrados en la tabla 5, siendo los más comunes, el cloro, el sodio y el hierro. Las pruebas para determinar la concentración de iones en solución en el agua, principalmente son: titulación, método colorimétrico, absorción atómica, fotómetro de llama, gravímetro y medidor de turbidez.

- **Análisis Colorimétrico.** Ampliamente utilizado debido a su simplicidad, este tipo de prueba se encuentra basado en la 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. La concentración de la sustancia en el agua se determina comparando el color de la muestra con el color estándar de una concentración conocida.
- **Fotómetro de filtro.** Es muy popular en la industria debido a su flexibilidad, es un instrumento que utiliza un filtro de color y una fotocelda para convertir la intensidad del color en corriente eléctrica, la cual es medida por un micrómetro, como en la figura 25.

**Figura 25.** Fotómetro de Filtro



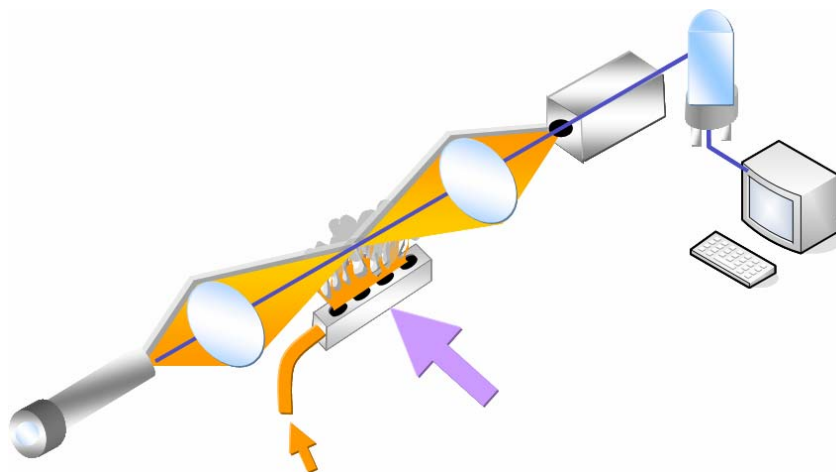
**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

- **Absorción Atómica.** La espectroscopia de absorción atómica (AAS) se basa en el principio que los átomos libres, en estado fundamental pueden absorber la luz a una cierta longitud de onda, dicha absorción es específica, por lo que cada elemento absorbe a longitudes de ondas únicas. La AAS es un método que utiliza comúnmente un nebulizador pre-quemador (Cámara de nebulización) para generar una niebla de la muestra y un quemador con forma de ranura que crea una llama con una longitud de trayecto más amplia, la temperatura de la llama es suficientemente baja para que la llama no excite los átomos de la muestra de su estado fundamental.

La fuente más común para proporcionar la luz que absorben los átomos es la lámpara de cátodo hueco, consiste en un cilindro de vidrio cerrado, relleno con un gas inerte (Ar, Ne), en su interior se ubica el cátodo fabricado del elemento que se analizará y un ánodo de tungsteno, el área por donde sale la luz que emite el cátodo es de cuarzo.

Se necesita calor para gasificar la muestra, el calor que genera desde una llama o un horno de grafito (AAS con llama puede solamente analizar soluciones, mientras que AAS con horno permite analizar soluciones, hidrogeles y muestras sólidas); un atomizador de llama consiste en un nebulizador el cual transforma la muestra en un aerosol que alimenta el quemador (figura 26). La atomización ocurre en un horno cilíndrico de grafito abierto en ambos lados y con un hueco central para la introducción de muestras, se utilizan dos corrientes de gas inerte con presión positiva que evitan que el aire entre en el horno y permiten extraer los vapores generados por la combustión de la muestra.

Figura 26. Espectrómetro de Absorción Atómica (AAS)

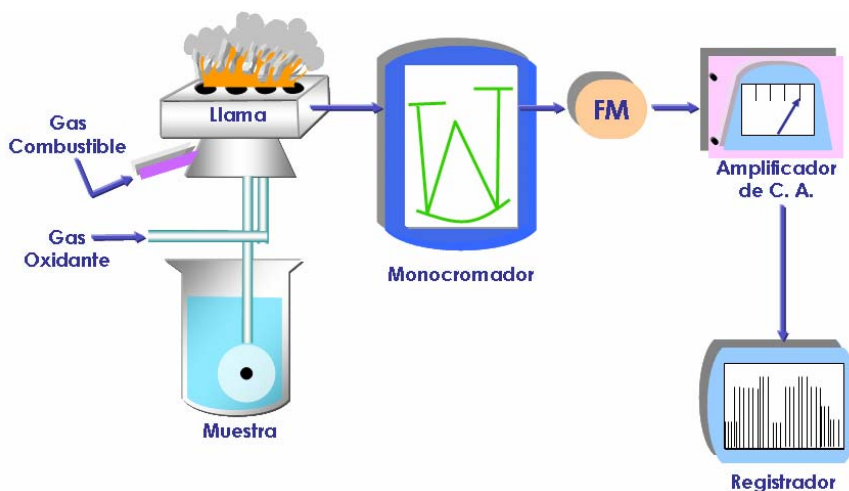


Fuente. hiq.aga.com.co

- **Fotómetro de llama.** Se usa para determinar el contenido de elementos alcalinos (los cuales poseen un bajo potencial de ionización), tales como sodio y calcio en una muestra de solución, aquí, se desea que el átomo a determinar (en la forma que este presente en la muestra) pase a estar en forma de átomo libre en fase gaseosa, es necesario, producir la activación de ese átomo pasando el electrón de valencia de su nivel fundamental a su estado excitado, al volver de ese nivel al fundamental se emite energía, dicha intensidad de energía emitida es cuantificada.

La fotometría de llama, mostrada en la figura 27, es una técnica de emisión que utiliza una llama como fuente de excitación y un fotodetector electrónico como dispositivo de medida. La fuente de radiación que provoca la activación de los átomos es una llama (mezcla de un gas combustible y de un gas oxidante), su temperatura va a depender del tipo de átomo que se quiera determinar y del número de átomos en la muestra (Al variar la temperatura de la llama, varía el número de átomos excitados), por tal motivo es necesario mantener una llama estable.

Figura 27. Fotómetro de Llama



Fuente. [www.xtec.net](http://www.xtec.net)

La fotometría de llama cuantifica la intensidad emitida por los átomos a una longitud de onda determinada por los átomos excitados térmicamente debido a la acción de la llama, su aplicación se limita únicamente a la determinación de elementos alcalinos, ya que estos poseen un bajo potencial de ionización.

- **Análisis Gravimétrico.** Es una técnica por medio de la cual la cantidad de una sustancia dada (Ión analizado) puede determinarse a través de medidas de masa, este análisis depende de una comparación entre la masas de dos compuestos que contienen el ión analizado, el principio detrás de este método es que la masa de un ión en una sustancia pura puede determinarse y entonces ser utilizado para hallar el porcentaje de masa del mismo ión en una cantidad conocida de un componente impuro; para realizar el análisis con un alto grado de certeza, deben satisfacerse las siguientes condiciones: el ión a analizar debe estar completamente precipitado, el precipitado debe ser un componente puro y debe ser filtrado fácilmente. En la figura 28 se puede observar esquemáticamente el procedimiento de un análisis gravimétrico.

Figura 28. Análisis Gravimétrico



Fuente. [www.wulfenite.fandm.edu](http://www.wulfenite.fandm.edu)

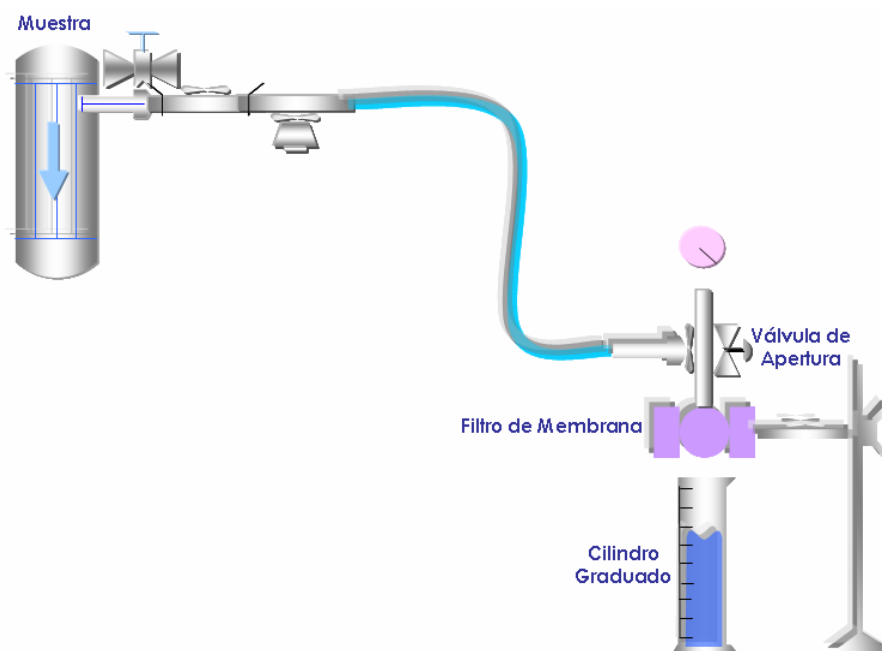
**3.1.6.2. Sólidos Suspendidos.** Son agentes potencialmente desfavorables para los procesos de inyección, éstos pueden ser partículas de arena, arcillas, lodo, materia orgánica y precipitados formados por reacciones químicas y los productos de corrosión, tales como óxido de hierro o sulfuro de hierro, la concentración, distribución de tamaño de partículas, forma, composición y turbidez de los sólidos tiene una influencia importante en la tendencia al taponamiento y de estos valores depende la selección del equipo de filtración a ser utilizado, por tal motivo es necesario conocer las técnicas normalmente empleadas para analizar muestras de agua en procesos de inyección que permiten determinar estos parámetros. La turbidez y la medida de la concentración de partículas, se describen a continuación.

- **Concentración de Sólidos Suspendidos.** 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 (mg), el peso de sólidos recolectados

en el filtro (mg) dividido por la cantidad de agua que pasa por él (l) permite obtener la concentración de estos sólidos en mg/l.

Es extremadamente recomendado que el agua fluya directamente del sistema a través de la membrana tal como lo muestra la figura 29, esta aproximación elimina los problemas de precipitación secundaria asociada con el tiempo de estancamiento del agua y al contacto con el oxígeno de la atmósfera.

**Figura 29.** Prueba con un Equipo de Filtro con Membrana










**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

La prueba se lleva a cabo utilizando una sola membrana de peso conocido cuando la concentración de sólidos suspendidos es mayor o igual a 1 mg/l, cuando el contenido es menor a 1 mg/l, se requiere el uso de un par de membranas para tener mayor certeza en el valor determinado. El incremento en el peso de la membrana debido a los sólidos filtrados es

suficiente para proveer una certeza analítica de la cantidad de sólidos suspendidos.

- **Tamaño de los Sólidos Suspendidos.** La descripción del tamaño de una partícula irregular es uno de los problemas fundamentales de la tecnología de las partículas, la aproximación más común es describir la partícula de acuerdo a una esfera, la cual tendrá por lo menos una característica común con esta, de este modo, una sola partícula puede tener varios tamaños de esferas equivalentes dependiendo del método utilizado para su determinación (tabla 7). Existen varias técnicas utilizadas para determinar el tamaño de las partículas suspendidas en el agua.

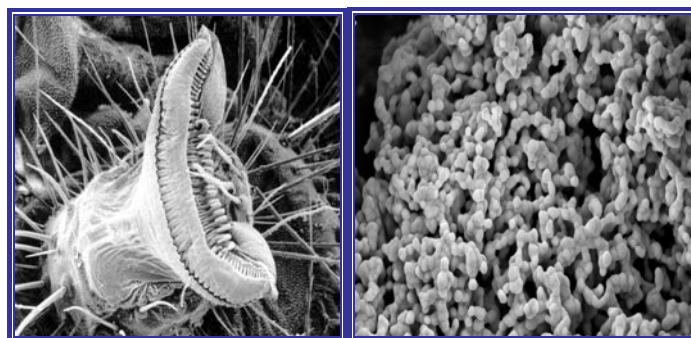
**Tabla 7.** Diámetros Utilizados para la Caracterización de Partículas

MÉTODO DE MEDIDA	TIPO DE "DIÁMETRO" MEDIDO	ESFERA EQUIVALENTE	VALOR DEL DIÁMETRO
	Partícula Real		
MICROSCOPIO	Área Protegida		$d_s = 1.58$
MICROSCOPIO	Máximo		$d_F = 2.23$
SEDIMENTACIÓN	Stokes		$d_{St} = 1.43$
CONTADORES TIPO ALETA	Volumen		$d_v = 1.55$
TAMIZ	Tamaño Mesh		$d_s = 1.0$
CONTADOR HIAC	Área Superficial		$d_s = 1.77$

Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Las *técnicas microscópicas* usan un microscopio, es quizá la técnica más antigua utilizada para examinar partículas en aguas de campos petroleros, sin embargo se considera un procedimiento tedioso para medir la distribución de tamaño de las partículas, ya que es necesario examinar cientos de partículas y validar estadísticamente su distribución, por tal motivo, se prefiere determinar la forma y la naturaleza para así generar alguna idea de cierto rango en el que se encuentran sus tamaños. La microscopia electrónica se ha constituido en recientes años como el método más usual para la evaluación de partículas, a continuación se observan fotografías de los sólidos filtrados en aguas marinas, obtenidas por medio de microscopios electrónicos.

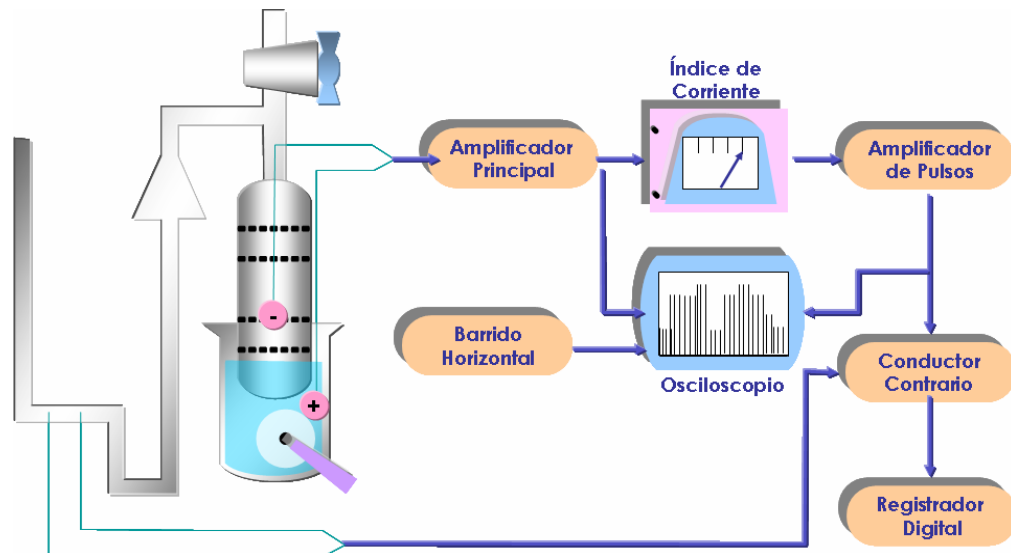
**Figura 30.** Sólidos Suspendidos Filtrados de Aguas Marinas Vistos a Través de un Microscopio Electrónico



Fuente. [www.wfu.edu](http://www.wfu.edu)

Con los *contadores de aletas* se introducen dos electrodos en un recipiente que contiene el agua de interés, la cual cuenta con una suficiente cantidad de iones disueltos que permiten la conducción de corriente eléctrica, se ubica el electrodo negativo en un tubo de vidrio el cual es sellado excepto por un minúsculo agujero ubicado a un lado del tubo y el electrodo positivo se ubica en el recipiente que contiene la muestra de agua, tal como lo muestra la figura 31.

**Figura 31.** Esquema Simplificado de un Contador de Aletas para Caracterizar Partículas en Muestras de Agua



Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Una corriente eléctrica fluye desde el electrodo positivo hacia el negativo a través del orificio, cuando una partícula pasa por el orificio, ocasiona un cambio en la resistencia eléctrica entre los dos electrodos, la cual es proporcional al volumen de la partícula. Un volumen fijo de agua que contiene partículas suspendidas es forzado a través del orificio, a medida que cada partícula pasa por allí, el incremento en la resistencia resulta en un voltaje proporcional al volumen de ésta; las series de pulsos producidos por el paso de las diferentes partículas son contadas y escaladas electrónicamente permitiendo generar una distribución de tamaño.

Los *contadores de dispersión ligera* son un tipo de instrumentos que utiliza el principio de absorción de luz, dispersión total o bloqueo de luz para detectar las partículas en un fluido, el agua fluye a través de una celda y así cada partícula pasa a través de una viga de luz intensa en el sensor, la

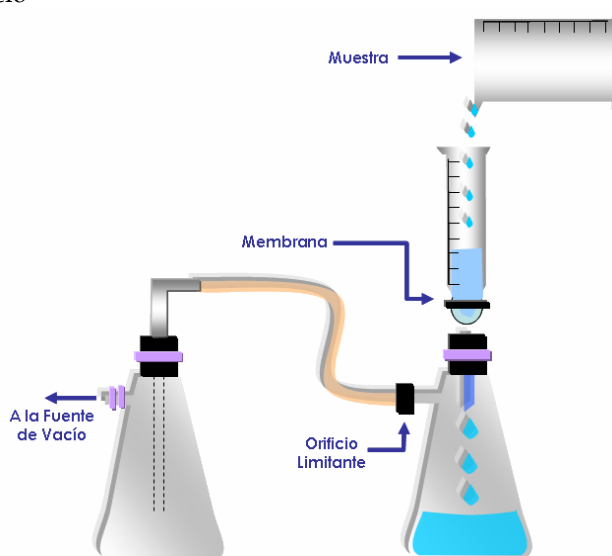
cual dispersa la luz. El instrumento mide la magnitud de cada pulso de cada pulso de dispersión de luz, el cual es proporcional al área superficial de la partícula, el diámetro de partícula dado por el instrumento es el diámetro de una esfera con la misma área superficial de la partícula.

- **Composición química de los sólidos suspendidos.** El análisis de la composición de estos sólidos en el agua es vital para definir el tipo de tratamiento que es necesario seguir para alcanzar una calidad específica en ella, existen varios métodos de análisis que varían ampliamente debido a las diferentes especies que se pueden encontrar en el agua. La evaluación de los hidrocarburos insolubles, ácidos solubles e insolubles debe realizarse por medio de análisis químico con el fin de identificar los componentes principales de cada fracción, siendo de mayor interés el hierro, sulfatos, carbonatos, sílices y proteínas, complementados con calcio, bario y estroncio según se requiera. A continuación se presentan algunos ejemplos de procedimientos utilizados para determinar la composición y características de los sólidos suspendidos.

Para los *hidrocarburos solubles*, Se usa cloroformo (USP) y éter de petróleo (86 - 140 ° F), haciendo uso de un filtro con membrana lavada con incrementos de 5 ml de cloroformo (o tolueno) hasta que el líquido filtrado adquiera un color pálido (sin color), se ubica una bomba de absorción de agua con un medio adecuado para extraer el solvente de la membrana del filtro, a continuación se lava la membrana con incrementos de 5 ml de éter hasta remover completamente las trazas de cloroformo (o tolueno), luego se pesa la membrana y se calcula la concentración de sólidos suspendidos.

Con los *ácidos Solubles e insolubles*, el procedimiento es similar a la determinación de hidrocarburos insolubles, pero en este se hace uso de ácido nítrico, se lava la membrana del filtro con varias porciones de 10 ml de 6N HCl caliente hasta que el filtrado permanezca transparente, luego se limpia la membrana con agua destilada hasta que se remuevan todas las trazas de HCl (En este momento es necesario medir el pH de la solución); se seca la membrana en un horno precalentado a 194 °F (90 °C) durante 30 min, a continuación se enfría la membrana por un espacio de 15 min y se calcula la concentración de sólidos suspendidos. La determinación de hidrocarburos y ácidos en el agua se lleva a cabo en un instrumento esquematizado en la figura 32.

**Figura 32.** Instrumento para Determinar Concentración de Sólidos Suspendidos en el Agua por Filtración al Vacío



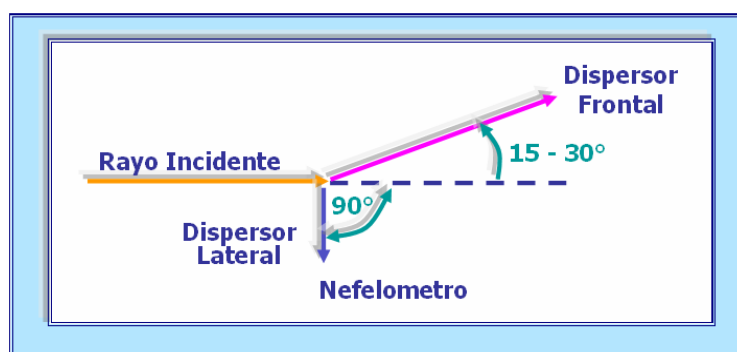
**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

- **Turbidez.** es una propiedad óptica de los líquidos, la cual se encuentra relacionada con la habilidad de las partículas no disueltas para dispersar la luz, la turbidez del agua es producida por materias en suspensión tales como arcilla, lodo o partículas finamente divididas, plancton y

microorganismos, la medida de la turbidez se lleva a cabo utilizando técnicas como la turbidimetría o nefelometría comparando la intensidad de luz dispersada por la muestra con la dispersada por una suspensión de referencia en condiciones idénticas. Las medidas se realizan en un fotómetro o un espectrofotómetro, midiendo la absorción de la suspensión a 620 nm. Los valores de turbidez dependen del tamaño, color, forma, índice de refracción de las partículas, así como del índice de refracción del medio, la longitud de onda incidente y de su orientación en un detector de dispersión de luz, es posible establecer una correlación entre turbidez y concentración de sólidos suspendidos para una muestra de agua determinada, sin embargo, puesto que los valores de turbidez son una función del tamaño de partícula, un cambio en la distribución del tamaño alterará la medida de la turbidez.

Existen varios instrumentos de medida de turbidez en la industria, la mayoría de sistemas de inyección de agua utilizan medidas de dispersión lateral o frontal, el nefelómetro mide la dispersión lateral de la luz en un ángulo de  $90^\circ$  al rayo incidente, los instrumentos de dispersión frontal usualmente miden generalmente en ángulos de  $15$  a  $30^\circ$  al rayo de luz (figura 33).

**Figura 33.** Rayos Incidentes en la Determinación de la Turbidez del Agua



**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

La selección de un instrumento para el análisis de un agua en particular se basa en el conocimiento de la naturaleza y distribución del tamaño de las partículas suspendidas, además de la elaboración de una cuidadosa investigación que permita precisar las características de respuesta de cada instrumento considerado. Las lecturas tomadas con un instrumento en particular en un análisis de agua no pueden ser adicionadas con medidas tomadas en otro instrumento para la misma muestra de agua, aún cuando las unidades de turbidez sean las mismas; esto resulta gracias a las diferencias en las técnicas de calibración, el diseño del instrumento o el ángulo en los cuales se sitúa el sensor de dispersión de rayos.

**3.1.7. Contenido Bacterial.** La presencia de poblaciones bacterianas en el sistema puede generar problemas de corrosión en los equipos y taponamiento en la formación y líneas de flujo, por tal motivo, el conocimiento del comportamiento de los microorganismos en el agua es importante, así que es necesario incluir en los programas de monitoreo de agua, pruebas que permitan establecer los efectos de su presencia.

El agua fresca y las salmueras pueden contener bacterias que generan problemas severos, si se sospecha de su presencia, es necesario tomar muestras de agua para analizarlas en el laboratorio y determinar su tipo. Existen cuatro tipos de bacterias encontrados generalmente en los campos petroleros: bacterias sulfato-reductoras, bacterias del hierro, sedimentos formadores de bacterias y Clostridium, además, de la cantidad y tipo de bacterias, su actividad poblacional determinará la magnitud del problema operacional, ésta es proporcionada por exámenes de metabolismo bacterial de las colonias presentes en el agua.


Los programas de monitoreo para determinar actividad bacterial en el agua exigen procesos de muestreo, identificación y cuantificación de estos microorganismos, se hace un análisis básico de una muestra de agua, que encierra estudios microscópicos en donde es posible identificar bacterias del hierro y formadoras de películas. Luego, se realizan actividades de cultivo, las cuales constituyen una de las técnicas más utilizadas en el análisis bacterial del agua, pues permiten identificar el tipo, la cantidad y las etapas de crecimientos de estos organismos; una muestra de agua que pueda contener bacterias, se coloca en un líquido conocido “medio de cultivo”, el cual es una solución que contiene alimento que permitirá el adecuado desarrollo y crecimiento de los microorganismos de interés, cada tipo de bacteria requiere un medio de cultivo diferente, el hecho que estos organismos se reproduzcan y multipliquen en un medio específico facilitan el estudio de su metabolismo en determinadas condiciones en el yacimiento.

Existen diversos procesos de laboratorio para identificar y cultivar bacterias, pero estos no permiten cuantificar su concentración en una muestra dada. En campo se utilizan técnicas que permiten cultivar muestras de agua, las cuales se describen a continuación:

- **Técnica de Extinción de la Dilución.** El procedimiento realizado en este caso requiere la alineación de una serie de botellas esterilizadas conteniendo 9 ml de un medio de cultivo cada una, se inyecta 1 ml de la muestra de agua en el primer envase y se agita, luego se retira 1 ml de esta solución con una jeringa esterilizada y se inyecta en la segunda botella, se retira 1 ml de esta segunda con una nueva jeringa esterilizada y se inyecta en la tercer botella, puede repetirse tantas veces como se desee; el punto de procedimiento es diluir la muestra hasta que el mililitro final de solución que se inyecta en la ultima botella no contenga bacterias (tabla 8),

el efecto de desarrollar una serie de diluciones permite estimar la concentración de bacterias en el primer mililitro de la muestra de agua.

**Tabla 8.** Técnica de Extinción de la Dilución.

1 ml DE MUESTRA DE AGUA		BOTELLA No.	FACTOR DE DILUCIÓN	# BACTERIAS/ml DE MUESTRA
1 ml		1	0	1 a 10
1 ml		2	1 : 10	10 a 100
1 ml		3	1 : 100	100 a 1 000
1 ml		4	1 : 1 000	1 000 a 10 000
1 ml		5	1 : 10 000	10 000 a 100 000
1 ml		6	1 : 100 000	100 000 a 1 000 000
1 ml		7	1 : 1 000 000	1 000 000 a 10 000 000

**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

Una vez que se hayan contaminado todos los envases, se necesitan mantener en reposo por un período de incubación de 30 días, se deben preservar a una temperatura constante ya que el crecimiento es sensible a los cambios en ella (generalmente se utilizan temperaturas de 5 °C). Si se utiliza un medio API, el crecimiento se puede notar cuando el contenido

en las botellas se torna turbio y nublado, ciertas modificaciones a este medio incluyen la adición de rojo de fenol que actúa como un ácido indicador, en este caso el crecimiento es indicado por un cambio en el color de la solución (rojo a amarillo) o el desarrollo de una turbidez intensa, el cambio de color se debe a la reducción en pH causada por la producción de ácidos orgánicos generados durante el crecimiento de las bacterias.

El crecimiento de bacterias sulfato-reductoras es apreciado cuando el contenido en las botellas se torna negro, gracias a la presencia de iones ferrosos, cuando este tipo de bacterias crece, produce  $H_2S$ , el cual reacciona con el hierro para formar sulfuro de hierro negro, en general, el crecimiento ocurrirá en el plazo de tres días en el caso de las bacterias más comunes y de dos semanas a un mes para el crecimiento de las bacterias sulfato - reductoras. La cuantificación de microorganismos comunes incluye bacterias aeróbicas y formadoras primarias de capas, esta no incluye las bacterias del hierro, las cuales son difíciles de cultivar en un medio artificial, para ellas se debe utilizar análisis microscópico.

La interpretación de resultados, se realiza de acuerdo a la tabla mostrada anteriormente, por ejemplo, si las botellas 1, 2 y 3 presentan turbidez pero de la 4 a la 7 permanecen claras, entonces el agua contiene 100 a 1 000 bacterias por mililitro, si solo la botella número 1 está nubosa y el resto permanecen claras, entonces el agua en estudio contiene 1 a 10 bacterias por mililitro. Un contenido bacterial menor a 10 000 organismos por ml no se considera significativo en aguas sin tratamiento, en general, un contenido de 100 000 bacterias por ml indica una amplia posibilidad de taponamiento y la necesidad de un tratamiento con biocida.

Se recomienda realizar exámenes de inyectividad para establecer alguna disminución y observar si existe evidencia de incremento en las presiones de inyección o taponamiento de filtros, con el fin de establecer si es o no necesario iniciar una acción preventiva o remedial contra las poblaciones de bacterias.

Una sola bacteria sulfato-reductora es una señal de problemas; cada uno de estos elementos encontrados en el agua, tiene relación con el crecimiento de colonias de microorganismos en las paredes de la tuberías del sistema, por esta razón solo se realiza la prueba utilizando 4 botellas, cualquier concentración de bacterias sulfato-reductoras que se encuentre en el sistema implica un problema potencial.

Las bacterias usualmente prefieren crecer en las paredes de las líneas o mejor aún (en el caso de las bacterias sulfato-reductoras) sobre ciertas escamas o escombros; para realizar el estudio de cultivo, es necesario raspar estos microorganismos y analizar su crecimiento en uno o más medios líquidos, debido a esto, no se puede utilizar el método de series de dilución, ya que las botellas contienen tapones de caucho recubriendo sus cuellos y son diseñados para emplear jeringas que permiten remover o extraer su contenido.

- **Análisis ATP.** 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. El método se basa en que el ATP (Trifosfato de Adenosina) se encuentra presente en las células de todos los organismos vivos (animal y vegetal), este se destruye en 20 segundos luego de la muerte de las células, gracias a

la presencia de enzimas destructoras del ATP, la cantidad de ATP por célula es una función lineal del volumen de la célula.

La evaluación del ATP es un método para medir su concentración en una muestra dada, cuando el ATP reacciona con una mezcla de dos enzimas, luciferinas y lucíferas, en presencia de oxígeno se produce luz (bioluminiscencia), la cantidad de luz emitida gracias a la reacción se mide con un fotómetro y se determina el número de organismos presentes a partir de la calibración de datos. Este método provee un indicio rápido de la actividad bacteriana en el sistema, no es necesario esperar largos periodos de incubación para obtener resultados como en el caso de los métodos convencionales de cultivos, aunque su desventaja es que no provee información sobre el tipo de bacteria presente en la muestra de agua. El procedimiento llevado a cabo cuando se determinan organismos a partir del análisis del ATP, tiene los siguientes pasos:

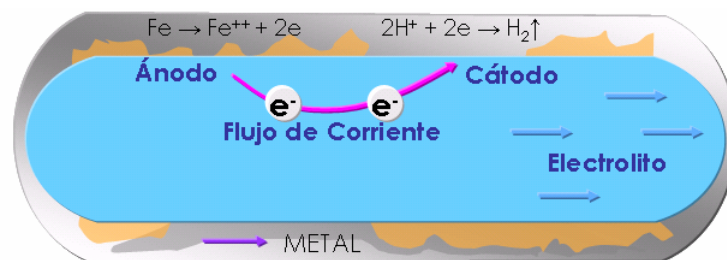
- Filtrar la muestra en una malla de 0.45  $\mu\text{m}$ .
- Retener los organismos en la membrana.
- Extraer rápidamente el ATP de las células.
- Sumergir la membrana en una solución 0.05 molar caliente.
- El calor destruye las enzimas destructoras del ATP.
- El calor elimina las bacterias, las estalla y libera su contenido celular.
- Adicionar las enzimas (luciferinas y lucíferas) a la solución.
- Medir la intensidad del rayo de luz con el fotómetro.
- Determinar el número de bacterias a partir de la calibración de datos.

Varios tipos de tratamiento se encuentran disponibles para controlar las bacterias en los sistemas de agua, desafortunadamente ningún método es universalmente efectivo (Ninguno destruye por completo las bacterias).

### 3.2. PRUEBAS PARA DETERMINAR CORROSIÓN

La mayoría de los metales se encuentran en la naturaleza como óxidos o sales metálicos, la producción de metales puros requiere la adición de gran cantidad de energía, ésta es almacenada y se encuentra disponible para suministrar la fuerza necesaria que se requiere para que el metal regrese a su estado natural. La corrosión es un proceso electroquímico, es decir que encierra el flujo de corriente eléctrica gracias a la formación de un circuito eléctrico en el sistema por donde fluye el agua, el circuito eléctrico completo de la corrosión consta de cuatro componentes, tal como se observa en la figura 34.

**Figura 34.** Celda de Corrosión en una Línea de Flujo



El **ánodo** es la porción de la superficie del metal que es corroída debido a la pérdida de electrones, el **cátodo** es la parte de la superficie del metal que no es disuelta, donde se lleva a cabo la reacción química necesaria para completar el proceso de corrosión. Para complementar el circuito eléctrico, la superficie del metal (ánodo y cátodo) debe ser cubierta con una solución que permita la conducción de electrones, tal solución es llamada **electrolito**, el agua es un electrolito que aumenta su conductividad eléctrica a medida que se incrementa la cantidad de iones y sales disueltos en ella, el electrolito conduce la corriente desde el ánodo hacia el cátodo.

El ánodo y el cátodo deben permanecer conectados por algún elemento que permita la conducción de electrones, con el fin de completar el circuito; en el caso de las superficies de metal corroídas, el metal actúa por si mismo como **conductor eléctrico**.

La combinación de ánodo, cátodo, electrolito y conductor eléctrico se denominada celda de corrosión. Este proceso puede ser llevado a cabo en puntos aleatorios del metal o en toda la superficie de él, generando grandes problemas para el proceso de inyección de agua, pues su presencia altera el adecuado desempeño de los equipos por donde fluye el agua. El carácter corrosivo del agua es adquirido debido a varios factores, dentro de los cuales 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 hidrogeno disueltos constituyen la primera causa de los mayores de 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, a medida que se incrementa la presión 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.

- Los sistemas pueden contener áreas adyacentes las cuales están expuestas a diferentes velocidades para el agua, si no existe oxígeno disuelto en ella, las áreas de alta velocidad son anódicas al área de baja velocidad y serán corroídas, pero si por el contrario, existe oxígeno disuelto en el agua, las áreas de baja velocidad que reciben menos oxígeno actuarán como ánodos y se corroerán.

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. El método más común para monitorear corrosión en los procesos de inyección de agua es la utilización de cupones, seguidos en orden de uso por las pruebas electroquímicas y las pruebas de ultrasonido, desarrolladas últimamente.

**3.2.1. Cupones.** Es el método más común para monitorear corrosión en los procesos de inyección de agua, estas piezas de metal de varios tamaños, formas y pesos (generalmente de acero triturado), son insertadas en las líneas de flujo del agua con el fin de evaluar la corrosividad del sistema, el desempeño del material y del inhibidor (cuando se usa como método de control y prevención); estas piezas son pesadas antes de ser insertadas en el sistema y luego se removerán con el fin de determinar la cantidad de metal perdido, que posteriormente es convertida en tasa de corrosión.

Los cupones pueden tener varias formas geométricas, dentro de las cuales se tienen: placas planas, varillas, cupones combinados y cilindros, deben ser

colocados es un sitio representativo de la línea de flujo y ubicados de tal manera que su presencia no induzca turbulencia en la corriente de flujo.

Si llegara a existir ataque por picadura a lo largo del fondo de la tubería, es posible que no sea detectada por un cupón ubicado en el centro de la corriente, lo mejor en este caso es ubicar un cupón de forma cilíndrica que permita identificar la corrosión.

Cuando se remueven los cupones del sistema, pueden ser analizados para examinar la formación de escamas antes de ser enviados al laboratorio para la evaluación de corrosión; allá los cupones son limpiados y pesados nuevamente, la cantidad de peso perdido es determinada mientras se remueve de la superficie total del cupon y convertido en tasa de penetración promedio,  $\mu\text{m}$  de pérdidas de espesor por año o  $\mu\text{m}/\text{y}$ . La unidad tradicional para reportar tasas de corrosión ha sido los mils per year o mpy, donde: 1 mil = 0.001 pulg. = 25.4  $\mu\text{m}/\text{y}$ .

$$\frac{\mu m}{y} = \frac{\text{Perdidas de Peso}}{\text{Tiempo} * \text{Área Superficial del Cupon} * \text{Densidad del Metal}} \quad (4)$$

$$\frac{\mu m}{y} = \frac{(\text{Peso Adentro} - \text{Peso Afuera}) \left[ \frac{\text{gramos}}{\text{cm}^3} \right] * 10^4 \frac{\mu m}{\text{cm}}}{\text{Tiempo} [\text{días}] * \frac{\text{año}}{365 \text{ días}} * \frac{7.8 \text{ gramos}}{\text{cm}^3} * \text{Área} [\text{cm}^2]} \quad (5)$$

$$\frac{\mu m}{y} = \frac{4.68 * 10^5 * \text{Peso Perdido} [\text{gramos}]}{\text{Tiempo} [\text{días}] * \text{Área} [\text{cm}^2]} \quad (6)$$

Esta tasa de corrosión es significativamente alta en los sistemas donde ocurre corrosión uniforme, por otra parte es relativamente menos significativa en sistemas que presentan corrosión por picadura debido a que el peso perdido

ocurre en pocos puntos aislados del cupón. El tiempo de exposición del cupón varía dependiendo de la corrosividad del sistema, las tasas de corrosión usualmente empiezan con altos valores en la superficie del metal del cupón y a muy cortas exposiciones pueden obtenerse altas tasas que no corresponden a valores reales. El tiempo de exposición comúnmente utilizado abarca periodos de 4 a 6 semanas.

El uso de cupones también ha sido beneficioso para monitorear el desempeño de los inhibidores de corrosión, en este caso, se determina como valor base la tasa de corrosión en el sistema cuando no se ha utilizado inhibidor, una vez ha sido establecido, se inicia la adición de los inhibidores y se introducen los cupones en el sistema. El desempeño del inhibidor se mide usualmente en términos de porcentaje de protección.

$$\% \text{ Protección} = \frac{\text{Tasa sin Inhibidor} - \text{Tasa con Inhibidor}}{\text{Tasa sin Inhibidor}} \quad (7)$$

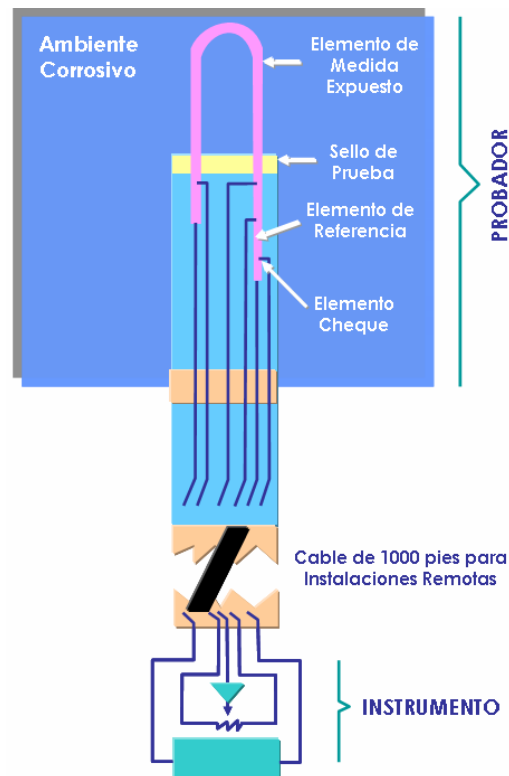
**3.2.2. Pruebas Electroquímicas.** Se fundamenta en principios electroquímicos, utiliza picos de prueba para medir resistencia eléctrica en un alambre expuesto al agua, comparado con un alambre idéntico pero sin exposición a ella, debido a la corrosión en el alambre expuesto, la resistencia varía. La resistencia eléctrica del alambre es inversamente proporcional a su área de sección transversal:

$$R = \rho \frac{L}{A} \quad (8)$$

A medida que el alambre se corroe, su sección transversal es reducida y el valor de su resistencia se incrementa, un instrumento se une a la punta del

alambre de prueba, el cual mide la relación de la resistencia del alambre expuesto al medio corrosivo y la resistencia de un alambre interno protegido de él, tal como se observa en la figura 35.

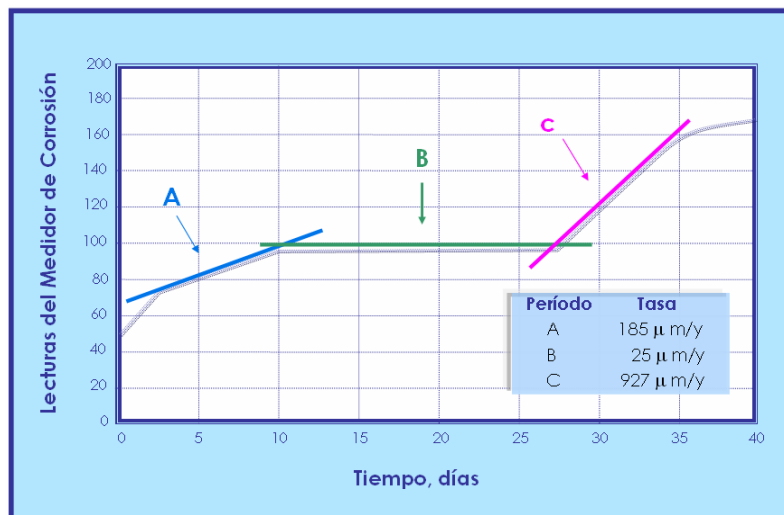
**Figura 35.** Probador de Resistencia Eléctrica



Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

La resistencia del alambre expuesto es afectada tanto por la temperatura del sistema como por su diámetro, al medir la relación de dos resistencias diferentes debidas a cambios en la temperatura, que afectan equivalentemente ambos alambres, éstas son cancelados y las lecturas serán directamente proporcionales al diámetro del alambre expuesto, las lecturas del instrumento son graficadas contra el tiempo y la parte recta de la curva se convierte a tasa de corrosión, como en la figura 36.

Figura 36. Datos Típicos de un Medidor de Corrosión



Fuente. Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

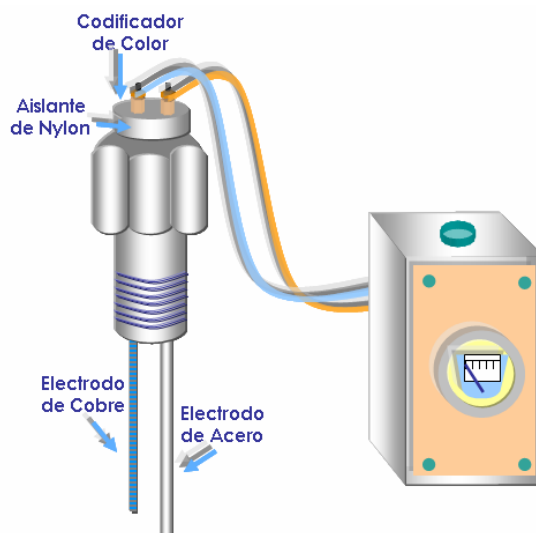
La acumulación de producto corrosivo (Tal como sulfuro de hierro) en el probador puede causar una disminución en su resistencia, reportando así, una disminución aparente en la tasa de corrosión o puede generar un cortocircuito, en tales casos, las puntas de prueba deben ser limpiadas y examinadas periódicamente. Los probadores de resistencia no requieren un electrolito conductivo, por tal motivo, han sido utilizados exitosamente en la industria tanto en sistemas de gas como en sistemas acuosos.

**3.2.3. Probadores Galvánicos.** Cuando dos metales similares se encuentran inmersos en agua y están conectados por un alambre, fluiría 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.

Los probadores disponibles en el mercado utilizan un alambre de prueba de cobre y un probador de acero conectado a un microamperímetro para determinar el flujo de corriente (figura 37), el uso de microamperímetros es

común debido a sus bajos costos en comparación con otros instrumentos de monitoreo, sin embargo su medida directa no se reporta en mpy y su utilidad primaria radica en la detección de cambios en la corrosividad del sistema, por tal motivo, se recomienda el uso de un modelo de registro, cualquiera que cause un cambio en la corriente, tal como la velocidad, el pH o el oxígeno, aunque se ha comprobado que son extremadamente sensibles a la presencia del oxígeno y son más comúnmente utilizados como *Detectores de Oxígeno*.

**Figura 37.** Montaje Típico de un Probador Galvánico



**Fuente.** Oilfield Water Systems. Charles C. Patton. Oklahoma. 1981.

**3.2.4. Ultrasonido.** El ultrasonido es una vibración mecánica que se encuentra en un rango mayor al audible por el oído humano, se transmite a través de un medio físico y es orientado, registrado y medido en Hertz con ayuda de un aparato creado para tal fin. Los rangos de la velocidad del sonido pueden observarse en la tabla 9.

**Tabla 9.** Rangos de Velocidad del Sonido

VELOCIDAD	RANGO
Infrasónica	1 - 16 [Hz]
Sónica o Audible	16 [Hz] a 20 [KHz]
Ultrasónica	Mayor a 20 [KHz]
Ultrasonido en Materiales Metálicos	0.2 a 25 [MHz]

Fuente. [www.mantenimiento-predictivo.com](http://www.mantenimiento-predictivo.com)

El uso de velocidades ultrasónicas en los materiales permite determinar los espesores de sus paredes, proporcionando un medio para establecer la extensión y el grado de corrosión (tanto uniforme como localizada), abrasión o desgaste en los equipos expuestos al agua; con las características técnicas originales de los equipos y los valores actuales encontrados es posible determinar las tasas de corrosión. La inspección técnica consiste en realizar la medición de espesores por ultrasonido en las paredes del tanque de acuerdo a las especificaciones y recomendaciones del Código ASME Sección VIII, división 1 y 2, se establecen como puntos de muestreo sitios accesibles, áreas de 15x15 cm<sup>2</sup>, las cuales serán una referencia de medición codificada en la que se reportan los espesores máximo y mínimo.

Con las características técnicas originales del equipo y los valores actuales encontrados se determinará la velocidad de corrosión, con los parámetros anteriores y espesores mínimos calculados y recomendados por el Código, se determina su vida útil, el informe de inspección constará de gráficos o esquemas para identificar los puntos de medición; una tabla de valores con las características técnicas del recipiente, espesores medidos, velocidad de corrosión por cada zona, espesores mínimos calculados y vida útil.

#### 4. HERRAMIENTAS DE MONITOREO EN SUBSUELO

El ciclo del monitoreo requiere la adquisición de datos confiables del avance del proyecto, y para esto, se emplean herramientas técnicas, encargadas de obtener información que posteriormente servirá para implementar diversos tratamientos, ya sea en los elementos de subsuelo o de superficie; se aplican procesos de monitoreo sobre todos los puntos para lograr su optimización, y se emplean procedimientos en sitios estratégicos de vigilancia a través del uso de un conjunto de herramientas que permite realizar la evaluación del avance del proyecto.

Usando las herramientas de subsuelo se busca determinar el buen estado de los pozos y de la formación que existe entre inyectoras y productoras; además, se pueden determinar las zonas que están siendo invadidas por el agua inyectada y con esto vigilar la eficiencia del proceso de inyección; las herramientas de subsuelo se pueden clasificar en pruebas de presión, registros de producción, perfiles de flujo (Perfiles de inyección y de producción) y trazadores entre pozos.

Cada una de las herramientas utilizadas tiene 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, aplicaciones y ventajas de su aplicación.

#### 4.1. PRUEBAS DE PRESIÓN

Un programa de monitoreo, seguimiento y control en la inyección de agua, requiere la identificación de las propiedades del yacimiento, las condiciones de los pozos y las prácticas operacionales; para desarrollar un plan de monitoreo se deben incluir las pruebas de presión en los pozos, ya que pueden proveer o confirmar la información de las condiciones de yacimiento que de otra forma no podría ser obtenida.

En proyectos de inyección de agua, ciertas condiciones de yacimiento y de pozos pueden implicar distribuciones anómalas del agua de inyección, y por lo tanto, operaciones de flujo ineficientes. Las causas de la variación en el flujo de los fluidos pueden ser diversas, como se muestran en la tabla 10.

**Tabla 10.** Causas de Flujo de Fluidos en Diversas Direcciones en el Yacimiento

CAUSAS NATURALES	CAUSAS ARTIFICIALES
Permeabilidad Direccional	Pobres Condiciones en los Pozos
Fallas	Tasas Inyección / Producción Desbalanceadas
Inconformidades	Pobre Calidad en el Agua de Inyección
Lentejones	
Fracturas	
Acuíferos Activos	

**Fuente.** An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. Talash, A. W.

Las pruebas de presión permiten determinar estas condiciones, además, el análisis y evaluación de estas pruebas es valioso para diagnosticar problemas y cuantificar el comportamiento de la inyección de agua, de aquí es posible desarrollar recomendaciones y ajustes a las operaciones dentro del proceso con el fin de lograr que este sea más eficiente. Los programas de pruebas en pozos proveen, entre otra, la información listada a continuación:

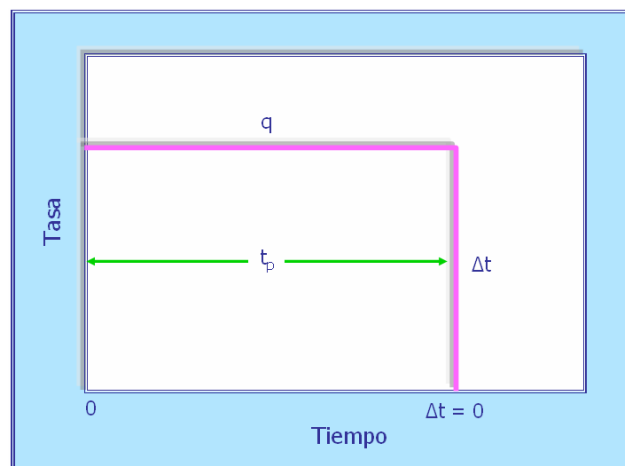
- Permeabilidad Efectiva de la Formación
- Existencia de Fracturas Naturales
- Existencia de Condiciones de Fractura en la Pared de Pozo
- Espesor Efectivo de la Formación
- Existencia de Gradientes de Presión
- Evidencia de Daño en la Formación
- Pérdidas de Agua Inyectada en otras Zonas
- Flujo Cruzado
- Llenado Excesivo de la Pared de Pozo
- Escapes en Casing / Tubing
- Muestras de Fluido
- Volúmenes de Fluido ( Tasas, WOR, GOR)
- Presiones (Superficie, Fondo, de Yacimiento)
- Efectividad de Tratamientos de Estimulaciones
- Datos para Correlacionar Estratificación de la Formación

Es importante realizar un programa de pruebas de presión antes y durante la inyección para determinar la condición del yacimiento, dentro de las pruebas más comunes en los procesos de inyección de agua se encuentran:

- Ascenso de Presión, PBU
- Prueba Falloff
- Prueba Step - Rate
- Pruebas Pulso
- Pruebas de Interferencia
- Evaluación de Presiones de Fondo
- Evaluación de Temperatura de Fondo
- Registros de Cementación
- Registros de Rayos Gamma

**4.1.1. Prueba de Ascenso de Presión (PBU).** Es la prueba de transiente de presión utilizada con mayor frecuencia, principalmente para estimar valores de permeabilidad y daño de la formación. Básicamente, se lleva a cabo en pozos productores, donde se mantiene una tasa constante por algún tiempo y luego se cierran (desde superficie) con el fin de registrar valores de presión (en fondo) como una función del tiempo (Figura 38). A partir de estos datos, se estiman valores de permeabilidad de la formación, presión en el área de drenaje y factor de daño, también permite determinar presencia de heterogeneidades en el yacimiento o límites de él.

**Figura 38.** Tasa histórica en una Prueba de Ascenso de Presión



**Fuente.** Well Testing. John Lee. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

El método más utilizado para el análisis de datos corresponde al procedimiento gráfico propuesto por Horner para yacimientos actuando como infinitos, aunque luego fue extendido el uso de este tipo de gráficos para yacimientos finitos (con límites); otra técnica de análisis importante para pruebas de ascenso de presión, emplea curvas tipo desarrolladas para determinados casos en particular.

Para utilizar el método propuesto por Horner, es importante tener en cuenta que dentro de su desarrollo se realizaron las siguientes asunciones tanto para el yacimiento como para sus fluidos:

- Yacimiento actuando como infinito, homogéneo e isotrópico.
- Fluido poco compresible.
- Fluido en una sola fase con propiedades constantes en el tiempo.
- Cualquier daño de pozo o estimulación se considera centrado en un espesor de cero en la pared del pozo; en el instante del cierre, el flujo en la pared del pozo cesa totalmente.

En el desarrollo del modelo matemático, se tienen en cuenta tres consideraciones:

- El pozo produce de un yacimiento que actúa como infinito (uno en el cual los efectos de los límites no son sentidos durante el periodo de flujo, ni mucho después del periodo de cierre).
- La formación y los fluidos tienen propiedades uniformes, así que es posible utilizar la función  $E_i$  y su aproximación logarítmica.
- El tiempo de pseudo-producción de Horner es aplicable.

Si el pozo ha producido por un tiempo  $t_p$  a una tasa  $q$  antes del cierre, entonces, utilizando superposición (ecuación 9) se tiene:

$$\begin{aligned}
 P_i - P_{ws} = & -70.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \left[ \ln \left( \frac{1688 \phi\mu c_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] \\
 & - 70.6 \frac{(-q)B}{kh} \mu \ln \left( \frac{1688 \phi\mu c_t r_w^2}{k\Delta t} - 2s \right)
 \end{aligned} \tag{9}$$

El cual puede escribirse como en las ecuaciones 10 y 11:

$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \left[ \ln \left( \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right) \right] \quad (10)$$

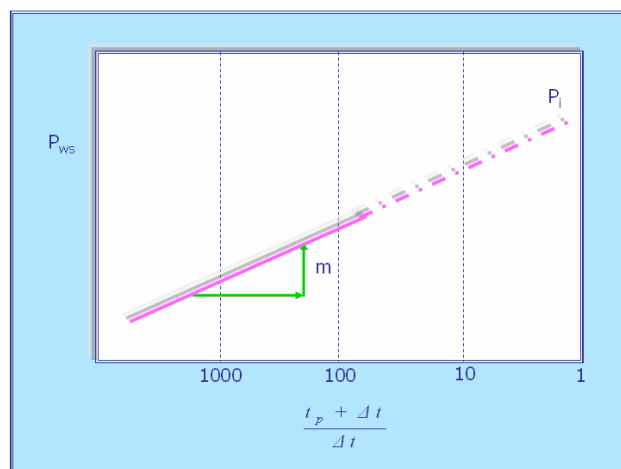
$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \left[ \log \left( \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right) \right] \quad (11)$$

La forma de la anterior ecuación sugiere que la presión de fondo de pozo en el cierre,  $P_{ws}$ , corresponde a una línea recta (Figura 39) al graficarla contra  $\log[(t_p + \Delta t)/ \Delta t]$ , en este caso, la pendiente de dicha línea está dada por la ecuación 12:

$$m = 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \quad (12)$$

Entonces, la permeabilidad de la formación,  $k$ , puede ser determinada a partir de la medida de la pendiente de una curva obtenida en una prueba PBU.

**Figura 39.** Técnica Gráfica para Análisis de Pruebas de Ascenso de Presión



**Fuente.** Well Testing. John Lee. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

Llevar a cabo este tipo de pruebas en los pozos, permite monitorear cambios en la presión del yacimiento, en el daño de la formación y en los gradientes de presión que se tienen durante el proceso de inyección de agua, convirtiéndose en una herramienta valiosa y de fácil manejo por su simplicidad y aplicación.

Debido al cierre de pozo que debe hacerse para llevar a cabo esta prueba, generalmente no se realiza periódicamente, sino cuando se cree que es extremadamente necesario realizarla, ya que el sacrificio en producción puede acarrear grandes pérdidas económicas.

**4.1.2. Prueba de Presión Falloff.** Es una prueba análoga a una de ascenso de presión, pero ésta se lleva a cabo en pozos inyectores, 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.

El período de una prueba de falloff es afectado por la magnitud, la longitud y las fluctuaciones de la tasa en el período de inyección, ya que en este caso, se registran datos de presión y tiempo transcurrido durante el cierre; el período de la inyección debe alcanzar flujo radial antes del cierre, para que de esta manera la prueba se realice dentro de este periodo, pues los modelos de análisis asumen esta condición.

Los periodos de prueba pueden estimarse con programas de simulación o ecuaciones empíricas, el proceso para determinar el tiempo en el que se alcanza el periodo de flujo radial, se puede resumir así:

- Estimar el coeficiente de almacenamiento de pozo,  $C$ . Existen dos ecuaciones para calcularlo, dependiendo de si el pozo se encuentra totalmente lleno de fluido (presión en superficie positiva) o si el pozo se está vaciando (nivel de fluido insuficiente).

$$\text{Pozo lleno} \rightarrow C = V_w c \quad (13)$$

$$\text{Pozo vaciándose} \rightarrow C = \frac{V_u}{\frac{\rho g}{144 g_c}} \quad (14)$$

- Cálculo del tiempo para alcanzar el flujo radial para el período de inyección y para el de cierre.

$$\text{Período de inyección} \rightarrow t_{\text{flujo radial}} > \frac{(200000 + 12000 s)C}{\frac{kh}{\mu}} \quad (15)$$

$$\text{Período Cierre (Falloff)} \rightarrow t_{\text{flujo radial}} > \frac{170000 C e^{1.04 s}}{\frac{kh}{\mu}} \quad (16)$$

- Con el fin de determinar la presencia o ausencia de límites en el yacimiento, puede utilizarse la siguiente ecuación para estimar el tiempo en alcanzar una distancia determinada:

$$t_{\text{límite}} = \frac{948 \phi \mu c_i L_{\text{límite}}}{k} \quad (17)$$

- Cálculo de la pendiente de la curva obtenida al graficar presión versus tiempo en escala semi-logarítmica:

$$m = 162.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \quad (18)$$

Esta prueba de pozo, permite obtener información de la formación y del pozo, para evaluar la suficiencia técnica y optimizar el proceso de inyección de agua; entre la más importante se tiene la siguiente:

- Permeabilidad efectiva al agua.
- Existencia de fracturas naturales y su contribución a la capacidad de flujo.
- Existencia de fracturas en la pared de pozo.
- Longitudes y presiones de fractura.
- Evidencia de daño en la formación.
- Presión promedio del yacimiento.
- Efectividad de los tratamientos de estimulación.
- Existencia de gradientes de presión.
- Localización del frente de flujo (en etapas tempranas de la inyección).
- Transmisibilidad.

**4.1.3. Step Rate Test (SRT).** Es una prueba de presión utilizada para determinar la presión de formación y de fractura, para realizarla, es necesario cerrar o estabilizar el pozo a una pequeña tasa constante; idealmente, el período de cierre debe ser lo suficientemente largo para permitir que la presión de fondo de pozo se establezca cerca de la presión estática de la formación, pero si se estabiliza el pozo con una pequeña tasa constante, es

necesario mantenerla por un tiempo muy largo con el fin de alcanzar la condición de estado estable o pseudoestable.

La prueba SRT consiste en una serie de inyecciones a tasa constante, incrementando con el tiempo desde una tasa baja hasta una alta, controlando cada paso de tasa constante, normalmente con un periodo de tiempo equivalente entre ellas. En cada paso, se registran las tasas de inyección y las presiones, con el fin de establecer la presión de fractura, es importante resaltar que el análisis de sus resultados se encuentra influenciado por efectos de almacenamiento en la pared de pozo.

Una presión de inyección arriba de la presión de fractura puede resultar en rompimientos de agua tempranos, pobres barridos, reducción del aceite recuperado y pérdidas de fluidos de inyección debido a extensiones de fracturas incontroladas; por otra parte, la inyección a presiones mucho más bajas que la presión de fractura implica una inyección a tasas mucho más bajas de las permisibles y de tal modo el índice de petróleo recuperado será menor. Por todo esto, la prueba Step Rate, es el primer método que debe utilizarse para definir la máxima presión de seguridad o la llamada “extensión o propagación de fractura”, eliminando el riesgo de un posible fracturamiento de la roca (presión de fractura) durante un proyecto de inyección de fluidos.

**4.1.4. Prueba de Interferencia.** Una prueba de presión se denomina de interferencia, cuando se 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, razón por la cual se denomina Prueba de Interferencia.

Antes de emplear algún mecanismo de recobro, es de gran importancia conocer las propiedades del yacimiento, para verificar si hay continuidad entre el pozo inyector y productor; una prueba de interferencia tiene como objetivo principal, determinar si dos o más pozos pertenecen al mismo yacimiento, en caso de ser cierto, es posible obtener datos adicionales de este, que no se podrían obtener por las pruebas convencionales de ascenso o caída de presión, tales como, la continuidad del yacimiento o si el área drenada por el pozo en observación esta siendo afectada por otros pozos, lo cual indica la conveniencia de la ubicación y espaciamiento de pozos futuros.

Si los pozos que rodean al observador operan selectivamente durante la prueba, se pueden determinar cambios direccionales en el patrón de flujo de los pozos, además de estos datos cualitativos también se puede estimar la porosidad, la anisotropía (permeabilidad direccional, vertical u horizontal en una formación heterogénea y homogénea separada o no por barreras impermeables), valores de transmisibilidad, almacenamiento y la orientación de fracturas tanto hidráulicas como naturales.

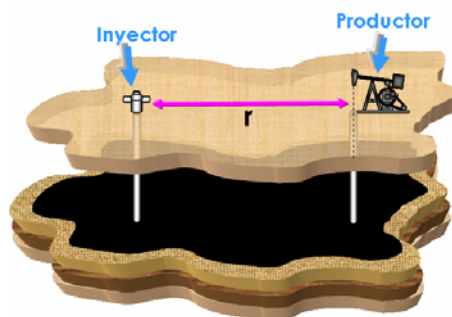
La comunicación entre pozos es la principal aplicación de las pruebas de interferencia y la más sencilla, pues consiste en cerrar el pozo observador, esperar a que la presión se estabilice, posteriormente poner a producir el pozo activo y esperar a que el transiente de presión llegue al pozo observador para obtener la lectura con la herramienta, y de esta forma realizar el ajuste pertinente, para analizar la conexión entre los pozos. El esquema de pozos que se maneja para la aplicación de la prueba, se muestra en la figura 40.

Figura 40. Esquema de Comunicación entre Pozos



El modelo simplificado de la prueba, asume un pozo productor y un observador, separados una distancia  $r$  en un yacimiento infinito, en la figura 41 se muestra el esquema básico.

Figura 41. Esquema Básico de la Prueba de Interferencia



El efecto del pozo productor en el observador se obtiene mediante la solución de la ecuación de la línea fuente (ecuación 19), al aplicar el principio de superposición asumiendo que el daño y el almacenamiento en el pozo productor o inyector no influye la caída de presión del pozo observador.

$$P = P_i + 70.6 \frac{q\mu\beta}{kh} \left[ E_i \left( \frac{-948 \Phi C_t \mu r^2}{kt} \right) \right] \quad (19)$$

Teniendo en cuenta que:

$$x = \left( \frac{-948 \Phi C_t \mu r^2}{kt} \right) \quad (20)$$

La solución de la función  $E_i$  está dada para valores de  $0.02 < x < 10.9$ . Si  $x > 10.9$ , se considera un  $\Delta P$  muy pequeño, lo que significa que la presión a un tiempo  $t$  y un radio  $r$ , es aproximadamente igual a la presión inicial. Si por el contrario,  $x < 0.02$ , se considera:

$$E_i \left( \frac{-948 \Phi C_t \mu r^2}{kt} \right) = \text{Ln}(1.781x) \quad (21)$$

Dicho principio asume que la caída de presión en un pozo es influenciada por el diferencial de presión en los pozos vecinos y las propias; por lo tanto, para el pozo de observación el  $\Delta P$  está dado por la sumatoria de las caídas de presión generadas por el pozo activo y las del mismo pozo debido al cambio en las tasas de producción.

$$\Delta P_o = \sum_{i=1}^n \Delta P_{i \rightarrow o} + \Delta P_{o \rightarrow o} \quad (22)$$

Teniendo en cuenta que:

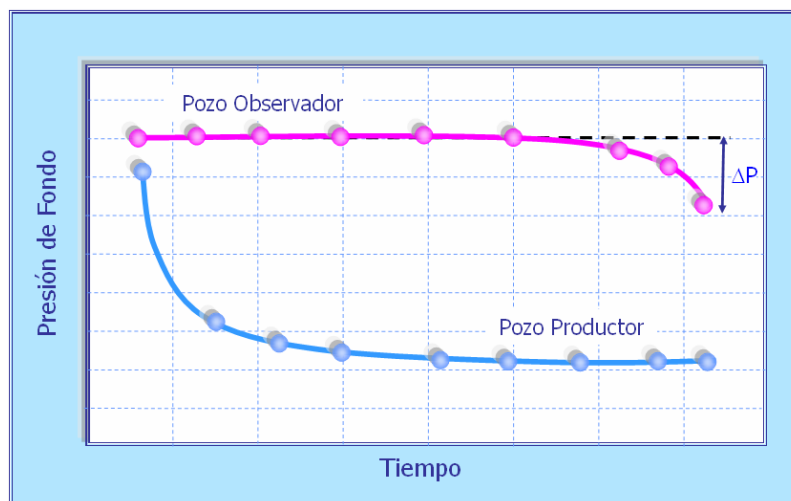
$\Delta P_o$  = Caída de presión en el pozo de observación; psi

$\sum_{i=1}^n \Delta P_{i \rightarrow o}$  = Sumatoria de las caídas de presión sobre el pozo de observación debido a la presencia de n pozos activos; psi

$\Delta P_{o \rightarrow o}$  = Caída de presión en el pozo de observación debido a su cambio de flujo o cierre; psi

En la figura 42 se muestra el comportamiento de la presión tanto para el pozo productor como para el de monitoreo en función del tiempo, se muestra que después de un período de tiempo el transiente de presión originado en el pozo activo alcanza el pozo de observación generando una caída de presión en éste, la cual se observa al final de la curva del pozo de monitoreo, y es el objeto de estudio de estas pruebas.

**Figura 42.** Gráfica de una Prueba de Interferencia



**Fuente.** Well Testing. John Lee. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

El procedimiento a seguir para realizar la Prueba de Interferencia es el siguiente:

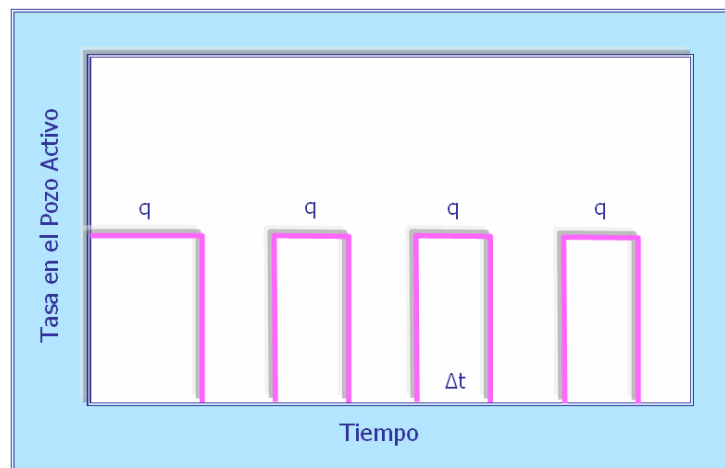
- El pozo productor y el que se va a considerar como observador deben estar activos, es decir, produciendo o inyectando.
- Cerrar los pozos involucrados esperando durante un período de tiempo la estabilización de la presión.
- Bajar e instalar la herramienta en el pozo observador a algunos pies de profundidad, pues la medida absoluta de la magnitud de la presión no es tan esencial como el tiempo que transcurre en llegar el transiente de presión del pozo activo al productor.
- Abrir el pozo productor o inyector a una tasa estabilizada.
- Leer los valores de diferencial de presión obtenidos en la herramienta de monitoreo para un tiempo determinado.

Las ventajas de la prueba hacen referencia a la diversidad de propiedades del yacimiento que pueden ser obtenidas mediante esta, ignorando los efectos de daño y almacenamiento en el pozo productor, pues, no afectan el diferencial de presión del pozo observador. Sin embargo, su uso tiene algunas desventajas, como: se requiere una correcta ubicación de los pozos para obtener los resultados que se buscan, semanas o meses para obtener una presión de respuesta medible con calibradores convencionales, por tanto la herramienta de medición debe contar con gran sensibilidad para poder obtener el cambio de presión que generalmente no es mayor a 5 Psia, se necesita una interrupción de la rutina de operaciones de campo durante los cierres requeridos para la realización de la prueba, solo mide propiedades promedio de los grandes volúmenes de yacimiento durante el tiempo de perturbación, las variaciones en las propiedades individuales de los pozos no pueden ser estimadas o registradas y no hay que olvidar que en yacimientos

con contactos fluido-fluido, por ejemplo capa de gas, en la región de interferencia, las pruebas múltiples podrían dar resultados erróneos o ilógicos debido a las diferentes propiedades de los fluidos en las regiones.

**4.1.5. Pruebas Pulso.** Este tipo de pruebas tienen los mismos objetivos de una prueba de interferencia, determinar si existe comunicación entre un par de pozos y estimar 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 (Figura 43).

**Figura 43.** Secuencia Típica de Tasas en una Prueba Pulso

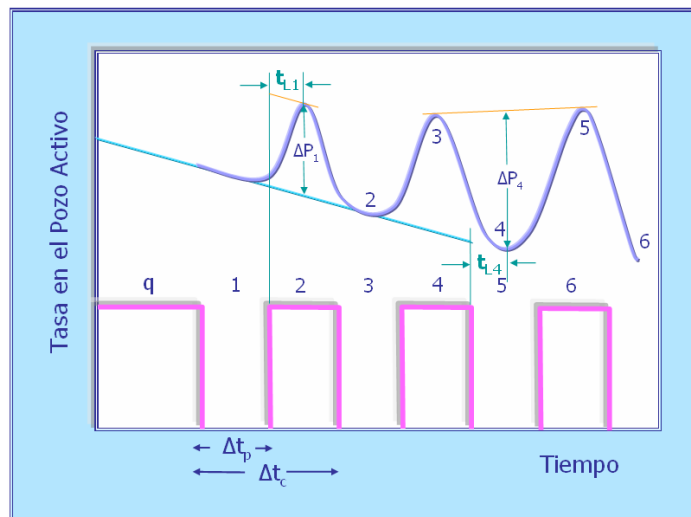


**Fuente.** Well Testing. John Lee. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

Por medio de la secuencia de pulsos se puede determinar el efecto de un pozo activo en un pozo de observación ubicado en una zona intermedia, allí se establecen las tendencias en presión y las perturbaciones aleatorias.

La figura 44, ilustra el tiempo de retraso,  $t_L$ , periodo transcurrido entre el final de un pulso y el pico de presión causado por éste, este tiempo indica la existencia de un radio de investigación y se requiere un período finito de tiempo, para que el pulso causado por la producción (o inyección) del pozo activo se mueva desde allí hacia el pozo de respuesta; el subsiguiente transiente creado por el cierre también requiere un periodo de tiempo, tal que afecte la respuesta de la presión en el yacimiento.

**Figura 44.** Respuesta de Presión en una Prueba Pulso



**Fuente.** Well Testing. John Lee. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1982.

La amplitud de la caída de presión de un pulso puede representarse por conveniencia como la distancia vertical entre dos picos adyacentes (o valles) y una línea paralela a estas a través del valle (o del pico), tal como se observa en la figura 44, donde la longitud del período de pulso y la longitud total del ciclo (incluyendo tiempo de cierre y de flujo) se representan por  $\Delta t_p$  y  $\Delta t_c$ , respectivamente, además, el análisis de las pruebas muestra que el primer pulso (primer pulso impar) y el segundo pulso (primer pulso par) tienen características diferentes al resto de pulsos, donde todos los pulsos impares tienen características similares y todos los pulsos pares también.

La técnica de solución gráfica permite obtener los valores de  $\Delta P_D(t_L / \Delta t_c)^2$  y  $[(t_L)_D / (r_D)^2]$ , básicos para determinar el valor de permeabilidad y de capacidad de almacenamiento, que están relacionados en las siguientes ecuaciones:

$$m = 141.2 \frac{q \mu \beta \Delta P \left( \frac{t_L}{\Delta t_c} \right)^2}{h \Delta P \left( \frac{t_L}{\Delta t} \right)^2} \quad (23)$$

$$\phi c_t = \frac{0.000264 k t_L}{\mu r^2 \left( \frac{t_L D}{r_D^2} \right)} \quad (24)$$

Las pruebas de presión de interferencia o de pulso se desarrollan al inicio de la inyección, para determinar la comunicación entre los pozos y las propiedades de la roca, pero luego de un largo tiempo de desarrollo, solo ocasionalmente se vuelven a correr, debido a que es necesario cerrar los pozos y se sacrifican grandes volúmenes de producción. El uso de pruebas pulso es más viable que las pruebas de interferencia, debido a la disminución en el tiempo requerido para realizar las pruebas y a la garantía de excelentes resultados; las ventajas se describen a continuación:

- Requiere menos interrupciones en operación que una prueba de interferencia, ocurren por un tiempo corto, generalmente desde unas pocas horas hasta algunos días.

- Existen menos problemas de interpretación causados por el ruido y las tendencias de presión en el yacimiento, cuando estos afectan la respuesta de presión en los pozos de observación.
- El análisis de una prueba pulso usualmente se basa en soluciones simples de las ecuaciones de flujo, como el caso de la solución  $E_i$ , la cual asume un yacimiento actuando como infinito, homogéneo e isotrópico; las largas pruebas de interferencia requieren que los límites del yacimiento sean tenidos en cuenta.

#### **4.2. REGISTROS DE PRODUCCIÓN**

Son aquellos 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, son útiles dentro del monitoreo de los fluidos que se encuentran en contacto dentro del yacimiento ya que son capaces de brindar el conocimiento de la naturaleza, el comportamiento de los fluidos en el pozo durante periodos de producción e inyección, y reconocen el movimiento del fluido ya sea en el interior o afuera de las tuberías.

Existen diversas herramientas para tomar registros, cada una de ellas tiene características propias, se usan dependiendo de los resultados que se busquen y los objetivos trazados durante los programas de registros planteados, debido a esto mismo, los registros se pueden clasificar como se muestra en la tabla 11.

**Tabla 11.** Registros de Producción

REGISTROS DE PRODUCCIÓN	
CUANTITATIVOS	CUALITATIVOS
Medidores de Flujo Trazadores Water Cut Meter	Temperatura Densidad Gradiomanómetro

**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

Los registros nombrados en la tabla 11, son los más usados en los procesos de monitoreo y además de ellos se pueden tener en cuenta, aquellos registros especializados en determinar estados del completamiento de pozos y algunos sensores de presión; esto es importante, ya que siempre se plantea un programa completo de registros que permita cuantificar e identificar los fluidos. Para correr los registros de producción se requieren condiciones previas, además del conocimiento de variables como las siguientes:

- Se requieren condiciones de equilibrio, es decir, flujo estable conocido con anterioridad en superficie; 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, donde se realizan las diversas mediciones.
- 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 de flujo e identificar las razones para los cambios anormales de las tasas; cuando se trata de un fluido multifásico, toman la medida del flujo total, reconocen los fluidos en el pozo e identifican de zonas de alta permeabilidad por donde se está produciendo agua o gas.

Por medio del análisis de los registros de producción se logra primordialmente estabilizar las tasas de producción o inyección y construir los perfiles de inyección y producción, para esto, cumplen dos funciones principales:

- **Analizar el comportamiento de los fluidos.** Por medio de este análisis se pueden detectar posibles zonas ladronas, perforaciones taponadas, zonas productoras o receptoras de fluidos, conificación de los fluidos y presencia de flujo cruzado, entre otros.
- **Detectar posibles problemas en los pozos.** Algunos de ellos pueden ser el mal diseño del completamiento, canalización de los fluidos detrás del casing, tubing o cemento, anomalías detrás del casing, entradas de gas al pozo, problemas en el estado mecánico, escapes a través de las empaquetaduras, fisuras en el completamiento y en la tubería de producción.

Los registros de producción se relacionan con el monitoreo de yacimientos y con la evaluación de problemas en los pozos, involucrando generalmente, registros de inyección, producción y en pozos observadores, todo con el fin

de hacer del monitoreo un proceso integrado que permita determinar zonas productoras y de inyección, balancear los patrones de inyección, detectar zonas de baja y alta permeabilidad, identificar el rompimiento de los fluidos inyectados, monitorear los frentes de flujo, detectar flujo cruzado y migración de fluidos, además de ser un estudio base para los procesos de simulación.

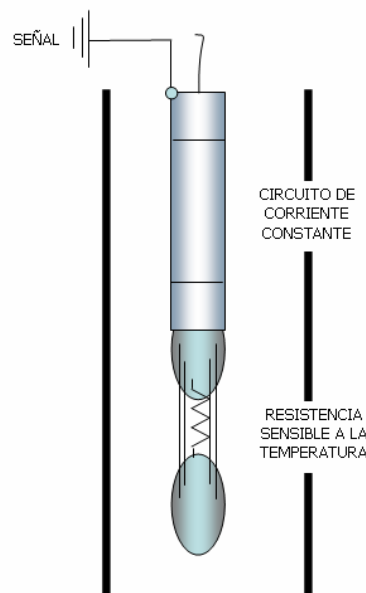
**4.2.1. Registro de Temperatura.** Son reconocidos como una forma de evaluar las características de la producción de un pozo mediante medición y análisis del comportamiento anómalo de la temperatura, su uso es completamente cualitativo, permitiendo identificar el flujo de fluidos, sin identificar la naturaleza de ellos. La temperatura del subsuelo crece con la profundidad, la tasa de incremento es de aproximadamente 1 °F por cada 60 - 100 pies de profundidad, esto se denomina gradiente geotérmico; la desviación promedio depende de la geografía del lugar y de la conductividad de calor de la formación, pero el fluido que circula en el pozo, tiende a tener una temperatura constante.

Estos registros pueden ser usados para localizar flujo de fluidos en pozos de producción o de inyección, además, tienen la ventaja adicional de detectar fluidos en movimiento fuera de la sarta de completamiento, en el tubing o en la formación. Dentro de otras aplicaciones que se les pueden dar a los registros de temperatura se tienen: Detectar movimientos de fluido más allá del casing, medir la temperatura en función de la profundidad, determinar puntos de entrada de gas al casing, identificar presencia de canales de gas, daños en el casing y en el tubing, entradas de agua, determinación del efecto de estimulación de pozo, fracturamiento, trabajos de workover, bajos puntos de inyección, mediciones de tasas volumétricas de flujo de gas, intervalo bruto de inyección, identificar canalización, establecer perfil de flujo del pozo

productor, topes de cemento y detección de fracturas hidráulicas, entre otras muchas funciones; los registros de temperatura son aun implementados para estas aplicaciones pero su uso más común actualmente es la identificación cualitativa de zonas de inyección y producción.

Los instrumentos de los registros de temperatura se basan en elementos con resistencias que varían con la temperatura, estos se conectan mediante un circuito de corriente constante de tal forma que se obtiene una respuesta de voltaje proporcional a la temperatura, se transmite en una señal de frecuencia que en superficie es convertida nuevamente a señal de voltaje para ser registrada; en la figura 45 se muestra el ensamblaje típico de un instrumento de medición de temperatura.

**Figura 45.** Ensamblaje Típico de la Herramienta de Temperatura

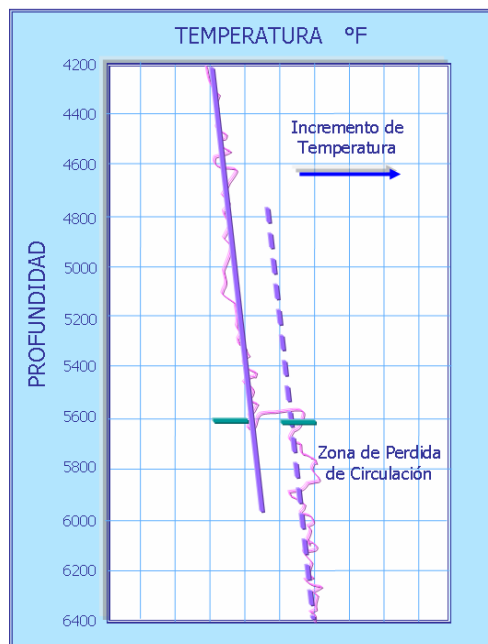


**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

La corrida de este registro consiste en la medición de la temperatura en la cara del pozo como una función de la profundidad, a menudo, estos registros se corren mientras el pozo está fluyendo y de forma continua, con velocidades de cable de 20-30 pies/min, debido a que la sonda de temperatura responde rápidamente a las señales recibidas.

Las mediciones se puede presentar de dos formas: la primera es una curva de gradiente en la cual se muestra la temperatura de la cara del pozo en función de la profundidad y la segunda, una curva diferencial, que corresponde a una gráfica continua de la pendiente de la curva de gradientes de temperatura. Por ejemplo, la corrida de un registro de temperatura en una formación uniforme muestra una recta proporcional al gradiente geotérmico, donde alguna distribución anormal de temperatura es observada fácilmente como un cambio de pendiente en la curva del gradiente (figura 46).

**Figura 46.** Esquema de un Registro de Temperatura



**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

La interpretación de los registros de temperatura se basa fundamentalmente en el análisis de la curva de gradientes, sin embargo la curva diferencial es útil en algunas ocasiones donde se presenta ligeras anomalías en la temperatura. La exactitud de estos instrumentos no es muy alta ( $\pm 5$  °F o 2.5 °C), pero su resolución en contraste es muy buena, alcanza el orden de los 0.05 °F.

A pesar de que muchos otros registros se han desarrollado, los de temperatura permanecen como fundamentales dentro de los registros de producción, gracias a la confiabilidad que ofrecen para la medición bajo cualquier condición de flujo en la cara del pozo y a su tendencia a reflejar o predecir el comportamiento a largo término de un pozo; en la mayoría de los casos, se realiza un programa de registros con un conjunto de herramientas, tales como: trazadores radioactivos o spinner flowmeter.

**4.2.2. Registro de Densidad.** Es una 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, está diseñada para permitir el máximo acceso de fluido al sensor investigador, el cual mide la absorción relativa de rayos gamma a través del fluido.

Su objetivo principal es detectar las zonas ladronas de agua, al realizar un análisis en un régimen donde se pueda encontrar agua y aceite, asumiendo que un incremento en la densidad del fluido resulta de la entrada de agua, y por el contrario, cuando disminuye es atribuido a la entrada de aceite.

Para verificar la precisión de la medida, la herramienta se calibra con dos fluidos de densidad conocida, antes de comenzar el perfil, en algunas ocasiones, las lecturas realizadas son calibradas con la densidad del agua a cierta profundidad, dando de esta forma un valor de densidad a un número determinado de divisiones del registro, permitiendo un mayor análisis e interpretación de cada uno de ellos.

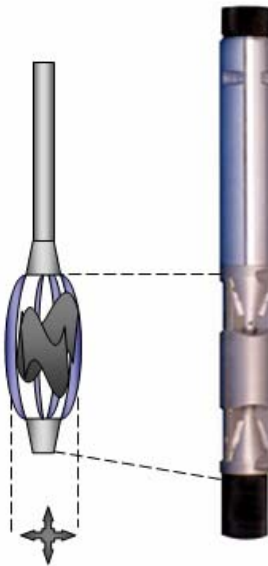
Este registro es capaz de identificar el fluido que está pasando por el sitio de la prueba, lo cual lo hace muy útil para monitorear el estado de los pozos, entradas de gas, daños en el fondo de pozo, entre muchos otros beneficios; generalmente se comparan con los resultados obtenidos con los registros encargados de cuantificar los fluidos, para obtener una identificación y evaluación del flujo de fluidos en el fondo y a través del pozo.

**4.2.3. Spinner Flowmeter.** Es una herramienta dotada de un impulsor (spinner), el cual es colocado en el pozo para medir la velocidad de flujo de los fluidos, de la misma manera que una turbina mide el flujo proporcional en una tubería; la fuerza del movimiento del fluido es la causante de la rotación del impulsor, considerándose directamente proporcional a la velocidad del fluido, la rotación del impulsor genera una serie de pulsos eléctricos que son transmitidos a superficie, la frecuencia del pulso es detectada y convertida a velocidad de rotación de la hélice (RPS).

La herramienta puede estar quieta (estacionada a una profundidad determinada) y rotar por el movimiento de fluido que entra o sale del pozo (lecturas estacionarias), o estar moviéndose hacia arriba o hacia abajo (lecturas dinámicas) a una velocidad constante del cable (30, 60, 90, 120

pie/min.) y rotar aun cuando el fluido del pozo esta quieto. Un esquema básico de la herramienta se muestra en la figura 47.

**Figura 47.** Spinner Flowmeter



**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

Antiguamente, los spinner flowmeter tenían un empaquetador o dispositivo deflector (trampa de fluido) para dirigir todos o la mayoría del flujo de la cara del pozo por el impulsor, estos desaparecieron gradualmente, probablemente debido a las dificultades operacionales causadas por la reducción de fricción en el spinner. Actualmente, dependiendo de la forma del impulsor, existen al menos tres modalidades, los cuales se resumen a continuación:

- **Spinner Continuo.** Herramienta de aspas fijas, constituido por hélices, aspas o aletas enjauladas, es utilizado para pozos que aportan grandes cantidades de fluido, es decir, altas tasas.

- **Fullbore Spinner.** Constituido por aspas plegables o abiertas, que son apropiados para tasas bajas a intermedias, se baja cerrado a través del tubing y luego se expanden sus aletas para ocupar la mayoría del espacio anular de la tubería. Dentro de este tipo de impulsores hay dos clases diferentes: El FBS-C dotado con un kit de alta resolución, usa 6 magnetos, multiplicando por tres la efectividad de la respuesta y el FBS-A suministra el sentido de rotación del spinner y es sensitivo a muy bajas frecuencias de rotación del spinner.
  
- **Flowmeter de Pétalos o Tipo Canasta (Deverter).** Es un embudo o empaque inflable, recomendado para tasas bajas; desciende a través del tubing y luego se expande para conducir el flujo por un orificio menor, causa cambios de presión que pueden afectar el régimen de flujo del pozo. Se realizan mediciones estacionarias que requiere más tiempo de registro, manejan rangos de 50 a 4500 BFPD y las mediciones se hacen de arriba hacia abajo de cada intervalo.
  
- **Spinner Horizontal.** Es un dispositivo encargado de determinar la presencia o ausencia de producción de perforaciones individuales, cuando la separación entre ellas es suficiente y por lo tanto, miden el Flujo horizontal a través del pozo. Estos dispositivos no son muy comunes y están diseñados para funcionar cuando son golpeados por una fuerza horizontal que viene de las perforaciones, por lo cual no funcionan en condiciones de flujo vertical o a hueco abierto.

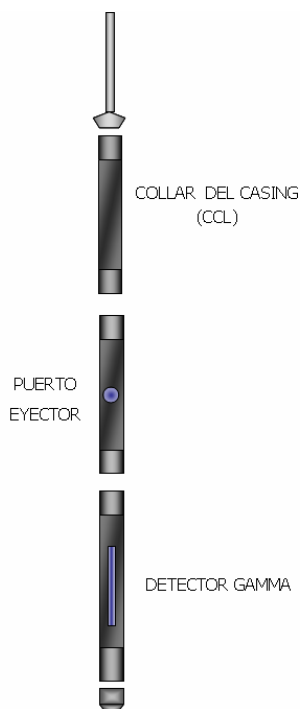
De este registro corrido apropiadamente, resulta un perfil de flujo confiable, cuando se tiene flujo de una sola fase en un pozo de diámetro constante, sin embargo, el spinner es susceptible a problemas mecánicos y la calidad del registro depende de un procedimiento cuidadoso. Para esto, la corrida e

interpretación del spinner flowmeter se realiza como se describe a continuación:

- Las condiciones del pozo deben ser convenientes para el spinner-flowmeter. Como mínimo, los fluidos del pozo deben estar limpios (ningún sólido) y la tasa de flujo debe ser lo más estable posible.
- Los efectos de flujo multifásico dan a menudo un Spinner flowmeter erróneo, a menos que la tasa de flujo sea grande, y otras medidas son necesaria para la velocidad.
- Los spinner deben ser revisados en superficie, antes de ser bajados al pozo para verificar su buen funcionamiento y el de las herramientas adicionales.
- Al correr un flowmeter se debe hacer con centralizador, para garantizar la entrada de fluido en la herramienta.

**4.2.4. Trazadores Radioactivos.** Este registro dispone de una herramienta que se posiciona encima de cada intervalo a evaluar, tiene un eyector ubicado en la parte superior (figura 48), el cual libera un material radioactivo que se disuelve en el fluido inyectado siguiendo su mismo comportamiento; otra forma de inyectar el trazador es desde superficie, usando cápsulas que contienen esta sustancia. La sustancia arrastrada por el flujo pasa frente a dos detectores, los cuales miden la intensidad de los rayos Gamma emitidos por el isótopo.

**Figura 48.** Herramienta de Trazadores Radioactivos



**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

El casing collar locator (CCL) es usado como detector de profundidad y el resto de la herramienta es una cámara que contiene el fluido radioactivo compatible con el fluido que se va a inyectar. Cuando la actividad es controlada desde la superficie, la herramienta ejerce un pequeño tapón al fluido inyector, el cual pasa por el Gamma Ray, donde es detectado en términos de tiempo y el espacio.

Usar el isótopo radioactivo más conveniente es el punto clave para la corrida de este registro, se debe tener en cuenta el tipo de fluido que se encuentra en el pozo durante la prueba, ya que estos no son recomendados en pozos productores debido a las radiaciones que emiten y contar con un solo tipo de fluido inyector. Dependiendo del tipo de fluido y del objetivo de la prueba se elige el isótopo a usar teniendo en cuenta el tiempo de vida media

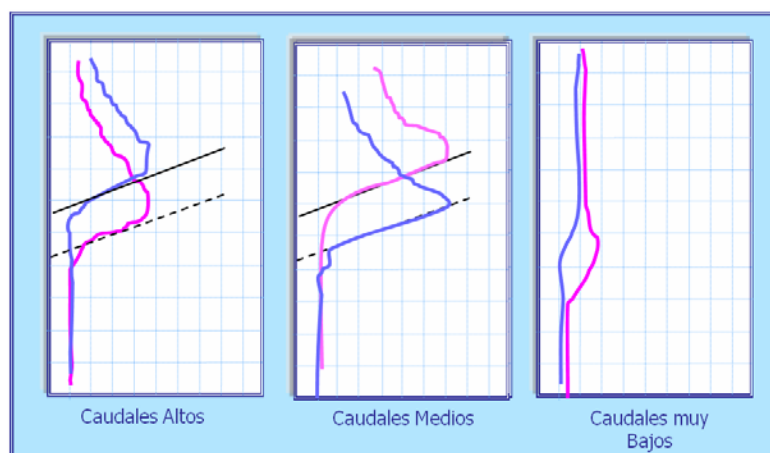
(necesariamente corto) de dicho material y debe ser miscible con el fluido. Existen una gran variedad de isótopos como en el caso del Krypton 85 y el Iridium 192, los cuales varían en sus propiedades. Existen varias formas de registrar el avance de estas sustancias radioactivas, estas se muestran a continuación:

- **Comparación con el Gamma Ray Básico.** El trazador es bombeado por encima de las perforaciones y se compara la lectura del Gamma Ray en ese punto, con la lectura base realizada anterior a la inyección del trazador, se pueden localizar los canales debido a la pérdida del material radioactivo.
- **Registrar los Intervalos.** Empieza con la inyección del trazador encima de las perforaciones, posteriormente la herramienta desciende cierta distancia donde es medido el tiempo que demoró en llegar, luego se baja a otra profundidad, para realizar la siguiente medición, y así sucesivamente hasta llegar a la zona de interés.
- **Velocidad de Disparo.** Se cuenta con una herramienta que tiene un detector y un eyector separados cierta distancia, la cual va a ser recorrida por el disparo del trazador, para medir este tiempo; el eyector es puesto en varias profundidades y el tapón radioactivo en la corriente de fluido.
- **Control del Tiempo de Registro.** Este método difiere del método de control de intervalo, en que el tiempo es considerado constante y la distancia va a cambiar.

La dificultad más sobresaliente se presenta cuando los flujos inyectados están por debajo de 100 BPD, pues aunque el trazador detecta incluso 20 BPD, los métodos de medición no tienen buena precisión cuando se trata de caudales

bajos, tampoco se obtienen buenos resultados en el caso de inyectar fluidos no Newtonianos a una formación, como en el caso de los polímeros, pues no se logra una buena mezcla entre el trazador y el fluido inyector. Como se puede ver en la figura 49, para caudales altos, las curvas y picos son definidos, perfectamente paralelas entre sí y fáciles de manejar; para caudales medios son confiables, mientras que para caudales bajos, las pendientes no están bien definidas y la distancia entre ellas varía, y para caudales muy bajos (< 40 BPD) no hay paralelismo entre curvas y usualmente reportan lecturas de no flujo. Estas líneas paralelas son las que permiten determinar el tiempo que demora en recorrer el isótopo de un detector a otro, de allí su importancia.

**Figura 49.** Efecto del Caudal de Flujo en la Señal Detectada



**Fuente.** Interpretación y Control de los registros de Producción. Héctor Arias y Néstor, Chaparro. Tesis de Grado. 1987.

La señal Gamma Ray que se detecta se puede ver afectada por otros factores como: la distancia entre el trazador y el detector debido a la intensidad de la radiación, el material entre la fuente y el detector reduce la señal recibida y el cambio de diámetro de casing a tubing, la distorsiona. Para el cálculo del caudal existen varios métodos, pero todos se basan en el principio que el caudal es proporcional al volumen desplazado en una unidad de tiempo, por tanto se establecen las ecuaciones 25 y 26:

$$Q = \frac{V}{t} = \frac{A^* L}{t} \quad (25)$$

$$Q = \frac{\pi(D_C^2 - D_h^2)L}{4t} \quad (26)$$

Los métodos que se han usado para evaluar estos registros, tienen diferentes formas de efectuar las lecturas del tiempo, pero sobre todo en flujos bajos difieren en la toma de las medidas:

- **Picos Máximos.** Se mide el tiempo entre los picos máximos de una curva, es aplicable en flujos altos y turbulentos ya que los picos son bien definidos. No recomendable para flujos bajos, cuando los picos y el paralelismo entre curvas no son bien definidos.
- **Pendientes.** Consiste en trazar las pendientes de las curvas y medir el tiempo entre ellas. Para caudales menores de 100 BPD la lectura es menos segura y confiable, porque las pendientes obtenidas no son bien paralelas y la distancia varía.
- **Movimiento de la Herramienta.** Usadas para flujo muy bajo o para comprobar no flujo. Consiste en mover la herramienta a velocidad constante en dirección contraria al flujo eyectando el isótopo al mismo tiempo.
- **Lectura entre Eyector y Detector.** Se mide el tiempo que transcurre entre el momento de la eyección del isótopo hasta cuando pasa por el primer detector.

- **Desplazamiento de Gota.** Se posiciona la herramienta por encima del intervalo a evaluar y se libera la gota del isótopo radioactivo a una profundidad determinada, luego se baja la herramienta varios pies por debajo de la gota, después de cierto tiempo, se sube la herramienta hasta encontrar la gota. Con la distancia que se ha desplazado, el diámetro del revestimiento y el tiempo medido, se obtiene caudal. Si la gota no se ha movido de su posición original el flujo es cero.

Este registro se corre fundamentalmente para determinar la distribución de la inyección por intervalos, identificando los de inyectividad preferencial, poca o nula, 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; otras aplicaciones de los trazadores radioactivos, son la medida del perfil del fluido inyector o productor y la localización de canales detrás de las paredes del casing mientras el fluido es inyectado.

#### **4.3. PERFILES DE INYECCIÓN**

Los yacimientos generalmente son estratificados, raramente se encuentran yacimientos considerados como homogéneos, por esto, se tienen problemas en la inyección de agua y las eficiencias verticales son bajas; las técnicas de predicción asumen que el agua entra a las capas de manera proporcional a su capacidad de flujo, esto causa problemas en los procesos ya que se tienden a formar canales preferenciales que disminuyen la eficiencia de barrido en otras zonas. Se utilizan análisis de corazones y datos de registros en estos casos, pero siempre es importante verificar la historia de inyección para controlar la

canalización, se deben calcular los volúmenes porosos inyectados para que todas las capas, independientemente de la distribución de permeabilidades, puedan ser inundadas en el proceso.

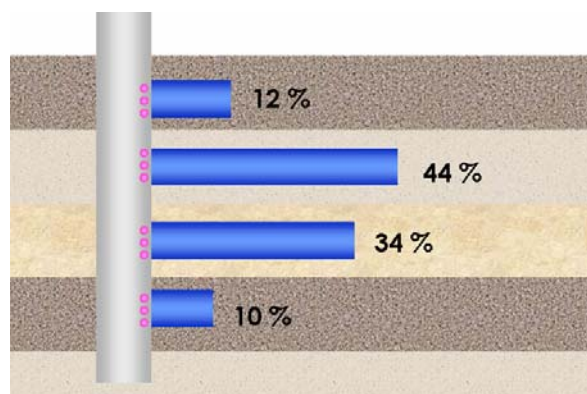
Una forma de verificar el avance de un proyecto de inyección de agua, es el análisis del comportamiento de los perfiles de inyección, conociendo la ubicación de las perforaciones y los perfiles de inyección, se pueden identificar los sitios en los cuales no se ha realizado la inundación, además los perfiles revelan los contrastes de inyectividad dentro de un intervalo perforado, una alta concentración de agua sobre intervalos pequeños indica zonas de alta permeabilidad, estas zonas son llamadas zonas ladronas, si se tienen en cuenta estas zonas, la ruptura se alcanzará en forma temprana, lo cual resulta en un bajo barrido vertical, bajo recobro de aceite y una indeseable producción de agua en superficie.

Existen varios tipos de mediciones de los perfiles de inyección y cuando se hace un plan de monitoreo de inyección de agua dichos perfiles son muy útiles, sobre todo durante los primeros dos años de la vida del pozo inyector y también luego de realizar un trabajo remedial en un pozo; en fin, todos los esfuerzos de vigilancia se realizan con el objetivo 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, las tasas de inyección pueden corresponder al siguiente modelo matemático:

$$(i_w)_{capa} = \frac{(\phi h \Delta S_o)_{capa}}{\sum (\phi h \Delta S_o)_{capa}} \quad (27)$$

En la ecuación 27 se representa el comportamiento de la inyección de volúmenes porosos, que modela un avance homogéneo del frente de inyección, esto se debe a que la máxima eficiencia de barrido vertical y la máxima eficiencia de recobro se logran cuando el volumen inyectado en cada zona es proporcional al volumen poroso de esta zona y un diagrama representativo de los perfiles de inyección puede ser como la figura 50.

**Figura 50.** Perfiles de Inyección.



Son diseñados para determinar la distribución de los fluidos desde la cara del pozo hasta el yacimiento (Perfiles de Inyección) y desde el yacimiento hasta la cara del pozo (Perfiles de Producción):

- **Perfiles de Inyección.** Se construyen básicamente con los trazadores radioactivos, permiten evaluar la cantidad de agua inyectada en cada estrato y por lo tanto definir canales preferenciales de flujo y zonas no inyectadas. Por medio de estos, se puede evaluar el desempeño de la inyección basándose en los volúmenes porosos inyectados en cada zona, la cantidad acumulada de agua que ha entrado en ella y la eficiencia de barrido en cada una.

- **Perfiles de Producción.** Se usan los medidores de flujo como el spinner flowmeter, para construirlos, permiten identificar las zonas productoras, perforaciones taponadas y problemas en los pozos productores. Gracias a ellos, se puede controlar eficazmente la producción de aceite y el avance de los frentes de fluido durante el proceso de inyección.

Por todas las razones mencionadas, es importante establecer los perfiles de inyección para someterlos a análisis y posibles modificaciones que mejoren la eficiencia de la inyección y por lo tanto aumente los beneficios de la recuperación secundaria. Existen métodos para alterar o cambiar los perfiles de inyección, algunos de los más usados son los siguientes:

- Seleccionar nuevos intervalo para perforación.
- Squeeze a bajas presiones.
- Acidificación.
- Bloqueo de zonas ladronas inyectando grano fino en estas.
- Bloqueo de zonas ladronas inyectando polímeros en estas.

Los beneficios que se obtienen al modificar los perfiles de inyección pueden no ser observados sino varios meses después de realizado el trabajo, el beneficio real debe determinarse en el pozo productor y el tiempo requerido para alterar las saturaciones en estos pozos es usualmente medido en años o en meses en vez de días. Sin embargo, debe ser una meta diaria, asegurarse que la estrategia de inyección a largo plazo en cada capa, sea proporcional a la capacidad de cada estrato; es importante no olvidar que un programa de vigilancia que incluye la modificación de los perfiles de inyección, puede tener un gran impacto sobre las condiciones del yacimiento y puede afectar posibles estimaciones.

#### 4.4. TRAZADORES ENTRE POZOS

Los trazadores son compuestos de propiedades químicas específicas que disueltos en agua, gas o incluso vapor son inyectados en los pozos inyectoros o productores con el fin de obtener una mejor descripción de las características de los yacimientos, estos, pueden ser utilizados en procesos de recuperación secundaria y terciaria, durante pruebas piloto de nuevos procesos de inyección de fluidos y/o cuando se desee evaluar cualquier sistema de inyección.

El uso de trazadores en la industria petrolera se extiende desde la petroquímica en la evaluación de torres de destilación y de craqueo catalítico, hasta el estudio de la dinámica de oleoductos y la determinación de explotación de yacimientos, su utilización se ha extendido tanto, que actualmente se utiliza en programas de monitoreo de procesos de inyección con el fin de determinar la interconexión entre pozos, es decir, permite determinar los canales por los cuales viaja el agua inyectada desde un pozo inyector hasta el productor. En este estudio, las velocidades de flujo se determinan mediante la aplicación del método de dilución, 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. Las direcciones de este flujo se determinan utilizando el método de absorción, esto, permite planificar mejor las operaciones de producción y obtener información sobre la vulnerabilidad del yacimiento.

Generalmente, los objetivos de la prueba de trazadores incluyen determinar la conectividad entre los pozos, el tipo de canales presentados, la eficiencia de la inyección e interpretar la distribución de la saturación del aceite en las demás partes del yacimiento. Esta prueba constituye un soporte importante

para la verificación del modelo del yacimiento, ya que se encuentra dirigida a mejorar y solucionar ciertas falencias planteadas durante la construcción del mismo, como por ejemplo, ayuda a identificar problemas de inyección, establece las velocidades relativas de los fluidos inyectados, determina la saturación de aceite residual y permite diseñar tratamientos adecuados para mejorar la eficiencia de barrido durante el proceso de inyección. Para esto, el programa de trazadores entre pozos permite establecer prácticas de seguimiento, monitoreo y control de los proyectos de recuperación secundaria por inyección de agua y/o gas, los cuales son difíciles de determinar por otros medios. Este programa permite:

- Establecer zonas del yacimiento donde existe comunicación entre los estratos, debido principalmente a la relación inyector – productor.
- Predecir el avance del frente de inyección de agua, a fin de establecer criterios de control de inyección en aquellos pozos que estén canalizando agua hacia los productores.
- Planificar trabajos de mejoramiento del perfil inyección – producción en los pozos.
- Mejorar el perfil de inyección a través de aislamiento de intervalos canalizados y estimulación de intervalos poco receptores de inyección.
- Redistribuir volúmenes de inyección en el campo, mediante la detección del movimiento del frente de inyección, lo que permite establecer prácticas para optimizar el fluido inyectado en aquellas zonas donde la observación de trazadores indiquen movimiento distinto al barrido hacia los productores.

- Optimizar la producción y mejorar en el factor de recobro, al permitir utilizar técnicas de redistribución de volúmenes de inyección de agua, y mejoramiento de perfiles de producción - inyección.
- Identificación de canales preferenciales de flujo y barreras de permeabilidad.
- Predicción del comportamiento dinámico de los fluidos de inyección.
- Evaluación de áreas invadidas por agua a fin de proponer trabajos de reparación y de perforación de nuevos puntos de drenaje.
- Establecimiento de controles en la optimización del modelo estático y dinámico del campo, mediante la definición de zonas comunicantes en el yacimiento, barreras al flujo, fallas comunicantes y sellantes, y sobretodo el movimiento del frente de invasión.

Con esta información y de acuerdo al análisis de las curvas de retorno del trazador es posible obtener a partir de analogías con trabajos previos, modelamientos matemáticos y métodos de regresión no-lineal, algunas variables del sistema roca fluido tales como:

- Coeficiente de difusión-dispersión.
- Volumen de hidrocarburos remanentes.
- Distribución de saturación del aceite.
- Distancia real recorrida.
- Ancho de las fracturas (en yacimientos naturalmente fracturados).

Una prueba de este tipo consiste en la adición de uno o varios elementos de fácil detección en el fluido a inyectar (en concentraciones conocidas), y su posterior recuperación a través de los pozos productores mediante un cronograma específico de muestreo. El movimiento del trazador refleja el del fluido inyectado, convirtiendo a esta prueba en una forma eficaz de monitorear y definir el comportamiento dinámico de los fluidos dentro del yacimiento, así como determinar los principales parámetros de flujo que influyen durante el proceso de inyección; esta información es considerada confiable y en muchos de los casos no puede ser obtenida por medio de otra técnica.

## 5. TÉCNICAS DE SEGUIMIENTO

Las técnicas de seguimiento del proceso de inyección de agua son un conjunto de sistemas matemáticos disponibles para realizar un estudio detallado del desarrollo de la inyección de agua en el yacimiento, por medio de ellas se puede establecer la eficiencia de la inyección, comprobar su avance y tomar decisiones acerca de los posibles cambios que se deben realizar en el proceso.

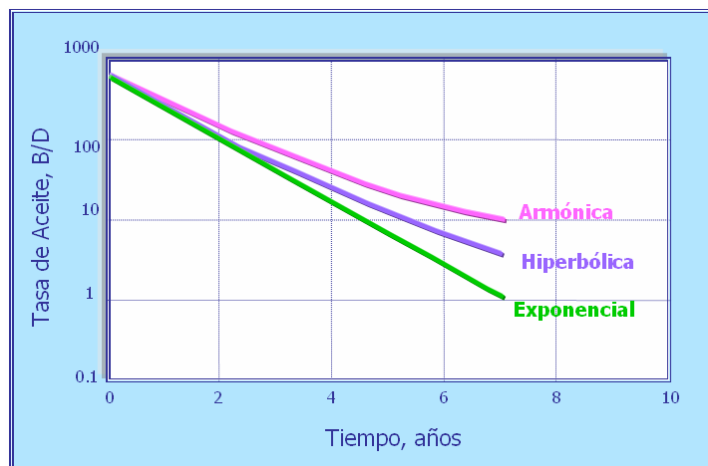
Cada técnica aplicada para analizar la inyección de agua, arroja resultados específicos de algún punto de la inyección, por esta razón, es recomendable realizarlas todas y analizar los resultados para tener una mejor visión del avance de la inyección.

Para garantizar el éxito de un proyecto de recuperación de hidrocarburos es completamente crítico entender el desempeño del yacimiento, en el caso de la inyección de agua, es necesario estudiar y analizar el movimiento de fluidos, interpretar y optimizar el modelo geológico por medio de técnicas gráficas y analíticas de simulación. Las técnicas de seguimiento descritas a continuación, pueden brindar una vista más detallada del desarrollo del proceso de inyección y por lo tanto, son necesarias en todo el transcurso del monitoreo de inyección de agua.

## 5.1. CURVAS DE DECLINACIÓN

al graficar tasas de aceite, agua y gas contra tiempo o producción acumulada en coordenadas semi-logarítmicas, las curvas obtenidas son denominadas curvas de declinación, estas proveen un estimativo del desempeño futuro de un pozo o yacimiento por medio de la extrapolación de las tendencias pasadas, las formas más comunes de estas curvas pueden observarse en la figura 51.

**Figura 51.** Formas de una Curva de Declinación



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

La forma de las curvas de declinación puede ser armónica o las hiperbólica, pero en el monitoreo de proyectos, la primer curva que se estudia es la exponencial, ya que esta tiende a ser muy conservadora en la predicción del desempeño y presenta una forma sencilla de aplicación; sin embargo, la mayoría de las inyecciones de agua usualmente presentan una declinación hiperbólica, especialmente en la vida tardía del proyecto.

Una de las asunciones básicas de todas las formas de las curvas de declinación es que el mecanismo de flujo en el yacimiento que controló la producción pasada, influenciará las tendencias de producción futuras de la misma manera. Si el empuje en el yacimiento o si los procedimientos operacionales (cambio en la tasa de inyección, alteración en patrones, perforación “infill”) son alterados es probable que la tasa de declinación de producción también cambie, un análisis de curvas de declinación antes y después de la modificación indicara los beneficios (o pérdidas) en producción debidos a ésta.

El análisis de curvas de declinación genera estimativos de recobro totales a futuro y es una técnica clave en el seguimiento de procesos de recuperación secundaria, este análisis puede o no estar acorde a la realidad, debido a cambios operacionales, pero es importante no despreciar estas curvas, existe un balance entre el uso y la indiferencia con este tipo de análisis, considerando que:

- La energía del yacimiento y el mecanismo de empuje son los primeros responsables del comportamiento de las curvas de declinación, pero no puede despreciarse la eficiencia del pozo.
- El gradual aumento del daño o la disminución en la eficiencia de levantamiento pueden causar declinaciones similares a una típica pérdida de energía en el yacimiento.
- Las permeabilidades relativas y las saturaciones de fluido juegan roles claves.

El análisis de curvas de declinación es útil para predecir el recobro esperado, pero es importante resaltar que no revela cómo puede ser mejorado el recobro de aceite. Existe un gran riesgo al extrapolar tendencias históricas sin

entender los factores que contribuyen a la declinación o a nuevos factores que tienden a jugar un papel significativo, la mayoría de las inyecciones de agua son administradas solamente analizando las tasas de aceite y la riqueza de la información disponible al examinar tasas de agua y gas es omitida; en la mayoría de los casos este tipo de información toma un gran papel dentro del entendimiento del comportamiento del yacimiento y por tal motivo no puede ser despreciada.

## **5.2. CURVAS DE PRODUCCIÓN**

Los datos de producción (tasas, volúmenes y tiempos) permiten estructurar curvas de tendencia, las cuales representan los procesos desarrollados en el yacimiento, con el fin de evaluar de una manera sencilla su comportamiento pasado, presente y futuro; este tipo de graficas se han convertido en una valiosa técnica, útil dentro de los programas de monitoreo en campos donde se están llevando a cabo proyectos de inyección de agua, ya que es posible evaluar el comportamiento histórico de la producción de fluidos en todo el campo o en cada uno de los pozos.

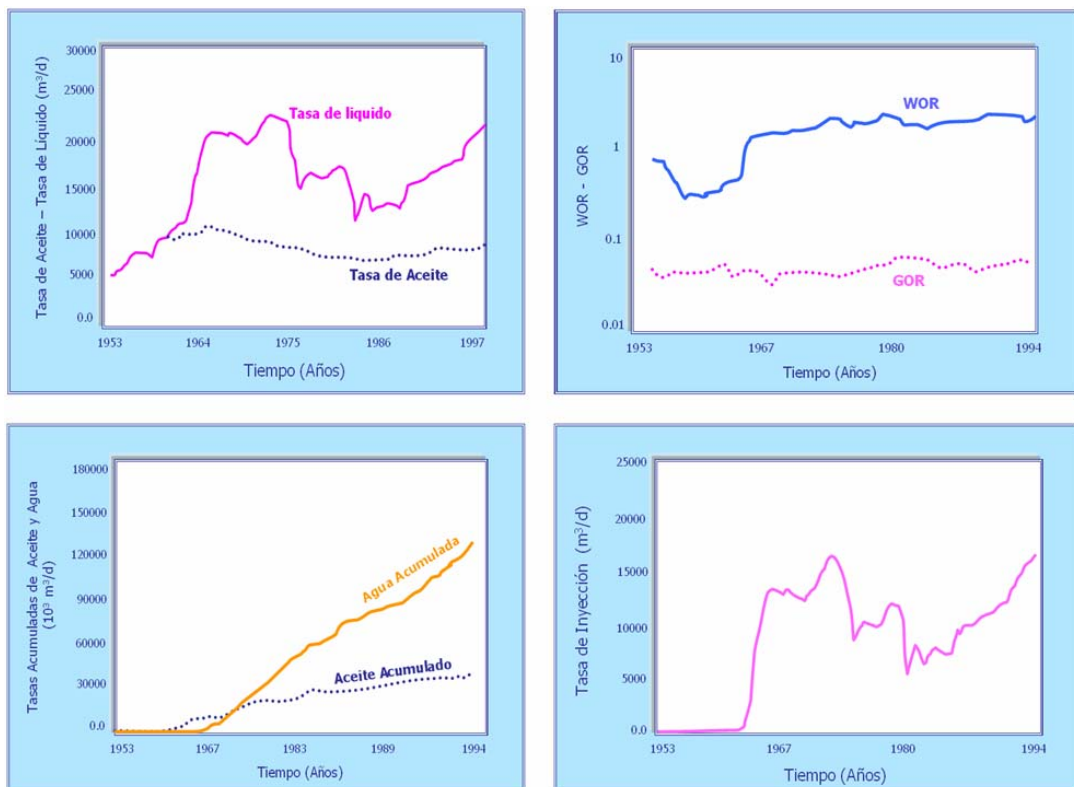
A través de los años se han desarrollado varios tipos de curvas de producción para monitorear y predecir el comportamiento de los proyectos de inyección de agua, estas son influenciadas por varios factores como: la geometría y balance de patrones, permeabilidades relativas, propiedades de los fluidos, saturaciones y estratificación del yacimiento.

Un correcto análisis de curvas de producción permite reconocer volúmenes de petróleo que aún pueden ser explotados, así como identificar problemas

relacionados a la producción, pero una gráfica aislada no puede representar correctamente el comportamiento del proceso, es por esta razón que se deben combinar varias gráficas con el fin de lograr un mayor entendimiento y para esto se recomienda llevar a cabo la siguiente metodología en la evaluación e interpretación de gráficas, en todo el campo, para los patrones de inyección y finalmente para cada pozo individual, como se describe en el siguiente procedimiento gráfico:

- Curva múltiple del comportamiento del yacimiento (Tasa de Fluido, Tasa de Aceite, WOR, GOR, Volúmenes Acumulados de Aceite y Agua y Contadores de pozo versus Tiempo) identificando claramente cambios en las estrategias operacionales, como se ve en la figura 52.

**Figura 52.** Curva Múltiple del Comportamiento del Yacimiento

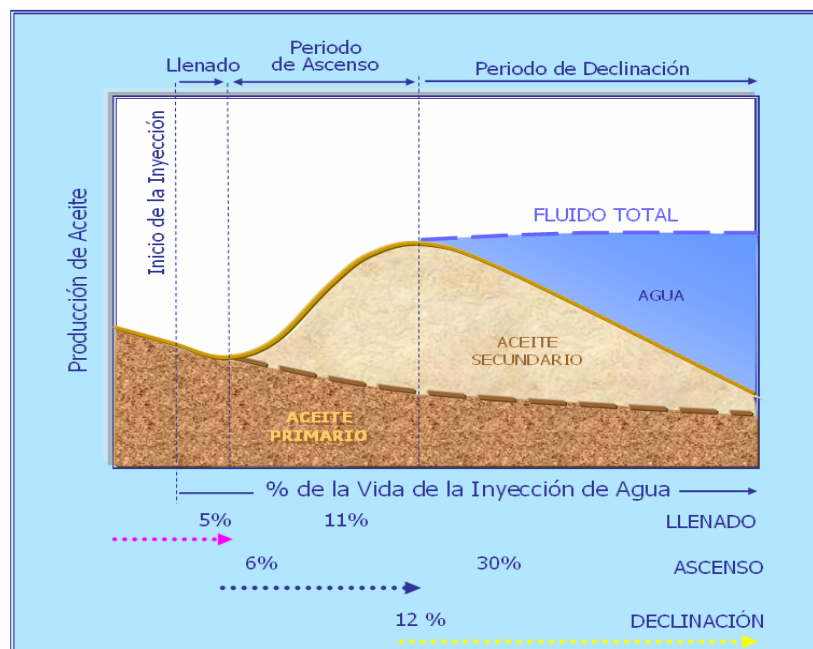


**Fuente.** Reservoir Management for Waterfloods. Richard Baker. April, 1997.

- Tasa de aceite Vs. Producción acumulada de aceite en escala semilogarítmica.
- Recobro de aceite (%OOIP) Vs. (Agua inyectada acumulada total) / (Volumen poroso móvil).
- Recobro de aceite (% OOIP) Vs. (Agua inyectada acumulada ) / (Volúmenes porosos de hidrocarburos).

La construcción de las curvas requiere datos periódicos, provenientes de pruebas de producción en las etapas tempranas del proceso de flujo y durante toda la vida del proyecto, el análisis de estas curvas, se realiza en varios periodos, llenado, ascenso, picos y declinación; en la figura 53, se muestra una curva de producción de aceite, la cual es la más analizada y el punto de partida de todos los procesos adicionales de recuperación de petróleo.

**Figura 53.** Comportamiento Típico de un Proceso Exitoso de Inyección de Agua



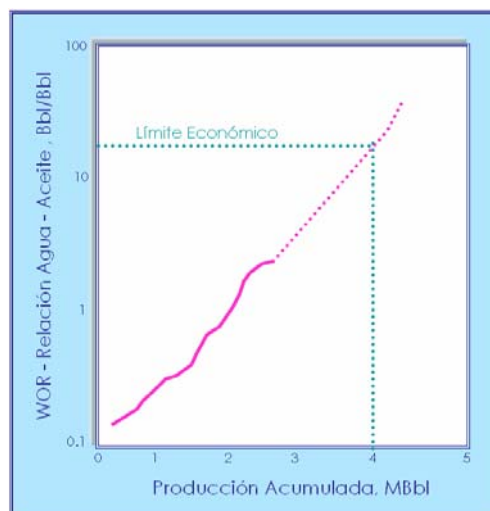
**Fuente.** Reservoir Management for Waterfloods. Richard Baker. April, 1997.

- **Periodo de Llenado.** Durante esta etapa la tasa de producción disminuye o puede permanecer estable, ya que el agua inyectada esta redisolviendo el gas libre del yacimiento, generalmente, el primer aumento en la tasa de aceite ocurre después que se ha inyectado un volumen de agua suficiente para lograr el llenado, en general, a mayor heterogeneidad y en sistemas altamente estratificados, el llenado ocurrirá más rápidamente.
- **Periodo de Ascenso de Presión.** Este periodo ocurre cuando empieza a incrementarse la producción de aceite a través de un pico de tasa de producción, aunque la tasa de producción aumenta, el corte de agua no se incrementa substancialmente, la longitud de este tiempo varia de un campo a otro, pero un promedio de este puede ser cerca del 20 % de la vida total de la inyección.
- **Periodo de Pico.** Este período se presenta cuando se obtiene como respuesta de la producción, un pico de tasa de aceite en comparación con la curva obtenida durante la producción primaria, generalmente ocurre en yacimientos muy homogéneos, con relaciones de movilidad favorables, alta continuidad, alta depleción primaria ó depleción de presión, buen soporte de la inyección y confinamiento debido a patrones ó a límites de no flujo o en campos que tienen altas tasas de inyección. Si el pico es débil o no existe, puede ser por problemas en el yacimiento debidos a la continuidad de los estratos.
- **Periodo de Declinación de Producción.** En este periodo, la tasa de producción de aceite disminuye a medida que los cortes de agua aumentan, comienza después que ha ocurrido el pico de tasa de aceite y antes que la tasa de producción comience a disminuir y continúa hasta que se alcanza la tasa del límite económico. El periodo de declinación

constituye el más alto porcentaje del total de la vida del proceso, por que aunque ocurran rompimientos de agua tempranos y ausencia del banco de aceite, reservas substanciales pueden ser producidas durante él, como en yacimientos fracturados, heterogéneos, estratificados o con un amplio espesor donde haya segregación por gravedad.

Además de la tasa de aceite, otro tipo de curvas de producción son muy útiles en proyectos de inyección de agua, como las que se muestran en las figuras 54, 55 y 56:

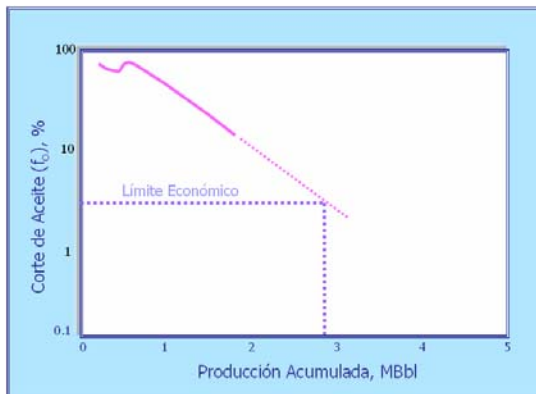
**Figura 54.** WOR vs. Producción Acumulada



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

En la mayoría de sistemas de inyección de agua, al graficar la relación de agua-aceite, WOR, contra producción de aceite acumulada, se genera una línea recta, esta curva está basada en el desempeño actual del yacimiento, por tanto, considera implícitamente su configuración, heterogeneidad y eficiencia de desplazamiento.

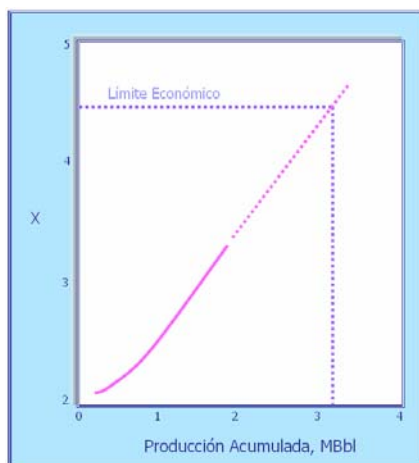
**Figura 55.** Corte Aceite vs. Producción Cumulativa



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

La gráfica de corte de aceite contra producción acumulada se ha usado exitosamente en muchos proyectos de inyección de agua, si se desarrolla una relación lineal en tiempos tempranos, puede extrapolarse hasta el corte de aceite correspondiente al límite económico.

**Figura 56.** X Vs. Producción Acumulada



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

La curva de X contra producción acumulada fue sugerida como un método alternativo para analizar el desempeño de un proceso de inyección de agua, se conoce como la *Gráfica X*, donde X está definida por la ecuación 28.

$$X = - \left[ \ln \left( \frac{1.0}{f_w} - 1 \right) - \frac{1.0}{f_w} \right] \quad (28)$$

$$f_w = \frac{1.0}{1.0 + \frac{k_o \mu_w}{k_w \mu_o}} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (29)$$

### 5.3. MÉTODO DE HALL

El funcionamiento del proceso de inyección de agua en un campo, es la suma del comportamiento de cada pozo individual, ya que por medio de ellos, es posible acceder y controlar las operaciones en subsuelo. Regularmente, se han utilizado las pruebas de presión para evaluar las características del yacimiento cerca al pozo, pero su aplicación requiere la interrupción de las actividades del campo y los datos adquiridos representan solamente un espacio de tiempo muy corto, en comparación con la actividad real del yacimiento; el método de Hall, es una alternativa que se aproxima al análisis de una prueba de transiente de presión, consta de una herramienta que permite evaluar por medio de gráficas el comportamiento de los pozos inyectoros, en donde se asume que el flujo es radial en estado estable, los datos requeridos para utilizar el método son:

- Presión promedio en fondo, cada mes (Presión de inyección convertida con la cabeza hidráulica y las pérdidas por fricción en el tubing).
- Presión promedio de yacimiento.
- Volúmenes inyectados mensualmente.
- Días de inyección en el mes.

El método está basado en un modelo de flujo radial para una sola fase, estado estable y flujo Newtoniano en un pozo centrado en un yacimiento circular. La ecuación 30 representa el modelo.

$$I_w = \frac{0.00707 kh(P_w - P_e)}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (30)$$

Al reorganiza e integrar, se obtiene la ecuación 31, el término del lado derecho corresponde al agua acumulada inyectada, entonces se tiene la ecuación 32.

$$\int_0^t (P_w - P_e) dt = \frac{I}{A} \int_0^t I_w dt \quad (31)$$

$$\int_0^t (P_w - P_e) dt = \frac{W_i}{A} \quad (32)$$

En donde el término A se define con la ecuación 33 compuesta de variables que son consideradas constantes.

$$A = \frac{0.0070 kh}{\mu \left( \ln \frac{r_e}{r_w} - 0.75 + S \right)} \quad (33)$$

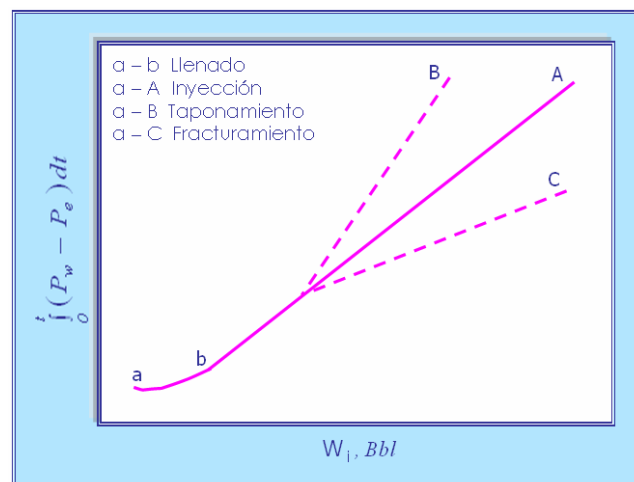
Las consideraciones que se establecieron para desarrollar el método se resumen de la siguiente forma:

- Se desprecia la compresibilidad del fluido de yacimiento, así que el factor de la formación es equivalente a uno.

- El yacimiento es uniforme verticalmente con respecto a la permeabilidad y al espesor.
- El yacimiento es homogéneo, isotrópico, horizontal y la gravedad no afecta el flujo.
- Durante todas las medidas, la presión a la distancia  $r_e$  permanece constante.

En la práctica no es posible satisfacer estrictamente todas estas asunciones, el intervalo de inyección normalmente está formado por múltiples zonas con valores de permeabilidad diferentes, la estructura geométrica del modelo de flujo puede ser distorsionada por la heterogeneidad de la formación, la interferencia entre los pozos, la presencia de fracturas, etc. Sin embargo, la ecuación que describe el modelo tiene una gran importancia y en muchos casos describe adecuadamente la inyección del fluido.

**Figura 57.** Diagrama de Hall



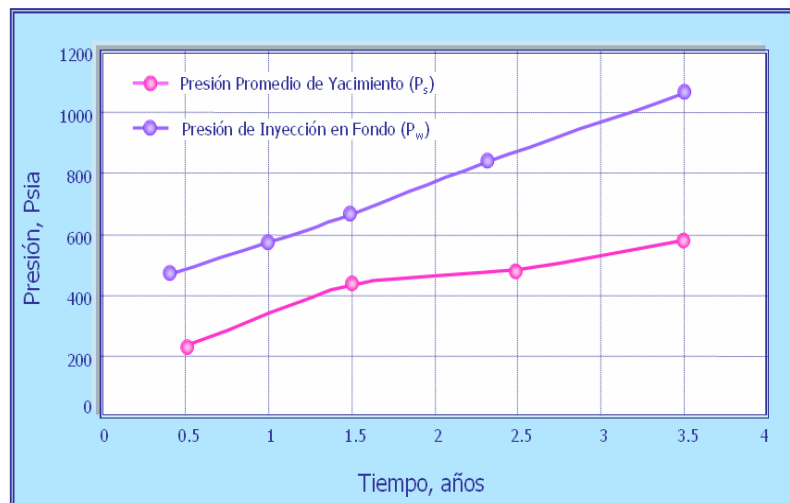
**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

En la figura 57 se observa un gráfico de Hall general, se construye en escala semi-logarítmica ubicando en el eje vertical la integral de la ecuación 32 y en el horizontal  $W_i$ ; el gráfico representa los cambios en las condiciones de

inyección, si los parámetros dentro del valor  $A$  permanecen constantes, la pendiente de la curva es constante, pero si estos cambian,  $A$  cambia y por consiguiente la pendiente de la curva ( $1/A$ ), también lo hará y por lo tanto, esta pendiente es considerada un indicador de la inyectividad del pozo. Durante la etapa de llenado el radio de la zona de agua se incrementa con el tiempo y el valor de “ $a$ ” decrece causando una concavidad hacia arriba en el gráfico de Hall, después del tiempo de llenado, el banco de agua es usualmente suficientemente grande, de tal forma que sus cambios no tendrán efecto importante; entonces, el método es útil para detectar cambios en el daño del pozo de inyección solo después del llenado.

Debido a la complejidad para resolver la integral de la ecuación 32, es posible resolverla si se cuenta con un gráfico de presiones de inyección de fondo Vs. tiempo y de presión promedio de yacimiento Vs. tiempo, estos se muestran en la figura 58.

**Figura 58.** Presiones de Inyección en Fondo y Presión de Yacimiento Vs. Tiempo



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

Para determinar el desempeño de los pozos inyectoros con el método de Hall, requiere el conocimiento de la presión del yacimiento en los límites externos de la zona influenciada por el pozo, esta zona, se define como la región donde la presión del yacimiento cambia apreciablemente a medida que se realiza la inyección; en general, el cambio de la pendiente de un gráfico de Hall no refleja necesariamente cambios en las propiedades de la formación, pero puede ser una consecuencia de los cambios en las tasas y presiones de inyección.

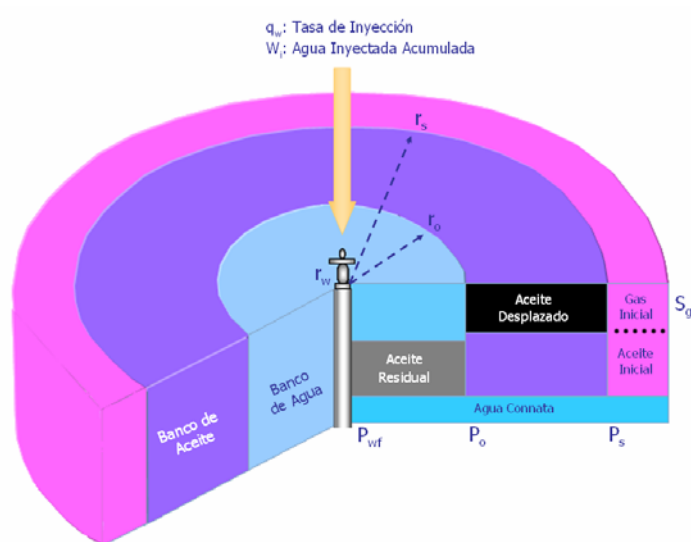
Las consideraciones en el desarrollo del método son ideales, pero sus características de fácil aplicación, certeza en los análisis realizados y versatilidad, la convierten en apta para el diagnóstico y control del comportamiento de los pozos inyectoros. El uso del método de Hall presenta ventajas y desventajas como las que se nombran a continuación:

- Es un método de análisis en estado estable, no puede aplicarse en estado transitorio como las pruebas de presión.
- Es un método continuo de monitoreo, es decir, las propiedades del yacimiento se miden durante semanas y meses, por lo tanto, puede ayudar a identificar cambios en las características de la inyección que ocurren sobre el desarrollo de la inyección.
- Solamente requiere la recopilación de valores tales como la inyección acumulativa y la presión de fondo.
- Solo es posible determinar el daño o la transmisibilidad, conociendo alguno de los dos parámetros, por esto, deben llevarse a cabo periódicamente pruebas de falloff o de inyección para determinar los valores individuales de estos parámetros. Estas pruebas, exigen gran inversión por la precisión requerida en ellas.

## 5.4. MÉTODO DE HEARN

Este método es aplicable durante las etapas iniciales de inyección en los pozos, Hearn introdujo esta técnica como una medida para estimar cuantitativamente la permeabilidad al agua y el factor daño del pozo a través de una misma gráfica.

**Figura 59.** Distribución Simplificada de Saturaciones



**Fuente.** Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Hall Plots. Jarrelland, P.M. y Stein, M. H.

*Este método asume una distribución de saturaciones simplificada tal como se observa en la figura 59 y una saturación de gas residual en el banco de aceite y de agua igual a cero. La tasa de inyección es presentada por Hearn con la ecuación 34:*

$$q_w = \frac{0.01416 K_w h (P_w - P_e)}{\beta_w \mu_w \left( \ln \frac{r_o^2}{r_{wa}^2} + M \ln \frac{r_e^2}{r_o^2} \right)} \quad (34)$$

Por un balance de materia,  $r_e^2$  en esta ecuación es directamente proporcional al volumen acumulado de agua inyectada (ecuación 35), donde la constante C corresponde a la ecuación 36.

$$r_e^2 = C W_i \quad (35)$$

$$C = \frac{5.615}{\pi h \phi S_g} \quad (36)$$

También por un balance de materia se tiene la ecuación 37, donde la constante F corresponde a la ecuación 38.

$$r_o^2 = F W_i \quad (37)$$

$$F = \frac{5.615}{\pi h \phi (S_{wp} - S_{wc})} \quad (38)$$

Combinando las ecuaciones anteriores, se obtiene la ecuación 39, donde la constante a se muestra en la ecuación 40:

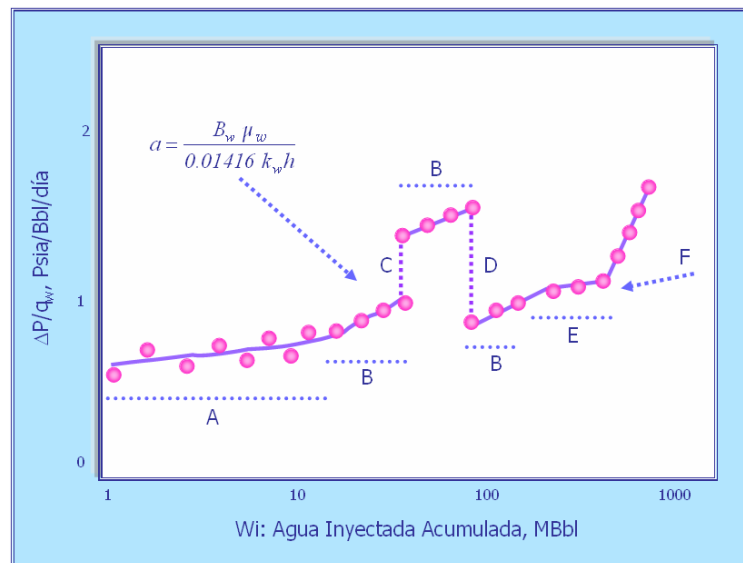
$$\frac{\Delta P}{q_w} = a \ln(W_i) + a \left( \ln \frac{F}{r_{wa}^2} + M \ln \frac{C}{F} \right) \quad (39)$$

$$a = \frac{\beta_w \mu_w}{0.01416 k_w h} \quad (40)$$

Al graficar el inverso del índice de inyectividad contra el agua inyectada acumulada, se obtiene una línea recta que corresponde a la gráfica de Hearn, la pendiente de esta línea es a, y el intercepto es el término de la parte derecha de la ecuación 39.

Los cambios de pendiente en la recta describen condiciones de yacimiento que resultan de actividades, tales como: taponamiento, fracturamiento, presiones de interferencia, o efectos del transiente de presión.

**Figura 60.** Gráfico Típico de Hearn



**Fuente.** Maximizing Injection Rates in Wells Recently GConverted to Injection Using Hearn and Hall Plots. Jarrelland, P.M. y Stein, M. H.

En la figura 60 se muestra un diagrama típico de Hearn, aquí las variaciones en la pendiente revelan cambios en las condiciones del yacimiento, dentro de los cuales se tienen las siguientes:

- A. Taponamiento temprano y fracturamiento cerca al pozo y efectos del transiente de presión.
- B. Medición de  $K_{wh}$ .
- C. Taponamiento de la cara de la formación (Shift-up).
- D. Fracturamiento cerca al pozo (Shift down).
- E. Extensión de la fractura (cambio de pendiente).
- F. Punto de interferencia de presión.

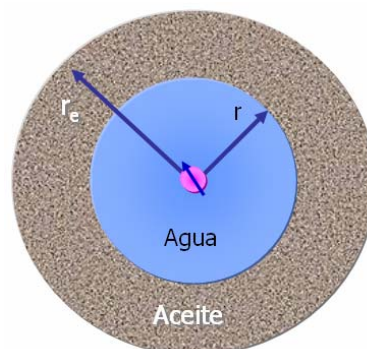
## 5.5. MAPAS BURBUJA

Los mapas de frente de flujo o mapas burbuja constituyen una técnica de seguimiento empleada en los programas de monitoreo de proyectos de inyección, el uso de este tipo de diagramas permite observar y analizar la distribución de los frentes de flujo de aceite y de agua, permitiendo establecer cualitativamente las áreas del yacimiento que no han sido barridas por el agua inyectada.

Los mapas de frente de flujo pueden realizarse en base a datos de producción diaria o acumulada, dependiendo de la disposición en un determinado campo, además, los radios de drenaje a nivel de pozos determinados por medio de este método, junto con el desarrollo de mapas isobáricos, permiten establecer futuras estrategias para garantizar el correcto desempeño de un proyecto de inyección de agua.

Al inicio del proceso de inyección, usualmente se asume la existencia de bancos de agua y aceite ubicados radialmente alrededor del pozo inyector, tal como se observa en la figura 61, en este caso, es posible identificar los radios del banco de aceite y de agua.

**Figura 61.** Mapa Burbuja. Distribución Típica de los Bancos de Aceite y Agua



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M Cobb.

Los radios del frente de aceite y de agua se determinan por medio de las ecuaciones 41 y 42, respectivamente:

$$r_e = \left( \frac{5.615 W_i E_R}{\pi h \phi S_g} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (41)$$

$$r_w = \left( \frac{S_g}{S_{wp} - S_{wc}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (42)$$

Según lo anterior, se observa la dependencia que tiene el radio de los frentes de fluidos con el valor de la saturación de gas  $S_g$ , en los yacimientos donde no se cuenta con este valor, es necesario calcular el radio de los bancos de fluidos con las ecuaciones 43 y 44:

$$r_e = \left( \frac{5.615 W_i E_R}{\pi \phi h (S_{wp} - S_{wc})} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (43)$$

$$r_w = \left( \frac{5.615 W_i E_R}{\pi \phi h (1 - S_{or} - S_{wc})} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (44)$$

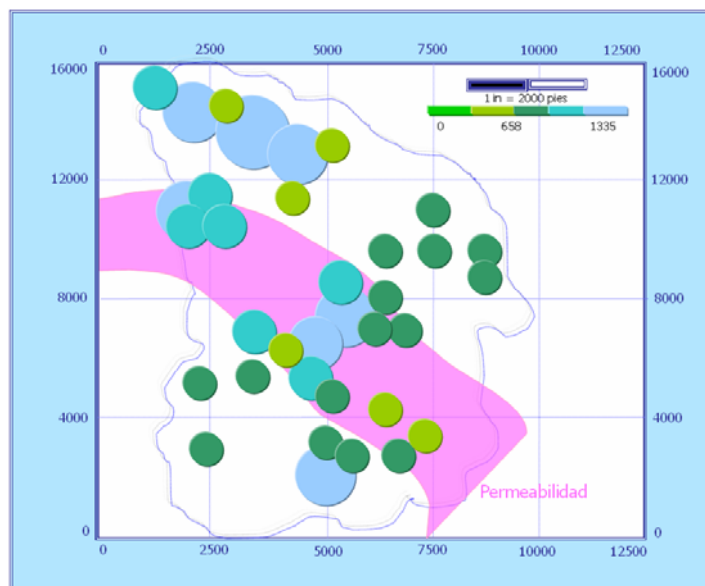
Los mapas burbuja presentan varios beneficios en cuanto al monitoreo de procesos de inyección, a continuación se citan sus principales utilidades:

- Permiten delinear gráficamente las fracciones del yacimiento que necesitan una inyección adicional.
- Muestran los sitios donde es necesario restringir la inyección.
- Identifican áreas dentro del yacimiento que se prospectan como posibles oportunidades de recañoneo.

Los mapas burbuja deben actualizarse cada 6 meses para los 2 primeros años de la inyección y después deben llevarse a cabo cada año, además, de construirse para cada uno de los intervalos más representativos e importantes del yacimiento; después de la ruptura, la construcción de los mapas de frentes es más difícil, en este caso es necesario modelarlos de acuerdo a los valores de las relaciones de movilidad y a las relaciones de aceite y agua producidos.

Estos mapas indican cualitativamente la calidad relativa del yacimiento, ya que permiten identificar las áreas más productivas y realizar previamente interpretaciones geológicas y de ingeniería, convirtiéndose en una valiosa herramienta para el ingeniero de proyectos. En la figura 62 puede observarse un mapa burbuja donde se identifican los radios de drenaje de las áreas más productivas en un campo.

**Figura 62.** Mapa Burbuja Identificando Radios de Drenaje



**Fuente.** Schlumberger, OFM Manual Advanced Training Course. 2002.

Los mapas de radios de drenaje son muy útiles en cualquier momento de la vida de la inyección, por ejemplo, a las condiciones actuales del yacimiento o al final de la vida activa de un determinado pozo (último recobro) para cada arena productora, pues permite identificar visualmente áreas con una gran cantidad de hidrocarburo sin recuperar (no drenadas); de esta manera, es posible desarrollar estrategias para extraer el aceite que todavía permanece en el yacimiento aumentando así, la rentabilidad de un proyecto.

Los mapas para el área total del yacimiento son una herramienta valiosa para predecir el futuro comportamiento, son indispensables para realizar el ajuste histórico y probar la validez del modelo de yacimiento al igual que la certeza de los resultados de procesos de simulación.

Los mapas burbuja son utilizados con gran éxito en la industria petrolera para determinar áreas prospectivas dentro del desempeño de proyectos de inyección de agua debido a la simplicidad de su manejo, pues su elaboración puede realizarse por medio del uso de paquetes software disponibles comercialmente, tal como OFM™ (Oilfield Manager Production Software).

## **5.6. BALANCE DE PATRONES**

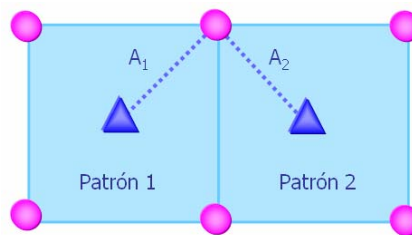
Al minimizar la migración de aceite a través de los límites del yacimiento, se logra aumentar la cantidad de petróleo desplazado y se reduce el volumen de agua empleado para moverlo; el uso de modelos equivalentes incrementa la eficiencia de barrido, además, la alineación de modelos de flujo junto con modelos equivalentes provee mayores oportunidades para incrementar el recobro de aceite. Por un estudio detallado del modelo, es posible identificar

las áreas que aún no han sido barridas dando de esta manera un esquema que permita mejorar el desplazamiento de aceite, cambiando la configuración de pozos productores e inyectores para optimizar el barrido de las zonas.

Al disponer de una gran cantidad de patrones múltiples de inyección de agua en el área de interés, se obtendrán mejoras en la eficiencia del proceso, esto se puede conseguir a través de la inyección a ciertas tasas de fluido en cada modelo de inyección de agua. Las ventajas que presenta el uso de patrones equivalentes dentro del sistema de inyección son: reducir substancialmente la producción de agua, mejorar las tasas de producción y lograr un incremento en el factor de recobro.

En los patrones, los eventos importantes tales como el llenado o la ruptura para varios modelos pueden ocurrir al mismo tiempo, siendo una gran ventaja para la optimización de tiempo y de actividades en las operaciones.

**Figura 63.** Patrones de Cinco Puntos Balanceados



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

En la figura 63 se muestran dos modelos de cinco puntos, para decir que son equivalentes, el tiempo para alcanzar la ruptura en el patrón 1 y 2 debe ser el mismo; este tiempo se calcula como en la ecuación 45.

$$t_r = \frac{W_{ir}}{i_w} \quad (45)$$

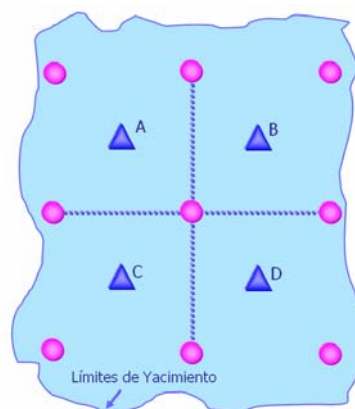
Si los dos modelos son similares, entonces las variables incluidas en el flujo fraccional, relación de movilidad, permeabilidad promedio, permeabilidad direccional y la estratificación son similares, por lo tanto, se puede establecer la ecuación 46.

$$\frac{V_{p1}}{i_{w1}} = \frac{V_{p2}}{i_{w2}} \quad (46)$$

Para desarrollar un proyecto de inyección de agua con patrones equivalentes, la fracción total del yacimiento dentro de un modelo individual es proporcional al volumen poroso desplazable; en el caso de un balance idealizado, la producción total de aceite en cada patrón debe permanecer en proporción al volumen poroso de hidrocarburos desplazables.

El concepto de los patrones equivalentes es mucho más complejo en los casos donde existen límites de flujo (Arenas discontinuas, contactos de fluidos, etc.), En la figura 64, se muestra que la ubicación de pozos y la presencia de los límites del yacimiento afectan la forma del patrón.

**Figura 64.** Patrones de Cinco Puntos Con Efectos de Límites de Yacimiento



**Fuente.** Waterflood Surveillance. W. M. Cobb.

En resumen, es muy difícil predecir la forma exacta del modelo de flujo, muchos factores determinan la forma final, incluyendo ubicación de pozos (intervalos completados), tasas de inyección y producción, heterogeneidades del yacimiento y ubicación de sus límites; debido a estas complejidades, se puede optar por subdividir el yacimiento en varios segmentos areales (los cuales pueden contener varios patrones) y balancear simplemente la tasa de inyección total y el vaciado total del yacimiento dentro de cada segmento areal.

## **5.7. CURVAS DE DIAGNÓSTICO**

Una clave importante para garantizar el éxito de un proceso de inyección de agua, es la continua implementación de técnicas de diagnóstico en los diversos puntos del sistema, como los pozos, equipos de superficie y yacimiento en general. Las curvas de diagnóstico permiten identificar los problemas relacionados con el agua por medio de una comparación con patrones típicos (o esperados) de comportamiento; este tipo de gráficas pueden utilizarse para el análisis del comportamiento tanto de pozos individuales como para la evaluación de una gran cantidad de pozos en un campo completo.

Las instalaciones de superficie separan el agua del petróleo y la procesan hasta lograr una especificación aceptable para enviarla al medio ambiente o para reinyectarla. En la práctica, las soluciones de superficie comienzan realmente en el fondo, una separación parcial del agua y el petróleo realizada en el fondo del pozo puede eliminar algunos de los costos de levantamiento del agua, es por eso que técnicas como la producción segregada (la

producción del agua y los hidrocarburos se realiza de forma separada) en el fondo, permite realizar operaciones de una manera más eficiente y sencilla, además, se evita la necesidad de contar con instalaciones de separación en superficie reduciendo así los costos. Las instalaciones de superficie pueden significar importantes ahorros en el proceso de eliminación del agua, a medida que la producción de agua aumenta en todos los campos maduros, las instalaciones de superficie, que originalmente no fueron diseñadas para manejar grandes volúmenes de agua, se deben reacondicionar con equipamientos capaces de manejar fracciones mayores de agua de una manera económica.

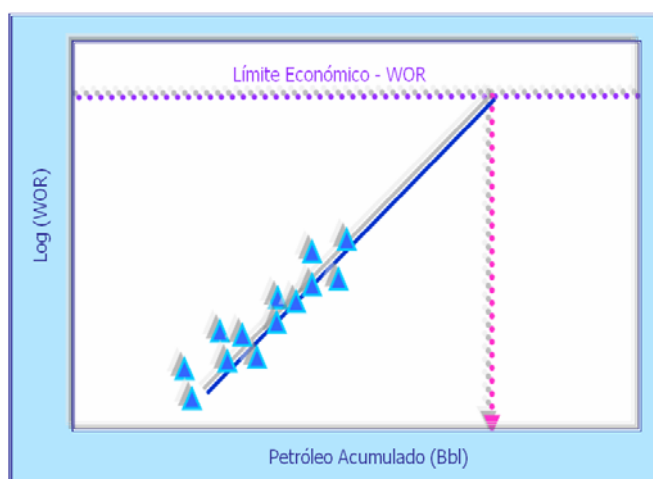
Por medio de procedimientos de diagnóstico de procesos de recuperación de hidrocarburos, es posible adquirir información de los diferentes problemas que puedan presentarse en los pozos de una manera individual, con el fin de establecer esquemas de solución que permitan eliminar por completo dichos problemas. La razón principal por la cual la industria petrolera no consiguió en el pasado un método adecuado para controlar el agua ha sido su falta de conocimiento de los diferentes problemas y la subsiguiente aplicación de soluciones inadecuadas; el factor clave en los tratamientos de control de agua está en el diagnóstico, que permite identificar con certeza los diferentes problemas. Los diagnósticos de pozos se pueden realizar de tres maneras:

- Selección de los pozos candidatos que podrían necesitar un sistema de control de agua.
- Determinación del problema de agua, de modo que se pueda seleccionar un método de control adecuado.
- Ubicación del punto de entrada del agua al pozo de tal manera que se pueda dirigir el tratamiento en el lugar correcto.

A continuación se describen los gráficos usados en los procesos de diagnóstico de problemas en los pozos.

- **Gráfico de Recuperación.** Es una gráfica semilogarítmica de la relación agua-petróleo (WOR) Vs. la producción acumulada de petróleo (Figura 65). La tendencia se puede extrapolar al límite económico de WOR, para determinar la producción de petróleo que se obtendrá, si no se toma ninguna medida para controlar el agua; si la producción extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para el pozo, el caudal de agua producida es aceptable y no es necesario implementar ninguna medida de control de agua; si la producción extrapolada es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, entonces el pozo está produciendo un nivel de agua inaceptable, económicamente intolerable y es necesario considerar un tratamiento en el caso que existan suficientes reservas capaces de compensar el costo de la intervención.

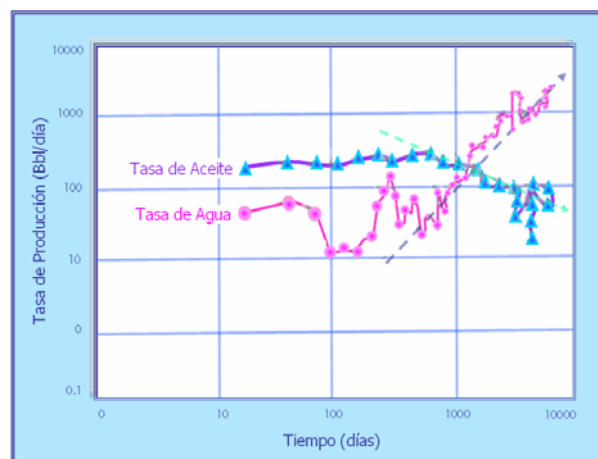
**Figura 65.** Curva de Recuperación de Hidrocarburos



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

- **Gráfico de la Historia de Producción.** Se representa por una gráfica doble en escala semilogarítmica de tasas de aceite y agua Vs. tiempo (figura 66), en general, los pozos candidatos para establecer un sistema de control de agua muestran un incremento en la producción de ésta y una disminución en la producción de aceite, tendencia que comienza de una forma casi simultánea en un mismo período, es decir, cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua y una reducción del aceite es señal de que se podría necesitar un tratamiento de remediación.

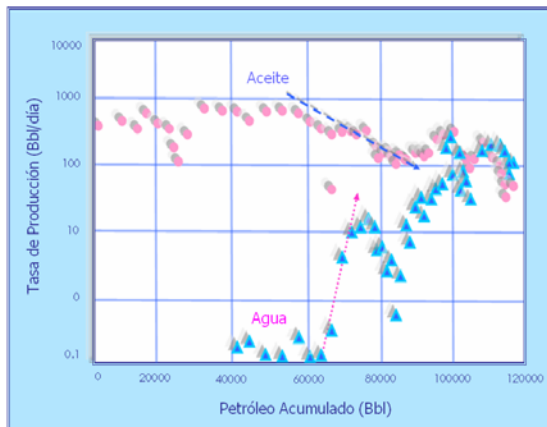
**Figura 66.** Curva de Historia de Producción



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

- **Gráfica de Análisis de Declinación.** Es una curva semilogarítmica de la tasa de producción de aceite Vs. aceite acumulado (figura 67), el agotamiento normal genera una curva cuya tendencia es lineal, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, tal como la disminución severa de la presión o el aumento del daño. Cualquier cambio brusco en la pendiente de la recta típica de declinación de la tasa de aceite, puede indicar que el exceso de agua, junto con otros problemas, pueden estar afectando la producción normal.

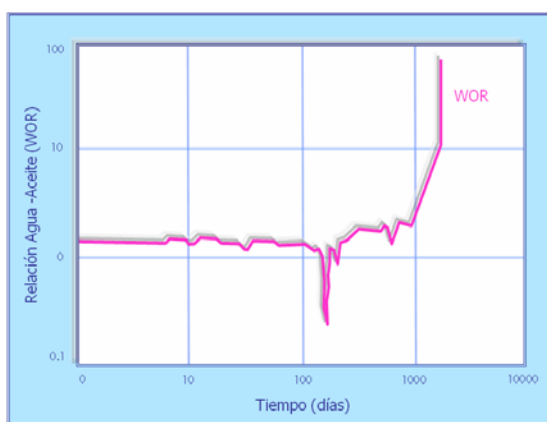
**Figura 67.** Curva de Declinación de Producción



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

Se utilizan gráficos de diagnóstico doble logarítmico de WOR con respecto al tiempo (Figuras 68y 69), los cuales muestran señales que permiten distinguir entre los diferentes mecanismos de invasión de agua: flujo abierto por fallas, fracturas o flujo por un canal detrás del casing, un contacto agua-petróleo (CAP) dinámico, conificación o canalización. La figura 68, indica la existencia de flujo a través de una falla, una fractura o un canal detrás de casing a partir de un tiempo cualquiera en la historia del pozo.

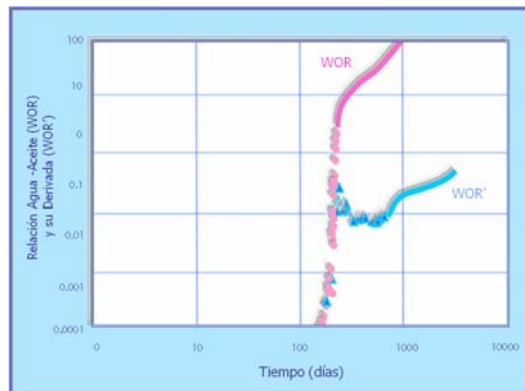
**Figura 68.** Perfil de Gráfico de Diagnóstico - Flujo A través de una Falla, una Fractura o un Canal detrás del Casing



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

El flujo de agua desde el fondo, generalmente muestra un rápido aumento en el momento del rompimiento de agua (figura 69), seguido por una línea recta; en yacimientos con múltiples capas, la línea debe mostrar un perfil escalonado dependiendo del contraste de permeabilidad entre capas.

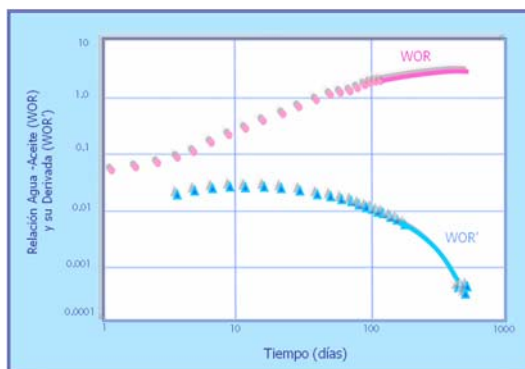
**Figura 69.** Perfil de Gráfico de Diagnóstico - Flujo de Agua Marginal



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

Un incremento gradual en la curva de WOR indica la conificación de agua temprana en la historia de producción del pozo (figura 70), los niveles de WOR se encuentran en el rango de 1-10, luego de establecerse el cono de agua, la curva se asemeja a la del flujo marginal con una pendiente en declive.

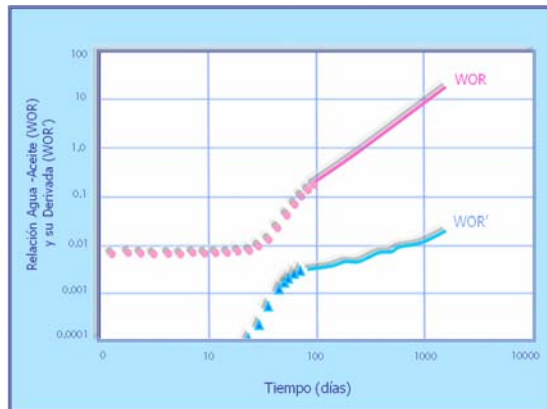
**Figura 70.** Relación Agua-Petróleo (WOR) y su Derivada (WOR') - Caso Conificación



**Fuente.** Water Control Diagnostic Plots. CHAN, K. S. SPE 30775, 1995.

En las figuras 70 y 71, se observan las derivadas de las curvas de WOR para la conificación y canalización, la curva WOR' muestra una pendiente positiva constante para la canalización y una pendiente negativa para el caso de la conificación.

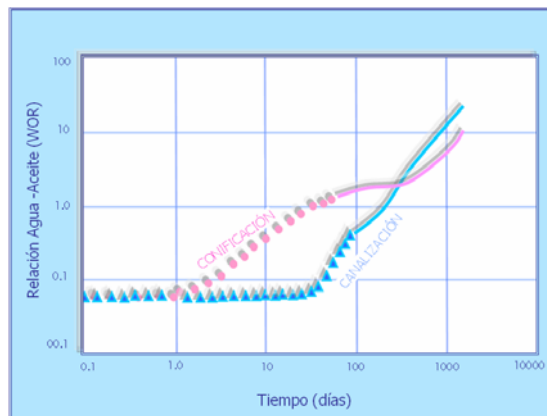
**Figura 71.** Relación Agua - Petróleo (WOR) y su Derivada (WOR') - Caso Canalización



**Fuente.** Water Control Diagnostic Plots. CHAN, K. S. SPE 30775, 1995.

También se ha establecido el uso de la derivada del WOR con respecto al tiempo para diferenciar si el problema de exceso de producción de agua visto en un pozo se debe a problemas de conificación o canalización.

**Figura 72.** Relación Agua-Petróleo (WOR). Comparación Conificación y Canalización



**Fuente.** Water Control Diagnostic Plots. CHAN, K. S. SPE 30775, 1995.

Al observar la figura 72, se pueden diferenciar claramente las tendencias de tres periodos de desarrollo de la curva de WOR, los cuales se describen a continuación:

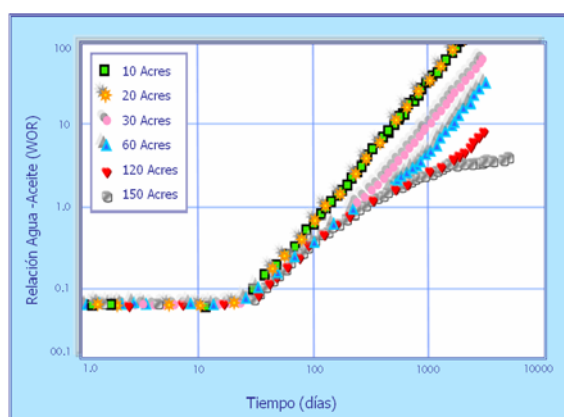
- **Primer Periodo.** En el inicio, la curva tiene una tendencia casi lineal con una pendiente suave, esto representa la producción inicial esperada, el valor inicial del WOR depende de la saturación inicial de agua y su distribución en las capas y la permeabilidad; el intervalo de tiempo de este periodo depende del mecanismo de conducción de agua y su final está marcado por la tendencia del valor de WOR a permanecer constante. Para la conificación, el primer periodo es corto dependiendo de parámetros como: distancia del contacto agua-petróleo, intervalo de perforación más cercano, relación de permeabilidad vertical y horizontal, tasa de intrusión de agua, declinación de presión y las funciones de permeabilidad relativa; físicamente, el final de este periodo ocurre cuando el cono alcanza las perforaciones. Para la canalización, este periodo depende del espaciamiento entre pozos, tasa de inyección, caída de presión en el pozo productor, saturación inicial de agua y su distribución a través de las capas y la permeabilidad relativa; la finalización de esta tendencia corresponde al rompimiento de agua de una capa en el conjunto de capas productoras del pozo en la formación, no necesariamente la capa de mayor permeabilidad.
- **Segundo Periodo.** En este, el WOR aumenta dependiendo del problema y se puede diferenciar entre conificación y canalización. Para la conificación, el incremento del WOR es lento y alcanza un valor constante al final del periodo, el cono no sólo crece verticalmente sino que además, cubre la mayor cantidad de intervalos de las perforaciones. Para la canalización, la producción de agua de la capa por donde ocurrió el rompimiento se

aumenta rápidamente y se incrementa el valor de WOR en la curva. Al final de este periodo, el incremento del WOR se frena debido a un periodo corto llamado de transición, que ocurre antes de estabilizarse la producción de agua.

- **Tercer Periodo.** Durante este, para el caso de la conificación, se ha desarrollado un estado pseudoestable, el cono se convierte en un canal productor de agua de alta conductividad, el incremento del WOR es severo, convirtiéndose así, el mecanismo de producción en canalización. En el caso de canalización, el incremento del WOR alcanza la misma tasa luego de haber sobrepasado el periodo de transición, el segundo estrato con un alto valor de permeabilidad está siendo depletada.

En el caso de contar con un acuífero muy activo con una enorme influencia en la producción, el espaciamiento entre pozos es un factor vital, esto puede observarse en la figura 73, el valor de WOR se grafica como una función del tiempo para varios valores de espaciamiento entre pozos, manteniendo una relación de permeabilidad de 0.1.

**Figura 73.** Sensibilidad de Espaciamiento entre Pozos para la Relación Agua-Petróleo (WOR)



**Fuente.** Water Control Diagnostic Plots. CHAN, K. S. SPE 30775, 1995.

A partir de esta curva, se puede concluir que entre mayor sea el espaciado entre pozos, mayor será el tiempo de partida, este fenómeno también depende de otra serie de factores, tales como caída de presión, presión, tasa de intrusión de agua y permeabilidades relativas.

Los datos de producción disponibles para los análisis, deben ser confiables, y si se cuenta con una gran cantidad de datos, mejores pueden ser las interpretaciones, desarrollando el siguiente análisis:

- Grafico de la historia de producción total de forma logarítmica.
- Selección de los periodos donde los mecanismos de producción varían.
- Seleccionar cualquier periodo y realizar una gráfica logarítmica de WOR con sus derivadas.
- Identificar la producción de agua en exceso para el periodo.
- Evaluar pozos que no produzcan agua en exceso y tomarlos como punto de comparación.
- Determinar los valores de las pendientes de la curva de WOR y analizar las tendencias de la curva de las derivadas.

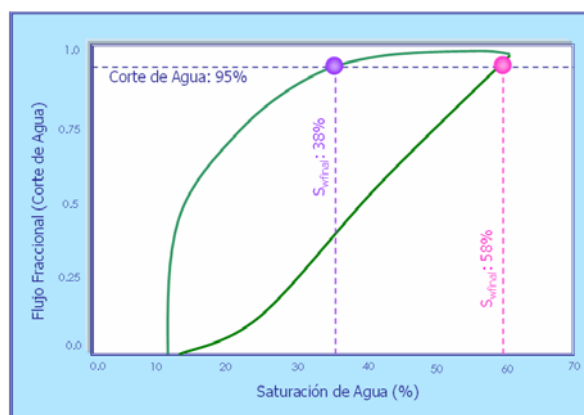
Si las técnicas de diagnóstico se extienden al análisis del comportamiento de varios pozos, se reducirá el manejo total del agua y se obtendrá un incremento importante en la producción total de hidrocarburos en el campo. El primer objetivo de un programa de control del agua en todo un campo, consiste en identificar los pozos que cumplan con las siguientes características:

- El pozo es accesible para realizar una intervención.
- El completamiento es lo suficientemente firme para tolerar la intervención.

- Existe un factor económico relacionado con la reducción de la producción de agua en ese pozo.
- El pozo presenta un problema de control de agua que se puede tratar de una manera económicamente viable.

Al considerar los tratamientos a nivel de campo, se tiene en cuenta la influencia colectiva del comportamiento de la producción de varios pozos, la geología local y regional (considerando estructura y heterogeneidad), lo cual puede afectar el movimiento de los fluidos en el yacimiento y las estrategias de completamiento actuales y futuras. Tomando como base los datos conocidos, o incluso una estimación aproximada del volumen del yacimiento y la curva de flujo fraccional, se puede calcular la recuperación esperada, suponiendo que la producción continúa hasta un corte de agua dado (límite económico). Si se compara la recuperación esperada con la recuperación final indicada por gráficos semilogarítmicos de WOR, se pueden utilizar diagnósticos a nivel de campo para estimar la eficiencia de barrido del yacimiento, si el WOR es menor que la curva de flujo fraccional quiere decir que existe petróleo no barrido (figura 74).

**Figura 74.** Pronóstico de Flujo Fraccional



**Fuente.** Water Control. BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Oilfield Review. Summer, 2000.

## 5.8. EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Una forma de medir el funcionamiento del proceso de inyección de agua, es evaluar su desempeño periódicamente, usando técnicas que permitan definir el avance de la inyección y que además, sean la base para aplicar los métodos de predicción y un punto clave dentro del proceso de monitoreo; dentro de las técnicas más eficientes se encuentran:

- Volúmenes Porosos Inyectados y Desplazados
- Índice de Inyectividad
- Eficiencia de Recobro

Durante todo el proceso de inyección de agua, se toman datos que permiten establecer estos parámetros, a continuación se describen los aspectos más importantes para su determinación.

**5.8.1. Volúmenes Porosos Inyectados.** Se debe realizar el cálculo de la cantidad de agua que se inyecta en el yacimiento y para esto, se usa como unidad de medición, la cantidad de volúmenes porosos de agua que se inyecten, que se encuentren dentro de los estratos y que se estén produciendo; los conceptos más importantes son los siguientes:

- **Volumen poroso desplazado.** Corresponde a aquel volumen de hidrocarburos que ya ha sido removido del yacimiento y por lo tanto, se encuentra ocupado por un volumen de agua inyectada, matemáticamente se puede representar por la ecuación 47.

$$V_{pd} = V_p(1 - S_o - S_w) = A h \phi (1 - S_o - S_w) \quad (47)$$

Los valores de saturación, deben ser actualizados al momento que se desee conocer el valor del volumen poroso desplazado y partiendo de este se puede determinar cual es el potencial del yacimiento en momentos diferentes de la inyección.

- **Volumen Poroso Inyectado.** Es una medida de la cantidad de agua inyectada en el yacimiento, se realiza dependiendo de las zonas que se están inyectando y de los resultados obtenidos por las herramientas de monitoreo, que permiten establecer la cantidad de agua que entra en cada estrato.

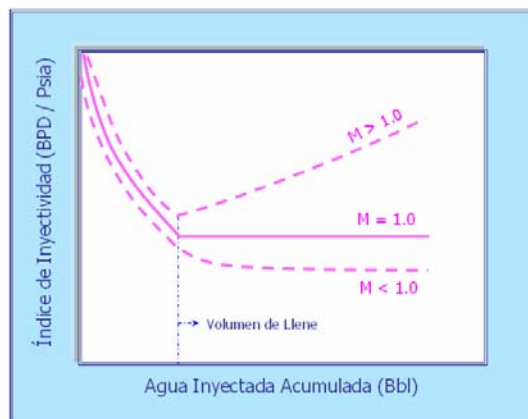
La medición de estos volúmenes, es un punto clave en el monitoreo, seguimiento y control del proceso de inyección de agua, partiendo de ellos se puede determinar el momento en el cual el proceso alcanza el límite económico, es decir, que la cantidad de agua que se está inyectando es demasiada para los recobros obtenidos, esto lleva a la modificación de los perfiles de inyección y producción en el momento adecuado y por lo tanto, a la optimización del proceso.

**5.8.2. Índice de Inyectividad.** En un proceso de inyección, la diferencia de presión generada entre la presión de inyección en el fondo y la presión de yacimiento, hace posible que una cantidad determinada de fluido a una cierta tasa de inyección, penetre la formación. El índice de inyectividad, es una medida de la capacidad de inyección en cada pozo particularmente, se puede definir matemáticamente con la ecuación 48.

$$\text{Índice de Inyectividad (II)} = \frac{\text{Tasa de Inyección}}{\text{Diferencia de Presión}} = \frac{q_i}{\Delta P} \quad (48)$$

El índice de inyectividad se mide en un sistema radial, con el pozo inyector y el agua inyectada a través de él hacia la formación, generando bancos de agua y de aceite, desde el pozo inyector hacia los productores. La relación de movilidades en el yacimiento permite desplazar estos bancos a través de la formación, puede afectar el índice de inyectividad y por lo tanto, existe una relación directa entre ellos.

**Figura 75.** Variación de la Inyectividad



**Fuente.** CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE. 1971.

La relación de movilidades agua-aceite es una medida de la inyectividad del agua en un pozo relativo a su productividad de aceite, después de que el espacio del gas es llenado con un líquido, la variación de la inyectividad en un pozo depende de la relación de movilidades, esto se muestra en la figura 75, al considerar un sistema radial después del llenado del gas, la inyectividad se mantiene constante si  $M = 1$ , se incrementa si  $M > 1$  y disminuye si  $M < 1$ .

**5.8.3. Eficiencia de Recobro.** Los yacimientos no son uniformes en sus propiedades como la permeabilidad, porosidad, distribución de tamaño de

poro, mojabilidad, saturación de agua connata y otras propiedades de los fluidos, las variaciones pueden ser verticales o areales y son generadas desde los ambientes de depositación y eventos siguientes a ello; el comportamiento del yacimiento desde la producción primaria, está altamente influenciado por las heterogeneidades y esto es aún más importante al aplicar un proceso de recobro. La efectividad de un esquema de inyección de agua en un yacimiento, depende de la eficiencia de barrido microscópica y macroscópica, y estas a su vez, dependen de un gran número de propiedades tanto de la roca como de los fluidos que se encuentran en ella.

La eficiencia de recobro,  $E_R$ , es una forma básica de evaluar el avance del proceso de inyección de agua, matemáticamente se puede expresar con la ecuación 49.

$$E_R = E_D * E_{VW} \quad (49)$$

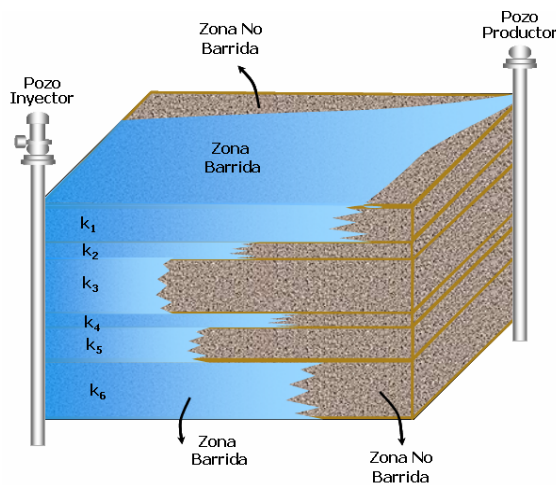
La eficiencia de desplazamiento,  $E_D$ , es una medida microscópica de cuán fácilmente el petróleo puede ser removido de los poros de la roca, está relacionada directamente con las propiedades de la roca y los fluidos. El rendimiento del agua inyectada a nivel de poro o eficiencia de desplazamiento, puede ser determinado por pruebas de laboratorio, de forma teórica (ecuación 50) o por correlaciones empíricas.

$$E_D = \frac{S_{wp} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (50)$$

Las pruebas de laboratorio deben realizarse con corazones y fluidos representativos de la formación y para que la ecuación 50, sea usada para determinar la eficiencia de desplazamiento, debe existir certeza en los parámetros requeridos.

La eficiencia de barrido volumétrica,  $E_{vw}$ , se puede definir como la fracción de volumen poroso de yacimiento (o del arreglo) contactado por el fluido inyectado a un tiempo determinado de la inyección, como se muestra en la figura 76, es decir, es la relación entre el volumen invadido y el total.

**Figura 76.** Eficiencia de Barrido Volumétrica



La eficiencia de barrido volumétrica es una medida de los efectos tridimensionales de las heterogeneidades del yacimiento, por lo tanto, es una combinación de la eficiencia de barrido areal,  $E_A$ , y la eficiencia de barrido vertical,  $E_i$ , esto se puede expresar matemáticamente con la ecuación 51.

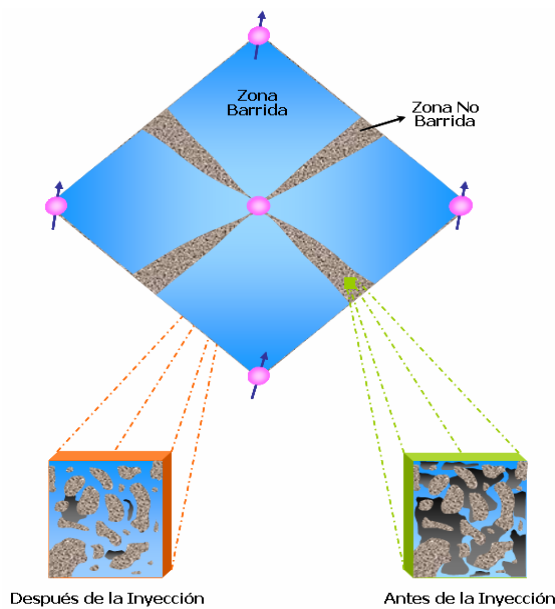
$$E_{vw} = E_A * E_i \quad (51)$$

- **Eficiencia de Barrido Areal.** Al iniciar la inyección de agua, el fluido inyectado se mueve desde los pozos inyectores hacia los productores barriendo un área de yacimiento entre estos, sin embargo, al momento de la ruptura, existe una fracción de área que no ha sido contactada, la fracción que ha sido contactada dentro del patrón define la eficiencia de barrido areal. Por lo tanto, es una medida del área plana de yacimiento que ha sido barrida por el agua inyectada y se muestra como la fracción de

área del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria.

Este parámetro se puede representar gráficamente con la figura 77, tomando como ejemplo un patrón de cinco puntos, se puede ver una zona barrida y otra que no ha sido contactada por el agua, esto ocurre principalmente por las distribuciones de presión generadas en los patrones de inyección que se estén usando y factores naturales como las propiedades de la roca (porosidad, permeabilidad, etc.) y del sistema roca-fluido (permeabilidades relativas, presiones capilares, etc.), las cuales tienen influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

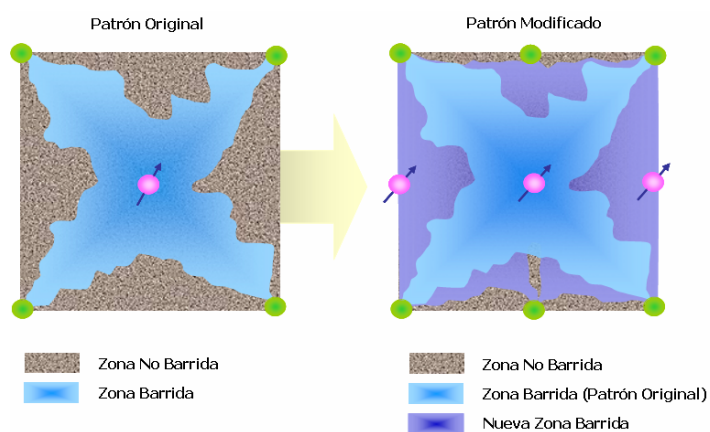
**Figura 77.** Barrido Areal por la Inyección de Agua.



**Fuente.** Abdus Satter y Ganesh Thakur, *Integrated Waterflood Asset Management*. PennWell Books, 1988.

La eficiencia de barrido areal, depende entonces, de la ubicación de los pozos inyectores y productores, ya sea en forma de patrones o irregularmente; en el proceso de inyección de agua se usan distribuciones de pozos muy diversas y escoger el más adecuado y modificarlo con el tiempo, mejora la eficiencia de barrido areal, esto se puede ver en la figura 78, la cual representa un cambio de un patrón de cinco puntos a uno de nueve puntos, donde se puede notar un gran cambio en esa fracción areal barrida por agua.

**Figura 78.** Modificación de Patrones de Inyección.

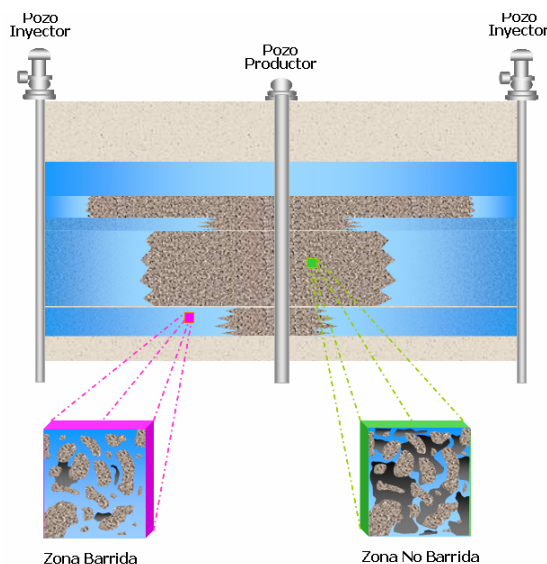


**Fuente.** Abdus Satter y Ganesh Thakur, Integrated Waterflood Asset Management. PennWell Books, 1988.

Pero además de la distribución de los pozos, existen otros factores que afectan la eficiencia como es la relación de movilidades, cuyo aumento genera disminución en la eficiencia de barrido areal y muy importante también, el volumen de fluido inyectado, ya que al alcanzar la ruptura en un proceso de inyección, la eficiencia de barrido areal seguirá aumentando proporcionalmente a la cantidad de agua inyectada.

- Eficiencia de Barrido Vertical.** Como consecuencia de las variaciones de permeabilidad en la dimensión vertical, ningún fluido inyectado se mueve como un frente regular; en las fracciones de yacimiento más permeables, el agua se mueve más rápidamente y en las menos permeables de una forma más lenta, esto se puede ver en la figura 79, donde el agua se desplaza desde los pozos inyectoros a los productores, de una forma no uniforme, dejando una zona barrida y otra que no lo está.

**Figura 79.** Desplazamiento Vertical por la Inyección de Agua



**Fuente.** Abdus Satter y Ganesh Thakur, *Integrated Waterflood Asset Management*. PennWell Books, 1988.

Una medida de la uniformidad del desplazamiento del agua inyectada es la eficiencia de barrido vertical, definida como la fracción de sección vertical contactada por el fluido inyectado. Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical y no permiten que este valor aumente, se encuentran: la heterogeneidad del yacimiento, que hace que el desplazamiento del agua sea más fácil en unos estratos que en otros; aumento en la relación de movilidades, el cual hace que disminuya la eficiencia de barrido vertical; el flujo cruzado entre capas hace que el

fluido inyectado no desplace la mayor cantidad posible de petróleo y la cantidad de fluido inyectado, hace que el movimiento de este sea lo más uniforme posible y con el tiempo aumenta la eficiencia de barrido vertical.

La eficiencia de barrido volumétrico involucra una gran cantidad de factores que se encuentran en todo el volumen del yacimiento y por lo tanto, es un parámetro básico para el seguimiento del proceso de inyección y sobre todo, para el establecimiento del potencial del yacimiento y la posible aplicación de métodos alternativos. Algunos factores afectan la eficiencia de barrido volumétrica, debido a que esta incluye los efectos areales y verticales, algunos de estos se analizan a continuación:

- **Fuerzas Gravitacionales.** La segregación por gravedad ocurre cuando las diferencias de densidad entre el fluido desplazante y desplazado son lo suficientemente grandes para inducir una componente vertical en el flujo del fluido, aún cuando la principal dirección de flujo sea un plano horizontal; por ello, cuando se inyecta un fluido más denso que el petróleo como el agua, esta tiende a moverse preferencialmente en la base de las formación y por lo tanto afecta el desplazamiento uniforme por el volumen poroso, disminuyendo la eficiencia de barrido volumétrico, estas fuerzas están directamente relacionadas con la tasa de flujo ya que responden a un gradiente de presión.
- **Fuerzas Capilares.** Dependiendo de las condiciones de la roca, las fuerzas capilares afectan el proceso de inyección. En una roca preferencialmente mojada por agua, las fuerzas capilares producen imbibición en los poros más pequeños o estratos menos permeables dentro del yacimiento, lo que hace que el desplazamiento de petróleo sea más eficiente en las zonas menos permeables y en rocas preferencialmente mojadas por aceite, las

fuerzas capilares petróleo-agua tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de petróleo.

Existen algunos métodos aplicables para determinar la eficiencia de barrido volumétrica, dependiendo del tiempo que haya transcurrido luego del inicio de la inyección de agua; algunas opciones para este cálculo son:

- Obtener un valor al iniciar la inyección de agua, como volúmenes de fluido inyectado y producido son certeros, se puede calcular por diferencia de ellos.
- Calcular la eficiencia de barrido usando la eficiencia areal y vertical, tomando en cuenta análisis de corazones y registros, además del análisis de otras propiedades de la roca y fluidos.
- Cálculo por medio de correlaciones obtenidas de la simulación numérica de los patrones que se estén trabajando; sin embargo, estas correlaciones tiene algunas suposiciones como son: no hay flujo cruzado entre capas, especificar datos de permeabilidades relativas, saturación de aceite inicial y residual son 0.7 y 0.25, respectivamente.

Los cálculos de barrido volumétrico pueden ser determinados con base en la estimación del volumen neto de agua inyectada, pero en la mayoría de los casos estos valores no son confiables debido a que en el yacimiento, el agua puede perderse en otras zonas y por lo tanto es difícil determinar estos valores. William Cobb, describe una técnica para calcular valores de la eficiencia de barrido volumétrico usando solamente datos de producción, se basa en un balance volumétrico y en los principios de la inyección de agua, las condiciones de aplicación de este método son las siguientes:

- Presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja al iniciar la inyección de agua.
- Yacimientos con o sin presencia de saturación de gas libre al iniciar la inyección de agua.
- El método es válido solamente después del llenado del gas, el cual se alcanza en todas las capas.
- El aceite remanente dentro del yacimiento es localizado en la porción barrida por el agua o en el banco de aceite del yacimiento.

Los principales factores que alteran los resultados del método son el volumen poroso inyectable, saturación de aceite al iniciar la inyección de agua, saturación de agua connata y saturación de agua promedio en la porción de yacimiento barrida por agua; el método es mostrado con un patrón de cinco puntos, pero se puede usar para cualquier patrón regular o irregular luego del llenado del gas y si no existe gas inicialmente, se puede comenzar desde el inicio de la inyección.

Si se inicia la inyección de agua cuando la presión del yacimiento esta por debajo de la presión de burbuja, se tienen saturaciones de agua, aceite y gas en el yacimiento, y se pueden identificar las tres zonas que varían desde el pozo inyector hacia los productores, al continuar el proceso, el tiempo de llenado se alcanza, es decir, todo el gas libre se disuelve nuevamente y la zona de aceite alcanza a los pozos productores, el avance del proceso continua hasta que se produce la ruptura del agua inyectada en los pozos productores. Sin embargo, en un yacimiento estratificado no se obtiene el llenado al mismo tiempo, pero al avanzar el proceso, se alcanza en todas las capas significativas del yacimiento, al igual que la ruptura del agua se alcanza en tiempos diferentes en todos los estratos; teniendo en cuenta las suposiciones mencionadas, la producción acumulativa de aceite desde el

inicio de la inyección, es igual a la cantidad de aceite antes de la inyección menos la cantidad de aceite remanente, este último se puede representar matemáticamente por la ecuación 52.

$$Nr = A. \text{ Banco Agua} + A. \text{ Banco Aceite} \quad (52)$$

La cantidad de aceite en el banco de agua y en el de aceite, corresponde a la ecuación 53 y 54.

$$A. \text{ Banco Agua} = \frac{V_p E_{vw} (1.0 - S_{wp})}{B_o} \quad (53)$$

$$A. \text{ Banco Aceite} = \frac{V_p (1.0 - E_{vw})(1.0 - S_{wc})}{B_o} \quad (54)$$

Con base en las anteriores ecuaciones se tiene una expresión correspondiente a la eficiencia de barrido volumétrica (ecuación 55).

$$E_{vw} = \frac{\frac{N_p B_o}{V_p} + 1.0 - S_o - S_{wc}}{S_{wp} - S_{wc}} \quad (55)$$

Este método se ha usado exitosamente en campos maduros, ya que solo se requieren datos de producción, además los parámetros requeridos usualmente se conocen.

## 6. TRATAMIENTOS DE CONTROL EN LA INYECCIÓN DE AGUA

Luego de realizar los procedimientos de monitoreo y seguimiento, identificar los problemas y controlarlos es el siguiente paso en el proceso; un factor dominante en el éxito de las operaciones de inyección de agua, es contar con una cantidad suficiente de agua para inyectar en la zona de interés, pero además, esta debe tener ciertos requerimientos, para que no afecte el proceso, ni las arenas petrolíferas; por lo tanto, es necesario conocer los elementos que contienen el agua y los tratamientos que existen para tratarlos con el fin de hacer más efectiva la inyección. El agua ideal para una inyección de agua debe contar con las siguientes características:

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

Debido a que es muy difícil encontrar este tipo de agua en la naturaleza, es necesario realizar esfuerzos con tratamientos adecuados para proporcionar un agua con tales especificaciones.

En la tabla 12 se observan los tratamientos requeridos en el agua tanto de inyección como de producción, teniendo en cuenta que dependiendo de las condiciones propias de cada campo y del agua, los procedimientos varían.

**Tabla 12.** Problemas Encontrados en el Agua de Producción y en el Agua de Inyección

PROBLEMA	AGUA DE INYECCIÓN	AGUA DE PRODUCCIÓN
Contenido de Sólidos (Disueltos y Suspendidos)	X	
Contenido de Aceite		X
Gases Ácidos (O <sub>2</sub> - CO <sub>2</sub> - H <sub>2</sub> S)	X	X
Formación de Escamas	X	X
Contenido Bacterial	X	
Corrosión		X

El sistema de tratamiento para un proceso de inyección de agua considera el agua de inyección como parte integral del sistema producción-separación-descarga-inyección. Los equipos de separación y tratamiento son diseñados, construidos y operados de acuerdo a las características de los fluidos producidos, la fuente de agua y las propiedades del yacimiento que conformarán el conjunto de requerimientos para la inyección, además de las regulaciones y restricciones medio ambientales aplicadas a la descarga de fluidos al ambiente; al comparar los requerimientos de calidad para los fluidos de inyección y de descarga con las propiedades del agua producida y/o de la fuente de agua, es posible indicar los tipos y el grado de tratamiento para cada agua.

La adición de químicos a los fluidos producidos y la operación de las facilidades de separación, alternadamente afectarán la calidad del agua producida desde estos equipos, y será necesario un tratamiento adicional para alcanzar los requerimientos necesarios para inyección o para descarga en vertimientos, en la figura 80, se muestra una estrategia general para seleccionar el agua más adecuada y el correspondiente tratamiento durante el proceso de inyección de agua.

**Figura 80.** Estrategia para Seleccionar la Fuente de Agua y el Tipo de Tratamiento



**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management, Thakur Ganesh C. 1998.

El agua que es inyectada para obtener mayor producción de aceite eventualmente pasará a través del yacimiento y reaparecerá con los fluidos producidos, o el agua que es descargada puede reaparecer en la fuente de agua, entonces es importante recordar que cada una de las partes que conforman el sistema producción-separación-tratamiento-inyección-

descarga se encuentran enlazadas en todo el sistema y no deben ser tratadas como independientes. Tres variables juegan un papel importante en el diseño y operación del equipo requerido para el tratamiento del agua:

- Tipo de inyección de agua y propiedades de la formación a inyectar; indicar el tipo de inyección de agua en términos de volumen, tasa y tiempo que tendrá una marcada influencia en la selección de la fuente.
- Naturaleza del agua producida y posibles métodos para su posterior disposición, las características del yacimiento y las restricciones medio ambientales determinarán los requerimientos de calidad para el agua de inyección y para el agua de descarga.
- Identificación y caracterización de las posibles fuentes de agua para inyección, las propiedades del agua producida y cualquier fuente adicional y los requerimientos de calidad establecerán qué proceso de tratamiento o qué opciones están disponibles para convertir o tratar el agua producida y la fuente para alcanzar la calidad requerida.

Generalmente pueden utilizarse varios tipos de equipos para tratar un componente particular o para alcanzar la calidad requerida, es necesario seleccionar el proceso más efectivo de acuerdo a restricciones de costos, seguridad y medio ambiente; una vez se ha seleccionado, diseñado y construido el equipo para llevar a cabo el tratamiento del agua, debe operarse eficientemente y debe monitorearse su desempeño para asegurar que se alcancen los requerimientos de calidad en el agua durante toda la vida del proceso de inyección de agua, todo esto puede resumirse en los siguientes pasos para seleccionar el proceso de tratamiento del agua :

- Caracterización del yacimiento y del tipo de inyección de agua.
- Identificación del agua producida y de los métodos para su disposición.
- Identificación y caracterización de las fuentes alternativas de agua.
- Especificación de los requerimientos de calidad para el agua de inyección.
- Selección de operaciones de tratamiento para alcanzar la calidad necesaria.
- Diseño, construcción y operación del equipo de tratamiento.
- Monitoreo para el comportamiento del equipo de tratamiento.

Cada sistema de inyección de agua requerirá un programa de monitoreo para evaluar y mantener la calidad del agua, el mejor procedimiento para un proyecto depende de las características del agua, del yacimiento y de las facilidades de producción e inyección; la elección del sistema de monitoreo más eficiente y económico puede determinarse por medio de un estudio de las necesidades y de los diferentes equipos. Los equipos y procesos disponibles para el tratamiento de agua son desarrollados y mejorados constantemente, cada proveedor de tratamiento químico o equipos suministra manuales, libros y folletos de principios y manejo de estos en inyección de agua. A continuación se describen los tratamientos más comunes asociados al agua de inyección.

## **6.1. REMOCIÓN DE OXÍGENO**

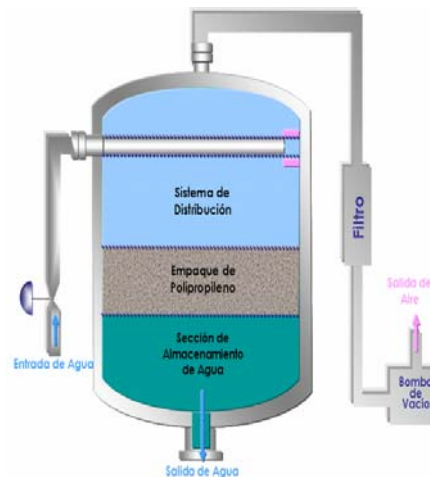
Las fuentes de agua normalmente se encuentran saturadas con oxígeno, otras fuentes pueden adquirirlo durante el proceso, por tal motivo es deseable contar con un sistema que permita su remoción; los métodos recomendados para extraerlo son:

- **Reacciones Químicas.** Se remueven pequeñas cantidades de oxígeno por medio del uso de un producto químico de fácil oxidación, generalmente sulfito de sodio, sodio y bisulfato del amonio o hidracina (Es una base altamente reactiva y un agente reductor denominada limpiadora de oxígeno). Este tipo de químicos se utilizan comúnmente después de la torre desaireadora para reducir el contenido de oxígeno a unas pocas partes por millón (1 a 3 ppm) hasta 0.05 ppm. Cuando el agua a tratar contiene CO<sub>2</sub> se utiliza en forma de catalizador con el fin de acelerar la reacción, en los procesos de inyección de agua se utiliza sulfito de sodio en lugar de la hidracina debido a su bajo costo.
- **Desaireación al vacío.** La remoción de oxígeno con desaireación al vacío no fue muy exitosa en los tratamientos para el agua de inyección en sus inicios, debido a su baja eficiencia, a la inexperiencia en su operación y a los altos costos de las bombas de vacío, pero, con la eficiencia y los costos de los equipos disponibles actualmente, el uso de estas ya no es una desventaja. Una típica unidad de desaireación al vacío (figura 81), puede estar formada de una o más etapas dependiendo del contenido de oxígeno disuelto en el agua a tratar, en inyección de agua generalmente se utilizan tres etapas; debido a que la solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del sistema, al reducir la presión se reduce la cantidad de gas disuelto, así que el empaquetamiento en la torre y un caudal de flujo adecuado proporcionan una amplia área superficial para el agua, permitiendo que ésta alcance un equilibrio al pasar a través de la torre.

Para propósitos de diseño, la tasa de flujo de agua debe estar en el rango de 40 a 50 gal/min-pie<sup>2</sup> de área transversal, un factor importante en el diseño consiste en la ubicación de líneas de extracción de vapor

suficientemente largas para prevenir una excesiva caída de presión, ésta se convierte en una buena opción para retirar el oxígeno del agua cuando no existe disponibilidad de gas natural o gas inerte.

**Figura 81.** Torre Desaireadora o de Vacío

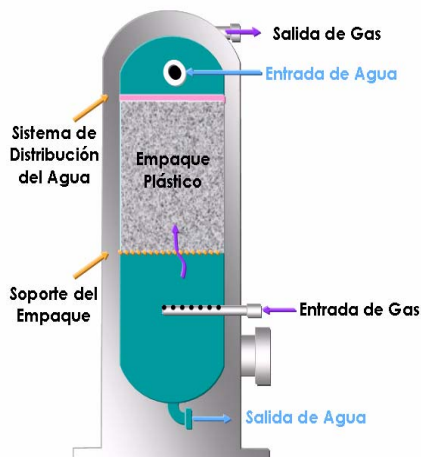


**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

- **Despojador a contracorriente con gas natural o gas inerte.** El despojo de oxígeno por medio de gas natural o inerte en contracorriente es otro método utilizado en procesos de inyección de agua; si se tiene un gas con una buena calidad (poco  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ), este proceso puede ser atractivo ya que el gas efluente del proceso de desaireación puede utilizarse posteriormente como gas combustible en el campo.

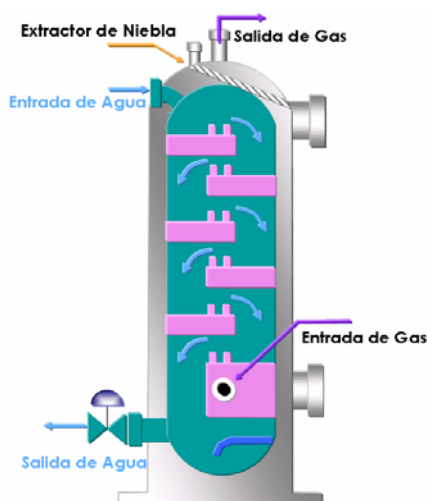
En las figuras 82 y 83, puede observarse la simplicidad del proceso, la operación depende del balance de la tasa de flujo del gas que se mueve hacia arriba en la columna, en contra del flujo de agua (abajo), la tasa de agua no debe ser tan alta para que no disminuya la eficiencia de remoción del oxígeno.

**Figura 82.** Torre Desaireadora Empacada Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

**Figura 83.** Torre Desaireadora de Platos Tipo Despojadora con Gas en Contracorriente



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

Si existe  $\text{CO}_2$  en el agua a tratar, éste también será expulsado a medida que se extrae el oxígeno al sistema de vacío, pero si el gas natural es rico en  $\text{CO}_2$ , el agua lo absorberá en la torre de despojo de oxígeno; cualquiera de estos procesos puede ser bueno o malo dependiendo del agua que se desea tratar,

la remoción de CO<sub>2</sub> causa un aumento en el pH del agua, el cual puede significar la precipitación de escamas de carbonato, la absorción de CO<sub>2</sub> disminuirá el pH y se reducirá la posibilidad de formación de escamas, pero si se absorbe mucho CO<sub>2</sub> pueden aparecer los efectos de la corrosión. Todos estos efectos deben preverse antes de utilizar este método para la remoción del oxígeno presente en el agua.

## 6.2. REMOCIÓN DE GASES ÁCIDOS

Los gases ácidos, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> usualmente resultan de la producción de aceite, aunque el CO<sub>2</sub> puede ser absorbido por el agua desde el aire a unas condiciones específicas. No existe un simple tratamiento químico que permita remover estos gases, aunque el uso de la acroleína (Líquido incoloro o amarillo de olor desagradable, utilizado principalmente como un químico intermedio en la producción de ácido acrílico y sus esteres) ha sido utilizada exitosamente en varios casos, por tanto, se utilizan preferiblemente algunos métodos mecánicos.

El manejo de estos gases después de su remoción puede ser complicado y costoso, por ejemplo, la emisión del H<sub>2</sub>S es perjudicial para el medio ambiente y no está aprobada por las entidades reguladoras, la solución más común, es incorporar en las facilidades de superficie equipos que minimicen el efecto de los gases disueltos (Esta opción es más económica que la remoción de los gases, especialmente si el proceso de remoción es aireación).

Un sistema para la remoción de gases ácidos es la aireación del agua, el cual entonces conduce al problema posterior de remover el oxígeno, este proceso

también causa la oxidación y precipitación del hierro y del magnesio. Ostroff describe nueve diferentes tipos de aireadores, los tres más comunes utilizados en inyección de agua son el de platos - coke (Coke - Tray), el de platos - vigas de madera (Wood - Slat - Tray) y el de tipo aireador forzado (Forced - Draft aerators); en cada uno de estos el principio básico es asegurar el contacto entre el agua y el aire. La más baja concentración de H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> alcanzada con aireación depende de las solubilidades relativas de estos gases en el aire y de las características del agua a tratar.

### **6.3. REMOCIÓN DE SÓLIDOS**

Los sólidos suspendidos presentes en el agua pueden causar problemas como: Taponamiento de líneas, válvulas u otras facilidades de superficie, erosión en válvulas, bombas y líneas, taponamiento de la pared del pozo y de la formación y precipitación de escamas. Estos agentes dañinos para los procesos de inyección pueden ser en primera instancia, partículas de arena, arcillas, lodo y materia orgánica, los precipitados formados por reacciones químicas y los productos de corrosión, tales como óxido de hierro o sulfuro de hierro son también posibles agentes taponantes; los agentes biológicos como colonias de bacterias, algas y plancton, también pueden presentar problemas, particularmente en las aguas superficiales.

Cuando se encuentran concentraciones de sólidos que exceden de 1-5 ppm (Dependiendo de las características de la formación en la que se va a inyectar), es necesario implementar un proceso que permita su remoción, estos generalmente corresponden a métodos mecánicos. El método más simple para la eliminación de sólidos en el agua es la sedimentación, éste

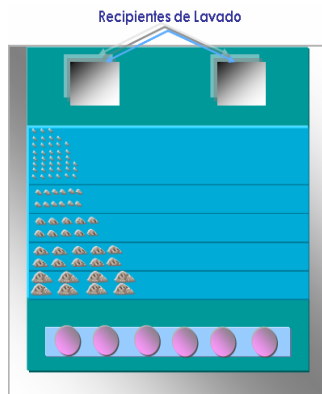
utiliza un tanque de tamaño y capacidad suficiente, que permita un tiempo de retención largo para que la mayor cantidad de sólidos vayan al fondo de él, donde son recogidos por una placa estratégicamente ubicada en forma inclinada; generalmente se utiliza un sistema doble con el fin de continuar con el proceso de sedimentación mientras se realizan procesos de mantenimiento y limpieza.

El tiempo de retención requerido se establece de acuerdo a la tasa a la cual las partículas sólidas viajan hacia el fondo del tanque, dicha tasa está dada por la ley de Stokes (ecuación 56); se han establecido tiempos de retención de 2-4 horas y velocidades de flujo promedias de 1 pie/min para proveer una sedimentación adecuada. Para lograr una mayor efectividad del proceso, se adicionan químicos que provean floculación de las partículas más pequeñas, estos incluyen floculantes como sulfato de aluminio, alumbre de potasio, sulfatos férrico y ferroso, alumbre de aluminio y varios polímeros; la selección de uno de ellos debe fundamentarse en pruebas en sitio para determinar su verdadera efectividad.

$$v = \frac{gD^2(\rho_w - \rho_o)}{\mu_w} \quad (56)$$

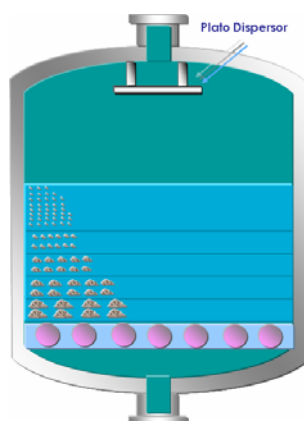
Existen varios equipos de filtros disponibles para remover las sustancias sólidas presentes en el agua. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, accionados por gravedad y activados por presión; como su nombre lo indica, los primeros permiten que el agua fluya hacia abajo impulsada por la fuerza de gravedad, la tasa de filtración en ellos es muy lenta y tienden a tener longitudes muy largas, este tipo de filtros es raramente utilizado en las operaciones de inyección de agua (figura 84).

**Figura 84.** Corte de un Filtro Accionado por Gravedad



**Fuente.** A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

**Figura 85.** Corte de un Filtro Accionado por Presión



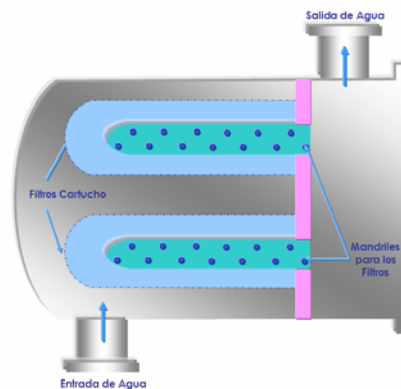
**Fuente.** A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

Los filtros de presión son utilizados comúnmente en los procesos de inyección de agua, operan bajo presión, normalmente en el rango de 2-40 psia. Estos filtros (figura 85), pueden utilizarse en sistemas cerrados, es posible operarlos normalmente en el caso que existan incrementos en las tasas y además manejan altos volúmenes de agua. Según el contenido de sólidos suspendidos en el agua a tratar, los filtros a presión se pueden dividir en dos

tipos: baja capacidad (utilizados en aguas con poco contenido de sólidos) y alta capacidad (utilizados en agua con un alto contenido de sólidos).

- **Filtros de cartucho.** Se muestran en la figura 86, son recipientes que contienen elementos que pueden ser regenerados de acuerdo al tamaño de partícula que pasará a través de ellos; en el caso de contar con agua que contiene una alta cantidad de sólidos suspendidos (mayor a 2 mg / L) es impropiciente utilizar un filtro de este tipo debido a los altos costos de mantenimiento y operación que se tendrían si llegará a presentarse una falla.

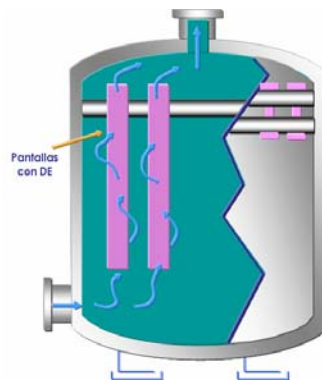
**Figura 86.** Filtro a Presión Tipo Cartucho



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

- **Filtros de Diatomaceous Earth-DE.** Se muestra una figura 87, utiliza una torta de diatomaceous earth (Sustancia no tóxica formada de organismos fósiles de agua dulce o de mar, utilizada como medio filtrante) aplicada sobre pantallas de varios tamaños, formas y materiales que se encuentran contenidas dentro de un tanque a presión a través del cual fluye el agua; maneja aguas con un alto contenido de sólidos totales disueltos (superior a 20 mg / L), entregando un agua con una excelente calidad.

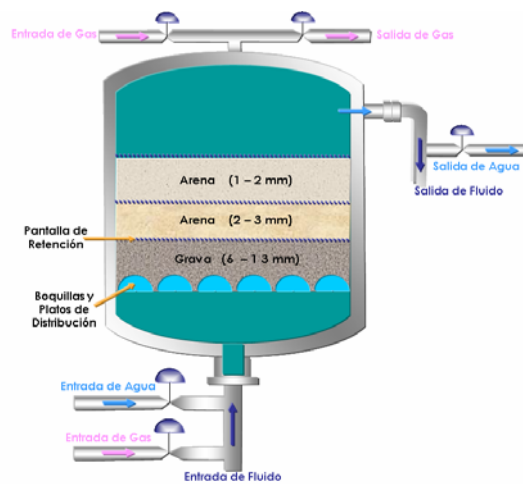
**Figura 87.** Filtro a Presión con Diatomaceous Earth



**Fuente.** A Review of Waterflood Filtration. Joseph W. Kirk.

- **Filtros de Lecho Empacado.** (figura 88), permite la filtración de una gran cantidad de sólidos suspendidos en el agua, el agua fluye hacia arriba o hacia abajo a través de uno o múltiples medios filtrantes dentro de un tanque.

**Figura 88.** Filtro a Presión con Lechos Empacados



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

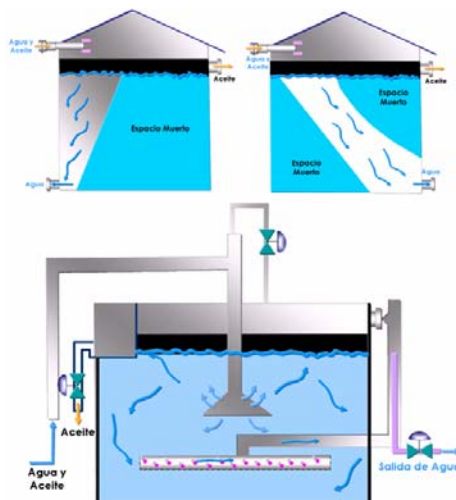
La selección de uno u otro tipo de filtro para un determinado proyecto debe realizarse en base a una serie de pruebas piloto que permitan identificar el más beneficioso tanto a nivel técnico como económico, donde se incluyan

factores tales como: calidad del agua a tratar, calidad deseada para el agua de inyección, ubicación tanto de los pozos inyectoros y productores como de la fuente, costos de instalación y mantenimiento, entre otros.

#### 6.4. REMOCIÓN DE ACEITE

En la figura 89 se observa un tanque desnatador (Oil Skimmer) utilizado para remover el aceite del agua y su diseño también se basa en la ley de Stokes, pero aquí las gotas de aceite flotan hacia la superficie. Existen diversos equipos comerciales, dentro de los cuales se encuentran: torre de platos corrugados, separadores API, celdas de flotación de gas disuelto y de gas inducido.

**Figura 89.** Tanques de Sedimentación y Desnatador de Aceite.



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

Pequeñas cantidades de aceite en el sistema de inyección raramente ocasionan problemas de taponamiento a menos que contengan una cantidad

razonable de asfáltenos, parafinas u otros hidrocarburos sólidos. Sin embargo, las gotas de aceite se encuentran usualmente adheridas a los sólidos contenidos en el agua, estas tienden a disminuir la densidad efectiva de las partículas reduciendo la efectividad del proceso de sedimentación. Por esta razón y debido a la pérdida de aceite, generalmente se remueve del agua que está siendo tratada.

## **6.5. PREVENCIÓN DE ESCAMAS**

Cuando se forman componentes insolubles en el agua a partir de reacciones de constituyentes asociados a ella, pueden depositarse en tuberías u otros equipos por donde fluye el agua, dependiendo de los componentes presentes en el agua, las sustancias que pueden formar escamas en operaciones de inyección de agua son: carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y compuestos de hierro, tales como oxido férrico y sulfuro ferroso. La formación de escamas reduce el diámetro interno (ID) de las líneas de flujo de agua, extendiéndose por varios metros convirtiendo estas zonas en inutilizables debido a los taponamientos que incluso pueden ocurrir en los pozos inyectoros; de acuerdo a esto, una parte importante en el tratamiento del agua es el control de escamas.

Este es un gran problema químico que requiere la realización de pruebas piloto que proporcionen el mejor tratamiento a implementar (tipo de químico, cantidad y manera de uso). Los agentes de captura o los inhibidores de escamas son utilizados para prevenir su formación, los inhibidores detienen el crecimiento de los cristales antes que estos lleguen a convertirse en grandes precipitados; no es recomendable esperar hasta que la

precipitación de escamas se convierta en un gran problema, por tanto es indispensable seleccionar un inhibidor en base a un análisis químico del agua para evitar su formación.

## **6.6. CONTROL DE POBLACIONES BACTERIANAS**

Los lodos y las bacterias son controlados por químicos que destruyen las bacterias o que detienen su crecimiento, estas bacterias pueden taponar los pozos inyectoros, líneas de distribución de agua y equipos, además, contribuyen al aumento de los problemas de corrosión; generalmente todas las aguas contienen población bacteriana, la cantidad, tipo y actividad de bacterias determinarán si ellas son un problema para el proceso.

El agua fresca y las salmueras pueden contener bacterias que generan problemas severos, si se sospecha de su presencia, es necesario tomar muestras de agua para analizarlas en el laboratorio y determinar su tipo. Existen cuatro tipos de bacterias encontrados generalmente en los campos petroleros: bacterias sulfato-reductoras, bacterias del hierro, lodos formadores de bacterias y clostridiums; el API ha establecido una prueba estándar para analizarlas. Además de la cantidad y tipo de bacterias, su actividad poblacional determinará la magnitud del problema operacional, ésta es proporcionada por exámenes de metabolismo bacteriano de las colonias presentes en el agua.

Varios tipos de tratamiento se encuentran disponibles para controlar las bacterias en los sistemas de agua, desafortunadamente ningún método es universalmente efectivo (Ninguno destruye por completo las bacterias).

El método más empleado consiste en procesos de raspado y acidificación seguidos por humectación y baños con solventes o detergentes; los materiales utilizados varían de un sistema a otro, así que los procesos de limpieza también varían de una operación a otra. Biocidas tales como clorina (Sustancia sintética formada a partir del ión cloro adicionada al agua en su proceso del tratamiento para matar bacterias, virus, parásitos, algas y hongos) e hipoclorito de sodio son utilizados frecuentemente en el tratamiento de aguas que contienen una relativa poca cantidad de bacterias, algas y hongos, como en el caso de aguas marinas, pero debido a sus excesivos costos, su utilización no ha sido masificada en el tratamiento de aguas que contienen una elevada concentración de estos organismos; estos biocidas se adquieren a través de un proveedor y su presentación aparece en bultos, aunque también se pueden generar en el sitio utilizando electrolisis para desasociar la clorina del agua salada.

Otros biocidas efectivos incluyen aminas, diaminas, compuestos cuaternarios del amonio y formaldehídos, que pueden aplicarse por baches o tapones en tratamientos periódicos o ser adicionados continuamente al sistema; su inyección en la corriente de agua del sistema se lleva a cabo a través del uso de bombas o alimentadores disponibles en la industria, los puntos de ubicación de estas bombas son los más críticos en todo el sistema de inyección, el producto químico debe unirse al agua en los puntos donde ella fluye activamente y no en los puntos muertos con el fin de incorporarlo totalmente y aumentar su efectividad en el tratamiento por un tiempo adecuado tal que garantice la destrucción de las bacterias. En algunos casos, el mejor procedimiento consiste en llenar el sistema con biocida cerrándolo posteriormente por algún periodo tiempo para que éste actúe mucho mejor.

Para llevar a cabo un mejor control de las poblaciones bacterianas, se ha masificado en los procesos de inyección de agua el uso de combinaciones de los métodos y tratamientos químicos. Por ejemplo, el uso continuo de clorina o hipoclorito de sodio y la adición de baches de glutaraldehído ha sido utilizado exitosamente en los proyectos de inyección de agua en los yacimientos del mar del norte.

Para un sistema de inyección dado, el tratamiento más efectivo incluirá un químico económico, compatible con el agua a tratar y con otros químicos contenidos en ella, que no se convierta en un agente taponante y que no sea tóxico, ni que ocasione problemas en su manejo; para seleccionarlo es necesario llevar a cabo pruebas de compatibilidad en un laboratorio especializado que permitan definir el tipo, la cantidad, la periodicidad y el sitio de su aplicación.

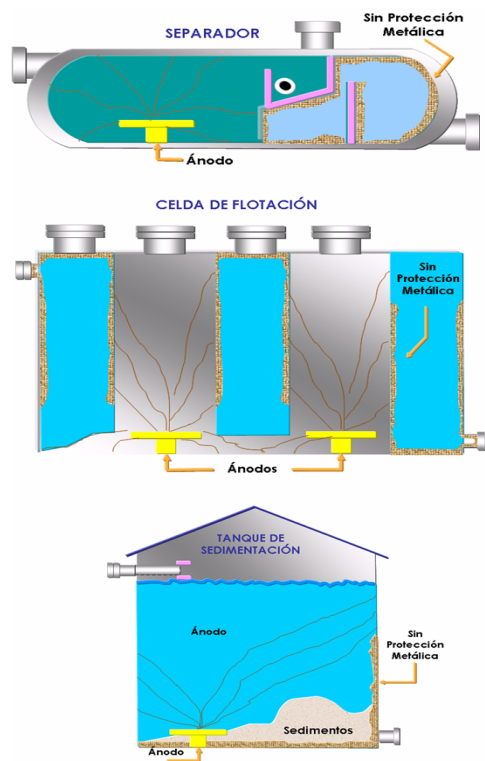
## **6.7. CONTROL DE CORROSIÓN**

Un camino para definir la corrosión es analizar la interacción entre el material de los equipos y el medio ambiente, existen dos caminos para controlar la corrosión, uno de ellos corresponde a la selección o modificación del material de los equipos y el otro consiste en el cambio de medio ambiente. Un buen diseño y una operación correcta de un sistema de inyección de agua pueden eliminar o controlar el costoso problema de corrosión. El primer problema de corrosión en inyección de agua es la interacción entre el acero y el agua, los principales métodos que controlan sus efectos incluyen:

- **Control del medio ambiente.** En este caso se aplican prácticas tales como: mantener el agua fuera de contacto con el aire o extraer el oxígeno que se encuentra en solución, tal como se explicó en la remoción de oxígeno anteriormente discutida. Por otro lado, los procedimientos empleados para remoción de gases ácidos ( $H_2S$  y  $CO_2$ ) y control bacterial no son aplicables en el control del medio ambiente.
- **Tratamiento químico.** La adición de inhibidores químicos de corrosión es la práctica más comúnmente utilizada en los proyectos de inyección de agua debido a factores económicos y operacionales (fácil manejo); los químicos más utilizados son los de tipo formadores de laminas (películas protectoras), tales como aminas y diaminas, aunque los componentes cuaternarios de amonio también han sido muy útiles en el tratamiento de aguas superficiales; estos químicos son inyectados a la corriente de agua en puntos apropiados tal que se forme una película para proteger el acero de las tuberías, tanques, pozos y otros elementos del sistema, estas películas aíslan el acero del agua previniendo la corrosión, pero su duración no es permanente, por esto es necesario realizar adiciones periódicas de inhibidores al sistema; el tiempo de duración de la película es función del tipo de inhibidor utilizado, velocidad de flujo, temperatura y tipo de superficie entre otros. La selección del inhibidor apropiado se realiza en base a diferentes pruebas de laboratorio con muestras de agua, aunque por practicidad, se realizan pruebas de ensayo y error para escogerlo, aunque obviamente esta última no es una práctica adecuada.
- **Protección Catódica.** Este es otro método para modificar el entorno, esta técnica utiliza ánodos de sacrificio y/o corrientes inducidas para todo el sistema y entonces prevenir la corrosión. La protección catódica es más aplicable en donde existen grandes áreas compuestas por metal, tales

como interiores de tanques y exteriores de unidades de almacenamiento y/o líneas del sistema de inyección. Los ánodos solamente protegen las superficies de metal que están a la vista en las líneas de flujo, tal como se observa en el figura 90.

**Figura 90.** Protección Catódica por Ánodos de Sacrificio



**Fuente.** The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Stephen C. Rose. Society of Petroleum Engineers. 1989.

Una segunda opción para prevenir la corrosión consiste en la selección o cambio del material utilizado en los equipos que componen el sistema de inyección – producción. Este método obviamente es el más empleado en la etapa inicial de diseño con el fin de evitar costosos procedimientos remediales. El acero en elementos como tanques y equipos tubulares, generalmente puede sustituirse por plástico reforzado en fibra de vidrio o por otros tipos de plásticos existentes para tal efecto; en sistemas donde se manejan bajas presiones y líneas de flujo de agua, las tuberías de

polietileno de alta densidad son la mejor opción para reemplazar el acero y por tanto los efectos de la corrosión.

Si se tienen sistemas de alta presión, la fibra de vidrio o el plástico pueden llegar a ser ineficientes y presentar graves problemas de seguridad para el personal y para las operaciones, ya que un sistema sobre - presionado puede estallar; los sistemas de alivio de presión y el enterramiento de las líneas generalmente reducen al mínimo este problema.

Un método similar para cambiar los materiales expuestos de las líneas de flujo y de tanques consiste en la adición de capas de cemento o plástico, varios tipos de capas se encuentran disponibles en la industria<sup>13</sup>, pero han presentado limitaciones debidas a resistencia química y a temperatura entre otras.

Para el control de corrosión en bombas, válvulas, ajustes de válvulas y otras pequeñas partes en las facilidades de inyección de agua, se emplean materiales resistentes a la corrosión, tales como acero inoxidable, aluminio, bronce y otros materiales sintéticos; la especificación de estos materiales debe preverse cuidadosamente en la etapa de diseño para asegurar que su funcionamiento sea el más adecuado.

Con el fin de definir cuál será el método más adecuado para prevenir y controlar la corrosión, es necesario realizar estudios detallados (Análisis de agua, materiales, medio ambiente, etc.) que permitan identificar el tipo y la naturaleza del mecanismo de corrosión en un determinado sistema, con el fin de establecer el esquema más apropiado para el tratamiento de este problema logrando un mejor desempeño en el proceso de inyección de agua.

## **7. METODOLOGÍA PARA EL MONITOREO, SEGUIMIENTO Y CONTROL DE LA INYECCIÓN DE AGUA**

La explotación de un yacimiento no es una ciencia exacta, involucra parámetros que no pueden ser medidos o definidos en su totalidad; sin embargo, la investigación y la experiencia han generado el conocimiento necesario para organizar una base que permita proporcionar recomendaciones útiles en el desarrollo y operación de un campo, sobre los fundamentos de la tecnología actual, con el fin de mejorar la recuperación de hidrocarburos y en este caso, la inyección de agua.

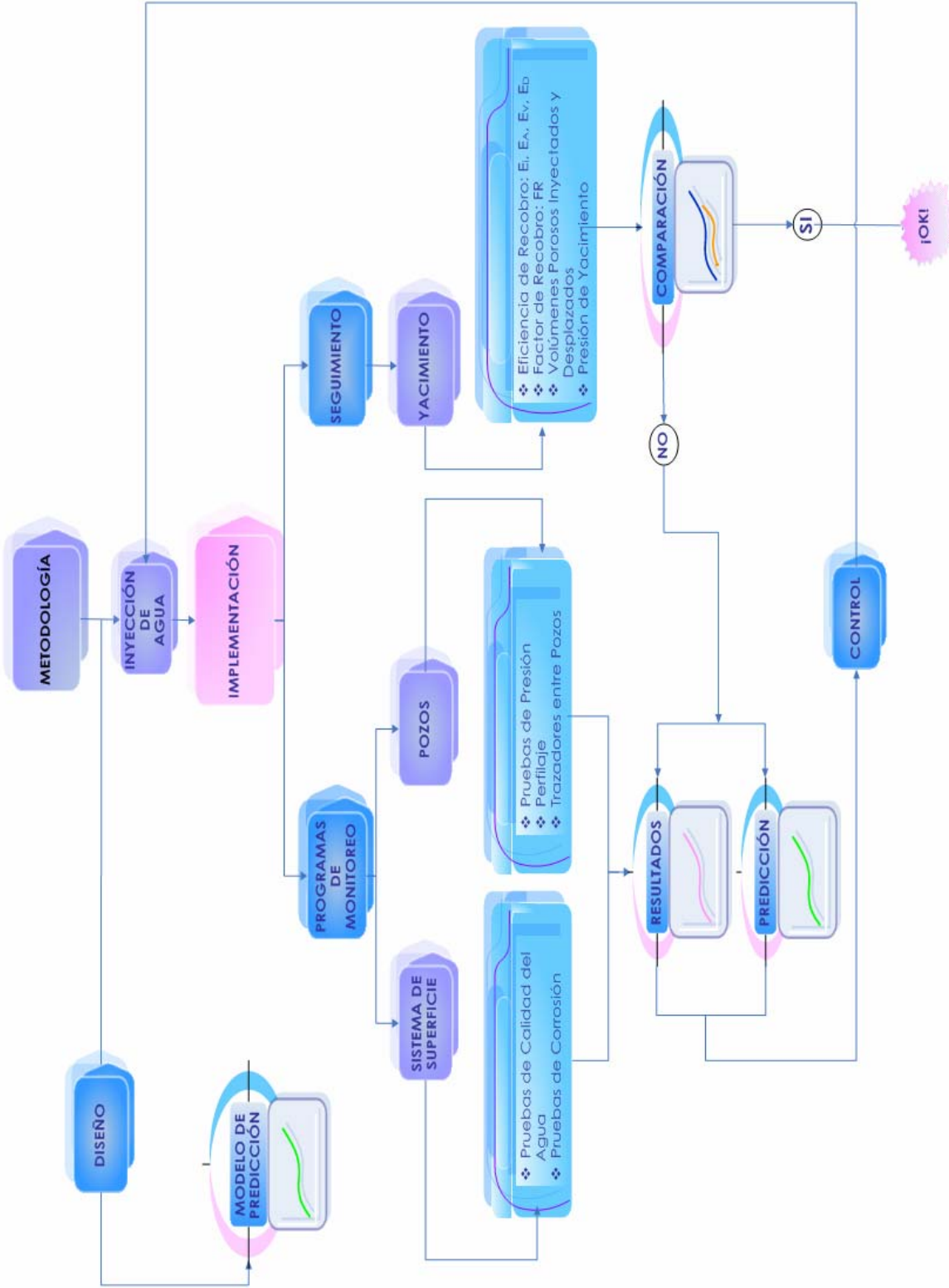
En la planeación y operación de procesos de inyección de agua, intervienen principalmente, la ingeniería de yacimientos y la ingeniería de producción; la primera se encarga de una predicción detallada del comportamiento de la recuperación de aceite mediante la inyección de agua (incluyendo un trabajo integrado con áreas como la geología, análisis de registros y pruebas de laboratorio, entre otras), esto a su vez constituye la base para realizar una proyección económica de la rentabilidad del proceso. La ingeniería de producción aporta estudios sobre la selección y prueba de la fuente y suministro de agua, diseño y dimensiones de los equipos de tratamiento, especificaciones de instalaciones, pruebas para determinar la posible aparición de efectos dañinos para el sistema (corrosión, precipitación de escamas, etc.) y evaluación de los posibles problemas en los pozos antiguos y nuevos; de esta manera se garantiza un correcto desempeño del proceso.

Durante la implementación del proceso de inyección, es necesario que cada una de las dos líneas (yacimientos y producción) responda por el funcionamiento global del proceso, revise el comportamiento del yacimiento, actualice y modifique el modelo de predicción planteado inicialmente, supervise las operaciones de las instalaciones superficiales tanto para inyección como para producción y las reparaciones de los pozos, que son la puerta de interacción entre el yacimiento y la superficie.

La importancia de analizar los factores que afectan el desempeño de la inyección de agua radica en lograr un aumento en el factor de recobro del yacimiento, basándose en el control adecuado de los parámetros de este proceso, a través de un programa de monitoreo estratégico. Una metodología integrada, incluye los parámetros más relevantes al momento de establecer el correcto desempeño de un proceso de recuperación secundaria con inyección de agua, su aplicación y desarrollo en campos petrolíferos.

En la figura 91, es posible observar el desarrollo lógico y ordenado de un proceso de monitoreo, seguimiento y control para la recuperación de hidrocarburos por medio de la inyección de agua, allí se incluyen las diferentes áreas relacionadas con esto, desde el diseño hasta la evaluación del desempeño de la inyección a través del tiempo; cada uno de estos puntos, influyen en el progreso metodológico del proceso de inyección de agua y por lo tanto, es necesario estudiarlos y describirlos más detalladamente.

Figura 91. Metodología para el Monitoreo, Seguimiento y Control de la Inyección de Agua



Según el anterior esquema, la metodología planteada para el proceso de monitoreo, seguimiento y control, tiene un carácter cíclico y abarca todos los puntos de la inyección; esta metodología se puede describirse en los siguientes pasos:

- El punto de partida del proceso de monitoreo, seguimiento y control, es el diseño de la inyección de agua; si se controlan todos los aspectos influyentes antes de su implementación, se obtendrán mejores resultados.
- Es importante durante el diseño, plantear un modelo de predicción, el cual sirva como base para el desarrollo y evaluación del proceso durante su implementación.
- Al momento de iniciar la inyección de agua, se deben poner en marcha los programas de monitoreo y el seguimiento del proceso, desarrollando esto en paralelo se vigilan todos los puntos del sistema y se evalúa la eficiencia del proceso.
- Los programas de monitoreo abarcan la aplicación de todas las herramientas, estableciendo cierta periodicidad para cada una, además del rango de aplicación y de representatividad.
- El seguimiento del proceso de inyección de agua se realiza constantemente y es el responsable de la evaluación de la eficiencia de esta, el avance de la inyección se determina calculando eficiencias de barrido, factor de recobro y cantidades de agua inyectada y acumulada en el yacimiento; para hacer más fácil la visualización de estos parámetros, durante el proceso de seguimiento se hacen gráficas de avance de la inyección.

- Las variaciones entre el modelo de predicción realizado durante la etapa de diseño y las gráficas de seguimiento de la inyección, hace posible la unión del monitoreo y seguimiento, y al mismo tiempo permite mejorar el proceso, identificando las causas de dichas variaciones. En caso de no presentarse variaciones, se puede decir que el proceso está obteniendo los resultados esperados y por lo tanto, los procesos realizados han sido los convenientes.
- Los tratamientos de control son el último paso en la metodología, para aplicarlos se deben identificar claramente los problemas presentes y para esto es necesaria la revisión de los resultados de los programas de monitoreo aplicados en superficie y en los pozos. Luego de aplicar el tratamiento de control necesario, los resultados de la inyección deben mejorar, por lo que el monitoreo, seguimiento y control debe iniciar nuevamente.
- Todo el ciclo metodológico debe realizarse periódicamente a lo largo de la inyección de agua, para esto se deben ajustar los periodos y rangos de aplicación dependiendo del tiempo transcurrido durante la inyección.

Esta metodología hace posible conocer el proceso de inyección de agua, a través de herramientas de monitoreo y compara los resultados del seguimiento del proceso, con el fin de determinar los planes correctivos para un determinado problema asociado a la inyección. La metodología constituye una herramienta versátil, rápida y sencilla que suministra información veraz, cuando se requieren análisis del proceso de inyección; con los diagramas que se muestran a continuación es posible analizar paso a paso cada una de las etapas de la metodología y tomar decisiones en cuanto al desempeño del yacimiento.

## 7.1. DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

La implementación de un proceso de inyección de agua requiere el conocimiento del comportamiento del yacimiento durante su etapa de explotación primaria, es necesario llevar a cabo procesos de administración de yacimientos y evaluaciones tanto a nivel técnico como económico con el ánimo de planear, implementar y evaluar el proceso, garantizando un desarrollo exitoso. El conocimiento de las condiciones durante el proceso de producción primaria está representado por los siguientes puntos:

- Revisar condiciones del yacimiento como propiedades de roca, fluidos, mecanismo de recobro, etc.
- Calcular el volumen de petróleo producido durante la etapa primaria.
- Conocer la distribución de saturaciones de fluidos en el yacimiento.
- Determinar la presión actual del yacimiento por medio de pruebas de presión.
- Analizar condiciones de presión y determinar el momento ideal para implementar la inyección.

Establecer la factibilidad técnica del proceso, es el siguiente paso en el diseño de la inyección de agua, aquí es primordial conocer y evaluar las condiciones actuales del yacimiento, con el fin de determinar si el proceso avanzará eficientemente; los pasos que se siguen en esta etapa son:

- **Establecer fuente de agua.** Se desarrollan pruebas de laboratorio para evaluar la compatibilidad del agua a inyectar con el agua del yacimiento y pruebas de sensibilidad para corroborar que la interacción fisicoquímica de los fluidos inyectados con la formación productora no provocará una

reacción desfavorable en el proceso, y de esta manera, decidir si es o no factible la inyección de agua.

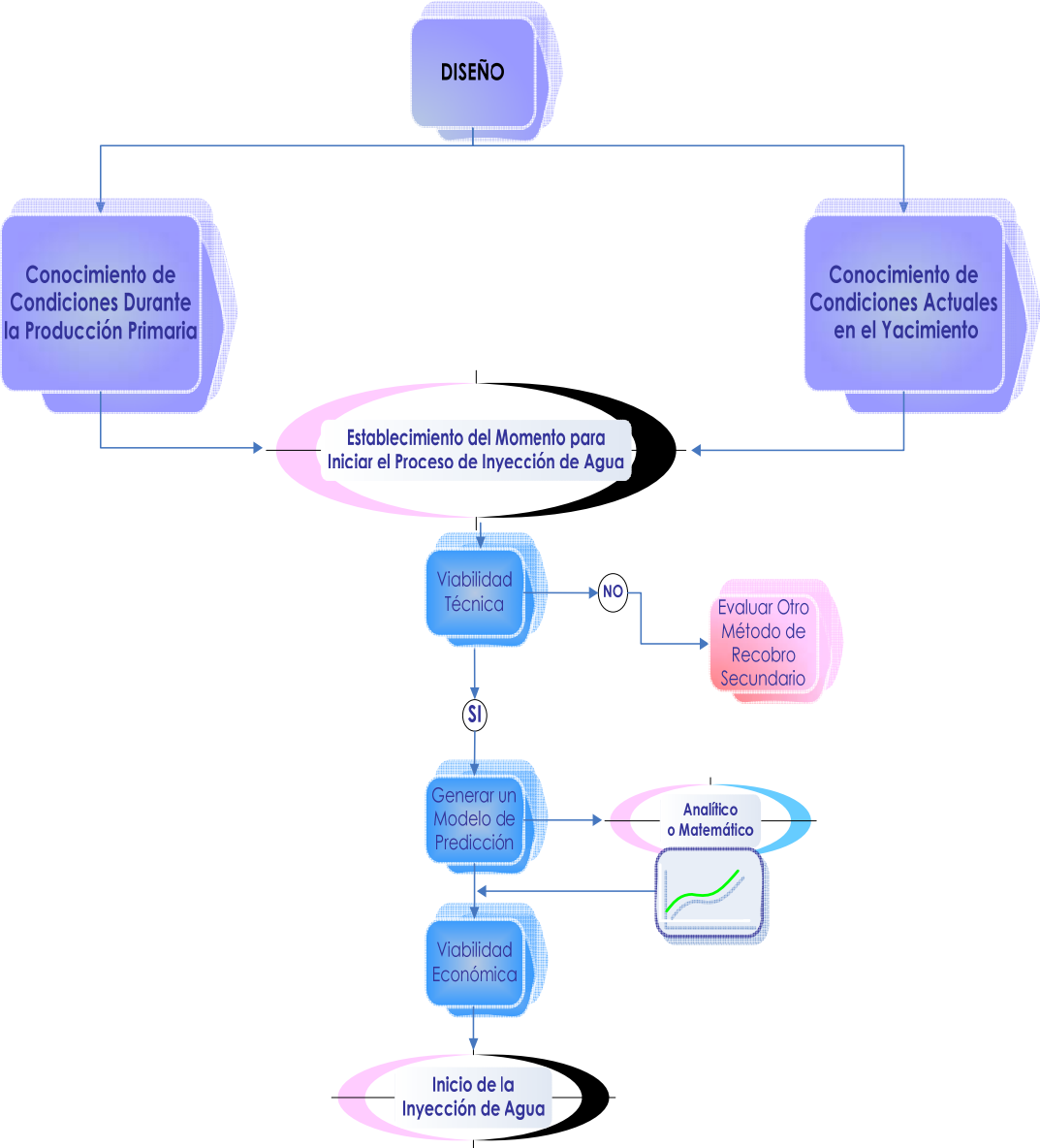
- **Realizar pruebas de presión.** Las pruebas de presión tales como de interferencia y pulso permiten conocer las propiedades del yacimiento entre un pozo y otro, definiendo si existe conectividad entre ellos, también se efectúan pruebas para evaluar la presión de fractura de la formación, en este caso Step Rate Test (SRT).
- **Analizar condiciones de los pozos.** Conocer la situación de los pozos existentes, permite definir si es necesario desarrollar en ellos procesos de recompletamiento y adecuación, si se deben convertir algunos de ellos en inyectores y precisar cuantos nuevos pozos es justo perforar.
- **Establecer patrón de inyección.** Este proceso se debe realizar teniendo en cuenta las características propias del modelo geológico y de acuerdo a la distribución de saturaciones, permeabilidades y de las demás propiedades del yacimiento que afectarán el flujo del fluidos al iniciar la inyección.
- **Modelo de Predicción.** Desarrollar y estudiar un modelo analítico y/o matemático tal, que permita predecir el comportamiento futuro tanto a nivel técnico como económico durante la inyección de agua.
- **Desarrollar un piloto.** Un piloto de prueba permitirá estudiar a nivel micro el comportamiento que se esperará en todo el yacimiento, este prototipo a escala debe ser una muestra representativa y debe ser monitoreado ya que de su comportamiento dependerá la futura extensión del proceso de inyección a todo el campo.

Cuando se han evaluado y aprobado las anteriores características se decide que el proceso de inyección de agua es factible técnicamente para el campo en estudio, que su comportamiento será adecuado y corresponderá a un método ideal para extraer el petróleo. El siguiente paso, corresponde a la evaluación económica de la implementación del proceso, pues en última instancia este parámetro es quien determinará si las retribuciones económicas satisfacen la inversión de capital y los requerimientos monetarios de la compañía operadora del campo. La factibilidad económica puede resumirse a grandes rasgos por medio de los siguientes puntos a considerar:

- **Volumen de hidrocarburos a recuperar.** Se debe establecer si el volumen de petróleo que se piensa extraer con inyección de agua justificará la inversión inicial, cubrirá los gastos de mantenimiento y operación del proyecto y proporcionará suficientes beneficios económicos para las compañías operadoras e inversionistas.
- **Determinar viabilidad con índices.** Estimar el monto de la inversión, el valor de la tasa de retorno, analizar parámetros tales como valor presente neto (VPN) y precio del barril de crudo (US\$ / bbl); este estudio se realiza en base al modelo de predicción generado en la etapa de viabilidad técnica, extrapolando los valores a un momento en el proceso de inyección definido como límite económico.
- **Adecuar el sistema de superficie.** Se deben evaluar los equipos con que cuenta el campo actualmente (equipos utilizados durante la producción primaria), establecer parámetros como: capacidades de fluidos a manejar, tipo de fluidos, tiempo de duración de la inyección, tipo de materiales para diseñar las unidades que permitirán la extracción, tratamiento y almacenamiento del petróleo y del agua.

Luego de realizar todo este análisis, se implementa el proceso de inyección de agua, como se muestra en la figura 92, resumiendo esquemáticamente la etapa de diseño en la inyección de agua.

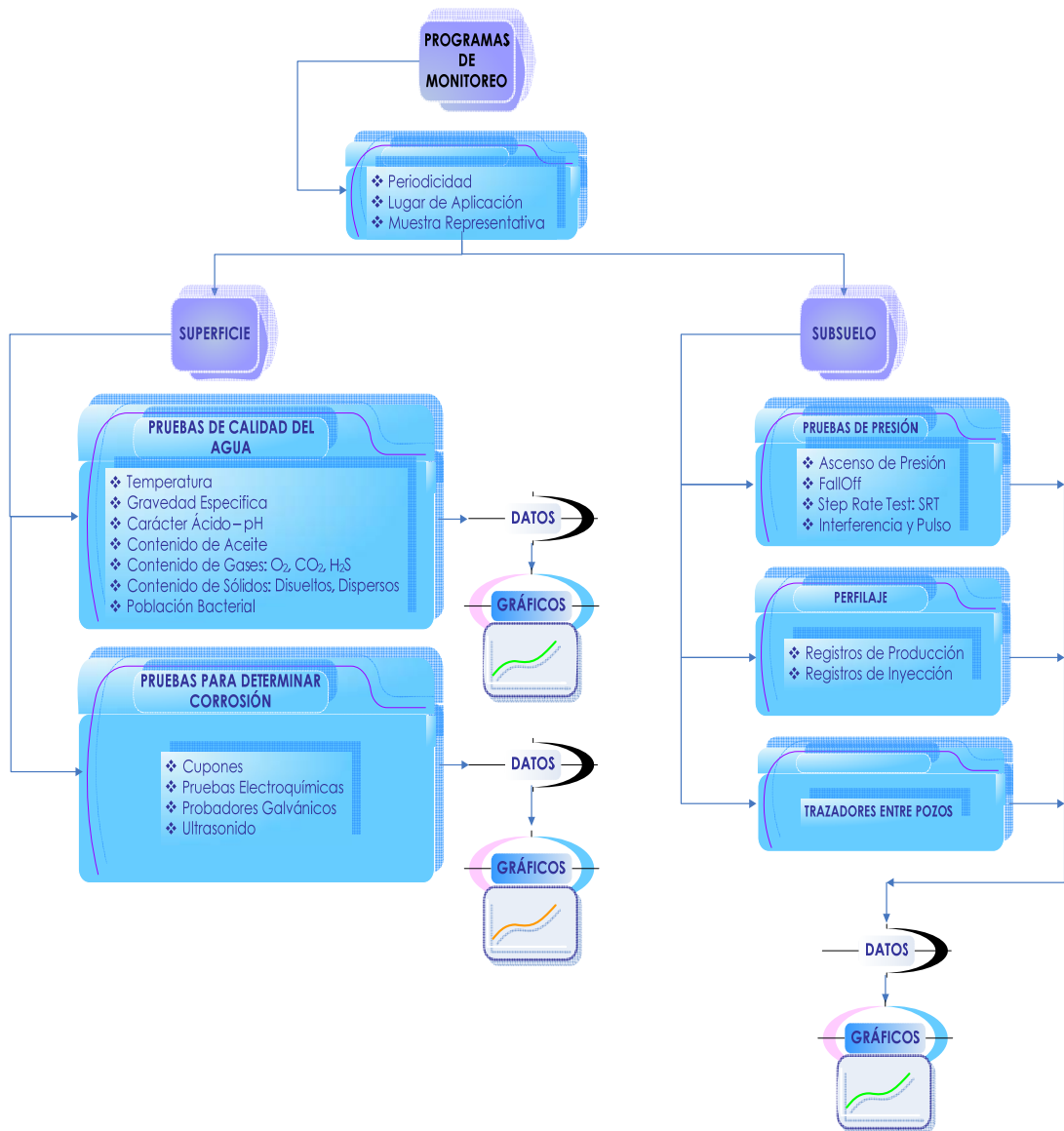
Figura 92. Etapa de Diseño para un Proceso de Inyección de Agua



## 7.2. PROGRAMAS DE MONITOREO

Luego de iniciar la inyección de agua, es importante desarrollar programas de monitoreo, usando las herramientas adecuadas en cada punto del sistema, en la figura 93 se muestran los parámetros que se deben incluir en los programas de monitoreo.

Figura 93. Programas de Monitoreo en la Inyección de Agua



El primer paso corresponde a la definición de la frecuencia con la que dichos programas se llevaran a cabo, el sitio en el que se tomarán las muestras para superficie o los pozos a estudiar en el caso del subsuelo y la definición de la muestra representativa de comportamiento de todo el campo; este proceso de selección para el estudio debe realizarse de una manera minuciosa y premeditada, puesto que de sus resultados dependerá la evaluación del proceso en todo el campo.

- **Periodicidad.** La frecuencia de los programas de monitoreo se establece dependiendo de la etapa en la cual se encuentre el proceso de inyección y del tipo de herramienta que se esté empleando, ya sea en superficie o en los pozos.
- **Lugar de Aplicación.** Escoger el lugar de aplicación de las pruebas y la implementación de las herramientas de monitoreo, depende también del tiempo que haya transcurrido durante la inyección y de las características del yacimiento y del sistema de inyección
- **Muestra Representativa.** La cantidad de pruebas y de muestreo realizado, será cada vez menos repetitivo en la medida que avanza el proyecto de inyección, pero se debe lograr siempre, escoger una muestra que represente lo mejor posible los fluidos del yacimiento o las características de los pozos, según sea el tipo de herramienta.

Estos tres puntos analizados anteriormente influyen los programas de monitoreo desarrollados en superficie y en subsuelo, además varían considerablemente cuando se trata de establecer el programa de monitoreo adecuado para cada tipo de herramienta y para cada punto de la inyección.

Los programas de monitoreo desarrollados en superficie se dividen en dos clases y se aplica para cada una de ellas criterios diferentes en estos programas, las dos categorías son: las pruebas de calidad del agua aplicadas a los fluidos que se van a inyectar y a los producidos, y las pruebas para determinar corrosión, las cuales afectan las facilidades de superficie pero también, los pozos inyectoros y sobre todo productores.

- **Pruebas de Calidad del Agua.** En el inicio de un proyecto de inyección, se establecen los mínimos parámetros de calidad con que debe contar el agua a inyectar llevando a cabo pruebas en un laboratorio especializado, luego es necesario ajustarlas a las condiciones de campo, con el objetivo de establecer el tratamiento necesario para mantener la calidad fijada; por medio de pruebas de botella, se consiguen las dosificaciones pertinentes de los químicos que permitirán alcanzar dicha calidad. Este procedimiento de ajuste entre condiciones de laboratorio y campo dura alrededor de un (1) mes, luego de esto y por un periodo de un (1) año es necesario desarrollar un programa de monitoreo (pruebas de calidad) riguroso, cada tres meses, el cual permitirá constatar el mantenimiento de los parámetros de calidad señalados.

Dependiendo de la estabilidad en las características del agua de inyección y del proceso en general, la siguiente etapa en el programa de monitoreo consiste en la revisión de las características en el agua con una periodicidad de cuatro (4) a seis (6) meses, esto permitirá controlar en todo momento que el agua a inyectar cumpla con las especificaciones planteadas desde el inicio, el análisis gráfico de estos parámetros permitirá con el tiempo, identificar posibles falencias en el sistema de inyección y tomar acciones correctivas a estos problemas.

- **Pruebas para determinar Corrosión.** En general, el programa de monitoreo para determinar corrosión en todo el sistema, se hace una (1) vez por año, esto depende del tipo de pruebas aplicadas y de los resultados obtenidos; si la corrosión no es muy severa, la frecuencia de las pruebas puede extenderse a un tiempo mayor, pero si por el contrario, su efecto es determinante en el proceso, es necesario tomar acciones correctivas y hacer programas más constantes para el control de esta. Los programas de monitoreo para determinar corrosión, se hacen más necesarios luego de un tiempo de transcurrida la inyección, ya que al inicio de esta los equipos se encuentran en buen estado y se van afectando con el avance del proceso.

Los programas de monitoreo en subsuelo incluyen pruebas de presión, registros de inyección–producción para realizar perfilajes y trazadores entre pozos, todos estos se deben correr en la etapa inicial del proceso de inyección para definir las condiciones de la formación productora, los volúmenes de fluido que entrarán y los que se producirán en cada estrato, así como la conectividad entre los pozos; luego que el proceso avance, la frecuencia de toma de los datos que estas herramientas captan es reducida puesto que el valor de dichas pruebas no será viable para una etapa avanzada en el proyecto.

- **Pruebas de Presión.** En etapas medias del proceso, las pruebas de presión se realizan en promedio una vez por año, pero es importante resaltar que estas pruebas se aplican a cierto porcentaje del total de los pozos, en la mayoría de los casos de un 25 - 30% de ellos; pero principalmente, las variaciones se deben a las condiciones económicas del proyecto.

- **Perfilaje.** Este tipo de herramientas se usa de una manera estratégica, según las características del yacimiento y los pozos, y partiendo de los eventos ocurridos durante el proceso de inyección de agua; sin embargo, un programa general para tomar perfiles consiste en: Realizar el primer perfil, al primer mes de iniciada la inyección, un segundo perfil se corre a los tres meses de iniciada la inyección y un tercer se corre a los 12 meses de iniciada la inyección, esto correspondiente al primer año, luego de esto realiza un perfil anual por los siguientes cuatro años y en una etapa más avanzada del proyecto, se toma un perfil cada dos años hasta que la economía del proyecto lo permita.
- **Trazadores entre Pozos.** Se utilizan al inicio del proceso de inyección de agua, luego de esto no se establece un programa de monitoreo continuo pero si en algún caso se necesita estimar la conectividad entre cuerpos en un yacimiento, se pueden utilizar los trazadores en cualquier momento de la inyección, todo sin olvidar que esta regularidad dependerá del capital dispuesto para ello, del número de pozos que serán sometidos a estudio y de la necesidad de contar con el análisis de sus resultados para la evaluación del proceso.

Cuando la inyección de agua se encuentra en una etapa avanzada, la frecuencia de la toma de muestras, análisis de laboratorio y corrida de registros será reducida puesto que en este momento los costos representarán más que un beneficio un costo injustificado para el avance del proyecto; en dichas fases la realización de estas pruebas tendrá una frecuencia tal que el análisis de sus datos represente un beneficio invaluable para el correcto desempeño del proceso.

### 7.3. SEGUIMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Como se mencionó anteriormente, el seguimiento de la inyección de agua deben iniciarse en paralelo con los programas de monitoreo (Figura 91), estos permiten evaluar, en el momento deseado, el desempeño del proceso de inyección, por medio del análisis de parámetros trascendentales en la toma de decisiones sobre el comportamiento de éste. Estos parámetros son principalmente:

- **Eficiencia de Recobro.** Se determina dentro de este parámetro las eficiencias de barrido areal y vertical, ubicando la cantidad de agua presente en el yacimiento y estableciendo los puntos donde el agua no ha ingresado o determinando zonas alta capacidad de flujo que deben ser taponadas.
- **Factor de Recobro.** Este parámetro indica principalmente la cantidad de aceite que ha sido retirada del yacimiento y la que aún podría ser explotada, siendo así, un índice del desempeño de inyección de agua y punto básico de comparación con los modelos de predicción.
- **Volúmenes Porosos Inyectados.** Evaluar el desempeño de la inyección, depende en muchas formas de la determinación de la cantidad de agua inyectada y acumulada en las diferentes zonas del yacimiento; si se conoce la cantidad de agua presente en cierta zona, se puede evaluar la posibilidad de que ésta requiera mayores volúmenes de inyección o por el contrario, ya no sea posible extraer más petróleo de ella y deba ser taponada. En resumen, se pueden modificar los perfiles de inyección y de polución, mejorando el avance de la inyección de agua.

Estos parámetros se establecen con el uso de técnicas de seguimiento y curvas de diagnóstico, con el fin de tener información, en su mayoría gráfica y permitir un análisis ágil, dinámico, de fácil acceso, con registros desarrollados durante todo el proceso de inyección y por lo tanto, la posibilidad de una comparación histórica.

Además del establecimiento de parámetros como los anteriores, es necesario el control periódico, por lo menos semanal, de la producción de aceite, agua, gas y realizar gráficos mensualmente; por medio de una comparación gráfica entre los resultados obtenidos durante el proceso de evaluación del desempeño y las graficas de los mismos parámetros pronosticados con el modelo de predicción establecido en la etapa de factibilidad técnico-económica, es posible establecer si el proceso de inyección de agua se esta comportando de acuerdo al modelo establecido inicialmente, de no ser así, es necesario evaluar por medio de los programas de monitoreo los factores que generan la diferencia en las tendencias de predicción y reconocer qué parámetros se pueden modificar para lograr un ajuste entre estas curvas y establecer el correcto desempeño del proceso.

Si la diferencia en las tendencias luego de desarrollar la comparación entre el desempeño actual y el pronosticado no corresponde al efecto de parámetros actuales del yacimiento identificados por medio de los programas de monitoreo, es posible que el modelo de predicción no represente correctamente el comportamiento del proceso; en este caso, es necesario llevar a cabo una revisión del modelo geológico y de las propiedades del yacimiento incluidas inicialmente, puesto que estas pueden no corresponder a las que se han identificado luego del avance del proceso en donde ha sido posible mejorar el modelo geológico del yacimiento.

#### 7.4. TRATAMIENTOS DE CONTROL

Dependiendo de la evaluación de los parámetros incluidos en los programas de monitoreo y de la aplicación de las técnicas de seguimiento, se realiza la comparación de la curvas de producción del campo y los modelos de predicción, si el no ajuste de estas curvas corresponde a un problema en el yacimiento, es necesario desarrollar programas de control que permitan intervenir en la eliminación de los efectos de dicho problema.

**Tabla 13.** Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control en el Yacimiento

PROBLEMAS POTENCIALES EN EL YACIMIENTO		
PROBLEMAS	CAUSAS	SOLUCIONES
Baja Eficiencia de Desplazamiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Permeabilidades Direccionales (Anisotropía)</li> <li>◆ Formación de Fracturas Relación de Movilidad Desfavorable</li> <li>◆ Formación Inclinada (Angulo de Buzamiento)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Balance de Patrones</li> <li>◆ Realineación del Patrón de Inyección</li> <li>◆ Recompletamientos</li> <li>◆ Perforación de Pozos dentro de los Patrones Existentes (Perforación Infill)</li> </ul>
Canalización: Zonas Ladronas	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Estratos de Alta Permeabilidad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Aislamiento con Químicos (Tapones)</li> <li>◆ Aislamiento Mecánico (Tapones)</li> </ul>
Alta Saturación de Gas	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Demora en la Implementación de la Inyección de Agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Cierre de Pozos con Alta Producción de Gas</li> <li>◆ Inyección Mayor a la Producción</li> <li>◆ Selección Adecuada de Pozos Inyectores y Productores</li> </ul>
Alta Saturación de Agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Flujo de Agua Debido a un Acuífero</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Evitar Zonas de Alta Saturación de Agua: Utilizar Polímeros y Químicos para Reducir la Entrada de Agua</li> </ul>
Patrón de Inyección no Balanceado	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Descuido en la Evaluación</li> <li>◆ Anisotropía</li> <li>◆ Problemas de Inyectividad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Evaluar el Comportamiento del Yacimiento: Caracterizar y Balancear los Patrones de Inyección, Realizar Ajustes Necesarios</li> </ul>
Capa Segregada por Gravedad	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Buena Permeabilidad Vertical</li> <li>◆ El Agua Proveniente de un Acuífero es Segregada por Gravedad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Perforación de Pozos de Drenaje Laterales Adicionales</li> </ul>
Fracturas entre el Pozo Inyector y el Pozo Productor	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Formaciones Fracturadas Naturalmente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Adición de un Fluido de Aislamiento en el Pozo Inyector</li> </ul>

**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR, Ganesh C. y SATTER, Abdus. PennWell. 1998.

Los programas de control incluidos en el desarrollo del proceso de inyección de agua deben contener un compendio de posibles problemas en cada uno de los puntos del sistema; para el caso del yacimiento, la tabla 13 resume los problemas más relevantes, así como las posibles causas de dichos problemas y sobretodo, qué acciones remediales se pueden tomar para disminuir o erradicar su efecto en el correcto desempeño del proceso.

En los proyectos de inyección de agua se presentan problemas mecánicos, químicos y fisicoquímicos asociados a la geología del yacimiento, a las interacciones entre fluidos o entre la roca y el fluido de inyección y al no mantenimiento de una calidad de agua adecuada para el campo de interés, para esto, la tabla 14 muestra una descripción de los problemas potenciales en el sistema de facilidades de superficie, una vez identificado el problema, se procede a establecer sus posibles causas y posteriormente tomar una acción correctiva que sea benéfica para el proceso.

**Tabla 14.** Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control en el Sistema de Facilidades de Superficie

PROBLEMAS POTENCIALES EN EL SISTEMA DE FACILIDADES DE SUPERFICIE		
PROBLEMAS	CAUSAS	SOLUCIONES
Capacidad de Inyección Limitada	♦ Diseño Inadecuado de las Facilidades	♦ Buena comunicación entre las Diferentes Disciplinas Envueltas en el Proyecto
Depositación de Escamas y Corrosión	♦ Incompatibilidad en el Agua de Formación ♦ Agua con Alto Contenido de O <sub>2</sub>	♦ Adición de Inhibidores
Agua con una Calidad Pobre	♦ Sistema de Filtración ♦ Free Water Knockout (FWKO)	♦ Mantenimiento en el Sistema de Filtración ♦ Mantenimiento al FWKO

**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR, Ganesh C. y SATTER, Abdus. PennWell. 1998.

Como se describió en capítulos anteriores, los pozos inyectoros y productores tienen una gran importancia en el avance de un proceso de inyección de agua, las técnicas de análisis de curvas de diagnóstico permiten corroborar la existencia de un determinado problema en ellos o directamente en el proceso, también es posible confirmar un problema a través de la evaluación de otras técnicas tales como: gráfica de Hall, gráfica de Hearn y los resultados obtenidos por medio de los registros de temperatura y de densidad. En la tabla 15 se presenta un resumen de los problemas que se pueden presentar en los pozos, al igual que sus posibles causas y soluciones.

**Tabla 15.** Problemas Potenciales para Definir los Programas de Control los Pozos Productores e Inyectoros

PROBLEMAS POTENCIALES EN LOS POZOS INYECTORES		
PROBLEMAS	CAUSAS	SOLUCIONES
Perdidas de Inyectividad	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Daño en la Formación</li> <li>◆ Incremento en la Presión del Yacimiento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Estimulación Química</li> <li>◆ Estimulación Mecánica</li> </ul>
Uniformidad	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Estratos de Alta Permeabilidad</li> <li>◆ Fracturas</li> <li>◆ Diferencias en la Presión de la Formación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Aislamiento Químico / Mecánico</li> </ul>
Daño en la Formación	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Migración de Partículas Finas</li> <li>◆ Asfáltenos</li> <li>◆ Parafinas</li> <li>◆ Sulfuros de Hierro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Ácidos</li> <li>◆ Solventes Químicos</li> <li>◆ Inhibidores</li> <li>◆ Aislamiento de Fracturas</li> </ul>
Contenido de Aceite en el Agua de Inyección	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Diseño Inapropiado</li> <li>◆ Taponamiento del FWKO (Free Water knockout)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Mantenimiento del FWKO</li> </ul>
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Agua con Alto Contenido de O<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Adición de Inhibidores</li> </ul>
Flujo Detrás de la Tubería de Revestimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Fallas en la Cementación Primaria</li> <li>◆ Creación de un Espacio Intersticial Debido a la Producción de Arena</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>◆ Fluidos de Aislamiento</li> <li>◆ Aislamiento Mecánico</li> </ul>

PROBLEMAS POTENCIALES EN LOS POZOS PRODUCTORES		
PROBLEMAS	CAUSAS	SOLUCIONES
Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Agua con Alto Contenido de O<sub>2</sub></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Adición de Inhibidores</li> </ul>
Depositación de Escamas: Carbonatos de Calcio o Sulfato de Bario	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Incompatibilidad entre las Aguas de Inyección – Producción</li> <li>♦ Reacciones Químicas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Programas de Tratamiento con Químicos: Ácidos, Solventes</li> <li>♦ Métodos Mecánicos de Raspado</li> </ul>
Lodos Ácidos, Sulfatos de Hierro	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Reacciones Químicas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Solventes Químicos</li> </ul>
Daño en la Formación	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Asfáltenos</li> <li>♦ Parafinas</li> <li>♦ Lodos Ácidos</li> <li>♦ Carbonatos de Calcio</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Solventes Químicos</li> <li>♦ Inhibidores</li> <li>♦ Aditivos para Disminuir la Acidez en los Lodos</li> <li>♦ Métodos Mecánicos</li> </ul>
Canalización: Zonas Ladronas	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Estratos de Alta Permeabilidad</li> <li>♦ Fracturas Naturales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Aislamiento Químico / Mecánico</li> <li>♦ Realineación del Patrón de Inyección</li> <li>♦ Entrada de Agua</li> </ul>
Fuga en la Tubería de Producción, la Tubería de Revestimiento o el Empaque	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Incorrecta Cementación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Aislamiento Mecánico</li> <li>♦ Inyección Forzada</li> <li>♦ Tener en Cuenta el Volumen de Fluidos Fluyendo detrás del Casing en el Balance Volumétrico</li> </ul>
Contacto Agua / Petróleo (CAP) Desplazado en Sentido Ascendente	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Permeabilidad Vertical Limitada</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Aislamiento Mecánico de la Parte Inferior en Pozos Verticales</li> <li>♦ En los Pozos Horizontales no Existe Ninguna Solución en la Zona Vecina al Pozo y es Probable que se Requiera un Pozo de Re – Entrada</li> </ul>
Capa de Alta Permeabilidad sin Flujo Transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Presencia de una Barrera de Lutitas por Encima y por Debajo de la Capa Productora</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Fluidos de Aislamiento rígidos</li> <li>♦ Aislamiento Mecánico ya Sea en el Pozo Inyector o en el Pozo Productor</li> </ul>
Capa de Alta Permeabilidad con Flujo Transversal	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Ausencia de Barreras</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Geles de Penetración Profunda para Proporcionar una Solución Parcial</li> </ul>
Fisuras o Fracturas y una Capa de Agua Subyacente (Conificación 2D)	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Producción de Agua Desde una Zona de Agua Subyacente a Través de Fracturas Naturales</li> <li>♦ Las Fracturas Hidráulicas Penetran Verticalmente en una Capa de Agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Adición de Fluidos de Aislamiento</li> </ul>
Conificación	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Acuífero Adyacente a la Zona Productora</li> <li>♦ Contacto Cercano a las Perforaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Capa de Gel Ubicada por Encima del Cono</li> </ul>
Flujo Detrás de la Tubería de Revestimiento	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Fallas en la Cementación Primaria</li> <li>♦ Creación de un Espacio Intersticial Debido a la Producción de Arena</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Fluidos de Aislamiento</li> <li>♦ Aislamiento Mecánico</li> </ul>
Fallas Excesivas en el Bombeo	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Inadecuados Niveles de Fluido</li> <li>♦ Pobre Diseño del Sistema de Bombeo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>♦ Regular la Presión de Salida de la Bomba</li> <li>♦ Modificar el Sistema de Bombeo</li> </ul>

**Fuente.** Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR, Ganesh C. y SATTER, Abdus. PennWell. 1998.

Las tablas anteriores son una herramienta útil en el análisis del desarrollo de la inyección de agua, empleando el proceso de monitoreo, seguimiento y control, se puede definir el punto del sistema que se encuentra afectado, posteriormente analizar las tablas de control y determinar el tratamiento a aplicar, luego de un análisis económico, mejorando con esto, la eficiencia de la inyección.

Pero de nada sirve analizar todos estos puntos (yacimientos, pozos y facilidades de superficie) en forma separada y mucho menos tratar de solucionar problemas que no se han confirmado verazmente, ahí radica la importancia de analizar todos los factores que afectan el desempeño de la inyección y manejar el proceso como un sistema cambiante, con el objetivo final de lograr un aumento en el factor de recobro de los yacimientos, basándose en el control adecuado de los parámetros de este proceso, a través de un plan de control estratégico y oportuno.

## CONCLUSIONES

- Un programa de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua, es un conjunto de herramientas, técnicas y análisis de resultados que trabajados armónicamente y coordinados de forma cíclica, mejoran los resultados del proceso de inyección.
- El monitoreo se debe realizar sobre todo el sistema: el yacimiento, pozos y facilidades de producción e inyección, vigilando los equipos, líneas de flujo y realizando mantenimiento a cada uno de ellos; debido a la variación existente entre un proyecto a otro, además de los cambios realizados a estos durante el desarrollo de la inyección de agua, el proceso de monitoreo, seguimiento y control debe ajustarse metodológicamente a la etapa de inyección.
- Los programas de monitoreo mantienen el control integrado del proceso de inyección de agua, por medio del análisis de muestras representativas de todo el sistema y su implementación esta enfocada a la identificación de problemas en conjunto con el seguimiento del proceso, para posteriormente aplicar las soluciones adecuadas.
- La implementación de los procesos de monitoreo, seguimiento y control al comienzo de la inyección, genera una visión integral de todos los procesos desarrollados en el campo, pero nunca es tarde para implementar un programa de monitoreo y empezar a vigilar el proceso.

- Las herramientas de monitoreo aplicadas tanto en subsuelo como en superficie y las técnicas de seguimiento enfocadas en el avance del proceso a través del yacimiento, permiten identificar rápidamente los problemas presentes y determinar así mismo, los tratamientos de control adecuados para mejorar los resultados del proceso de inyección de agua.
- La implementación del monitoreo de la inyección de agua desde el punto del diseño del proceso, es la forma más sencilla de optimizar la inyección, así como continuar con la implementación metodológica y cíclica del seguimiento, dependiendo del tiempo transcurrido desde el inicio del proceso y la implementación oportuna de los tratamientos remediales.
- La inyección de agua es un proceso cíclico y por lo tanto dentro de los programas de monitoreo se deben establecer pasos cíclicos de implementación adecuados a cada etapa de la inyección, que permitan controlar específicamente el punto de desarrollo afectado durante la inyección de agua.

## RECOMENDACIONES

- Dependiendo de las características particulares de cada campo, se implementan elementos diferentes dentro del plan de monitoreo, seguimientos y control; sin embargo, se recomienda implementar los principios metodológicos y cíclicos mostrados, además de usar las herramientas y técnicas que económicamente sean viables y se ajusten a las características del campo.
- Para implementar un proceso de inyección de agua, se recomienda emplear las bases de un proceso de monitoreo y seguimiento para realizar la evaluación técnica del proceso, esto con el fin de involucrar el monitoreo desde antes del inicio de la inyección, controlar el proceso en tiempos tempranos e identificar y corregir posibles falencias en el diseño.
- Para el diseño y aplicación de los programas de monitoreo, se recomienda un buen estudio económico previo que permita establecer sus alcances, el tamaño de las muestras representativas, tanto de fluidos como de pozos y la periodicidad apropiada para su implementación, de acuerdo a las especificaciones económicas y a los requerimientos del proceso, tomando en cuenta siempre, las características propias del campo.
- Una pobre calidad en el agua de inyección tiende a disminuir el recobro de aceite y por tanto la viabilidad del proyecto debido al aumento de costos por trabajos remediales y cambios en el sistema; por esta razón, se recomienda controlar la calidad del agua desde el momento de escoger la fuente y mantener este control durante todo el proceso de inyección.

- Al detectar un problema presente en el sistema de inyección de agua, se debe aplicar el tratamiento de control adecuado, en el punto del proceso que se encuentra afectado, pero es indispensable identificar correctamente este punto y la causa del problema, para implementar un tratamiento realmente eficaz y oportuno.
- Se recomienda diseñar y desarrollar un software capaz de almacenar y procesar toda la información de la inyección de agua, que maneje los resultados de herramientas de monitoreo y técnicas de seguimiento, para posteriormente evaluar el proceso e identificar los tratamientos de control necesarios; todo esto con el fin de realizar un análisis integral a los procesos de monitoreo, seguimiento y control implementados.

## BIBLIOGRAFÍA

- ADAMS, G. H. Vacuum Deaeration in Waterflood Operations. Drilling & Producer Practices. API 1968.
- ARNOLD, Richard. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Schlumberger
- AYAD, N. A. Water Treatment and Injection System in Umm Shaif Field Offshore Abu Dhabi. SPE 7764, 1979.
- BAKER, R. Reservoir Management for Waterfloods – Part II. JCPT98-01-DAS. January, 1998 – Volume 37.
- BALLEY Bill, ELPHICK, Jon et al. Water Control. Oilfield Review. Summer, 2000.
- BENNION, D.B.; BENNION, D.W. y BIETZ, R. F. Injection Water Quality – A Key Factor to Successful Waterflooding. JCPT. 1998.
- CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. SPE 30775, 1995.
- CHEN, E. Y. y CHEN, R. B. Monitoring Microbial Corrosion in Large Oilfield Water Systems. SPE 11509, 1984.
- COBB, W. M. & SMITH, J. T. An Investigation of Pressure Buildup Test in Bounded Reservoirs. SPE 5133, 1974.
- COBB, W. M. Waterflood Surveillance.
- COBB, William y MAREK, F. Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterflood Using Production Data. SPE 38902. 1997
- CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. SPE. 1971.
- DURHAM, B. The Application of Radioactive Tracers to Oil Reservoir Waterflood Studies. SPE 13985. 1980

- GARZON, Yormary G. Diagnóstico de Curvas de Producción para Detectar Tipos de Problemas de Agua Excesiva en Pozos. Universidad Industrial de Santander. Tesis, 2003.
- HALL, H. N. How to Analyze Waterflood Injection Well Performance. World Oil. October, 1963.
- HEWITT, C. H. Analytical Techniques for Recognizing Water - Sensitive Reservoir Rocks. JPT (August 1963) 813 - 18.
- HILL, A.D. Production Logging - Theoretical and Interpretive Elements. Publicación SPE, 1990.
- HORNER, D. R. Pressure Buildup in Wells. Society Petroleum Engineers, Dallas 1967.
- JARRELLAND, P.M. y STEIN, M. H. Maximizing Injection Rates in Wells Recently Converted to Injection Using Hearn and Hall Plots. SPE 21724.
- KAMAL, M. Interference and Pulse Testing - A Review. SPE 10042, 1983.
- KIRK, Joseph W. A Review of Waterflood Filtration. SPE 850.
- LEE, John. Well Testing. Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, 1982.
- MARSH, Glenn A. A Review of Corrosion and Cathodic - Protection Principles from an Electrochemical Point of View. SPE 390, 1962.
- MOORE, B. L. Jr. Webster Field Unit Waterflood Facilities. SPE 6880, 1977.
- MORGRET, A. E. Birth of a Metropolitan Waterflood. SPE 6794, 1977.
- OSTROFF, A. G. Introduction to Oilfield Water Technology. Prentice - Hall Inc. Englewood Cliffs, NJ 1965.
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición. 2001
- PATTON, Charles C. Water Quality Control and Its Importance in Waterflooding Operations. SPE 18459, September 1988.
- Production Log Interpretation. Schulmberger 1973.

- ROBERTSON, D. C.; KELM, C. H. Injection Well Testing Optimize Waterflood Performance. SPE 5130, November 1975. Houston.
- ROCHON, J.; CREUSOT, M. R. Water Quality for Water Injection Wells. SPE. 31122, 1996.
- RUSELL, J. W. Plastic Coating for Corrosion Control in Petro and Production Industry. SPE 7771, 1979.
- Schlumberger, OFM Manual Advanced Training Course. 2002.
- SILIN, D. B. Monitoring Waterflood Operations: Hall's Method Revisited. SPE. 93879, 2005.
- STEPHEN, C. Rose. et al. The Design Engineering Aspects of Waterflooding. Society of Petroleum Engineers. Richardson Texas, 1989.
- TALASH, A. W. An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. SPE, Mobil E&P Services Inc.
- THAKUR, G. C. Waterflood Surveillance Techniques - A Reservoir Management Approach. SPE, Chevron U.S.A. Inc.
- THAKUR, G. C. What is Reservoir Management? SPE, Chevron Petroleum Technology Co.
- THAKUR, Ganesh C. y SATTER, Abdus. Integrated Waterflood Asset Management. PennWell. Tulsa (Oklahoma). 1998.
- YORTSOS, Y. C.; YOUNGMIN, C. et al. Analysis and Interpretation of Water - Oil Ratio in Waterfloods. SPE , 1999.


## **ANEXOS**

## ANEXO A. Construcción de un Mapa Burbuja

Los mapas burbuja son una técnica de seguimiento que se puede aplicar en cualquier tipo de esquema de explotación y puede construirse manualmente o por medio de un software como es el caso del OFM; este es un administrador de base de datos que permite supervisar y analizar datos de yacimiento y de pozos en campos productores de petróleo y gas.

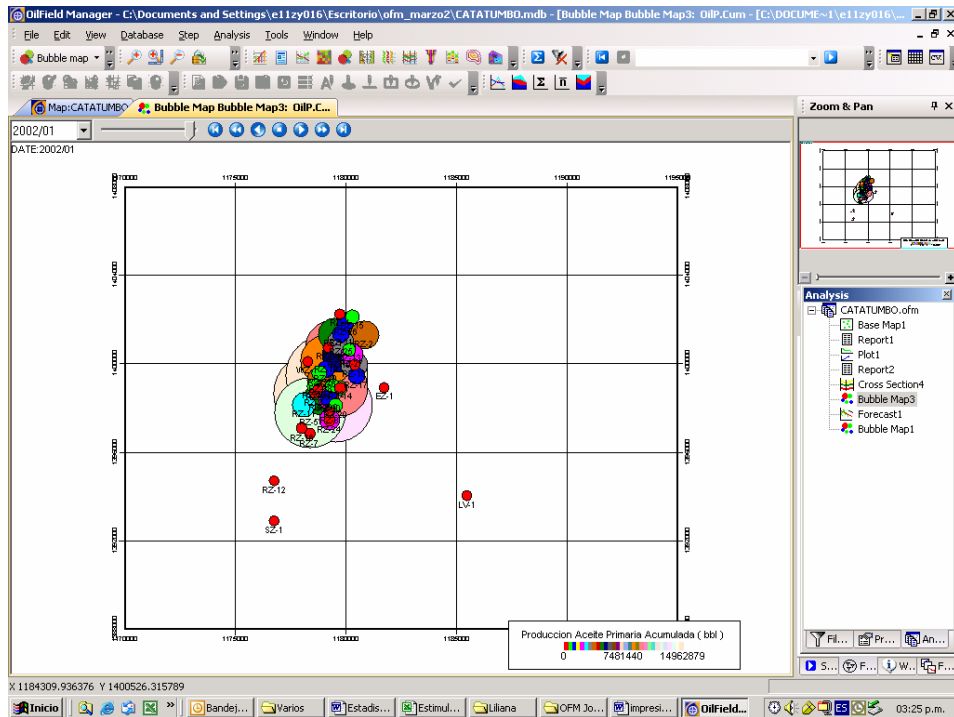
El OFM permite observar gráficamente una gran cantidad de datos que ayudan a identificar tendencias, anomalías o problemas potenciales en un campo petrolero, en el caso de los mapas burbuja, la ubicación de cada pozo es representada por un círculo (burbuja), que varía en tamaño y color dependiendo del tipo de dato específico y de su variación con el tiempo. A continuación se realiza el procedimiento paso a paso para construir un mapa burbuja en OFM a partir de una base de datos existente:

1. Se inicia la ejecución del software oprimiendo dos veces el click del mouse sobre el icono OFM.
2. Seleccionar las variables Edit > Project > Calculated de la barra de menú y se pueden observar las variables calculadas en cuadros de dialogo.
3. Dar click en OK.
4. En este ejemplo, la información para el espesor neto, la porosidad, y la saturación residual del aceite se encuentra disponible en la base de datos, para  $B_o$ ,  $B_w$ , y la  $S_w$  se utilizaron valores constantes (1.1, 1.002 y 0.22 respectivamente).
5. Dar click en OK e inmediatamente aparece la ventana Edit.

6. Escribir el nombre para las variables a calcular (teniendo cuidado de no dejar espacios). Seleccionar el tipo de unidades a utilizar. Dar click en la ventana de reporte y graficas para definir el nombre de la variable.
7. Click en OK. Aparecerán cuadros de dialogo con las variables calculadas.
8. Click en cerrar. Aparecerá el mapa base.
9. Desde el mapa, se presiona el icono  en la barra de herramientas o se selecciona Analysis > Bubble en la barra de menú. Aparecerá la ventana de dialogo para el mapa burbuja.
10. Click de nuevo para crear una nueva base de datos y escribir un nombre para la base de datos.
11. Doble click en la variable calculada de radio de drenaje que acaba de ser creada para agregarla en la lista de variables el tecleo. La fecha será seleccionada automáticamente.
12. Dar click en finalizar. OFM generará la variable en la base de datos y mostrará el mapa burbuja.
13. Seleccionar los parámetros Edit > Map de la barra de menú. Se mostrarán los parámetros para editar el mapa generado.
14. Seleccionar las cualidades del cuadro de la grafica.
15. Un valor máximo se utiliza para escalar el mapa burbuja al radio máximo de drenaje para equilibrar las unidades del mapa.
16. Seleccionar el tamaño del cuadro del diagrama.
17. Seleccionar las unidades del mapa.
18. Definir el valor máximo para el campo.
19. Click en OK.
20. Aparecerá el mapa con las burbujas escaladas a las unidades del mapa y con el radio escalado al tamaño del radio de drenaje, como se muestra en la figura 94.
21. Para cambiar la escala de color se selecciona Edit > Color de la barra de menú. Aparecerá el cuadro de dialogo para escalar el color.

22. Elegir una gama de colores y un control de color y dar click en OK.
23. El mapa burbuja terminado se muestra en la figura 94.

**Figura 94.** Mapa Burbuja base generado en OFM



**Fuente.** Ejemplo generado en OFM

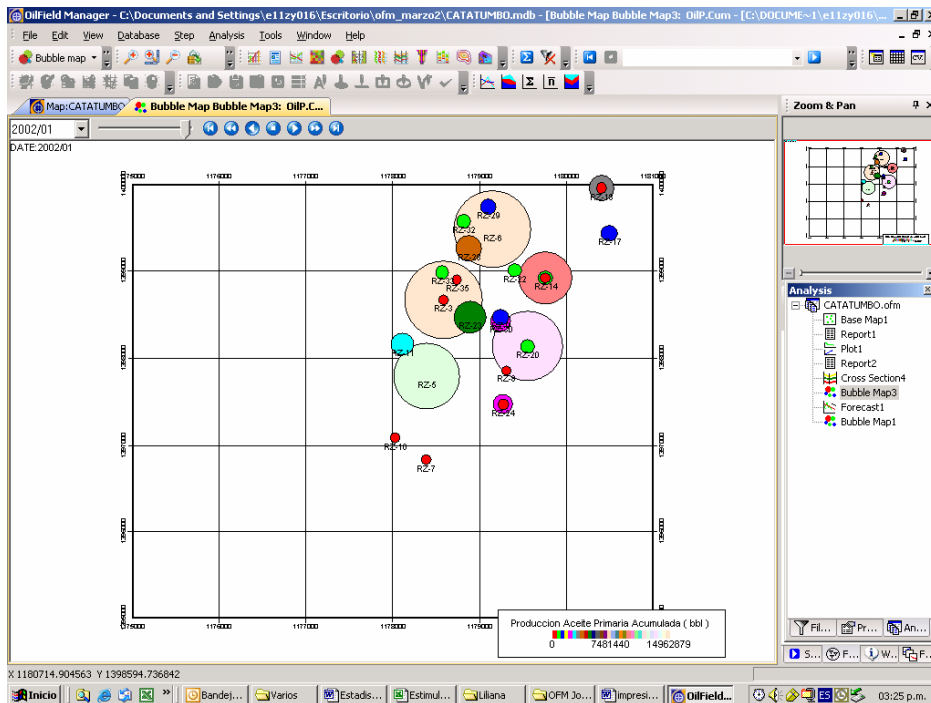
24. Guardar el mapa final como un archivo .bub para un futuro uso yendo a File > Save As.

También es útil utilizar la característica de refinamiento de visualización del mapa disponible en OFM para permitir un análisis más detallado, para utilizar el refinamiento del mapa burbuja se sigue el siguiente procedimiento:

26. Ir a Analysis > Grid Map.
27. Abrir un mapa guardado o generar una nueva base de datos para un nuevo mapa.
28. Dar click en OK para observar el mapa.

29. Con el click derecho del mouse sobre el mapa seleccionar la opción de Overlay Bubblemap.
30. Aparecerá el cuadro de dialogo de Bubblemap. Elegir la base de datos que se desea abrir, luego dar click en OK.
31. Abrir un archivo de Bubblemap.
32. Se mostrará el refinamiento local del nuevo mapa tal como en la figura 95.

**Figura 95.** Mapa Burbuja con Refinamiento de Visualización



**Fuente.** Ejemplo generado en OFM

## ANEXO B. Desarrollo del Método de Hall

A continuación se muestra un ejemplo en el cual se construye la gráfica de Hall, teniendo las siguientes condiciones como: durante los últimos 9 meses se han registrado los datos de la tabla 16 en un pozo inyector de agua. Se requiere realizar un grafico de Hall para determinar el comportamiento de la inyección.

**Tabla 16.** Ejemplo de Datos tomados en un Pozo Inyector de Agua

Mes	P <sub>w</sub> (psia)	P <sub>s</sub> (psia)	T (días)	I <sub>w</sub> (Bbl/mes)
1	2240	1300	11	11000
2	2270	1302	28	28000
3	2285	1304	30	30000
4	2290	1306	16	16000
5	2298	1308	31	31000
6	2312	1310	28	28000
7	2321	1312	22	22000
8	2911	1314	17	17000
9	3235	1316	10	10000

Asumiendo que los datos obtenidos de P<sub>w</sub> y P<sub>s</sub> son promedios para cada mes, se puede decir:

$$\int_0^t (P_w - P_e) dt \approx \sum \Delta p \times \Delta T$$

Los cálculos necesarios para realizar la gráfica de Hall se muestran en la tabla 17, los cuales se emplearan para construir la gráfica.

**Tabla 17.** Ejemplo de los Cálculos para Construir la Curva de Hall

Mes	$P_w$ (Psia)	$P_e$ (Psia)	$\Delta P$ (Psia)	$\Delta T$ (días)	$\Delta P * \Delta T$ (Psia*días)	$I_w$ (Bbl/mes)	$W_i$ (Bbl)
1	2240	1300	940	11	10340	11000	11000
2	2270	1302	968	28	37444	28000	28000
3	2285	1304	981	30	66874	30000	30000
4	2290	1306	984	16	82618	16000	16000
5	2298	1308	990	31	113308	31000	31000
6	2312	1310	1002	28	141364	28000	28000
7	2321	1312	1009	22	169652	22000	22000
8	2911	1314	1597	17	196801	17000	17000
9	3235	1316	1919	10	215991	10000	10000

En la figura 96, se nota que han ocurrido cambios graduales en la pendiente de la curva a partir del séptimo mes, lo cual indica que es necesario realizar un análisis acerca del comportamiento de la inyección. Una posible respuesta indica que estos cambios pueden haber sido ocasionados por variación en la permeabilidad resultado de un incremento en la saturación promedio de agua en el yacimiento.

**Figura 96.** Gráfico de Hall para un Pozo Inyector de Agua.

