

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN  
LOS POZOS UTILIZADOS PARA DISPONER EL AGUA DE PRODUCCIÓN**

**FLOR ANDREA PÉREZ VARÓN  
FERNANDO ANDRÉS HERNÁNDEZ ANDUQUIA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
2013**

**ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN  
LOS POZOS UTILIZADOS PARA DISPONER EL AGUA DE PRODUCCIÓN**

**FLOR ANDREA PÉREZ VARÓN  
FERNANDO ANDRÉS HERNÁNDEZ ANDUQUIA**

**Trabajo de grado para optar el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director:  
ERVIN ARANDA ARANDA  
Ingeniero de Petróleos  
Docente Universidad Surcolombiana**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA, HUILA  
2013**

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

Presidente del Jurado

---

Jurado

---

Jurado

NEIVA, \_\_\_\_\_

## DEDICATORIA

## AGRADECIMIENTOS

### **Los autores expresan su agradecimiento a:**

ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de Petróleos, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana, Director del proyecto, por sus valiosos aportes, apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

DIEGO RAMIREZ, Ingeniero de Petróleos, Departamento de producción, Parex Resources, por su colaboración y sus valiosas orientaciones para el desarrollo del proyecto.

CARMEN PINZON TORRES, Ingeniera química, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

ROBERTO VARGAS CUERVO, Geólogo, profesor titular del programa de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

Todas las personas que nos apoyaron con sus consejos y que contribuyeron de alguna forma a que este logro sea una realidad, muchas gracias.

# CONTENIDO

	Pág.
<b>LISTA DE TABLAS.....</b>	<b>VII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE GRÁFICAS.....</b>	<b>IX</b>
<b>LISTA DE APÉNDICES.....</b>	<b>X</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>XI</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>XII</b>
<b>ABSTRACT.....</b>	<b>XIII</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>1. GENERALIDADES.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL RESERVORIO RECEPTOR.....</b>	<b>2</b>
1.1.1 Geología.....	3
1.1.2 Interpretación y correlación de las formaciones receptoras con pozos aledaños.....	9
1.1.3 Interpretación geológica y consideraciones técnicas para evaluar la reinyección de las aguas sin afectar los acuíferos superiores.....	10
<b>1.2 AGUAS DE PRODUCCIÓN O AGUAS ASOCIADAS.....</b>	<b>11</b>
1.2.1 Orígenes del agua asociada a la producción.....	11
1.2.2 Componentes principales del agua asociada a la producción.....	12
1.2.3 Importancia del control de los parámetros de un análisis fisicoquímico.....	13
<b>1.3 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE AGUAS ASOCIADAS.....</b>	<b>17</b>
1.3.1 Métodos disponibles de disposición.....	17
1.3.2 Métodos de disposición recomendados.....	19
<b>1.4 TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA DISPOSICIÓN.....</b>	<b>22</b>
1.4.1 Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases.....	23
1.4.2 Tratadores.....	23
1.4.3 Remoción del petróleo disperso.....	25
1.4.4 Remoción del gas disuelto.....	27
1.4.5 Remoción de sólidos en suspensión.....	29
1.4.6 Biocidas.....	29
<b>1.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO.....</b>	<b>30</b>
<b>2. DAÑOS Y PSEUDODAÑOS A LA FORMACIÓN.....</b>	<b>32</b>
<b>2.1 DAÑO A LA FORMACIÓN.....</b>	<b>32</b>

<b>2.2</b>	<b>PSEUDODAÑOS.....</b>	<b>33</b>
2.2.1	Características de los pseudodaños .....	34
<b>2.3</b>	<b>CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN .....</b>	<b>34</b>
2.3.1	Bloqueo por emulsiones.....	35
2.3.2	Cambios de mojabilidad .....	36
2.3.3	Bloqueo por agua .....	37
2.3.4	Invasión de sólidos .....	37
2.3.5	Hinchamiento de arcillas .....	39
2.3.6	Invasión de los sólidos del lodo.....	40
2.3.7	Depósitos orgánicos .....	41
2.3.8	Depósitos inorgánicos .....	43
<b>2.4</b>	<b>TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN.....</b>	<b>43</b>
2.4.1	Perforación .....	43
2.4.2	En la cementación del pozo.....	44
2.4.3	En la producción o en la inyección .....	44
2.4.4	Daños en formación de origen biológico.....	44
<b>3.</b>	<b>MÉTODOS PARA DETERMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS INYECTORES .</b>	<b>47</b>
<b>3.1</b>	<b>ANÁLISIS DE PRUEBAS FALL OFF .....</b>	<b>47</b>
3.1.1	Análisis de pruebas fall off, para fluidos con relación de movilidad unitaria.....	47
3.1.2	Obtención del coeficiente del efecto de llene.....	51
3.1.3	Procedimiento operacional durante una prueba “Fall off” .....	52
<b>3.2</b>	<b>ANÁLISIS DE LAS GRÁFICAS DE HALL .....</b>	<b>52</b>
3.2.1	Introducción al método de Hall.....	53
3.2.2	Procedimiento de la prueba .....	54
<b>3.3</b>	<b>ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD .....</b>	<b>56</b>
<b>3.4</b>	<b>DETERMINACIÓN DE COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE INYECCIÓN Y LA FORMACIÓN RECEPTORA .....</b>	<b>57</b>
<b>4.</b>	<b>ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN LOS POZOS UTILIZADOS PARA DISPONER EL AGUA DE PRODUCCIÓN. EJEMPLO DE CAMPO. ....</b>	<b>59</b>
4.1	SISTEMA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO KONA.....	59
4.2	ANÁLISIS DE GRÁFICAS DE HALL PARA CADA UNO DE LOS POZOS DEL CAMPO KONA 60	
4.3	ANÁLISIS DE LA INYECTIVIDAD DEL CAMPO KONA.....	61
4.4	ANÁLISIS DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN DEL CAMPO KONA .....	63
<b>5.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>67</b>
<b>6.</b>	<b>RECOMENDACIONES .....</b>	<b>68</b>

**BIBLIOGRAFÍA**

**APÉNDICES**



## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Características de las formaciones Carbonera, León y Guayabo .....	5
Tabla 1.2 Componentes normales y propiedades que se miden en el laboratorio. ....	12
Tabla 1.3 Valores para calcular el Índice de Langelier .....	15
Tabla 1.4 Tendencia de los valores del índice de Ryznar .....	16
Tabla 2.1 Valores de S.....	33
Tabla 2.2 Causas más comunes de daños de formación .....	35
Tabla 2.3. Tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación.....	40
Tabla 2.4 Compuestos Orgánicos .....	42
Tabla 4.1 Análisis calidad de agua de inyección .....	64
Tabla 4.2 Propiedades físico-químicas campo Kona comparadas con los valores ideales. ....	65

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Localización del bloque LLA-16 .....	2
Figura 1.2 Columna estratigráfica generalizada de los Llanos Orientales .....	4
Figura 1.3 Mapa de espesores de la Formación Carbonera C1.....	6
Figura 1.4 Mapa de espesores de la Formación León – Sello .....	7
Figura 1.5 Correlación entre los pozos Kona Norte-2, Kona-3 y Kona-14. El gris denota las unidades arcillosas (Formación León – Sello regional).....	8
Figura 2.1 Tipos de emulsiones .....	36
Figura 2.2 Curvas de permeabilidad relativa .....	37
Figura 2.3 Costra sobre superficie plana del núcleo (plug).....	38
Figura 3.1 Descripción de un pozo inyector.....	47
Figura 3.2 Gráfica típica de una prueba Fall off .....	49
Figura 3.3 Determinación de la recta pendiente para el método de Horner .....	50
Figura 3.4 Determinación del tiempo donde terminan los efectos de almacenaje .....	51
Figura 3.5 Determinación del coeficiente de llene .....	52
Figura 3.6 Método de Hall cuando no hay taponamiento .....	54
Figura 3.7 Método de Hall cuando existe daño de formación.....	54
Figura 3.8 Diagrama de relación entre radios .....	55
Figura 3.9 Determinación de la presión de fractura para un pozo de inyección .....	57
Figura 4.1 Esquema planta de inyección .....	60

## LISTA DE GRÁFICAS

Grafica 4.1 Gráfica de Hall para cada pozo inyector del campo Kona .....	60
Gráfica 4.2 Inyección total campo Kona .....	61
Gráfica 4.3 Inyectividad campo Kona (cada pozo).....	62
Gráfica 4.4 Inyectividad campo Kona y tratamientos realizados.....	63

## **LISTA DE APÉNDICES**

APÉNDICE A Estimulaciones ácidas/solventes realizadas a los pozos inyectoros campo Kona

APÉNDICE B Caracterización fisicoquímica del agua de inyección

## GLOSARIO

**DISPOSAL:** término en inglés que se usa para indicar disposición en este caso agua.

**ESTIMULACIÓN:** es una de las actividades más importantes para mantener o aumentar la producción de los pozos petroleros.

**INYECTIVIDAD:** medida del potencial para indicar capacidad de introducir agua dentro de la formación.

**DEPOSITACIÓN:** colocar delgadas capas de un material sobre otro.

**DESNATADORAS/ SKIMMER:** son herramientas simples, confiables y efectivas para remover el aceite, grasas y otros hidrocarburos del agua.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** Daño en la formación.

**HIDROCILONES:** son aparatos que pueden hacer las funciones de pre filtro para crudos y aguas contaminadas por arenas.

**COALESCENCIA:** posibilidad de dos o más materiales de unirse en un único cuerpo.

**CORROSIÓN:** deterioro de un material como consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

**BIOCIDAS:** sustancias químicas sintéticas o de origen natural; microorganismos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier organismo considerado nocivo para el hombre.

**PRUEBAS FALL OFF:** Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

Con esta prueba es posible determinar: Las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector, Permite dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada, estimar la presión promedio del yacimiento.

**BLACK FLOW:** Flujo en reversa; operación realizada en pozos de inyección que consiste en devolver el fluido inyectado disminuyendo la presión de pozo haciendo que la presión d formación sea mayor ésto con el objetivo para ayudar a destaponar la formación.

## RESUMEN

Actualmente en la industria del petróleo se genera preocupación debido a la depositación de las aguas producidas por los yacimientos ya que estas contienen grandes cantidades de sustancias contaminantes, y por lo tanto, las empresas tienen que regirse según la reglamentación ambiental; en este documento se encuentran diversos métodos que se utilizan y se expone cuáles son los más adecuados; se detalla uno de los métodos que consiste en depositar el agua producida (agua asociada) a una formación específica por medio de un sistema de inyección siendo previamente circulada por un proceso de tratamiento por el cual se regulan las propiedades del agua antes de ser inyectada, es denominado inyección para la eliminación de agua y cuyo objetivo de éste es depositar el agua asociada a la producción a una formación determinada.

Éste trabajo está enfocado en los problemas de inyección que se generan en estos tipos de pozos y tiene como ejemplo el campo KONA que cuenta con tres pozos inyectoros y el cual ha venido presentando problemas de pérdida de inyectividad; se trata cada uno de los pozos de forma generalizada en el campo para determinar cuáles son las causas que están afectando este proceso y para ésto se convierte de gran importancia determinar los tipos de daños en la formación y/o las razones por las cuales se presentan cambios altos de presión, y así minimizar el impacto económico que se produce al momento de llevar a cabo el proceso de inyección de agua en los pozos de disposición.

Una vez realizado el estudio de las causas de pérdida de inyectividad se brindan unas recomendaciones que la empresa operadora puede realizar para enfrentarse a este problema; la compañía que opera el campo KONA realiza operaciones de estimulación ácida/solvente pero éste método no ha dado suficientes resultados y debe estar realizándolas frecuentemente lo que genera grandes costos y posiblemente un problema mayor si el campo no puede depositar el agua asociada incluso puede hasta llegar a tener que cerrar pozos productores debido a las grandes cantidades de agua producida.

## **ABSTRACT**

Currently in the oil industry concern since the deposition of the water produced by the fields as these contain large amounts of pollutants, and therefore, companies have to abide by environmental regulations, in this document includes various methods are used and is exposed which are best suited; detailed one method that involves depositing the produced water (water associated) to a specific formation through an injection system previously being circulated by a treatment process which regulates the water properties before being injected, injection is called for removing water and aim of this is to deposit the water associated with the production of a particular formation.

This work is focused on injection problems generated in these types of wells and is exemplified KONA field with three injection wells and which has been presenting injectivity loss problems, it is each of the wells widely in the field to determine what the causes that are affecting this process and this becomes very important to determine the types of formation damage and / or reasons why changes occur high pressure, thus minimizing the economic impact that occurs when carrying out the process of injecting water into disposal wells.

Once the study of the causes of loss of injectivity provide recommendations that the operator can take to address this problem, the company that operates the field KONA operates acid stimulation / solvent but this method has not been enough results and should be performing them often generating large costs and possibly a bigger problem if the field can't store water can associated even down to having to shut down production wells due to the large amounts of water produced.

## INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo se enfrenta con un gran problema como es la disposición del agua de producción. En Colombia, como en el resto del mundo, en la mayoría de los campos productores, a medida que pasa el tiempo el corte de agua aumenta continuamente e incluso se puede llegar a producir solo agua; la rapidez con que ésto sucede depende de las condiciones de cada pozo y yacimiento.

En Colombia hay campos en los que se manejan grandes cortes de agua incluso hay campos que tienen un BSW hasta del 99%. Y es allí donde se encuentra con el problema de disposición de enormes cantidades de agua ya que por normas ambientales no se puede depositar en superficie.

La inyección de agua es un método muy común en la industria ya que ambientalmente es el más recomendado tanto para depositar el agua producida y también en muchos casos es utilizado como método de recobro mejorado ya que el empuje del agua ayuda al aceite a moverse.

El presente proyecto de grado analiza los parámetros principales que pueden influir en el buen desarrollo del sistema de inyección utilizando como ejemplo el campo Kona el cual consta de 3 pozos inyectoros utilizados para este objetivo, con el propósito de encontrar anomalías en el proceso y así poder corregirlas.



# 1. GENERALIDADES

## 1.1 GENERALIDADES Y GEOLOGÍA DEL RESERVORIO RECEPTOR

El bloque LLA-16 (Figura 1.1) se encuentra en la parte centro oriental de la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, dentro del departamento del Casanare, a 71 Km al Norte de Yopal, cubriendo un área de 63.783 Has. Topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia el oriente, localizada dentro de la zona inundable en época de invierno.

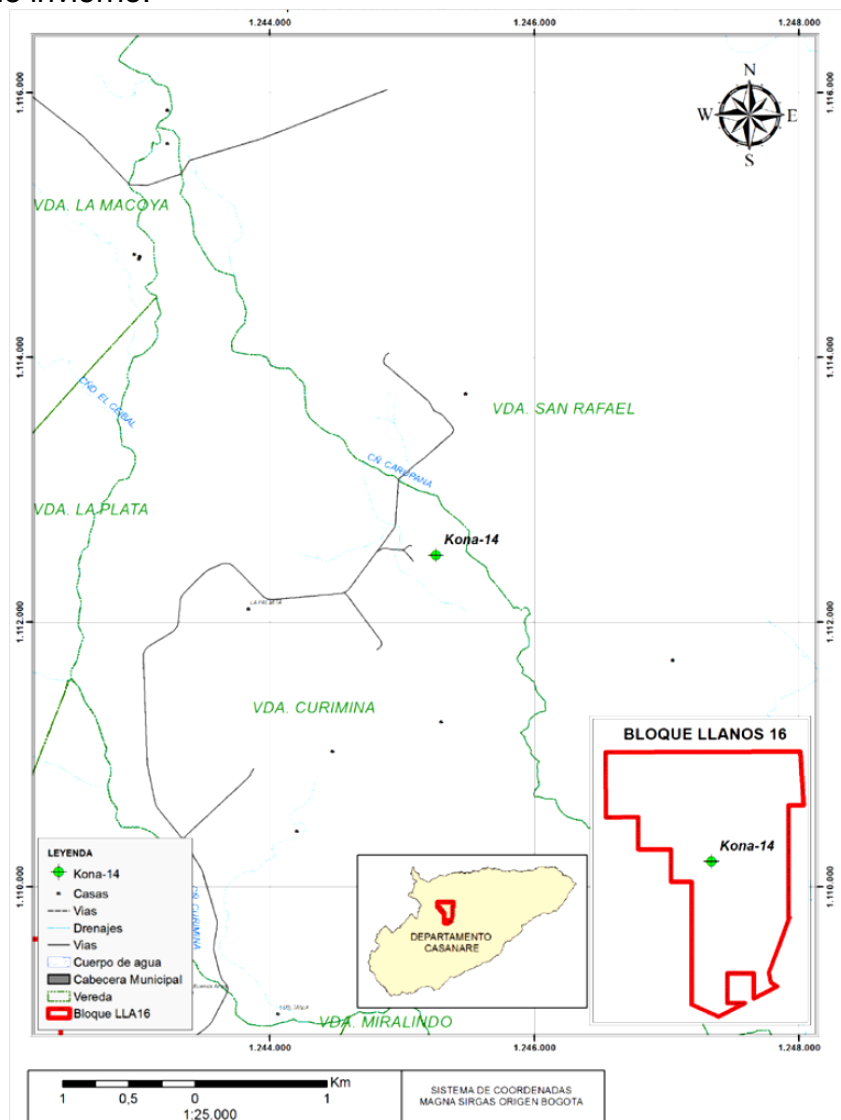


Figura 1.1 Localización del bloque LLA-16

Fuente: Informe final de geología.

### 1.1.1 Geología

La Cuenca de los Llanos Orientales corresponde a una depresión estructural con tendencia noreste (NE), limitada al occidente (W) por la Cordillera Central, al este (E) por el Escudo de la Guayana, al noreste (NE) por el Arco de Arauca que la separa de la Cuenca de Barinas en Venezuela y al sur (S) por la Serranía de la Macarena y el Alto del Vaupés que la separa de la Cuenca del Putumayo.

En términos generales la cuenca presenta una inclinación hacia el oeste (W), dirección en la cual, la columna estratigráfica aumenta progresivamente su espesor. El buzamiento regional es hacia el oeste (W) y presenta una inclinación entre 3° y 5°. Las estructuras están asociadas a fallamiento normal de tipo antitético con fuertes componentes de rumbo, que generalmente forman pequeños anticlinales o monoclinales en los bloques adyacentes. Dichos grupos de fallas tienen una orientación general N10°-30°E, dentro de las cuales también se presentan fallas normales antitéticas con rumbo general N40°E, las cuales generan estructuras prospectivas de interés.

Con respecto al pozo exploratorio Kona-14 en cuanto a las arenas del Miembro C-1 de la formación Carbonera se presenta un gran sello regional con un espesor de 1,259 pies correspondiente a la formación León. Ésta mantiene su espesor y sus características litológicas constantes regionalmente, de acuerdo a lo que se ha podido identificar en los pozos perforados vecinos.

Se interpretaron los horizontes correspondientes a los topes de las formaciones León y el Miembro C1 de la formación Carbonera. A partir de estos horizontes y del picado de las fallas existentes se hicieron mapas, análisis de atributos geofísicos y diagramas de Allan para determinar la efectividad de los sellos.

En conclusión, se puede decir que por medio de la interpretación sísmica y la correlación regional de pozos, se observa una buena continuidad de la formación León que sirve como sello horizontal y vertical, garantizando el aislamiento hidráulico de las unidades arenosas en las que se espera disponer el agua de producción.

#### **Estratigrafía**

En la Figura 1.2, la columna estratigráfica generalizada muestra un ejemplo regional de las diferentes formaciones, cada una de las unidades litológicas se ha nombrado de acuerdo a la nomenclatura utilizada para esta parte de la Cuenca de los Llanos Orientales.

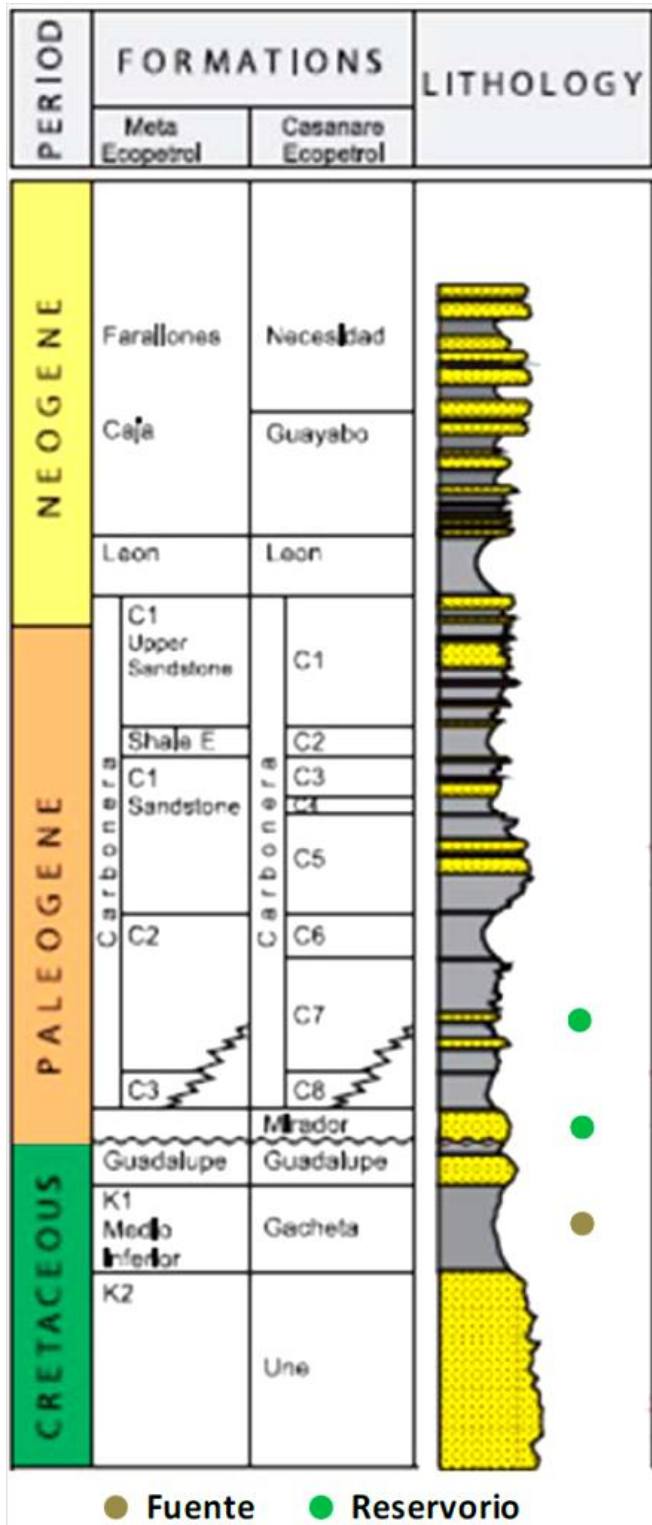


Figura 1.2 Columna estratigráfica generalizada de los Llanos Orientales

Fuente: Informe final de geología.

A continuación se mencionarán las características de la unidad C1 de la formación Carbonera y la formación León con el fin de sustentar su capacidad de recepción de agua sin afectar los acuíferos superiores ni el área en general.

Tabla 1.1 Características de las formaciones Carbonera, León y Guayabo

FORMACIÓN/MIEMBRO	ESPESOR	EDAD	LITOLÓGÍA	AMBIENTE
CARBONERA C2	217'	Oligoceno Superior	Lutitas grises oscuras y paquetes de arenitas de grano muy fino y arcillosas tabulares de color rojizo.	Canales fluviales o estuarios
CARBONERA C1	498'	Oligoceno Superior	Arenas cuarzosas de grano medio a grueso, friables, con intercalaciones delutitas y arcillolitas.	Canales fluviales o estuarios
LEÓN	1259'	Mioceno Inferior	Lutitas principalmente y hacia el tope arcillolitas grises claras a verdosas.	Transgresión marina
GUAYABO	8828'	Mioceno Superior	Arenas con intercalaciones de Arcillolita y Limolita. Las arenas son de grano medio a grueso y algunos niveles de conglomerados	Retro-gradacional a intracontinental

*Fuente: Informe final de geología.*

### **Espesores**

Se calculó en el pozo Kona-14 en el miembro C1 de la Formación Carbonera, 498 pies con potencial de reinyección de agua. En las figuras 2 y 3, se presentan los mapas de espesores de C1 y su respectivo sello la formación León. Como se puede ver, estos mapas muestran las tendencias del espesor en cada nivel de acuerdo a su depositación y posición estructural en relación al sistema de fallas y su continuidad. Es importante recalcar que los espesores de las formaciones varían más en las zonas cercanas a las fallas existentes en el bloque.

Aunque hay algunos cambios en éstos, no se muestran acuñamientos, sobreposición de estratos o áreas que hayan sufrido erosión o cambio de facies relevante dentro del bloque.

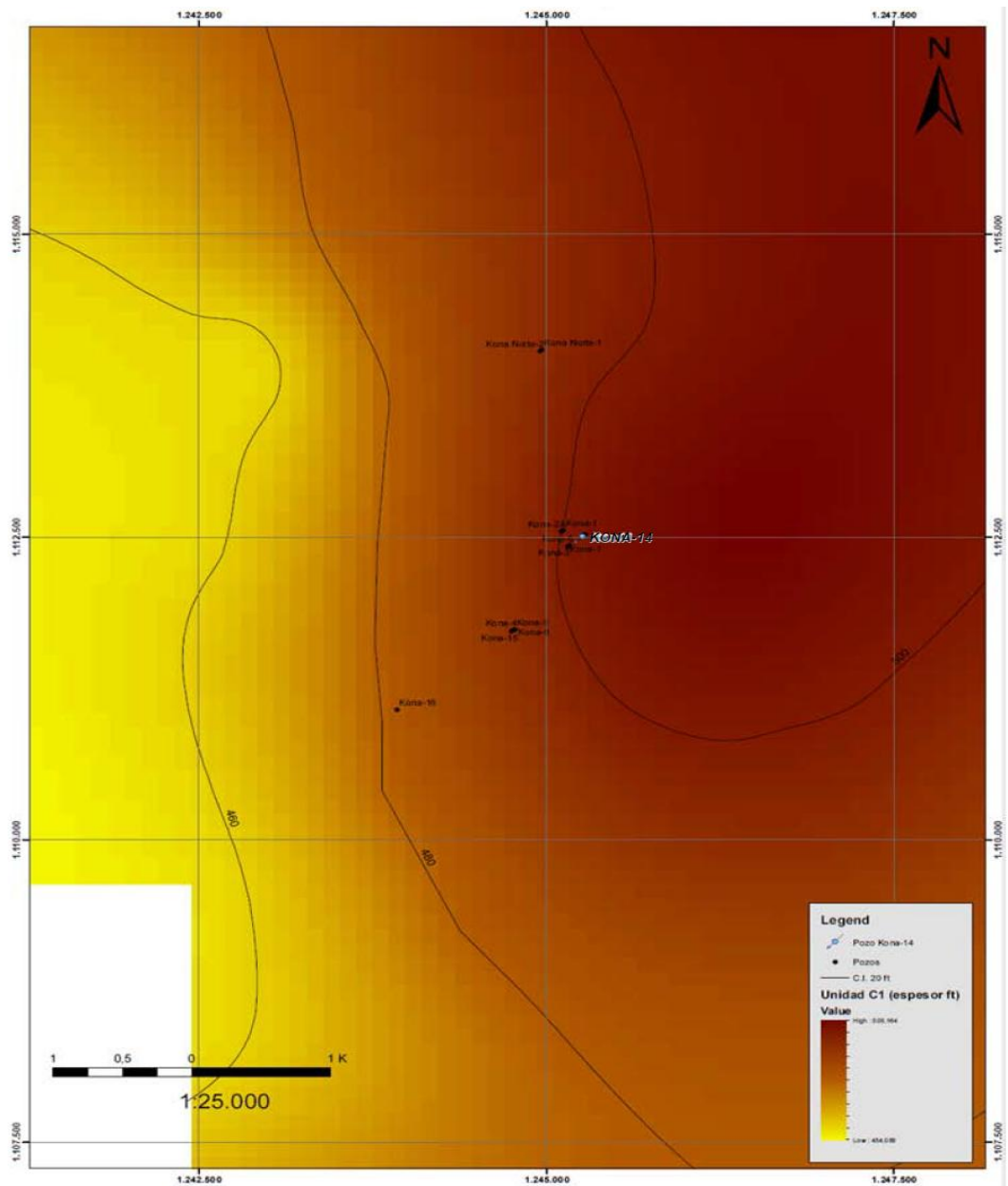


Figura 1.3 Mapa de espesores de la Formación Carbonera C1

Fuente: Informe final de geología.

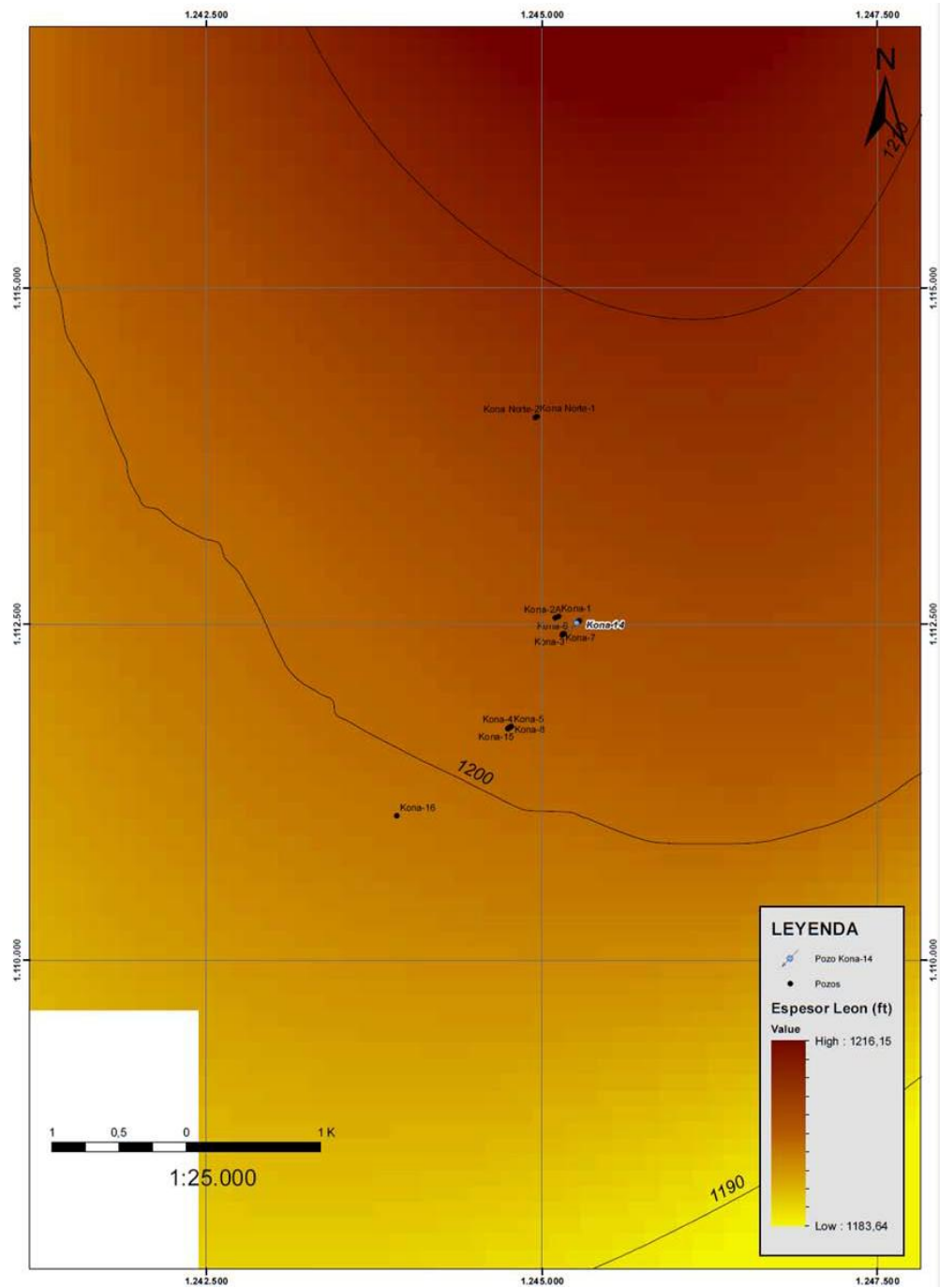


Figura 1.4 Mapa de espesores de la Formación León – Sello

Fuente: Informe final de geología.

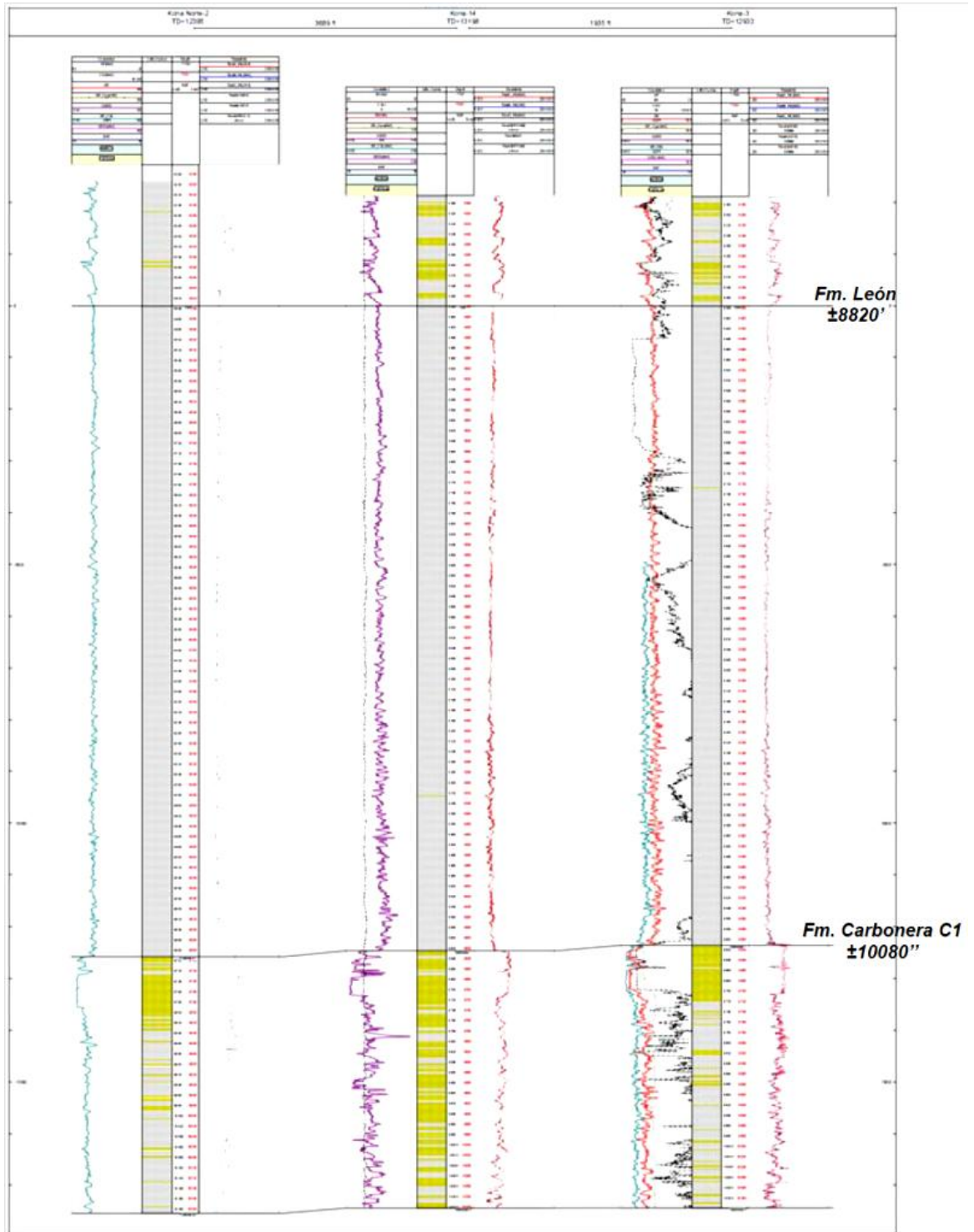


Figura 1.5 Correlación entre los pozos Kona Norte-2, Kona-3 y Kona-14. El gris denota las unidades arcillosas (Formación León – Sello regional)

Fuente: Informe final de geología.

### **1.1.2 Interpretación y correlación de las formaciones receptoras con pozos aledaños.**

Las formaciones dentro de la cuenca de los llanos orientales, se mantienen relativamente constantes al haber podido albergar estos depósitos en un ambiente pasivo durante su depositación. Los movimientos derivados de la tectónica que caracteriza el área permitieron formar trenes de entrampamiento, que aunque generaron un cambio importante dentro de la cuenca, su carácter normal mantuvo los espesores en la mayoría de las formaciones. La cuenca muestra un buzamiento regional leve entre 3 y 5 grados, lo que permite también una buena distribución de las arenas y arcillas.

Por medio de las correlaciones se puede decir que las arenas están intercaladas con cuerpos arcillosos, que para el caso del bloque LLA-16 no presentan acuñamientos o cambios fuertes en su espesor o polaridad. De acuerdo con los estudios realizados en la cuenca, los acuíferos se sitúan en la parte más superficial de la secuencia dentro de los primeros 500 pies, que correspondería a la parte superior de la formación Guayabo.

De acuerdo a la correlación en la figura 1.5, la siguiente formación estaría en promedio 8,827 pies por debajo que en este caso correspondería a la Formación León, la cual se caracteriza como se dijo anteriormente, por arcillolitas verdosas empaquetadas y regionalmente constantes que hace un sello regional en toda la cuenca.

Bajo este paquete masivo con un espesor promedio de 1,260 pies, se encuentra la formación Carbonera donde estarían los primeros niveles con potencial de reinyección. Esto significaría que hay una columna constante de alrededor de 10,087 pies entre los acuíferos y los cuerpos más someros de arena donde se piensa disponer el agua.

#### **Descripción de las características de porosidad y permeabilidad de las unidades receptoras.**

Las porosidades dentro del bloque LLA-16, se muestran relativamente constantes al igual que las permeabilidades. Se puede decir que la unidad C1 que se proyecta como receptora tiene características petrofísicas estables que permiten la entrada de un volumen de agua reinyectada sin generar daño en la formación.

Se encontró una porosidad de 21% para el nivel C1, calculada por medio de las curvas de densidad y neutrón tomadas en el pozo.



En cuanto a la permeabilidad, a pesar de no tener datos de corazones dentro del bloque, se calculó una curva teórica que fue luego comparada y ajustada con los corazones y reportes de otros bloques.

En cuanto a las permeabilidades relativas, se pueden distinguir distintos patrones de acuerdo a el contenido de arcilla en la formación y el tamaño de grano característico de cada unidad, para el caso del Miembro C1 se obtuvo un intervalo entre 500 y 3500 mD.

### **1.1.3 Interpretación geológica y consideraciones técnicas para evaluar la reinyección de las aguas sin afectar los acuíferos superiores.**

Las unidades arenosas en los Llanos Orientales hacen parte de ambientes en su mayoría fluviales que comprenden desde canales anastomosados como es el caso de la formación Carbonera, donde se pueden identificar en términos generales estuarios como ambiente de depositación, hasta drenajes trenzados como es el caso de las formaciones Mirador y Guadalupe.

Estos tipos de ambientes permiten la depositación de arenas con características litológicas muy buenas con propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad ideales para la reinyección de agua.

Estos patrones de depositación también permitieron la yuxtaposición de sellos estratigráficos intra-formacionales o paquetes arcillosos que descansan sobre y bajo los cuerpos arenosos.

Como ejemplos de estos sellos, se tienen:

- a) Dentro de la formación Carbonera cada cuerpo arenoso tiene un sello vertical propio. Tal como se dijo en la descripción de las formaciones, las unidades pares (C-2, C-4 y C-6) se comportan como sellos de las impares (C-3, C-5 y C-7).
- b) Para las arenas del Miembro C-1 se presenta un gran sello regional con un espesor de 1,200 pies correspondiente a la formación León. Ésta mantiene su espesor y sus características litológicas constantes regionalmente, de acuerdo a lo que se ha podido identificar en los pozos perforados vecinos.

## **1.2 AGUAS DE PRODUCCIÓN O AGUAS ASOCIADAS**

Las aguas asociadas a la producción reciben este nombre porque al extraer el crudo de los yacimientos, y debido a las características estructurales del subsuelo, vienen mezcladas con el crudo. De hecho, en la mayoría de los pozos, las mismas aguas son parte del proceso de extracción, ya que ejercen una presión natural, empujando el crudo hacia la superficie una vez perforado el pozo.

En la actualidad, los volúmenes de producción de crudo se han incrementando, lo que ha generado, debido a las condiciones de los yacimientos, incrementos simultáneos en la extracción de agua asociada.

Estas aguas, al igual que el crudo, son transportadas por tuberías llamadas líneas de flujo a las plantas de recolección y tratamiento. Allí son separadas del petróleo gracias a procesos, tan simples a veces, como la estabilización en tanques que se denominan tanques de sulgencia y donde, de forma natural y por diferencia de densidades, el aceite se aparta del agua.

El agua producida contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S). Puede haber algunos sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación en el estroncio y el radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene niveles demasiado altos de gotitas de petróleo suspendidas y emulsificadas. Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua producida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas.

### **1.2.1 Orígenes del agua asociada a la producción.**

Es el agua que está presente en el yacimiento junto con los hidrocarburos y se produce a la superficie con el petróleo crudo o gas natural. En la producción de petróleo, el agua representa el mayor volumen de sustancias contaminantes, caracterizada por su naturaleza salina, se ha descubierto que el agua de producción contiene ciertas sales y sustancias que son muy tóxicas para el ambiente.

Teniendo en cuenta la teoría de formación de los hidrocarburos, la mayoría de estas aguas fueron atrapadas por la posterior depositación en un largo periodo de tiempo en el cual se presentaron alteraciones químicas en las propiedades de estas aguas debido a las diferentes series de secuencias biológicas ocurridas a grandes profundidades. La descomposición aeróbica y anaeróbica de los organismos depositados produjeron el kerógeno que más tarde fue químicamente transformado

en hidrocarburos y posteriormente pasaron a ser disueltos en agua. Estos procesos químicos ocurren a diferentes profundidades, formaciones geológicas y tiempo, lo que hace que las propiedades de las aguas de los yacimientos sean únicas. La experiencia demuestra que la formación de hidrocarburos en el mismo periodo geológico tiende a tener propiedades similares en las salmueras del yacimiento con alguna variación en la concentración de iones y cationes.

### 1.2.2 Componentes principales del agua asociada a la producción.

Los componentes primarios de las aguas producidas dependen del agua específica que se produce, y los componentes que se muestran en un análisis, a menudo dependen de la razón por la cual se realiza el análisis del agua. La mayoría de los componentes han sido estudiados en forma extensa e individualmente en varias oportunidades por muchas razones. Estos estudios han sido resumidos y son descritos con bastante detalle. Por ejemplo, la preocupación con aguas de inyección tiende a realzar aquellos cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de aceite y grasa.

Tabla 1.2 Componentes normales y propiedades que se miden en el laboratorio.

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Calcio (Ca <sup>2+</sup> )	Cloruro(Cl <sup>-</sup> )	pH
Magnesio(Mg <sup>2+</sup> )	Carbonato(CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	Sólidos en suspensión - cantidad, tamaño, forma, composición
Sodio(Na <sup>+</sup> )	Bicarbonato(HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	Turbidez
Hierro (Fe <sup>3+</sup> )	Sulfato(SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	Temperatura
Bario(Ba <sup>2+</sup> )		Peso específico
Estroncio(Sr <sup>2+</sup> )		Oxígeno disuelto
Radio(Ra <sup>2+</sup> )		Anhídrido carbónico disuelto
		H <sub>2</sub> S
		Conteo bacteriano
		Contenido de petróleo

Se acostumbra medir la concentración de los sólidos disueltos totales (TDS) la cual es simplemente la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

### 1.2.3 Importancia del control de los parámetros de un análisis fisicoquímico

**pH:** Es muy importante por varias razones. La solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  y hierro dependen directamente del pH, el cual mientras más grande sea, la tendencia para precipitarse es mayor. Y cuando el pH disminuye (se transforma más ácido el fluido) la tendencia de formar incrustaciones disminuye, pero su tendencia corrosiva aumenta. La mayoría de aguas de formación tienen un pH de 4 a 8. El pH debe ser medido inmediatamente después de tomada la muestra.

**Conductividad:** La resistencia a fluir la corriente eléctrica es función del número de iones disueltos en el agua. A mayor conductividad mayor es el número de iones disueltos en el agua.

**Salinidad:** Mientras más alta sea la salinidad mayor será su tendencia corrosiva.

**Alcalinidad Total:** La alcalinidad en las aguas es atribuida a la presencia de bicarbonato, carbonato, e iones oxidrilo. Sin embargo, cada uno de estos iones existe únicamente en un rango de pH. Una idea general de la contribución a la alcalinidad como función del pH del agua de reinyección es tal como sigue:

pH	Iones que causan la alcalinidad
9.6 – 14.0	$\text{OH}^-$ y $\text{CO}_3^{=}$
8.3 – 9.6	$\text{HCO}_3^-$ y $\text{CO}_3^{=}$
4.5 – 8.3	$\text{HCO}_3^-$

**Dureza Total:** Se define como la suma de las concentraciones de calcio y magnesio, expresado como equivalente de  $\text{CaCO}_3$ .

**Dureza Cálcica:** Determina la concentración únicamente de la cantidad de carbonato de calcio.

**$\text{SO}_4^{=}$ :** es un problema porque tiene la habilidad de reaccionar con iones calcio, bario o estroncio para formar incrustaciones insolubles. Además sirve como alimento a las bacterias sulfato reductoras.

**HCO<sub>3</sub><sup>-</sup>**: El ion bicarbonato puede reaccionar con iones calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. Se presenta generalmente en toda agua.

**Ca<sup>++</sup>**: El ion calcio se puede combinar con iones bicarbonato, carbonato, o sulfato y formar precipitados, que pueden adherirse a la incrustación o sólidos en suspensión.

**Mg<sup>++</sup>**: Tiende a reaccionar y asentarse con el carbonato de calcio, para así formar incrustación.

**Cl<sup>-</sup>** : Su concentración es usada como una medida de salinidad. Si mayor es su concentración entonces mayor será la tendencia corrosiva del agua de reinyección.

**Na<sup>+</sup>**: Normalmente no causa ningún problema, pero a veces puede precipitarse como NaCl.

**Fe<sup>++</sup>**: Normalmente su presencia es baja en aguas de formación , es por eso que es un indicativo de que existe corrosión. Los precipitados de hierro es una de las mayores causas del taponamiento de formación .

**Sólidos disueltos totales**: Es la cantidad total de material disuelto en cierto volumen de agua. Puede ser calculado mediante la suma de todos los aniones y cationes presentes en el agua de reinyección

**Contenido de sólidos en suspensión**: es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtración de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de 0.45µ de diámetro.

**Contenido de petróleo**: es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie es un problema tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

**Índice de Langelier**: Es una medida del grado de saturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, alcalinidad y dureza. Si el índice de Langelier es positivo, el carbonato de calcio puede precipitar de una solución y formar incrustaciones. La forma más simple de hallar el índice de Langelier es la siguiente:

**IL: pH + T + D + A – 12.5**

Donde:

Tabla 1.3 Valores para calcular el Índice de Langelier

Dureza		Alcalinidad total		Temperatura	
ppm	D	ppm	A	°C	T
5	0.3	5	0.7	0	0.0
25	1.0	25	1.4	3	0.1
50	1.3	50	1.7	8	0.2
75	1.5	75	1.9	12	0.3
100	1.6	100	2.0	15	0.4
150	1.8	150	2.2	19	0.5
200	1.9	200	2.3	24	0.6
300	2.1	300	2.5	29	0.7
400	2.2	400	2.6	34	0.8
800	2.5	800	2.9	40	0.9

*Implicaciones del valor del índice de Langelier*

- Si su signo es negativo y mayor a -0.5: el agua está desequilibrada y es corrosiva, por lo que se debería aumentar su alcalinidad y/o pH
- Si el índice de Langelier toma un valor igual a 0: el agua tiene un equilibrio perfecto.
- Si el valor del índice de Langelier está comprendido entre -0.5 y +0.5: el agua está en equilibrio también, pero tendrán que realizarse esporádicamente análisis de agua para verificar que continúe entre esos parámetros. De todas formas, los parámetros entre los cuales se considera que el agua es equilibrada depende del uso que se le dé al agua. Por ejemplo, el agua de piscina se

estima que para ser equilibrada su índice de Langelier debe estar comprendido entre -0.3 y +0.3.

- Si su signo es positivo y mayor a 0.5: el agua no está en equilibrio y es incrustante, por lo que se debería de reducir su alcalinidad y/o pH

#### *Agua corrosiva*

El agua corrosiva produce la oxidación de todos aquellos elementos metálicos con los que está en contacto, produciendo en calderas y tuberías problemas de corrosión graves, porque su comportamiento ácido tiende a absorber todo tipo de metales pesados. Como señal de corrosión del agua, tenemos un agua coloreada en marrón o verde dependiendo de la "valencia" del hierro o en azul, verde, gris o negro también dependiendo de la valencia del cobre y de dónde se deposite.

#### *Agua incrustante*

El agua incrustante tienen un comportamiento contrario al agua corrosiva: tiende a depositar o precipitar carbonato cálcico, causando deposiciones en filtros, tuberías, accesorios.

**Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI)** El Índice de Estabilidad de Ryznar (RSI) es una modificación al Índice de Saturación de Langelier (LSI) para proporcionar una mejor indicación en la tendencia a la formación de incrustaciones de carbonato de calcio. Ryznar detectó que aguas de baja dureza y alta dureza pudieran tener (LSI) similares. Por ello, modificó la fórmula a la siguiente expresión:

$$RSI = 2pH_s - pH$$

Donde:

pH: es el pH del agua

pH: pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcocarbónico del agua

Tabla 1.4 Tendencia de los valores del índice de Ryznar

Índice de Ryznar	Tendencia
4-5	alta de incrustaciones
5-6	ligera de incrustaciones
6-7	equilibrio
7-7,5	ligeramente corrosiva
7,5-8,5	Altamente Corrosiva

### **1.3 MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DE AGUAS ASOCIADAS**

En el caso del agua producida, la mayor parte deberá considerarse como residuo y deberá ser eliminada luego de ser tratada de una manera que sea ambiental y económicamente aceptable.

Anteriormente, se disponía del agua salada o producida sin ningún tipo de control de forma tal que causaba serios problemas ambientales. Los efectos de muchos de los problemas no fueron notados rápidamente debido a la naturaleza de la descarga del producto (agua) y porque muchas de las descargas ocurrieron en zonas remotas y de poca población.

A continuación se enumeran algunos métodos de disposición empleados, sin considerar su efecto sobre el medio ambiente, y no debe interpretarse como una recomendación de los mismos.

#### **1.3.1 Métodos disponibles de disposición**

##### **Descarga sin control a la superficie**

En este caso, el agua producida original es descargada de la concesión al suelo. El contenido de petróleo no es medido o controlado y los efectos no son considerados. Esta práctica lleva a la contaminación de las capas freáticas superficiales y del agua potable y a la acumulación de grandes cantidades de sal en el suelo, tornándolo inutilizable.

##### **Descarga sin control en agua dulce**

La descarga de agua producida en arroyos, ríos y lagos lleva a la destrucción de estos cuerpos de agua, a la destrucción de peces y especies, a la matanza de otras especies acuáticas, y a paisajes deplorables. La contaminación de estas corrientes también conduce a la polución de las aguas freáticas y de otras fuentes de agua potable.

##### **Descarga controlada en la superficie**

La descarga controlada en la superficie es practicada en algunas zonas, principalmente en los estados septentrionales de los Estados Unidos de Norte América. El agua producida se usa para rociar los caminos en el invierno y su contenido salino aprovechado para derretir el hielo y la nieve a temperaturas cercanas al punto de congelamiento. La descarga en la superficie también se practica en algunas zonas áridas del mundo en donde el agua se esparce sobre los caminos para controlar al polvo.

##### **Descarga controlada en aguas superficiales**

La descarga controlada en aguas dulces superficiales se practica en algunas zonas, por ejemplo, en Wyoming. Se ejerce el control sobre la



cantidad de sales disueltas totales en el fluido (en Wyoming el límite es de 5000 ppm), en el uso del agua - por ejemplo, alimento para ganado - y en su concentración en las zonas de la descarga relacionándola con la población y con el uso del agua en la zona.

### **Evaporación**

En las zonas áridas donde las tasas de evaporación son altas, el agua producida se coloca en fosas y se deja que se evapore. El agua se purifica por la evaporación pero las sales y sólidos disueltos permanecen en la fosa de evaporación. Eventualmente se deberá disponer de estos sólidos en forma segura.

### **Descarga sin control en ambientes marinos costeros**

La descarga sin control en ambientes marinos costeros ha sido común debido a la ubicación de muchos campos (estuarinos) de petróleo. Esto ha llevado a la concentración de metales y aceites pesados en la vida marina y a la contaminación costera.

### **Descarga controlada en ambientes marinos costeros**

Las descargas controladas en ambientes marinos costeros comprenden principalmente un control del contenido del petróleo y del punto de descarga. Los objetivos principales son evitar las aguas muertas o estancadas y las zonas pesqueras.

### **Descarga en aguas profundas (sin mareas)**

Las descargas desde plataformas han sido comunes. Los controles en donde se han aplicado, han sido dirigidos principalmente al contenido de petróleo.

### **Inyección por el espacio anular**

Se ha practicado la inyección de agua por el espacio anular de pozos productivos en varios campos. Esencialmente, es lo mismo que la inyección en pozo somero o poco profundo pues el fluido se dirige a la primera zona permeable debajo de la primera tubería de revestimiento.

### **Inyección en pozo poco profundo**

La inyección en pozos poco profundos es popular en algunas zonas. El riesgo de contaminación de las capas freáticas poco profundas y del agua potable subterránea aumenta obviamente a medida que disminuye la profundidad de inyección.

### **Inyección en pozo profundo**

La inyección de agua a zonas profundas no asociadas (a una profundidad de más de 600 pies) se ha utilizado por varios años en muchas zonas.

### **Inyección para mantenimiento de presión, recuperación secundaria**

Los fluidos son reinyectados para apoyar la recuperación adicional de petróleo del campo. Cuando la disposición produce daño al medio ambiente, se exigen programas correctivos a la industria. Estos programas probablemente requerirán altos niveles de desembolso, multas y otras medidas punitivas, la demostración que los métodos de disposición propuestos evitarán problemas adicionales y que las opciones de tratamiento para la corrección de los problemas causados son las más adecuadas.

### **1.3.2 Métodos de disposición recomendados**

#### **Reciclado o inyección para recuperación secundaria**

La recuperación de hidrocarburos de cualquier yacimiento dado, en la mayoría de los casos, puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento - sea en el acuífero (mantenimiento de presión) o en toda la zona para barrer al petróleo hacia los pozos productores (inundación de agua). En estos casos, especialmente en las zonas donde no es fácil conseguir agua dulce o ésta es costosa, el agua producida tiene un valor comercial apreciable. La reinyección también tiene, generalmente, menor impacto ambiental.

Antes de comenzar a inyectar, el yacimiento debe ser estudiado detalladamente para asegurar de que es apto para el plan y el método específico de recuperación asistida que se propone. No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este factor debe reconocerse de inmediato: si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante.

Los datos para el estudio completo de yacimiento deberán obtenerse a partir de los pozos productivos existentes y deberán incluir:

#### *Propiedades de las rocas:*

- Porosidad
- Permeabilidad
- Capilaridad
- Humectabilidad
- Heterogeneidad del yacimiento
- Saturaciones iniciales
- Efectos de permeabilidad direccional

#### *Propiedades del fluido:*

- Viscosidad
- Miscibilidad
- Movilidad

- Compatibilidad
- Saturaciones irreducibles

El estudio del yacimiento deberá ser llevado a cabo por un grupo competente de ingeniería, y deberá considerar:

- Mecanismos de desplazamiento
- Movimiento frontal
- Movimiento del contacto petróleo-agua
- Efectos de la gravedad
- Potencial para la canalización del agua a través del petróleo
- Saturaciones detrás del frente de agua
- Rendimiento de barrido
- Efectos sobre las capas gasíferas, si las hubiera

El estudio deberá considerar:

- El mantenimiento de la presión versus la inyección de agua
- Diferentes esquemas de inyección
- Efectos de distintas velocidades de inyección
- Variaciones de inyectividad y de conductividad

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, los cuales varían en cuanto a disponibilidad, complejidad y costo.

Una vez realizados los estudios del yacimiento y que las evaluaciones económicas hayan determinado el esquema a seguir, se deberá obtener la aprobación reglamentaria y el permiso para el plan, posiblemente para cada uno de los pozos individuales de inyección.

El propósito del pozo de inyección es doble: canalizar al agua producida a la zona correcta y proteger cualquiera de las otras zonas de los efectos del agua. Las zonas a proteger incluyen otras zonas que puedan contener hidrocarburos y zonas en estratos superiores que contengan aguas dulces o potables. Para asegurar que se cumplan estos propósitos, todos los pozos de inyección deberán completarse de la siguiente manera:

1. Todos los pozos se perforarán y se dejarán sin entubar solamente en la zona en la que se inyectará el agua.

2. Se deberá obtener prueba de aislamiento hidráulico de otras zonas (generalmente es suficiente un registro fraguado del cemento) después de la terminación inicial.
3. Todos los pozos deberán tener recubrimiento de superficie por debajo de cualquier arena que pudiera contener agua dulce. Se recomienda una profundidad mínima de 600 pies o 180 m. Esta tubería de superficie deberá ser cementada hasta la superficie.
4. Cuando se deba perforar un pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de cemento de mejor calidad que el grado "A" usado generalmente - se sugiere el grado "G" para pozo petrolero.
5. Cuando se deba perforar un pozo como pozo de inyección, se deberá considerar el empleo de tubería de mayor espesor que la usada generalmente, para asegurar de que no haya daño por desgaste durante la perforación.
6. Se deberá instalar un obturador en el pozo para aislar la zona de inyección del espacio anular. El obturador deberá instalarse lo más cerca posible del espacio de inyección, pero nunca a más de 50 m por encima del punto más alto de inyección.
7. El espacio anular deberá llenarse con un fluido no-corrosivo y no-contaminante. Deberá controlarse rutinariamente la presión por lo menos mensualmente. Todos los pozos en los cuales se observe que hay presión en el espacio anular deberán cerrarse inmediatamente y reparar la causa de esta pérdida determinada.
8. Se exigirá a los operarios que demuestren la separación entre el fluido de inyección y el espacio anular a una autoridad reguladora por lo menos anualmente.
9. Se exigirá a los operadores que mantengan un registro de las presiones de inyección y que demuestren que estas presiones no han excedido la presión de fractura de la formación en la cual se está inyectando el fluido.

### **Disposición en pozo profundo**

La disposición de agua producida en pozo profundo consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una zona a una

profundidad mayor de 2000 pies o 600 m, que no sea la zona productora.

Cada pozo profundo de disposición deberá contar con un permiso. La solicitud describirá la zona en la cual se bombeará el agua, y deberá asegurar a la autoridad otorgante que esta zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 kilómetros. La solicitud también considerará la posibilidad de movimiento del agua salada producida hacia cualquier capa acuífera local de agua dulce que pueda estar conectada a la zona en la que tendrá lugar la inyección. Este movimiento ocurriría más probablemente a través de la formación misma – los problemas mecánicos serán resueltos mediante las condiciones de terminación de pozo.

En la disposición en pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor que 600 m ó 2000 pies deberá asegurar que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de disposición profundo deberán ser los mismos que para un pozo de inyección dentro de un plan de recuperación asistida, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

Estudios realizados en Estados Unidos muestran poca o ninguna contaminación de aguas del subsuelo, aunque se han establecido algunos reglamentos para "áreas de control" para asegurar de que no existen "conductos" entre las formaciones de inyección y tales zonas.

#### **1.4 TRATAMIENTOS REQUERIDOS ANTES DE LA DISPOSICIÓN**

Los requerimientos para el tratamiento de fluidos producidos dependen de su origen, su condición y el método de descarga elegido para la salmuera. Los tratamientos convencionales incluyen separadores de agua libre, separadores de tres fases y tratadores para quitar el agua del aceite y establecer una corriente de agua primaria.

Para cumplir con los requerimientos de descarga se necesitan tanques desnatadores, interceptores de placas paralelas, celdas de flotación por gas, coalescedores e hidrociclones. Estos se describen a continuación.

### 1.4.1 Deshidratadores mecánicos y separadores de tres fases

Para los pozos que producen cantidades moderadas de agua, el aceite y el agua pueden separarse del gas en separadores de tres fases. Este tipo de separación es aplicable en donde las caídas de presión en el pozo a través de estranguladores no han emulsionado el agua. La separación de aceite y agua debe ser óptima.

La separación del aceite del agua ocurre inicialmente en una cámara de gravedad con salidas separadas para el aceite y el agua. La descarga del aceite y del agua es controlada por válvulas de flotación individuales.

Estos separadores son útiles para la separación rutinaria del aceite, agua y gas en bajos volúmenes, o para pruebas de pozos individuales en campos con flujos en tres fases.

En un separador de tres fases los flujos de salida son gas y dos líquidos. En el campo petrolero una de las fases líquidas generalmente es agua y la otra generalmente petróleo, aunque los mismos principios y recipientes pueden usarse con glicol, aminas y otras combinaciones líquidas no solubles.

### 1.4.2 Tratadores

Una emulsión es una combinación de dos líquidos no miscibles, o de líquidos que no se mezclan bajo condiciones normales. Uno de los líquidos se extiende o esparce a través del otro en forma de gotitas pequeñas. Estas gotitas pueden ser de todos los tamaños, desde medianamente grandes hasta muy pequeñas. A veces las gotitas son tan pequeñas que cabrían más de cincuenta sobre la cabeza de un alfiler. Una emulsión estable es una que no se descompone sin alguna forma de tratamiento. Se requieren tres condiciones para la formación de una emulsión estable:

- Los líquidos deben ser no miscibles.
- Debe haber agitación suficiente como para dispersar uno de los líquidos en forma de gotitas dentro del otro.
- Debe estar presente un agente emulsificador, o emulsificante. Una emulsión aceite-agua podrá contener desde muy poco hasta 90% de agua.

Una emulsión puede ser dura (difícil de romper) o floja (fácil de romper). Que una emulsión resulte dura o floja depende de varios factores que incluyen las propiedades del aceite y del agua, el porcentaje de cada uno en la emulsión, y el tipo y cantidad de emulsificante presente.

## **Principios básicos de los tratamientos**

El tratamiento puede incluir a uno o más de los procedimientos siguientes:

1. Dejar tiempo de reposo y drenar el agua separada
2. Aplicar calor
3. Aplicar productos químicos
4. Aplicar electricidad
5. Operar varios dispositivos mecánicos, tales como tanques de decantación, tanques de lavado, deshidratadores mecánicos, etc.
6. Añadir diluyentes para reducir la viscosidad.

Los factores involucrados en el tratamiento de emulsiones de agua en aceite incluyen:

1. Romper las películas que rodean a las gotitas de agua y coalescer las gotitas para formar gotas mayores, y
2. Dejar que precipiten las gotas de agua durante o después de su coalescencia.

**Separador de agua libre (FWKO)** es un recipiente que proporciona un espacio para que el agua libre se separe de una emulsión. Muchas veces contiene un filtro para quitar partículas de petróleo o emulsión que puedan estar atrapadas en el agua a medida que pasan por el filtro. El agua libre se retira automáticamente del fondo de la unidad, y la emulsión o el petróleo sale por arriba y pasa al sistema de tratamiento. De esta manera, se elimina el agua en estado libre; y la emulsión es levada al sistema de calefacción o tratamiento.

### **Aplicación de calor en el tratamiento**

Una emulsión no se separa solamente con calor, excepto en casos poco frecuentes. Generalmente la aplicación de calor es un proceso auxiliar para acelerar la separación.

Los calentadores de emulsión pueden ser: directos o indirectos. La mayoría de las plantas de tratamiento no utilizan calentadores independientes; el calentador generalmente forma parte integral de un sistema de tratamiento en el cual se lleva a cabo el calentamiento y el tratamiento.

### **Tratamiento químico**

Para que un producto químico pueda actuar como separador de emulsión en una emulsión de agua en aceite, debe poder desactivar al agente emulsificador que rodea a las gotitas de aguas dispersas. Los productos químicos usados para separar emulsiones de agua en aceite

se agregan en cantidades pequeñas en algún punto del tratamiento. Tales productos químicos deben ser solubles en aceite y activos en la superficie (disolverse en el aceite y trabajar sobre las superficies de las gotitas de agua para que se separen). Los productos químicos separadores de emulsión son también materiales polares. Los productos químicos usados para tratar emulsiones inversas, o sea aceite en agua, difieren de los usados para tratar emulsiones de agua en aceite por cuanto éstos son solubles en agua. Al disolverse en agua el producto químico puede hacer contacto con la superficie de las gotitas de aceite suspendidas en el agua. El producto químico deberá separar el emulsificante que rodea a las gotitas de aceite al entrar en contacto con el mismo y hacer que las gotitas de aceite se adhieran, o coalescan, en glóbulos grandes.

El aceite así coagulado se retira de la superficie del agua, y el agua se puede disponer.

#### **Tratamientos con tratadores por calentamiento**

Un tratador por calentamiento (también llamado tratador de flujo o de emulsión) es un dispositivo que combina todos los componentes necesarios para tratar una emulsión en un recipiente. En el recipiente se aplican productos químicos, calor, sedimentación, y, frecuentemente, electricidad.

#### **1.4.3 Remoción del petróleo disperso**

El aceite en el agua producida es un problema importante. Actualmente los niveles aceptados de aceite y grasa en el agua a ser descargada en el mar están en un promedio de 40 mg/L con una concentración máxima en una muestra de 72 mg/L. Estos niveles, sin lugar a duda, se restringirán.

El aceite también puede causar problemas pozo abajo en el sistema de inyección, especialmente donde se está utilizando un pozo de eliminación en una zona que no contenía petróleo y no tiene saturación de aceite residual. El aceite también ensuciará rápidamente a la mayoría de los filtros. Por lo tanto se deberá minimizar el aceite en el agua. Si la concentración de aceite en el agua que sale de los separadores de agua libre es demasiado alta, se deberá considerar el uso de un tratador u otra forma de quitar el aceite. Si el agua del tratador contiene altas concentraciones de aceite y un control muestra que el tratador está operando óptimamente, entonces se necesitará tratamiento adicional. Los siguientes procesos se encuentran entre los más usados en los campos petrolíferos.



### **Tanques desnatadores**

Los tanques desnatadores son simplemente recipientes grandes que proporcionan el tiempo de retención necesario para que el aceite suba a la superficie donde puede ser desnatado y recogido.

### **Separadores de placas paralelas**

El separador de placas paralelas es un separador por gravedad que consiste en una pila de placas paralelas separadas por un espacio de 4 a 10 cm.

### **Celdas de flotación con gas**

En una celda de flotación con gas se forman burbujas finas de gas en el agua que se adhieren a las gotitas de aceite, levantándolas a la superficie para ser recogidas. Las características principales son la introducción de burbujas finas de gas dispersadas en el fluido, una zona de turbulencia mínima y un medio de colección.

En el sistema de **flotación con gas disuelto**, el gas se disuelve por presión en el agua y se libera a presión más baja en el recipiente de flotación. Estas unidades son muy grandes y no funcionan tan bien como las unidades de gas disperso.

En el sistema de **flotación con gas disperso** el gas es dispersado en el agua utilizando un rotor mecánico o un eyector. El tipo de eyector usa menos energía y menos gas que el rotor y tiene una relación de gas-agua de alrededor de 10 pies cúbicos por barril.

Los resultados están influenciados por la concentración de gas, la salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite, y los aditivos químicos para flotación. Son comunes las recuperaciones de aceite de más del 90%.

### **Coalescedores**

Los coalescedores son recipientes que tienen una gran superficie. A medida que el agua aceitosa fluye, las gotitas de aceite finamente dispersas coalescen hasta tener el tamaño suficiente como para flotar hacia la superficie y ser recogidas.

### **Hidrociclones**

Los hidrociclones son relativamente nuevos y están en uso actualmente sólo en el Mar del Norte. La operación se basa en el uso de un flujo arremolinado para generar fuerzas centrífugas que separan el aceite del agua basándose en sus diferencias de densidad.

En los hidrociclones estáticos se inducen fuerzas centrífugas con una alta velocidad y presión en la boca de entrada. En los hidrociclones giratorios la rotación mecánica proporciona el movimiento. Hasta la fecha existen 50 plataformas con hidrociclones estáticos completos instalados.

#### 1.4.4 Remoción del gas disuelto

Las plantas de tratamiento de agua se clasifican un tanto arbitrariamente en sistemas abiertos o cerrados. Los sistemas cerrados son los diseñados para impedir el contacto del agua con el aire y minimizar así las pérdidas de gas disuelto y el atrapamiento de aire.

Ambos sistemas tienen ventajas y desventajas.

En un sistema cerrado los gases disueltos se mantienen en solución. Si hay dióxido de carbono y calcio, el pH es estable y se inhibe la precipitación de carbonatos de calcio. También se evita la oxidación de hierro disuelto y de sulfuros. Sin embargo, el sistema se mantiene a presión y el equipo es más costoso. Además, se permite que continúe cualquier corrosión resultante de gases corrosivos disueltos, principalmente  $H_2S$  y  $CO_2$ .

En un sistema abierto no se trata de excluir al aire. En efecto, en muchas plantas el agua es aireada para extraer los gases no deseables tales como el  $H_2S$ . Los sistemas abiertos permiten usar grandes estanques de retención que dan tiempo al agua para estabilizarse, las partículas suspendidas se depositan y las gotitas de aceite coalescen en la superficie. Sin embargo, es posible que la corrosión aumente y se produzcan problemas de incrustación.

#### Remoción del oxígeno

Una vez que el oxígeno se ha introducido en las salmueras, rara vez se extrae. Cuando se debe inyectar el agua, frecuentemente es más económico retirar el oxígeno o usar cañería y tubería recubierta de plástico resistente a la corrosión. Cuando debe descargarse el agua, la presencia de oxígeno disuelto es favorable.

Sin embargo, en algunos casos, particularmente cuando se usan grandes cantidades de agua dulce de reposición, hay que retirar el oxígeno. Existen varios métodos para extracción de oxígeno:

**Separación del gas:** generalmente se realiza con gas natural en una torre de desorción en contracorriente que contiene empaque o bandejas.

Las bandejas son más comunes debido a que el empaquetamiento tiende a ensuciarse con los sólidos suspendidos.

El principio de la separación es el de reducir la concentración de oxígeno hasta la solución, reduciendo su presión parcial y por lo tanto su solubilidad.

La cantidad de oxígeno extraída es una función de:

- La concentración de oxígeno disuelto en el agua
- La cantidad de bandejas teóricas
- La relación gas-agua
- La presión
- La temperatura

Una torre de separación bien diseñada puede reducir al oxígeno disuelto a 0.01 a 0.02 ppm.

**La desaireación en vacío** reduce la presión parcial del oxígeno por encima de la superficie del agua por reducción de la presión encima del agua hasta que el agua hierve. La desaireación en vacío también se lleva a cabo en una torre que contiene empaquetamiento o bandejas, aunque el empaquetamiento es menos complejo.

La presión se reduce en la torre usando una bomba de vacío o una bomba de vacío asistida por un eductor. Las concentraciones de oxígeno se bajan a alrededor de 0.1 ppm en una torre de una etapa y a alrededor de 0.01 ppm en una torre de tres etapas.

### **Remoción del ácido sulfhídrico**

La clave para la remoción exitosa de  $H_2S$  es el control del pH. Con un pH menor de 5, casi todo el  $H_2S$  está presente como un gas asociado y puede ser eliminado fácilmente.

Los procesos utilizados incluyen:

- **La Aireación** satura al agua con aire, causando la liberación del  $H_2S$ . Frecuentemente esto resuelve el problema pero causa muchos más.

- **la separación con gases de combustión** obtenidos de escapes de combustiones de motores ha sido usada en varios sitios. El  $CO_2$  en el gas ayuda a reducir el pH y ayuda a la separación. Los gases de combustión deben ser controlados cuidadosamente para asegurar la combustión completa y evitar la introducción del oxígeno en el sistema. Una torre de desorción en contracorriente es usada generalmente con el gas de combustión alimentado por la parte inferior.

### **Remoción del CO<sub>2</sub>**

La ionización del CO<sub>2</sub> también depende del pH y la cantidad que puede ser eliminada es una función del pH. Un pH de 5 produce 95% del gas disponible y un pH de 4 logra 100%. Los métodos de eliminación incluyen:

- **Aireación** o barrido mecánico con aire.
- **Desgasificación al Vacío**, donde se reduce la presión parcial sobre el agua. Se debe cuidar de mantener un pH bajo para impedir que se formen incrustaciones. El pH se corrige después de haber eliminado el CO<sub>2</sub>.

### **1.4.5 Remoción de sólidos en suspensión**

Los sólidos en suspensión deben removerse de cualquier agua que se va a inyectar, pues es probable que tapen la formación. Se usan varios tipos de filtros para retirar los sólidos. Las aguas a ser descargadas al mar generalmente se filtran, pues los sólidos no son perjudiciales. Hay varios sistemas de filtro disponibles y los más comunes son filtros de lecho graduado convencionales, filtros de alta velocidad lecho profundo y flujo ascendente, filtros de alta velocidad lecho profundo y flujo descendente, filtros de tierra diatomácea, filtros cartucho.

#### **Selección de filtros**

El desempeño de los filtros no puede predecirse en forma teórica. El mejor proceso de selección es llevar a cabo pruebas comparativas de efectividad en el lugar, con filtros piloto a pequeña incrustación y con el agua específica que interesa.

### **1.4.6 Biocidas**

Se deben añadir biocidas al agua que se inyectará si hay bacterias presentes en el agua, ya que varios tipos de bacterias pueden conducir a serios problemas en el yacimiento y en los sistemas de tuberías.

En el campo petrolero, las bacterias se clasifican en tres categorías:

*Aeróbicas* - requieren oxígeno para vivir.

*Anaeróbicas* - crecen mejor en ausencia del oxígeno.

*Facultativas* - crecen con o sin oxígeno

#### **Bacterias que causan problemas**

Las bacterias que causan los problemas más serios son las bacterias reductoras de sulfatos (SRB). Estas reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en muchas aguas de campos petroleros a iones de

sulfuros, y liberan el H<sub>2</sub>S como subproducto. Pueden surgir cuatro problemas:

1. Las bacterias pueden participar directamente en la reacción de corrosión, causando picadura severa en la tubería de acero.
2. La generación de H<sub>2</sub>S puede aumentar mucho la corrosividad general del agua. Hay también varios casos en que yacimientos enteros dulces se han vuelto sulfurosos agrios, resultando en problemas serios. El mecanismo agriante no es bien entendido, pero las bacterias reductoras de sulfatos son una posibilidad obvia.
3. El H<sub>2</sub>S libre puede conducir a la hendedura y a la formación de ampollas sulfurosa de los aceros.
4. La corrosión agria resulta en sulfuro ferroso - un polvillo negro que es un agente excelente de obturación de yacimientos.

Otras bacterias que causan problemas serios son las bacterias del hierro y formadoras de lama. Las bacterias del hierro depositan una lámina de hidróxido férrico alrededor suyo a medida que crecen, causando la corrosión y obturación. Cantidades grandes pueden producir hidróxido férrico suficiente para causar obturación severa del yacimiento. Las formadoras de lama generan masas de lama densa sobre superficies sólidas y causan corrosión y obturación similares a las bacterias del hierro.

### **Control químico**

Los productos químicos o matan a las bacterias (bactericidas) o retrasan o inhiben su crecimiento (bacteriostatos). También se obtienen productos químicos de alcance más amplio como biocidas que matan toda forma de vida, y los bioestatos que retrasan toda forma de vida.

El biocida inorgánico más común es el cloro agregado al agua. Los bactericidas orgánicos son las aminas, fenoles clorados, aldehídos y los compuestos de amonio cuaternario.

## **1.5 DESARROLLO TECNOLÓGICO**

Con una mirada al futuro y teniendo en cuenta los múltiples problemas que se presentan en el proceso de inyección de agua para disposición se han venido desarrollando nuevas estrategias que generan un proceso de inyección de mejor calidad.

Para dicho proceso se han tenido en cuenta una gran variedad de factores que afectan la reinyección de agua para disposición hacia el

pozo pasando por la calidad del agua, los daños en la formación , corrosión en tubería entre otros. Por tal motivo se vienen realizando pruebas piloto en varios de estos mecanismos como la biorremediación que se puede definir como el proceso que utiliza microorganismos, hongos, plantas o las enzimas derivadas de ellos para retornar un medio ambiente alterado por contaminantes a su condición natural. La biorremediación puede ser empleada para atacar contaminantes específicos del suelo y/o agua, mediante este mecanismo se optimiza la calidad de agua a inyectar y con ésto se disminuye la posible creación de daño dentro de la formación.

Además de esto, la compañía internacional Weatherford presenta su última oferta tecnológica para la inyección de agua: el regulador serie RWF-EL. Este regulador innovador reduce sus costos al tiempo que minimiza el tiempo de inactividad experimentado cuando se pasa de la completación a la inyección. Con una sencilla maniobra con línea de cable (wireline), se activa el regulador RWF-EL para ofrecer una inyección de agua eficiente con una pequeña variación y un mínimo diferencial de presión.

Dentro de los varios adelantos que se vienen realizando en el proceso de reinyección de agua es clave aclarar los constantes monitoreos de aguas subterráneas que se han empezado a realizar durante la operación teniendo en cuenta características importantes como la profundidad del pozo y variación de la composición química del agua durante la inyección, que anteriormente eran ignorados.

## 2. DAÑOS Y PSEUDODAÑOS A LA FORMACIÓN

### 2.1 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación se puede definir como una reducción en la permeabilidad de una zona productora en la vecindad del pozo. Esta reducción puede ser causada durante el período de perforación, completación o producción del pozo. Dicho daño puede ser el resultado del hinchamiento de arcillas presentes en la formación, invasión del lodo de perforación hacia la formación, precipitaciones químicas, formación de emulsiones, deposición de parafinas. Este mismo efecto puede ser producido por una reducción en el área ortogonal a la dirección de flujo cerca del pozo, así una penetración parcial puede dar la impresión de una formación dañada.

Inversamente, un pozo desviado incrementa el área de flujo cerca del pozo, dando la impresión de un pozo estimulado (con mayor permeabilidad alrededor del hueco).

El daño se expresa en valores de unidades de daño. Cuando una formación tiene un valor de daño mayor que cero ( $s > 0$ ) se considera que el pozo posee restricciones de flujo y mientras mayor sea este valor, mayor será la reducción en la permeabilidad. Cuando el pozo no presenta daño, el valor de  $S$  es igual a cero, mientras que cuando el valor es negativo ( $S < 0$ ), se considera que el pozo se encuentra estimulado.

El factor de daño puede variar desde un valor alrededor de  $-5$  para un pozo hidráulicamente fracturado, hasta  $+\infty$  para un pozo que se encuentra demasiado dañado para producir.

Esta expresión indica que si el área alrededor del pozo tiene menor permeabilidad que la permeabilidad del yacimiento, es un pozo dañado y la  $S$  será mayor que cero. Si la permeabilidad alrededor del pozo es mayor que la permeabilidad del yacimiento, entonces es un pozo estimulado y la  $S$  tendrá un valor inferior a cero.

La productividad de un pozo puede ser reducida total o parcialmente debido al daño en las inmediaciones del pozo por:

- ✓ Pérdidas de fluidos dentro de la formación y el revoque producido por el lodo durante la perforación del pozo
- ✓ Por incrustaciones de calcáreos
- ✓ Formación de emulsiones
- ✓ Depósitos de parafina durante la vida activa del pozo

Una evaluación de la extensión del daño será de gran ayuda, especialmente para determinar el tratamiento requerido para removerlo.

Para estimar el daño de la formación teniendo en cuenta los múltiples factores que afectan el yacimiento o la formación se puede utilizar la siguiente ecuación para estimar dicho factor:

$$S = \left( \frac{K}{K_x} - 1 \right) * \ln(rx/rw)$$

Dónde:

S = Daño de formación (Adimensional)  
 K = Permeabilidad original del yacimiento (mD)  
 K<sub>x</sub> = Permeabilidad de la zona alterada (mD)  
 r<sub>x</sub> = Radio de la zona alterada (“)  
 r<sub>w</sub> = Radio del pozo (“).

De aquí puede observarse que:

- a) Si K<sub>x</sub> < K, S > 0, el pozo está dañado.
- b) Si K<sub>x</sub> = K, S = 0, el pozo no tiene daño.
- c) Si K<sub>x</sub> > K, S < 0, el pozo fue estimulado.

Tabla 2.1 Valores de S

<b>CONDICIÓN DEL POZO</b>	<b>VALOR DEL DAÑO (S)</b>
Altamente dañado	S ≥ +10
Dañado	S > 0
Sin daño	S = 0
Acidificado	-1 ≤ S ≤ -3
Fracturado	-2 ≤ S ≤ -4
Masivamente Fracturado	S < -5

*Fuente: Sogso Toasa, Víctor Elías, DETERMINACION DEL DAÑO DE FORMACION EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS, 2009, Universidad Central Del Ecuador, Facultad De Ingeniería En Geología.*

## 2.2 PSEUDODAÑOS

Atribuir todo el valor de daño (S) a un daño dentro de la formación es un error muy común; hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas pseudodaño y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación. Hay 2 contribuciones:



- Está relacionado al daño de formación, que actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del daño de formación.
- Está relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por el trépano por frotamiento y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación.

El daño de formación de origen mecánico es comúnmente llamado pseudodaño, mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el daño de formación de origen mecánico.

El daño de formación total, debido al daño verdadero y pseudodaños consta de:

$$S = S_d + S_{pp} + S_{perf} + S_{turb} + S_{sw} + S_{gp}$$

Dónde:

$S$  = Daño de formación total

$S_d$  = Daño de formación debido a la alteración de permeabilidad en el área cercana al pozo

$S_{pp}$  = Daño de formación debido a completación parcial

$S_{perf}$  = Daño de formación debido al cañoneo

$S_{turb}$  = Daño de formación debido a la turbulencia de flujo

$S_{sw}$  = Daño de formación debido a la inclinación del pozo

$S_{gp}$  = Daño de formación debido al empaque de grava.

### 2.2.1 Características de los pseudodaños

Los principales mecanismos de daño de formación son:

#### **Daño físico**

- Invasión de sólidos.
- Migración de finos.

#### **Daño químico**

- Iteraciones roca-fluido (arcilla, humectabilidad).
- Iteraciones fluido-fluido (bloqueo por agua, emulsiones).

### 2.3 CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación es causado por muchos factores que pueden ocurrir desde el momento en que la formación es perforada o en algún tiempo durante la vida del pozo.

Las causas principales para el daño de formación son:

- ❖ Bloqueos por emulsiones.
- ❖ Cambios de mojabilidad.
- ❖ Bloqueos por agua
- ❖ Invasión de sólidos.
- ❖ Hinchamiento de arcillas
- ❖ Depositación orgánica.
- ❖ Depositación de inorgánicos (incrustación).

Tabla 2.2 Causas más comunes de daños de formación

POZOS NUEVOS	POZOS VIEJOS	POZOS INYECTORES
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Invasión de fluidos y/o sólidos.</li> <li>- Sólidos del lodo.</li> <li>- Filtrado del lodo.</li> <li>- Cemento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Depósito de incrustación y corrosión.</li> <li>- Bloqueos por agua y emulsión.</li> <li>- Acumulación de parafinas y asfáltenos.</li> <li>- Hinchamiento de arcillas y migración.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Depósito de incrustación y corrosión.</li> <li>- Hinchamiento de arcillas.</li> <li>- Petróleo.</li> <li>- Filtración de sólidos.</li> </ul>

*Fuente: Sogso Toasa, Víctor Elías, DETERMINACION DEL DAÑO DE FORMACION EN YACIMIENTOS PETROLIFEROS, 2009, Universidad Central Del Ecuador, Facultad De Ingeniería En Geología.*

### 2.3.1 Bloqueo por emulsiones

La mezcla de fluidos base agua y base petróleo ocasionan emulsiones en la formación. Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos de fluidos posteriores a ésta. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base petróleo o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

#### **Tipos de emulsiones:**

- ❖ Agua en petróleo.
- ❖ Petróleo en agua.

En la primera el petróleo es la fase continua o externa, con las pequeñas gotas de agua dispersas en el petróleo, y en la segunda tiene el agua como la fase externa y gotas de petróleo están distribuidas en el agua.

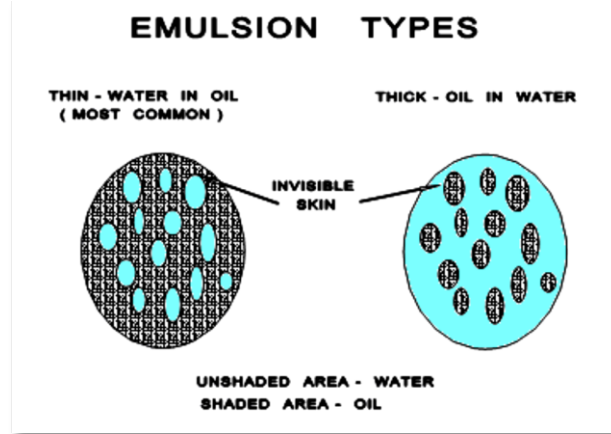


Figura 2.1 Tipos de emulsiones

La viscosidad de la emulsión es determinada por la cantidad relativa de fases internas o dispersas, y la viscosidad de la fase externa. Cuanto mayor es el porcentaje de la fase interna, la emulsión será más viscosa y más difícil de producir a través de la formación. Se debe considerar que las emulsiones siempre tienen una mayor viscosidad que cualquiera de sus componentes.

$$\mu = \mu_o (1 + 2.5\phi)$$

$\mu$  = Viscosidad de la emulsión

$\mu_o$  = Viscosidad de la fase externa

$\phi$  = Fracción de volumen de la fase dispersada.

### 2.3.2 Cambios de mojabilidad

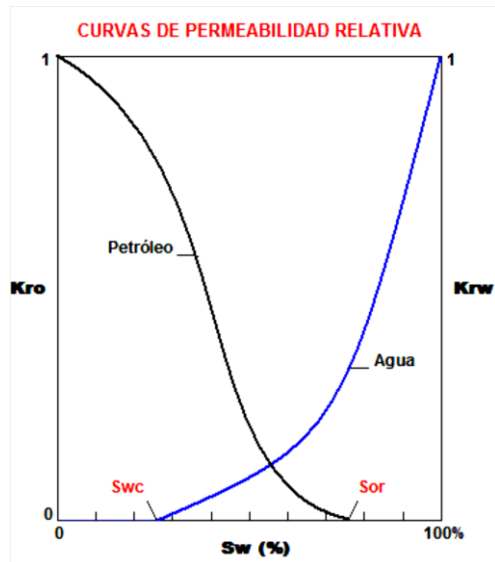
La mojabilidad total o parcial del petróleo en la roca reduce la permeabilidad relativa al petróleo. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie de la pared poral. El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tensoactivo que aumente la mojabilidad del agua en la roca, con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión.

### 2.3.3 Bloqueo por agua

El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua  $S_w$  en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo. El bloqueo por agua puede formarse durante las operaciones de perforación y terminación mediante la invasión de filtrados base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo.

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en las paredes porales.

Figura 2.2 Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Dake, L.: "The Practice of Reservoir Engineering", Ed. Elsevier - Pág. 383.

### 2.3.4 Invasión de sólidos

Está establecido que las partículas de lodo pueden invadir la formación y causar daños, bloqueando los canales de flujo, sin embargo las partículas de lodo solo pueden penetrar en la formación durante la disminución de velocidad de la broca al perforar (cuando la formación está expuesta por primera vez a la broca), antes de que sea establecido el revoque. Una vez que el revoque está totalmente formado, se filtra los sólidos más finos debido a su estructura y a su baja permeabilidad.

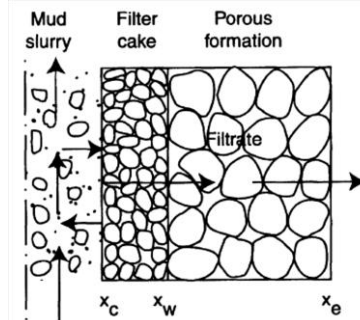


Figura 2.3 Costra sobre superficie plana del núcleo (plug).

Factores que favorecen la invasión de sólidos:

- Poros de gran tamaño en la roca reservorio.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación.
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia de la destrucción de revoque (mudcake) permitiendo un contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Baja velocidad de circulación.
- Alta velocidad de circulación; se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

La invasión de sólidos y el daño de formación pueden ser minimizados por la adición de materiales sellantes a los fluidos de perforación. La medida del tamaño de la distribución de sólidos en los lodos se realiza por medio de cálculos del tamaño de los poros de la roca.

Partículas con diámetros más pequeños que 13 veces el diámetro promedio de los granos de arena de la formación invaden el espacio poroso y posiblemente llegan a tapar el interior de la matriz de la formación.

### 2.3.5 Hinchamiento de arcillas

El fenómeno de hinchamiento de arcillas es característico de las arcillas smectíticas (Montmorillonitas). La doble capa eléctrica se origina entre el balance negativo de la superficie de la arcilla y los iones de agua que rodean el cristal de la arcilla (Cationes).

Si los cationes son escasos (aguas dulces), el carácter polar de la molécula de agua hace que esta sustituya a los mismos pero, como su molécula es más voluminosa, “destruye” el cristal (téngase en cuenta que la doble capa eléctrica se extiende en todo el volumen y entre las capas constitutivas de la columna arcillosa). La expansión de la arcilla hace que la misma se disgregue, rompa y migre.

El fenómeno de defloculación de arcillas es diferente aunque sus consecuencias pueden también ser graves para el reservorio.

Este fenómeno se debe a la alteración de las fuerzas electrostáticas entre partículas de arcillas. En aguas salinas la doble capa eléctrica o difusa se encuentra contraída pero en aguas dulces expandida. Cuando las fuerzas de repulsión son mayores que las de atracción (de Van der Waals) la arcilla se deflocula (las partículas coloidales se rompen) y la arcilla se hace migratoria.

Existen tres procesos que llevan a la reducción de permeabilidad en formaciones sedimentarias con arcillas:

- Bajo condiciones coloidales favorables, arcillas no hinchadoras, como kaolinites e illites, pueden ser liberadas de las superficies de los poros y de ahí migrar con el fluido fluyendo a través de la formación porosa.
- Para arcillas que se hinchan, como smectites y arcillas de capas mezcladas, primero se expanden bajo condiciones favorables, después se desintegran y migran.
- Los finos adheridos a las arcillas que se hinchan, se desprenden y liberan durante el hinchamiento de las ellas.
- La hidratación de arcilla con agua se debe a la hidratación de los cationes unidos a la arcilla. La cantidad de hinchamiento depende de dos factores:
  - El catión absorbido en la arcillas
  - La cantidad de sales en el fluido en contacto con la arcilla.

Hay dos tipos de mecanismos de hinchamiento que puede ocurrir debido a la interacción de arcillas e invasión de filtrado.

Hinchamiento cristalino (hidratación superficial) ocurre por la absorción de capas de agua en la superficie base cristalina de las partículas de arcilla.

### 2.3.6 Invasión de los sólidos del lodo

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.
- Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Los sólidos presentes en un fluido de perforación pueden ser:

- ❖ Sólidos agregados para cumplir funciones específicas, para impartir al fluido las propiedades deseadas. Generalmente el tamaño de partícula es menor a una micra, excepto la barita y los materiales de control de pérdida de circulación. El tamaño de partícula de la barita varía entre 1 y 74 micras, y los materiales de control de pérdida son de mayor tamaño todavía.
- ❖ Sólidos cortados de las formaciones atravesadas, su tamaño de partícula varía entre 1-100 micras.

Tabla 2.3. Tamaños típicos de los sólidos cortados de la formación

DESCRIPCIÓN	TAMAÑO (MICRAS)
Corte grande	Más de 440
Arena	74 – 440
Limo	2 – 74
Arcilla	0.5 – 2
Coloides	0.001 – 0.5

El medio poroso actúa como un filtro y por lo tanto, las partículas sólidas pueden invadirlo dependiendo de su tamaño, del diámetro promedio de las gargantas de los poros y de la presión diferencial aplicada. Dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar un revoque en la cara del medio poroso, hacer un revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo, o invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de garganta. También hay que tomar en cuenta la concentración de sólidos en el fluido de invasión, ya que, aun cuando sean muy pequeños, si hay alta concentración, podrán

formar puentes en cualquier estrechamiento dentro del poro y reducir la permeabilidad.

### 2.3.7 Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfáltenos y parafinas.

#### Parafinas

Las parafinas constituyen la clase más simple de los compuestos orgánicos, caracterizados porque los átomos están unidos por enlaces sencillos, indicando con ello que las cuatro valencias del carbono están satisfechas. Los cuatro primeros miembros de la serie de los alcanos son (metano, etano, propano y butano), del pentano (C5) al hexano (C16) son líquidos y de ahí en adelante semisólidos y sólidos. A medida que aumente el número de átomos de carbono en la molécula, aumenta el peso molecular, la densidad y el punto de ebullición.

Generalmente se encuentran mezclados con otros compuestos orgánicos e inorgánicos. Los depósitos de parafina no son solubles en muchos crudos y son inertes al ataque de ácidos, bases y agentes oxidantes, de ahí su nombre parafina que proviene del latín "*para + affinis*", que significa "poca afinidad".

Las parafinas normales son cadenas de hidrocarburos saturados, formados principalmente por cadenas entre C18 y C60+ con temperaturas de fusión de 64°F a 211 °F. Los depósitos de parafinas están acompañados de resinas, material asfáltico, arena, escamas y en ocasiones agua. Ellas son de naturaleza cristalina y precipitan del crudo por debajo de su punto de cristalización. Las parafinas son moléculas apolares, cuya interacción se debe a fuerzas de Vander Waals.

Los hidrocarburos isoparafínicos, también son de enlace sencillo, pero forman cadenas ramificadas, por tanto tienen un punto de fusión menor que el correspondiente a la estructura equivalente de los parafínicos normales; así el isodecano tiene un punto de fusión menor que el n-decano.

Por otra parte el petróleo parafínico son hidrocarburos de color claro, fluidos y de baja densidad (0,75 a 0,85 g/ml); reológicamente el comportamiento de este petróleo usualmente es pseudoplástico. De estos se extrae gran cantidad de gasolina, queroseno y aceites lubricantes.



## Asfaltenos

Los asfaltenos son hidrocarburos de alto peso molecular, es un factor importante en promover el daño de formación. Las resinas muestran propiedades de daño débiles. Crudos provenientes de pozos que contienen más del 1% de asfaltenos, son los más probables a ser asociados con el daño de la formación tratable con surfactantes y solventes utilizados en la estimulación.

Los mecanismos por los cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del reservorio durante el proceso de perforación, producción, o in-situ en el interior del reservorio; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad que el resto de los hidrocarburos, una vez que precipita cristaliza. La causa más común que produce este efecto ocurre durante la producción, donde en la vecindad del pozo disminuye la temperatura y presión.

Tabla 2.4 Compuestos Orgánicos

DEPÓSITO ORGÁNICO	FORMULA EMPÍRICA	FORMULA ESTRUCTURAL	PUNTO DE FUSIÓN °F	PUNTO DE EBULLICIÓN
Parafina Normal	C <sub>26</sub> H <sub>54</sub>	nC <sub>26</sub>	133.2	401.2
Parafina Ramificada	C <sub>26</sub> H <sub>54</sub>		69.4	383
Naftenos	C <sub>26</sub> H <sub>52</sub>		118.2	413.6
	C <sub>26</sub> H <sub>48</sub>		94.1	418.1
Aromáticos	C <sub>26</sub> H <sub>46</sub>		108.1	413.6
	C <sub>26</sub> H <sub>46</sub>		61.5	384.8
Asfáltenos y Resinas	C <sub>24</sub> H <sub>26</sub>			
	C <sub>22</sub> H <sub>22</sub> S			

Fuente: *Studies of the Mechanism of Paraffin Deposition and Its Control.*  
D.A.SOC SPE 384G

### 2.3.8 Depósitos inorgánicos

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles, y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura durante la producción de petróleo o gas con agua de alto contenido de sales. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escamas (incrustación), y se depositan cuando se alteran el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas.

Los problemas de depositación de incrustaciones durante el desarrollo de un pozo (perforación, completación, inyección, producción y trabajos de completamiento (workover)), y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la depositación que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura.

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas:

- Carbonato de calcio (más frecuente).
- Sulfato de calcio (yeso y anhidrita).

## 2.4 TIPOS DE DAÑOS DE FORMACIÓN

### 2.4.1 Perforación

Los fluidos de perforación constan de una fase sólida y una líquida, los daños que causa en los reservorios son ocasionados por el filtrado de la fase sólida o por invasión de sólidos en el medio poroso.

*Invasión del filtrado de lodo*

La **filtración** es la cantidad de fluido que ingresa a la formación, debido a que el revoque formado en las paredes del pozo no tiene una buena consistencia.

Invasión de la fase líquida de un fluido de perforación hacia el medio poroso puede ocurrir en tres etapas:

- Debajo de la mecha de perforación.
- Filtración dinámica: se produce durante la circulación del fluido de perforación.
- Teniendo el pozo estático

#### **2.4.2 En la cementación del pozo**

Al bajar la tubería de revestimiento se puede generar una presión diferencial tal que compacte la torta de lodo aumentando la posibilidad de pérdida de filtrado. La lechada de cemento también produce alta pérdida de filtrado y los sólidos pueden penetrar la formación.

Los filtrados con altos pH son dañinos en formaciones arcillosas porque se crea un filtrado que causa los mismos efectos del lodo de perforación, además son favorecidos por el hecho que el filtrado tiene un  $\text{pH} > 12.5$  y 105 fluidos de formación, algunos aceites, emulsionan a  $\text{pH} > 10.5$ .

Si el filtrado invade la formación, puede ocurrir un cambio de mójabilidad, un bloqueo por emulsiones o promover la migración de partículas coloidales.

Por las pérdidas de cemento hacia la formación, ya sea por perdidas parciales de circulación o por fractura.

#### **2.4.3 En la producción o en la inyección**

Normalmente pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos o inyectados, propiciándose precipitaciones orgánicas e inorgánicas causando el taponamiento del espacio poroso. Un exceso en la caída de presión puede fomentar la migración de material cementante de la roca y facilitar el taponamiento por derrumbe de la formación alrededor del revestimiento.

Un exceso en la caída de presión puede generar la formación de asfáltenos y/o parafinas dentro de la formación.

Altas tasas de producción de petróleo con viscosidades facilitan el transporte de partículas.

#### **2.4.4 Daños en formación de origen biológico**

Algunos pozos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo.

Las bacterias especialmente las anaerobias, pueden multiplicarse muy rápido en el yacimiento tapando los espacios porosos con ellas mismas o con precipitados que resultan de procesos biológicos.

En muchos yacimientos con inyección de agua (WF) se controla la población bacteriana como parte de pruebas de pilotos para determinar cantidades que se presentan. Siendo conservadores, podemos decir que en un circuito “controlado” inyectamos  $10e^9$  bacterias por  $m^3$ .

Las Aguas Superficiales que ingresan al reservorio pueden contener actividad bacteriana que contaminan los reservorios durante la perforación o intervención del pozo.

Una bacteria es un microorganismo unicelular cuyo tamaño varía entre 0,25 y 10 micrones y presenta tres formas básicas:

- Cilíndricas (Rods).
- Cilíndricas curvadas (Curved rods).
- Esféricas (Cocos).

Una gota de fluido puede contener dos millones de bacterias. Hasta la aparición del microscopio electrónico en 1937 poco se conocía de su morfología y citología (estructura de la bacteria).

A diferencia de los sólidos inorgánicos suspendidos en su mayoría, las bacterias pueden penetrar todos los radios porales de la roca reservorio. El ácido clorhídrico no disuelve la masa bacteriana pero si la desintegra por deshidratación. Peróxido de hidrogeno, cloro e hipoclorito de Sodio son 50 % de efectivos de lo que es el ácido y solo restauran la permeabilidad en un 20 %. Las bacterias pueden migrar en el agua 1,5 pulgadas /día en reservorio.

Aguas limpias no significan solamente libres de partículas en suspensión sino también de bacterias y gases disueltos, en particular oxígeno.

Otra consecuencia de la presencia de bacterias particularmente bacterias transformadoras del hierro (género clostridium) y reductoras de sulfatos (desulfobibro) es la posibilidad de que estas bacterias generen en los poros Óxidos y Sulfuros en los poros, que obstruyan la roca reservorio y reduzcan su permeabilidad.

La inyección de agua con bacterias muertas produce un daño del tipo de filtración en lecho profundo. El tamizado es el mecanismo de captura dominante.

### **Bacterias limoformadoras**

El término limoformadoras no indica un grupo simple de organismos. Muchas bacterias son capaces de formar “cápsula limosa”, se las denomina genéricamente bacterias generales (APIRP38) o de conteo

totales en placa. Obtienen energía de fuentes orgánicas como alcoholes, azúcares, ácidos y aun hidrocarburos solubles en agua.

Estas bacterias son muy comunes en aguas abiertas oxigenadas, en aguas de pozo, en filtros, en líneas y lo más importante en pozos inyectoros de agua.

Se convierten en un verdadero problema para los pozos porque dichas bacterias se encargan de taponar filtros y pozos inyectoros, además presentan o forman celdas que aumentan la corrosión en los metales y también generan sitios anaeróbicos (ausentes de oxígeno) que permiten la formación de otras bacterias.

### 3. MÉTODOS PARA DETERMINAR EL DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS INYECTORES

#### 3.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS FALL OFF

##### 3.1.1 Análisis de pruebas fall off, para fluidos con relación de movilidad unitaria.

Antes de hacer un análisis en las pruebas “Fall off”, hay que tener una idea clara de los principios fundamentales de la Inyección. Inyectar un fluido en un reservorio homogéneo determina dos zonas alrededor del pozo de diferentes características (Figura 3.1). Los métodos de interpretación que se verán asumen que las zonas son concéntricas. Esta hipótesis es verificada cuando la movilidad del fluido de inyección es menor a la del fluido in situ, y cuando pasa lo contrario puede haber interdigitación.

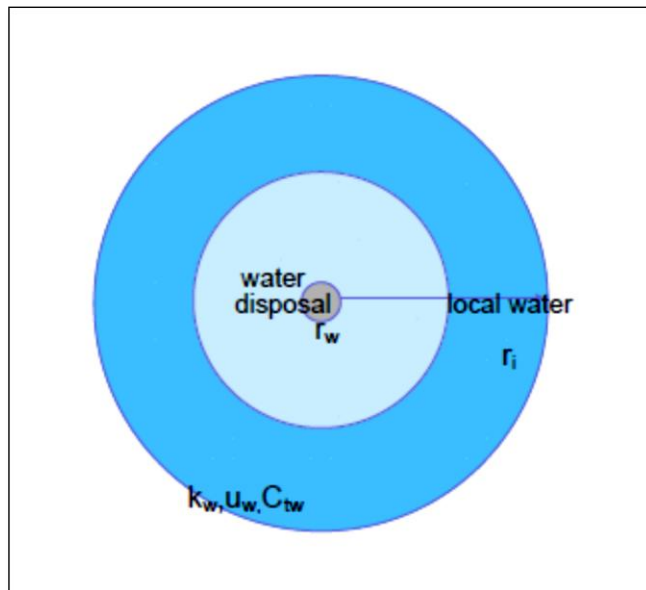


Figura 3.1 Descripción de un pozo inyector

Fuente: “Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf”

Los métodos que se van a presentar asumen un efecto pistón, siendo el fluido original desplazado por el fluido de inyección. Al igual que un pozo productor, los pozos de inyección son principalmente probados durante

el cierre de los mismos; y si en el productor se realizan los “Build up”, en el inyector se realizan los “Fall off” cuando el pozo está cerrado.

En la inyección intervienen dos zonas concéntricas, y sus características son las siguientes:

- La viscosidad del fluido de reinyección es expresada por  $\mu_w$ .
- La permeabilidad al fluido inyectado en presencia de petróleo residual es generalmente diferente a la permeabilidad del fluido original del reservorio.
- La compresibilidad total en la zona cercana al pozo de inyección es expresado como  $C_{tw}$ .

El radio de inyección o distancia del banco de agua, es el radio que se extiende desde el pozo a una distancia expresada como:

$$r_i = \sqrt{\frac{5.6145 W_i}{\pi h \phi (S_w - S_{wi})}} *$$

El valor de  $r_i$  puede ser calculado partiendo del volumen total del fluido inyectado  $V_i$ :

$$W_i = Q_i * \beta_w * t * 365$$

Donde:

$\phi$ : valor de la porosidad, (fracción).

$h$ : espesor de la formación receptora (pies).

$Q_i$ : tasa de inyección (Bbls/día).

$t$ : número total de días de inyección.

$S_w$ : saturación de agua, (fracción).

$S_{wi}$ : saturación de agua irreductible, (fracción).

$W_i$ : volumen total de agua inyectado (Bbls).

$\beta_w$ : factor volumétrico de agua (RB/STB).

El radio de investigación es igual a:

$$r_d \cong 0.029 \sqrt{\frac{kt}{\phi \mu C_t}} *$$

- Más allá del radio de inyección  $r_i$ , el reservorio tiene las mismas propiedades debido a que contiene una sola fase de fluido (local), de esta manera la viscosidad es la del fluido original in situ y su abreviatura es  $\mu_o$ .

---

\* HOYOS CALLE, Antonio Eduardo. “Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf”. Guayaquil. 2004. Designación de trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos). Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería de Ciencias de la Tierra.

- La permeabilidad es la del fluido original in situ a la saturación de agua irreductible  $S_{wi}$  y se representa como  $k_o$ . La compresibilidad total es  $C_t$ .
- La permeabilidad efectiva del reservorio al fluido de inyección,  $K_w$ , este valor se utiliza para determinar presiones de inyección, máximas tasas de inyección, factor de daño de formación.
- El factor de daño de formación,  $S$ , el cual permite cuantificar el daño causado al intervalo que es afectado por los disparos e invasión de fluidos que se dieron durante la perforación del pozo, ya sea este de inyección o de producción.  $S$ , es positivo cuando hay daño en la formación y negativo cuando no.
- Estimar la presión promedio de yacimiento, la cual indica que debemos tener una mayor presión de inyección.

Una prueba de “fall off” es análoga a una prueba de “build up” en un pozo productor (figura 3.2). La inyección es a una tasa constante durante un tiempo hasta que el pozo entra en el periodo del cierre. Los datos tomados antes y durante el periodo de cierre son analizados como una prueba de Build up.

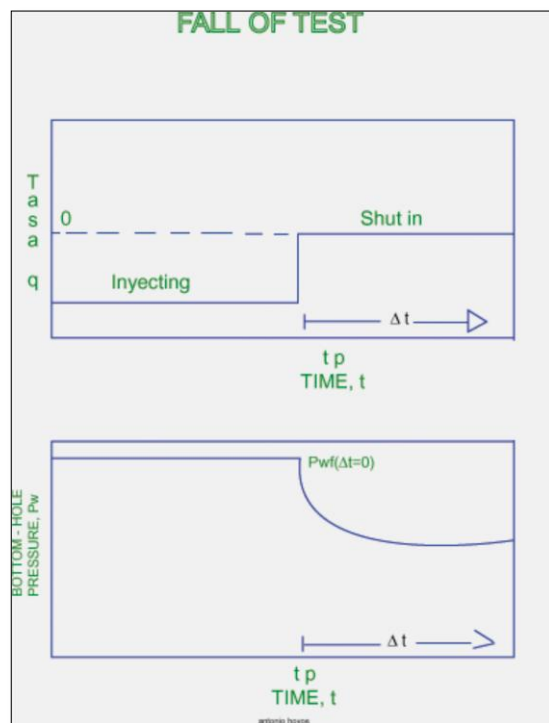


Figura 3.2 Gráfica típica de una prueba Fall off

Fuente: Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf



El comportamiento de la presión puede ser expresado de la siguiente ecuación y se aplica para reservorios con acuíferos infinitos y para reservorios desarrollados:

$$P_{ws} = P^* - m * \log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)^*$$

$P^*$  es equivalente a la presión inicial  $p_i$ ; para un sistema de acción infinita. La figura 3.3 muestra la gráfica de  $P_{ws}$  vs.  $\log\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right]$ , se puede observar que se genera una línea recta con intercepto  $P^*$  a un tiempo infinito de cierre, donde  $\left[\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right] = 1$  además se obtiene una pendiente  $-m$  y puede ser obtenida con la siguiente fórmula:

$$m = \frac{162.6q\beta\mu^*}{kh}$$

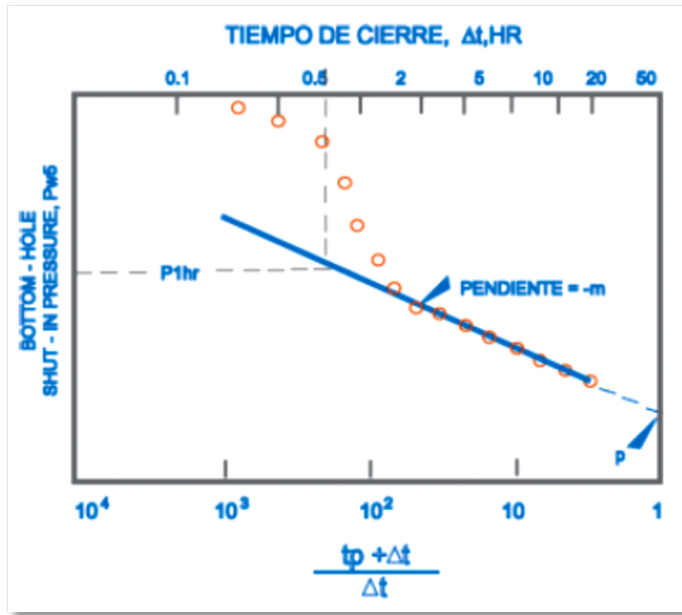


Figura 3.3 Determinación de la recta pendiente para el método de Horner

Fuente: Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf

Una vez que se haya escogido la mejor recta, la permeabilidad y el factor del daño pueden ser estimados de la siguiente manera:

$$k = \frac{162.6q\beta\mu^*}{mh}$$

$$S = 1.1513 \left[ \frac{(P_{int} - P_{\Delta t=0})}{m} + \log\left(\frac{t_p + 1}{t_p}\right) - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3.2275 \right]^*$$

Si la tasa de inyección es variable antes de realizar la prueba, el tiempo equivalente de inyección puede ser aproximado de la siguiente manera:

$$t_p = 24 \frac{W_i}{Q_i} *$$

Como para cualquier prueba de flujo transiente, la recta debe ser tomada luego de que culminen los efectos de almacenamiento, a veces para estimar el tiempo inicial al considerar la recta en la gráfica semilog (Horner) se utiliza:

$$t = \frac{170000 * C * e^{0.148}}{\frac{kh}{\mu}} *$$

Pero es mejor utilizar el método de la gráfica log-log, como se muestra en la figura 3.4.

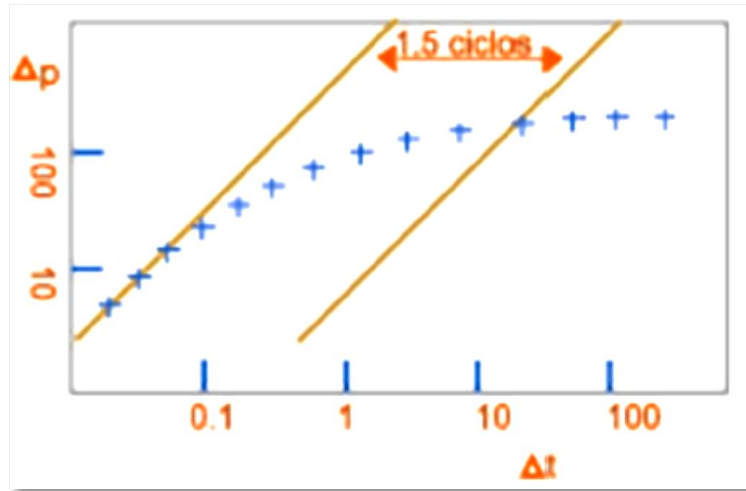


Figura 3.4 Determinación del tiempo donde terminan los efectos de almacenaje

Fuente: Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf

### 3.1.2 Obtención del coeficiente del efecto de llene

Se hace mediante la gráfica log  $\Delta P$  vs. Log  $\Delta t$  (figura 3.5), la cual se obtiene a partir de los datos durante el periodo de cierre, se hace coincidir una línea recta con pendiente unitaria por la mayor cantidad de puntos en la zona de la curva donde se produce el efecto de llene y de esta línea se escoge el valor de  $\Delta P_{int}$  a 1 hora y se utiliza en la ecuación:

$$C_s = \frac{Q_i * \beta}{24} \frac{1}{\Delta P_{int}} *$$

$C_D$ , Coeficiente adimensional de almacenamiento, es calculado de la siguiente manera:

$$C_D = \frac{0.8936C_S}{\phi C_t h r_w^2}$$

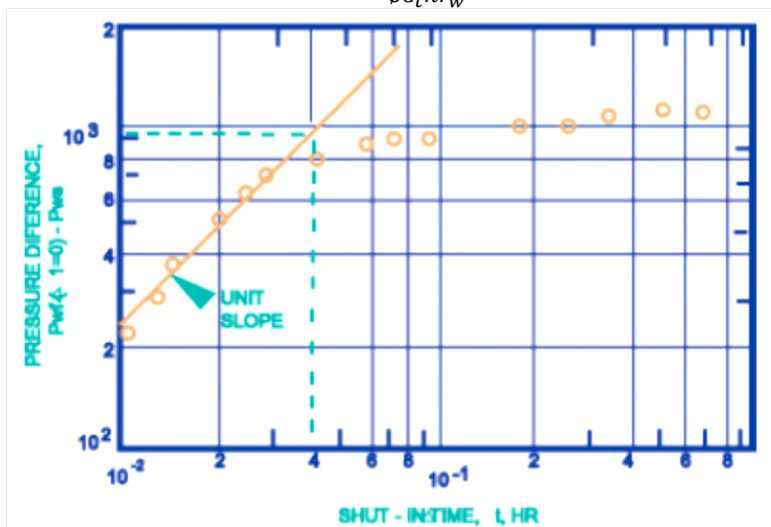


Figura 3.5 Determinación del coeficiente de llenado

Fuente: "Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf"

### 3.1.3 Procedimiento operacional durante una prueba "Fall off"

Las empresas de servicios encargadas de evaluar las pruebas de restauración de presión utilizan por lo general dos registradores de presión para la elaboración de los trabajos, con el fin de comparar lecturas y así tener resultados correctos. El siguiente proceso operacional es el más común:

1. Se arma equipo de línea de acero "slick line" con línea de 0.108"
2. Se cambia boca de cabezal
3. Se chequea tubería con herramienta de broca "broaching tool" de 4.5", con el fin de ver si existe obstrucción.
4. Se baja cortador de parafina de 3.5"
5. Se bajan los medidores de memoria
6. Se inyecta agua al pozo a una tasa constante
7. Se cierra el pozo por 36 horas
8. Se recuperan los sensores de presión haciendo paradas cada 10 pies con el fin de registrar datos de presión.
9. Se desarma equipo de línea de acero.

### 3.2 ANÁLISIS DE LAS GRÁFICAS DE HALL

En la operación de un programa de inyección, conviene determinar la capacidad de inyección mediante la evaluación del desarrollo individual de

un pozo inyector. Cuando ocurre una disminución de la inyectividad de un pozo en particular, se necesita hacer un cálculo directo de la pérdida de la capacidad o daño de formación. En el curso normal de las operaciones, es usualmente corrida una prueba de presión “Fall off” para determinar la existencia o aumento del daño de formación. Estas pruebas son largas, consumen mucho tiempo, y además son costosas.

El propósito del método es indicar la extensión del daño y determinar la pérdida de inyectividad sin necesidad del uso de una prueba de “Fall off”. El método usa datos de inyección mensual para todos los cálculos requeridos y efectivamente elimina los procedimientos convencionales de pruebas en un programa normal de inyección.

### 3.2.1 Introducción al método de Hall

En 1963, Hall presentó un sistema de análisis del desarrollo de pozos inyectores usando las denominadas gráficas de Hall. Más adelante, se presenta un análisis del desarrollo de pozos inyectores, el cual utiliza un método en el cual la presión mensual y volúmenes de inyección son usados y graficados como una combinación de la Presión (psia) multiplicada por el tiempo (meses) versus el Volumen Acumulado de Inyección (Bbls). Acorde con esto, el gráfico de Hall (Figura 3.6) antes y después de cualquier estimulación o tratamiento puede indicar el éxito o falla de tales reacondicionamientos; sin embargo en la mayoría de los casos su uso únicamente es para reconocer algún daño de formación (Figura 3.7), utilizando la ecuación:

$$m = \frac{\mu_w \beta_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) *}{0.00707 k_w h}$$

Mediante el uso de la ecuación de la pendiente, es posible ver la relación inversamente proporcional con la transmisibilidad [Tm]. Donde:

$$Tm = \frac{k_w h}{\mu_w} *$$

$$Tm \propto 1/m$$

Cuando la pendiente es obtenida en psi–mes/barril, y la transmisibilidad está en md–ft/cp, una conversión de 29.2 es insertada, y la ecuación anterior se transforma en:

$$Tm = \frac{\beta_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{29.2 * 0.00707 * m} \quad \text{Ó} \quad Tm = \frac{4.844 \beta_w \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) *}{m}$$

$Tm_1$  es determinado de  $m_1$  y comprende al rango donde no existe daño de formación.  $Tm_2$  es determinado de  $m_2$  y comprende al promedio entre la zona con y sin daño, así:

$Tm_1$  [obtenido a partir de  $m_1$ ] =  $Tm_e$

$Tm_2$  [obtenido a partir de  $m_2$ ] =  $Tm_{avg}$

Donde:

- $Tm_e$ , es la transmisibilidad de la zona sin daño.
- $Tm_{avg}$  es la transmisibilidad promedio de toda el área que cubre el pozo.



Figura 3.6 Método de Hall cuando no hay taponamiento



Figura 3.7 Método de Hall cuando existe daño de formación

Fuente: "Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf"

### 3.2.2 Procedimiento de la prueba

Los datos necesarios para realizar la prueba son:

- ✓ Profundidad de los disparos, pies
- ✓ Espesor neto de la zona de inyección, pies

- ✓ Nivel medio de las perforaciones, pies
- ✓ Porosidad promedio del reservorio receptor
- ✓ Radio del pozo, pies
- ✓ Área de drenaje, acres
- ✓ Tasa de inyección antes del daño, B/D
- ✓ Tasa de inyección con el daño, B/D
- ✓ Radio de investigación ( $r_e$ ), pies
- ✓ Factor volumétrico del agua, RB/STB
- ✓ Presión en la cara de la arena, psi
- ✓ Radio de la zona con daño ( $r_a$ ), pies

Y el procedimiento es:

1. Hallar las pendientes del Hall Plot, correspondientes a la zona con daño y sin daño, (ver figura 3.7).
2. Asumir el radio de la zona con daño ( $r_a$ ) (ver Figura 3.8), usualmente es cercano a 3 pies, sin embargo se ha visto que este valor no tiene un efecto significativo en la ecuación de Van Everdingen usada para determinar el daño de formación.

$$k_{avg} = \frac{k_a k_e \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_a \ln\left(\frac{r_e}{r_a}\right) + k_e \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)} *$$

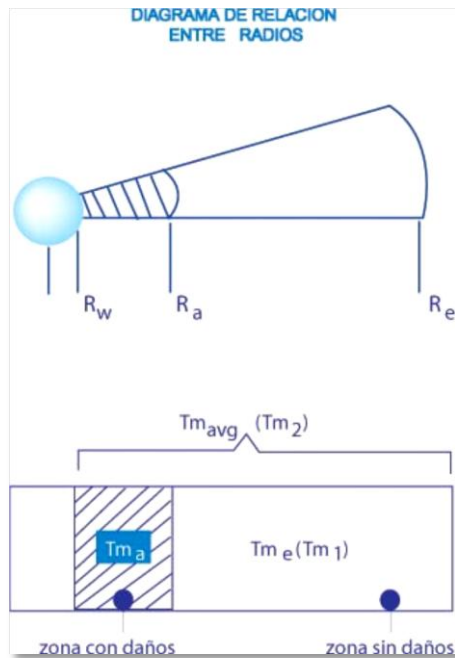


Figura 3.8 Diagrama de relación entre radios

Fuente: "Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf"

3. Bajo la asunción de que el radio hasta donde termina el daño [ $r_a$ ], es menor a 3 pies, la transmisibilidad en la zona con daño puede ser obtenida de:

$$Tm_{avg} = Tm_2 = \frac{Tm_a Tm_1 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{Tm_a \ln\left(\frac{r_e}{r_a}\right) + Tm_1 \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)}$$

4. El valor de  $Tm_a$  permite asumiendo el valor de  $r_a$ , y sustituyendo en la ecuación de Van Everdingen obtener el daño de formación Daño de formación [S]:

$$S = \left(\frac{k_e - k_a}{k_a}\right) * \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right) \quad S = \left(\frac{Tm_1 - Tm_a}{Tm_a}\right) * \ln\left(\frac{r_a}{r_w}\right)$$

5. Con este valor de S, la caída de presión que se genera cuando el fluido pasa a través del daño se puede obtener de:

$$\Delta Pa = 141.44 \frac{q_{sc} \beta_w}{Tm_1} S$$

### 3.3 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD

Dentro de las pruebas que deben efectuarse a los pozos de inyección para conocer su comportamiento a distintas presiones y así tener una idea más clara de la capacidad de admisión del reservorio receptor, están las pruebas de inyectividad, las cuales deben efectuarse por lo menos una vez por año.

Durante una inyección de agua existe una presión crítica cuando el aumento de la tasa de inyección no es acorde con el aumento de la presión de fondo sino mucho mayor, este es el resultado de una ruptura o fractura en la formación debido a una presión llamada presión de fractura.

El gradiente de fractura puede variar desde 0.8 a 1.4 psi / pie, en muchos reservorios, la presión de fractura puede ser determinada mediante una gráfica de  $P_{wf}$  vs. Tasa de inyección, siendo ésta a la altura del punto de ruptura de la recta, tal como se muestra en la figura 3.9.

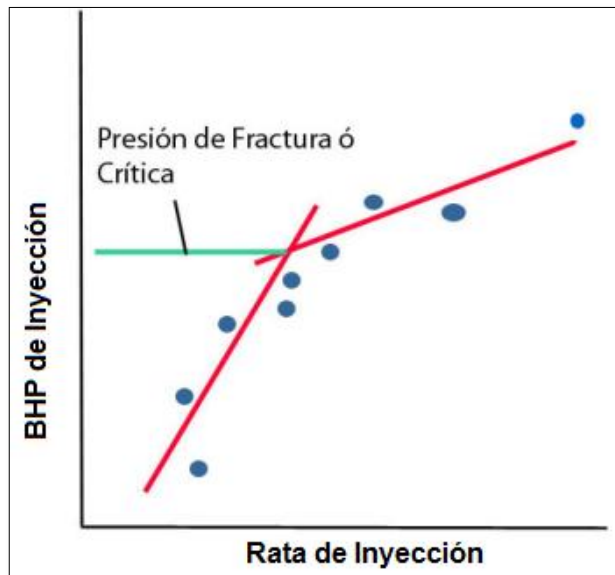


Figura 3.9 Determinación de la presión de fractura para un pozo de inyección

Fuente: "Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf"

### 3.4 DETERMINACIÓN DE COMPATIBILIDAD ENTRE EL AGUA DE INYECCIÓN Y LA FORMACIÓN RECEPTORA

Una de las principales causas de formación de incrustación y taponamiento del pozo de inyección es mezclando dos o más aguas que son incompatibles. El agua de formación forma un sistema en condiciones estables y no presenta problemas de incrustación, sin embargo, una vez que el agua de reinyección es mezclada con el agua de formación, pueden ocurrir reacciones que formen y precipiten productos insolubles. Cuando ésto ocurre, se dice que hay incompatibilidad entre el agua de reinyección y la del reservorio receptor.

Aguas incompatibles reaccionan para formar nuevos sólidos y el total de sólidos en suspensión (TSS) de la mezcla es mayor que la suma de las fracciones TSS de cada agua por separado antes de realizar la mezcla. Muchas clases de reacciones pueden crear que se depositen nuevos sólidos. Por ejemplo, partículas insolubles de sulfuro de hierro o de óxido de hierro pueden formarse cuando un agua que contiene hierro disuelto es mezclada con otras aguas que contienen ácido sulfúrico u oxígeno disuelto. Dependiendo de la composición, el pH, la temperatura y el radio en la mezcla de dos aguas, podría esperarse como resultado, alguno o todos de los siguientes precipitados: carbonato de calcio, sulfato de bario o sulfuros



de hierro, y la situación es más complicada si más de dos tipos de agua son mezcladas y cualquier aumento de precipitación de sólidos reduce la calidad del agua de inyección.

Para determinar si existe o no compatibilidad, existe una prueba de laboratorio la cual consiste en medir la cantidad de incrustación que se ha formado de la mezcla. Muestras de agua antes de ser mezcladas son previamente filtradas para eliminar sólidos existentes. Cantidades medidas de los distintos tipos de agua son mezcladas en un vaso de precipitados usualmente conteniendo distintos tipos de proporciones, es decir, 25/75, 50/50 y 75/25 partes por volumen. Las mezclas son tapadas de 24 a 48 horas y puestos a la temperatura de reservorio; luego de este tiempo muchos precipitados son visibles, pero es bueno filtrar el agua antes de realizar la prueba para pesar los nuevos sólidos formados.

En el ejemplo de campo que se tiene el agua de inyección es la misma agua de producción, por lo tanto, no hay problemas de incompatibilidad este análisis es de gran importancia en el momento de realizar inyección para recuperación del crudo ya que en ese caso se inyecta el agua a un acuífero y en algunas ocasiones se inyecta agua diferente a la del reservorio receptor.

## **4. ESTUDIO Y ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE PÉRDIDA DE INYECTIVIDAD EN LOS POZOS UTILIZADOS PARA DISPONER EL AGUA DE PRODUCCIÓN. EJEMPLO DE CAMPO.**

El campo KONA cuenta con tres pozos inyectoros que se encargan de depositar el agua producida por el mismo campo, inyecta diariamente entre 30.000 a 40.000 BWPD. La formación receptora es Carbonera en el miembro C1 perteneciente a la cuenca de los Llanos Orientales, el primer pozo KN-1 empezó el proceso de inyección en mayo de 2011, el segundo KN-2 en diciembre 2011 y el tercero K-14 en abril 2012.

En este capítulo expone el proceso de inyección del campo, los problemas que se están presentando, el comportamiento de inyectividad en cada uno de los pozos, la solución temporal que ha optado la compañía operadora para este problema y los resultados obtenidos hasta el momento.

### **4.1 SISTEMA DE INYECCIÓN EN EL CAMPO KONA**

El volumen de crudo producido ingresa al múltiple desde el cual se direcciona el flujo hacia el separador o a la línea que conecta a las facilidades de producción.

El fluido producido ingresa a los separadores, donde se realiza una separación primaria del crudo, enviando el agua libre separada (con 51 ppm de crudo) hacia el sistema de tratamiento de agua de formación; el crudo es pasado al “gun barrel” donde el agua es separada por proceso gravitacional y posteriormente es conducida a los desnatadores ó “skimmers” donde ingresan (con 51 ppm de aceite y 118 ppm de TSS), de allí son llevados a un sistema de filtrado en el cual el agua es recibida (con 5.73 ppm de aceite y 8.4 de TSS “Total de Sólidos Solubles”) y luego de realizarse la operación son despachados hacia las bombas (con 0.99 ppm de aceite y 0.8 de TSS).

La bomba de descarga horizontal recibe el agua y se encarga de inyectarla al pozo, al llegar a la cabeza del pozo las características del agua varían y son inyectadas a la formación (con 0.21 ppm de aceite y 1.6 ppm de TSS)

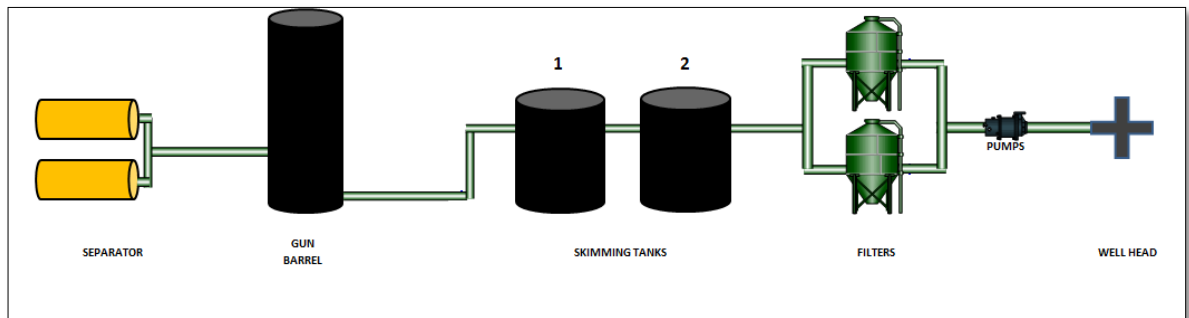
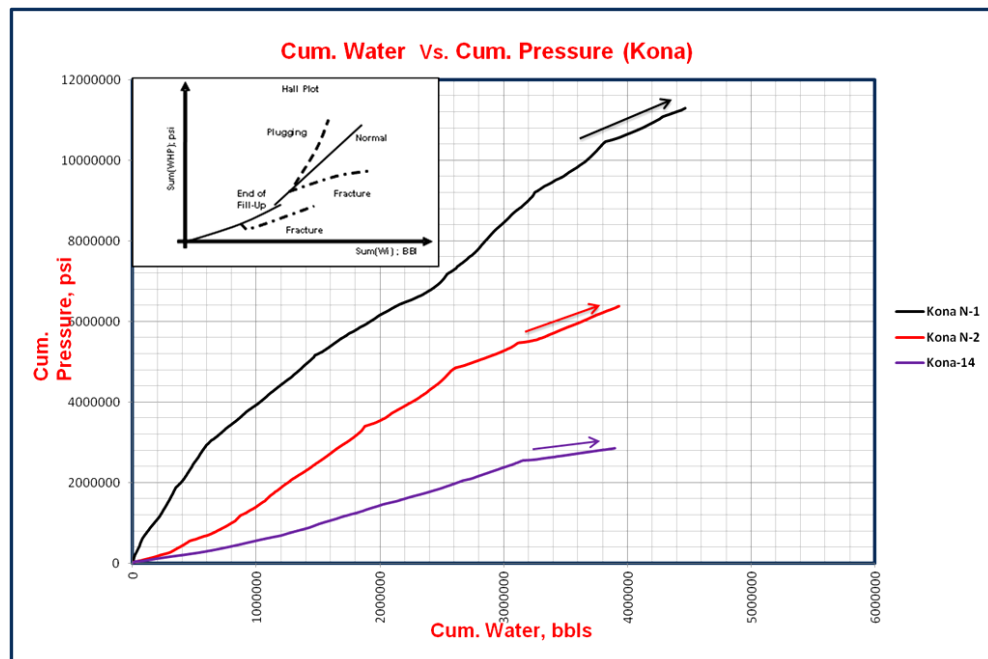


Figura 4.1 Esquema planta de inyección

Fuente: Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

## 4.2 ANÁLISIS DE GRÁFICAS DE HALL PARA CADA UNO DE LOS POZOS DEL CAMPO KONA

Se grafica según el método de Hall el acumulado de presión de inyección Vs. el acumulado de presión de agua inyectada para cada pozo (Grafica 4.1) ésta gráfica ayuda a identificar si existe daño de formación según la inclinación de su pendiente como se mencionó en el capítulo anterior.



Grafica 4.1 Gráfica de Hall para cada pozo inyector del campo Kona

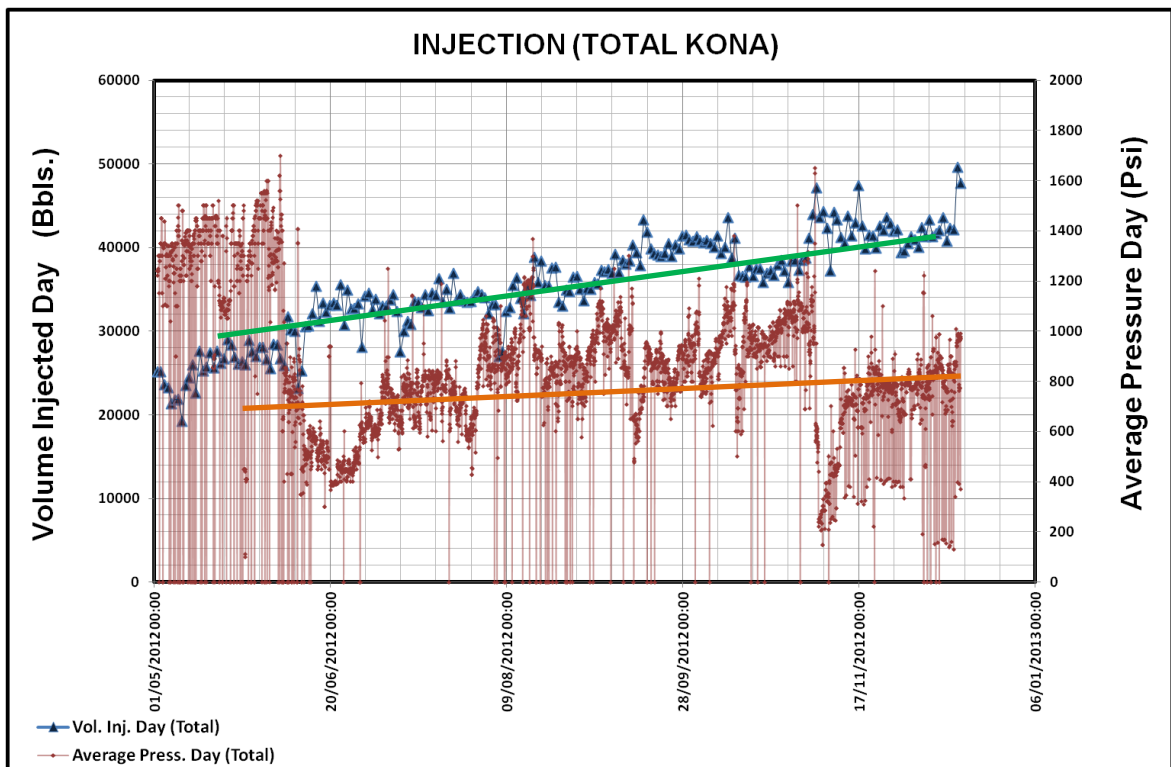
Fuente: Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

Cada pozo efectivamente presenta daño de formación y éste es debido a algún tipo de taponamiento, y que con las estimulaciones que se han practicado en repetidas ocasiones ha hecho que se restablezca la presión.

Los taponamientos pueden presentarse por muchas causas y como se mencionó en el capítulo 2 de daño de formación, las principales causas para este caso son la formación de incrustación y/o la acumulación de sólidos totales.

### 4.3 ANÁLISIS DE LA INYECTIVIDAD DEL CAMPO KONA

Para realizar el estudio del comportamiento de la inyectividad del campo Kona se presenta en la gráfica 4.2 el volumen inyectado por día y el promedio de la presión diaria para un tiempo determinado.

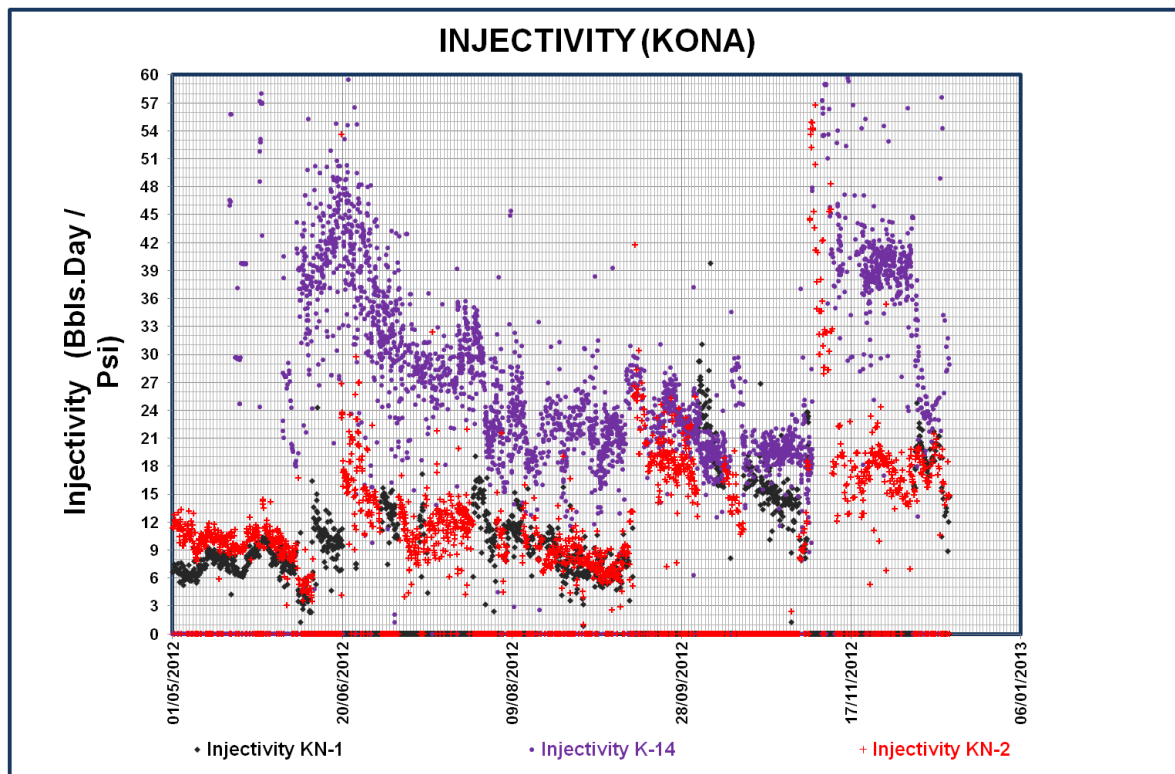


Gráfica 4.2 Inyección total campo Kona

Fuente: Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

Al observar en la gráfica 4.2 la presión va aumentando mientras que la rata de inyección permanece aparentemente constante, esta gráfica no permite ver con claridad el comportamiento individual de los pozos ni después de realizados los trabajos de estimulación.

Para ver más claramente el comportamiento de inyectividad se presenta la gráfica 4.3 la cual muestra la inyectividad (Bbls-dia/psi) para cada uno de los pozos inyectoros del campo.

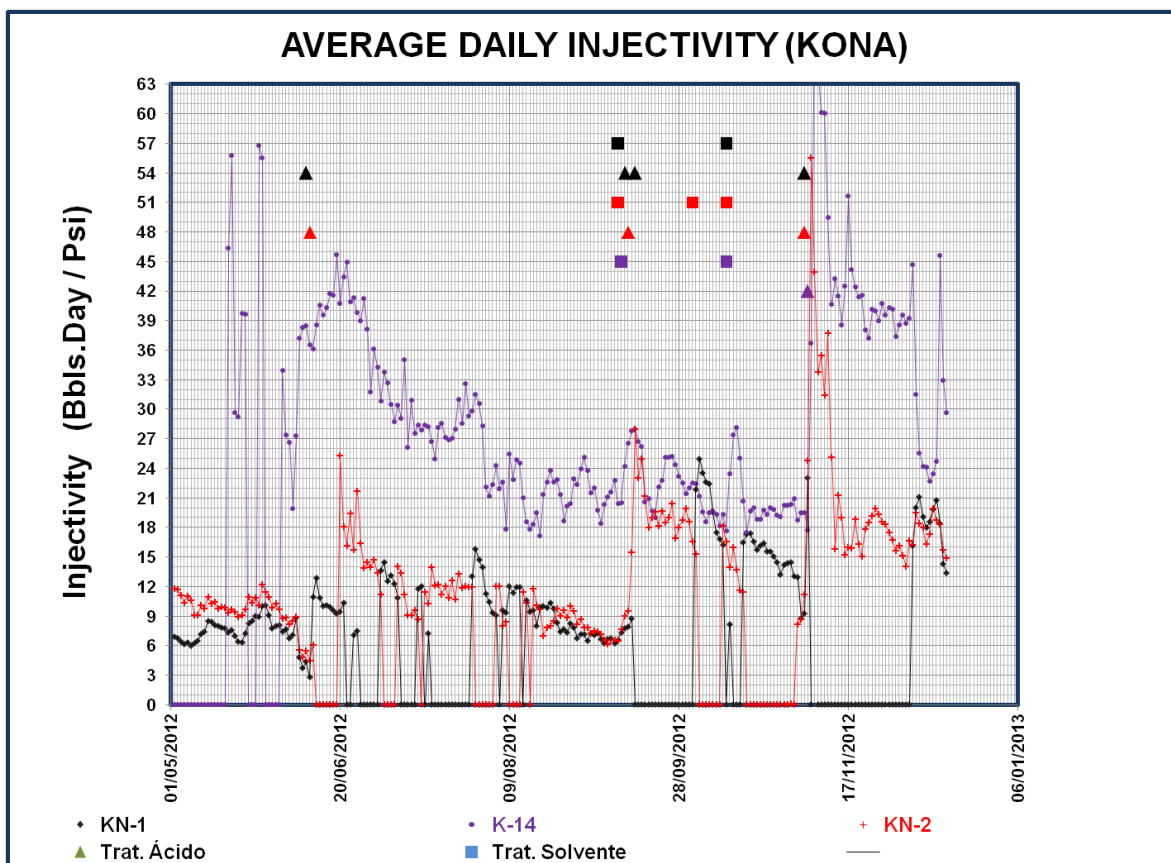


Gráfica 4.3 Inyectividad campo Kona (cada pozo)

Fuente: Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

En ésta gráfica se observa que cada pozo tiene altos y bajos en el comportamiento de la inyección, esto es producto de las estimulaciones ácidas y/o solventes que se han practicado en determinadas fechas. Por ejemplo en K-14 se nota claramente que la inyectividad va cayendo y al realizarse un tratamiento a finales de sep. - 2012 (apéndice A: Estimulaciones Realizadas a los pozos inyectoros Kona) ésta sube nuevamente pero desafortunadamente este resultado no se mantiene y al poco tiempo se ve que la inyectividad vuelve a caer.

En la gráfica 4.4 se muestra la inyectividad para cada pozo y además las fechas en las que se realizaron trabajos de tratamientos ácidos y/o solventes en cada uno de los pozos.



Gráfica 4.4 Inyectividad campo Kona y tratamientos realizados

Fuente: Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

Según la gráfica anterior se concluye que con el tratamiento ácido se obtienen mejores resultados que con el solvente para restablecer la inyectividad, sin embargo no es el resultado que se quisiera encontrar ya que al poco tiempo se tiene que volver a realizar tratamiento.

#### 4.4 ANÁLISIS DE CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN DEL CAMPO KONA

El análisis físico-químico realizado a las muestras de agua de inyección brinda información de los parámetros evaluados en el laboratorio y con él se podrá determinar si alguno de los componentes se encuentra fuera de los límites establecidos y pueda ser la causa del taponamiento.

Este análisis fue tomado para 6 diferentes muestras del agua de producción, la primera es del agua original del campo y las otras 5 tomadas cada una de diferentes puntos de la planta de inyección, el resumen de los resultados se muestra en las tablas 4.1 y 4.2.

Tabla 4.1 Análisis calidad de agua de inyección

PARÁMETROS	UNIDADES	KONA	AGUA SALIDA SKIMMER	AGUA SALIDA SEPARADOR	AGUA SALIDA GUN BARREL	AGUA DRENAJE RETROLAVADO FILTRO	AGUA DESCARGA BOMBA INYECCION HORIZONTAL	AGUA INYECCIÓN IDEAL
TEMPERATURA MUESTRA LABORATORIO	°C	25,2	25,3	25,4	25,3	25,2	25,3	24,7
pH A 25°C	UNIDADES	7,2	6,78	6,97	6,96	7,21	7,58	7,1
CONDUCTIVIDAD A 25°C	us/cm	6710	5830	59,3	5530	5630	5840	26700
OXIGENO DISUELTO A 25°C	mg/L	4,71	3,62	3,21	5,58	1,56	2,61	
SALINIDAD A 25°C	mg/L	3700	3200	3200	3000	3000	3200	17400
RESISTIVIDAD A 25°C	ohm.m	1,49	1,72	1,69	1,8	1,78	1,71	
DENSIDAD A 25°C	g/mL	0,998	0,999	0,998	0,999	0,999	0,998	
DIOXIDO DE CARBONO	mg/L	<10	<10	<10	<10	<10	<10	
HIDROXIDO TOTAL	mg/L	<1	<1	<1	<1	<1	<1	
ACIDO SULFHIDRICO	mg/L H2S	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	
ALCALINIDAD TOTAL	mg/L CaCO3	149	415	479	270	255	465	1040
DUREZA CALCICA	mg/L CaCO3	864	541	580	358	509	534	800
DUREZA MAGNESICA	mg/L CaCO3	196	181	240	54	223	233	110
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3	1060	722	820	412	732	767	910
BICARBONATOS	mg/L CaCO3	149	415	479	270	255	465	1269
CARBONATOS	mg/L CaCO3	<1	<1	<1	<1	<1	<1	
CLORUROS	mg/L Cl-	2390	1610	1470	1250	1490	1790	10440
SULFATOS	mg/L SO4-2	14,9	144	156	130	52,2	182	450
SOLIDOS DISUELTOS A 25°C	mg/L	3550	3070	3130	2910	2970	3080	
SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/L	48	344	178	9	610	118	
SOLIDOS TOTALES	mg/L	3620	3440	3330	2940	3600	3220	17889
BARIO	mg/L	4,1	1,64	2,99	0,1	1,04	1,19	
CALCIO	mg/L	341	212	233	143	206	213	320
ESTRONCIO	mg/L	21,2	8,77	8,97	9,41	3,22	3,74	
HIERRO	mg/L	1,09	0,162	3,5	0,143	5,42	0,819	2,5
MAGNESIO	mg/L	47,8	44	52,8	13,3	51,4	55,8	26
POTASIO	mg/L	163	152	169	111	70,4	84,4	
SODIO	mg/L	1504	191	1940	1480	799	1220	6960
SILICE	mg/L	98	86,1	117	68,3	5975	97	
INDICE DE LANGELIER		0,98	0,8	1,1	0,63	1,01	1,66	Entre -0,5 y 0,5
INDICE DE RYZNAR		5,24	5,17	4,78	5,7	5,19	4,27	Entre 6 -7
INDICE DE SATURACION		0,68	0,59	0,78	0,38	0,7	1,33	

Las propiedades subrayadas se presta especial atención a sus valores porque estos son indicativos de taponamiento; la dureza por la formación de incrustación y los sólidos por acumulación.

Fuente: análisis de calidad de aguas del campo Kona.

Tabla 4.2 Propiedades físico-químicas campo Kona comparadas con los valores ideales.

PARÁMETROS	UNIDADES	KONA	AGUA SALIDA SKIMMER	AGUA SALIDA SEPARADOR	AGUA SALIDA GUN BARREL	AGUA DRENAJE RETROLAVADO FILTRO	AGUA DESCARGA BOMBA INYECCION HORIZONTAL	AGUA INYECCIÓN IDEAL
TEMPERATURA MUESTRA LABORATORIO	°C	25,2	25,3	25,4	25,3	25,2	25,3	24,7
pH A 25°C	UNIDADES	7,2	6,78	6,97	6,96	7,21	7,58	7,1
CONDUCTIVIDAD A 25°C	us/cm	6710	5830	59,3	5530	5630	5840	26700
OXIGENO DISUELTO A 25°C	mg/L	4,71	3,62	3,21	5,58	1,56	2,61	
SALINIDAD A 25°C	mg/L	3700	3200	3200	3000	3000	3200	17400
RESISTIVIDAD A 25°C	ohm.m	1,49	1,72	1,69	1,8	1,78	1,71	
DENSIDAD A 25°C	g/mL	0,998	0,999	0,998	0,999	0,999	0,998	
DIOXIDO DE CARBONO	mg/L	<10	<10	<10	<10	<10	<10	
HIDRÓXIDO TOTAL	mg/L	<1	<1	<1	<1	<1	<1	
ACIDO SULFÚDRICO	mg/L H2S	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	<0,1	
ALCALINIDAD TOTAL	mg/L CaCO3	149	415	479	270	255	465	1040
DUREZA CALCICA	mg/L CaCO3	864	541	580	358	509	534	800
DUREZA MAGNESICA	mg/L CaCO3	196	181	240	54	223	233	110
DUREZA TOTAL	mg/L CaCO3	1060	722	820	412	732	767	910
BICARBONATOS	mg/L CaCO3	149	415	479	270	255	465	1269
CARBONATOS	mg/L CaCO3	<1	<1	<1	<1	<1	<1	
CLORUROS	mg/L Cl-	2390	1610	1470	1250	1490	1790	10440
SULFATOS	mg/L SO4-2	14,9	144	156	130	52,2	182	450
SOLIDOS DISUELTOS A 25°C	mg/L	3550	3070	3130	2910	2970	3080	
SOLIDOS SUSPENDIDOS TOTALES	mg/L	48	344	178	9	610	118	
SOLIDOS TOTALES	mg/L	3620	3440	3330	2940	3600	3220	17889
BARIO	mg/L	4,1	1,64	2,99	0,1	1,04	1,19	
CALCIO	mg/L	341	212	233	143	206	213	320
ESTRONCIO	mg/L	21,2	8,77	8,97	9,41	3,22	3,74	
HIERRO	mg/L	1,09	0,162	3,5	0,143	5,42	0,819	2,5
MAGNESIO	mg/L	47,8	44	52,8	13,3	51,4	55,8	26
POTASIO	mg/L	163	152	169	111	70,4	84,4	
SODIO	mg/L	1504	191	1940	1480	799	1220	6960
SILICE	mg/L	98	86,1	117	68,3	5975	97	
INDICE DE LANGELIER		0,98	0,8	1,1	0,63	1,01	1,66	Entre -0,5 y 0,5
INDICE DE RYZNAR		5,24	5,17	4,78	5,7	5,19	4,27	Entre 6 - 7
INDICE DE SATURACION		0,68	0,59	0,78	0,38	0,7	1,33	

	ENTRE EL RANGO DE CALIDAD REQUERIDA
	SE SALE UN POCO DEL RANGO
	SE SALE BASTANTE DEL RANGO

Fuente: análisis de calidad de aguas del campo Kona.



La mayoría de las propiedades físico-químicas del campo están dentro del rango o muy cerca, pero se observa que el ion magnesio está por encima del valor ideal recordemos que el ion magnesio *tiende a reaccionar y precipita con el carbonato de calcio, para así formar incrustación de  $MgCaO_3$* . Posiblemente este sea la causa del taponamiento que nos está causando problemas de inyectividad.

El índice de Langelier y el de Riznar también nos están mostrando que el agua de inyección es incrustante, en el capítulo 1 en las implicaciones del índice de Langelier *Si su signo es positivo y mayor a 0.5 el agua está desequilibrada y es incrustante*, y lo recomendado para este caso es reducir su alcalinidad y/o pH, y en las implicaciones del índice de Riznar dice que si el resultado está entre 6-7 está en equilibrio pero si está en un valor por debajo de éstos el agua es incrustante, confirmando una vez más que el problema de taponamiento se debe a formación de incrustación debido a precipitaciones posiblemente del ion magnesio.

## 5. CONCLUSIONES

- ✓ El campo Kona presenta daño de formación debido a taponamiento en sus tres pozos inyectoros según la gráfica de Hall.
- ✓ Los tratamientos ácidos/solventes practicados para combatir el daño en los pozos inyectoros no han venido arrojando buenos resultados, sin embargo con el tratamiento ácido (tratamiento utilizado para destruir incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ ) se observan mejores resultados que con el solvente (tratamiento para disolver taponamientos causados por aceite) lo que lleva a concluir que el daño de formación es por taponamiento causado por sólidos ya sean por sólidos totales que se logran filtrar en el proceso o por la formación de incrustación por la reacción de los componentes del agua.
- ✓ El análisis físico-químico del agua inyectada muestra que los parámetros están entre los rangos ideales sin que puedan causar problemas, exceptuando el ion magnesio  $\text{Mg}^{2+}$  el cuál es responsable de la dureza magnésica y ésta puede ser la causa de la formación de incrustación, problema que según los índices (Ryznar y Langelier) se está presentando en el agua de inyección.
- ✓ El método de análisis de gráficas de Hall es para tener una idea y saber si existe un daño de formación pero a pesar que con éste se puede cuantificar ese daño, dicho valor será un poco artesanal, así que en este documento solo utiliza el método para hacer constar que se presenta daño en la formación.
- ✓ El método más preciso para determinar si hay daño, el tamaño y tipo de éste, es realizar una prueba de presión acompañado por un respectivo análisis de resultados, pero este proceso es demorado y debe cerrarse cada pozo, lo cual resulta ser muy costoso.
- ✓ Una de las causas de pérdida de inyectividad en los pozos inyectoros del campo Kona está directamente relacionada con el taponamiento en la formación receptora debido a la formación de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ , causados por el exceso del ion magnesio  $\text{Mg}^{2+}$ .

## 6. RECOMENDACIONES

- ✓ Hacer flujo en reversa “back-flow” periódicamente ya que éste permite remover las partículas cuando estas son de diámetro mayor que la garganta poral de la formación y se acumulan en la cara del pozo.
- ✓ Tomar muestras de agua de los “back-flow” para realizar el análisis físico-químico y así tener información más precisa de lo que pueda estar taponando la formación.
- ✓ Procurar mantener el pH en 7.0-7.5 ya que la variación de éste puede contribuir a la formación de incrustación si se torna básico y si se torna ácido puede originar corrosión.
- ✓ Disminuir la concentración de ion magnesio  $Mg^{2+}$  para que éste no incremente la dureza magnésica y por ende se presente formación de incrustación (dureza magnésica del agua de inyección: entre 200-250 mg/L  $CaCO_3$  y la del agua ideal: 110 mg/L  $CaCO_3$ ).
- ✓ Realizar pruebas de presión (fall –off) en los pozos para determinar con mayor exactitud y precisión el tipo de daño.
- ✓ Tomar análisis específicos sobre la calidad de agua para detectar con mayor certeza el índice y tipo de taponamiento.

## BIBLIOGRAFÍA

Informe final de geología, 2012

ROJAS, J. “Fundamentos de Calidad del Agua”. Universidad Surcolombiana. Neiva, 2010.

DE VIANA, JAVIER “Disposición y tratamiento del agua producida” Montevideo URUGUAY 2006.

MUÑOZ FABIO, OSCAR CLAVIJO “Generalidades de la Estimulación y Daño de Formación”. Internet:  
(<http://www.slideshare.net/gabosocorro/estimulacion-y-dao-de-formacion>).

VENTRESCA, María Luisa; TORO, Flor. PDVSA INTEVEP; GUZMÁN, José MONTES ZAMBRANO, Darío MI SWACO. “Evaluación Del Daño A Las Formaciones De Interés”.

HOYOS CALLE, Antonio Eduardo. “Optimización Del Sistema De Reinyección De Agua Del Pad Amo-A, Del Bloque 16 Operado Por La Compañía Repsol-Ypf”. Guayaquil Ecuador 2004.

LEE, John. “Well Testing.pdf” internet: (<http://es.scribd.com/doc/54802743/John-Lee-Well-Testing>).

RIVERA ESCOBAR, Jehisson Fernando y REYES CAMACHO, Javier Alirio. “Análisis Técnico Y Económico Para La Inyección Disposal De Agua De Producción En Los Bloques De Los Llanos Orientales”. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Neiva, Huila: Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería. Programa Ingeniería de Petróleos, 2012.

Informe técnico seguimiento de inyección, 2012

## APÉNDICES



## **APÉNDICE B Caracterización fisicoquímica del agua de inyección**

### **Determinación de pH.**

Este parámetro se realiza con la finalidad de determinar las características ácidas o básicas que presenta una muestra de agua. Para ello se utiliza un equipo denominado pHmetro (Orion Modelo 140-A) que mide la concentración de grupos hidronios o grupos hidroxilos de manera logarítmica ejecutados con la ayuda de un electrodo de calomel.

### **Determinación de la conductividad eléctrica.**

La conductividad es una expresión numérica de la capacidad que tiene una solución para transmitir o transportar la electricidad o una corriente eléctrica, depende de la presencia de iones y de su concentración total, de su movilidad, y concentraciones relativas así como de la temperatura de la medición. Para la determinación de este parámetro se utiliza un conductivímetro estacionario (Orion Modelo 162-A).

### **Determinación de la salinidad.**

La salinidad es un parámetro que determina la cantidad de sales disueltas contenidas en una muestra de agua, se determina de manera indirecta a través de la conductividad y temperatura de la solución medida por el equipo Orion Modelo 162-A y expresados en ppm de NaCl.

### **Determinación de sólidos totales disueltos (Std).**

Este parámetro es muy importante dentro del control de proceso de inyección debido a que estos afectan negativamente a la calidad de agua inyectada ya que estos pueden acumularse y causar taponamiento. Este se evalúa a través del equipo Orion Modelo 162-A y expresados en ppm.

### **Determinación de residual de aceite en agua**

Se toma 300 mL de muestra en recipientes de vidrio, y se deja enfriar, luego se trasvasa a un embudo de separación. Se adiciona 30 mL de (1, 1,1- tricloroetano) y se enjuaga en un recipiente de vidrio que se tomo la muestra y se agrega al embudo de separación. Se agita fuertemente por 60 segundos, y se deja en reposo por 10 minutos, luego se inserta un small cotton (filtro de algodón) en la parte inferior del embudo. Se recoge 25 mL de muestra extraída en una celda HACH y se procede a la lectura en el fotómetro HACH con 450 nm de longitud de onda. Se utiliza como blanco el solvente utilizado en la extracción. Para obtener los resultados se procede a calcular los ppm de residual de aceite mediante la aplicación de la curva de calibración.

$$y = mx \pm b / \text{ppm} = \text{Abs (m)} \pm b$$

Donde

y = ppm

m = pendiente calculada

x = absorbancia a 450 nm

b = corte con el eje

### **Determinación de sólidos totales suspendidos (sst)**

Este método determina la cantidad de sólidos que se encuentran suspendidos dentro de una solución y expresados en ppm, determinándose de la siguiente manera:

1. Se pesa una membrana de celulosa (milipore) de 45 um para colocarla en el equipo de filtración (filtración al vacío)
2. Luego se toma 250 mL de muestra una vez que ha sido extraído el residual de aceite y trasvasamos al equipo de filtración.
3. Extraer la membrana del equipo de filtración y secamos en una estufa por 30 min (110 gC), luego la llevamos a un desecador por 30 minutos para posteriormente proceder al pesaje.
4. Los ppm de sólidos suspendidos totales SST, se calculan de la siguiente manera:

$$\text{ppm} = ( P_i - P_f / \text{vol de la muestra} ) * 1000\ 000$$

### **Determinación de alcalinidad total**

Este parámetro se evalúa de manera volumétrica, el mismo que se fundamenta en que los iones hidroxilos presentes en una muestra como resultado de la disociación o hidrólisis de los solutos reaccionan con las adiciones de ácidos estándar, donde la alcalinidad dependerá del pH del punto final utilizado.

### **Determinación de dureza total.**

La dureza total se define como la suma de las concentraciones de iones calcio y magnesio contenidos en una muestra de agua.

1. Se toma 100 mL de muestra y se transfiere a un erlenmeyer de 125 mL.
2. Se agregan 2 mL de buffer solución hardness 1 pH 10.1
3. Luego se adiciona un sobre pillow de reactivo manver 2 hardness indicador (Hach) que torna a la muestra de agua de coloración rojo vino.
4. Colocar el erlemneyer sobre el plato agitador e introducir el imán magnético y ponerlo a 2,3 rpm.



5. Se procede a la titulación con el cartucho de ácido etilendiaminotetracético y sus sales de sodio (EDTA); el punto de viraje de la solución es del rojo vino al azul.
6. El volumen de la titulación son los ppm de dureza total reportados por la muestra en carbonato de calcio.

### **Determinación de dureza cálcica.**

En este parámetro se evalúa la concentración únicamente de la cantidad de carbonato de calcio existente en una muestra a tratarse para lo cual realizamos los siguientes pasos:

1. Tomamos 100 ml de muestra y se transfiere a un matraz erlenmeyer de 125 mL
2. Se agrega 2 ml de Hidróxido de potasio 8 Normal.
3. Luego agregar un sobrecito de reactivo de Calver 2 Calcium Indicador Powder Pillows. Titular con ácido etilendiaminotetracético (EDTA) hasta viraje del indicador rosado-azul.
4. El volumen reportado por la muestra se expresa directamente como ppm de carbonato de calcio.

### **Determinación de dureza magnésica**

Para reportar la dureza magnésica se procede a restar la dureza total, menos la dureza cálcica, el resultado se expresa en ppm.

### **Determinación de calcio**

Para reportar calcio se procede a multiplicar la dureza cálcica por el factor 0,4 el resultado es expresado como ppm de Calcio.

### **Determinación de magnesio**

Para reportar calcio se procede a multiplicar la dureza cálcica por el factor 0,24 el resultado es expresado como ppm de magnesio.

### **Determinación de cloruros**

Para reportar el contenido de cloruros se procede a multiplicar la salinidad de la muestra por el factor 0,6; el resultado se expresa en ppm de cloruros (Cl<sup>-</sup>).

### **Determinación De Sodio**

Para reportar el contenido de cloruros se procede a multiplicar la salinidad de la muestra por el factor 0,4 el resultado se expresa en ppm de sodio (Na.)

## **Determinación de sulfatos**

Los sulfatos que se encuentran generalmente en aguas naturales y residuales son fácilmente precipitados en presencia de ácido acético con cloruro de bario formando cristales de sulfato de bario, éste es medido a través de un espectrofotómetro UV/VIS a una longitud de onda específica en relación a un patrón de concentración conocida para lo cual se procede de la siguiente manera:

1. Prender el espectrofotómetro HACH DR 2000; seleccionar el método requerido para el análisis.
2. Se ingresa el método descrito en el manual del equipo (680), el mismo que señala que se lleve la longitud de onda específica del método. Para el caso de la determinación de sulfato, la longitud de onda es 450 nm.
3. Llenar la celda con 25 mL de muestra de agua y agregar un sobre de reactivo SULFAVER 4 (Sulfate Reagent), preparar conjuntamente un blanco.
4. Esperar el tiempo estimado de reacción de 5 minutos.
5. Colocar el blanco y proceder a leer la muestra, el resultado se expresa en ppm de sulfatos.

## **Determinación de hierro**

Este elemento se puede encontrar en el agua de manera coloidal, que puede ser peptizado por materia orgánica en complejos inorgánicos ferrosos o férricos así como en partículas suspendidas relativamente gruesas.

Para su determinación se procede de la siguiente manera.

1. Prender el espectrofotómetro HACH DR 2000; seleccionar el método requerido para el análisis.
2. Se ingresa el método descrito en el manual del equipo (265), el mismo que señala que se lleve la longitud de onda específica del método. Para el caso de la determinación de sulfato, la longitud de onda es 510 nm.
3. Llenar la celda con 25 mL de muestra a analizar y agregar un sobrecito de FERROVER (Iron Reagent) preparar conjuntamente un blanco (muestra).
4. Esperar el tiempo estimado de reacción de tres minutos.
5. Colocar el blanco y encerrar el equipo, proceder a la lectura, el resultado se expresa como ppm de hierro. (mg/l)

## **Determinación de arena**

Procedimiento para preparar el equipo para la toma de la muestra

1. Poner la malla metálica.

2. Colocar el panel filtro sobre la malla.
3. Poner el caucho para impedir fugas y cerrar el filtro ajustando los tornillos fuertemente.

#### Procedimiento para la toma de la muestra

1. Asegurarse de que la llave de descarga de gas del filtro esté cerrada.
2. Colocar el filtro en el tubo para la toma de las muestras del pozo.
3. Abrir lentamente la válvula para la toma de la muestra, colocar un recipiente para recoger el volumen filtrado.
4. Una vez recolectado un volumen representativo (1000 ml) cerrar la válvula.
5. Abrir la válvula para la despresurización de la cámara interna del filtro antes de proceder a retirarlo.
6. Una vez que se libera el gas se procede a retirar el filtro con seguridad.

#### Procedimiento para quemar la muestra

1. Pesar el crisol vacío ( $P_i$  en g) previamente lavado y seco.
2. Abrir el filtro y retirar el papel filtro con una pinza.
3. Colocar el papel filtro en el crisol vacío.
4. Quemar la muestra a 830 °C por 30 minutos.
5. Dejar enfriar el crisol y pesar nuevamente el crisol ( $P_f$  en g)
6. Medir el volumen recolectado después del filtrado (Vol en ml)

Cálculos:

$$PPM \text{ de arena} = (P_f - P_i)/Vol * 1000000$$

$P_f$  (peso final del crisol)

$P_i$  (peso inicial del crisol)

#### **Método Para Determinación Aceite Residual En Aguas De Reinyección**

Toma de la muestra:

Abrir la llave del toma muestras, dejar drenar 3 minutos hasta que se observe una muestra constante. Obtener una muestra problema representativa sin dejar que se derrame la capa de aceite que se forma en la superficie. tapar la muestra y dejar que se enfríe.

Materiales:

- botella de vidrio de 300 mL.
- cloroformo.
- campana absolvedora de vapores.
- embudo de separación
- espectrofotómetro dr/2010

Procedimiento:

1. Pasar 300 mL de muestra a un embudo de separación.
2. Colocar 30 mL de cloroformo en la botella de vidrio en la que se tomó la muestra, tapar, agitar y trasvasar este contenido de la botella de vidrio al embudo de separación.
3. Tapar el embudo y agitar enérgicamente, abriendo la válvula de venteo para que se escapen los vapores.
4. Recoger el cloroformo con el aceite en una celda hatch de 25 ml.
5. Encender el espectrofotómetro, mover la perilla del equipo a una longitud de onda a 450 nm para leer la absorbancia. encender el equipo con una muestra de cloroformo puro, poner la celda con el cloroformo y aceite residual, y realizar la lectura:

$$\text{Aceite residual ppm} = 14.678 * \text{absorbancia}$$