

# “Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero”

José Luis Izquierdo L. <sup>(1)</sup> Raúl Fernando Vélez C. <sup>(2)</sup> Carlos Andrés Game C. <sup>(3)</sup> Ricardo Gallegos Orta <sup>(4)</sup>

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra <sup>(1) (2) (3) (4)</sup>

Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL)

Campus Gustavo Galindo, Km 30.5 vía Perimetral

Apartado 09-01-5863. Guayaquil-Ecuador

joluizqu@espol.edu.ec <sup>(1)</sup> raufer@espol.edu.ec <sup>(2)</sup> angame@espol.edu.ec <sup>(3)</sup> vgallego@espol.edu.ec <sup>(4)</sup>

## Resumen

El presente trabajo trata acerca de resumir las operaciones más comunes realizadas en un campo petrolero para el análisis de aguas de río en un proyecto de inyección de aguas. Entre los puntos que destacamos están los problemas más comunes en el agua de río como son la corrosión, la escala, la presencia de gases disueltos, presencia bacteriana y los sólidos disueltos.

Además se hizo un pequeño estudio de las pruebas más comunes antes de una inyección, con datos reales de un pozo del campo ecuatoriano, entre los puntos analizados tenemos las pruebas de compatibilidad y la prueba de Fall off test. Las cuales nos dan la máxima tasa de inyección a la cual se podrá someter el pozo inyector, con esta prueba podremos hallar de igual manera la presión de fractura.

La importancia de realizar estos tipos de análisis son para evitar problemas futuros en las líneas de superficie, en el fondo del pozo o para la realización de futuras recuperaciones mejoradas con base a la presión de fondo de pozo y su presión de fractura.

Para la realización del tratamiento del agua se recomienda un orden, el cual mejorará su calidad, los cuales son:

- Desbaste
- Desarenado
- Clarificación
- Filtración
- Des aeración
- Tratamiento Bacteriológico
- Tratamiento anticorrosivo

Así mismo para realización de un adecuado tratamiento los parámetros a medir son:

- Cationes y aniones
- Ph
- Bacterias
- Sólidos Suspendidos
- Turbidez
- Calidad de Agua
- Gases Disueltos
- Temperatura
- Conductividad.

**Palabras Claves:** moles, ppm, alcalinidad, ph índice de Langelier, FOT, SRB, compatibilidad y escalas.

## Abstract

The present work deals with summarizing the most common operations performed in an oil field for the analysis of river water in a water injection project. Among the points to highlight are the most common problems in the river water such as corrosion, scale, the presence of dissolved gases, bacterial presence and dissolved solids.

In addition there was a small study of the most common tests before injection, with real data from a well of the Ecuadorian countryside, between the points we have analyzed the compatibility testing and proof of Fall off test. Which give us the maximum injection rate at which the injection well may submit; with this test we can find the same way the fracture pressure.

The importance of these types of analyzes are to avoid future problems in surface lines at the bottom of the well or to perform further improved recoveries based on the down-hole pressure and fracture pressure.

To carry out water treatment is recommended order, which will improve its quality, which are:

- Roughing
- Grit
- Clarification
- Filtration
- Des aeration
- Bacteriological Treatment
- Treatment against corrosion

In addition to conducting appropriate treatment parameters to be measured are:

- Cations and anions
- Ph
- Bacteria
- Suspended Solids
- Turbidity
- Water Quality
- Dissolved Gases
- Temperature
- Conductivity.

**Keywords:** mole, ppm, secondary oil recovery, Langernier index, FOT, compatibility and scales.

## 1. Objetivo

Nuestro objetivo será el de realizar un manual para proporcionar un tratamiento adecuado al agua, manteniendo las óptimas normas de calidad de agua, a fin de inyectarlas al pozo y así este no genere problemas con nuestro yacimiento o con la formación en contacto, haciendo que esta agua sea lo más parecida “idealmente” al agua de formación.

Presentar un análisis sobre los equipos utilizados en la recolección del agua, los equipos de la planta de tratamiento y posterior equipo para su entrega en el pozo inyector,

Realizar un esquema de donde, como y porque se usan diferentes tratamientos al agua de inyección, para mejorar su calidad final.

Mediante el mejoramiento de la calidad del agua, Aumentar el factor de recobro de nuestro yacimiento mediante la recuperación secundaria. Y dar una pauta para los análisis de próximas recuperaciones “Terciaria”.

Permitir restauraciones de presiones en nuestro pozo inyector.

Sistematizar los procedimientos de laboratorio de una manera sencilla y fácil, para entender su uso en nuestra industria.

## 2. Fundamentos Teóricos

### 2.1 Fundamentos de la Química

Para el tratamiento del agua de manera inteligente es necesario algunos conocimientos básicos de la química aplicada a la inyección como son la diferencia entre los elementos y compuestos, átomos y pesos atómicos, las moléculas y su peso molecular, los iones, radicales y pesos equivalentes. Las diferencias entre ácidos bases y sales, y el método para expresar sus concentraciones.

### 2.2 Fundamentos del agua

Es necesario conocer la composición y los efectos de diferentes variables en su comportamiento por lo cual se hará un estudio básico del agua y el agua para la inyección.

Efectos de la composición del agua:

- Conductividad del agua.
- pH del agua
- Gases disueltos
- Variables físicas
- Propiedades físicas y químicas
- Calidad del agua

### 2.3 Fundamentos de la inyección de agua

Para todo proceso de recuperación secundaria o terciaria debemos tener nociones básicas de lo que vamos a realizar y de que depende para su realización, en nuestro caso se tratara de recuperación secundaria, por lo cual debemos tener en cuenta lo siguiente:

- Planificación desde el punto de vista de ingeniería
- Criterio para la selección de un pozo inyector
- Factores de infectividad
- Tipos de fuentes
- Tipos de sistemas
- Procesos básicos para el tratamiento del agua
- Factores que controlan el tratamiento del agua de inyección

## 3. Planta de Tratamiento de Agua de Inyección

El tratamiento que se da al agua en instalaciones, se las denomina planta de tratamiento de aguas y estos dependerán del tipo de agua empleada y de las características del yacimiento a ser sometida la inyección, en las cuales se deben tener en cuenta los valores de calidad final de agua a partir de su calidad inicial; que no es más que la cantidad de sólidos suspendidos, el numero de bacterias presentes y su tendencia a ser corrosiva o incrustante. El numero de controles que se deben hacer para mantener un buen estado de equipos o calidad de agua es diario en las zonas más problemáticas del campo como separadores, tanques, líneas.

Para el diseño de la planta será necesario considerar el sistema de tratamiento, cerrado o semi-abierto, también necesitamos la capacidad de tratamiento necesario de la planta desde el principio hasta el fin. La localización optima de la planta, teniendo en cuenta la economía y su mantenimiento. Si se efectuara aeración, el tipo y la intensidad del tratamiento químico, sedimentación, la filtración y el almacenamiento.

Para determinar el tamaño de la planta de tratamiento de agua, es necesario conocer los volúmenes de agua con los que hemos de trabajar, el cual depende del número de pozos inyector, su tasa de inyección por pozo y el tipo de fuente que vamos a tener. El sistema de inyección en nuestro campo “X” es de flujo radial, por lo cual existen seis pozos inyector ubicados al flanco de la estructura, distribuidos cinco al este y uno al oeste. La figura se encuentra en los anexos. El volumen con los que trabaja cada pozo inyector y su descripción se encuentra en el anexo.

### 3.1 Procesos físicos previos a la inyección

La finalidad del uso de químicos para el tratamiento de aguas de inyección, es de eliminar básicamente los sólidos suspendidos, el oxígeno disuelto y los microorganismos. Para esto es necesario realizar varios procesos que para el campo "X" en el que estamos son:

- Desbaste
- Desarenado
- Clarificación
- Filtración
- Eliminación de gases disueltos
- Tratamiento bacteriológico
- Tratamiento anticorrosivo

### 3.2 Tratamiento para el agua de inyección

Procedimientos de laboratorio:

- Alcalinidad
- Conductividad
- Determinación de dureza
- Presencia de Hierro
- Presencia de Sólidos suspendidos
- Presencia de sulfatos
- Turbidez
- Contenido de oxígeno disuelto
- Control bacteriológico
- Potencial de hidrógeno

### 3.3 Problemas comunes

Los problemas más comunes producidos en el campo son la corrosión, debida a los cambios de pH del agua, por los cambios de temperatura, o por la presencia de gases no deseados como el O<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> y el H<sub>2</sub>S; la formación de escalas, que no es más que la acumulación de sedimentos, generando un taponamiento y una alza de presión en la línea, estos son comunes en las zonas de la tubería donde existen restricciones; los sólidos suspendidos, este es el problema más común, ya que son todas las partículas que se encuentran presentes en el fluido en forma suspendida, esta ocasiona escalas y taponamientos; la presencia bacteriológica es otro factor importante ya que este al igual que los sólidos suspendidos generan taponamiento; existen otros factores pero solo especificaremos los más importantes y comunes.

Ahora presentaremos algunos de los problemas que se presentaron en nuestro campo "X":

- Escalas
  - Carbonato de calcio
  - Sulfato de calcio
  - Sulfato de bario
  - Sulfato de estroncio
  - Depósitos de silicatos
- Corrosión
  - Galvánica
  - Por Erosión
  - Por cavitación

- Daño por hidrógeno
- Por fatiga
- Por microorganismos
- Por electrolisis
- Por Cloruros
- Por bacterias

- Sólidos Suspendidos
- Por bacterias sulfato reductoras

## 4. Pruebas y Análisis antes de la inyección.

En todo proceso de inyección se deben analizar las propiedades del yacimiento para su correcta inyección. Sea esta de fluidos o de gases, ya que estas tienen diferentes formas de reaccionar con su entorno, por lo cual debe hacerse un análisis previo para ver sus condiciones y así determinar valores y factores con los cuales la inyección será óptima, en nuestro caso el agua tratada. El análisis de presión es usado para determinar datos necesarios.

### 4.1 Análisis de compatibilidad

Uno de las principales causas de la formación de escalas en los sistemas de inyección es el taponamiento del pozo por mezcla de dos o más aguas que sean incompatibles. Si se mantiene una misma agua, el sistema puede ser estable no presentar posibles escalas, sin embargo, desde que estos sean mezclados, las reacciones de los iones disueltos en cada agua pueden producir insolubilidad, hinchamiento de las arcillas y aumentos de presión. Cuando esto ocurre, se dice que el agua es incompatible.

#### 4.1.1 Incompatibilidad entre el agua de formación y el de inyección

Nuestro segundo problema de incompatibilidad empieza cuando el agua de inyección no es compatible con el agua de formación o el agua connata, sorprendentemente, algunos taponamientos son problemas debido a la incompatibilidad del agua en la inyección en pozos.

Cuando el agua se inyecta al pozo, el agua de inyección miscible desplaza el agua connata, ocurre una mezcla mecánica en la frontera de las dos aguas. Este fenómeno se llama dispersión hidrodinámica, la primera causa de dispersión es la supuesta distribución de permeabilidades a difusión no homogéneas. Otra cosa que cabe recalcar, es que los iones disueltos migran a través de la frontera entre las dos aguas, esto se conoce como difusión.

La contribución relativa de la dispersión hidrodinámica y la difusión iónica para el total de las mezclas de aguas es la velocidad con las que estas se mueven a través de la frontera hacia la roca reservorio. En muchas operaciones de inyección, las tasas de

inyección y la dispersión son las principales causas de la mezcla. En los casos realizados en laboratorios, la cantidad de mezcla descrita es dada por un aparente coeficiente de dispersión, que incluye ambos efectos. El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo. Esto causa cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

#### 4.2 Pruebas de Fall Off Test (FOT)

Los análisis de presión son fundamentales para cualquier proceso previo a una inyección, en nuestro caso de agua tratada, en este tipo de análisis se realizan pruebas de FALL OFF, se cheque el daño de formación para evitar la disminución de la permeabilidad efectiva, este tipo de análisis se usa también para calcular la presión promedio del yacimiento el cual es fundamental para futuros proyectos de recobro mejorado y para medir las presiones de fractura las cuales son fundamentales para evitar el daño de formación y para tener un monitoreo apropiado de las operaciones de inyección.

Durante todo proceso de inyección se generan bancos de fluidos, debido a las diferentes razones de movilidad de cada uno; pero como nosotros trataremos con un fluido de razón de movilidad uno o cercano a uno, nuestro yacimiento se comportara como si hubiera un solo fluido.

Como nuestra razón de movilidad es igual a la unidad. Las pruebas de FALL OFF son análogas a las pruebas de restauración de presión en los pozos productores, esta prueba es corrida cerrando el pozo de inyección y registrando la respuesta de la presión como una función del tiempo. En este tipo de pruebas se mantiene el supuesto de que la tasa de inyección -qi, se mantiene constante a un tiempo antes de la corrida del FALL OFF. Siempre y cuando se satisfagan las siguientes condiciones:

- La razón de movilidad del agua inyectada con el fluido del yacimiento deben ser aproximadamente las mismas.
- Si el fluido inyectado y el fluido in-situ tienen diferentes movilidades, pero la inyección ha ocurrido durante un tiempo suficiente y el radio externo del banco de fluido inyectado se ha desplazado lo suficiente, de modo que la prueba de FALL OFF no investigara detrás de ese banco. En otras palabras, si la prueba es suficiente corta para que el transiente de presión se mantenga dentro del banco del fluido inyectado, la presión no afectara los datos de presión registrados.

#### 4.2.1 FOT al periodo de inyección

Una prueba de Inyectividad fue realizada en el pozo XXX-1, el cual fue perforado hasta la profundidad deseada en ft de MD (profundidad de la zapata guía), un tubing de inyección de 4 ½ “, “segunda prueba realizada”.

El objetivo de la prueba de inyectividad es el de determinar los parámetros de inyección de la arena Y en el pozo, como parte del estudio del plan de inyección para el reservorio Y.

El presente reporte resume el análisis de la prueba de Inyectividad (FOT) realizada con un programa de la empresa a la cual nosotros visitamos, por asuntos de derecho de compra y propiedad intelectual no se muestra el procedimiento del programa pero se da las pautas para su entendimiento y desarrollo. A continuación se resume los principales parámetros mecánicos del pozo XXX-1 así como las profundidades de interés:

Información General	
Nombre	:XXX-1
Campo	:X
Bloque	:Bloque X
Yacimiento	:Y
Intervalo(s) perforado en Inyección (MD ft)	: 9,161'-9,194' (33')
Ultimo re-acondicionamiento	# 3
Fin del re-acondicionamiento	

Profundidades y elevaciones	Sensor de Presión	Mitad de Perforaciones	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria)	ft 950	950	950
Profundidad medida (MD)	ft 8,696	9,178	
Profundidad vertical (TVD)	ft 8,696	9,178	9,180
Elevación bajo el nivel del mar (SS.TVD)	ft -7,746	-8,228	-8,230

Descripción Mecánica			
Radio del pozo (i.e. asumido para análisis)	ft 0.41	0.41	0.41
Orientación principal del pozo	Pozo vertical		

#### Datos del yacimiento:

Yacimiento Y	
Esesor neto de la formación. <b>h</b>	: 33.0 ft TVD
Porosidad promedio. <b>Ø</b>	: 0.16 fracción
Temperatura. <b>T</b>	: 200 °F a mitad de perforaciones
Compresibilidad total. <b>Ct</b>	: 3.85E-06 1/psi

#### Datos de las propiedades del fluido inyectado:

Salinidad del agua inyectada	: 55,000 ppm equivalentes de NaCl
Saturación promedio de agua. <b>Sw</b>	: 1.00 fracción
Viscosidad del agua. <b>Uw</b>	: 0.3 cP
Factor volumétrico del agua. <b>Bw</b>	: 1.0364 bbl/BF
Compresibilidad total. <b>Ct</b>	: 3.85E-06 1/psi
Compresibilidad del agua	: 3.07E-06 1/psi
Correlaciones de PVT utilizadas	: Ninguna
Correlaciones de fluidos utilizadas	: Ninguna

Ahora se muestra los datos registrados de la prueba de inyectividad durante la inyección, que son los cambios de caudal de inyección como función del tiempo.

Caudales			
Datos	Tiempo	Presion	Caudal
Punto	Horas	psia	barriles por dia
1	7.3	1909.9	0
2	23.2	3984.6	-5800
3	34.1	4107.9	-5600
4	45.5	3981.1	-5450
5	48.7	4073.7	-5350
6	53.36	3956.5	-5450
7	126.4	170.7	0

#### 4.2.2. FOT al periodo de Cierre

Después de realizar la prueba de inyectividad, se procede a realizar el análisis de resultados al periodo de cierre, donde los datos más importantes relacionados se muestran a continuación:

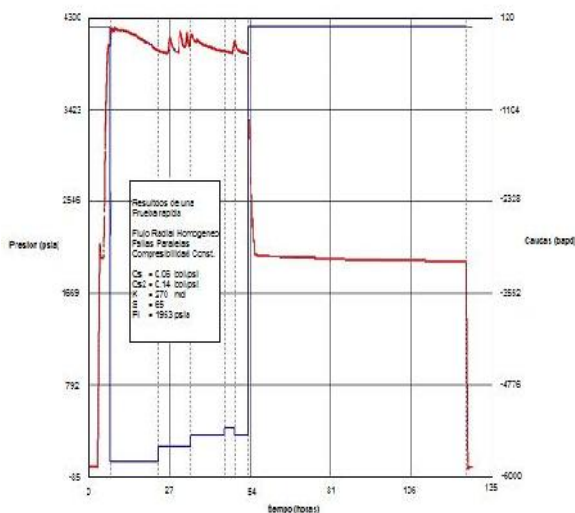
Profundidades y elevaciones	Sensor de Presión	MPP	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria)	ft	950	950
Profundidad medida (MD)	ft	8,696	9,178
Profundidad vertical (TVD)	ft	8,696	9,178
Elevación bajo el nivel del mar (SS TVD)	ft	-7,746	-8,230

Gradiente estático bifásico (i.e. agua + petróleo)				
Corte de agua promedio, WC	Fraction	1	1	1
Gradiente estático del fluido	psi/ft	0,434	0,434	0,434
Temperatura	°F	200		
Presiones de interés				
Piny (último valor antes del cierre)	psia	4,125	4,334	4,671
Piny (último valor durante el cierre)	psia	1,970	2,179	2,516

Tiempo de Inyección y Cierre			
	Horas	Real	
Duración del periodo de inyección	Horas	48	
Duración del periodo de Cierre	Horas	128	

Parámetro	Valor	Unidad
Presión de Yacimiento	1,943	psia
Temperatura del Yacimiento	200	F
Coficiente de almacenamiento 1	0,06	bbl/psi
Coficiente de almacenamiento 2	0,14 @ 0,037	bbl/psi
	horas	
Modelo de efecto de Límites	Fallas paralelas	Sin flujo en la frontera
Distancia entre el pozo y las fallas (pozo en el centro)	2,700,00	ft
Modelo de Flujo Radial	Radial	Homogeneo
Permeabilidad Radial	270,00	Mdarcy
Daño	65	

La grafica resultante de este proceso se muestra a continuación:



#### 4.2.2.1. Índice de Inyectividad

Los datos del índice de inyectividad se muestran a continuación:

Prueba de Inyección - Período de Flujo - Qt  
Tasa promedio de fluido de inyección, Qw : 4,924 bbl/d

Profundidades y elevaciones	Sensor de Presión	MPP	Nivel de Referencia (datum)
Elevación KB (mesa rotaria)	ft	950	950
Profundidad medida (MD)	ft	8,696	9,178
Profundidad vertical (TVD)	ft	8,696	9,178
Elevación bajo el nivel del mar (SS TVD)	ft	-7,746	-8,230

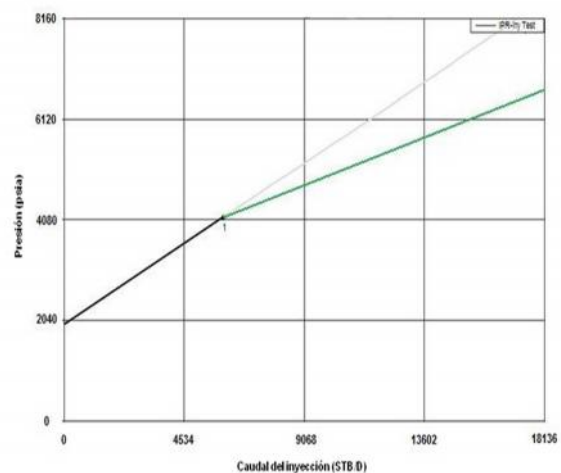
Gradiente estático			
Gradiente estático del fluido	psi/ft	0,433	0,433
Temperatura	°F	200	

Índices de Inyectividad			
II - prueba de producción	bbl/d/psi	2,720	
II - Prueba de Inyectividad	bbl/d/psi	2,790	

Tasa de Inyección	
Presión de fractura	4,129 psia
Tasa de Inyección @ P.frac	6,099 bopd @ MPP

Entre las conclusiones que podemos dar a este modelo es que muestra un daño de 65, lo que nos permite afirmar que existe algún tipo de taponamiento en la formación que puede deberse a la cantidad y calidad de los sólidos inyectados, o la concentración de petróleo en el agua de inyección. El último ILT realizado en este pozo muestra que algunos pozos perforados no están admitiendo fluidos.

El gráfico del índice de inyectividad se muestra a continuación:



El índice de inyectividad es una idealización de comportamiento de la presión a cada barril inyectado y se saca tomando la presión de yacimiento como punto inicial y la presión de fractura como el punto final y tenemos la relación que se debe seguir de barriles inyectados según la presión de fondo. La otra línea representa la nueva tendencia de la formación en aceptar bapd según la presión ejercida.

#### 4.2.2.2 FOT procedimiento de la corrida

La operación realizada para la prueba del FALL OFF test es el siguiente:

- Se mata el pozo cerrando la válvula máster, luego la win, después se saca el sombrero del cabezal.
- Armar el Stuffing Box en el cabezal, 3 lubricadores y un BOP.
- Armar unidad de wireline con tubing gauge y martillo mecánico en línea de 3 ½'.
- Bajar hasta la profundidad de la prueba para verificar que no haya obstrucción en el tubing.
- Armar los equipos de registros de presión electrónica y amerada, asegurarse que los relojes de los registros de presión están en buen estado.
- Hacer paradas cada 2000' o cada 10 minutos y dejar los elementos en la cara de la arena hasta la profundidad deseada.
- Tomar prueba de inyectividad por 48 horas.
- Cerrar el pozo durante 128 horas.
- Abrir inyección y subir los elementos, haciendo las mismas paradas realizadas anteriormente.
- Desarmar herramientas y terminar el trabajo.

#### Conclusiones

- La planificación inicial, la evaluación y la selección correcta del proceso para la inyección de aguas son cruciales y sumamente importantes manteniendo siempre la solución más económica.
- Los datos e información colectados en los fluidos de formación e inyección y cualquier químico usado deben ser realizados por personal especializado.
- Para reservorios del oriente ecuatoriano son recomendables en mayor medida realizar los trabajos de recuperación mejorada por la inyección de soluciones alcalinas debido a las características de altas temperaturas y crudos medianos a pesados y que se obtiene menor daño ya que estos crean surfactantes naturales con ciertos componentes del crudo lo que a su vez se convierte en menor cantidad de agentes extraños en el volumen poroso, y por último porque el costo de los álcalis es considerablemente menor que el de los surfactantes.
- Dentro de nuestra planta de inyección los problemas en los que nos debemos enfocar o concentrar son básicamente los siguientes:

escala, corrosión y taponamiento, los cuales se les debe dar un monitoreo y tratamiento adecuado para evitar posibles complicaciones tanto en la planta como en el pozo al momento de inyectar.

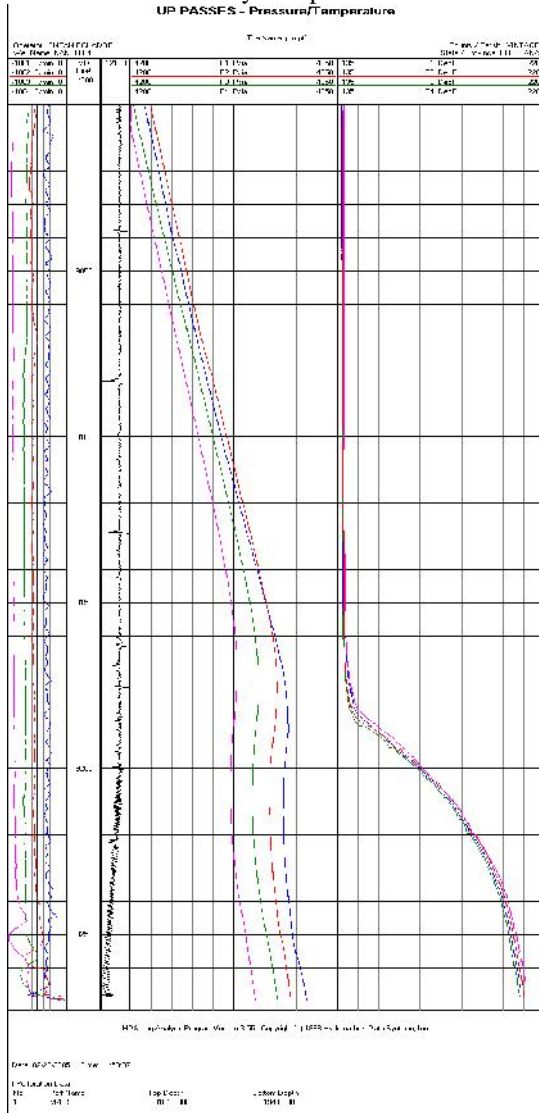
- Los procesos que se dan dentro de nuestra planta permiten obtener una calidad óptima del agua para que esta pueda ser inyectada a la formación sin que se produzcan daños dentro de la misma y originen afecciones dentro de nuestro proyecto de recuperación secundaria.
- Un buen fluido de inyección permite tener buenas tasas de recobro de petróleo y por ende una proyección económica rentable del proyecto.

#### Recomendaciones.

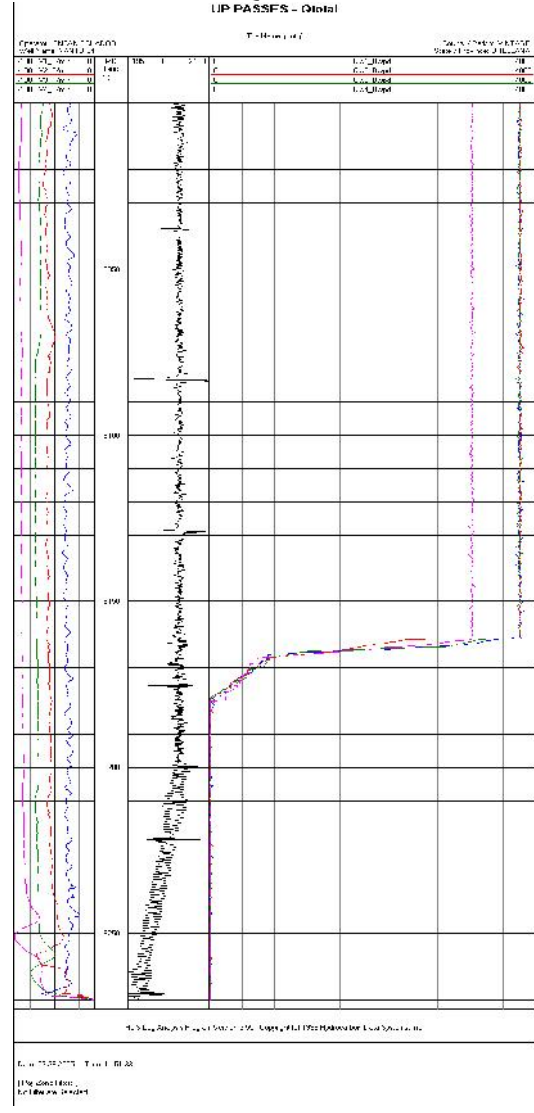
- Tomar muestras del agua tanto al inicio del proceso como al final del mismo, en los lugares más propicio para su análisis, comparando las propiedades y concentraciones con el fin de determinar su calidad final.
- Se debe elegir cuidadosamente el tipo de químicos para el tratamiento de cualquier tipo de problema presente en el agua recolectada.
- Establecer controles periódicos en los sitios más problemáticos de nuestra planta para evitar futuras complicaciones con el agua a tratar.
- Tener en cuenta la presión de fractura de la formación con el fin de evitar daños en nuestro yacimiento y por ende pérdida en la tasa de inyección dentro de nuestro pozo inyector.
- En el tratamiento bacteriológico utilizar por lo menos dos tipos de bactericidas para evitar una inmunidad por parte de las bacterias.

# Ilustraciones, gráficos y fotografías.

ITL Del Pozo XXX-2  
Presión y Temperatura  
UP PASSES - Pressura/Temperatura



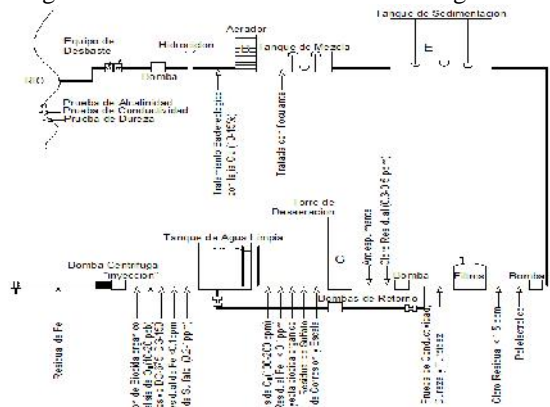
ITL del Pozo XXX-2  
Qtotal  
UP PASSES - Qtotal



Equipo de ILT

LOGGING STRING			
TOOL	Serial No.	Diameter O.D. (in)	Length (ft)
Wiper Sizer	n/a	1.433	0.5
Weight Bar	n/a	1.750	5.00
Battery Pack	n/a	1.250	1.60
CCL	67MI263A	1.250	1.00
Pressure MFC	30014105	1.250	2.40
Battery Pack	n/a	1.250	1.60
SL	47-1101A	1.250	0.70
Spinners Rotometer	51A1051B	1.500	2.77
Centralizer	n/a	1.500	2.01
TOTAL LENGTH			29.34

Diagrama de una línea de tratamiento de agua de rio



## 11. Agradecimientos

En primer lugar a Dios por darnos el apoyo incondicional a través de nuestros seres queridos, a nuestros padres que siempre estuvieron a nuestro lado en los momentos más difíciles, además queremos agradecer a ESPOL por formarnos profesionalmente y en especial queremos dar nuestro agradecimiento al Ing. Ricardo Gallegos por ser la persona quien compartió sus conocimientos para la culminación de esta tesis.

## 12. Referencias

- 1) The NALCO Water Handbook, Second Edition; edited by Frank N. Kemmer; 1988
- 2) Applied Water Technology, Second Edition; by Dr. Charles C. Patton; 1995
- 3) Introduction to Oilfield Water technology, Second Edition; by A. G. Ostroff; 1979
- 4) Surface Production Operations, Volume 1, Design of Oil-Handling Systems and Facilities Second Edition; by Ken Arnold and Maurice Stewart; 1997
- 5) Petroleum Engineering Handbook, Second Edition; edited by Howard B. Bradley; 1987
- 6) Curso de tratamiento de agua para la industria del petróleo
- 7) Carll, J. F.: "The Geology of the Oil Regions of Warren, Venango, Clarion, and Butler Counties", Pennsylvania, Second Geological Survey of Pennsylvania, (1880) III, 1875-1879
- 8) "History of Petroleum Engineering", API, Dallas, Texas (1961).
- 9) Fettke, C. R.: "Bradford Oil Field", Pennsylvania and New York, Pennsylvania Geological Survey, 4th Series (1938) M-21.
- 10) Stiles, W. E.: "Use of Permeability Distribution in Waterflood Calculations", Trans., AIME (1949) 186, 9-13
- 11) Jackson, R., "Why Waterfloods Fail", World Oil (March, 1968) 65
- 12) Deepe, J.C.: Injection Rates.. The effect of Mobility Ratio Area Swept. And Pattern Trans AIME., (1961) 222, 81-91.
- 13) Muskat, M: Physical Principales of Oil Production. McGraw-Hill Book Company. Inc. N.Y (1949) 650.
- 14) Dyes, A.B., Caudle, B. H. AND Erikson, R.A.: 'Oil Production After Breakthrough As Influenced by Mobility Ratio'. Trans AIME (1954).
- 15) Prats, M., Matthews, C.S., Jewett, R.L. and Baker, J.D.: Prediction of Injection Rate and Production History for Multifluid Five Spot Floods, Trans AIME (1959) 216,98
- 16) Craig, F.F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspect of Waterflooding. Monograph Series, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas (1971) 3.
- 17) Caudle, B.H. and Write, M.D.: 'Production Potencial Changes During Sweepout in a Five-Spot Pattern'. , TRANS AIME (9159) 216.
- 18) Craig , F.F., Jr., Geffen, T.M. AND Morse, R.A.: 'Oil Recovery Perfomance of Pattern Gas or Water Injection Operation from Models TestS,' Trans AIME (1959) 204.
- 19) Glen Allen Anderson; Secondary Recovery of Chemical Flood Enhanced Oil Recovery Processes; Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Science in Engineering
- 20) Tomo 2 de SLB "Recuperación Secundaria y Métodos", PDVSA-CIED, 1998
- 21) [http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish99/spn\\_aut99.asp](http://www.slb.com/content/services/resources/oilfieldreview/spanish99/spn_aut99.asp)
- 22) <http://www.lenntech.com/espanol/agua.htm>
- 23) [http://www.serbi.luz.edu.ve/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0375-538X2003012000002&lng=es&nrm=iso&tlng=es](http://www.serbi.luz.edu.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0375-538X2003012000002&lng=es&nrm=iso&tlng=es)
- 24) [http://www.champ-hech.com/knowledge/Case%20Histories/la\\_docs/Limpieza%20de%20Pozos%20Inyecctores%20de%20Agua%20Incrementa%20Producci%F3n%20de%20Crudo%20%2D%20Gypton%20JT%2D230%2Epdf](http://www.champ-hech.com/knowledge/Case%20Histories/la_docs/Limpieza%20de%20Pozos%20Inyecctores%20de%20Agua%20Incrementa%20Producci%F3n%20de%20Crudo%20%2D%20Gypton%20JT%2D230%2Epdf)
- 25) Salager J. L., Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C, Universidad de Los Andes, 2005.
- 26) Wesson, L.; Harwell, J. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L. L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.
- 27) Spinler, E.; Baldwin, B. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L. L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.
- 28) Schramm, L. L.; Marangoni, G. En Surfactant: Fundamentals and Applications in the Petroleum Industry; Schramm, L. L.; American Chemical Society; Washington, DC, 1999.
- 29) PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.
- 30) Salager J. L., Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C, Universidad de Los Andes, 2005.
- 31) Jesús Enrique Arellano Varela; Métodos de recuperación mejorada de petróleo con aditivos químicos, 2005  
Ing. Lucio Carrillo Barandiarán; Recuperación Mejorada (EOR)