

**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA**



**EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN
DESDE UNA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA HASTA
POZOS INYECTORES DEL CAMPO MATA-R PDVSA GAS ANACO**

Realizado por:

Silenia De Jesús Flores Zurita

**Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como
requisito parcial para optar al título de:**

INGENIERO QUÍMICO

Puerto La Cruz, marzo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN
DESDE UNA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA HASTA
POZOS INYECTORES DEL CAMPO MATA-R PDVSA GAS ANACO**

ASESORES

Ing. Agrom. Vicente Velásquez
Asesor Industrial

Ing. Quím. Milena Amundaraín, M.Sc.
Asesor Académico

Puerto La Cruz, marzo de 2011

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



**EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN
DESDE UNA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA HASTA
POZOS INYECTORES DEL CAMPO MATA-R PDVSA GAS ANACO**

JURADO

Ing. Quím. Milena Amundaraín, M.Sc.
Asesor académico

Ing. Quím. Alexis Cova
Jurado principal

Ing. Quím. Luis Moreno
Jurado principal

Puerto La Cruz, marzo de 2011

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otro fin con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

Ante todo a **Dios padre celestial** y a la **Santísima Virgen** por iluminar mí camino y darme la fuerza para solucionar todos los obstáculos cada día de mí vida.

A mi padre **Pedro Flores** ejemplo de trabajo, constancia y perseverancia por apoyarme en todo momento y ser mi mejor amigo y mi guía en el tiempo que dios permitió que estuviese entre nosotros. Gracias eternas para ti padre amado. A mis hermanos **Álvaro y Alfonso** y a mi sobrinito **Álvaro Ignacio** por quererme y respaldarme.

A mis tíos (**Orlando Flores, Noris Flores, Matilde Flores, Isabel Flores, Sadi Zurita Javier Zurita y José Zurita**) a mi abuela **Rafita de Zurita**; a mis primos **María Angélica, Vanessa, Israel, Jorge, Rainier, Ismanoris y Abraham**; a mis amigos y hermanos **Chiquinquirá Sarmiento y Gabriel Carmona** y la Sra. **Felisa López** por ser personas especiales en mi vida y apoyarme en todo momento.

A la memoria de mi **Madre** y guía espiritual en todo momento **Teresa Zurita**, mi tía y amiga **Oleida Zurita**, mis queridos abuelos(as) **Serapia Flores, Sebastián Flores y Francisco Zurita**, y a el Sr **José Sarmiento** por los consejos dados.

Finalmente a todos los que creyeron en mí, por llenarme de fuerzas y motivarme para hacer las cosas cada día mejor.

Silenia De Jesús Flores Zurita

AGRADECIMIENTO

A **Dios** todo poderoso y a la **Virgen**, que siempre me han acompañado y protegido.

A la memoria de mis padres Pedro Flores y Teresa Zurita

A mis tutores Vicente Velásquez, Milena Amundaraín, Rafael Fernández y Betitza González por enriquecerme con sus conocimientos.

A mis compañeros y amigos: Carolina, Mauricio, Adriana, Tania, Giselle Noelia y otros, por los buenos y malos momentos que pasamos en todo este tiempo. A mis profesores: Lucas Alvares, Petra Martínez, Yraima Salas, Pascual Rodríguez, Arturo Rodulfo, Alexis Cova entre otros por sus enseñanzas y buenos consejos. A los Ingenieros de operaciones de producción: Carolina Caraballo, Antonio Salazar, Alejandro López, Elizabeth Vanega, Rafael Medina, operadores y personal en general de Campo Mata por todo el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

A la Universidad de Oriente, por enseñarme y cobijarme en sus brazos de sabiduría y por ser la casa donde se cumple una de mis metas más anheladas.

A PDVSA GAS por permitir la realización de este trabajo dentro de sus instalaciones y a todo el personal del departamento de seguridad industrial, Ambiente e higiene ocupacional por permitirme formar parte de su equipo.

Silena De Jesús Flores Zurita

RESUMEN

En el campo Mata-R correspondiente a AMO del Distrito Gas Anaco, se realizó una evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción desde la planta de inyección de agua salada (PIAS) correspondiente a dicho campo hasta los pozos inyectoros M5-25 y Zg-17; los factores evaluados para este estudio fueron en primera instancia la calidad de agua enviada a estos pozos mediante análisis fisicoquímicos rutinarios, a los cuales se le calculó un promedio para realizar los análisis correspondientes; y de dicha caracterización se obtuvieron valores por encima de los límites establecidos en el decreto 883 de la normativa ambiental vigente en el artículo 10 para ser vertidas en ríos, lagos y mares, en el caso de cloruros presentes por encima de 1000 ppm que es el límite permitido en este decreto ; Por otra parte el caudal manejado por la PIAS del campo en estudio fue de 2310 BAPD entre los campos Mata-R y Zapatos ya que esta PIAS maneja las aguas de producción de ambos campos. Seguidamente se estableció la tendencia de estas aguas por los métodos de evaluación de acuerdo a los índices de saturación de Langelier, Rysnar y Stiff y Davis dando como resultado en todos los puntos de monitoreo y por los tres métodos estudiados una tendencia a la incrustación; de igual manera se tomaron en cuenta las condiciones actuales de la PIAS como el tratamiento químico empleado, el cual consta de inhibidor de incrustación y conteo microbiológico, así como también el sistema de separación y filtrado de la planta el cual consta de un separador de placas corrugadas y un filtro de cáscara de nuez (actualmente fuera de servicio) y su funcionamiento, para así de acuerdo al caudal manejado y los problemas de recepción presentados en los pozos promover a la brevedad posible su reincorporación. Por último se evaluó la hidrodinámica y condiciones de

operación actual del pozo M5-25 asociado a la planta en estudio mediante un análisis nodal al sistema de inyección de agua salada utilizándose para ello la herramienta de simulación Pipesim, donde se estimó el daño a la formación, con el caudal manejado por dicho pozo 800 BAPD y la presión de reservorio estimada mediante la última prueba de inyectividad realizada al pozo durante este estudio la cual fue de 4750 psig, para así poder predecir el daño a dicha formación el cual arrojó un resultado de 2.

INDICE

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN	vii
INDICE	ix
INDICE DE TABLAS	xii
INDICE DE FIGURAS	xiii
CAPITULO I	14
INTRODUCCIÓN	14
1.1 Reseña histórica de la empresa	14
1.2 Planteamiento del problema	17
1.3 Objetivos.....	19
1.3.1 Objetivo general	19
1.3.2 Objetivos específicos	20
CAPÍTULO II	21
MARCO TEÓRICO	21
2.1 Antecedentes.....	21
2.2 Aguas de producción	22
2.3 Predicción de incrustaciones	26
2.3.1 Índice de saturación de Langelier	27
2.3.2 Índice de estabilidad de Ryznar	28
2.3.3 Método de Stiff y Davis	28
2.4 Corrosión	30
2.4.1 Corrosión electroquímica:	30
2.4.2 Corrosión galvánica o de metales diferentes	32
2.4.3 Corrosión bioquímica:	33

2.5 Tratamientos físicos y químicos más usados en el acondicionamiento de aguas efluentes.	35
2.5.1 Tratamientos físicos.	35
2.5.2 Tratamientos químicos.	37
2.6 Equipos utilizados para el tratamiento de los efluentes de producción	39
2.6.1 Separadores de placas corrugadas (CPI)	40
2.6.2 Filtro de cáscara de nuez	42
2.7 Análisis nodal	44
2.7.1 Procedimiento para diseñar un pozo de inyección de agua.	45
2.8 Programa de simulación Pipesim	47
CAPITULO III	52
DESARROLLO DEL TRABAJO	52
3.1 Muestreo y determinación de los parámetros fisicoquímicos del agua	53
3.2 Evaluación de la tendencia incrustante de las aguas de producción...	61
3.2.1 Cálculo de carbonatos, bicarbonatos, cationes y aniones presentes en el agua	61
3.2.2 Cálculo del índice de estabilidad de las aguas de producción	64
3.3 Situación actual del manejo de agua de producción en el campo Mata-R perteneciente al área mayor oficina (AMO).....	70
3.3.1 Tratamiento químico utilizado en el sistema en estudio:	71
3.3.2 Niveles de producción e infraestructura:	72
3.3.3 Condiciones actuales del sistema de separación y filtrado asociado a la PIAS del Campo Mata-R	74
3.4 Análisis nodal empleando la herramienta de simulación Pipesim	77
3.4.1 Cotejo de los flujos volumétricos descargados por las planta de inyección de agua salada realizando el balance en tuberías.	77
3.4.2 Estimación de la presión del reservorio (Pr) depositador de agua de producción:.....	77

3.4.3 Modelado del sistema de inyección de agua a la formación, por medio del paquete de simulación Pipesim. Predicción del posible daño que puede tener la formación.....	79
CAPITULO IV.....	81
ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES .	81
4.1 Caracterización de las aguas de inyección.....	81
4.2 Verificación de la tendencia incrustante de las aguas de producción..	85
4.3 Análisis de las condiciones actuales del manejo de las aguas de producción en el campo Mata-R.....	90
4.4 Análisis nodal mediante el uso del simulador Pipesim en el pozo M5-25 del campo Mata-R	92
4.5 Conclusiones	97
4.6 Recomendaciones.....	99
BIBLIOGRAFÍA CITADA.....	101
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO.....	104

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Interpretación del índice de Stiff y Davis (Cied, 2003)	29
Tabla 2.2 Serie galvánica de metales y aleaciones (Contreras, 2005)	33
Tabla 3.1 Relaciones de alcalinidad (Contreras, 2005)	56
Tabla 3.2 Datos necesarios para el cálculo de los índices de Langelier y Rysnar(Blake,1980)	65
Tabla 3.3 Índices de Langelier y Rysnar calculados (Blake,1980).....	66
Tabla 3.4 Datos requeridos para el cálculo del IEAD (Patton, 1992)	68
Tabla 3.5 Valores de constantes de Stiff y Davis a distintas temperaturas (Patton,1992)	69
Tabla 3.6 IESAD a diferentes temperaturas (Patton, 1992).....	69
Tabla 3.7 Tratamientos y dosificaciones aplicadas (CIED,2003).....	71
Tabla 3.8 Equipos donde se emplean los diferentes tratamientos químicos y utilidad (CIED, 2003).....	72
Tabla 3.9 Niveles de producción e infraestructura Mata-R	73
Tabla 3.10 Niveles de producción e infraestructura Zapatos	74
Tabla 4.1 Valores fisicoquímicos promedio del agua.....	83
Tabla 4.2 Valores de los índices de saturación de Langelier y Ryznar.....	86
Tabla 4.3 Valores de los índices de estabilidad de Stiff y Davis en la PIAS entrada y salida del tratador a distintas temperaturas	86

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de AMA y AMO. (Salazar, 2006)	16
Figura 2.1 Separador de placas corrugadas CPI (Salazar, 2006).....	41
Fig. 2.2 Unidades de filtro con lecho de cáscara de nuez (Salazar, 2006) ...	43
Figura 3.1 Sistema de recolección e inyección de agua del campo Mata-R.	76
Figura 4.4 Muestra del agua salida del tratador campo Mata-R	92
Figura 4.5 Recorrido del agua de producción desde la PIAS hasta el pozo M5-25(Salazar, 2006)	94
Figura 4.6 Caídas de presión en las líneas de flujo con respecto a la distancia recorrida. (Pipesim, 2010).....	95
Figura 4.7 Daño estimado del pozo M5-25 mediante análisis nodal por el simulador Pipesim.....	97

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Reseña histórica de la empresa

Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) es la casa matriz y la corporación energética más importante que posee el país, la cual se encarga del crecimiento y desarrollo de la industria petrolera y petroquímica. En Venezuela la explotación petrolera data del año 1914 cuando se inició el desarrollo comercial de hidrocarburos, siendo el 30 de Agosto de 1975 cuando se crea Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) conformada por 14 filiales y encargada de la planificación, coordinación y supervisión de la industria del petróleo en Venezuela. Entre 1976 y 1977 en la búsqueda de la optimización de sus operaciones reduce sus filiales de 14 a solo 5: Corpoven, Lagoven, Llanoven, Maraven y Meneven; para que posteriormente pasaran a ser solo tres filiales: Corpoven, Lagoven, Maraven.

En 1982 comenzó la construcción del complejo criogénico de oriente, esta construcción fue de gran importancia para la industria del gas; luego en 1997 PDVSA y sus filiales se fusionan en una sola empresa llamada PDVSA Petróleo y Gas, más adelante, en agosto de 1999 se crea PDVSA Gas, empresa filial de petróleos de Venezuela encargada de la exploración y explotación de gas no asociado y la producción y comercialización de los líquidos del gas natural y gas metano en mercados nacionales e internacionales; con la disposición de lograr el desarrollo en las diferentes actividades de producción, tratamiento y distribución del gas natural, razón

por la cual la industria del gas en Venezuela se ve fortalecida y con la promulgación de la ley de los hidrocarburos gaseosos.

Petróleos de Venezuela (PDVSA), para ejecutar sus operaciones cuenta con varios distritos a lo largo del territorio nacional, siendo uno de ellos el distrito Gas Anaco, reuniendo un gran número de yacimientos de hidrocarburos. El distrito Gas Anaco es una dependencia de PDVSA Gas, empresa filial de petróleos de Venezuela y se encuentra ubicado en el estado Anzoátegui, dentro de la cuenca oriental de Venezuela, la cual es una depresión estructural ubicada en la zona centro-este del país, que se extiende de oeste a este por los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas, Delta Amacuro y parte del estado Sucre; prolongándose por la plataforma deltaica hasta el sur de Trinidad y se divide en dos grandes extensiones operacionales: AMA y AMO.

- **Área Mayor Anaco (AMA):** Ubicada en la parte norte del centro del estado Anzoátegui, tiene un área aproximada de 3.160 km^2 . Esta a su vez comprende dos áreas operacionales: AMA-este y AMA-oeste, AMA-este esta conformada por el campo Santa Rosa y AMA-oeste por su parte esta conformada por los campos San Joaquín, Guarío, el Roble, Santa Ana y el Toco.
- **Área Mayor Oficina (AMO):** Se encuentra ubicada en la parte sur del centro del estado Anzoátegui. Tiene un área aproximada de 10.240 Km^2 , que a su vez comprende los siguientes campos operacionales: Campo Aguasay, Zapatos, Mata R, Soto, Mapiri y La Ceibita. (figura 1.1). El campo en estudio pertenece a AMO y se trata del campo Mata-R, este

campo también maneja las aguas de producción del campo Zapatos, perteneciente de igual forma a AMO (Salazar, 2006)

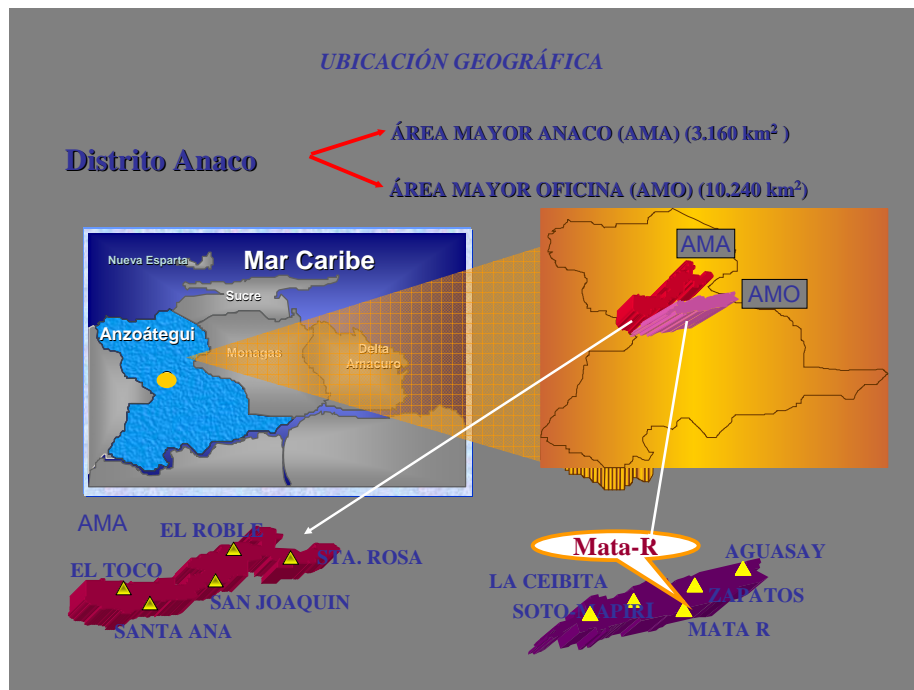


Figura 1.1 Ubicación geográfica de AMA y AMO. (Salazar, 2006)

El campo Mata-R área de estudio y perteneciente al distrito Gas Anaco cuenta con una producción de gas de 98 millones de pie cúbicos por día (MMPCND), 2830 barriles brutos por día (BBPD) de los cuales 1750 barriles por día (BNPD) son de crudo y 1080 BNPD son agua salada. La necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos para satisfacer la demanda tanto nacional como internacional, trae consigo un incremento de la producción de agua de formación asociada a la producción, la cual a pesar de no tener valor comercial tiene que ser tratada y manejada, ya que no se puede desechar al ambiente por sus propiedades contaminantes (Decreto 883, ver anexo A1).

Una disposición final de estas aguas en ríos, lagos y mares requeriría de tratamientos tan complejos como el uso de resinas de intercambio iónico, así como de equipos de alta calidad y eficiencia de separación, todo esto implicaría un alto costo de inversión de la empresa que así lo decidiera. En la zona en estudio, se utiliza la alternativa que normalmente es empleada por la industria petrolera para solucionar la disposición final del agua de producción la cual es la reinyección a formaciones acuíferas asociadas a yacimientos petrolíferos, ya que el costo de inversión es menor. El siguiente estudio está enfocado a evaluar dos grandes factores como lo son: La calidad del agua de inyección y la hidrodinámica del fluido bajo las condiciones de operación actuales del campo Mata-R, el cual maneja las aguas de producción del mismo y del campo Zapatos.

1.2 Planteamiento del problema

En la producción de petróleo y gas, se genera agua salubre a la cual se le denomina como agua de producción. Esta agua es considerada como un compuesto indeseado tanto en el gas como en el petróleo que va dirigido a la venta o que es enviado a las plantas de refinación. Es así como toda la corriente producto de la explotación petrolera es sometida en principio a una separación líquido-gas, este líquido es una mezcla de petróleo y agua, que luego se envía a un proceso de deshidratación para obtener el crudo en los niveles adecuados de porcentaje (0,5%) de agua para su posterior venta y/o refinación; los campos petroleros cuentan con estaciones de producción para llevar a cabo los procesos de recolección, separación, deshidratación, almacenamiento y distribución de los fluidos extraídos de los pozos: crudo, gas y agua.

Del proceso de deshidratación del crudo se generan grandes cantidades de agua, las cuales deben ser tratadas adecuadamente con el objeto de prevenir y controlar los problemas de deterioro y contaminación del ambiente, en el campo petrolero en estudio el proceso de deshidratación se lleva a cabo en una planta de inyección de agua salada (PIAS), la cual consta de un tratador, un separador y un filtro para su posterior almacenaje e inyección en pozos depositores.

En la actualidad el sistema de filtrado conformado por un separador de placas corrugadas y un filtro de cáscara de nuez asociados a la planta de inyección de agua salada en la zona en estudio, no se encuentran operativos. Por ello se estima que se hayan incrementado los problemas de taponamiento en los pozos depositores ya que la función de los filtros es eliminar los sólidos suspendidos y así evitar el taponamiento de los pozos. Este trabajo está enfocado en la evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción desde una planta de inyección de agua salada a pozos inyectoros, correspondientes al campo Mata-R de AMO de PDVSA Gas Anaco.

Los factores que se tomaron en cuenta para realizar dicha evaluación fueron, en primera instancia las condiciones ambientales según la normativa vigente, como la calidad del agua enviada a los pozos mediante análisis fisicoquímicos rutinarios, con los cuales se logró caracterizar al agua descargada por la PIAS.

Por otra parte se tomaron en cuenta la tendencia a formar incrustaciones de las aguas que se inyectan en los pozos depositores, garantizando la factibilidad del proceso de recuperación secundaria,

necesario para mantener la presión y el nivel de producción de los pozos, sin afectar los yacimientos respectivos para luego establecer la tendencia de estabilidad que presenta. Por último se estudiaron las condiciones de recepción de uno de los pozos, utilizando para ello una herramienta de simulación.

Todo este estudio deberá dar como resultado un mayor entendimiento de las actividades asociadas al manejo e inyección de las aguas de producción en pozos depositores; es importante resaltar que las paradas continuas de la inyección de las aguas de producción a los pozos traen consigo el riesgo de rebasar las capacidad de almacenamiento en las plantas y se ocasionen derrames que posteriormente dañan al ambiente.

Por todo lo anteriormente planteado la inyección de estas aguas al subsuelo exige un cuidado mínimo de este fluido, para evitar el taponamiento de los pozos y asegurar la disposición continua de dichos efluentes, que requieren de un manejo adecuado hasta su disposición final; y es que, las aguas de producción por lo general son contaminantes y los daños ambientales de un mal manejo de las mismas pueden causar problemas irreversibles.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar el sistema de tratamiento de las aguas de producción desde una planta de inyección de agua salada hasta pozos inyectoras del campo Mata R, PDVSA Gas Anaco.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Caracterizar las aguas que son descargadas hacia los pozos M5-25 y ZG-17 por la planta de inyección de agua salada de Mata-R Principal.
2. Verificar la tendencia incrustante de las aguas que se inyectan en los pozos depositores M5-25 y ZG-17.
3. Analizar las condiciones actuales del manejo de las aguas de producción en el campo Mata R.
4. Determinar la capacidad de inyección y el daño presentado en el pozo de inyección M5-25, mediante la herramienta de simulación Pipesim.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Lezama (2006), realizó una conceptualización de un sistema de tratamiento debido a los altos caudales de efluentes manejados consecuencia de la deshidratación de crudo en el AMA específicamente en el campo San Joaquín perteneciente al distrito Gas Anaco. Planteó un sistema de tratamiento conformado por las siguientes unidades: un separador de placas corrugadas, un filtro con lecho de cáscara de nuez, un sistema de flotación por gas inducido y una unidad de ósmosis inversa; Con la aplicación de un tratamiento químico (clarificante y biocida), realizó un estudio de costos basándose en las unidades de tratamiento principales en función al caudal de efluente. Finalmente, con el agua bajo especificaciones y la selección de algunos cultivos realizó su incidencia técnico-económica en el rendimiento de los cultivos.

Salazar (2006), planteó la evaluación del sistema de inyección de agua salada del campo Aguasay, AMO del distrito Gas Anaco, mediante una investigación bibliográfica y de campo donde concibió la incorporación de una unidad filtrante con lecho de cáscara de nuez y modificaciones de la infraestructura existente, con el objetivo de obtener una calidad de agua de inyección óptima, acorde con las necesidades del campo; adicionalmente a este estudio, evaluó la red de inyección de agua salada del campo mediante simulaciones, para de esta forma optimizar y dar seguridad del manejo a futuro. Realizó pruebas de laboratorio para determinar la calidad del agua,

estimó el tipo de daño presente en la formación y finalmente propuso la implementación del filtro y optimización de la red para garantizar el buen desempeño de las operaciones de campo.

Contreras (2005), planteó la evaluación de los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa, Zapato, Mata R, Soto y Aguasay pertenecientes a PDVSA distrito Gas Anaco, mediante un estudio de la calidad del agua de inyección y la forma como es manejada en superficie antes de depositarla en los pozos, además evaluó la estructura encargada de impulsar y conducir las aguas hasta el cabezal de los pozos, y el reservorio según la presión que presentaba el yacimiento por análisis nodal y simulaciones.

El siguiente trabajo está enfocado en la evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción del campo Mata R de AMO desde la PIAS hasta pozos depositores, tomando en cuenta para ello la calidad del agua que se maneja, el sistema de filtrado desincorporado para el momento de dicha evaluación, las condiciones operacionales actuales desde la fuente de manejo de agua hasta los sumideros, y características actuales de las formaciones que son utilizadas como pozos inyectoros.

2.2 Aguas de producción

Luego de ser separado del gas, la parte líquida (agua y petróleo) es sometida a un proceso de deshidratación, esta es pasada por unos despojadores de agua libre (tratadores térmicos), en los cuales se separa el agua presente en el crudo hasta los niveles de agua y sedimentos establecidos en las especificaciones de mercadeo y/o refinación. En estos

procesos se generan grandes cantidades de agua que pierden las propiedades originales que tenían cuando se encontraban en las rocas debido al transporte en tuberías, expansión de los fluidos en los cabezales de pozos u otro proceso, estas aguas reciben el nombre de aguas de producción o aguas efluentes. Esta agua debe ser tratada para su uso y manejo posterior, por lo que primero se remueve el crudo libre y luego el emulsionado (Contreras, 2005)

Las características de las aguas de producción van a depender de diferentes factores, entre estos se tienen: origen, características del yacimiento, calidad y tipo de crudo al que se encuentra asociada, tipo de proceso utilizado en la producción de crudo y/o tipos de productos químicos o procedimientos mecánicos empleados en el proceso de deshidratación del crudo, como las más importantes a tomar en cuenta (Bradley, 1992).

Por otra parte existen razones fundamentales por lo que las aguas de producción deben ser tratadas, en primer lugar se consideran las razones ambientales, ya que, el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente establece y exige a las compañías petroleras el cumplimiento de las disposiciones legales o normativas que expresan y regulan la cantidad máxima de componentes o agentes contaminantes que puede poseer el agua de acuerdo al uso que se le vaya a dar, de esta manera se evita la contaminación o problemas ocasionados en su manejo.

Entre las opciones de disposición están: al ambiente, si son vertidas al mar, ríos o lagos cercanos a las facilidades de producción, si es con fines agropecuarios, o si es una inyección al subsuelo, ya sea para un proceso de recuperación secundaria de petróleo en un yacimiento productivo o en un yacimiento no productivo (agotado) con el solo hecho de almacenarlo o confinarlo en el subsuelo. Otra razón

fundamental a tomar en cuenta es la razón técnica, y esta razón entra en juego después que se determina cual es el uso que se le va a proporcionar al agua.

En el caso del siguiente estudio, se desea inyectar el agua a un yacimiento para su confinamiento, por lo que se toma en consideración que el agua es un solvente poderoso, capaz de contener sustancias minerales disueltas en su seno, sólidos en suspensión o impurezas, que ocasionan grandes problemas, tales como: taponamiento de los poros del yacimiento, lo que genera un aumento en la presión de inyección, además puede ocasionar daños parciales o totales del sistema de bombeo, debido a la corrosión generada por agua. (Mejías, 2001)

Generalmente cuando las aguas de producción son salubres este método es el más utilizado y viable ya que la tecnología no ha desarrollado ningún método eficaz hasta la fecha, para selectivamente producir solamente los hidrocarburos ya que el agua asociada a los mismos solo se separa en la superficie; existen cuatro métodos aceptables para la gerencia de agua salada (Contreras, 2005):

- Inyección en formaciones subterráneas contenedoras de agua salada.
- Inyección en depósitos subterráneos contenedores de petróleo y/o gas.
- Disposición del agua cuidadosamente tratada en el océano producida en plataformas costa afuera.
- Para uso beneficioso.

Por otra parte la presión de inyección debe ser inferior a la presión de fracturamiento de la formación. La máxima presión de inyección debe ser calculada basándose en un gradiente de presión hidrostática de 0,75 LPC/pies, lo cual da margen de seguridad para no fracturar la formación. Sin

embargo, cuando la permeabilidad es muy baja es necesario fracturar levemente la formación para lograr mejores tasas de inyección. En cuanto a la tasa de inyección se debe tener en cuenta los siguientes aspectos, ya que no existe una recomendación general:

- Para yacimientos inclinados, bajas tasas de inyección favorecen la segregación gravitacional e impiden la inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- En yacimientos naturalmente fracturados, resulta beneficioso bajas tasas de inyección de agua ya que esto favorece la inhibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en fracturas.
- En yacimientos horizontales, altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia vertical del barrido pero puede producir inestabilidad viscosa del frente, lo cual se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.

Para mantener una buena calidad del agua de inyección se incluyen diferentes tratamientos como filtración, para remover sólidos y tratamientos químicos, para prevenir corrosión y deposición de sales metálicas. Una baja calidad del agua inyectada ocasiona problemas graves en los pozos, los cuales requieren constantemente de trabajos de reacondicionamiento tales como suaveo, limpieza, acidificación, y otros, que limitan un nivel aceptable de la inyectividad.

Es necesario entonces disponer de todos los análisis químicos, físicos y biológicos de las aguas de inyección, así como también de un estudio sobre la compatibilidad entre el agua a inyectarse y el agua y minerales de la

formación; en general el agua en una fuente carece de una calidad aceptable para su disposición por las siguientes razones:

- Por contener material en suspensión, el cual puede causar taponamiento rápidamente en los pozos de inyección.
- Por contener cationes de bario, estroncio, hierro y calcio en solución, además de aniones como: sulfatos, carbonatos, sulfuros y algunos radicales hidróxidos. La presencia de estos iones puede traer como resultado la precipitación de los componentes, los cuales pueden taponar la cara de la formación en los pozos de inyección.
- Por contener CO_2 , H_2S u O_2 los cuales causan corrosión. El oxígeno causa una rápida destrucción y picadura del acero de la tubería. El H_2S puede crear incrustaciones y corrosión en el acero. El CO_2 causa escamas negras, agujeros en el acero y es fuente de carbonatación.
- Por contener algas, microorganismos y bacterias del tipo ferruginoso y sulfatoreductoras. Estos organismos tienden a recolectar una gran concentración de limo y a producir material corrosivo provocando taponamiento por completo en el sistema de inyección.
- Por contener hidrocarburos que reducen la permeabilidad de las formaciones.

2.3 Predicción de incrustaciones

Es importante en algunas operaciones de campo predecir la tendencia del agua a formar incrustaciones, de allí que se han desarrollado métodos a

partir de los cálculos de solubilidad que permiten predecir la tendencia del agua a formar algunas incrustaciones; existen diversos métodos para la predicción de las incrustaciones, entre estos métodos se describen a continuación los utilizados para este estudio:

2.3.1 Índice de saturación de Langelier

Una delgada capa de carbonato de calcio sobre la superficie de una tubería que transporta agua, actúa como un revestimiento para prevenir la corrosión. Langelier desarrolló un índice para el agua, en un rango de pH de 6.5 a 9.5; en el cual es posible predecir para un agua si el carbonato de calcio se deposita o se disuelve. Este se llama índice de saturación y se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$IS = pH - pH_s \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Así mismo,

$$IS = pH - (pk_2 - pk_s) \quad (\text{Ec. 2.2})$$

donde:

IS= Índice de saturación

pH= pH real del agua problema

pH_s= pH si el agua estuviera saturada con CaCO₃

pk₂ y pk_s = Son constantes empíricas que dependen de la solubilidad, composición, fuerzas iónicas y temperatura del agua en los puntos específicos.

Un valor positivo del índice de saturación indica que el agua está sobresaturada y puede precipitar carbonato de calcio, un valor negativo indica que el agua es corrosiva y disolverá las incrustaciones de carbonato

de calcio; este índice de saturación sirve como una indicación de la tendencia del agua a disolver o precipitar carbonato de calcio, pero no indica la cantidad de precipitado.

2.3.2 Índice de estabilidad de Ryznar

Ryznar, desarrollo una ecuación empírica para calcular el índice de agua a presiones atmosféricas. Este índice no sólo indica la tendencia de un agua para precipitar carbonato de calcio (o la corrosividad si se satura con oxígeno), sino también estima semi-cuantitativamente la cantidad de incrustaciones que puede formarse o la severidad de la corrosión.

$$IS = 2 \text{pH}_s - \text{pH} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Los valores del índice de estabilidad de Rysnar siempre son positivos. Ellos pueden interpretarse de la siguiente manera:

- Si el índice de estabilidad es menor de 6.5 indica formación de incrustaciones de CaCO_3 . Si el índice es pequeño, indica una gran cantidad de incrustaciones.
- Si el índice de estabilidad es mayor de 6.5 indica que el agua es corrosiva si hay presencia de oxígeno disuelto. Un gran índice anticipa una corrosión muy severa.

2.3.3 Método de Stiff y Davis

El índice de saturación de Langelier fue modificado ó extendido por Stiff y Davis para ser aplicado en aguas saladas, como resultado de los procesos

petroleros. Para determinar el índice de estabilidad Stiff y Davis utilizaron la siguiente ecuación:

$$IS = pH - [K + pCa^{+2} + pAlk] \quad (\text{Ec. 2.4})$$

donde:

IS= Índice de estabilidad

pH= pH actual del agua

K= Es una constante empírica la cual es una función de la solubilidad, composición, fuerzas iónicas y temperatura del agua

pCa^{+2} = Es el menos logaritmo de la concentración de los iones calcio, (moles/l)

$pAlk$ = Es el menos logaritmo de la alcalinidad total, (eq/l)

Para calcular el IS se debe conocer la temperatura, pH y la concentración de HCO_3^- y CO_3^{2-} . Además, se necesita un análisis completo del agua para poder calcular la fuerza iónica. En la tabla 2.1 se presenta la interpretación del índice de Stiff y Davis, según los valores que puedan obtenerse de los diferentes parámetros fisicoquímicos de las aguas de producción (Contreras, 2005)

Tabla 2.1 Interpretación del índice de Stiff y Davis (Cied, 2003)

Caso	Conclusión
IS negativo	El agua no se encuentra saturada. La formación de incrustaciones es poco probable.
IS positivo	El agua está sobresaturada. Esto indica la formación de incrustaciones.
IS es igual a cero	El agua está en equilibrio.

2.4 Corrosión

Puede definirse la corrosión como el deterioro lento de los metales (y otros materiales) debido a la acción química. Nos referimos en adelante a la corrosión de metales, particularmente al hierro, por ser el que más se emplea en los sistemas de abastecimientos de aguas. El hierro en la naturaleza se encuentra formando óxidos o hidróxidos, siendo esta su forma más estable, el metal puro tiende a regresar a esta forma, lo que explica la tendencia que tiene a deteriorarse o corroerse. Todo el proceso de corrosión ocurre a través de una serie de reacciones electroquímicas, pero para fines de estudio y mejor comprensión, se dividió en:

2.4.1 Corrosión electroquímica:

Esta a su vez se divide en las siguientes etapas:

- ✓ **Reacción anódica:** El hierro, como todos los metales, tiende a emitir iones (Fe^{+2}) cuando está en contacto con el agua. Los electrones liberados tienden a formar una "película" protectora del metal y si existieran factores que eliminaran dicha película, allí cesaría la corrosión; por otro lado, los iones metálicos saturan el agua y ya no se solubiliza más el hierro, pero éste también es un equilibrio pasajero que se ve alterado por múltiples factores, el hierro al ionizarse perderá dos electrones ($2e^-$) de acuerdo con la siguiente reacción:



- ✓ **Reacción catódica:** El agua se ioniza en los iones H^+ y OH^- ; este hidrógeno naciente, queda adherido a la superficie del tubo, formando una capa gaseosa que protege la tubería; se dice en este punto, que la tubería está polarizada. El equilibrio se alcanza debido a la baja solubilidad del H_2 en el agua luego se rompe por la eliminación del hidrógeno debido a una serie de sustancias que tiene el agua, despolarizándose la tubería. Los iones H^+ tienden a combinarse con los electrones de acuerdo a :



- ✓ **Despolarización:** Como se ha visto la despolarización es la remoción del hidrógeno, debido al oxígeno disuelto en el agua. Al despolarizarse la tubería, ésta queda nuevamente expuesta a la disolución del metal y el proceso de corrosión continúa. La reacción que se genera se lleva a cabo según la siguiente ecuación.

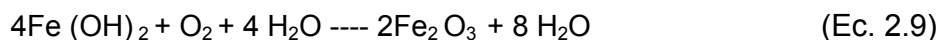


- ✓ **Reacción de los iones metálicos:**

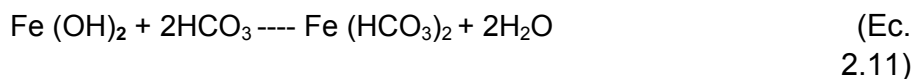
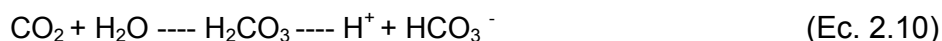
Los iones metálicos reaccionan con otras impurezas del agua y son eliminados de la solución. Esta remoción se realiza de varias formas: Los iones de hierro (Fe^{+2}) reaccionan con los OH^- formando hidróxido ferroso insoluble que se deposita como una película sobre la superficie del tubo como se observa en la siguiente reacción:



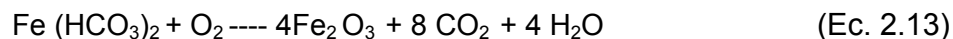
Si no hay anhídrido carbónico presente (CO_2) se produce la reacción con el oxígeno disuelto, del producto de la ecuación que se presenta a continuación La hermatita (Fe_2O_3) es más insoluble que el hidróxido ferroso.



Si hay CO_2 presente, ocurren las siguientes reacciones:



El bicarbonato ferroso es muy soluble y se distribuye por el agua. Si hay oxígeno disuelto presente, ocurre la siguiente reacción:



2.4.2 Corrosión galvánica o de metales diferentes

Esta corrosión se produce cuando los metales diferentes se colocan en un sistema de agua de tal manera que la corriente pueda fluir entre ellos, lo que ocurre, por la diferencia de potencial que existe entre los dos metales. La serie mostrada en la tabla 2.2 nos indica que mientras más arriba está un metal o aleación, es más corrosible. Así, si colocamos hierro y cobre en una instalación de agua, el hierro será anódico y se corroerá y el cobre será catódico y quedaría protegido. En cambio si ponemos cobre y bronce, ahora el cobre será anódico y se corroerá y el bronce será catódico y quedaría protegido, así con el resto de los metales según como cambie su posición en un determinado sistema.

Tabla 2.2 Serie galvánica de metales y aleaciones (Contreras, 2005)

<i>SERIE GALVÁNICA DE METALES Y ALEACIONES</i>	
Más Corrosible (Anódico o menos Noble)	↑
	Magnesio
	Zinc
	Aluminio (Comercial puro)
	Acero o Hierro
	Hierro Colado (de fundición)
	Plomo
	Estaño
	Latón
	Cobre
	Bronce
	Hierro-Cromado
	Plata
	Grafito
Oro	
Platino	

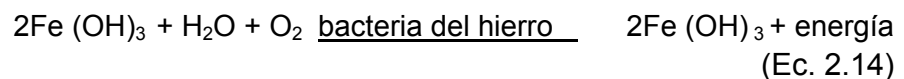
Es muy importante tener en cuenta el orden de la serie galvánica para escoger los materiales de la instalación. Así por ejemplo, si una tubería de hierro (gran área anódica) le colocamos una válvula de bronce (pequeña área catódica), el hierro tiende a corroerse, pero como tiene un área muy grande la corrosión es muy lenta. En cambio, si una tubería de cobre le colocamos una válvula de hierro, ésta se corroe rápidamente debido a que el área anódica es muy pequeña con respecto al área catódica (corrosión localizada)

2.4.3 Corrosión bioquímica:

Cuando decimos corrosión bioquímica, no es que se trate de un tipo especial de corrosión, sino que los cambios químicos que producen algunos tipos de bacterias, aceleran el fenómeno de corrosión. Entre las bacterias que intervienen en este fenómeno podemos citar los siguientes grupos:

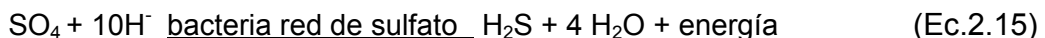
bacterias del hierro, bacterias reductoras de sulfatos y las bacterias del azufre.

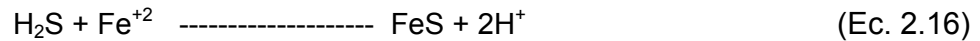
- ✓ Bacterias del hierro: El grupo de bacterias del hierro son autótrofas, es decir, utilizan hierro inorgánico para satisfacer sus requerimientos alimenticios. En este grupo tenemos las siguientes: crenotrix, leptotrix, espirofilum y cocobacilos. La más común de todas es la crenotrix poliespora y esta puede causar corrosión en dos formas: a) utilizando la energía proveniente de la oxidación del hidróxido ferroso o hidróxido férrico, como se muestra en la ecuación:



Y b) acumulando el $\text{Fe}(\text{OH})_3$ sobre ellas, para formar una envoltura. Estas envolturas y las crenotrix muertas, se depositan en las paredes de la tubería formando incrustaciones biológicas, debajo de las cuales se forman zonas anaeróbicas que favorecen la multiplicación de las bacterias reductoras de sulfato. Parece estar comprobado que las bacterias del hierro no son capaces de utilizar el hierro metálico, pero en cambio utilizan el hierro en solución y al precipitarlo, como se ha visto antes, bajan su concentración y permiten que más hierro entre en la solución; estas bacterias, como es de suponer, causarán tuberculización de la tubería.

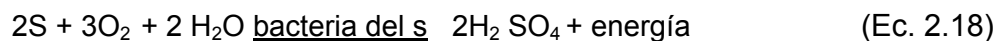
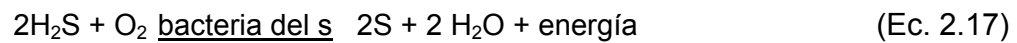
- ✓ Bacterias reductoras de sulfato: El espirilo "desulfovibrio desulfuricans" actúa sobre los iones sulfato e hidrógeno, reduciendo el sulfato a ácido sulfhídrico y agua, utilizando la energía liberada en su proceso metabólico:





O se escapa a través de los poros del hidróxido férrico y es oxidado a ácido sulfúrico por las bacterias del azufre.

- ✓ Bacterias del azufre: Entre estas tenemos la tiobacillus y begiotoa alba. La oxidación del H₂S se hace en dos etapas para obtener la energía necesaria para su proceso metabólico. (Vargas,2004)



2.5 Tratamientos físicos y químicos más usados en el acondicionamiento de aguas efluentes.

2.5.1 Tratamientos físicos.

✓ Sedimentación

Consiste en la eliminación de sólidos suspendidos por asentamiento gravitatorio. Para que ocurra la sedimentación, la velocidad del agua debe reducirse a un valor tal que los sólidos se asienten por gravedad si es suficientemente grande el tiempo de retención en el tanque de sedimentación. La velocidad de asentamiento de las partículas está determinada por su tamaño, forma, densidad, así como por la naturaleza del líquido a través del cual se asientan, el proceso no es cien por cien eficiente, el agua clarificada contendrá algo de materia en suspensión, como forma de flóculos de arrastre, los cuales pueden ser removidos mediante filtración,

este tratamiento se explica a continuación, y la mayoría de las veces se necesita de una combinación de ambos para lograr mejor eficiencia.

✓ **Filtración**

Es la separación de una mezcla de sólidos y fluidos que incluye el paso de la mayor parte del fluido a través de un medio poroso, que retiene la mayor parte de las partículas sólidas contenidas en la mezcla. El medio filtrante es la barrera que permite que pase el líquido, mientras retiene la mayor parte de los sólidos, los cuales se acumulan en una capa sobre la superficie o filtro (torta de filtración), por lo que el fluido pasará a través del lecho de sólidos y la membrana de retención. El sistema de filtración va desde un simple colado hasta separaciones altamente complejas. El fluido puede ser un líquido o un gas; las partículas sólidas pueden ser gruesas o finas, rígidas o plásticas, redondas o alargadas, individuales separadas o agregados.

La suspensión de alimentación puede llevar una fracción elevada o muy baja de sólidos. En algunos casos, la separación de las fases debe ser prácticamente completa; en otros se desea una separación parcial, por lo que se han desarrollado numerosos filtros para las diferentes situaciones. Termodinámicamente, un filtro es un sistema de flujo por medio de una diferencia de presión aplicada entre la entrada de la suspensión y la salida del filtrado, la suspensión circula a través del aparato, en el cual se depositan los sólidos presentes en el flujo, formando un lecho de partículas, por el que se debe seguir circulando la suspensión a filtrar. El filtrado pasa a través de tres clases de resistencia en serie:

- a.- Las resistencias de los canales que llevan la suspensión hasta la cara anterior de la torta y el filtrado desde que sale del medio filtrante.
- b.- La resistencia correspondiente a la torta.
- c.- La resistencia correspondiente al medio filtrante.

Con respecto a la distribución de la caída global de presión, se observa que por ser éste un flujo en serie, la diferencia de presión total en el filtro puede igualarse a la suma de las diferencias de presión individuales. En un filtro bien diseñado las resistencias de las conexiones de entrada y salida son pequeñas y pueden despreciarse en comparación con la resistencia de la torta y del medio filtrante. Al incrustarse las primeras partículas en las mallas del medio filtrante, se produce una resistencia adicional que afecta al flujo posterior.

2.5.2 Tratamientos químicos.

✓ Clarificación de aguas efluentes

Es el proceso mediante el cual se separa el petróleo libre, emulsionado y sólidos suspendidos del agua que se drena de los equipos separadores antes de disponerlas a su destino final. El agua del petróleo por los procesos de deshidratación contiene cantidades apreciables de crudo emulsionado que es necesario separar antes de utilizar o desechar dicha agua; para ello existen instalaciones de separación y decantación donde se inicia el proceso de clarificación y así disponer de esta agua, las cuales pueden ser inyectadas a los yacimientos para no contaminar el ambiente o con el propósito de reaumentar la extracción adicional de crudo, o simplemente ser arrojadas directamente a lagos, lagunas, ríos, y otros.

La clarificación de un agua cruda o de desechos es un proceso de separación sólido-líquido que emplea la sedimentación, la cual es la separación de sólidos suspendidos del agua por gravedad o la filtración que es el paso de un fluido a través de un medio poroso. En la fase líquida del agua pueden encontrarse dos tipos de sólidos: Los sedimentables y los coloidales. (Awwa,2002)

✓ **Coagulación- floculación**

Se llama coagulación- floculación al proceso por el cual las partículas se aglutinan en pequeñas masas con peso específico superior al del agua llamadas flóculos. Dicho proceso se usa para:

- a.- Remoción de turbiedad orgánica o inorgánica que no puede sedimentar rápidamente.
 - b.- Remoción de color verdadero y aparente.
 - c.- Eliminación de bacterias, virus y organismos patógenos susceptibles de ser separados con coagulación.
 - d.- Destrucción de algas y plancton en general.
 - e.- Eliminación de sustancias productoras de sabor y olor en algunos casos y de precipitados químicos suspendidos o compuestos orgánicos en otros..
- **La coagulación** es por definición el fenómeno de desestabilización de las partículas coloidales (con diámetros de (0.1 a 1.0 nanómetro) que se consigue al neutralizar sus cargas eléctricas negativas, al punto donde sus cargas de superficie no son tan fuertes como para prevenir su colisión. El principal objetivo de la coagulación es desestabilizar las partículas coloides o emulsiones presentes en el agua a manera de

provocar su aglomeramiento durante el proceso de floculación. Básicamente la coagulación consiste en introducir un producto químico capaz de desestabilizar los coloides presentes en el agua al neutralizar las fuerzas que los mantienen separados, permitiendo que las partículas coloidales se aglomeren formando flóculos.

La floculación es el fenómeno por el cual las partículas ya desestabilizadas chocan unas con otras para formar coágulos mayores. Consiste en promover la aglomeración de las partículas ya desestabilizadas en el proceso de coagulación. La tasa de aglomeración es determinada por la velocidad de coalición entre las partículas coloidales y por la efectividad de estas coaliciones en lograr la aglomeración. Dicha coalición puede ser lograda de varias maneras: contacto por movimiento térmico, contacto como resultado de la decantación de las partículas y contacto por agitación; siendo este último el más utilizado en los procesos de tratamiento de aguas.

El uso de polímeros (floculantes) a una dosificación óptima favorece el tiempo de contacto y por ende la aglomeración de las partículas en el proceso de floculación. La floculación ocurre por tres fenómenos: Fuerzas de Van der Waals que es la atracción gravitatoria entre la masa de una partícula a la masa de otra, causando su unión cuando ellas se acercan; el atropamiento de las partículas en un flóculo naciente; adsorción química con formación de puentes químicos entre moléculas. (Arboleda, 2000)

2.6 Equipos utilizados para el tratamiento de los efluentes de producción

Uno de los primeros equipos utilizados en el tratamiento de los efluentes de producción petrolera son aquellos que reducen el contenido de

aceites y grasas. La elección de éstos depende del tipo de aceite contaminante, su condición bien sea libre o emulsionada. Posteriormente se procede a la reducción de sólidos totales, conductividad eléctrica y de la dureza total mediante el uso de coagulantes y floculantes y con esto lograr una reducción total de casi todos los demás componentes contaminantes presentes.

En el campo en estudio los equipos utilizados son por una parte el separador de placas corrugadas CPI y por otra parte como filtro el de cáscara de nuez que son los mencionados a continuación ya que este sistema es el existente en dicho campo y se busca acondicionarlos para su reincorporación en el tratamiento de las aguas de producción relacionadas al mismo.

2.6.1 Separadores de placas corrugadas (CPI)

Son equipos cuyo objetivo es la separación del hidrocarburo libre presente en la corriente de agua (figura 2.1); separa el agua del crudo, permitiendo la recuperación de ambos en altos porcentajes. Por ruptura de moléculas en placas coalescentes, el crudo es llevado a la superficie por simple gravedad, para ser removido. El separador o interceptor de placas corrugadas conocido como CPI, el cual consta de paquetes de 12 a 48 placas onduladas montadas paralelas entre si y separadas por una distancia de 1.9 a 3.8 cm, con una inclinación de 45°.

Las crestas y los canales de las placas mejoran la separación del crudo y los sólidos sedimentables descienden a través de los canales hasta la cámara de sedimentación situada en el fondo del separador. La eficiencia de estos equipos puede alcanzar un 90% de los hidrocarburos libres. Cuando el

agua de desecho entra al separador, la velocidad es reducida, permitiendo que los sólidos se precipiten al fondo a través de la trampa de arena y las gotas de aceite suspendidas floten a la superficie. Luego el efluente pasa por un amortiguador que distribuye el flujo hacia las placas corrugadas. Estas placas tienen la forma de un panal de abejas y logran atrapar al crudo libre, cuando el tamaño de la partícula sea lo suficientemente grande, lo dejará escapar hacia la superficie.

El aceite removido es llevado hacia el vertedero ajustable por simple gravedad para ser retirado. El agua que pasó por estas placas se envían hacia la salida. No sin antes ser forzado el paso para liberar el efluente de sólidos sedimentables y/o floculantes que hayan escapado al proceso. El vertedero del efluente es ajustable con el fin de manipularlo cada vez que exista la posibilidad de crudo en el agua ya tratada. Este crudo se descargará por la salida destinada. Los lodos (si llegaran a haber) se descargarán por efecto de vasos comunicantes por las salidas destinadas para ello. (CIED, 2003)



Figura 2.1 Separador de placas corrugadas CPI (Salazar, 2006)

Entre las ventajas y desventajas más relevantes, se tienen:

Ventajas:

- ✓ No contiene partes móviles por lo cual es libre de mantenimiento
- ✓ Opera por gravedad por lo que no requiere de electricidad
- ✓ Gracias a sus placas coalescentes el tiempo de retención es de 3 a 10 min
- ✓ Ocupan la sexta parte del área requerida por los separadores API
- ✓ El aumento en la separación de aceites y sólidos
- ✓ Distribución eficiente del flujo
- ✓ Facilidad en la eliminación de lodos.

Desventajas:

- ✓ Presenta dificultad en la limpieza de las placas para ciertas profundidades.

Requiere de una mayor frecuencia de limpieza al año por problema de taponamiento, lo que se traduce en mayores costos de mantenimiento.

2.6.2 Filtro de cáscara de nuez

Estos filtros fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los de lecho de arena eran convencionalmente usados. El lecho es de 100% cáscaras de nuez negras, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración, además operan al doble de la tasa de flujo de los filtros convencionales en la misma aplicación y pueden remover hasta más de tres veces la cantidad de sólidos antes de que se requiera limpiarlos (fig. 2.2).

En los campos petroleros se emplean los filtros de cáscara de nuez para eliminar los sólidos suspendidos y los hidrocarburos del agua producida. Los sistemas de filtrado de cáscara de nuez le brindan el doble de la eficiencia los filtros convencionales de lecho profundo de arena o de medios filtrantes mixtos graduados para filtrar los sólidos suspendidos y los hidrocarburos. Bajo condiciones de operación normales, separan del 95 al 98 % de los sólidos suspendidos, y del 90 al 95 % de los hidrocarburos insolubles sin el empleo de agentes químicos. El ciclo de lavado del medio filtrante evita el ensuciamiento del lecho filtrante, una característica única de los filtros de cáscara de nuez es un ciclo de lavado del medio, el cual reacondiciona completamente al medio filtrante durante cada ciclo de contraflujo.



Fig. 2.2 Unidades de filtro con lecho de cáscara de nuez (Salazar, 2006)

Características principales de los filtros de cáscara de nuez:

- ✓ Elimina del (95 al 98 %) de los sólidos de tamaño mayor a 2 micrones.
- ✓ Elimina del (90 al 95 %) de aceites (hidrocarburos insolubles).
- ✓ El diseño con medio filtrante permanente de cáscara de nuez reduce los costos operativos.
- ✓ Mayores caudales de flujo, el doble que en los filtros de arena o medios mixtos, mantiene al mínimo el área de filtrado requerido.
- ✓ El diseño mejorado para el lavado por contraflujo empleando un mezclado mantiene al mínimo el volumen de agua para el contraflujo.(Awwa,2002)

2.7 Análisis nodal

La optimización de la producción en pozos de petróleo o gas es ejecutado a través de un conocido procedimiento como es el análisis nodal; algunas veces llamado análisis de sistemas de producción u optimización de producción. Esto es un procedimiento para determinar a cual tasa de flujo producirá un pozo de petróleo o gas, evaluando con esto el efecto de varios componentes, tales como, el tamaño de la sarta de tubería, el tamaño de la línea de flujo, la presión del separador, situación del estrangulador, válvula de seguridad, restricciones hoyo abajo y las técnicas de completación del pozo incluyendo empaques con grava y pozos perforados normalmente. Estos componentes son entonces combinados para optimizar el sistema completo obteniendo la más eficiente tasa reflujo objetiva.

Cada componente es evaluado separadamente, luego el sistema completo es combinando para optimizar el sistema efectivamente. El análisis

de sistema nodal puede ser aplicado a pozos de inyección de agua o gas, como una herramienta para determinar la tasa de inyección óptima, el tamaño exacto de la tubería, las técnicas de completación, así como herramienta de diagnóstico. El primer paso para dicho análisis es el diseño del pozo cuyo procedimiento se muestra a continuación.

2.7.1 Procedimiento para diseñar un pozo de inyección de agua.

Existen cantidades de pozos que son usados para inyectar agua con propósitos de desplazamiento y distribución (ventas), el diseño apropiado de estos pozos es económicamente muy importante debido a que pozos nuevos pueden ser requeridos para inyectar tazas de agua. Después de cierto período de tiempo generalmente comienzan a presentar un descenso en la tasa de inyección, principalmente causada por el taponamiento parcial de la región cercana al pozo.

Provisionalmente se realiza un lavado en reverso en muchos de estos pozos. Generalmente esto se hace mediante la instalación de válvulas de levantamiento artificial por gas y se produce el pozo de una manera normal hasta que se limpie completamente y nuevamente reciba agua como un pozo de inyección. Si el pozo ha sido completado en una arena no consolidada es posible que se requiera de un empaque de grava para lavarlo apropiadamente en forma reversa y producirlo sin que ocurra una excesiva producción de arena. Por lo tanto no es extraño encontrar un empaque de grava en pozos inyectoros de agua.

Este debe ser diseñado apropiadamente para permitir la inyección de agua a la tasa requerida, así como también para permitir algunas veces el

lavado en reverso, en vez de utilizar altos diferenciales para remover sedimentos, partículas entre otros. Para diseñar un pozo de inyección de agua y con ello someterlo a varios tipos de análisis se sigue el procedimiento que se detalla a continuación, para el presente estudio el diseño se hace para realizar un análisis nodal del pozo.

Se prepara la curva IPR de la manera usual, utilizando la ecuación de Darcy.

$$q_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_w h (\Delta P)}{\mu_w \beta_w (\ln(r_e / r_w) - 3/4 + S)} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

donde:

k_w = Permeabilidad efectiva del agua (md)

h = Espesor de la arena (pies)

ΔP = (P_{wfs} - P_r); diferencia de presión entre la completación y la presión promedio del reservorio (Lpc)

q_w = Tasa de flujo de agua (BAPD)

r_e = Radio de drenaje (pies)

r_w = Radio del pozo (pies)

S = Daño total (adimensional)

μ_w = viscosidad del agua a la presión promedio (cp)

β_w = Factor volumétrico del agua promedio.

Existen cantidades de pozos que son usados para inyectar agua con propósitos de desplazamiento o distribución (ventas). El diseño apropiado de estos pozos es económicamente muy importante debido a que pozos nuevos pueden ser requeridos para inyectar tazas de agua. En ciertos casos, algunos pozos productores o abandonados podrían convertirse en pozos inyectoros.

Después de cierto período de tiempo, estos pozos generalmente comienzan a mostrar un descenso en la tasa de inyección, principalmente causado por el taponamiento parcial de la región cercana al pozo. Por consiguiente provisionalmente se realiza un lavado en reverso en muchos de estos pozos. Generalmente esto se hace mediante la instalación de válvulas de levantamiento artificial por gas y se produce el pozo de una manera normal hasta que se limpie completamente y nuevamente reciba agua como un pozo de inyección. Si el pozo ha sido completado en una arena no consolidada es posible que se requiera de un empaque de grava para lavarlo apropiadamente en forma reversa y producirlo sin que ocurra una excesiva producción de arena.

Esto debe ser diseñado apropiadamente para permitir la inyección de agua a la tasa requerida, así como también para permitir algunas veces el lavado en reverso en vez de utilizar altos diferenciales para remover los sedimentos, partículas entre otros que reducen las tasas de inyección.(Gómez,1990) Para hacer un análisis nodal es necesario conocer las características de los pozos a los cuales se les va a aplicar dicho análisis para así escoger el método más conveniente en el caso del siguiente estudio se utilizó la herramienta de simulación Pipesim descrita a continuación.

2.8 Programa de simulación Pipesim

Es una herramienta de simulación diseñada específicamente para la aplicación en la industria petrolera y del gas, y es en general una propuesta de simulación de flujo multifásico para pozos, líneas de flujo y sistemas de tubería asociadas a la producción, también incluye equipos de superficie como: separadores, bombas, intercambiadores entre otros. Una de las típicas

aplicaciones que tiene este simulador es el cálculo de los perfiles de temperatura y presión; así como la obtención del régimen de flujo en pozos, líneas de flujo y tuberías.

El Pipesim está conformado por los siguientes módulos:

- Pipeline § Facilities: Este módulo permite modelar el flujo detallado desde el cabezal del pozo hasta su destino final. Un entendimiento detallado del sistema hidráulico es crítico para muchos diseños de tuberías de flujo y problemas de flujo en sistemas multifásico complejos. Si es requerido, los pozos pueden ser armados dentro del mismo sistema o modelado para simular el flujo desde el yacimiento.

Este módulo modela líneas de flujos verticales y horizontales y los procesa a través de equipos hasta el punto final. Los objetos detallados en las líneas de flujo de este módulo permite a los usuarios introducir la topología del terreno y una data detallada de transferencia de calor con cubiertas aislantes, y los usuarios pueden incluir equipos como: bombas, compresores, intercambiadores de calor y separadores. Para estudios detallados de tuberías este módulo predice las características de taponamiento, formación de hidratos, y muchas otras variables críticas.

- Well Performance: Este módulo es fundamental en el diseño y optimización de sistemas de producción, esta diseñado para dar un análisis eficiente y detallado de flujo multifásico desde el yacimiento hasta su destino final, incluye modelos de completaciones detalladas (múltiples zonas), perfiles de tuberías entre otros. Es un modelamiento

conceptual y detallado de producción e inyección de gas; los usuarios pueden definir un gran rango de tipos de completación de pozos incluyendo yacimientos de multicapas.

Este módulo simula el flujo desde el yacimiento a través de la tubería de producción. La base de datos interna del Pipesim incluye un rango de válvulas de Gas lift y bombas BES los cuales pueden ser definidos dentro del tubing; para un análisis eficiente hay una serie de operaciones disponibles para ser utilizadas como: el análisis nodal, diseño de gas lift, diseño del tubing entre otros.

- Network: Este módulo permite a los usuarios combinar los modelos de tubería y pozos en un simulador de red, la red utiliza una solución algorítmica que permite construir redes complejas que incluyen: recolección/sistema de distribución con intersecciones, líneas paralelas entre otros; también permite combinar producción y sistemas de inyección dentro del mismo modelo. El análisis de red puede ser corrido tanto como Black Oil como para fluido composicional e incluye mezcla de fluidos en puntos de conexión. El módulo red también incluye el mismo proceso de equipos que el modelo simple de pozo.
- Goal: El módulo de optimización de producción (Goal) provee un gran campo de soluciones utilizando una optimización algorítmica para identificar la mejor distribución de Gas lift o la fuerza de la bomba ES en todo el sistema. El Goal permite incluir en cualquier punto fluidos complejos como la capacidad manejar agua y gas entre otras aplicaciones. La solución de Goal está diseñada para ser utilizada en las operaciones diarias, el Goal se conecta con el módulo (performance well), este modulo descrito anteriormente y en conjunto

está ligado a varios de estos módulos para la realización de los diferentes análisis requeridos por la industria de acuerdo a sus necesidades.

- Field Planing Tool (FPT): El modelo de red de Pipesim puede ser integrado con los yacimientos o modelado a través de la vida del campo. El FPT es un programa efectivo, el cual controla las condiciones de borde, transferencia de data, convergencia, desarrollo de campo y post procesamiento tanto de yacimientos como modelo de superficie. El FPT incluye un acoplamiento directo con: Eclipse 100 (Black Oil), Eclipse 300 (Composicional) y otros modelos de yacimiento.
- Multilateral Wells (Hosim): Este módulo permite un desarrollo de los complejos modelos de pozos horizontales y multilaterales. El Hosim utiliza una solución general de algoritmo para simular el sistema permitiendo identificar la contribución de flujo de cada una de las zonas laterales. El Hosim incluye un modelo de influjo detallado para capturar el comportamiento en las cercanías del pozo y la productividad del mismo. Este módulo también permite incluir equipos tales como: válvula separadores, bombas entre otros y permite un análisis del pozo.

En el caso del presente trabajo, los módulos empleados fueron: Pipeline § Facilities, Well Performance Analysis y Network Analysis, enfocados desde el punto de vista de inyección de agua al yacimiento.

- ✓ Diámetro de las perforaciones
- ✓ Longitud de penetración de la perforación
- ✓ Permeabilidad de la arena
- ✓ Presión y temperatura del reservorio
- ✓ Temperatura ambiente

El análisis nodal se realizó en el módulo Well performance Analysis, en donde es necesario especificar la presión de salida, es decir la presión de reservorio para el caso de inyección de agua. (Contreras, 2005)

CAPITULO III

DESARROLLO DEL TRABAJO

Para la evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción desde una planta de inyección de agua salada hasta pozos inyectoros del campo Mata-R de AMO, siendo este el objetivo principal de dicho estudio, fue necesario cumplir con una serie de etapas, a través de las cuales, se consiguió dar cumplimiento a cada uno de los objetivos establecidos, permitiendo dar soluciones y recomendaciones a los diferentes problemas encontrados durante la evaluación.

La inducción al campo fue de gran importancia para el desarrollo del trabajo, ya que a través de esta se pudo obtener una interacción directa con el área de estudio, de esta forma se pudieron conocer las disponibilidades de superficie, la infraestructura del campo, el sistema de inyección de agua salada, con lo cual se logró plasmar el esquema del recorrido de la disposición de agua de formación. En el mismo se observó las condiciones en que se encuentra el área operativa del sistema de disposición hasta llegar al pozo inyector que es donde culmina el proceso.

Aunado a esto, se pudo realizar el levantamiento físico-mecánico de la planta existente en el campo Mata-R permitiendo así definir las dimensiones de esta, las características de las tuberías y accesorios que en ella se encuentran, características de los tanques, características de la bomba, el estado en que se encontraron estos y con todo ello poder elaborar la mejor representación esquemática del sistema existente en el campo, el cual dio paso al estudio planteado.

3.1 Muestreo y determinación de los parámetros fisicoquímicos del agua

Con la finalidad de caracterizar las aguas del campo en estudio, se realizó muestreos con frecuencia, para así obtener una data representativa de los parámetros fisicoquímicos y en promedio obtener los valores característicos que presentan las aguas en los diferentes puntos de control. Los puntos de muestreo tomados en cuenta para esta caracterización fueron: Entrada y salida del tratador y descarga de las bombas de inyección de agua salada de la PIAS del campo Mata-R, con lo cual se logrará establecer los parámetros característicos del agua que actualmente se inyecta al subsuelo.

Para la obtención de los parámetros fisicoquímicos de las aguas de producción, así como la verificación de los productos químicos que actualmente se inyectan a las aguas, se utilizó la instrumentación adecuada para los análisis en sitio los cuales fueron suministrados por la empresa química encargada del tratamiento. A continuación se presenta una breve descripción de los ensayos que se realizaron en sitio para determinar cada uno de los parámetros de interés, estos ensayos se encuentran descritos con más detalle en el anexo A5 correspondiente al anexo A.

Los reactivos utilizados para la determinación de dichos parámetros fisicoquímicos de las aguas de producción deben prepararse previamente en el laboratorio siguiendo los pasos descritos en cada uno de los ensayos (Ver anexo A5)

- **Determinación de la alcalinidad:** El método empleado para la determinación de este parámetro se hizo a través de valoraciones con indicador, siguiendo la norma (ASTM D 1067:92)

Procedimiento:

1. Enrasar la bureta previamente limpia y curada, con solución de ácido sulfúrico 0,02 N
2. Determinar el pH de la muestra a valorar.
3. Diluir la muestra en relaciones adecuadas con agua destilada si se considera necesario, dependiendo de las alcalinidades que normalmente presenta el agua que se va a valorar.
4. Transferir al vaso de precipitado o erlenmeyer el volumen de muestra que se desea titular (normalmente 50 ó 25 ml de muestra)
5. Agregar 4 gotas de Fenolftaleína; si la muestra desarrolla un color rosado, proceder con el paso siguiente. En caso contrario la alcalinidad fenolftaleínica (P)=0; y continuar con la determinación de la alcalinidad total (T)
6. Titular con ácido sulfúrico hasta que el color rosado desaparezca. La muestra debe ser agitada mientras dure la titulación. Anotar los mililitros gastados de H_2SO_4
7. Mantener el nivel de H_2SO_4 donde quedó, al finalizar la titulación previa, al igual que si P=0
8. Agregar 4 gotas de anaranjado de Metilo, si la muestra desarrolla un color azul proceder con el paso siguiente. Si la muestra desarrolla un color rosado o salmón T=0

9. Titular con H_2SO_4 , hasta que la solución cambie de color azul a incoloro. La muestra debe ser agitada mientras dure la titulación.

Determinar la alcalinidad utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{Alcalinidad (mg CaCO}_3\text{/L)} = \frac{A \times N \times 50.000}{V} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

donde:

A=Volumen del ácido normalizado, ml

N=Normalidad del ácido utilizado

v=Volumen de muestra, ml

Si la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada. Para determinar el valor de la alcalinidad; es decir presencia de hidróxido, bicarbonatos y carbonatos que pudiesen estar presentes en las muestras analizadas se toman en cuenta para su interpretación las relaciones que se presentan en la tabla 3.1 Para todos los casos se compararan la alcalinidad fenolftaleínica y la alcalinidad total. Los resultados obtenidos con las determinaciones de la alcalinidad fenolftaleínica y total permiten calcular los tres tipos de alcalinidad presentes en muchas aguas; alcalinidad como hidróxido, carbonato y bicarbonato.

Tabla 3.1 Relaciones de alcalinidad (Contreras, 2005)

Resultado de la valoración	Alcalinidad hidróxido como CaCO_3	Alcalinidad carbonato como CaCO_3	Concentración bicarbonato como CaCO_3
$P=0$	0	0	T
$P < \frac{1}{2} T$	0	2P	T-2P
$P = \frac{1}{2} T$	0	2P	0
$P > \frac{1}{2} T$	2P-T	2(T-P)	0
$P = T$	T	0	0

donde:

P= Alcalinidad fenolftaleínica

T= Alcalinidad total

- **Determinación de la dureza total:** Se determinó por titulación con ácido etilendiaminotetracético (EDTA), siguiendo la norma (ASTM D 1126:86)

Procedimiento:

1. Enrasar la bureta previamente limpia y curada con EDTA.
2. Diluir la muestra de agua, si es necesario, dependiendo de la dureza que normalmente presenta el agua que se analiza.
3. Agregar unas gotas de indicador.
4. Agregar 1 ó 2 ml de solución Buffer (generalmente 1 ml será suficiente para mantener un pH de 10.0 ± 0.01). La ausencia de un cambio de color pronunciado en el punto final de la titulación generalmente significa que en ese momento se debe agregar un inhibidor (Mg-CDTA) ó que el indicador esta deteriorado. En

el punto final la solución normalmente es azul, se recomienda trabajar con luz solar o con lámpara fluorescente; debido a que la luz incandescente ordinaria tiende a producir un tinte rojizo en el agua del punto final.

La dureza total (EDTA) se expresa como miligramos de CaCO_3/L y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Dureza (EDTA) (mgCaCO}_3\text{/L)} = \frac{A \times B \times 1000}{V} \quad (\text{Ec. 3.2})$$

donde:

A= Volumen de solución valorada EDTA para titular la muestra; ml

B= mg CaCO_3 de EDTA equivalente a 1,00 ml de solución valorada de EDTA, es decir:

B= 50xnormalidad del EDTA utilizado para la titulación

V= volumen de la muestra en ml

Si la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

- **Determinación de la dureza cálcica:** Se determinó por titulación con ácido etilendiaminotetracético (EDTA), al igual que en la determinación de la dureza total, básicamente la diferencia se presenta en la utilización de un agente Buffer que hace al pH lo suficientemente alto para que el magnesio se precipite como hidróxido de magnesio y el indicador cambie únicamente con el calcio, siguiendo la norma (ASTM D 1126:86)

Procedimiento:

1. Enrasar la bureta previamente limpia y curada con EDTA.
2. Diluir la muestra de agua, si es necesario, dependiendo de la dureza que normalmente presenta el agua que se analiza.
3. Añadir 2 ml de NaOH 1 N o un volumen suficiente para producir un pH 12 a 13, verificar pH.
4. Añadir 0,1 a 0,2 g de indicador Murexide.
5. Titular inmediatamente con la solución EDTA 0,02 N, agitando constantemente hasta obtener un cambio de color de rosado a violeta.

La dureza cálcica (EDTA) se expresa como miligramos de CaCO_3/L y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Dureza (EDTA) (mgCaCO}_3\text{/L)} = \frac{A \times B \times 1000}{V} \quad (\text{Ec. 3.3})$$

donde:

A= Volumen de solución valorada EDTA para titular la muestra; ml

B= mg CaCO_3 de EDTA equivalente a 1,00 ml de solución valorada de EDTA,

es decir:

B= 50xnormalidad del EDTA utilizado para la titulación

V= volumen de la muestra en ml

Si la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

- **Determinación de cloruros:** La concentración de cloruros de agua se determinó mediante el método de Mohr, el cual se basa en que en una solución neutra o ligeramente alcalina, el cromato de potasio puede indicar el punto final de la titulación de cloruros con nitrato de plata. El cloruro de plata es precipitado antes de que el cromato de plata rojo se haya formado, la norma empleada es (ASTM D 512: 94)

Procedimiento:

1. Medir 100 ml de la muestra en un cilindro graduado o una porción apropiada y diluir a 100 ml con agua destilada.
2. Transferir la alícuota al erlenmeyer.
3. Si la muestra es altamente coloreada, añadir 3 ml de la suspensión de hidróxido de aluminio, mezclar, dejar sedimentar, filtrar y lavar el sedimento retenido en el filtro, recoger el agua con la muestra ya filtrada.
4. En presencia de sulfuro, sulfito ó tiosulfato, añadir 1 ml de peróxido de hidrógeno al 30% y agitar por 1 minuto.
5. Si el pH > 8,3 el ion plata precipita y si es < 7,0 el cromato de potasio se oxida a dicromato afectando el viraje.
6. Ajuste el pH entre 7,0 y 8,3
7. Si el pH >10,0 ajustar con ácido sulfúrico 0,5 N o con hidróxido de sodio 0,5 N si es <7,0
8. Añadir 1 ml de cromato de potasio.
9. Si el pH está en el rango de 7,0 a 8,3: titular con nitrato de plata 0,0141 N, hasta un color amarillo rosado que indique el punto final.
10. Anotar los mililitros gastados de AgNO_3 .

11. Someter el agua destilada (blanco) al mismo tratamiento. Es usual un consumo de 0,2 a 0,3 ml de AgNO_3 .

Los cloruros se obtienen por la ecuación:

$$\text{Cl (ppm)} = \frac{(\text{A}-\text{B}) \times \text{N} \times 35,45}{\text{V}} \quad (\text{Ec. 3.4})$$

donde:

A= Volumen (ml) de AgNO_3 , gastado por la muestra.

B= Volumen (ml) de AgNO_3 , gastado por el blanco.

N= Normalidad de AgNO_3 (0.0141N).

V= Volumen de muestra, ml.

Si la muestra inicial es diluida, multiplicar el valor obtenido por la relación de dilución empleada.

- **Determinación del hierro total:** La determinación de hierro total se realizó mediante la utilización de un kit práctico para facilitar la medición en sitio, donde se compara la ampolla que contiene la muestra de agua con ampollas patrón, la ampolla que sea similar a la de la muestra, entonces, se dirá que ésta contiene los ppm de hierro total que tiene la patrón.

Procedimiento:

1. Agregar a 2 ml de muestra de agua, 1 ml de un ácido que logre mantener en suspensión todo el hierro presente en la muestra.
2. Tomar una ampolla sin utilizar e introducir su capilar en la muestra.

3. Colocar el capilar de la ampolla en agua destilada y romperla de tal manera que se llene la ampolla con la muestra y el agua destilada. Dejar que se estabilice.
4. Comparar esta ampolla con las ampollas patrones, y determinar los ppm de hierro total presente en la muestra multiplicando por 1.5 al valor de la ampolla patrón seleccionada.

- **Determinación de la turbidez y del pH**

Estos parámetros fueron determinados con equipos electrónicos y digitales, los cuales se muestran en el anexo A7. Se tomaron tres puntos de muestreo para el agua de producción del campo en estudio en tres fechas diferentes, y, a cada punto se le determinaron los parámetros fisicoquímicos explicados anteriormente necesarios para sacar un promedio de los mismos y realizar la evaluación del índice de estabilidad de dichos análisis calculados con anterioridad. Cada una de las tablas con los datos de los parámetros fisicoquímicos y sus fechas de análisis se muestra en el anexo A3.

3.2 Evaluación de la tendencia incrustante de las aguas de producción

3.2.1 Cálculo de carbonatos, bicarbonatos, cationes y aniones presentes en el agua

Este cálculo es necesario realizarlo para ser utilizado en los diferentes índices de estabilidad que se determinarán más adelante. Estos cálculos parten de los parámetros fisicoquímicos determinados anteriormente.

✓ **Carbonatos (CO_3^{-2})**

$$(\text{CO}_3)^{-2} (\text{ppm}) = \frac{30}{50} \times (2\text{AlkP}) \quad (\text{Ec. 3.5})$$

donde:

AlkP= Alcalinidad fenolftaleínica en ppm de CaCO_3

Para la PIAS utilizando los valores promedios de los análisis disponibles para este estudio se tiene aplicando la ecuación 3.5:

$$(\text{CO}_3)^{-2} = 30/50 \times (2 \times 0) = 0$$

✓ **Bicarbonatos**

$$(\text{HCO}_3)^{-} (\text{ppm}) = \frac{61}{50} \times (\text{AlkT} - 2\text{AlkP}) \quad (\text{Ec. 3.6})$$

donde:

AlkT= Alcalinidad total en ppm de CaCO_3

AlkP= Alcalinidad Fenolftaleínica en ppm de CaCO_3

Para la PIAS se tiene aplicando la ecuación 3.6:

$$(\text{HCO}_3)^{-} = 61/50 \times (993 - 2 \times 0) = 1212 \text{ ppm}$$

Nota: Estos cálculos de bicarbonatos y carbonatos están en función de la alcalinidad fenolftaleínica sea menor a la mitad de la alcalinidad total, lo cual resulta verdadero en la mayoría de los casos, es por ello que los cálculos pueden variar dependiendo de los resultados que arroje el análisis de alcalinidad, atendiendo a lo que refleja la tabla 3.1.

✓ **Calcio Ca⁺²**

$$\text{Ca}^{+2}(\text{ppm}) = \frac{20}{50} \times (\text{Dureza cálcica}) \quad (\text{Ec. 3.7})$$

Dureza cálcica en ppm de CaCO₃

Para la PIAS se tiene aplicando la ecuación 3.7

$$\text{Ca}^{+2} = 20/50 \times (173) = 69 \text{ ppm}$$

✓ **Magnesio Mg⁺²**

$$\text{Mg}^{+2}(\text{ppm}) = 0.606 \times \left(\frac{\text{Dureza total}}{2.5} - \text{Ca}^{+2} \right) \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Dureza total en ppm de CaCO₃

Para el punto de muestreo en PIAS se tiene aplicando la ecuación 3.8

$$\text{Mg}^{+2} = 0,606 \times ((233/2,5)-69)=14,58 \text{ ppm}$$

✓ **Sodio Na⁺**

$$\text{Na}^+(\text{ppm}) = 22.99 \times \left(\frac{\text{HCO}_3^-}{61} + \frac{\text{Cl}^-}{35.5} + \frac{\text{SO}_4^{2-}}{48} - \frac{\text{Ca}^{+2}}{20} - \frac{\text{Mg}^{+2}}{12.5} \right) \quad (\text{Ec. 3.9})$$

Para el punto de muestreo tomado en la PIAS aplicando la ecuación 3.9 se tiene:

$$\text{Na}^+ = 22.99 \times ((1212/61) + (70.16/35,5) + (993/48) - (69/20) - (14.58/12.5)) = 1887.71 \text{ ppm}$$

- ✓ **Sólidos Disueltos:** Este parámetro puede ser calculado si se tienen las concentraciones de todos los iones disueltos en la muestra de agua, y sería el resultado de la suma de todos ellos. Otra forma

empírica de calcularlos es teniendo la conductividad del agua en $\mu\text{s}/\text{cm}$ y multiplicándolo por un factor de 0.64, el cual puede variar entre 0.5 y 1.5 dependiendo del agua que se está analizando.

3.2.2 Cálculo del índice de estabilidad de las aguas de producción

✓ Índice de estabilidad de Langelier

La ecuación 2.1 es empleada para la determinación de este índice, y puede ser escrita de la siguiente forma:

$$\text{IS} = \text{pH} - \text{pH}_s \quad (\text{Ec. 2.1})$$

$$\text{Siendo } \text{pH}_s = 9.3 + A + B - (C + D) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Sustituyendo el valor de la ecuación 3.10 en la ecuación 2.1 se tiene:

$$\text{IS} = \text{pH} - [(9.3 + A + B) - (C + D)] \quad (\text{Ec. 3.11})$$

donde:

- $A = (\text{Log}[\text{TDS}] - 1) / 10$
- $B = -13.12 \times \text{Log}(T(^{\circ}\text{C}) + 273) + 34.55$
- $C = -\text{Log}[\text{Ca}^{+2} \text{ en moles/litros}] - 0.4$
- $D = -\text{Log}[\text{alcalinidad total en equivalente/litros}]$

✓ **Índice de estabilidad de Rysnar**

La ecuación 2.3 es empleada para la determinación de este índice, y puede ser escrita de la siguiente forma:

$$IS = 2pH_s - pH \quad (\text{Ec. 2.3})$$

$$\text{Siendo } pH_s = 9.3 + A + B - (C + D) \quad (\text{Ec. 3.10})$$

Sustituyendo la ecuación 3.10 en la ecuación 2.3 se tiene:

$$IS = 2 \times (9.3 + A + B - (C + D)) \quad (\text{Ec. 3.12})$$

Para el cálculo de los índices de Langelier y Rysnar en cada uno de los puntos de muestreo se utilizó como herramienta hojas de cálculo en excel proporcionadas por el departamento donde se realizó dicho estudio. En esta herramienta se piden algunos parámetros fisicoquímicos para estimar dichos índices como se muestra en las tablas 3.2 y 3.3 en el caso del punto de muestreo ubicado en la PIAS:

Tabla 3.2 Datos necesarios para el cálculo de los índices de Langelier y Rysnar(Blake,1980)

Parámetro	Unidades	Valor
pH		7,85
C.E	μS/cm	5700
TDS	mg/L	3648
Ca ⁺²	mg/L	69
Ca ⁺²	mg/L CaCO ₃	172
HCO ₃ ⁻	mg/L	1212
CO ₃ ²⁻	mg/L	0
*Alcalinidad	mg/L CaCO ₃	993

En la tabla 3.2 se introducen los valores fisicoquímicos del agua de pH, C.E, Ca⁺⁺ dureza cálcica, HCO₃,CO₃⁻, y la temperatura (tabla 3.3) con estos datos suministrados se calculan automáticamente las constantes A,B,C,D; el pH de saturación y el pH equivalente así como los índices de Rysnar y Langelier. Estos valores obtenidos son referentes al punto de muestreo en la PIAS. Para la entrada y salida del tratador térmico los valores se muestran en el anexo A10 del anexo A.

Tabla 3.3 Índices de Langelier y Rysnar calculados (Blake,1980)

Parámetro	Unidades	Valor
A		0,26
B		1,76
C		1,84
D		3,00
Ph saturación		6,48
pHeq		9,06
T ^a	° C	32
PIAS		
Langelier (LSI)		1,4
Ryznar (RSI)		5,1

✓ **Índice de estabilidad de Stiff-Davis.**

Se emplea la ecuación 2.4, la cual se escribe de la siguiente manera:

$$IS = pH - [K + pCa^{+2} + pAlk] \quad (\text{Ec. 2.4})$$

Donde K se calcula de la siguiente forma: Se calcula la fuerza iónica con la ecuación:

$$u = \frac{1}{2} \times (C_1 Z_1^2 + C_2 Z_2^2 + \dots + C_n Z_n^2) \quad (\text{Ec. 3.13})$$

donde:

u= Fuerza iónica

C= Concentración en moles por mil gramos de agua

Z= Es la valencia de los iones individuales (sodio, cloro, magnesio, calcio, sulfatos, bicarbonatos, carbonatos)

Con la fuerza iónica y la temperatura en °C se obtiene el valor de la constante K

La lectura que se le da a cada uno de los índices anteriores se encuentra en el capítulo II. Para el cálculo del índice de Stiff y Davis (IEAD) se utilizó una herramienta de cálculo con Excel proporcionada por el departamento donde se realizó este estudio, a continuación se muestra para el caso del punto de muestreo en la PIAS los datos y resultados suministrados por dicha herramienta en la tabla 3.4 para los demás puntos de muestreo estos valores se muestran en el anexo A10.

Tabla 3.4 Datos requeridos para el cálculo del IEAD (Patton, 1992)

IÓN	Conc [mg/L]	Factor	Conc [meq/L]
CO ₃ ²⁻	0,00		
HCO ₃ ⁻	1211,46	61	19,86
Cl ⁻	1983,00	35,5	55,86
SO ₄ ²⁻	70,16	48	1,46
Ca ²⁺	69,00	20	3,45
Mg ²⁺	14,58	12,2	1,20
Na ⁺	1887,70	22,99	82,11

La fuerza iónica calculada $u=0,085$

En la misma hoja de cálculo se hace un llamado de los parámetros fisicoquímicos calculados y con los mismos se calcula la constante K a T= 30, 60 ,70 y 90 °C, como se muestra en la tabla 3.5, para la entrada y salida del tratador los valores se muestran en el anexo A10. Los resultados de los índices de estabilidad para la PIAS se muestran la tabla 3.6

**Tabla 3.5 Valores de constantes de Stiff y Davis a distintas temperaturas
(Patton,1992)**

Const Stiff y Davis	Valor
$K_1 f(T_1, \mu)$	2,268
$K_2 f(T_2, \mu)$	1,675
$K_3 f(T_3, \mu)$	1,462
$K_4 f(T_4, \mu)$	0,947
Constante función de la concentración de iones calcio	
$P_{Ca^{++}}$	2,764
Constante función de la concentración alcalina total	
P_{ALK}	1,788

Tabla 3.6 IESAD a diferentes temperaturas (Patton, 1992)

IESAD	T[°C]
1,03	30
1,62	60
1,84	70
2,35	90

3.3 Situación actual del manejo de agua de producción en el campo Mata-R perteneciente al área mayor oficina (AMO)

En la PIAS del campo Mata-R, se recolecta aguas provenientes de dos campos: Zapatos y Mata-R. En el caso de Zapatos se recibe el agua de producción desde la estación de descarga Zapatos-7 en donde el volumen diario de la mima oscila en 1230 BAPD y la capacidad de almacenamiento es de 3000 barriles. El tratamiento en esta estación consiste en un inhibidor de incrustación en forma continua en la entrada de los tratadores térmicos. Esta estación cuenta solo con bombas de transferencia, es decir no posee la capacidad de inyectar agua a pozos, por lo que es prácticamente inevitable la transferencia a Mata-R.

En el caso de Mata-R se recibe de forma continua un volumen aproximado de 1080 BAPD provenientes solamente del campo Mata-R; la capacidad de almacenamiento de esta planta es de 4500 barriles de agua. Aquí se inyecta inhibidor de incrustación de forma continua a la línea de entrada de Zapatos y biocida en la salida de agua de los tratadores térmicos, también de forma continua. Esta planta presenta dos bombas con capacidades de bombeo a los pozos de 1400 Lpc aproximado con un flujo también aproximado de 4400 BAPD cada una; en la PIAS se encuentran instalados dos filtros (actualmente fuera de servicio por falta de equipos para su correcto funcionamiento), pero los cuales se tiene en proyecto activarlos para mejorar la separación de crudo y sólidos suspendidos del agua de producción.

3.3.1 Tratamiento químico utilizado en el sistema en estudio:

El tratamiento químico se aplica para los fines siguientes: optimizar la eficiencia de separación crudo-agua, control de la precipitación de sales, reducción del oxígeno disuelto, inhibir la corrosión, inhibir la incrustación y control bacteriano. Todos los tratamientos aplicados en el campo en estudio es basado en un estudio anterior y los mismos son suministrados por la empresa química. Los correspondientes al campo en estudio se muestran en la tabla 3.7. El reporte de la casa química para el análisis de bacteria se encuentra en el anexo A4 correspondiente al anexo A para las aguas de producción.

Tabla 3.7 Tratamientos y dosificaciones aplicadas (CIED,2003)

Área	Plantas	Tratamiento químico aplicado	Dosis recomendada (ppm)
AMO	Aguasay Mata R Soto	Inhibidor de corrosión	20
		Inhibidor de incrustación	
		Biocida (aplicación en continuo)	
		Biocida (aplicación por batch)	
	Zapato	Inhibidor de corrosión	20
		Inhibidor de incrustación	

Los análisis en la PIAS y en los pozos para este sistema se realizaban el mismo día, esto para establecer el comportamiento de las aguas según la dosificación de los productos químicos empleados. Se tomó en cuenta la premisa de ir a la PIAS seleccionada para el estudio por lo menos dos días

antes de la realización de los análisis fisicoquímicos entre la PIAS y los pozos. En la tabla 3.8 que se muestra a continuación se describen los controles químicos, como control de incrustaciones, control de corrosión y de bacterias sulfatoreductoras, utilizados en los diferentes puntos de monitoreo del campo en estudio.

Tabla 3.8 Equipos donde se emplean los diferentes tratamientos químicos y utilidad (CIED, 2003)

Aspecto a evaluar	Monitoreo de parámetros fisicoquímicos
Control de incrustaciones	Balance de dureza cálcica (salida de los tratadores y llegada al pozo inyector) Evaluación cupón de incrustación (salida de los tratadores y llegada al pozo inyector)
Control de corrosión	Evaluación cupón de corrosión (salida de los tratadores y llegada al pozo inyector) Conteo de Fe y Mn (salida de los tratadores y llegada al pozo inyector)
Control de bacterias sulfatoreductoras	Cultivo de bacterias sulfatoreductoras. Conteo microbiológico. Monitoreo de sulfato, oxígeno disuelto y pH

3.3.2 Niveles de producción e infraestructura:

Campo Mata – R

Con el apoyo de la gerencia de producción se obtuvo la siguiente información que se muestra en las tablas 3.9 y 3.10 teniendo en cuenta la producción global e infraestructuras de los campos que se mencionan considerando los niveles de agua salada producida primordialmente, que son el objeto principal de este estudio y como se explico con anterioridad las aguas de los dos campos son manejadas por la misma PIAS ubicada en el

campo Mata-R ya que en el campo Zapatos no se dispone de pozos inyectoros ni de PIAS.

Tabla 3.9 Niveles de producción e infraestructura Mata-R

Descripción	Cantidad	Detalles
Producción de gas actual (MMPCGD)	98	
Producción crudo (BNPD)	1750	
Agua producida (BAPD)	1080	
Estaciones de flujo	4	B-12, H-10, W-4 y X-8
Estaciones de descarga	1	MATA R PPAL.
Niveles de separación (PSI)	2	60 y 250
Pozos activos	75	
Planta de inyección de agua (PIA)	1	MATA R PPAL
Pozos depositores de agua	2	M5-25 Y ZG-17
Estaciones inactivas	4	M-4 , BAT-7,BAT-2,M-1

Campo Zapatos

Tabla 3.10 Niveles de producción e infraestructura Zapatos

Descripción	Cantidad	Detalles
Producción de gas actual (MMPCGD)	80.6	
Producción de crudo (BNPD)	1728	
Agua producida (BAPD)	1230	
Estaciones de flujo	6	ZEF-7,ZEF-8,ZEF-9,ZEF-10,ZEF-11 y ZEF-14
Estaciones de descarga	1	ZED-7
Niveles de separación (PSI)	2	60 y 250
Pozos activos	40	
Planta de inyección de agua (PIA)	-	
Pozos depositores de agua	-	
Estaciones inactivas	3	ZEF-4,ZEF-5 y ZEF-17

3.3.3 Condiciones actuales del sistema de separación y filtrado asociado a la PIAS del Campo Mata-R

Como se mencionó anteriormente la PIAS del campo en estudio cuenta con un sistema de separación y filtrado (CPI y cáscara de nuez, actualmente fuera de servicio). El separador de placas corrugadas CPI (S-1001) ver figura 3.1, donde el flujo de agua salada descargada del tanque desnatador, T-1502, se estima que mantenga un contenido máximo de crudo libre de 500 mg/l y 100 mg/l de sólidos suspendidos. Esta corriente fluye hacia el S-1001, el cual consiste en un recipiente en cuyo interior se tiene instalado el módulo de placas paralelas corrugadas y fabricadas de acero inoxidable, las cuales

tienen un alto grado de eficiencia para coalescer entre sí, las partículas de crudo y sólidos suspendidos mayores de 100 micras.

El crudo libre se concentra en la superficie del agua y mediante un vertedero se desnata y acumula en la sección acumuladora de crudo desnatado. Los sólidos suspendidos precipitados se acumulan como lodos en el fondo del recipiente donde son removidos por medio de un chorro de agua a presión. El agua se acumula en la sección de agua tratada; en el CPI la eficiencia de remoción de crudo libre se estima que sea entre un 85 a 90 por ciento y un máximo de 5 por ciento en la remoción de sólidos suspendidos.

El filtro que posee la PIAS en estudio es el filtro de lecho de cáscara de nuez (F-1001), la corriente de agua afluyente del CPI se bombea mediante las bombas de carga P- 1002 hacia el filtro F-1001 el mismo es del tipo flujo descendente el cual utiliza como medio filtrante las propiedades coalescentes de las conchas de nueces para remover el crudo y sólidos suspendidos, contaminantes de las aguas saladas de producción; el filtro F-1001 está diseñado para remover el 98 por ciento de sólidos suspendidos de más de 3 micrones de tamaño y adicionalmente reducir el contenido de crudo a menos de 5mg/l.

El ciclo de filtración finaliza automáticamente cuando se alcance una presión diferencial de 16 psig o un máximo tiempo de 18 a 24 horas, indicando de esta forma la condición de saturación del filtro. En este momento, el filtro entra en la etapa de retrolavado o limpieza durante un ciclo máximo de 15 minutos; la corriente de agua para retrolavado se toma de la alimentación mediante las bombas de carga P-1002A/B. En la actualidad y

por la contingencia de estar inoperativos el sistema CPI-Filtro el agua proveniente del tratador térmico se dispone directamente para inyección sin pasar por este sistema y dicha agua es aceitosa. En la figura 3.1 se muestra el esquema de la planta de inyección en estudio.

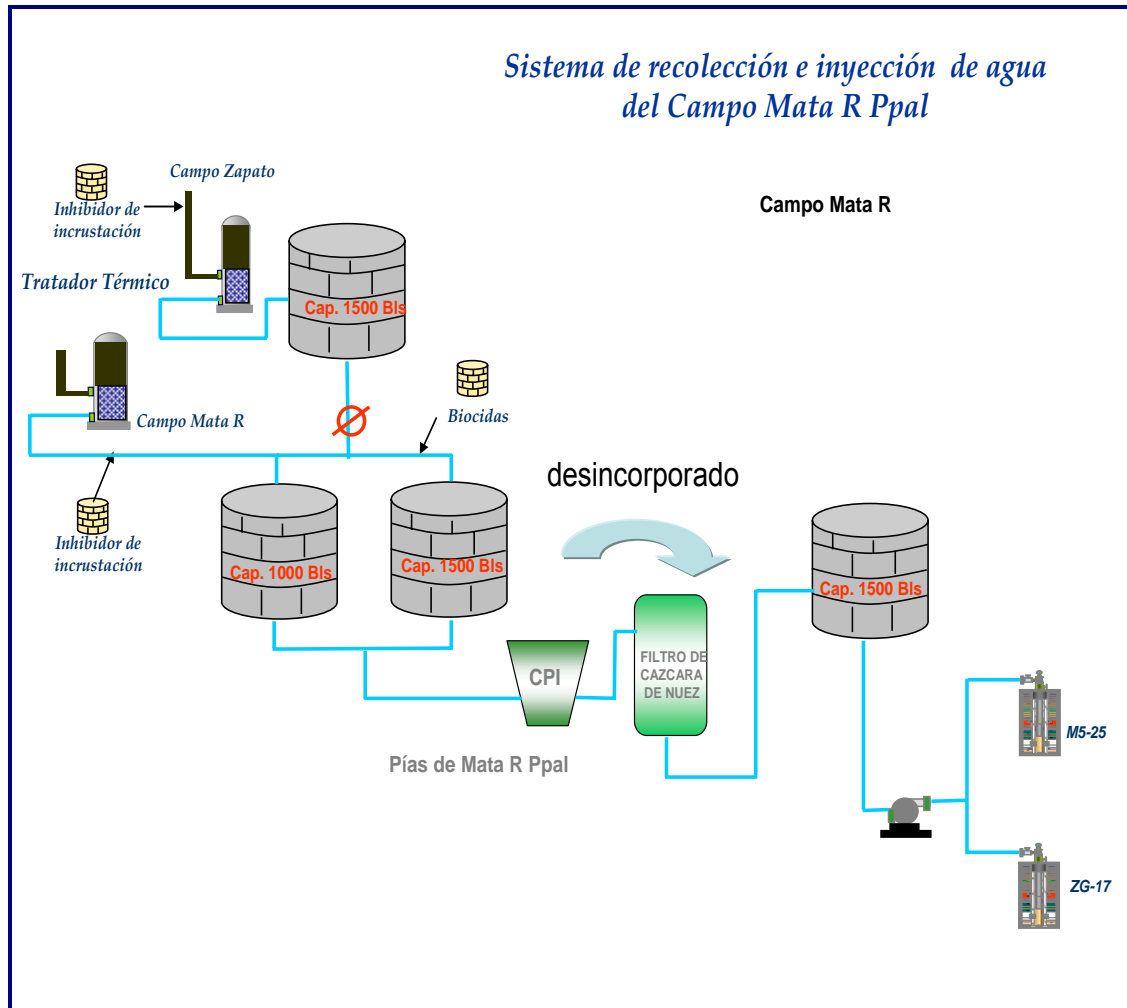


Figura 3.1 Sistema de recolección e inyección de agua del campo Mata-R

3.4 Análisis nodal empleando la herramienta de simulación Pipesim

Para estimar los perfiles de presión y el posible daño que posee el pozo inyector en estudio se realizó un análisis nodal con la utilización del paquete de simulación Pipesim, los pasos que se siguieron fueron los siguientes.

3.4.1 Cotejo de los flujos volumétricos descargados por las planta de inyección de agua salada realizando el balance en tuberías.

Se realizó el seguimiento de presiones entre la PIAS y el pozo en estudio, con estos valores se determinan caídas de presión las cuales se relacionan con el flujo de agua que se inyecta al pozo. Se realizó el levantamiento detallado en campo de las líneas que actualmente conducen el agua de producción (diámetros, longitudes, accesorios, válvulas, entre otros), desde la bomba de la PIAS hasta el cabezal del pozo depositador, ver anexo B5 correspondiente al anexo B

3.4.2 Estimación de la presión del reservorio (P_r) depositador de agua de producción:

Esta presión es fundamental en el análisis nodal de cualquier pozo ya sea productor de inyección de agua o gas. Para el caso de los pozos depositadores es primordial para determinar la curva de demanda en el sistema, mediante la ecuación de Darcy (Ec.2.19)

$$q_w = \frac{7.08 \times 10^{-3} k_w h (\Delta P)}{\mu_w \beta_w (\ln(r_e / r_w) - 3/4 + S)} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

Como no se tienen pruebas estáticas del pozo que esta siendo contemplado en este proyecto, se realizó una aproximación haciendo uso de los datos que se tenían a la mano. La primera aproximación tomada para esto fue la utilización de la prueba de inyectividad la cual se muestra en el anexo B, siguiendo los siguientes pasos:

- Para cada una de las presiones de cabezal y caudal reportado en la prueba de inyectividad se calculó la presión después de la completación (P_{wfs}); utilizando para ello el paquete de simulación Pipesim.
- Se graficó las presiones calculadas en el paso anterior versus los caudales correspondientes, en este grafico se deben considerar los dos o tres primeros puntos con los cuales recibió el pozo, esto se realizó así por el hecho de que, en estos puntos teóricamente el flujo es menor y la turbulencia en la completación también lo será, lo cual hará que la tendencia lineal que debe tener la IPR se mantenga.
- La grafica anterior es una recta que teóricamente es el IPR, curva demanda del sistema, en donde el corte con la ordenada representará una aproximación de la presión del yacimiento. Otra forma de estimar la presión del yacimiento podría ser ajustando la línea IPR que suministra el simulador a la presión de cabezal y flujo reportado por la prueba de inyectividad, por lo menos para los primeros puntos, considerando un daño igual a cero.

El resultado que se obtenga de esta aproximación igualmente debe ser analizado de forma lógica, y discutirlo para determinar si se utilizará para el posterior análisis nodal. En los casos donde no se posea información de pruebas de inyectividad se toma como referencia la presión hidrostática calculada por una columna de agua (gradiente 0.433Lpc/pie) con una altura igual a la profundidad de la formación. Es así como todos los análisis y discusiones referidas a los resultados arrojados del análisis nodal serán bajo la premisa de que el yacimiento posee la presión que es estimada en este punto.

3.4.3 Modelado del sistema de inyección de agua a la formación, por medio del paquete de simulación Pipesim. Predicción del posible daño que puede tener la formación.

En el caso del presente trabajo, los módulos empleados del paquete de simulación Pipesim para la estimación del posible daño presente en la formación fueron: Pipeline § Facilities, Well Performance Analysis y Network Analysis, enfocados desde el punto de vista de inyección de agua al yacimiento. Los datos que fueron necesarios recolectar para la corrida en el simulador se muestran en el anexo B6 del anexo B y fueron:

- ✓ Diámetros y longitudes de las tuberías que están en superficie
- ✓ Diámetro interno del tubing
- ✓ Diámetro interno del casing
- ✓ Diámetro del hoyo del pozo
- ✓ Profundidad hasta las perforaciones
- ✓ Intervalo perforado
- ✓ Densidad de las perforaciones (tiros por pie)

- ✓ Diámetro de las perforaciones
- ✓ Longitud de penetración de la perforación
- ✓ Permeabilidad de la arena
- ✓ Presión y temperatura del reservorio
- ✓ Temperatura ambiente

El análisis nodal se realizó en el módulo Well performance Analysis, en donde es necesario especificar la presión de salida, es decir la presión de reservorio para el caso de inyección de agua. Con esta operación se logro determinar el daño en la formación depositora mediante corridas con diferentes daños escogidos y tomando como posible daño el que se ajustó a la presión de cabezal y caudal manejado por este pozo en la actualidad. Teniendo los datos de la petrofísica de la arena depositora, la cual fue recopilada con anterioridad, el diagrama mecánico del pozo, en el cual se puede observar la profundidad y el intervalo perforado, el reporte del trabajo de completación como depositor del mismo, en el cual se especifica la densidad de tiro por pie del cañoneo empleado. Todos estos datos sumados a la presión estimada del reservorio, hace que se tengan los datos necesarios para realizar el análisis nodal

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES

Primero se estudió la calidad que presenta el agua de inyección y la forma como fue tratada antes de depositarla en los pozos, ya que de esto depende el hecho de que exista o no una corrosión acelerada en los equipos y las líneas que transportan el fluido originando el posible colapso de las mismas; o que se formen escalas y/o depósitos que obstruyan el paso de fluido hacia el pozo y por consiguiente a la formación receptora del mismo.

Posteriormente se evaluó la estructura que presenta en la actualidad las facilidades de superficies encargadas de impulsar y conducir las aguas hasta el cabezal de los pozos y los diferentes escenarios que se pueden presentar según la conveniencia del caso. Otro punto que se tomó en cuenta y analizó fue el reservorio, ya que este es el que impondrá una capacidad mínima para recibir el fluido el cual hay que superar para asegurar la disposición final del agua, llámese a esta capacidad mínima a la presión que presenta el yacimiento la cual aumenta en el tiempo a medida que recibe fluido, esta afirmación sugiere que la formación va a tender por si sola a impedir que el agua sea recibida con la capacidad de inyección que se tiene en la PIAS

4.1 Caracterización de las aguas de inyección

Básicamente, el presente trabajo está enfocado primordialmente al estudio del sistema aguas abajo de la bomba de inyección de agua salada hasta la formación receptora de dicho fluido, se empezó por analizar el agua

que en la actualidad está siendo descargada por las bombas y las cuales en su mayoría son producto de la mezcla de diferentes corrientes en los tanques de almacenamiento que se encuentran en la PIAS.

En la tabla 4.1, se presenta el promedio de los valores de los diferentes parámetros fisicoquímicos de las aguas descargadas de la PIAS de Mata-R principal, dichos valores son el resultado promedio de los análisis puntuales (tres en total) realizados en el tiempo que duro este estudio, los mismos se presentan en las tablas del anexo A3 correspondiente al anexo A. Estos valores promedios para cada punto de muestreo a los efectos del decreto 883 del artículo 10 para las descargas a cuerpos de agua para algunos de los parámetros fisicoquímicos mostrados están por encima de los valores permitidos como se puede ver en el caso del hierro total en la descarga de la PIAS, cloruros en los tres puntos de control y sulfatos, es por ello que dichas aguas son inyectadas al subsuelo en pozos depositores.

El mismo decreto 883, en su artículo 17 parte B, da la facilidad de depositar las aguas de producción petrolera en arenas acuíferas asociadas a yacimientos de hidrocarburos, previa autorización del Ministerio del Poder Popular para el Ambiente, sin tener que cumplir necesariamente las especificaciones del artículo 10 referentes a la disposición final de los efluentes líquidos.

Como se mencionó anteriormente estas aguas pertenecen a dos campos: Campo Mata-R y también al campo Zapatos. En dicho promedio intervienen únicamente los resultados de los análisis suministrados por la empresa que actualmente suministra el tratamiento químico, estos resultados son muy confiables por ser realizados en sitio.

Tabla 4.1 Valores fisicoquímicos promedio del agua

Área de producción: PDVSA-Gas planta Mata-R				
Puntos de muestreo (valores promedio)				
Parámetro	Entrada del tratador	Salida del tratador	PIAS	Decreto 883 Artículo 10
pH	7,74	7,74	7,85	6-9
Alcalinidad F (Como CaCO ₃)	Cero	Cero	Cero	
Alcalinidad T (Como CaCO ₃)	813	993	993	
Dureza total (ppm como CaCO ₃)	220	247	233	
Dureza total (ppm como CaCO ₃)	160	180	173	
Dureza magnésica (ppm)	60	67	60	
Hierro total (ppm)	7,63	7,63	14,89	10
Cloruros como NaCL (ppm)	3300	3300	2666,6	1000
Sólidos totales disueltos (ppm)	5462,5	5462,5	5471,5	
Ca ⁺⁺ (ppm)	64	72	69	
Mg ⁺⁺ (ppm)	14,58	16,2	14,58	
Cl ⁻ (ppm)	2003,1	2003,1	1983	1000
SO ₄ (ppm)	61,24	61,24	70,16	1000
HCO ₃ ⁻ (ppm)	992,27	1211,87	1212	
Presión (psi)	14,5	14,5	14,5	
Temperatura del sistema (°F)	89	89	89	

En general, estas aguas son duras y no cumplen con los valores permisibles establecidos en el artículo 10 del decreto 883 (anexo A1), para ser vertidas directa o indirectamente a ríos, lagos y embalses; como se explica anteriormente según algunos parámetros, lo que sustenta el hecho de tener que inyectarlas al subsuelo para que así no se tenga la necesidad de realizarles un tratamiento complejo que significaría costos de inversión elevado para la empresa.

En el anexo A2 del anexo A se especifican los valores que en la actualidad son adoptados por el distrito Gas Anaco para el diseño y

adecuaciones de las plantas de inyección de agua salada, tomando en cuenta el tamaño de las partículas que entran en la formación < 3 micras para el 97 % de las partículas, un pH ideal en un rango de 6,5 a 7,5 y la cantidad límite de sólidos suspendidos < 5 ppm , bacterias sulfato reductoras ausentes, como parámetros de control más relevantes para la inyección de las aguas de producción.

Es así como el parámetro más relevante que se toma en cuenta en las aguas de inyección es la tendencia a formar incrustaciones o para acelerar la corrosión. El no funcionamiento del sistema de filtrado compuesto por un separador de placas corrugadas CPI y un filtro de cáscara de nuez hace predecible que se incrementen los sólidos suspendidos y los hidrocarburos en el agua, ya que este efluente sólo es pasado por el tratador térmico y luego a la PIAS sin otro tipo de separación física, por lo que el manejo que se está dando en la actualidad para disminuir los sólidos suspendidos y los hidrocarburos presentes es deficiente y objeto de otro estudio; pero en general estos factores inciden directamente en los riesgos de que los pozos presenten taponamientos y por ende dificultad para recibir el agua salada

Los pozos inyectoros del campo en estudio actualmente M5-25 y Zg-17 reciben con dificultad el agua exigiendo un nivel de presión elevado en ambos casos ; al mismo tiempo el manejo de agua en esta PIAS resulta si se quiere bastante complejo ya que además también recibe agua del campo Zapatos teniendo que manejar una volumetría bastante elevada 2310 barriles de agua por día (BAPD) aproximadamente, lo que hace que se trabaje a una capacidad alta y al mismo tiempo no se dé un tiempo suficiente de separación y los equipos que posee para dicha separación no se encuentren operativos.

Todo el análisis expuesto justifica la necesidad de adecuar la planta de inyección de agua salada a corto plazo, para que se remuevan los sólidos suspendidos y los hidrocarburos presentes en el agua con la finalidad de que las probabilidades de obstrucción en las líneas de inyección de agua, debido a estos factores, disminuya y por otro lado que las permeabilidades de las arenas receptoras no se vean tan afectadas, por estas razones es necesaria la reincorporación del sistema de separación asociada a esta planta de inyección de agua salada lo más pronto posible ya que la situación con los pozos en cuanto a sólidos y crudos no cambiará y el tiempo de vida útil del mismo estará disminuido, por el daño que se causa a la formación.

4.2 Verificación de la tendencia incrustante de las aguas de producción

En cuanto a la tendencia que presenta el agua que se está depositando para formar incrustaciones o ser corrosiva, fue necesario evaluar los índices desarrollados para predecir la estabilidad del agua. En este estudio se toman en cuenta básicamente tres: El Stiff and Davis, el de Rysnar y el de Langelier. En la tabla 4.2 se pueden leer los valores obtenidos de los índices de Rysnar y Langelier estos valores se calcularon con los parámetros requeridos de los valores fisicoquímicos del agua promedio calculados anteriormente tomando en cuenta para estos cálculos el agua de entrada y salida del tratador térmico y la descargada a la PIAS.

Tabla 4.2 Valores de los índices de saturación de Langelier y Ryznar

Indices de saturación	Entrada del tratador	Salida del tratador	PIAS
Langelier(LSI)	1,1	1,3	1,4
Rysnar(RSI)	5,5	5,2	5,1

Tabla 4.3 Valores de los índices de estabilidad de Stiff y Davis en la PIAS entrada y salida del tratador a distintas temperaturas

T(°C)	Entrada del tratador	Salida del tratador	PIAS
30	0,83	0,95	1.03
60	1,41	1,54	1,62
70	1,62	1,75	1,84
90	2,13	2,26	2,35

En base a los valores de los índices de estabilidad de Stiff y Davis para la entrada y salida del tratador térmico así como para el agua de la PIAS que se leen en la tabla 4.3, se muestran las figuras 4.1, 4.2, 4.3 , respectivamente con la gráfica del IESAD en función de las diferentes temperaturas (30,60,70,90), el comportamiento del IESAD con respecto a las diferentes temperaturas mostradas con anterioridad para los tres puntos de control presentados en el presente estudio son bastantes similares, y su tendencia

es positiva, por lo que se demuestra que las agua de producción manejadas en el campo Mata-R y el campo Zapatos tienen una tendencia a la incrustación, ya que como se mencionó con anterioridad los dos campos tienen el mismo tratamiento y sus aguas son enviadas hacia los mismos pozos inyectores (M5-25 y ZG-17) por la misma PIAS ubicada en la estación de descarga de Mata-R principal

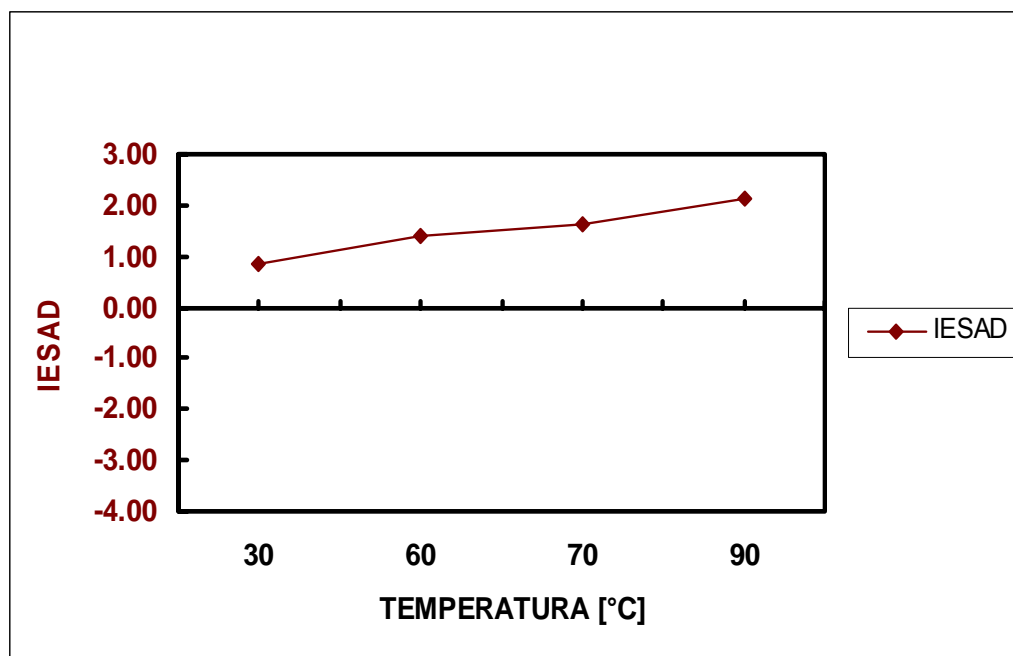


Gráfico 4.1 Índice de Stiff y Davis para el agua de la entrada del tratador de Mata-R

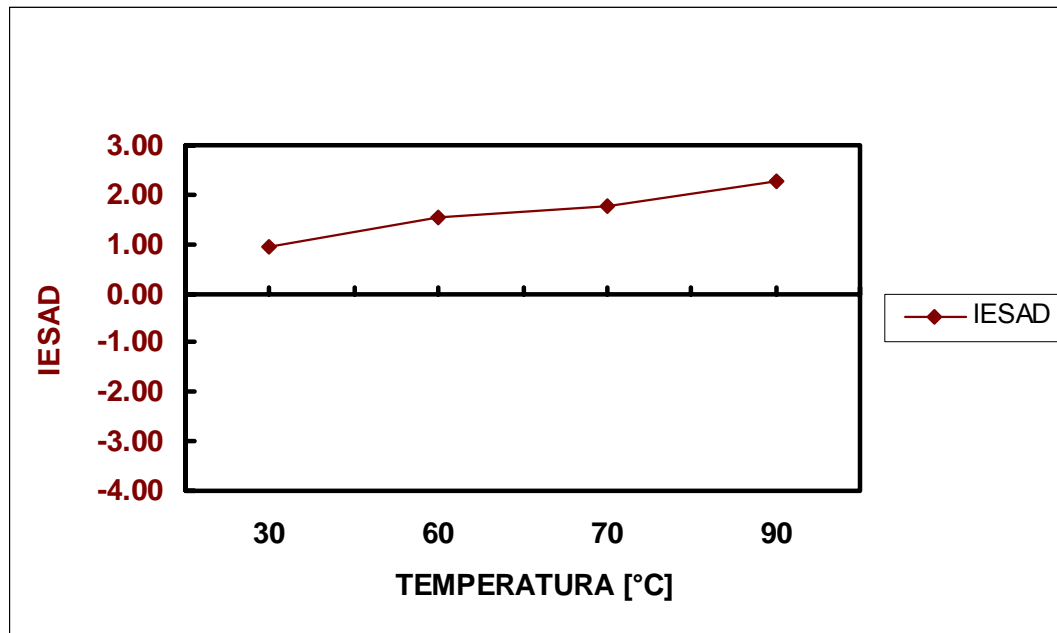


Gráfico 4.2 Índice de Stiff y Davis global para el agua de la salida del tratador de Mata-R

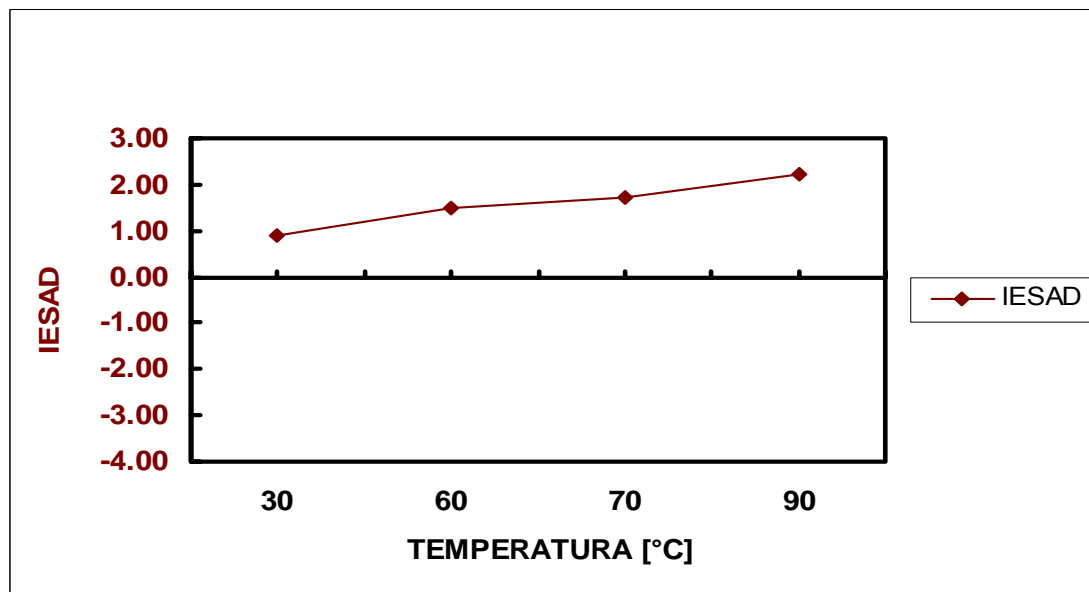


Gráfico 4.3 Índice de Stiff y Davis global para el agua de la PIAS de Mata-R

Como se puede leer en la tabla 4.2 los índices de saturación de Langelier son:1,1,;1,3 y 1,4 respectivamente, los valores de índices de saturación para Rysnar son:5,5; 5,2 y 5,1 respectivamente por otro lado en los gráficos 4.1 ,4.2 y 4.3 se observan valores positivos con respecto al índice de Stiff y Davis para distintas temperaturas lo que indica en todos los casos una tendencia incrustante, por lo cual debe aplicarse un tratamiento químico adecuado para inhibir la formación de escalas, por tales razones se deben analizar los puntos críticos que presenta el sistema de inyección que pueden favorecer la formación de incrustaciones.

En primer lugar aguas abajo de las bombas de transferencia hacia los pozos; los puntos susceptibles y que resultan ventajosos para formar las incrustaciones son básicamente las facilidades donde se toman muestras, se mide presión , las válvulas de alivio que normalmente se encuentran antes de llegar al cabezal del pozo, contracciones, las uniones existentes entre tuberías ; así como las camisas de circulación existentes en el pozo, como también cualquier lugar donde el agua pueda quedar atrapada ; en segundo lugar aguas arriba de las bombas de inyección ; la incrustación es ideal justo en el tratador térmico donde se alcanza temperaturas elevadas y en los tanques de almacenamiento principalmente.

Es importante destacar que mientras el sistema de inyección de agua salada esté en operación la formación de escala se verá disminuida aguas debajo de la PIAS, debido a la circulación continua de fluido a lo largo de las líneas, así como también el perfil de temperatura en el pozo, ya que el aumento de la temperatura propicia la incrustación. Es por ello que una

recomendación bajo este punto de vista, además del uso de inhibidores de incrustación, es mantener en constante operación la disposición del agua salada hacia los pozos, ya que mientras más tiempo se mantenga fuera de operación algún pozo, de seguro las incrustaciones serán mayor y más difíciles de remover y presentará dificultad para recibir el fluido a la hora de reanudar las operaciones de inyección.

4.3 Análisis de las condiciones actuales del manejo de las aguas de producción en el campo Mata-R

Durante la realización del presente estudio, el agua producida por los campos Mata-R y Zapatos eran enviadas a la planta de inyección de agua salada (PIAS) ubicada en la estación principal del campo Mata-R; en el caso del agua producida en el campo Zapatos se conoce que la misma es tratada y recolectada en la estación de descarga Zapato-7, y luego transferida a la estación de descarga Mata-R principal de forma semi continua.

El campo Mata-R área de estudio cuenta con una producción de gas de 98 millones de pie cúbicos por día (MMPCND), 2.830 barriles brutos por día (BBPD) de los cuales 1.750 barriles por día (BNPD) son de crudo y 1080 BNPD son agua salada, por su parte el campo Zapatos tiene una producción de agua en la actualidad de 1.230 BNPD por lo que la PIAS del campo Mata-R maneja un volumen de agua aproximado de 2.310 BNPD en la actualidad, todo ello a condiciones estándar con presión de 1 atmósfera y temperatura de 25 C, el tratamiento químico aplicado en el campo Zapatos consiste en un inhibidor de incrustación en forma continua en la entrada a los tratadores térmicos y este campo solo cuenta con bombas de transferencia, es decir, no

posee la capacidad de inyectar agua a pozos, por lo que es inevitable la transferencia a Mata-R.

La capacidad de almacenamiento de la planta del campo Mata-R es de 4.500 barriles de agua, en la misma se inyecta inhibidor de incrustación en la línea de entrada de Zapatos y biocida en la salida de agua del tratador térmico de este campo de forma continua, posee además dos bombas con capacidad de bombeo a los pozos de 1400 Lpc aproximadamente, por todo este volumen de agua manejada en dicho campo es necesario a la brevedad posible la reincorporación del sistema integrado en la PIAS conformado por un separador de placas corrugadas y un filtro de cáscara de nuez para mejorar la separación de crudo y sólidos suspendidos del agua que se maneja en dicho campo, los niveles de separación que proporcionan cada uno de estos filtros que componen dicho sistema se desglosaron en el capítulo anterior.

Por falta del sistema de separación de la PIAS, se han incrementado los problemas de taponamientos de los pozos inyectoros donde se disponen dichas aguas y en la actualidad el agua que sale del tratador térmico es directamente enviada a los pozos de inyección. En la figura 4.4 se observa una muestra del agua que sale del tratador térmico del campo en estudio. En el caso del pozo M5-25 se le realizó un ensayo de granulometría a una muestra de sólido producto de un taponamiento de dicho pozo, y los resultados arrojan un porcentaje del 4 % para el crudo y 96 % en arenas y otros, este ensayo se muestra en el anexo B3 del anexo B

El otro pozo inyector ZG-17 perteneciente a este campo también a presentado problemas de taponamiento, motivo por el cual se hace

indispensable un mayor control tanto del tratamiento químico como revisión de los puntos de control y ajustes en dicho tratamiento aplicado, como la activación del sistema de filtrado que posee la PIAS, para prevenir el taponamiento en los pozos, daños en la formación y pérdida de receptividad así como las inversiones continuas para las limpiezas de los mismos y la proliferación de fosas que se utilizan como depósitos temporales de las aguas de producción cuando hay problemas de taponamiento en los pozos inyectoros. En la figura 4.4 se muestra el agua que sale del tratador térmico del campo en estudio y que actualmente es inyectada a los pozos depositores sin otro tipo de separación.



Figura 4.4 Muestra del agua salida del tratador campo Mata-R

4.4 Análisis nodal mediante el uso del simulador Pipesim en el pozo M5-25 del campo Mata-R

Se realizó el análisis nodal del pozo M5-25 con el apoyo del paquete de simulación Pipesim. Básicamente la simulación de este paquete tiene como punto de partida la descarga de las bombas de inyección de agua salada y

como punto de llegada la completación y reservorio del pozo en estudio, utilizando para ello las condiciones de operación actuales y los datos necesarios para realizar la corrida en dicha simulación, estos datos se muestran en el anexo B6 del anexo B.

El conocimiento del caudal que se maneja en un momento determinado resulta importante a la hora de determinar si un pozo tiene dificultad en la recepción o sencillamente son las condiciones normales (presión de cabezal) bajo las cuales el pozo recibe ese caudal, es por ello que como en la actualidad se carece de medidores de flujos en las PIAS, hay que medir dichos caudales con los parámetros disponibles para dicho cálculo, ya que no es posible realizar pruebas de rateos con frecuencia donde se debe detener la entrada de agua a los tanques y aforarlos, haciendo que la continuidad del proceso se detenga y en los casos donde la capacidad de almacenamiento es crítica, resulta ineficiente desde el punto de vista operacional realizar esta actividad constantemente, como es el caso del campo de estudio; en la figura 4.5 se muestra el recorrido del agua de producción desde la PIAS hasta el pozo M5-25.

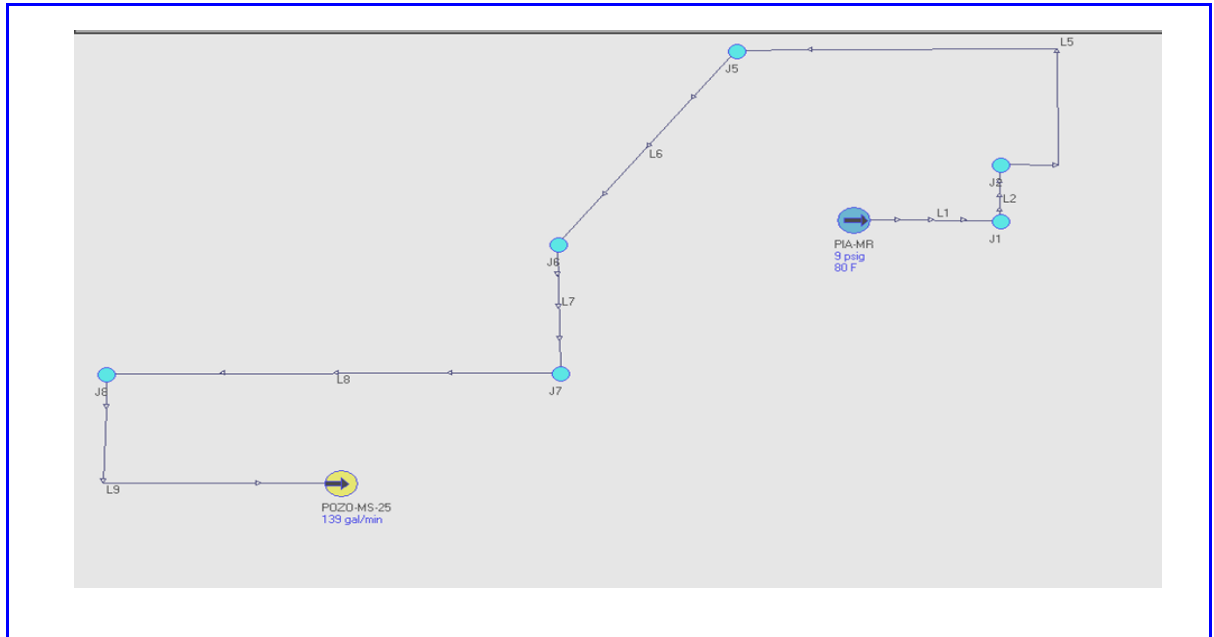


Figura 4.5 Recorrido del agua de producción desde la PIAS hasta el pozo M5-25(Salazar, 2006)

El caudal se determina por simulación a partir de caídas de presión entre la descarga de la planta y el cabezal del pozo. La simulación arroja resultados confiables si se toman datos acertados, por tratarse de un fluido monofásico y en estado líquido (agua); otra forma de determinar el caudal es conociendo las especificaciones de las bombas reciprocantes (bombas de potencia) que se utilizan para la inyección de agua salada en la PIAS, y llevar seguimiento de las revoluciones que se manejan en un momento determinado, ya que este tipo de bombas está diseñada para manejar según un diámetro de pistón, caudales constantes y vencer presiones de descarga variables, por lo que para cada revolución por minuto corresponde un caudal específico.

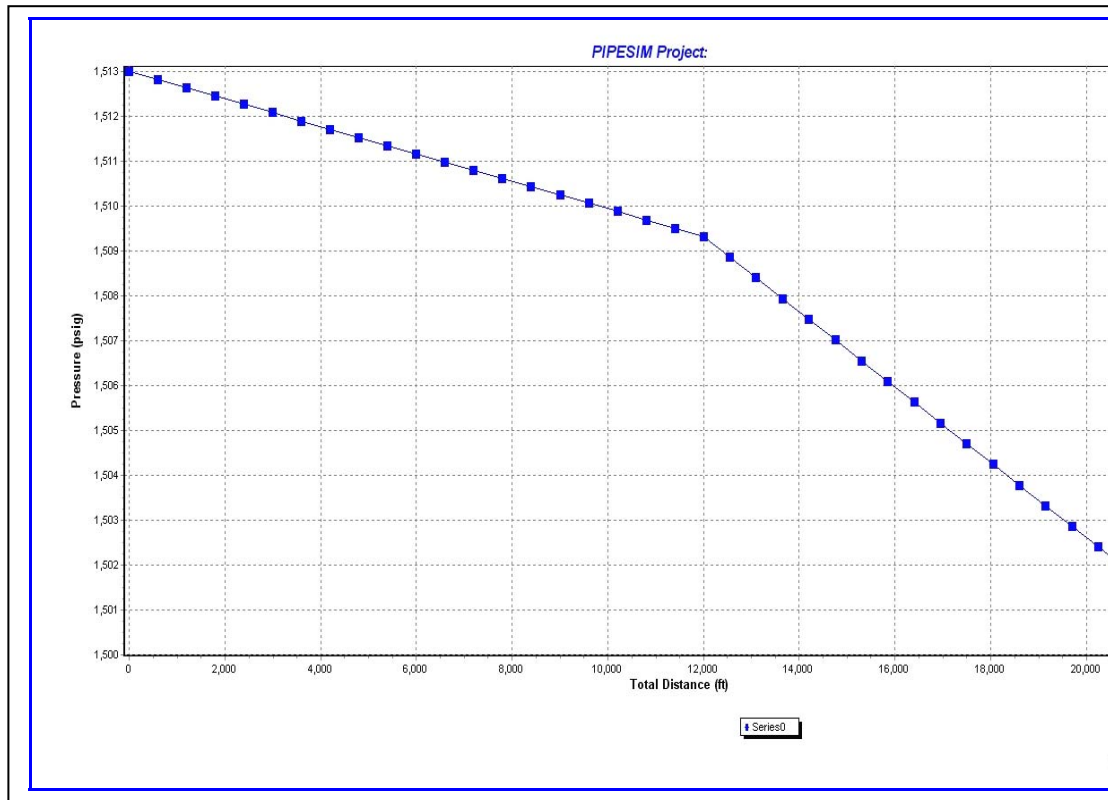


Figura 4.6 Caídas de presión en las líneas de flujo con respecto a la distancia recorrida. (Pipesim, 2010)

Como se puede observar en este perfil de presión (figura 4.6) la caída que se está obteniendo en la actualidad resulta algo fuerte debido al cambio de diámetro existente en superficie, obligando de esta forma a la bomba a tener que vencer una resistencia más fuerte en superficie para lograr la presión de cabezal que acepta el pozo para que el flujo de 800 BAPD aproximadamente entre a la formación, reflejándose esto en una alta presión de descarga en la planta que sería solventada si se tuviese un diámetro de 4 pulgadas en todo el recorrido, pero el recorrido cuenta con un primer tramo en 4 pulgadas y luego el otro tramo de recorrido el diámetro cambia a 3 pulgadas.

La presión del yacimiento fue determinada por medio de una prueba de inyektividad realizada al pozo M5-25 en el año 2006, la última prueba realizada de este tipo al momento de dicho estudio, en el anexo B1 se muestra dicha prueba. Partiendo de esta prueba, se determinó para los primeros caudales a los cuales recibió el pozo la presión P_{wfs} versus el caudal, luego se aproximó a una recta para así obtener el punto de corte de esta recta con el eje de las ordenadas, que representa de forma indirecta y aproximada la presión de reservorio, de esta manera se obtuvo la $P_r = 4750$ psig que se utilizó en el análisis nodal que se muestra en el anexo B1.

Se podría prever que la tasa de flujo manejada por el pozo iba a ser relativamente baja para la presión requerida en el cabezal del mismo, sin embargo en la planta se cuenta con una bomba de potencia capaz de descargar hasta 1500 psig aproximadamente, por lo que es posible pensar que graduando el flujo descargado por la bomba se pueda desarrollar la presión suficiente como para que el pozo lo reciba. Por otro lado se debe reemplazar el tramo de la línea de tres pulgadas ya que ella impide que se maneje más fluido con la bomba de alta potencia instalada en la planta.

En cuanto al daño se muestra en la figura 4.7; el análisis nodal realizado con el simulador Pipesim a una presión de 4750 psig del reservorio que como se dijo anteriormente fue calculada mediante la prueba de inyektividad de dicho pozo y un flujo de 800 BAPD aproximadamente obtenida mediante la inyección acumulada del pozo para el último período de tiempo durante la realización de este estudio, y fue de dos.

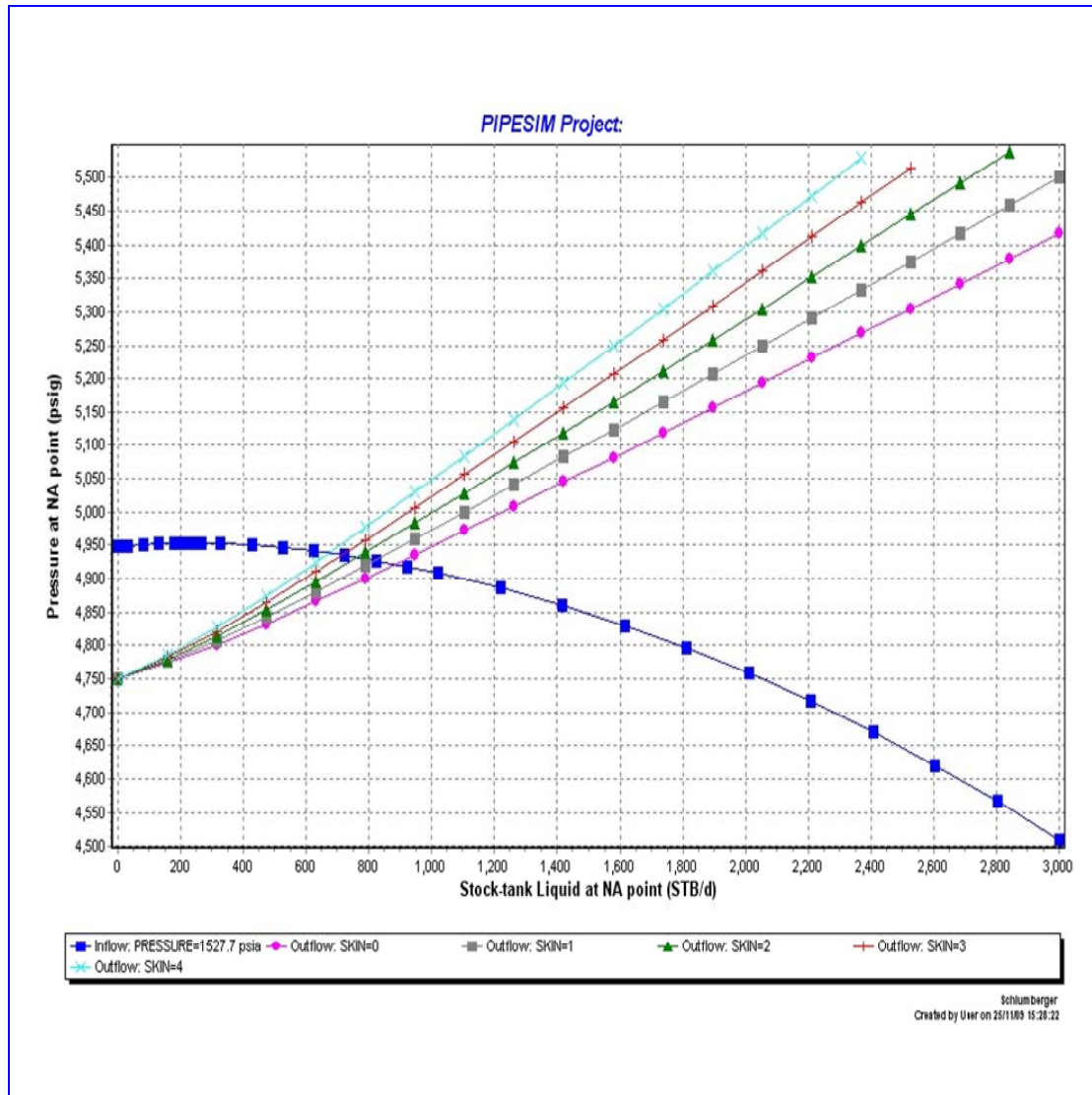


Figura 4.7 Daño estimado del pozo M5-25 mediante análisis nodal por el simulador Pipesim

4.5 Conclusiones

Una vez finalizada la evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción desde una planta de inyección de agua salada hasta

pozos inyectores del campo Mata-R, PDVSA gas Anaco, y haber concretado los objetivos propuestos, se puede concluir lo siguiente:

1. La calidad de las aguas de producción que en la actualidad están siendo descargadas por la planta de inyección de agua salada (PIAS) en el campo en estudio no cumplen con los límites de los parámetros fisicoquímicos exigidos en el artículo 883 para ser vertidas en ríos, lagos y mares, como: Cloruros, sólidos disueltos entre otros
2. La planta de inyección de agua salada (PIAS) del campo en estudio, no cuenta en la actualidad con un sistema adecuado de separación para la remoción de sólidos suspendidos e hidrocarburos en el agua porque los mismos están fuera de servicio. Es por ello que parte de la dificultad en la recepción de agua por parte de los pozos depositores de dicho campo se debe a esta situación.
3. Las aguas de producción de la entrada y salida del tratador térmico así como las descargadas por la PIAS del campo Mata-R presenta una tendencia incrustante por todos los índices de saturación evaluados en este estudio.
4. La dificultad que presenta el pozo M5-25 en la capacidad de recepción es consecuencia natural del yacimiento y esta a su vez asociado a un mal diseño de la línea de inyección entre la PIAS y el pozo.
5. El daño estimado en el pozo M5-25 mediante el análisis nodal con el uso de la herramienta de simulación Pipesim fue de dos con una presión de reservorio de 4750 psig y un caudal de 800 BAPD.

6. La dificultad en la inyección de agua al subsuelo es producto de la mala calidad del agua, sino también puede ser producto de un mal diseño del sistema y/o condiciones naturales del reservorio. Sin embargo, teniendo un tratamiento adecuado, que mejore la calidad de las aguas, se retardaría el posible taponamiento de los pozos inyectoros de agua.

4.6 Recomendaciones.

1. Continuar haciendo pruebas en sitio de los parámetros fisicoquímicos del agua, para que los resultados sean lo más confiables posible.
2. Con la finalidad de llevar un control real de la calidad de agua y evitar problemas de logística causados por la preservación en el tiempo, que realmente deben tener las muestras, sería adecuado que se cuenten con kit portátiles de análisis de muestra de agua en el departamento; y así no depender de entes externos para su realización.
3. Adecuación de la PIAS del campo en estudio a corto plazo con la incorporación del sistema de separación y filtrado que esta planta posee para mejorar la calidad del agua inyectada a los pozos asociados a dicha planta
4. Realizar registros de presiones estáticas a los pozos inyectoros del campo en estudio por lo menos una vez al año, con la finalidad de llevar un mejor control del estado en que se encuentran mediante un análisis nodal, para así realizarles una evaluación más objetiva.

5. Colocar contadores de flujo para el agua que es descargada por la PIAS. En su defecto realizar rateos en la planta con frecuencia, en donde se tome nota de las revoluciones de la bomba, así como de la caída de presión, entre la PIAS y el cabezal del pozo.
6. Evaluar el posible reemplazo de la línea de 3 pulgadas existente para la inyección de agua en el pozo M5-25, para que de esta forma se logre elevar la capacidad de la bomba y esta sea más eficiente.
7. Verificar que las cuatro arenas que actualmente se encuentran abiertas en el pozo M5-25 se encuentran recibiendo agua, con la finalidad de que no se este subutilizando alguna de ellas y por otro lado evaluar la factibilidad o no de que las cuatro arenas estén abiertas para la inyección.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

ARBOLEDA, J **(2000)**. Teoría y práctica de la purificación de agua. Tomo I. Tercera edición. editorial Mc Graw-Hill .Colombia.

AWWA, **(2002)**. Calidad y tratamiento de agua. Editorial Mc Graw-Hill, quinta edición. México.

BLAKE, R **(1980)**. Tratamiento de agua por HVAC y sistema de agua potable. Editorial Mc Graw-Hill.

BRADLEY, B. **(1992)**. Petroleum engineering handbook. Tercera edición, febrero.

CIED. **(2003)**.Control de aguas. Caracas.

CONTRERAS, R **(2005)**. Evaluación de los factores que influyen en la presión de inyección de los pozos depositores de agua salada de los campos Santa Rosa. Zapato-Mata R. Soto y Aguasay .Tesis de grado. Facultad de ingeniería química. ULA, Mérida.

CORPOVEN, **(1999)**. Bases y criterios de diseño da la planta de tratamiento e inyección de agua salada Mata-R y estación de descarga ZED-7, Anaco.

COVENIN. **(1991)**. Normas para la determinación de los parámetros fisicoquímicos del agua, Venezuela.

Gaceta oficial de la república bolivariana de Venezuela 5021, **(1995)**. Decreto 883. Clasificación de las aguas, Caracas

GOMEZ, V. **(1990)**. Análisis nodal. LUZ, instituto de investigaciones petroleras INPELUZ. Maracaibo, marzo.

KEMMER, F **(1993)**. Manual del agua, su naturaleza, tratamiento y aplicaciones. Nalco chemical company. Volumen I. Editorial Mc Graw- Hill. Mexico.

MEJIAS, N **(2001)**. Optimización del sistema de disposición de agua de formación de los pozos productores del Campo Santa Rosa. Tesis de grado. Universidad De Oriente, Barcelona.

NALCO, **(1997)**. Control microbiológico, Caracas.

NALCO, **(1995)**. Procedimientos para la determinación de los parámetros fisicoquímicos del agua, Venezuela.

SALAZAR, A, **(2006)**. Evaluación del sistema de inyección de agua salada del campo Aguasay Área Mayor Oficina del distrito gas Anaco. Tesis de Grado. Departamento de Petróleo. UDO, Núcleo Anzoátegui. Marzo.

LEZAMA, A, **(2006)**. Diseño conceptual de un sistema de tratamiento para los efluentes de producción en uno de los campos petroleros del distrito Anaco. Tesis de grado. Departamento de química. UDO, núcleo Anzoátegui. Enero.

SCHLUMBERGER, (2007). Manual de aplicaciones. Versión de software Project.

VARGAS, L, (1990). Tratamiento de agua de inyección y de generación de vapor. LUZ. Instituto de investigaciones petroleras INPELUZ, Maracaibo, marzo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	EVALUACIÓN DEL TRATAMIENTO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DESDE UNA PLANTA DE INYECCIÓN DE AGUA SALADA HASTA POZOS INYECTORES DEL CAMPO MATA-R PDVSA GAS ANACO
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Silenia De Jesús Flores Z.	CVLAC: 12.357.541 E MAIL: sileniaflorez@gmail.com
	CVLAC: E MAIL:
	CVLAC: E MAIL:

PALABRAS O FRASES CLAVES:

CAMPO

DISTRITO

FÍSICOQUIMICO

ANALISIS

LIMITES

CAUDAL

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS	DEPARTAMENTO DE QUÍMICA.

RESUMEN (ABSTRACT):

En el campo Mata-R correspondiente a AMO del Distrito Gas Anaco, se realizó una evaluación del sistema de tratamiento de las aguas de producción desde la planta de inyección de agua salada (PIAS) correspondiente a dicho campo hasta los pozos inyectoros M5-25 y Zg-17; los factores evaluados para este estudio fueron en primera instancia la calidad de agua enviada a estos pozos mediante análisis fisicoquímicos rutinarios, a los cuales se le calculó un promedio para realizar los análisis correspondientes; y de dicha caracterización se obtuvieron valores por encima de los límites establecidos en el decreto 883 de la normativa ambiental vigente en el artículo 10 para ser vertidas en ríos, lagos y mares, en el caso de cloruros presentes por encima de 1000 ppm que es el límite permitido en este decreto ; Por otra parte el caudal manejado por la PIAS del campo en estudio fue de 2310 BAPD entre los campos Mata-R y Zapatos ya que esta PIAS maneja las aguas de producción de ambos campos. Seguidamente se estableció la tendencia de estas aguas por los métodos de evaluación de acuerdo a los índices de saturación de Langelier, Rysnar y Stiff y Davis dando como resultado en todos los puntos de monitoreo y por los tres métodos estudiados una tendencia a la incrustación

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Milena Amundarain	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	3.945.689			
	E_MAIL	milenaamundarain@gmail.com			
	E_MAIL				
Alexis Cova	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	11.905.328			
	E_MAIL	alexiscovab@gmail.com			
	E_MAIL				
Luís Moreno	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:	8.987.972			
	E_MAIL	luismorenog@cantv.net			
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2011	03	30
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
TESIS. Evaluación tratamiento de aguas.Doc	Application/msWord

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____(OPCIONAL)

TEMPORAL: _____(OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO QUÍMICO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

ÁREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE QUÍMICA

INSTITUCIÓN:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado: “Los trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados para otro fin con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”.

Silena Flores

AUTOR

Milena Amundarain

ASESOR

Aléxis Cova

JURADO

Luís Moreno

JURADO

POR LA SUBCOMISION DE TESIS