

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN
DE INCRUSTACIONES EN LOS POZOS PRODUCTORES CON ALTO
CORTE DE AGUA DE LOS CAMPOS ZAPATOS – MATA R, ÁREA MAYOR
OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

REALIZADO POR:

NAZARETH DEL VALLE BARRERO CORNIVELL

TRABAJO DE GRADO PRESENTADO ANTE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Octubre de 2009

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN
DE INCRUSTACIONES EN LOS POZOS PRODUCTORES CON ALTO
CORTE DE AGUA DE LOS CAMPOS ZAPATOS – MATA R, ÁREA MAYOR
OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

ASESORES

Ing. Químico Hernán Raven, M.Sc
Asesor Académico

Ing. Petróleo Daniel Segnini
Asesor Industrial

Barcelona, Octubre de 2009

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



**EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN LA PRECIPITACIÓN
DE INCRUSTACIONES EN LOS POZOS PRODUCTORES CON ALTO
CORTE DE AGUA DE LOS CAMPOS ZAPATOS – MATA R, ÁREA MAYOR
OFICINA, ESTADO ANZOÁTEGUI**

Ing. Químico Hernán Raven, M.Sc

Asesor Académico

Ing. Químico Shirley Marfisi

Jurado Principal

Ing. Petróleo Roberto Salas

Jurado Principal

Barcelona, Octubre de 2009

ARTÍCULO 44

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJO DE GRADO:

“LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SOLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.

DEDICATORIA

A mi madre que ha dedicado todos sus esfuerzos para hacer de mi una profesional.

AGRADECIMIENTO

Doy gracias a Dios todopoderoso por ser mi guía, mi guardián, por estar siempre presente en cada momento de mi vida. A Eshu Ellegua, mi santo protector, a mis muertos familiares por cuidarme y ser mi guía espiritual.

A mi madre, mi protectora, sin ella no sería nadie, por luchar incansablemente para que yo lograra mis objetivos; por los sacrificios que día a día hacía por mí, por ser mi amiga comprensiva, por darme fuerza las veces que me derrumbaba, por secarme las lagrimas y darme ánimo las veces que lo necesitaba, por ser mi ángel enviado por Dios para quererme, protegerme y cuidarme. A ella que la quiero mucho y que sin ella mi vida no sería la misma. Muchas gracias, sólo a ti te debo la vida, ¡gracias!

A mi querida gran familia, quien me abrigo desde que nací, estuvo pendiente de cada paso que di, por ayudarme, compartir conmigo. A mi tío Gollo por comportarse como un padre para mí; a mis tías: Teresa, Concha, Romelia; a todos mis primos: Dianora, Domi, José, Jenifer, Cesita, a tío Nene, tía Taty y Mary, Yohana, Betzabeth, Ana Karelis, María Betania, Carlitos, Ronald, Romita. En fin, a todos ellos, gracias por todo, les debo mucho. A mi papá Vicente por haberse portado bien conmigo en el desarrollo de esta tesis, a pesar de los contratiempos que siempre hemos tenido. A la Sra. Lesbia, al Sr. Servio, Aurelys, Daniela, que se han convertido en buenos amigos y compañeros.

Al Sr. Francisco que fue mi papá por un tiempo, le doy las gracias por brindarme el cariño que necesitaba y a pesar de las cosas que pasaron, tiene una Ing. Químico, que nunca lo va a olvidar.

A mi tutor Daniel Segnini por hacer las cosas lo más rápido posible y ponerle empeño a los análisis, por cada explicación que me ayudaron a entender temas sobre yacimientos, temas no afín a mi carrera pero que gracias a él pude superar ese obstáculo. A mi asesora Anairth Contreras que me ayudo mucho en mi tesis, gracias por la paciencia y dedicación que le puso a mi tesis, que a pesar de no ser mi tutora industrial te comportaste como tal.

A mi tutor académico, Hernán Raven, quien con paciencia me ayudo en la elaboración de mi tesis, ¡Gracias!

A la UDO, a la casa más alta, por ser de mi Ing. Químico, gracias a sus profesores que me enseñaron durante mi carrera, en ésta pase 5 años de mi vida aprendiendo para un futuro.

A mis amigos María, Josdys, Leidy, Elvis, Zulivis, Eileen, Pancho, Freddy, Zoraida, Elenitza, por estar presente en los buenos y malos momentos, por escucharme, por hacerme reír, por estar siempre presente.

A mis compañeros tesisistas geólogos con quienes compartí en la sala de tesis, me ayudaron en mi larga espera, a Erik, Jean, Samanta, Felyxis, Paco, Vanessa, Petra, Jaixibis, gracias por los buenos momentos que pase con ustedes. Al igual que los tesisistas de la gerencia Milagros, Juan, Alexander, Karina, Mariely, Francis, Angel, Rubercys, Carmen, Yesmin. Siempre los voy a recordar como los mejores compañeros que he tenido.

Gracias a la Gerencia de Yacimientos, por abrirme sus puertas para hacer mi tesis de grado allí. A cada uno de los ingenieros que me ayudaron, como Edwin, Sr. Machado, Sr. Gabriel, Melvin Zurita, Rafael Mota, Karen Blanco, Mary Moyer, Raúl Marín, Luís Braun, Eugenio González, Robert Alfonso. A los ingenieros de

producción Sra. Betitza, Carolina, Elizbet, Elenio Rondón, Francisco Castillejos, Miguel Blanco, Antonio Pérez, Simón Ascanio, gracias por enseñarme desinteresadamente y prestarme la atención cuando lo requería a pesar de que le estaba quitando su tiempo. Gracias a la colaboración prestada por la empresa Schlumberger, al Sr. Omar y a Julián por abrirme las puertas del laboratorio.

A mi padrino Ramón Hernández, por ayudarme las veces que tenía problemas, por estar ahí sin interés alguno. Gracias a él conocí el poder de Orula y que cuando las cosas se quieren, sólo hay que tener fe.

A la Sra. Isabel, Rosaria, María Isabel, que a pesar de que estaba sola en Anaco me hicieron sentir como en casa, gracias por hacer de mi estadía en Anaco muy buena.

Gracias al Universo, a Dios, a mi madre, a todas las personas que me quieren que de algún modo u otro me ayudaron a cumplir mi sueño, no me alcanzara la vida entera para darles las gracias.

¡¡¡Muchas Gracias!!!

RESUMEN

Con el desarrollo de cada uno de los objetivos propuestos se pretende definir el tipo y tendencia del agua, establecer la profundidad en donde ocurren las incrustaciones, evaluar cada una de las variables que afectan el proceso de escalas, y por supuesto, proponer un plan preventivo. Primeramente, se define el tipo de agua presente en los pozos productores estableciéndose aguas de mezclas en mayor proporción; segundo, se establecieron los rangos de salinidad de los campos Zapatos – Mata R (1.000 – 9.000 ppm). Tercero, se determinó la tendencia del agua de formación, resultando sólo siete pozos incrustantes. Una vez detectado los pozos con incrustaciones, se determinó la profundidad en la cual se estaban formando esas incrustaciones, dando como resultado un rango de profundidad entre 1.000 y 6.000 pies. Cada uno de los parámetros afectantes se evaluaron para detectar el origen de dichas incrustaciones originando que la presión, la temperatura y el pH son los factores primordiales para que se dé la precipitación de carbonato de calcio. Para reducir la formación de incrustaciones se propone usar el HCl al 15% siguiendo parámetros definidos para la dosis y tiempo de dosificación.

CONTENIDO

ARTÍCULO 44	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS.....	xiv
CAPITULO I.....	15
INTRODUCCIÓN	15
1.1 Planteamiento del problema.....	16
1.2 Objetivos	19
1.2.1 Objetivo general.....	19
1.2.2 Objetivos específicos	19
CAPITULO II	20
MARCO TEÓRICO.....	20
2.1 Antecedentes	20
2.2. Ubicación Geográfica	21
2.2.1. Ubicación geográfica y geología de la Cuenca Oriental de Venezuela	21
2.2.2. Ubicación geográfica de los campos Zapatos – Mata R	23
2.2.3. Ubicación del Área Mayor de Oficina (AMO).	24
2.2.3.1. Estructura	24
2.2.3.2. Estratigrafía.....	25
2.3. Agua de Formación.....	30
2.3.1. Clasificación de las aguas	31
2.3.2. Métodos para caracterizar las aguas.....	32

2.3.2.1. Método de Sulin	32
2.3.2.1.1. Meteórica	33
2.3.2.1.2. Connata	33
2.3.2.2 Método gráfico de Stiff	34
2.3.3 Tendencia del agua de formación	35
2.3.3.1. Agua agresiva.....	35
2.3.3.2 Agua incrustante.....	35
2.3.3.3 Agua corrosiva	36
2.4 Problemas relacionados con el manejo de agua	36
2.4.1. Incrustación o escalas.....	36
2.4.1.1. Origen de las incrustaciones	36
2.4.1.2. Características de las incrustaciones	38
2.4.1.3. Factores necesarios para la deposición de escalas	39
2.4.1.4. Tipos de incrustación	43
2.4.1.5. Predicción de la formación de incrustaciones	50
2.4.1.6. Prevención de incrustaciones	53
CAPITULO III	62
MARCO METODOLÓGICO	62
3.1. Tipo de Investigación.....	62
3.2. Esquema Metodológico utilizado.....	63
3.3. Identificación de los pozos productores activos con alto corte de agua	64
3.3.1. Tomas de muestra de aguas.....	69
3.4. Determinación de la tendencia del agua de formación mediante análisis físicoquímicos	71
3.5. Profundidad en la que ocurren las incrustaciones	75
3.5.1. Diagramas mecánicos.....	75
3.5.2. Pruebas BHP / BHT	76
3.6. Determinación de las variables influyentes en las incrustaciones	79
3.7. Plan preventivo para reducir la formación de incrustaciones	79

CAPITULO IV	81
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	81
4.1. Identificación de los pozos productores activos con alta producción de agua.....	81
4.2 Determinación de la tendencia del agua de producción de los pozos identificados mediante análisis fisicoquímicos.....	83
4.3 Profundidad típica a la que ocurren las incrustaciones	98
4.4 Determinación de las variables influyentes en las incrustaciones	100
4.5 Plan preventivo para reducir la formación de incrustaciones	103
CAPITULO V	105
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
5.1. Conclusiones	105
5.2. Recomendaciones.....	106
BIBLIOGRAFÍA	108
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	111

LISTA DE TABLAS

Tabla N° 1. Clasificación de Sulin.....	33
Tabla N° 2. Interpretación del Índice de Stiff – Davis ^[16]	51
Tabla N° 3. Índice de saturación de Langelier ^[16]	52
Tabla N° 4. Índice de estabilidad de Ryznar ^[16]	53
Tabla N° 5. Técnicas aplicadas para la remoción de escalas ^[11]	59
Tabla N° 6. Potencial de pozos	64
Tabla N° 7. Pre – selección de pozos.....	65
Tabla N° 8. Análisis fisicoquímicos requeridos.....	72
Tabla N° 9. Pozos seleccionados	82
Tabla N° 10. Resultados de los análisis fisicoquímicos.....	84
Tabla N° 11. Clasificación de las aguas según Sulin.....	85
Tabla N° 12. Clasificación de las aguas.....	87
Tabla N° 13. Salinidad de los campos Zapatos – Mata R.....	90
Tabla N° 14. Tendencia del agua	96
Tabla N° 15. Tendencia del agua de los 7 pozos	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación geográfica de la cuenca oriental de Venezuela ^[5]	22
Figura 2.2. Ubicación geográfica de los campos Zapatos Mata R ^[5]	24
Figura 2.3. Columna estratigráfica de AMO ^[6]	26
Figura 2.4. Diagrama de Stiff ^[9]	35
Figura 2.5. Solubilidad de minerales en función de la temperatura ^[11]	37
Figura 2.6. Solubilidad de minerales en función de la presión ^[11]	38
Figura 2.7. Formación de la incrustación ^[11]	39
Figura 2.8. Nucleación homogénea ^[11]	40
Figura 2.9. Nucleación heterogénea ^[11]	41
Figura 2.10. Incrustación de Carbonato de Calcio ^[11]	44
Figura 2.11. Partículas Sterling Beads ^[11]	58
Figura 3.1. Icono de Centinela	66
Figura 3.2. Icono de OIL FIELD MANAGER (OFM)	67
Figura 3.3. Ventana que muestra resumen por pozo	68
Figura 3.4. Fotografía de la toma de muestra en Zapatos – Mata R	70
Figura 3.5. Toma de muestra de agua a pozo de doble sarta	71
Figura 3.6. Diagrama mecánico del MVR-82	76
Figura 3.7. Ventana de Visualización de SIMDE	78
Figura 4.1. Clasificación de las aguas por arenas	89
Figura 4.2. Salinidad de los campos Zapatos - Mata R	92
Figura 4.3. Variación de la salinidad	94
Figura 4.4. Profundidad a la que ocurren las incrustaciones	99
Figura 4.5. Análisis fisicoquímico del MVR - 6	102

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

La ciudad de Anaco es el corazón gasífero de Venezuela; en esta ciudad se encuentran los mayores yacimientos de gas de todo el país y es por ello la creación de la empresa líder de Venezuela PDVSA. PDVSA Gas se concibe como la filial de Petróleos de Venezuela, S. A., que se dedica a la exploración y explotación de gas no asociado, así como a la extracción y fraccionamiento de líquidos del gas natural (LGN), al transporte, distribución y comercialización del metano.

Una de las áreas operacionales que se encuentran en el distrito gas Anaco y son punto de estudio es el Área Mayor de Oficina (AMO), la cual la sección de Oficina es de interés en su columna estratigráficas, correspondientes a las arenas L, M, R, S; estas arenas presentan altos cortes de agua y es por esto que se realiza este enfoque.

Este estudio se realiza con la principal finalidad de obtener primeramente un plan que permita reducir el problema de incrustación en los pozos productores, pero que inicialmente se necesita caracterizar el agua presente en las rocas antes de su perforación, para así determinar que tipo y tendencia tiene el agua allí presente.

Una incrustación no es más que una formación o depósitos inorgánicos que se fijan en la superficie metálica y que pueden ser de varios tipos, va a depender del sólido que se encuentran en mayor proporción en el agua de formación, así como de sus características geológicas.

En este proceso intervienen variables que afectan considerablemente el aumento o disminución en la formación de la misma, variables como: temperatura,

presión, pH, etc. Cada una a considerarse y que son punto de partida para fijar una profundidad exacta de incrustación a lo largo de la tubería del pozo productor.

Este estudio se realizará mediante métodos semi - empíricos que permitan detectar el problema presente en los campos de estudio (Zapatos y Mata R). Métodos como el diagrama de Stiff, predicción de Langelier, método de Sulin; con herramientas encontradas dentro de la empresa como programas especializados, carpetas físicas de pozos, que de algún modo u otro facilitara el desarrollo de esta tesis.

Cada uno de los tópicos tomados en consideración se realizan para lograr un solo punto, solventar el problema de incrustación, para así evitar pérdidas económicas que involucran el mantenimiento correctivo y no preventivo de los pozos, perdidas en la velocidad del fluido debido a los obstáculos presentes, y primordialmente afecta la productividad creciente del pozo.

1.1 Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), fue creada en 1976 y se ha convertido en una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo. Se encarga del desarrollo de la industria petrolera, cuyas actividades comprenden: planificar, coordinar, supervisar y controlar las actividades operativas de sus divisiones, tanto en Venezuela como en el exterior. PDVSA lleva adelante actividades en materia de exploración y producción para el desarrollo de petróleo y gas, inclusive el crudo pesado de la faja del Orinoco. Ocupa una destacada posición entre los refinadores mundiales de crudo y su red de manufactura y mercadeo abarca Venezuela, el Caribe, Estados Unidos, Europa y Asia. La visión de PDVSA es convertirse en una

corporación energética sólida a nivel mundial, moderna y dinámica, reconocida por la excelencia de sus actividades, que actúa como un solo equipo.

PDVSA Gas Anaco posee la mayor cantidad de yacimientos de gas en todo el país y es considerado el corazón gasífero de Venezuela. Esta localizado en la región central del estado Anzoátegui abarcando parte de los estados Guárico y Monagas con un espacio geográfico de aproximadamente 13.400 km², el cual esta dividido en dos áreas operacionales de explotación: Área Mayor Anaco (A.M.A), ubicada en la parte norte de la zona central de estado Anzoátegui y cuenta con un área aproximada de 3.160 km² y Área Mayor de Oficina (A.M.O), ubicada en la parte sur de la zona central del estado Anzoátegui, tiene un área aproximada de 10.240 km², y esta conformada por los campos Soto, Mapiri, La Ceibita, Mata R, Carisito, Zapatos, Araibel, Maulpa y Aguasay.

El campo en estudio es Zapatos – Mata R. Zapatos tiene una producción de 2.291 BND de petróleo y 50,2 MMPCN de gas asociado y Mata R una producción de 1.477 BND de petróleo y 121,1 MMPCN de gas asociado, según el histórico de producción octubre 2008.

Gran cantidad de los pozos de los campos Zapatos – Mata R presentan alta producción de agua, por lo que se requiere un análisis fisicoquímico de las aguas provenientes de esos pozos. Debido a que sólo se trabajará con una muestra de la población, se seleccionará sólo aquellos que posean alto corte de agua que se encuentran activos en el potencial de producción del mes, donde el agua tiene que ser de formación.

El análisis realizado a cada una de estas aguas, dan como resultados parámetros como pH, alcalinidad, dureza y otros; que permiten predecir la tendencia incrustante

de esas aguas de formación y con ello se evaluará cada uno de los factores implicados en la formación de incrustaciones.

El estudio está enfocado hacia las arenas L – M – R – S, arenas de la sección estratigráfica Oficina (AMO) que presentan espesores entre 10 y 80 pie y se caracteriza por un ambiente fluvio – deltaico. Tiene un aproximado de 43 pozos en Zapatos y 118 en Mata R entre activos e inactivos.

La determinación de las incrustaciones en los pozos activos de los campos, se realizará mediante métodos de predicción de los índices de estabilidad de Stiff – Davis, Ryznar, etc; los cuales determinan la tendencia del agua de formación. Con los análisis de laboratorio a realizarse con las muestras provenientes de los pozos reflejarán la concentración de los iones predominantes en el agua y con ésto se puede determinar el tipo de incrustación presente por su mayor concentración.

La formación de incrustación de acuerdo a las condiciones que están expuesta el agua dentro del pozo, llega a disminuir su producción causando daños en la tubería de producción, punto donde la incrustación es más fácil de remover, pero que sin embargo puede producir daños irreparables en la tubería del pozo.

Actualmente, el campo no cuenta con estudios que definan la tendencia y tipo de agua por pozo, así como las características de la incrustación para definir las condiciones del proceso. Por ello es necesario el conocimiento de estos estudios, al igual que la implantación de un método que permita reducir el problema que genera la incrustación.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Evaluar los factores que afectan la precipitación de incrustaciones en los pozos productores con alto corte de agua de los campos Zapatos - Mata R. Área Mayor Oficina, estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Identificar los pozos productores activos con alta producción de agua.
2. Determinar mediante análisis fisicoquímicos la tendencia del agua de producción de los pozos identificados.
3. Calcular la profundidad típica a la que ocurren las incrustaciones.
4. Establecer la variable que influye en mayor proporción en la formación de incrustaciones.
5. Proponer un plan preventivo que permita la reducción de formación de incrustaciones en los pozos.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

El estudio realizado se basa en el hecho de que existen muchas producciones de hidrocarburos que se ven afectados con la alta producción de agua, con altos rangos de precipitación. Se han realizado investigaciones sobre este punto, que trabajan con herramientas similares para describir los factores que inducen a una precipitación al igual que sus inhibidores. A continuación se presentará una descripción de estos estudios.

MEDINA en el 2008 evaluó los factores que provocan la formación de incrustaciones minerales durante la producción de gas y crudo del campo Santa Rosa. Su experiencia generó un procedimiento de predicción cualitativa que permitió inferir la mayor o menor tendencia de un pozo en particular en presentar problemas de incrustación. Además, propuso un plan preventivo que permitía controlar su formación y/o impedir la aparición de estos depósitos minerales en los pozos productores del campo mencionado.^[1]

HAUDET, LOPEZ y BUNGE en el 2005 describen una experiencia de campo, utilizando un equipamiento desarrollado para definir tendencias incrustantes, necesidad de tratamiento con inhibidor de incrustaciones y optimización de dosis, con un objetivo orientado a relacionar el problema de corrosión en aceros al carbono y la formación de depósitos.^[2]

STAMATAKIS en el 2006 estudió la precipitación de carbonato de calcio en medios porosos usando tecnología con trazadores radiactivos; el ^{47}Ca fue usado como trazador para monitorear su deposición. El tiempo de inducción y la distribución de la deposición fue estudiada como función del radio de saturación, temperatura, velocidad de flujo, la presencia de iones magnesio, y el tipo de material de la tubería. Los resultados muestran que el método radioactivo proporciona una respuesta rápida a los eventos de formación de incrustaciones. La técnica es aplicable para las investigaciones dinámicas de precipitación de carbonato de calcio en cualquier sistema que fluye en medio porosos y constituye una herramienta valiosa para otros estudios de mecanismos de formación de incrustaciones implicados en los procesos que ocurren en una variedad de sistemas: campo petrolífero, geotérmico, etc.^[3]

PASTOR en el 2009 realizó la caracterización del agua de producción del miembro Merecure ubicado en el campo Santa Ana, consistiendo dicho estudio en la interpretación de los datos obtenidos para así emplear un rango de concentración de cloruro en ppm y de la tendencia incrustada del agua de producción, ya que representa una de las zonas de mayor prospectividad económica.^[4]

2.2. Ubicación Geográfica

2.2.1. Ubicación geográfica y geología de la Cuenca Oriental de Venezuela

La cuenca oriental (figura 2.1), es la segunda cuenca petrolífera más importante de Venezuela. Se encuentra limitada al norte por la Cordillera de la Costa, al sur por el río Orinoco, al este por la plataforma del delta del mismo río y al oeste por el lineamiento de El Baúl.^[5]



Figura 2.1 Ubicación geográfica de la cuenca oriental de Venezuela ^[5]

La historia geológica conocida de la cuenca comienza en el paleozoico y va hasta el Plio-pleistoceno. Su evolución geodinámica puede ser dividida en cuatro episodios principales:

1. Una megasecuencia desarrollada antes de la extensión, que tuvo lugar durante el paleozoico y se asocia con las formaciones Hato Viejo y Carrizal, de la edad Devónico – carbonífero temprano, las cuales se depositaron en un ambiente nerítico a marino. Su espesor total es de 9.843 a 16.404 pies.
2. Una megasecuencia desarrollada durante una fase extensiva, que tuvo lugar durante el Jurásico superior – Cretácico inferior, y se asocia con la formación La Quinta ubicada en la parte occidental de la cuenca, que se depositó en un ambiente continental. En esta secuencia de 11.800 pies de espesor se reconocen en la sísmica una serie de fallas normales.

3. Una megasecuencia de margen pasivo; que tuvo lugar entre el Cretácico y el Paleoceno. Se caracteriza por tres fases transgresivas que se desarrollaron de norte a sur, y que culminan en el T Uroniano, Paleoceno – Eoceno inferior y en el Oligoceno.
4. Una megasecuencia de colisión oblicua. La colisión entre la placa caribe y la suramericana desde el Oligoceno tardío hasta el Mioceno temprano dividió la cuenca en tres áreas estructuralmente distintas: un área sur, de Cerro Negro a Oritupano, que corresponde a una zona de plataforma; un área central, desde Acema Casma hasta Pirital, que corresponde a una zona de cabalgamientos.

2.2.2. Ubicación geográfica de los campos Zapatos – Mata R

Los campos Zapatos – Mata R esta ubicado en la región centro – oriental del estado Anzoátegui, a unos 50 kms al sur este de la ciudad de Anaco, aproximadamente entre los meridianos $63^{\circ}58'00''$; $64^{\circ}13'00''$ y los paralelos $9^{\circ}12'00''$; $9^{\circ}23'00''$, desde el punto de vista geológico se encuentra ubicado en la Cuenca Oriental de Venezuela, en el flanco sur de la subcuenca de Maturin, en la parte norte del Area Mayor de Oficina (AMO). Figura 2.2.

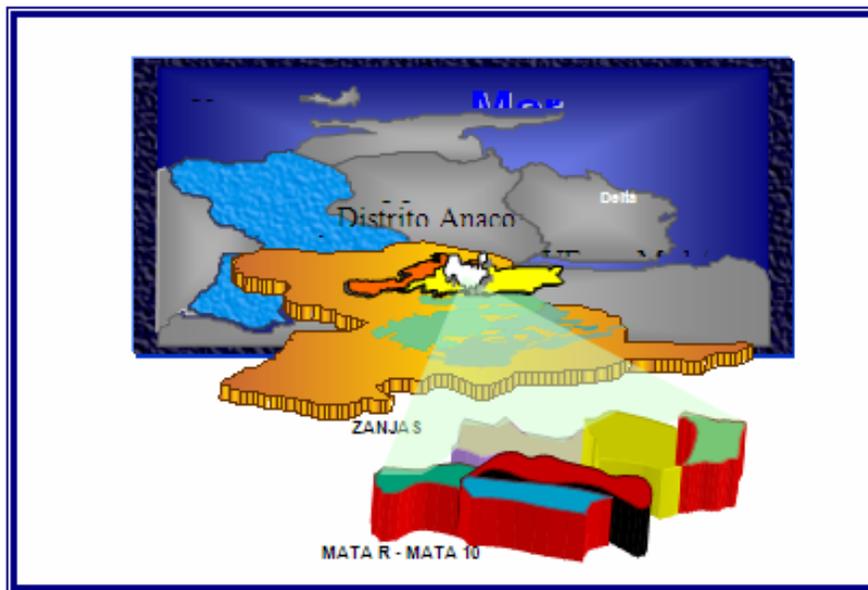


Figura 2.2. Ubicación geográfica de los campos Zapatos Mata R^[5]

2.2.3. Ubicación del Área Mayor de Oficina (AMO).

Se encuentra ubicada en la Cuenca Oriental de Venezuela, subcuenca de Maturín. Posee una extensión superficial de 14.500 km² aproximadamente.

Esta limitada al este por una línea rumbo NNO, entre el extremo occidental del Campo Oritupano hacia el sur y el campo Onado al norte; al sur por una línea este – oeste situada al sur de los campos Melones, Miga y Yopales sur; al oeste por el campo Budare y al Noroeste y norte, por el corrimiento de Anaco entre los campos El Toco y Guario.^[6]

2.2.3.1. Estructura

La estructura de AMO se caracteriza por la presencia de homoclinales suaves (estratos que se inclinan todos en la misma dirección y con el mismo ángulo)

inclinados hacia el norte – noreste, con varias fallas normales con rumbo entre este - oeste, este – noreste y otras varias hacia el sur.

2.2.3.2. Estratigrafía

La columna estratigrafica esta constituida por las siguientes formaciones: Mesa, Las Piedras, Freites, Oficina y Merecure. Figura 2.3

Las principales formaciones productoras del área son Merecure y Oficina. Esta área posee alrededor de 120 arenas diferentes con espesores variables entre 3 pies y 90 pies.

A. Formación Oficina

Ha sido dividida en tres intervalos que son Oficina Superior, Media e Inferior y la nomenclatura para las arenas del intervalo se inicia desde la A – O en el tope de Oficina hasta la U – 1L en la parte basal de la misma.

Posee areniscas lenticulares, pero se extienden por grandes distancias, facilitando la correlación de la cuenca. Se le atribuye una edad Mioceno Medio. En términos generales, las arenas de la Formación Oficina presentan espesores entre 10 y 80 pies. La Formación Oficina tiene unos 4979 yacimientos productores de hidrocarburos, distribuidos en más de 53 campos del distrito Anaco.^[7]

EDAD (Ma)	FORMACIÓN	DESCRIPCIÓN
PLEISTOCENO (1,8)	MESA	Areniscas, limos y arcillas. <i>Ambiente continental</i>
PLIOCENO (3,7)	LAS PIEDRAS	Areniscas, limolitas, lutitas y lignitos. Ambiente continental con trazas de chert y dolomita
MIOCENO SUPERIOR (7,1)	FREITES	Lutitas gris verdosa intercaladas, en la sección basal con areniscas de granos finos. En la parte media presenta arenas pobremente
MIOCENO MEDIO (6,0)	O F I C I N A	A-B-
		D-E-F-G
		H-I-J-K
		L-M-
		O-P-Q
		R-S
MIOCENO INFERIOR (5,1)	T-U1	Alternancia monótona de areniscas con hidrocarburo y lutitas, con abundancias de lignitos de poco espesor pero de gran extensión lateral.
MERECURE (U2-U10)	Areniscas-masivas, intercaladas con capas de lutitas Ambiente Fluvial.	
OLIGOCENO (12)		

Figura 2.3. Columna estratigráfica de AMO ^[6]

A. 1. Descripción de las Arenas Productoras

▪ Arena L

Las arenas que conforman la unidad L son areniscas finas, limpias, masivas con pocas estructuras sedimentarias de tipo tabular o planas con una organización tabular de tipo coarsening up (granocreciente) que pueden indicar presencia de barras de desembocadura asociadas a los complejos de barras playeras costeras. Las arenas bioturbadas presentan una fuerte y esporádica actividad biológica de tipo ambiente costero confinado, protegido (ciénaga) y poco profundo.

• Yacimiento ZG – 303 / Arena L0L1

Es un yacimiento de petróleo con una capa de gas condensado, CCPO a 11.010 pies, estimado bajo el nivel del mar, y el entrapamiento es de tipo estratigráfico – estructural. Oficialmente se encuentra delimitado por la falla de Mata R al sur y al oeste, al norte por un límite de roca y un contacto CAPO a –11.250 pies. El yacimiento inicio su vida productiva en el año 1957, tiene porosidades entre 11 – 13%, permeabilidades entre 50 – 80 md y espesor de 15 pies de arena neta con hidrocarburo.

El ambiente sedimentario se interpreta como un complejo de barras costeras y playeras construidas por procesos costeros activos como oleajes o derivas costeras de forma alargada en la dirección NO – SE.

• Yacimiento MVR – 64 / Arena L2U

Constituye un yacimiento de petróleo con capa de gas condensado con CCPO a –10.000 pbnm, se encuentra delimitado por la falla de Mata R al sur, al norte por un

CAPO a -10.590 pbnm y por límites estratigráficos al este y oeste. El entrapamiento es de tipo combinado estratigráfico – estructural.

El ambiente de depositación interpretado es un complejo de barras costeras y playeras construidas por procesos costeros activos como el oleaje o deriva costera de forma alargada en la dirección NO – SE. Este yacimiento tiene porosidades entre 13 – 15%, permeabilidades entre 150 – 300 md, saturación de hidrocarburos de 76% y espesor de 18 pies de arena neta con hidrocarburos.

- **Arena M**

- **Yacimiento ZM – 311 / Arena M1U**

Es un yacimiento de gas condensado con zona de petróleo, delimitado por una falla normal al este y al sur del yacimiento con un desplazamiento de 450 pies aproximadamente, un límite de roca al oeste y un contacto agua – petróleo original a 11.140 pies bajo el nivel del mar, al norte también tiene un contacto condensado petróleo original a 10.780 pies bajo el nivel del mar.

- **Yacimiento MVR – 1 / Arena M3U**

Corresponde a un yacimiento de gas condensado no volumétrico de gran extensión, con reservas iniciales de 16,002 BN y 132.210 MMPCNG. Esta representado geológicamente por una arenisca de grano fino a medio de aproximadamente 35 pies de espesor poroso permeable, que presenta intercalaciones de lutitas. El entrapamiento de los hidrocarburos es de tipo estructural – estratigráfico y viene dado por una falla normal al sur y este, un contacto GCAO a -11.025 pies bnm al norte del yacimiento y un límite de roca al oeste.

Sedimentologicamente este intervalo esta constituido por barras de playa con depósitos de ambiente de tipo transicional - costero.

- **Arena R**

- **Yacimiento ZG – 317 / Arena R3**

Es un yacimiento de petróleo con una capa de gas condensado, CCPO a – 12.200 pies (estimado), y el entrapamiento es de tipo estratigráfico - estructural. Oficialmente se encuentra delimitado al sur, este y al oeste por un limite de roca, al norte por sistema de fallas normales y un CAPO a –12.300 pies (estimado bajo el nivel del mar). Presenta valores de porosidad de 13%, permeabilidad de 61 md, saturación de hidrocarburos de 84%.

- **Yacimiento ZM – 312 / Arena R4U**

Es un yacimiento de petróleo liviano, que se encuentra delimitado al sur y al este por la falla de Mata R, por la falla mayor de Zulus al norte y al oeste por un límite de roca. Su entrapamiento es de tipo estratigráfico – estructural.

La arena R4U se presenta como una típica barra de desembocadura con su tendencia coarsening up (granocreciente) en su parte inferior, donde se desarrollan las propias barras y bocas costeras de desembocadura y su tendencia fining up (granodecreciente) en la parte superior de la arena, típica de canales fluviales apilados. La localización se encuentra en este yacimiento conformado por rellenos de canal distributivo donde alcanza un espesor de 25 pies, con valores de porosidad entre 14 – 16 %, y permeabilidades entre 10 – 60 md.

- **Arena S**

Esta compuesta de dos lentes arenosos S3U y S3L, las cuales están desarrolladas en zonas distintas del área y no se comunican entre ellas.

- **Yacimiento ZG – 304 / Arena S3U**

Es un yacimiento de petróleo liviano y zona de condensado, el entrapamiento es de tipo estructural – estratigráfico, viene dado por un límite de roca al sur y al este del yacimiento, un contacto agua – petróleo original estimado al norte a 12.456 pbm y al oeste se encuentra delimitado por un límite de roca y una falla normal.

Geológicamente esta representado por acumulaciones verticales tipo “barras” en la cual se observan importantes variaciones laterales de facies. De acuerdo a evaluaciones petrofísicas se deduce una porosidad efectiva de 11% promedio, permeabilidades alrededor de 120 md y saturaciones de agua en el orden de 15%. La localización se encuentra en este yacimiento conformado por rellenos de canal distributivo donde alcanza un espesor promedio neto de hidrocarburo de 14 pies.

2.3. Agua de Formación

En la mayoría de los pozos productores existen gran cantidad de aguas de formación entrapada originalmente en los espacios porosos de la roca, originado por un proceso geológico ocurrido durante muchos años de deposición de sedimentos, donde sus características van a depender del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, el gradiente hidráulico, los elementos solubles de la roca asociada, la movilidad de los elementos químicos disueltos y la magnitud del intercambio iónico o reacción química de los constituyentes.

El agua de formación se define como el agua que se encuentra naturalmente en las rocas y está presente en ellas inmediatamente antes de la perforación de un pozo. Esta agua ha podido tener diferentes orígenes y ser clasificadas como aguas marinas, intersticiales, etc.^[8]

2.3.1. Clasificación de las aguas

De acuerdo al carácter genético del agua y dependiendo de su historia, las aguas del subsuelo pueden ser divididas en tres clases: meteóricas, connatas y juveniles.

- Aguas meteóricas: geológicamente, las aguas meteóricas son aquellas de reciente contacto con el ciclo hidrológico, su edad es menor a la edad de la roca que la contiene. Aquí se incluyen el agua de los océanos, el agua evaporada en la atmósfera, agua de lluvia y de nieve, aguas superficiales y agua de subsuelo en movimiento. Químicamente las aguas meteóricas se caracterizan por presentar bajas concentraciones de sólidos disueltos (menores a 10.000 ppm); normalmente estas aguas poseen cantidades considerables del ion bicarbonato.
- Aguas connatas: son aquellas que han formado parte del ciclo hidrológico por una cantidad considerable de tiempo geológico; aguas formadas al mismo tiempo que las rocas que las contienen. Esta agua no circula, pero se mueven a través de los sedimentos como parte del proceso de compactación y migración.

- Aguas juveniles: son aquellas que ascienden desde el manto de la tierra y nunca han formado parte del ciclo hidrológico, son difíciles de identificar con precisión.

2.3.2. Métodos para caracterizar las aguas

2.3.2.1. Método de Sulin

Este sistema de clasificación fue propuesto en 1946 por el ruso V. A. Sulin, el cual relaciona el significado geológico de las aguas. Este método divide las aguas meteóricas y connatas, de acuerdo a su composición química expresada en porcentajes miliequivalentes por litros (%meq/lts).^[8]

Este método de clasificación se fundamenta en lo siguiente:

Para aguas meteóricas se cumple que:

$$\text{Meq. Na}^+ / \text{Meq. Cl}^- > 1 \quad (\text{Ec. 2.1})^{[8]}$$

Y las que pertenecen al tipo bicarbonato de sodio cumplen con la siguiente relación:

$$\text{Meq. (Na}^+ - \text{Cl}^-) / \text{Meq. SO}_4^{=} > 1 \quad (\text{Ec. 2.2})^{[8]}$$

Las aguas connatas contienen pocos sulfatos y bicarbonatos; prácticamente el único anión es el cloruro, por lo que se tiene:

$$\text{Meq. Cl}^- = \text{Meq. Na}^+ + \text{Meq. Ca}^{++} + \text{Meq. Mg}^{++} \quad (\text{Ec. 2.3})^{[8]}$$

$$\text{Meq. Cl}^- - \text{Meq. Na}^+ = \text{Meq. Ca}^{++} + \text{Meq. Mg}^{++} \quad (\text{Ec. 2.4})^{[8]}$$

Para aguas connatas se cumple la siguiente ecuación:

$$\text{Meq. Na}^+ / \text{Meq. Cl}^- < 1 \quad (\text{Ec. 2.5})^{[8]}$$

Además las que pertenecen al tipo cloruro de calcio cumplen la siguiente relación:

$$\text{Meq. (Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Meq. Mg}^{++} > 1 \quad (\text{Ec. 2.6})^{[8]}$$

Y las que pertenecen al tipo cloruro de magnesio cumplen la relación:

$$\text{Meq. (Cl}^- - \text{Na}^+) / \text{Meq. Mg}^{++} < 1 \quad (\text{Ec. 2.7})^{[8]}$$

En la tabla N° 1 engloba la clasificación de Sulin en forma general.

Tabla N° 1. Clasificación de Sulin

Clase	$\text{Na}^+ / \text{Cl}^-$	Parámetro	Tipo
Meteórica	> 1	$(\text{Na} - \text{Cl}) / \text{SO}_4 > 1$	Bicar. de sodio
		$(\text{Na} - \text{Cl}) / \text{SO}_4 < 1$	Sulf. de sodio
Connata	< 1	$(\text{Cl} - \text{Na}) / \text{Mg} > 1$	Clor. de calcio
		$(\text{Cl} - \text{Na}) / \text{Mg} < 1$	Clor. de magnesio

2.3.2.2 Método gráfico de Stiff

El sistema de caracterización de Stiff propuesto en 1951 está basado substancialmente en las relaciones de concentración propuesta por Sulin con la diferencia de que este sistema le asigna a las relaciones de concentración una figura característica en forma de estrella que permite identificar visualmente la composición química, la tendencia y distribución de aguas meteóricas y connatas. Es considerado como un método sencillo y de cómoda representación gráfica.

Consiste en la construcción de cuatro líneas equidistantes paralelas a modo de crear diez divisiones con una vertical central de valor cero para escala lineal (figura 1.4), uno para escala logarítmica y cinco divisiones a la derecha e izquierda respectivamente.

En la porción izquierda se representan los iones positivos o cationes (Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} y Fe^{++}) y en la porción derecha los iones negativos o aniones (Cl^- , HCO_3^- , SO_4^{--} y CO_3^{--}) en Meq./lts.

Luego los puntos que representan los aniones y cationes se unen con líneas continuas formando de esta manera un polígono que formara la estrella característica para la muestra de agua de formación analizada.

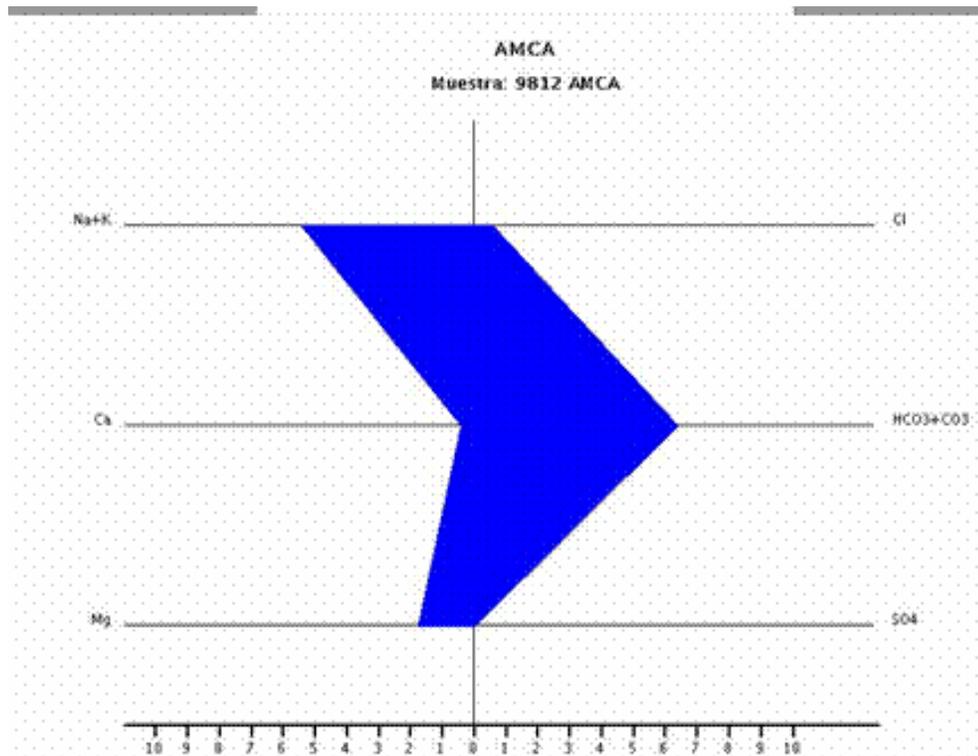


Figura 2.4. Diagrama de Stiff^[9]

2.3.3 Tendencia del agua de formación

2.3.3.1. Agua agresiva

Se define como un agua que tiende a provocar precipitaciones de carbonato de calcio.

2.3.3.2 Agua incrustante

Se define como un agua que tiende a inducir la disociación de ácidos, es decir, aquella que se incrusta en los iones.

2.3.3.3 Agua corrosiva

Se define estrictamente como un agua que ataca a superficies metálicas. El hecho que un agua sea agresiva potencia su acción corrosiva aunque para ello intervienen diversos factores adicionales. De la misma manera un agua equilibrada al carbonato de calcio puede ser aun corrosiva con respecto a los metales.^[7]

2.4 Problemas relacionados con el manejo de agua

Los problemas que envuelve el uso de agua son causados en su mayoría por constituyentes disueltos en el agua y por sólidos en suspensión y los principales son: incrustación, corrosión.

2.4.1. Incrustación o escalas

La american society for testing of materials [ASTM] define incrustación como un tipo específico de deposito inorgánico formado a partir de una solución acuosa directamente en contacto con una superficie confinada. En general, mantiene su forma inicial cuando se trata de remover por medios mecánicos. Usualmente es cristalina y densa, frecuentemente laminada y ocasionalmente de estructura columnar.

2.4.1.1. Origen de las incrustaciones

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio [Ca^{+2}] y magnesio [Mg^{+2}]. Con

frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [Ba^{+2}] y estroncio [Sr^{+2}]. En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/l. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagenesis (proceso de transformación de la roca hasta consolidarse como roca sedimentaria) de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en si mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas.

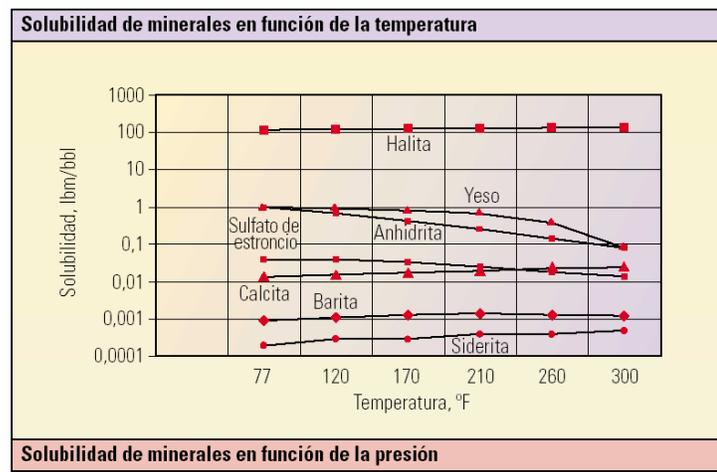


Figura 2.5. Solubilidad de minerales en función de la temperatura^[11]

En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7.000 Lpc [48 Mpa] de disminución de la presión.

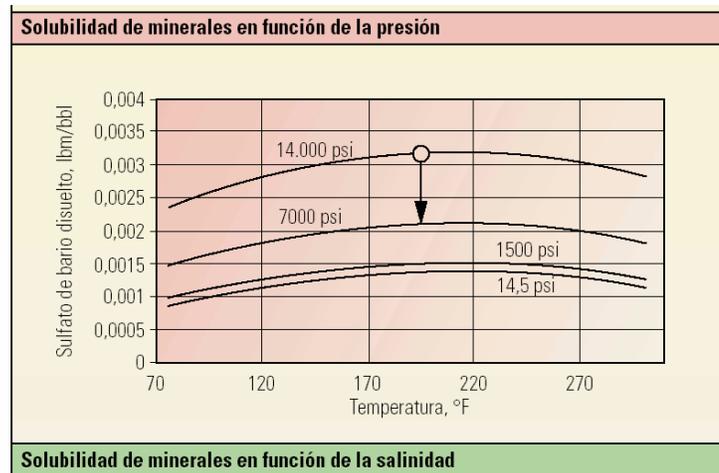


Figura 2.6. Solubilidad de minerales en función de la presión^[11]

2.4.1.2. Características de las incrustaciones

- No es un material puro debido a diferencias en composición y características físicas.
- Su color puede variar desde el blanco hasta el negro.
- Puede ser una masa homogénea, o formadas por capas o bien por distintas áreas distribuidas a lo largo de la masa.
- Pueden ser duras y frágiles y suaves en textura.
- Sus características físicas reflejan la composición y la forma en que se formó.

- Mayormente formadas por minerales de baja solubilidad, como: carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, carbonato de hierro, sales de magnesio y sílice (poco común).
- La mayoría de los depósitos contienen una mezcla de incrustaciones, una de las cuales usualmente es predominante. ^[10]

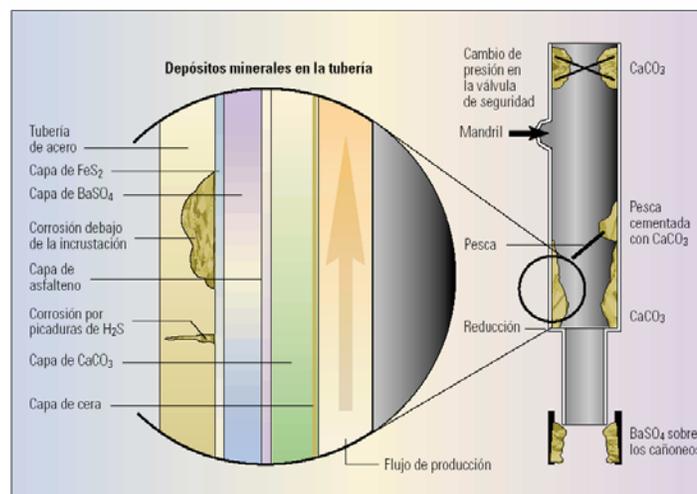


Figura 2.7. Formación de la incrustación ^[11]

2.4.1.3. Factores necesarios para la deposición de escalas

Para que un compuesto cristalice sobre una superficie requiere cuatro factores simultáneos:

A) Supersaturación

Es la condición donde la concentración de sal excede su solubilidad en agua, causando un cambio en el equilibrio, ocurre principalmente debido a fluctuaciones de

pH, cambios de temperatura y cambios en la concentración de los iones. Existen dos estados de supersaturación que difieren de acuerdo al material y dependen de la concentración y la temperatura.

B) Nucleación

Es el inicio de la formación del precipitado y puede ser de dos tipos:

- **Nucleación homogénea:** ocurre espontáneamente y es causada por alto grado de supersaturación de las especies presentes en el agua.

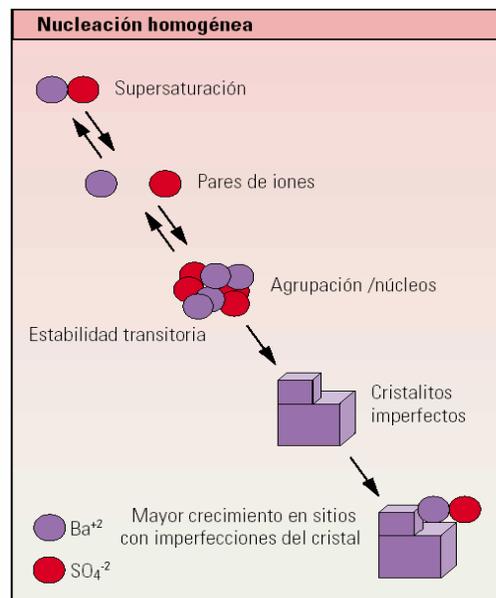


Figura 2.8. Nucleación homogénea ^[11]

- **Nucleación heterogénea:** ocurre cuando partículas extrañas propician la formación de escalas. (sólidos suspendidos, productos de corrosión, puntos de corrosión, puntos de soldaduras, codos, superficies rugosas, etc.).^[11]

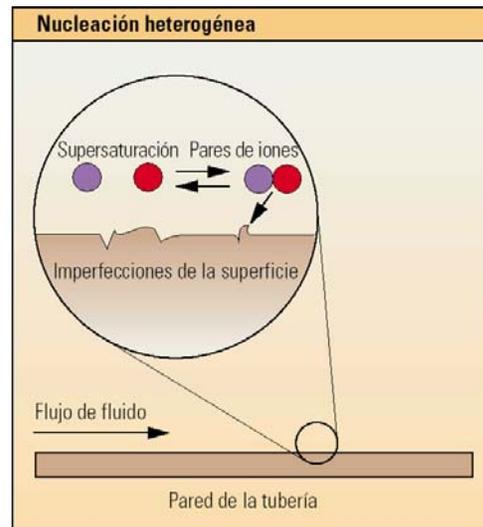


Figura 2.9. Nucleación heterogénea ^[11]

C) Tiempo adecuado de contacto

Luego de ocurrir la supersaturación y la nucleación se requiere suficiente tiempo de contacto entre la solución y los sitios de nucleación; el tiempo requerido para la formación de escala puede variar desde segundo a muchos años, dependiendo del grado de supersaturación, el tipo de escala que este formando, el tipo de nucleación, temperatura, pH, agitación y otros factores.

D) Dureza en la escala

Cuando la escala está inicialmente precipitando, especialmente si la deposición es rápida, exhibe una estructura relativamente porosa que puede ser removida fácilmente con pequeños esfuerzos mecánicos. Una deposición lenta compacta las capas de escala. Una escala de formación reciente puede ser removida con facilidad, mientras que una escala con cierto tiempo de formada tiende a endurecerse, se vuelve densa, más adherente y se dificulta su remoción. ^[12]

Los factores básicos que afectan la deposición de escalas fueron ya discutidos, sin embargo existen otros factores como:

pH del sistema: las fluctuaciones del pH influyen directamente en la deposición de escalas. Un alto pH propicia la deposición de las sales presentes, un bajo pH acelera el proceso de corrosión y crea sitios propicios de nucleación.

Aumento de temperatura: muchos de los minerales formadores de escalas muestran un comportamiento de solubilidad inverso a la temperatura, por ejemplo el carbonato de calcio y el fosfato de calcio. Un aumento de la temperatura aumenta la supersaturación de estos componentes en el agua.

Velocidad de flujo: bajas velocidades de flujo, 2 pies/seg, propician la sedimentación debido a la lentitud, lo cual unido a las rugosidades de las tuberías crean lechos de escalas.

Factores hidrodinámico: esto involucra las caídas de presión por presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, los cambios de nivel en una corriente de fluido e irregularidades en las superficies de flujos.

Corrosión: este factor incrementa el potencial de formación de escala porque incrementa las rugosidades y por tanto los sitios de nucleación. La combinación escala – productos de corrosión, crea un lecho abstracto bastante adherentes.

Diseño de sistemas y su operación: sistemas de diseño pobre acarrear bajas velocidades de flujo, ensuciamiento, actividad microbiológica, altas temperaturas, corrosión y aumento en la deposición.

Efecto del ión competente: ciertos iones son capaces de formar pares iónicos solubles que disminuyen el potencial de deposición de ciertas escalas. Por ejemplo, el magnesio puede formar un par soluble con el fosfato disminuyendo el potencial de escala de sulfato de calcio. Por otro lado el calcio puede formar su par con el silicato disminuyendo el potencial de silicato de magnesio.

Sólidos totales disueltos: alta cantidad de TDS incrementa la solubilidad de las sales formadoras de escala por lo tanto disminuye la tendencia a precipitar de las incrustaciones.

Sólidos Suspendedos: aumenta el potencial de formación de escala porque aumentan los sitios de nucleación.^[12]

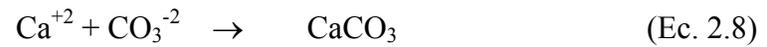
2.4.1.4. Tipos de incrustación

A. Carbonato de calcio (CaCO₃)

El carbonato de calcio o calcita es la incrustación más frecuente encontrada en operaciones petroleras.

Los cristales de carbonato de calcio son grandes, pero cuando la escala es encontrada con impurezas en forma de cristales finamente divididos y aparecen en forma uniforme las incrustaciones de carbonatos pueden ser cualitativamente identificadas por la adición de unas pocas gotas de ácido mineral. El desprendimiento de un gas inodoro indica su presencia, pero no identifica la escala como un carbonato de calcio, de allí que se requieran pruebas adicionales para identificar el calcio.

La deposición de escalas de carbonato de calcio resulta de la precipitación de carbonato de calcio de acuerdo a la siguiente reacción: ^[13]



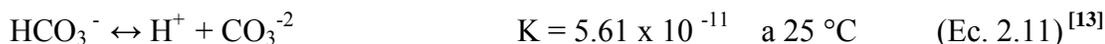
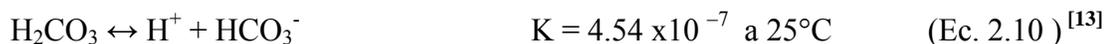
La solubilidad del carbonato de calcio en agua destilada a 25 °C, a una presión parcial de CO₂ de 3,2 x 10⁻⁴ atm, es 0,053 g/1.000g de agua, lo cual representa una solubilidad muy baja.



Figura 2.10. Incrustación de Carbonato de Calcio ^[11]

- **Factores que influencia la solubilidad del CaCO₃**
- **Efecto del CO₂**

La presencia de CO₂ incrementa la solubilidad del CaCO₃ en el agua. Cuando el CO₂ se disuelve en el agua se forma ácido carbónico, el cual se disocia según:



Como se puede observar a través de las constantes de disociación que la de la ecuación 2.11 es muy pequeño por tan solo una pequeña cantidad de iones bicarbonato se disocian en $\text{H}^+ + \text{CO}_3^{2-}$.

La precipitación de carbonato de calcio se puede observar en la siguiente reacción: ^[13]



El principio de Le' Chatelier dice que: "cualquier cambio en las variables de un sistema en equilibrio, produce una evolución en dicho sistema tendiente a contrarrestar el cambio impuesto". Por este principio se ve en la ecuación 2.12, que si se aumenta la concentración de CO_2 , la reacción se desplaza hacia la izquierda, disminuyendo la concentración de CaCO_3 por formación de más bicarbonato de calcio y por lo tanto, si se disminuye la concentración de CO_2 , el sistema reaccionará aumentando la cantidad de CaCO_3 precipitado por desplazamiento de la reacción a la derecha.

- **Efecto de la temperatura**

La temperatura es otro de los factores que influyen en la solubilidad de carbonato de calcio. Un incremento en la temperatura disminuye la solubilidad del

carbonato de calcio. Debido a que este comportamiento es diferente a la mayoría de las otras sales se le ha llamado solubilidad invertida.

En general, el decrecimiento en la solubilidad debido a una disminución de la presión parcial del CO_2 es menor que el incremento de solubilidad causado por una disminución de la temperatura.

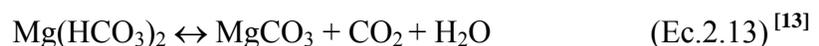
- **Efecto de sales**

La presencia en la solución de sales, las cuales no contengan un ión común (ión calcio o ión carbonato) tiene influencia sobre la solubilidad del carbonato de calcio porque las sales incrementan la fuerza iónica de la solución, la cual tiene efecto sobre el coeficiente de actividad de los iones calcio y bicarbonato.

B. Carbonato e hidróxido de magnesio

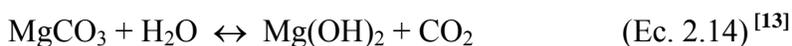
Otra de las sustancias que se depositan a partir del agua en forma de escala o lodo es el carbonato de magnesio. Como se puede esperar la solubilidad del carbonato de magnesio está influenciada por los mismos factores que influyen en la solubilidad del carbonato de calcio.

El bicarbonato de magnesio se descompone en solución para dar carbonato de magnesio sólido, dióxido de carbono y agua.



Así como para el carbonato de calcio, la solubilidad del carbonato de magnesio decrece cuando decrece la presión parcial del dióxido de carbono y decrece al incrementar la temperatura también muestra un comportamiento similar con respecto al efecto de iones diversos

A temperaturas cercanas al punto de ebullición del agua, algo del carbonato formado se descompone de acuerdo a la ecuación:



Y el agua deposita incrustaciones de hidróxido de magnesio o brucita. La solubilidad del hidróxido de magnesio decrece cuando incrementa la temperatura. Las aguas que contienen iones calcio, magnesio y carbonato tienden a precipitar carbonato sobre temperaturas de 82°C; por encima de esta temperatura el Mg(OH)₂ comienza a precipitar.

C. Sulfato de calcio (CaSO₄)

El sulfato de calcio o yeso es otro de los sólidos frecuentemente depositados en los campos petroleros, generalmente precipita directamente sobre la superficie del metal.

Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio, así que la escala formada generalmente es más dura y densa que la formada por los carbonatos.

Así mismo, las incrustaciones formadas por sulfato no esfervecen en presencia de ácidos minerales, por lo tanto no pueden ser removidas por ellos a temperaturas normales.

La precipitación del sulfato de calcio puede ser expresada como:



Y su producto de solubilidad está dado por:



El Kps es un número que varía con la temperatura y la concentración de iones comunes en la solución, pero no es apreciablemente afectado por la presión encontrada en operaciones de campo.

D. Sulfato de bario (BaSO₄)

Una de las sustancias más insolubles formadas a partir del agua y una de las más difíciles de remover es el sulfato de bario y se forma por reacción entre el ión bario y el ión sulfato como se muestra en la ecuación:



Son incrustaciones duras, sumamente resistentes tanto al tratamiento químico como mecánico. En ocasiones se tiene que, además de suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.

E. Depósitos de hierro

El hierro puede estar presente en el agua de dos maneras: como hierro natural o como producto de corrosión, la precipitación de compuestos de hierro a partir de uno de estos orígenes puede formar escala sobre a superficie del metal o permanecer en el agua como una suspensión coloidal. El agua que contiene oxido de hierro coloidal (Fe_2O_3) tiene color rojo y generalmente es llamada agua roja; el agua que contiene sulfuro ferroso (FeS) tiene color negro y se le conoce como agua negra.

La presencia de sulfuro de hidrógeno en la producción de petróleo o gas, acompañado por agua, generalmente resulta en corrosión con la formación de escalas de sulfuro de hierro las cuales pueden ser: kansita (Fe_9S_8), pirrotita ($\text{Fe}_{0.875}\text{S}$), pirita (FeS_2). El contenido de oxígeno en el agua puede corroer el hierro resultando en la formación de hidróxido ferroso hidratado o hidróxido férrico hidratado. Las incrustaciones de bicarbonato ferroso pueden ser formadas en la corrosión del hierro por aguas con contenido de CO_2 .

F. Yeso

Salvo en casos excepcionales de aguas muy sulfatadas, no es normal encontrar incrustaciones de yeso en los pozos, ya que su solubilidad es alta y aunque disminuye al aumentar la temperatura, no son de esperar cambios importantes de ésta en los pozos.

La precipitación de yeso es más favorable en tuberías, especialmente de refrigeración.

G. Sílice

Tampoco son frecuentes las incrustaciones duras de sílice ya que los cambios de temperatura en el pozo son despreciables. No obstante, este tipo de incrustaciones puede aparecer con aguas sobresaturadas o aparecer como silicatos atrapados en las incrustaciones carbonatadas.

Generalmente la sílice aparece atrapada en otras incrustaciones y no es de precipitación química.^[14]

2.4.1.5. Predicción de la formación de incrustaciones

En la mayoría de las operaciones de campo es importante predecir la tendencia del agua a formar incrustaciones, de allí que se han desarrollado métodos a partir de cálculos de solubilidad que permiten predecir la tendencia del agua a formar algunas incrustaciones.

A. Método de Stiff y Davis

En 1952, Stiff y Davis proporcionaron un método de predicción de la tendencia de las aguas de formación a precipitar carbonato de calcio (CaCO_3), fenómeno causado por un desplazamiento del equilibrio carbónico, dióxido de carbono en presencia de calcio y magnesio. Para determinar el índice de estabilidad, usaron la siguiente ecuación ^[15]

$$IS = pH - [K + pCa^{+2} + pAlk] \quad (\text{Ec. 2.18})$$

Donde:

IS: Índice de Estabilidad

pH: pH actual del agua.

K: constante empírica función de la solubilidad, composición, fuerzas ionicas y temperatura del agua. Anexo “M”

pCa^{++} : menos logaritmo de la concentración de los iones calcio (moles/l)

pAlk: menos logaritmo de la alcalinidad total, eq/l

Tabla N° 2. Interpretación del Índice de Stiff – Davis^[16]

CASO	CONCLUSIÓN
IS es negativo	El agua no se encuentra saturada con CaCO₃. La formación de incrustaciones es poco probable.
IS es positivo	El agua esta sobresaturada con CaCO₃. Esto indica la formación de incrustaciones.
IS es igual a cero	El agua esta en equilibrio con CaCO₃.

B. Índice de saturación de Langelier

Langelier desarrollo 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^[15]:

$$IS: pH - pHs \quad (Ec.2.19)$$

Donde:

IS: Índice de saturación

pH: pH real del agua problema

pHs: pH si el agua estuviera saturada con $CaCO_3$

$$pHs = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad (Ec.2.19.1)$$

$$A = 13,12 \times \log (^\circ C + 273) + 34,55$$

$$B = (\log [\text{sólidos disueltos (mg/L)}] - 1)/10$$

$$C = \log [Ca^{2+} \text{ (mg/L como } CaCO_3)]$$

$$D = \log [\text{alcalinidad total (mg/L como } CaCO_3)]$$

Tabla N° 3. Índice de saturación de Langelier^[16]

CASO	CONCLUSIÓN
IS es negativo	El agua es corrosiva y disolverá las incrustaciones de carbonato de calcio.
IS es positivo	El agua esta sobresaturada y puede precipitar $CaCO_3$.

C. Índice de estabilidad de Ryznar

Este índice no sólo indica la tendencia de un agua para precipitar carbonato de calcio (o la corrosividad si se satura con O_2), sino también estima semi –

cuantitativamente la cantidad de incrustaciones que puede formarse o la severidad de la corrosión. ^[14]

$$IS = 2pH_s - pH \quad (\text{Ec. 2.20})^{[15]}$$

Donde el pH_s , se calcula por la ecuación 2.19.1

Tabla N° 4. Índice de estabilidad de Ryznar^[16]

CASO	CONCLUSIÓN
IS es < 6,5	Formación de incrustaciones de CaCO₃.
IS es > 6,5	El agua es corrosiva

2.4.1.6. Prevención de incrustaciones

La formación de escala puede ser prevenida por medio de la remoción de los sólidos disueltos. Los procedimientos de tratamiento varían con la naturaleza de los sólidos indeseables, el volumen de agua a ser tratada y el uso final que se le dé a ésta. La mayoría consiste en suprimir o eliminar los factores que pudiesen causar nucleación y por ende la formación de incrustaciones, estos van desde la separación de los sólidos suspendidos hasta el intercambio iónico para separar los iones que causan las incrustaciones. ^[10]

A. Métodos preventivos

A.1. Tratamiento químico

La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan pocos efectivos o es muy costoso transportarlos. Los productos químicos utilizados en este tipo de tratamiento se conocen como inhibidores de incrustación. Estos inhibidores son compuestos que bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. La mayoría son compuestos de fosfonato: polifosfonatos inorgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la formación de incrustación minerales mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos. Los tratamientos más comúnmente empleados en la industria petrolera para la aplicación de los inhibidores son:

- **Tratamiento por tapones o inyección por carga:** se inyecta un volumen conocido de inhibidor diluido en gasoil o kerosene a través de la tubería de producción, para ello es necesario interrumpir la producción del pozo. Una de las precauciones que debe ser tomada en cuenta al aplicar este método de inyección es la de asegurar que el inhibidor alcance el fondo de la tubería de producción. Los principales aspectos que deben ser considerados de este tipo de tratamiento son: nivel de fluidos en el pozo, frecuencia del tratamiento, persistencia de la película de inhibidor, presión de fondo de pozo y pérdidas de producción debido a los ciclos de tratamiento.

- **Tratamiento o inyección continua:** como lo sugiere su nombre volúmenes continuos del inhibidor se inyectan en la tubería, reponiendo continuamente la película protectora. Esta técnica es la más usada en el Area Mayor de Anaco para la aplicación de químicos.^[4]

Técnicas químicas

Remoción de incrustaciones con productos químicos. Se utiliza HCl para remover los carbonatos que se pueden disolver con facilidad en este ácido. Las incrustaciones duras de sulfatos se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes (compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo).

El ácido ethylenediamenetetraacético (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química, disuelve y quelatiza el CaCO_3 y además es capaz de romper el ciclo de reprecipitación. Aunque son más costosos y más lentos comparados con el HCl se han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y barrio.

El U104, es otro agente quelatizante basado en un disolvente EDTA; especial para remover incrustaciones de sulfato de bario y estroncio; también ha resultado efectivo para eliminación de incrustaciones de sulfato y carbonato de calcio.

A.2. Tratamiento mecánico

Se refiere a los métodos donde se aplican herramientas mecánicas (cepillos, cortadores, motor de fondo) para eliminar depósitos minerales, ofrecen una amplia variedad de técnicas aplicables en las tuberías de producción de los pozos y en la formación. Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación.

- **Chequeo mecánico con guaya fina:** es un procedimiento que permite verificar las condiciones mecánicas del pozo para prevenir la formación de incrustaciones; se lleva a cabo, cada cierto tiempo, introduciendo al pozo una herramienta llamada camarita que al descender en la tubería y por efecto de presión se observa una impresión en la herramienta que permite determinar la presencia de algún colapso en la tubería y/o la existencia de incrustación.

- **Métodos mecánicos convencionales**

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas técnicas aplicables en las tuberías de los pozos y en la formación.

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones. Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintas mechas cinceladoras y variadas configuraciones de fresado.

Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el Hydroblast de Halliburton, el cual puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o rellenos, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario. A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavilación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro del fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de

presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de una boquilla. Las burbujas colapsan al chocar contra las incrustaciones, lo cual produce un fuerte (casi explosivo) efecto erosivo.

- **Lechadas abrasivas:** al agregar una pequeña concentración de sólidos, entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran medida su capacidad de atravesar las incrustaciones. Un chorro abrasivo capaz de cortar las incrustaciones sin dañar a la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre los depósitos minerales y el acero subyacente. Una de las principales diferencias reside en que el acero tiene tendencia a falla dúctil, mientras que las incrustaciones son quebradizas.

Las incrustaciones minerales presentan falla quebradiza, de manera que el impacto de una partícula dura fractura las incrustaciones y, en última instancia, produce la desintegración del estrato subyacente. La eliminación de los sedimentos es independiente de la forma de partículas. Si se eligen partículas redondas en lugar de cortantes y angulares se facilita la erosión de las incrustaciones y, al mismo tiempo, se reduce el daño sobre las tuberías de acero.

Abrasivos bolas metálicas (sterling beads): este material ofrece una capacidad erosiva sobre incrustaciones duras y quebradizas, es 20 veces menos erosivo con respecto al acero y no provoca daños en el pozo si se dirige un chorro prolongado sobre un punto determinado. Las partículas abrasivas son esféricas, muy duras y de baja friabilidad; son solubles en ácido y no tóxicas, con lo cual se simplifican las tareas de limpieza.

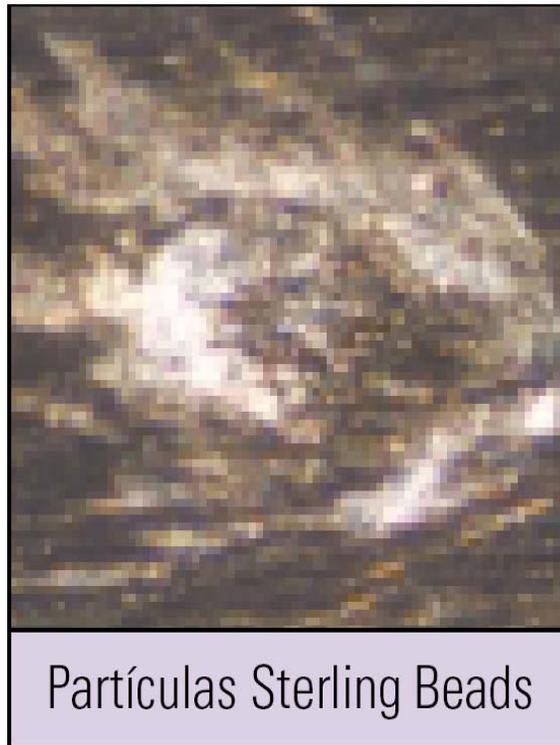


Figura 2.11. Partículas Sterling Beads^[11]

Tabla N° 5. Técnicas aplicadas para la remoción de escalas^[11]

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de -300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destrozan los depósitos frágiles.	Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja—no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota -90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		Sí, si el depósito es soluble.	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.
Herramienta Jet Blaster					
Técnica de remoción de incrustación por explosión	Cabeza de boquilla rotada por dos boquillas apartadas del eje de la herramienta. Freno viscoso controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con amplio radio de limpieza.	
Técnica de explosión de puentes	Motor "Moineau" impulsado por fluidos y cabeza de fresa/chorro. Chorros radiales siguen la fresa piloto.	✓	✓	Indicación positiva de limpieza en la superficie.	El estator del motor es un consumible caro. Límite de -300°F.

B. Métodos correctivos

- **(Coiled tubing) tubería enroscada**

Es un equipo provisto con una unidad de poder hidráulico, que introduce y recobra una línea continua de tubería flexible dentro de un pozo de producción. Se utiliza para la inyección de fluidos, ácido clorhídrico (HCl 15%) a presión que permite la eliminación de la incrustación presente en la tubería.

- **Limpieza mecánica con guaya fina**

Es un procedimiento de limpieza mecánica similar al chequeo mecánico, donde las herramientas utilizadas incluyen cepillos y cortadores utilizados para limpiar la incrustación presente dentro de la tubería de producción.

Como se puede observar las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que inicie el proceso.

Algunos químicos quelatizan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales solo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica. Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales.

Los inhibidores de incrustación son retenidos en la formación de adsorción a las paredes de los poros. La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y ocasionalmente es inusualmente corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos.

La eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor.^[4]

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de Investigación

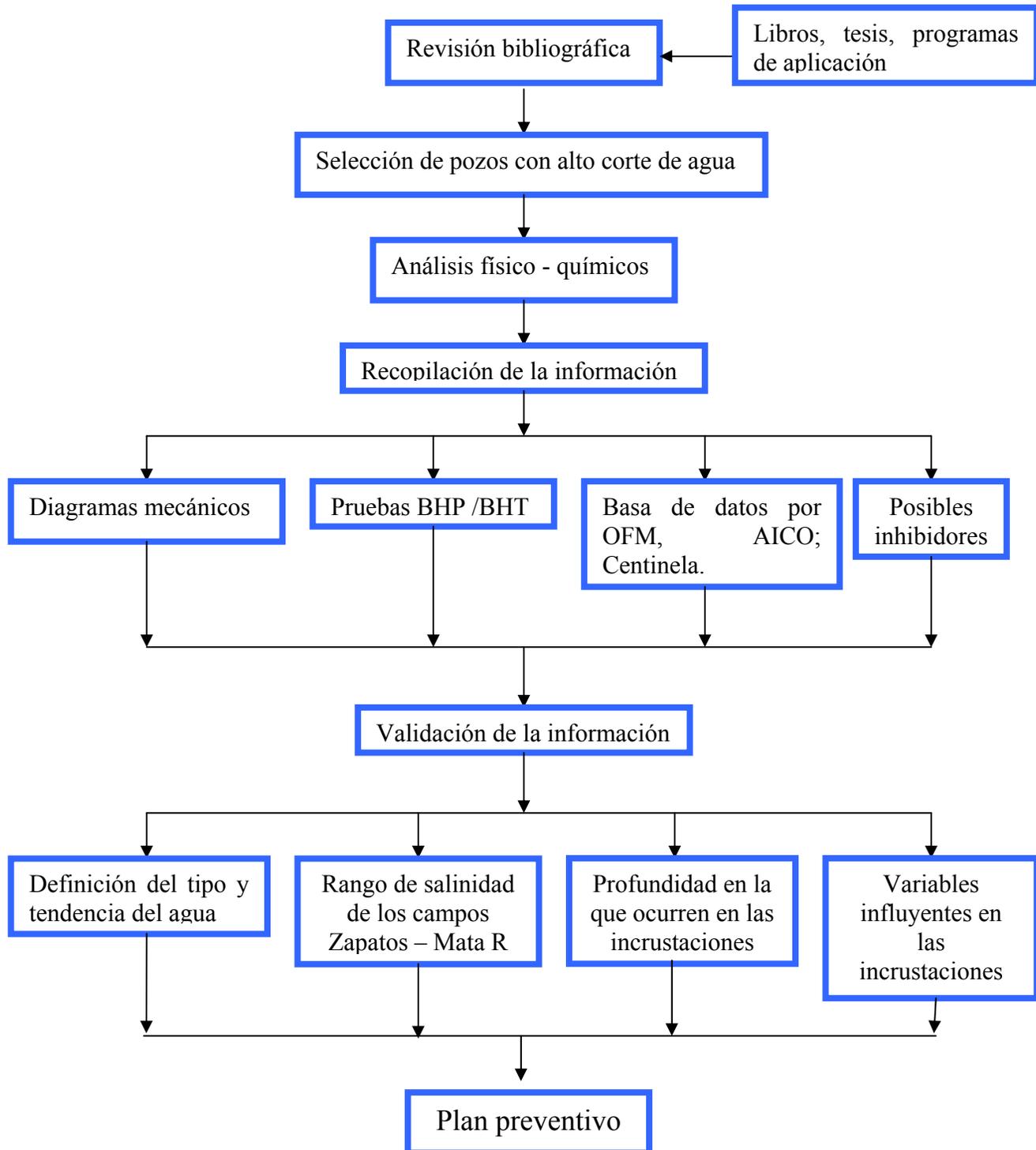
Para obtener resultados de manera clara y precisa es necesario aplicar algún tipo de investigación. Analizando el estudio a desarrollarse, la más aplicable según sus características es una Exploratoria.

Se define como Investigación Exploratoria como aquella que se realiza con el propósito de destacar los aspectos fundamentales de una problemática determinada y encontrar los procedimientos adecuados para elaborar una indagación posterior. Es útil desarrollar este tipo de exploración porque, al contar con sus resultados, se simplifica abrir líneas de averiguación y proceder a su consecuente comprobación.^[17]

Para toda examinación es de importancia fundamental que los hechos y relaciones que establece, los resultados obtenidos o nuevos conocimientos y tengan el grado máximo de exactitud y confiabilidad. Para ello una metodología o procedimiento ordenado que se sigue para establecer lo significativo de los hechos y fenómenos hacia los cuales está encaminado el significado del estudio.

Científicamente la metodología es un procedimiento general para lograr de una manera precisa el objetivo de la averiguación. De ahí, que la metodología en la investigación nos presenta los métodos y técnicas para realizar debidamente la exploración.

3.2. Esquema Metodológico utilizado



3.3. Identificación de los pozos productores activos con alto corte de agua

Para la selección de los pozos perteneciente a los campos Zapatos - Mata R, se procedió a revisar el potencial de producción del mes de marzo y mayo de 2009 (Anexo A).

Tabla N° 6. Potencial de pozos

 UNIDAD DE OPERACIONES DE PRODUCCIÓN																			
CAMPO ZAPATOS "MARZO 2009"																			
NVEL 60 PSI																			
Marzo-09																			
ESTACIÓN	POZO	C	ARENA	YAC	EBPD	%As	BNPD	BAPD	GAS FORMACIÓN (MMPOGD)	GAS LIFT (MMPOGD)	GAS TOTAL (MMPOGD)	RGF (POGEE)	API	RED	PCAB (psi)	PLIN (psi)	EDO	FECHA	OBSERVACIONES
ZEF-7	ZM417	1	JIU	ZM417	7	90	1	7	0,640	0,000	0,640	88520,06	40,4	3/8	140	100	PTN	01-Mar-09	
	ZM333	5	ROU	AG603	11	10	10	1	0,330	0,000	0,330	29490,62	34,4	3/8	180	110	PTN	02-Mar-09	Pozo Deficiente
Sub-Total	2				18		11	8	0,970	0,000	0,970							2	
ZEF-8	ZM318	6	SJU	ZM315	9	80	2	7	1,000	0,000	1,000	108813,99	42,1	3/8	220	110	PTN	02-Mar-09	
	ZM323	2	RILJ	ZM323	42	3	40	1	0,280	0,280	0,560	13432,48	40,7	1/2	140	100	PTL	18-Mar-09	
	ZM324	5	RILJ	ZM324	38	2	37	1	0,970	0,190	1,160	30526,32	31,9	3/4	110	100	PTL	03-Mar-09	
	ZM344	3	RIL	ZM321	147	3	142	4	1,920	0,000	1,920	13082,58	39,5	1/2	500	200	PTN	30-Mar-09	
	ZM343L	1	UZM	ZM306	813	2	797	16	0,820	0,000	0,820	1008,61	31,9	5/8	250	150	PTN	17-Mar-09	
Sub-Total	5				1.049		1.019	30	4,980	0,470	5,460							5	
ZEF-10	ZG333	4	R3	ZG317	18	2	18	0	0,755	0,000	0,755	41944,44	50,1	1/2	200	115	PTN	03-Mar-09	
	ZG342L	1	SJU	ZG304	48	30	34	15	1,140	0,000	1,140	23573,20	55,4	1/2	290	95	CY	15-Abr-09	No se puede probar en estación
	ZG347L	2	S3S	ZG304	28	80	6	22	1,400	0,000	1,400	50000,00	49,0	1/2	315	95	CY	28-Abr-09	
	ZG403	9	LUJML	ZM406	50	0	50	0	0,580	0,140	0,720	14400,00	37,3	3/4	160	120	PTL	02-Sep-09	
Sub-Total	4			144		107	37	3,875	0,140	4,015							1		
ZEF-11	ZG206	6	LO	ZG206	33	80	7	26	0,370	0,280	0,650	19886,97	40,9	1/2	260	110	PTL	03-Mar-09	
	ZG207	4	MEJ	ZG207	29	20	23	6	0,130	0,370	0,500	17241,38	38,5	SR	120	100	PTL	02-Mar-09	
	ZG209	5	HH	ZG252	23	30	16	7	0,530	0,320	0,850	36956,52	-	1/2	170	150	PTL	27-Mar-09	
	ZG210	2	L3L	ZG208	38	80	8	30	0,820	0,200	1,020	26842,11	-	3/8	260	130	PTL	12-Mar-09	
Sub-Total	4			123		54	70	1,850	1,170	3,020							4		
ZEF-14	ZG306	4	RIU	ZG306	45	40	27	18	0,480	0,000	0,480	10807,73	48,0	1/2	320	160	PTN	08-Mar-09	
	ZM489	1	R3M	ZG252	130	35	85	46	0,580	0,000	0,580	4461,54	39,5	3/8	280	170	PTN	03-Mar-09	
	ZM463	3	L2U	ZM463	24	60	10	15	1,400	0,320	1,720	70520,71	37,3	1/2	280	150	PTL	10-Mar-09	
	Sub-Total	3			200		121	78	2,460	0,320	2,780							3	

Donde están reflejados cada una de las producciones de los pozos que se encuentran vigentes para ese entonces. Con este potencial se realizó una pre -

selección por arenas, las arenas de interés son L, M, R, S; ya que según el campo se pueden relacionar fácilmente y a su vez obtener información homogénea.

Con la pre - selección se filtraron los pozos definitivos a trabajar, basándose en su alto corte de agua, fueron seleccionados aquellos pozos que contenían gran cantidad de agua en comparación con los barriles netos producidos y el gas de formación, fijando como patrón que por cada millón de pies cúbicos producidos de gas de formación sólo se obtienen por condensación un aproximado de 3 barriles de agua. Es decir, el alto corte de agua debe provenir del agua de formación que existe en el pozo antes de la perforación y no de la condensación del gas de formación del pozo. A continuación se presenta una muestra de la pre – selección, encontrándose los demás en el Anexo B.

Tabla N° 7. Pre – selección de pozos

ESTACIÓN	POZO	C	ARENA	YAC	BBPD	%Ays	BNPD	BAPD	GAS FORMACIÓN MMPCGD	GAS LIFT (MMPCGD)	GAS TOTAL (MMPCGD)	RGF (PCG/BB)	API	RED	P CAB (psi)	P LIN (psi)	EDO	FECHA
ZEF-11	ZG-206	6	L0L1	ZM-601X	33	80	7	26	0,370	0,280	0,650	19696,97	40,9	1/2	260	110	PTL	03-Mar-09
ZEF-14	ZM-463	3	L2U	ZM-463	24	60	10	15	1,400	0,320	1,720	70520,71	37,3	1/2	280	150	PTL	10-Mar-09
ZEF-11	ZG-210	2	L3	ZM-410	38	80	8	30	0,820	0,200	1,020	26842,11	-	3/8	260	130	PTL	12-Mar-09
ZEF-11	ZG-207	4	M2U	ZG-207	29	20	23	6	0,130	0,370	0,500	17241,38	38,5	S/R	120	100	PTL	02-Mar-09
ZEF-11	ZG-201	7	M3U	ZG-204C	167	70	56	131	1,140	0,000	1,140	6096,26	47,8	3/4	300	290	PTN	10-Mar-09
ZEF-7	ZM-333	5	R0U	AG-603	11	10	10	1	0,330	0,000	0,330	29490,62	34,4	3/8	180	110	PTN	02-Mar-09
ZEF-8	ZM-344	3	R1	ZG-2	147	3	142	4	1,920	0,000	1,920	13082,58	39,5	1/2	500	200	PTN	30-Mar-09
ZEF-11	ZG-253	5	R2U	ZG-251	113	25	85	28	2,110	0,000	2,110	18672,57	58,4	3/8	600	400	PTN	16-Mar-09
ZEF-10	ZG-333	4	R3	MVR-68	18	2	18	0	0,755	0,000	0,755	41944,44	50,1	1/2	200	115	PTN	03-Mar-09
ZEF-14	ZM-459	1	R3	ZG-252	130	35	85	46	0,580	0,000	0,580	4461,54	39,5	3/8	280	170	PTN	03-Mar-09
ZEF-10	ZG-351	1	R3	MVR-68	65	20	52	13	1,251	0,000	1,251	19246,15	40,4	3/8	570	280	PTN	01-Feb-09
ZED-7	ZG-305	4	R3	MVR-68	68	75	17	51	0,560	0,000	0,560	8251,07	53,6	1/2	400	320	PTN	02-Mar-09
ZED-7	ZG-313	3	R3	MVR-68	33	40	20	13	2,460	0,000	2,460	75645,76	40,6	3/4	500	430	PTN	05-Mar-09
ZED-7	ZG-343SC	3	R3	MVR-68	42	60	17	25	1,030	0,000	1,030	24635,25	35,0	3/4	290	270	PTN	02-Mar-09
ZED-7	ZG-346C	2	R3	MVR-68	65	60	26	39	2,660	0,000	2,660	40897,91	52,4	3/4	420	370	PTN	04-Mar-09
ZEF-8	ZM-323	2	R4_L	ZG-12	42	3	40	1	0,280	0,280	0,560	13432,48	40,7	1/2	140	100	PTL	18-Mar-09
ZEF-8	ZM-324	5	R4_L	ZG-12	38	2	37	1	0,970	0,190	1,160	30526,32	31,9	3/4	110	100	PTL	03-Mar-09

Una vez realizada la selección de los pozos, se procedió con la búsqueda y recopilación de datos de producción para así tener información variante del contenido de agua en fechas diferentes, así como su estado actual, en programas como CENTINELA, AICO, OFM; etc.

CENTINELA

Es una herramienta sistematizada cuyo objetivo principal es actualizar la información manejada desde el pozo hasta las estaciones de flujo, la cual permite el control de las operaciones mediante el almacenamiento y uso de los parámetros referentes al comportamiento de los pozos, procesamiento y utilización del gas, contabilización de crudos y productos; manteniendo información actualizada de las instalaciones y equipos de las divisiones de Oriente y Occidente.



Figura 3.1. Icono de Centinela

OIL FIELD MANAGER (OFM)

Es un programa de aplicación que ofrece un método eficiente para visualizar, relacionar, analizar e interpretar datos de producción y de yacimientos. Fue desarrollado y es propiedad de Schlumberger geoquest, diseñado para correr en PC's, trabajando en plataformas Windows y UNIX.

El OFM facilita todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un poderoso conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Se puede usar OFM para análisis de pozos y campos; programas y operación de optimización del campo; gerencia de reservas, planes de desarrollo, programas de mantenimiento y administración del flujo de caja.



Figura 3.2. Icono de OIL FIELD MANAGER (OFM)

AICO (ambiente integrado de consultas operacionales)

Es un ambiente de consulta que brinda al usuario acceso a la información actual e histórica de todos los eventos asociados a los procesos del negocio, como son estudios integrados, desarrollo de yacimientos, infraestructura, producción y coordinación operacional. Dicha aplicación se apoya en la herramienta Query Builder, con la cual se elaboran los Resultados de acuerdo a los requerimientos y especificaciones de los usuarios.

Permite hacer búsquedas de información tanto a nivel de pozos como de yacimientos, y de esta manera obtener las diferentes pruebas de producción efectuadas a los pozos en los horizontes donde han sido completados así como sumarios de producción mensuales y acumulados por yacimientos. (Figura 3.5)

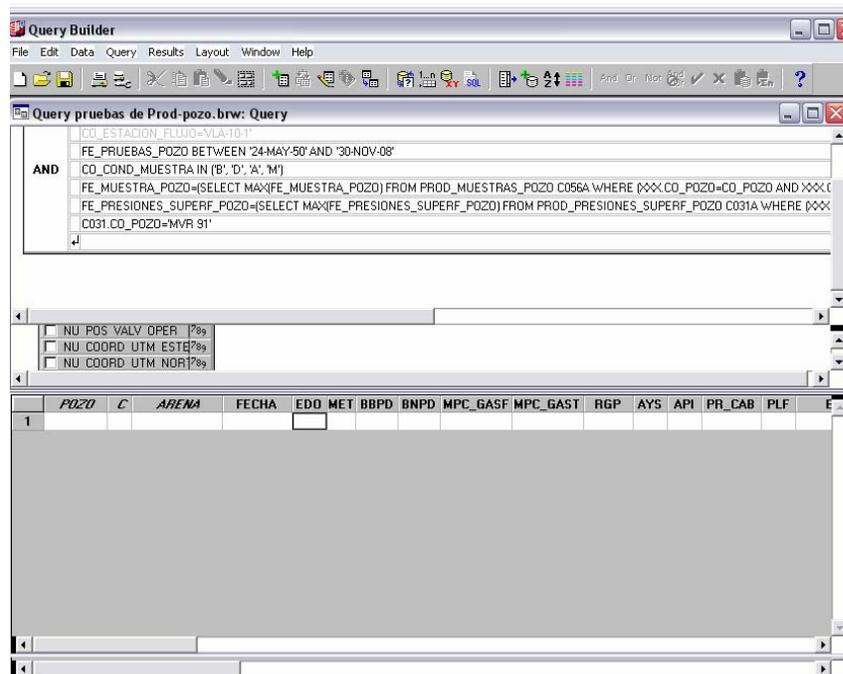


Figura 3.3. Ventana que muestra sumario por pozo

Una vez realizada la identificación y selección de los pozos en los campos Zapatos – Mata R se procedió a tomarle las muestras de aguas respectivas.

3.3.1. Tomas de muestra de aguas

La toma de muestras de aguas se realizó en los campos Zapatos - Mata R a los pozos seleccionados. Este muestreo se realizó tomando en cuenta ciertas consideraciones, además de conservarlas en una cava con hielo para asegurar que no se alteraran las especies químicas según normas COVENIN; y etiquetando las muestras con información necesaria como: nombre del pozo, arena/ yacimiento, intervalo de perforación de la arena, fecha, hora, etc; se realizaron los días del 10 al 18 de junio del presente año, con la colaboración de la gerencia de operaciones y bajo la asesoría de los operadores del área.

Consideraciones para la Toma de una Muestra

La toma de una muestra de agua, es el primer paso para obtener una buena caracterización de la misma.

De allí la importancia de que las muestras y el posterior análisis físico – químicos, cumplan con una serie de requisitos y precauciones en el momento de la toma, con el objeto de garantizar que las muestras sean representativas para un estudio de caracterización previo a la toma de las muestras es necesario tomar en cuenta algunos aspectos:

- La toma de muestra debe realizarse en boca de pozo; una vez abierta la válvula, esperar un periodo de 2 a 3 minutos, para proceder a llenar el recipiente seleccionado con la muestra respectiva.
- No debe realizarse toma de muestras de aguas inmediatamente después de una reparación, estimulación o acidificación.
- Si se desea tomar una muestra durante un ensayo de pozo se recomienda hacerlo en el momento en que las condiciones del fluido haya estabilizado, para asegurarse que sea agua de formación.
- Los envases deben ser de vidrios o plásticos limpios, sin grasa, aceites, hidrocarburos, detergentes, etc; y deben llenarse hasta el tope para asegurar una mínima cámara de aire.
- El volumen de la muestra debe ser tal que sea lo suficiente para efectuarles las diferentes pruebas, que permitan obtener sus respectivas características.



Figura 3.4. Fotografía de la toma de muestra en Zapatos – Mata R

Cabe destacar que hubo el caso en que fue necesario tomarle doble muestra al pozo, ya que era de completación múltiple, es decir, doble sarta, sarta corta y sarta larga como se puede observar en la siguiente figura.



Figura 3.5. Toma de muestra de agua a pozo de doble sarta

Una vez tomada la muestra, fue remitida al laboratorio para hacer su análisis lo más rápido posible. Es importante que el análisis físico – químico de la muestra se realice en un tiempo no mayor de 24 horas (según recomendaciones API), esto es debido a que las condiciones externas pueden modificar la distribución iónica en algunos de sus componentes (HCO_3^- , CO_3^- , etc.), pasando la muestra a un estado no muy confiable para ser considerada en la caracterización en estudio.

3.4. Determinación de la tendencia del agua de formación mediante análisis fisicoquímicos

En esta etapa se realizan los análisis fisicoquímicos a las muestras de aguas tomadas a la selección de pozos; éstos son realizados por la empresa Schlumberger Venezuela S.A., Laboratorio de fluidos Oilphase – DBR en el mes de junio de este

mismo año en la ciudad de Anaco del estado Anzoátegui. Estas muestras fueron llevadas a sus instalaciones para hacer los análisis respectivos a los 48 pozos. Las condiciones usadas en el estudio fueron la estándar a una presión de 14.696 psia y temperatura de 60°F.

Estos análisis permiten caracterizar las aguas presentes en los campos y los principales parámetros requeridos para su caracterización son los siguientes.

Tabla N° 8. Análisis fisicoquímicos requeridos

PARÁMETROS
DUREZA TOTAL (mg/ LCaCO ₃)
DUREZA CÁLCICA (mg/ LCaCO ₃)
DUREZA MAGNÉSICA (mg/ LCaCO ₃)
CALCIO (mg/ L Ca ⁺²)
MAGNESIO (mg/ L Mg ⁺²)
CLORUROS (mg/ LCl ⁻¹)
ALCALINIDAD F (mg/ LCaCO ₃)
ALCALINIDAD T (mg/ L CaCO ₃)
BICARBONATOS (mg/ L HCO ₃ ⁻¹)
CARBONATOS (mg/ L CO ₃ ⁻)
SULFATOS (mg/ L SO ₄ ⁻)
HIERRO TOTAL (mg/ L Fe)
MANGANESO (mg/ L Mn)
pH
Sólidos totales [mg/l]
SODIO (mg/ L Na ⁺)

A partir de éstos se pueden lograr los objetivos planteados, como la profundidad típica donde ocurren las incrustaciones, las variables que más afectan y por supuesto la proposición de un plan preventivo.

La caracterización del agua permite conocer sus propiedades, parámetros físicos y químicos, cada una de las características que la definen y distinguen. Por ello antes de iniciar con la metodología del proceso incrustativo en los campos, se caracterizará el agua, donde sus principales propiedades serían:

A) Tipo de agua

Para definir el tipo de agua presente en los pozos productores es necesario la utilización de dos herramientas, como lo es el diagrama de Stiff y el método de Sulin. La utilización conjunta de estos dos métodos permite predecir con un margen de error menor la clasificación de dichas aguas, debido a que una ofrece gráficamente las concentraciones de los aniones y cationes presentes en la muestra de agua definiendo el tipo de sal presente mientras que la otra evalúa sólo su clasificación.

- **Diagramas de Stiff**

Dentro de la empresa PDVSA se encuentra una hoja de cálculo que facilita la realización de estos diagramas de Stiff, sólo se tienen que introducir los datos fisicoquímicos obtenidos y muestra la gráfica característica del agua allí presente. Estas gráficas presentan la carga aniónica en la parte derecha y en la parte izquierda los cationes. Las concentraciones de los aniones y cationes trazadas en el gráfico, origina un polígono que según sea su tendencia se predice que sal está presente en el agua para poder definirla como meteórica, connata o mezcla.

- **Método de Sulin**

Este método clasifica el agua en connatas y meteóricas, de acuerdo a la relación estequiométrica entre el sodio y el cloro, cuando es mayor a 1 se considera meteórica y menor a 1 es connata, sin embargo, él posee un margen de error debido a que existen aguas que presentan especies características de estos dos tipos de aguas. Por ejemplo puede clasificar el agua como meteórica teniendo estas altas concentraciones de cloruro o también las puede clasificar como connata teniendo bicarbonato como especie predominante.

B) Rango de salinidad de los campos Zapatos – Mata R

El fin es elaborar un gráfico que represente las salinidades de los campos Zapatos – Mata R. Esto es realizado a partir de las salinidades arrojados en los análisis fisicoquímicos y a través de un balance de masa para agua de producción (Anexo “G”)^[7], tomando en cuenta además los datos del potencial de producción de los campos Zapatos - Mata R. Aquí se establecen los rangos de salinidad del agua de formación y los rangos de las aguas de bajas salinidades, entendiéndose como agua de baja salinidades como agua de condensación y agua meteórica.

C) Tendencia del agua de los campos Zapatos - Mata R

El segundo objetivo de este proyecto gira en torno a la determinación de la tendencia del agua, como punto principal a la caracterización de las aguas. Para determinar esta tendencia se sigue las ecuaciones y principios de Langelier y Ryznar donde se especifica el agua como incrustante o corrosiva.

Estas ecuaciones son aplicadas a los 48 pozos, de igual modo por cuestiones de practicidad se utiliza una hoja de cálculo usada cotidianamente dentro de la empresa, donde sólo se tiene que ingresar los datos fisicoquímicos requeridos, originando valores que son interpretados según los principios de Langelier y Ryznar para poder definir si es corrosiva o incrustante.

3.5. Profundidad en la que ocurren las incrustaciones

En la determinación de cada una de las profundidades en las cuales se están formando las incrustaciones se utilizan tres herramientas principales como son los diagramas mecánicos, las pruebas BHP/BHT y la grafica de Stiff y Davis (IESAD).

3.5.1. Diagramas mecánicos

Los diagramas mecánicos muestra el intervalo de profundidad en la cual se encuentran las distintas arenas perforadas en el pozo. Estos diagramas (Anexo “E”) se encuentran en las carpetas físicas de pozos dentro de las instalaciones de PDVSA y en el programa SIMDE. Un ejemplo de ello seria:

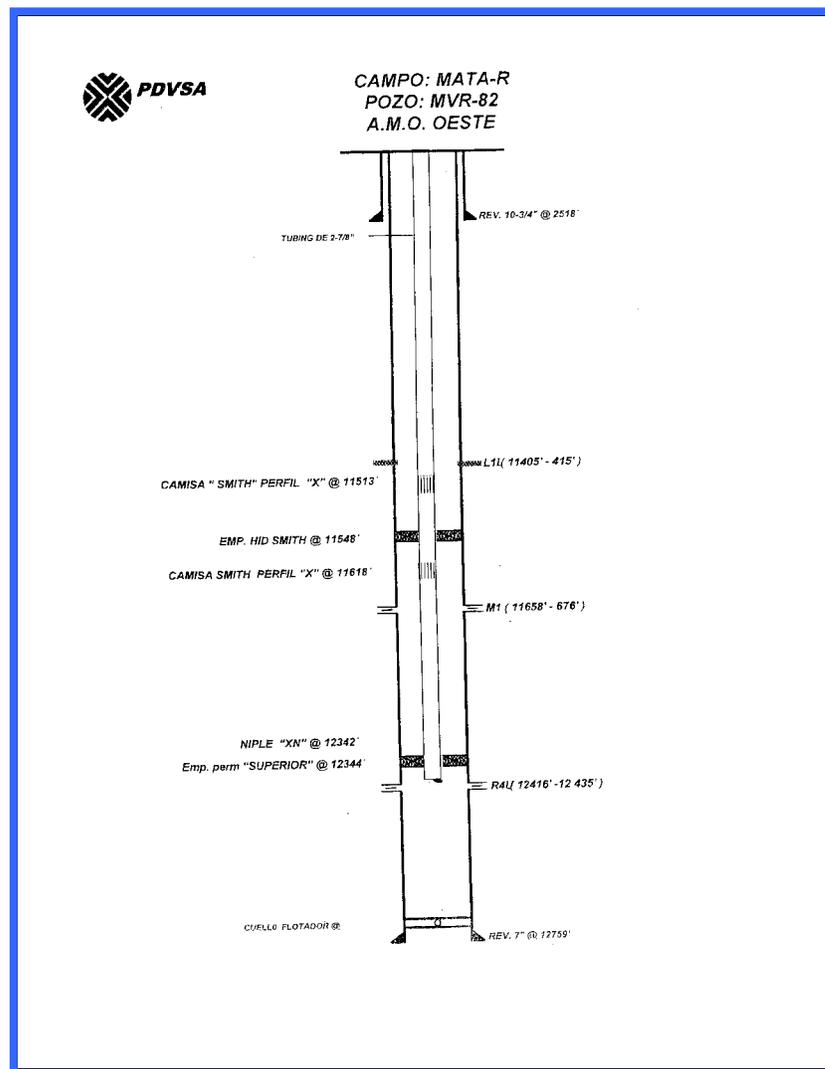


Figura 3.6. Diagrama mecánico del MVR-82

3.5.2. Pruebas BHP / BHT

Al igual que los diagramas mecánicos, estas pruebas se encuentran en las carpetas físicas de pozos dentro de las instalaciones de PDVSA (Anexo "F") o en el programa SIMDE. Estas pruebas conocidas como Bottom Hold Pressure (BHP) y Bottom Hold Temperature (BHT) son realizadas a través de un sensor que va tomando las medidas de presión y temperatura a medida que va bajando en una arena

determinada, es decir, refleja temperatura, presión, tiempo y profundidad paralelamente.

Las herramientas utilizadas para encontrar tanto los diagramas mecánicos como las pruebas BHP/BHT y encontradas dentro de PDVSA se explican resumidamente a continuación.

Carpeta física

Es un archivo en el cual se encuentran almacenados todos aquellos documentos e informes, referentes a las actividades realizadas a los pozos; tales como el programa de perforación y completación original del pozo, información acerca de los perfiles corridos, datos petrofísicos, recomendaciones para reacondicionamientos y reparaciones, pruebas de presión y temperatura, análisis de fluidos, análisis de núcleos, entre otros.

SIMDE

Permite visualizar archivos digitalizados de los pozos, en el cual se encuentran los documentos en formato de imagen de los eventos más importantes ocurridos en los pozos de una determinada área o campo operacional; así como también las especificaciones de todos los trabajos realizados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general en las áreas operacionales se dispone de un archivo físico de las carpetas históricas de los pozos existentes, los cuales son procesados y reproducidos en forma digital y así llevados a los accesos de red por medio de una base de datos.

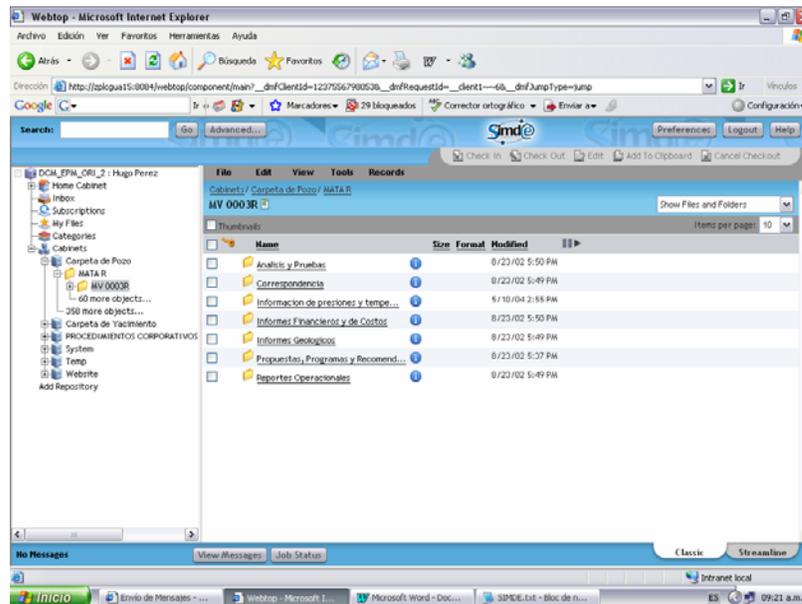


Figura. 3.7. Ventana de Visualización de SIMDE

El procedimiento para hallar la profundidad es el siguiente:

Con las pruebas de BHP/ BHT ya recolectadas, que contienen temperatura vs profundidad, se realiza la gráfica de Stiff – Davis la cual está en una hoja de cálculo, que arroja la tendencia del agua a diferentes temperaturas, temperaturas tomadas de las pruebas de BHP/ BHT que de acuerdo a una relación gráfica indicará dicha tendencia. A partir de esta temperatura indicativa de la tendencia del agua se podrá extrapolar la profundidad en la cual dicha tendencia es máxima. Estos resultados se presentan mediante gráficas comparativas donde se visualizan las profundidades mencionadas.

Es importante destacar que estas pruebas no son recientes por lo que involucra un margen de error grande, de acuerdo a esto, se puede decir que la profundidad de esas incrustaciones están formadas desde hace un tiempo y debido a que no se le han

realizado ningún tipo de tratamiento preventivo o correctivo a esos pozos se podría asumir que las condiciones son más deficientes a las reflejadas en este estudio

3.6. Determinación de las variables influyentes en las incrustaciones

Para determinar las variables influyentes en el proceso de incrustación se necesita verificar cuales son los contenidos de cationes (calcio, magnesio, sodio, etc.) y aniones (cloruro, carbonato, bicarbonato, etc.) obtenidos por el análisis de laboratorio, que identifican el tipo de agua y su tendencia; para así determinar cual de éstos inducen a la precipitación de incrustaciones originadas por las diferentes condiciones de temperatura, pH, alcalinidad, presión, etc.

3.7. Plan preventivo para reducir la formación de incrustaciones

La principal meta de este proyecto es presentar un plan preventivo que permita aplicar un tratamiento adecuado para cada pozo, y de esta manera, recuperar el potencial de producción de los pozos afectados y mantener el nivel productivo del campo en un tiempo más prolongado. Según se venía estudiando para realizar este plan se puede aplicar uno preventivo o correctivo según sea el caso ya sea mecánico o químico.

- **Prevención mecánica**

Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de los pozos y en la formación. Dependiendo del grado y del tipo de incrustación, ya sean débiles o fuertes se necesitara un método mecánico de mayor o menor rigor, según sea el caso.

El propósito es plantear cual es el mejor caso que se le puede aplicar, siempre tomando en cuenta la técnica de prevención química a usarse para obtener mejores resultados.

- **Prevención química**

La remoción de incrustaciones con productos químicos es el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso. Para realizar la correcta selección se deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar al pozo ni el ambiente de formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones.^[11]

Para proponer el plan preventivo es necesario conocer los posibles inhibidores que ayuden a controlar o extinguir la incrustación presente en los pozos, ya sea por medios químicos o mecánicos. Lo importante es saber como contrarrestar los efectos dañinos producidos por estas escalas.

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se desarrollará la interpretación y discusión de los resultados obtenidos después de haber seguido una metodología y haber revisado detalladamente toda el área. Los resultados obtenidos están referidos a los campos Zapatos – Mata R, dirigido la investigación a la formación Oficina, arenas productoras L, M, R, S, consideradas arenas proyectos actualmente.

La investigación se realizó con la principal finalidad de obtener un plan preventivo que permita reducir las incrustaciones encontradas en los pozos de esta área a estudiar. Además de caracterizar el agua de formación, definir el tipo de agua, y por supuesto la tendencia que sigue para poder definir los pozos a las cuales se les aplicara el plan preventivo.

4.1. Identificación de los pozos productores activos con alta producción de agua

En la selección e identificación de pozos, se verificó su estado a través de el programa centinela, sus pruebas de producción a través de AICO, OFM reflejadas en el potencial del mes, siendo éstos los más idóneos para el proyecto investigativo.

La toma de muestras de agua se llevó con éxito en todos los pozos, siguiendo las consideraciones reflejadas en el capítulo III, aplicándole a éstos los análisis fisicoquímicos los cuales originaron una buena caracterización de las aguas.

En total se identificaron 48 pozos pertenecientes a diferentes yacimientos; en la arena L un total de 18 pozos, arena M 9 pozos, arena R 15 pozos y arena S 7 pozos. En el potencial de mayo se registraron 25 yacimientos activos para ese entonces, en donde se utilizaron para muestrear sólo 13 yacimientos que representa el 52% de todos los yacimientos activos. Es decir, se realizó la caracterización con más de la mitad de los yacimientos, siendo esto representativo para caracterizar los campos Zapatos – Mata R.

Tabla N° 9. Pozos seleccionados

Arena	Arena/ Yacimiento	Campo	POZO	EDO
L	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-68	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-115C	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-108C	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-124C	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-126C	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-128C	PTN
	L0L1 (ZG303)	Mata R	MVR-132C	PTN
	L2L (MVR96)	Mata R	MVR-6	PTN
	L2L (MVR96)	Mata R	MVR-66	PTN
	L2L (MVR96)	Mata R	MVR - 117C	BT
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-85	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-136C	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-106C	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-107	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-113C	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-119C	PTN
	L2U (MVR 64)	Mata R	MVR-137	PTN
	L2U (ZM463)	Zapatos	ZM-463	PTN
POZOS			18	
M	M1U (ZM311)	Mata R	MVR-70	PTN
	M1U (ZM311)	Mata R	MVR-81	PTN
	M1U (ZM311)	Mata R	MVR-92	PTN
	M1U (ZM311)	Mata R	MVR-128L	PTN
	M3U (MVR1)	Mata R	MVR-113L	PTN
	M3U (MVR1)	Mata R	MVR-108L	PTN
	M3U (MVR1)	Mata R	MVR-122L	PTN
	M3U (MVR1)	Mata R	MVR-124L	PTN
M3U (ZG204)	Zapatos	ZG-201	PTN	
POZOS			9	
R	R3 (ZG317)	Mata R	MVR-129C	PTN
	R3 (ZG317)	Zapatos	ZG 313	PTN
	R3 (ZG317)	Zapatos	ZG-343SC	PTN
	R3 (ZG317)	Zapatos	ZG-346C	PTN
	R3M (MVR54)	Mata R	MVR-119L	PTN
	R3M (MVR54)	Mata R	MVR-120L	PTN
	R3M (ZG252)	Zapatos	ZM-459	PTN
	R4U (ZM312)	Mata R	MVR-3	PTN
	R4U (ZM312)	Zapatos	MVR - 82	PTN
	R4U (ZM312)	Mata R	MVR-121L	PTN
	R4U (ZM312)	Mata R	MVR-118L	PTN
	R4U (ZM312)	Zapatos	ZG-348	BT
	R4U (ZM312)	Zapatos	ZG - 319	PTN
	R4U (ZM401)	Zapatos	ZM-415	PTN
POZOS			15	

Tabla N° 9. Pozos seleccionados (continuación)

Arena	Arena/ Yacimiento	Campo	POZO	EDO
S	S3S (ZG304)	Mata R	MVR-19	PTN
	S3S (ZG304)	Mata R	MVR-77	PTN
	S3S (ZG304)	Mata R	MVR-134L	PTN
	S3S (ZG304)	Zapatos	ZG-345	CY
	S3S (ZG304)	Zapatos	ZG-346L	CY
	S3U (ZM315)	Zapatos	ZM-318	CY
	S3U (ZM315)	Zapatos	ZM-326	CY
		POZOS	7	

En la experiencia de campo, se reflejaron ciertas condiciones de los pozos, como por ejemplo inconsistencias en cuanto a la verdadera producción de agua, notándose esto al realizar el muestreo, es decir, muchos de los pozos con que se trabajaron eran productores sólo de gas o petróleo con muy baja producción de agua o casi nulo, donde según el potencial reflejaba alto corte de agua, por lo que se realizaron cambios de pozos inmediatamente, rigiéndose por el potencial de mayo de 2009 y por las pruebas de producción.

4.2 Determinación de la tendencia del agua de producción de los pozos identificados mediante análisis fisicoquímicos

Los análisis fisicoquímicos se realizaron siguiendo las normas COVENIN y esto permitió caracterizar el agua, implicando esta caracterización definir el tipo y tendencia del agua así como establecer rangos de salinidad. Algunos de estos resultados (lo más importantes) son reflejados en la tabla N° 6.

En el anexo “H” se pueden observar los análisis fisicoquímicos de los 48 pozos realizados por la empresa Schlumberger. Además de las pruebas básicas realizadas por el laboratorio, aportaron otros datos como la tendencia, el tipo de agua, etc., para fines prácticos, pero es importante señalar que cada uno de los resultados arrojados

por el laboratorio fueron validados a través de un balance iónico. Para hacer esta validación de las muestras de agua se utilizó la sumatoria de los iones entre 0 – 1 y coeficientes de correlación mayores a 0,85; este balance se realizó a través de una hoja de calculo, el cual es una herramienta que facilita enormemente dicho balance. (Anexo “I”)

Tabla N° 10. Resultados de los análisis fisicoquímicos

Pozo	Salinidad	Na	Ca	Mg	Ba	Fe	Cl	SO4	CO3	HCO3	OH	TDS
MVR - 6	3100	1087	136	53,5	18	0,9	915	40	0	1960	0	4210,6
MVR - 85	200	30,3	24,8	12,1	1	3,1	62	3	0	114	0	250,33
MVR - 128C	200	62,8	45,6	16,8	7	5,2	119	1	0	201	0	458,3
MVR - 66	200	35,2	113,6	28,4	14	20,7	192	8	0	299	0	710,92
MVR - 113C	200	32,2	24,8	8,3	7	1,7	51	2	0	122	0	248,95
MVR - 92	200	134,8	30,4	10,4	13	1,9	225	9	0	120	0	544,63
MVR - 124C	200	27	41,6	15,3	4	0,7	62	2	0	171	0	323,62
MVR - 108C	200	35,2	34,4	16,5	5	0,1	99	1	0	114	0	305,2
MVR - 117C	200	4,3	42,4	16,8	6	2,1	66	4	0	116	0	257,6
MVR - 115C	200	3,1	63,6	24,8	11	1	114	8	0	132	0	357,54
MVR - 128L	200	42,5	35,2	11,7	7	5,1	106	2	0	111	0	320,5
MVR - 106C	200	21,4	31,2	10,4	12	2	60	7	0	107	0	251,01
MVR - 137	200	2426,7	44	17	5	0,4	2050	1	0	3135	0	7679
MVR - 113L	200	45,2	39,6	10,2	11	1,3	52	7	0	206	0	372,32
MVR - 129C	200	17,8	29,6	10,4	3	1,2	51	1	0	106	0	220,03
MVR - 68	200	19,9	34,4	10,9	6	3,3	60	2	0	119	0	255,47
MVR - 119C	200	52,6	23,2	10,7	4	0,2	57	6	0	162	0	315,6
MVR - 134C	200	22,1	50,4	17,7	3	1,9	55	1	0	212	0	363,13
MVR - 124L	2900	42,9	43,6	17,5	5	2,4	101	1	0	169	0	382,4
MVR - 81	7950	28,4	43,2	17,3	4	0,5	62	1	0	190	0	346,29
MVR - 132C	200	35,2	47,6	18	6	1,7	101	10	0	151	0	370,43
MVR - 126C	4000	69,5	47,6	13,4	2	1	118	1	0	196	0	448,44
MVR - 108L	200	72,6	29,6	11,7	7	0,9	101	3	0	172	0	397,8
MVR - 122L	200	56,1	24,8	12,6	11	1,7	79	16	0	145	0	346,23
MVR - 70	200	1647,8	188,4	32,8	16	2,3	2706	10	0	461	0	5064,31
MVR - 3	200	17,7	36,4	10,2	1	0,1	49	3	0	122	0	239,42
MVR - 119L	200	41,3	74,8	18	6	1	70	2	0	312	0	525,06
MVR - 107	200	4,2	135,6	39,9	4	2,2	276	2	0	155	0	618,91
ZG - 201	200	2141,7	98	27,9	7	0,1	1910	9	0	2830	0	7023,74
MVR - 121L	200	19,3	38,4	10,7	10	2,9	53	3	0	142	0	279,3
MVR - 118L	200	4,2	79,6	26	11	1,9	156	9	0	118	0	405,69
MVR - 120L	200	1836,7	76	27,9	19	2,2	1815	22	0	2116	0	5914,87
ZM - 463	200	2895,6	52	14,6	62	1,5	3690	74	0	1530	0	8319,7
MVR - 19	200	3971,6	25,4	7,1	16	1,5	4940	7	0	2160	0	11128,6

Tabla N° 10. Resultados de los análisis fisicoquímicos (continuación)

MVR - 134L	200	47	32	12,6	3	1,9	89	1	0	138	0	324,55
MVR - 82	8600	3,3	42	18,2	6,4	3,5	69	10	0	110	0	262,45
MVR - 77	6800	164,7	39,2	10	19	1	264	8	0	161	0	666,87
ZG - 343C	200	3,1	62	18,2	59	0	63	76	0	136	0	417,36
ZG - 346C	200	4,8	70,8	26	19	2,3	137	7	0	136	0	402,88
ZG - 345	200	112,8	167,2	45	5	1,1	396	16	0	339	0	1082,03
ZG - 346L	3950	3,8	152,4	23,3	7	1,8	222	8	0	209	0	627,29
ZM - 415	200	26,9	52,4	18,7	6	3,3	86	1	0	188	0	382,27
ZM - 318	680	2,9	47,2	20,2	13	1,2	89	6	0	106	0	285,46
ZG - 313	200	8,4	54,4	19,2	1	3	97	3	0	121	0	307,01
ZG - 319	630	7,2	82,8	25,3	14	2,2	171	4	0	116	0	422,49
ZM - 326	200	97,4	58,4	16	7	1	169	5	0	228	0	581,85
ZM - 459	200	2720,6	86,4	18	3	0,8	4140	1	0	452	0	7421,83

Definición del tipo de agua

Un gran número de términos descriptivos se han utilizado para clasificar las aguas de formación. Sin embargo, sólo se utilizaran dos de ellos, el método de Sulin y el diagrama de Stiff, los cuales definen el agua en meteóricas, connatas y mezclas. Los diagramas de Stiff fueron realizados por el laboratorio y se encuentran en el anexo “L”.

El método de Sulin se le aplicó a los 48 pozos tomando en cuenta cada una de las concentraciones de los iones y el resultado es el siguiente:

Tabla N° 11. Clasificación de las aguas según Sulin

Pozo	Arena / Yacimiento	Na	Cl	SO4	Mg	Na/ Cl	(Na - Cl)/ SO4	(Cl - Na)/ Mg	Clasificación
MVR - 6	L2L/ MVR - 96	47,29	25,809	0,833	4,399	1,832	25,790	-4,884	Meteorica
MVR - 85	L2U/ MVR 64	1,317	1,749	0,062	1	0,753	-6,968	0,432	Connata
MVR - 108C	L0L1/ ZG 303	1,529	2,792	0,021	1,36	0,548	-60,143	0,929	Connata
MVR - 108L	M3U/ MVR 1	3,159	2,849	0,062	0,96	1,109	5,000	-0,323	Meteorica

Tabla N° 11. Clasificación de las aguas según Sulín (continuación)

MRR - 113C	L2U/ MMR 64	1,4	1,439	0,042	0,68	0,973	-0,929	0,057	Connata
MRR - 119C	L2U/ MMR 64	2,287	1,608	0,125	0,88	1,422	5,432	-0,772	Meteorica
MRR - 121L	R4U/ ZM312	0,84	1,495	0,062	0,88	0,562	-10,565	0,744	Connata
MRR - 122L	M8U/ MMR 1	2,44	2,228	0,333	1,04	1,095	0,637	-0,204	Meteorica
MRR - 134L	S3S/ ZG 304	2,047	2,51	0,021	1,04	0,816	-22,048	0,445	Connata
MRR-107	L2U/ MMR 64	0,183	7,785	0,042	3,279	0,024	-181,000	2,318	Connata
MRR - 129C	R3/ ZG 317	0,775	1,439	0,021	0,86	0,539	-31,619	0,772	Connata
MRR - 137	L2U/ MMR 64	105,6	57,823	0,021	1,4	1,825	2272,952	-34,094	Meteorica
MRR - 92	MU/ ZM311	5,865	6,346	0,187	0,86	0,924	-2,572	0,559	Connata
MRR - 68	L0L1/ ZG 303	0,864	1,692	0,042	0,9	0,511	-19,714	0,920	Connata
MRR - 126C	L0L1/ ZG 303	3,024	3,328	0,021	1,1	0,909	-14,476	0,276	Connata
MRR - 3	R4U/ ZM312	0,769	1,382	0,062	0,84	0,556	-9,887	0,730	Connata
MRR - 124L	M8U/ MMR 1	1,865	2,849	0,021	1,44	0,655	-46,857	0,683	Connata
MRR - 124C	L0L1/ ZG 303	1,174	1,749	0,042	1,26	0,671	-13,690	0,456	Connata
MRR - 120L	R3M/ MMR 54	79,89	51,195	0,458	2,3	1,561	62,659	-12,477	Meteorica
MRR - 19	S3S/ ZG 304	172,8	139,339	0,146	0,584	1,240	228,877	-57,219	Meteorica
MRR - 66	L2L/ MMR - 96	1,53	5,416	0,167	2,34	0,282	-23,269	1,661	Connata
MRR - 70	MU/ ZM311	71,68	76,326	0,208	2,699	0,939	-22,351	1,722	Connata
MRR - 77	S3S/ ZG 304	7,163	7,446	0,167	0,82	0,962	-1,695	0,345	Connata
MRR - 81	MU/ ZM311	1,233	1,749	0,021	1,42	0,705	-24,571	0,363	Connata
MRR - 128L	MU/ ZM311	1,851	2,99	0,042	0,96	0,619	-27,119	1,186	Connata
MRR - 128C	L0L1/ ZG 303	2,731	3,357	0,021	1,38	0,814	-29,810	0,454	Connata
MRR - 117C	L2L/ MMR - 96	0,187	1,862	0,083	1,38	0,100	-20,181	1,214	Connata
MRR - 119L	R3M/ MMR 54	1,795	1,974	0,042	1,48	0,909	-4,262	0,121	Connata
MRR - 118L	R4U/ ZM312	0,181	4,4	0,187	2,14	0,041	-22,561	1,971	Connata
MRR - 132C	L0L1/ ZG 303	1,531	2,849	0,208	1,48	0,537	-6,337	0,891	Connata
MRR - 134C	L0L1/ ZG 303	0,962	1,551	0,021	1,46	0,620	-28,048	0,403	Connata
MRR - 113L	M8U/ MMR 1	1,967	1,467	0,146	0,84	1,341	3,425	-0,595	Meteorica
MRR - 106C	L2U/ MMR 64	0,929	1,692	0,146	0,86	0,549	-5,226	0,887	Connata
MRR - 115C	L0L1/ ZG 303	0,136	3,216	0,167	2,04	0,042	-18,443	1,510	Connata
MRR - 82	R4U/ ZM312	0,145	1,946	0,208	1,5	0,075	-8,659	1,201	Connata
ZM - 463	L2U/ ZM463	126	104,081	1,541	1,2	1,210	14,193	-18,227	Meteorica
ZM - 459	R3M/ ZG 252	118,3	116,774	0,021	1,48	1,013	74,619	-1,059	Meteorica
ZG - 343	R3/ ZG 317	0,136	1,777	1,582	1,5	0,077	-1,037	1,094	Connata
ZM - 415	R4U/ ZM401	1,17	2,426	0,021	1,54	0,482	-59,810	0,816	Connata
ZG - 201	M8U/ ZG 204	93,16	53,874	0,187	2,3	1,729	210,086	-17,081	Meteorica
ZG - 313	R3/ ZG 317	0,364	2,736	0,062	1,58	0,133	-38,258	1,501	Connata
ZG - 348	R4U/ ZM312	5,372	11,311	0,229	4,439	0,475	-25,934	1,338	Connata
ZM - 318	S3U/ ZM315	0,126	2,51	0,125	1,66	0,050	-19,072	1,436	Connata
ZG - 345	S3U/ ZG 304	4,905	11,17	0,333	3,699	0,439	-18,814	1,694	Connata
ZG - 319	R4U/ ZM312	0,315	4,823	0,083	2,08	0,065	-54,313	2,167	Connata
ZG - 346L	S3S/ ZG 304	0,165	6,262	0,167	1,92	0,026	-36,509	3,176	Connata

Realizando comparaciones entre los dos métodos y utilizando las mismas concentraciones se obtiene las siguientes clasificaciones:

Tabla N° 12. Clasificación de las aguas

Pozo	Arena / Yacimiento	Clasificación
MVR - 6	L2L/ MVR - 96	Meteorica - Bicarbonato de Sodio
MVR - 85	L2U/ MVR 64	Connata - Cloruro de Magnesio
MVR - 108C	L0L1/ ZG 303	Connata - Cloruro de Magnesio
MVR - 108L	M3U/ MVR 1	Meteorica - Bicarbonato de Sodio
MVR - 113C	L2U/ MVR 64	Connata - Cloruro de Magnesio
MVR - 119C	L2U/ MVR 64	Mezcla - Magnesio
MVR - 121L	R4U/ ZM 312	Connata - Cloruro de Magnesio
MVR - 122L	M3U/ MVR 1	Meteorica - Bicarbonato de Sodio
MVR - 134L	S3S/ ZG 304	Mezcla - Sodio
MVR-107	L2U/ MVR 64	Connata - Cloruro de Calcio
MVR - 129C	R3/ ZG 317	Connata - Cloruro de Magnesio
MVR - 137	L2U/ MVR 64	Meteorica - Bicarbonato de Sodio
MVR - 92	MIU/ ZM 311	Mezcla - Cloruro de Sodio
MVR - 68	L0L1/ ZG 303	Mezcla- Bicarbonato de Calcio
MVR - 126C	L0L1/ ZG 303	Mezcla - Cloruro de Sodio
MVR - 3	R4U/ ZM 312	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 124L	M3U/ MVR 1	Connata - Cloruro de Calcio
MVR - 124C	L0L1/ ZG 303	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 120L	R3M/ MVR 54	Mezcla - Cloruro
MVR - 19	S3S/ ZG 304	Mezcla - Cloruro
MVR - 66	L2L/ MVR - 96	Connata - Cloruro de Calcio
MVR - 70	MIU/ ZM 311	Mezcla - Sodio
MVR - 77	S3S/ ZG 304	Mezcla - Sodio
MVR - 81	MIU/ ZM 311	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 128L	MIU/ ZM 311	Mezcla - Sodio
MVR - 128C	L0L1/ ZG 303	Mezcla - Sodio
MVR - 117C	L2L/ MVR - 96	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 119L	R3M/ MVR 54	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 118L	R4U/ ZM 312	Connata - Cloruro de Calcio
MVR - 132C	L0L1/ ZG 303	Connata - Cloruro de Calcio*
MVR - 134C	L0L1/ ZG 303	Mezcla - Bicarbonato
MVR - 113L	M3U/ MVR 1	Meteorica - Bicarbonato de Sodio**
MVR - 106C	L2U/ MVR 64	Mezcla - Bicarbonato

Tabla N° 12. Clasificación de las aguas (continuación)

MVR - 115C	L0L1/ ZG 303	Connata - Cloruro de Calcio
MVR - 82	R4U/ ZM 312	Connata - Cloruro de Calcio
ZM - 463	L2U/ ZM463	Mezcla - Cloruro
ZM - 459	R3M/ ZG 252	Mezcla - Cloruro
ZG - 343	R3/ ZG 317	Mezcla - Bicarbonato
ZM - 415	R4U/ ZM 401	Mezcla - Bicarbonato
ZM - 326	S3U/ ZM 315	Mezcla - Sodio
ZG - 201	M3U/ ZG 204	Mezcla - Cloruro
ZG - 313	R3/ ZG 317	Connata - Cloruro de Calcio
ZG - 348	R4U/ ZM 312	Connata - Cloruro de Calcio
ZM - 318	S3U/ ZM 315	Connata - Cloruro de Calcio
ZG - 345	S3U/ ZG 304	Connata - Cloruro de Calcio
ZG - 319	R4U/ ZM 312	Connata - Cloruro de Calcio
ZG - 346L	S3S/ ZG 304	Connata - Cloruro de Calcio

Como es de observarse se clasificaron las aguas como meteórica, connata y mezcla, definiendo en cada una de esta, la sal predominante en dichas aguas según los métodos. Para definir el agua como una mezcla, se utilizó el diagrama de Stiff, ya que éste la define mejor porque se puede observar los iones con mayor concentración.

Las características de estas aguas que se encuentran en los espacios porosos de la roca, dependen del ambiente sedimentario de deposición, la era geológica, la profundidad, la movilidad de los elementos químicos disueltos así como también de las reacciones químicas que se llevan a cabo para formar esas sales predominantes.

Basados en esta clasificación se puede predecir que en los campos Zapatos - Mata R, hay presencia de los tres tipos de aguas, notándose que en las arenas predomina el agua de mezcla y se puede explicar ya que posiblemente en estas arenas existen migraciones y movilizaciones en la corteza terrestre de aniones y cationes producto de su acción hidrodinámica, que son originados por aspectos dinámicos, geográficos o climáticos propios del ambiente sedimentario de esta formación.

Según los análisis fisicoquímicos y basados en esta clasificación se afirma que el catión predominante es el ión calcio (Ca^{++}), con presencias decrecientes de los iones sodio (Na^+) y magnesio (Mg^{++}). Los aniones predominantes son el ión cloruro (Cl^-) con presencia menor del ion bicarbonato (HCO_3^-).

Además es importante destacar que teóricamente las aguas meteóricas están asociadas a crudos pesados mientras que las aguas connatas se asocian a crudos liviano^[18]; de acuerdo a esto se puede decir que el tipo de agua presente en estos campos si están relacionadas con el tipo de crudo. Por ejemplo las arenas R y S predominan aguas connatas debido a que estas arenas presentan yacimientos de petróleo liviano y las arenas L, M presentan aguas meteóricas por lo que se predice que en los yacimientos de estas arenas puede estar presentes cantidades no tan notorias de crudo pesado.

La distribución de las aguas según las arenas se puede observar en la siguiente figura.

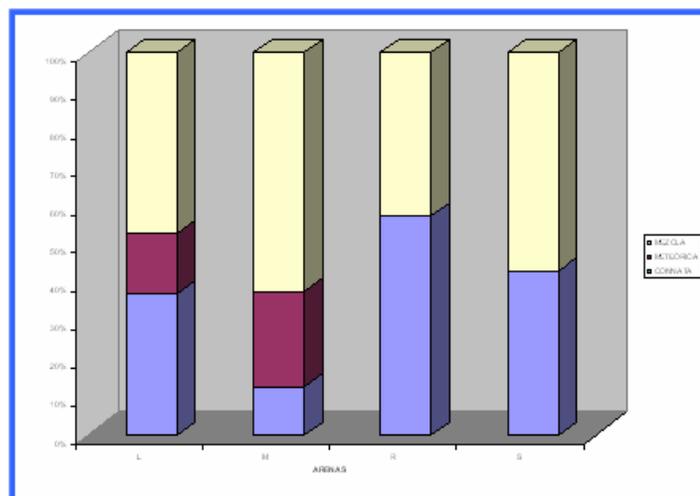


Figura 4.1. Clasificación de las aguas por arenas

El tipo de agua ejerce cierta influencia en la determinación de la tendencia del agua, ya que aquella que forme sales que puedan precipitar según su solubilidad es optima para formar escalas. El agua de mezcla es la más propensa a precipitar ya que esta posee concentraciones altas de bicarbonato de calcio, sulfato de calcio o bicarbonato de magnesio. La del tipo bicarbonato de calcio es la más usual y según los resultados arrojados, ésta se presenta en pocos pozos donde su inclinación sería la incrustación.

Rango de salinidad

Las salinidades arrojadas por el laboratorio se considera como la salinidad del agua de producción, es decir el agua de mezcla (agua de baja salinidad + agua de formación + agua de completación), y se necesita las salinidades de las aguas de formación de los campos Zapatos – Mata R, para ello se aplica un balance de masa para agua de producción donde se toman ciertas consideraciones que se pueden observar en el Anexo “G”. Aplicando esta ecuación a los datos que se tienen se obtienen los siguientes resultados.

Tabla N° 13. Salinidad de los campos Zapatos – Mata R

Pozo	Arena / Yacimiento	Salinidad de la mezcla (pwt)	MMPCDG	BAPD Vwm	VWf	pWBs	VWBs	pWf
MVR - 6	L2L/ MVR - 96	3100	1,673	35	29,981000	0,001	5,02E+00	3618,96
MVR - 85	L2U/ MVR 64	200	0,66	5	3,020000	0,001	1,98E+00	331,13
MVR - 108C	L0L1/ ZG 303	200	3,98	25	13,060000	0,001	1,19E+01	382,85
MVR - 108L	M3U/ MVR 1	200	3,66	19	8,020000	0,001	1,10E+01	473,81
MVR - 113C	L2U/ MVR 64	200	2,04	10	3,880000	0,001	6,12E+00	515,46
MVR - 119C	L2U/ MVR 64	200	1,98	47	41,060000	0,001	5,94E+00	228,93
MVR - 121L	R4U/ ZM 312	200	1,86	12	6,420000	0,001	5,58E+00	373,83
MVR - 122L	M3U/ MVR 1	200	1,458	23	18,626000	0,001	4,37E+00	246,97
MVR - 134L	S3S/ ZG 304	200	1,548	23	18,356000	0,001	4,64E+00	250,60
MVR - 107	L2U/ MVR 64	200	5,958	31	13,126000	0,001	1,79E+01	472,34
MVR - 129C	R3/ ZG 317	200	1	10	7,000000	0,001	3,00E+00	285,71
MVR - 137	L2U/ MVR 64	200	1,967	8	2,099000	0,001	5,90E+00	762,26
MVR - 92	MU/ ZM 311	200	1,42	13	8,740000	0,001	4,26E+00	297,48
MVR - 68	L0L1/ ZG 303	200	0,9	35	32,300000	0,001	2,70E+00	216,72
MVR - 126C	L0L1/ ZG 303	200	2,333	11	4,001000	0,001	7,00E+00	549,86
MVR - 3	R4U/ ZM 312	200	1,659	8	3,023000	0,001	4,98E+00	529,27
MVR - 124L	M3U/ MVR 1	200	0,746	5	2,762000	0,001	2,24E+00	362,06

Tabla N° 13. Salinidad de los campo Zapatos – Mata R (Continuación)

MVR - 124C	L0L1/ ZG 303	200	2,333	11	4,001000	0,001	7,00E+00	549,86
MVR - 120L	R3M/ MVR 54	2900	1,117	7	3,649000	0,001	3,35E+00	5563,17
MVR - 19	S3S/ ZG 304	7950	2,2	56	49,400000	0,001	6,60E+00	9012,15
MVR - 66	L2L/ MVR - 96	200	1,21	24	20,370000	0,001	3,63E+00	235,64
MVR - 70	MIU/ ZM 311	4000	1,81	129	123,570000	0,001	5,43E+00	4175,77
MVR - 77	S3S/ ZG 304	200	2,823	25	16,531000	0,001	8,47E+00	302,46
MVR - 81	MIU/ ZM 311	200	2,21	23	16,370000	0,001	6,63E+00	281,00
MVR - 128L	MIU/ ZM 311	200	2,154	3	3,462000	0,001	6,46E+00	173,31
MVR - 128C	L0L1/ ZG 303	200	2,232	14	7,304000	0,001	6,70E+00	383,35
MVR - 117C	L2L/ MVR - 96	200	0,9	11	8,300000	0,001	2,70E+00	265,06
MVR - 119L	R3M/ MVR 54	200	2,468	15	7,596000	0,001	7,40E+00	394,94
MVR - 118L	R4U/ ZM 312	200	0,17	8	7,490000	0,001	5,10E-01	213,62
MVR - 132C	L0L1/ ZG 303	200	1,5	14	9,500000	0,001	4,50E+00	294,74
MVR - 134C	L0L1/ ZG 303	200	0,969	7	4,093000	0,001	2,91E+00	342,05
MVR - 113L	M3U/ MVR 1	200	0,802	5	2,594000	0,001	2,41E+00	385,50
MVR - 106C	L2U/ MVR 64	200	1,892	9	3,324000	0,001	5,68E+00	541,51
MVR - 115C	L0L1/ ZG 303	200	1,08	7	3,760000	0,001	3,24E+00	372,34
MVR - 82	R4U/ ZM 312	200	1,18	24	20,460000	0,001	3,54E+00	234,60
ZM - 463	L2U/ ZM463	8600	0,72	104	101,840000	0,001	2,16E+00	8782,40
ZM - 459	R3M/ ZG 252	6800	0,42	14	12,740000	0,001	1,26E+00	7472,53
ZG - 343C	R3/ ZG 317	200	0,87	11	8,390000	0,001	2,61E+00	262,22
ZM - 415	R4U/ ZM 401	200	2,74	13	4,780000	0,001	8,22E+00	543,93
ZM - 326	S3U/ ZM 315	200	1,2	27	23,400000	0,001	3,60E+00	230,77
ZG - 201	M3U/ ZG 204	3950	0,97	37	34,090000	0,001	2,91E+00	4287,18
ZG - 313	R3/ ZG 317	200	1,67	19	13,990000	0,001	5,01E+00	271,62
ZG - 348	R4U/ ZM 312	680	2,1	11	4,700000	0,001	6,30E+00	1591,49
ZM - 318	S3U/ ZM 315	200	1,14	25	21,580000	0,001	3,42E+00	231,70
ZG - 345	S3U/ ZG 304	630	2,83	10	1,510000	0,001	8,49E+00	4172,18
ZG - 319	R4U/ ZM 312	200	1,46	7	2,620000	0,001	4,38E+00	534,35
ZG - 346L	S3S/ ZG 304	200	1,769	25	19,693000	0,001	5,31E+00	253,90
ZG - 346C	R3/ ZG 317	200	1,726	19	13,822000	0,001	5,18E+00	274,92

Las variaciones de salinidad de las aguas de formación en función de la profundidad deben ser evaluadas según la geología y la escala del ambiente específico, considerando el tiempo, la localización y la forma de introducción de los fluidos en la cuenca sedimentaria.

Generalmente, se encuentra que la salinidad tiende a aumentar con la profundidad y edad de la sección. Sin embargo, esto no ocurre en la formación Oficina, arenas L, M, R, S, estas no siguen un patrón definido, se puede observar en la figura 4.2

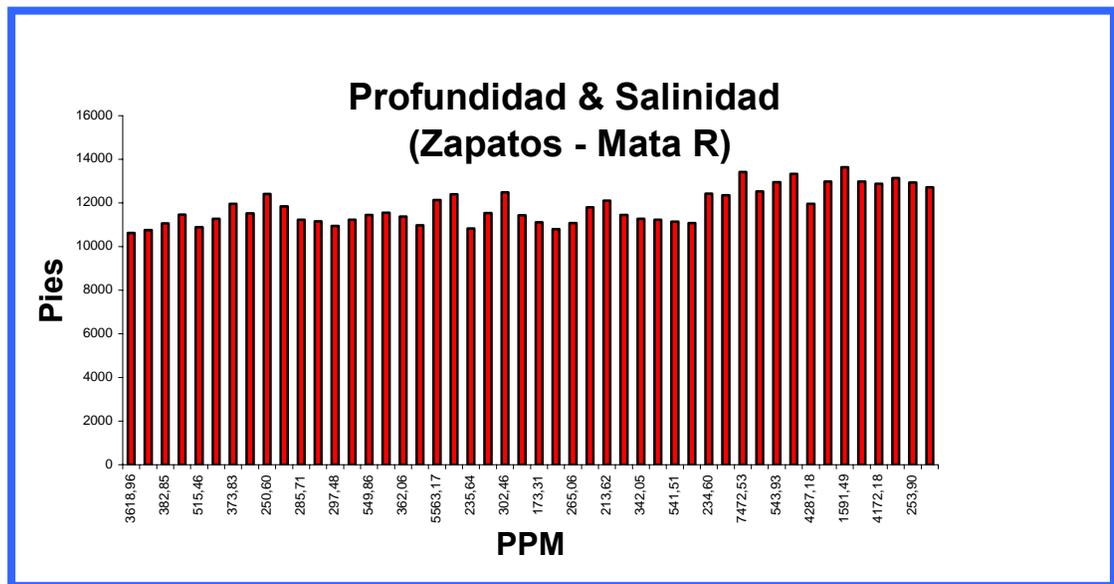


Figura 4.2. Salinidad de los campos Zapatos - Mata R

La variación observada en la figura 4.2. se puede explicar de acuerdo al ambiente sedimentario de esta formación. Recordando que se está en presencia de un complejo fluviodeltaico de grandes dimensiones, lo cual posee características de aguas marinas y aguas dulces. El movimiento de olas y corrientes, llevan las aguas marinas al delta dejando una serie de características distintivas en los sedimentos o bien debido a la acción de las mareas los sedimentos son transportados dentro y fuera de los pasajes de marea causando la socavación del fondo del pasaje dando inicio al desarrollo del delta. En este ambiente existen intercalaciones de aguas salobres y aguas dulces que se comunican entre si para constituir salinidades variadas dentro de estas profundidades.

Las arenas L, M, R, S se caracterizan por su llanura deltaica lo cual es parte del ambiente fluviodeltaico, siendo éste un relieve de extensas áreas que quedan cubiertas por aguas dulces o saladas por fenómenos como desbordamientos o tormentas.

Los campos Zapatos – Mata R posee en su mayoría aguas de bajas salinidad, el rango está por debajo de los 1.000 ppm, lo cuál es característico de aguas frescas e indicativo de un aporte de aguas de zonas de recarga cercanas al delta. Existen en su mayoría aguas meteóricas o mezclas de aguas meteóricas, ésto es debido a que esta agua proviene de fenómenos como lluvia, nieve, granizo, se percolan en las rocas y están involucradas constantemente al ciclo hidrológico, por lo que en ningún momento se encuentra atrapada en su totalidad; a medida que estos fenómenos se dan los minerales contenidos en el suelo son absorbidos por el agua y su salinidad va disminuyendo con el tiempo, existiendo el intercambio iónico entre las especies a formar, sometidos a condiciones de presión y temperatura tanto en la atmósfera como en la corteza terrestre. Además que las aguas de formación se van perdiendo con el proceso de compactación, ya que pueden ser expulsadas y en ciertas circunstancias particulares, esta agua de formación puede perderse y ser reemplazada por el agua meteórica; es el estudio isotópico de las aguas quien determina la intrusión o mezcla con las aguas de formación. Las aguas de formación sufren alteraciones en su composición y concentración a través de intercambios iónicos ocurridos por desbalances de cargas, membranas semipermeables que actúan como tamices salinos y la disolución de agua de formación por agua de reacción.

Desde el punto de vista geológico, se está en presencia de un ambiente transicional que puede variar por las acciones de oleaje, marea que pueden estar influenciando la formación en esos momentos (presencia de frente deltaicos, barras de playa o anteplaya, ciénagas, cordón de playa, canales distributivo, etc.). Los mapas de ambientes de cada uno de los niveles explicarían mejor los fenómenos por lo que atraviesa cada arena, sin embargo, en vista de que no se tiene acceso a estos mapas, se validan estos resultados con la descripción sedimentológica de la formación Oficina.

El rango entre 1.000 y 9.000 ppm corresponde a aguas de formación que presenta salinidades intermedias, ya que por pertenecer y tener la misma edad que la roca que la contiene, el contenido de sal es mucho mayor; y es notorio que no presenta agua de completación ya que las salinidades debe ser mucho mayor a 10.000 ppm. Estos rangos se pueden observar en la siguiente gráfica.



Figura 4.3. Variación de la salinidad

Teóricamente las salinidades pueden variar según el tipo de agua, para aguas de formación o connatas, las salinidades son intermedias y para aguas meteóricas por debajo de 1.000 ppm, por lo que normalmente precipitaría aquellas con mayor salinidad ya que su solubilidad sería mayor. No olvidando que todos estos procesos están regulados por otros factores como la temperatura y presión, los cuales pueden inducir cambios notables en dichas precipitaciones.

Tendencia del agua de formación

Los análisis fisicoquímicos realizados al agua permiten determinar la tendencia incrustante o corrosiva del agua de mezcla de los pozos seleccionados. Esta tendencia se determinó con el índice de estabilidad de Langelier y Ryznar (Anexo J).

En la siguiente tabla se presentan las tendencias de los 48 pozos muestreados.

Tabla N° 14. Tendencia del agua

Pozo	Arena / Yacimiento	ISL	ISR	Tendencia
MVR - 6	L2L/ MVR - 96	1,7	4,3	Incrustante
MVR - 85	L2U/ MVR 64	-1,9	9,8	Corrosiva
MVR - 108C	L0L1/ ZG 303	-0,9	8,7	Corrosiva
MVR - 108L	M3U/ MVR 1	-0,7	8,3	Corrosiva
MVR - 113C	L2U/ MVR 64	-2	9,8	Corrosiva
MVR - 119C	L2U/ MVR 64	-1,3	9	Corrosiva
MVR - 121L	R4U/ ZM 312	-0,9	8,5	Corrosiva
MVR - 122L	M3U/ MVR 1	-1,3	9,1	Corrosiva
MVR - 134L	S3S/ ZG 304	-1,2	8,9	Corrosiva
MVR - 107	L2U/ MVR 64	-0,2	7,2	Corrosiva
MVR - 129C	R3/ ZG 317	-1,3	9,1	Corrosiva
MVR - 137	L2U/ MVR 64	1,7	4,6	Incrustante
MVR - 92	MIU/ ZM 311	-1,7	9,5	Corrosiva
MVR - 68	L0L1/ ZG 303	-1,2	8,9	Corrosiva
MVR - 126C	L0L1/ ZG 303	-0,6	7,9	Corrosiva
MVR - 3	R4U/ ZM 312	-1	8,6	Corrosiva
MVR - 124L	M3U/ MVR 1	-0,7	8,1	Corrosiva
MVR - 124C	L0L1/ ZG 303	-1,5	9	Corrosiva
MVR - 120L	R3M/ MVR 54	1,4	4,8	Incrustante
MVR - 19	S3S/ ZG 304	0,5	6,2	Incrustante
MVR - 66	L2L/ MVR - 96	-1,8	8,6	Corrosiva
MVR - 70	MIU/ ZM 311	1,4	5,1	Incrustante
MVR - 77	S3S/ ZG 304	-0,7	8,2	Corrosiva
MVR - 81	MIU/ ZM 311	-0,9	8,3	Corrosiva
MVR - 128L	MIU/ ZM 311	-2,6	10,3	Corrosiva
MVR - 128C	L0L1/ ZG 303	-1,8	9,2	Corrosiva
MVR - 117C	L2L/ MVR - 96	-1	8,6	Corrosiva
MVR - 119L	R3M/ MVR 54	-0,4	7,3	Corrosiva
MVR - 118L	R4U/ ZM 312	-0,8	8,2	Corrosiva
MVR - 132C	L0L1/ ZG 303	-0,9	8,3	Corrosiva
MVR - 134C	L0L1/ ZG 303	-0,9	8,2	Corrosiva
MVR - 113L	M3U/ MVR 1	-0,8	8,2	Corrosiva
MVR - 106C	L2U/ MVR 64	-2,1	9,8	Corrosiva
MVR - 115C	L0L1/ ZG 303	-1,2	8,6	Corrosiva
MVR - 82	R4U/ ZM 312	0	7,6	Corrosiva
ZM - 463	L2U/ ZM463	-0,5	7,1	Corrosiva
ZM - 459	R3M/ ZG 252	0,4	6,5	Incrustante
ZG - 343C	R3/ ZG 317	-0,4	7,7	Corrosiva
ZM - 415	R4U/ ZM 401	-0,8	8,1	Corrosiva
ZM - 326	S3U/ ZM 315	0	7,2	Corrosiva

Tabla N° 14. Tendencia del agua (continuación)

ZG - 201	M3U/ ZG 204	1,7	4,3	Incrustante
ZG - 313	R3/ ZG 317	-0,7	8,2	Corrosiva
ZG - 348	R4U/ ZM 312	-0,3	7	Corrosiva
ZM - 318	S3U/ ZM 315	-1,4	8,9	Corrosiva
ZG - 345	S3U/ ZG 304	-0,1	6,7	Corrosiva
ZG - 319	R4U/ ZM 312	-0,9	8,2	Corrosiva
ZG - 346L	S3S/ ZG 304	-0,2	7	Corrosiva
ZG - 346C	R3/ ZG 317	-0,4	7,7	Corrosiva

Siguiendo el logaritmo para determinar la tendencia del agua, se encuentra que sólo siete pozos tienen tendencia incrustante, se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla N° 15. Tendencia del agua de los 7 pozos

Pozo	Arena / Yacimiento	ISL	ISR	Tendencia
MVR - 6	L2L/ MVR - 96	1,7	4,3	Incrustante
MVR - 19	S3S/ ZG 304	0,5	6,2	Incrustante
MVR - 70	MIU/ ZM 311	1,4	5,1	Incrustante
MVR - 120L	R3M/ MVR 54	1,4	4,8	Incrustante
MVR - 137	L2U/ MVR 64	1,7	4,6	Incrustante
ZG - 201	M3U/ ZG 204	1,7	4,3	Incrustante
ZM - 459	R3M/ ZG 252	0,4	6,5	Incrustante

De acuerdo a ésto se puede definir los campos Zapatos – Mata R como corrosivo con presencia de pozos incrustantes. Es importante destacar que se puede dar el caso en que algunos de estos pozos se esté en presencia de una corrosión con efecto Evans, es decir, el deposito incrustante en la zona metálica produce una zona anódica justo por debajo del deposito, donde la concentración de oxígeno es muy pequeña, diferencias en las concentraciones de oxígeno se originan con gran facilidad cuando tienen lugar procesos de incrustación de sales.

Las incrustaciones en estos pozos se originan por diferentes variables que están afectando la productividad de los pozos productores, estas variables se explicaran con detalle más adelante.

4.3 Profundidad típica a la que ocurren las incrustaciones

En esta sección se determinó la profundidad o intervalo de profundidad a la que se están formando las incrustaciones dentro de estos pozos, lo cual permite saber la ubicación exacta, para que de esta manera sea más practico aplicarle el plan preventivo ya sea mecánico o químico.

En el capitulo III se aplicó el logaritmo para establecer estas profundidades. La profundidad viene siendo extrapolada en las pruebas BHP / BHT de las arenas en las cuales se encuentran en esos pozos con las temperaturas arrojadas en las gráficas de IESAD (Anexo “K”) con tendencia incrustantes.

En el anexo K se puede apreciar que algunos pozos fueron sustituidos por otro de la misma arena/yacimiento, debido a que teóricamente estas arenas son isotérmicas a lo largo del yacimiento, es decir, el comportamiento de las temperaturas en los diferentes pozos son similares o iguales.

En la siguiente figura se observa la profundidad a la que fue detectada la incrustación de los pozos.

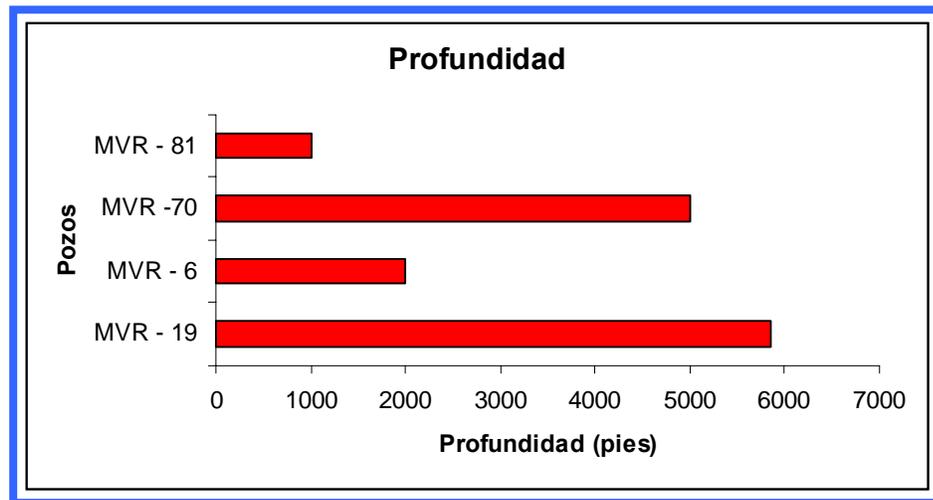


Figura 4.4. Profundidad a la que ocurren las incrustaciones

Como se observa en la figura 4.4 las incrustaciones en forma general ocurren a partir de los 1.000 pies, lo cual es evidencia de que se está produciendo carbonato de calcio en la tubería. Recordando que el carbonato de calcio tiene una solubilidad invertida, a medida que se incrementa la temperatura disminuye la solubilidad del mismo precipitando. Por lo tanto, es común que las precipitaciones de carbonato de calcio se den a medida que se aumentan las temperaturas y presión con la profundidad.

Otro aspecto que puede ocasionar cambios en las condiciones de operación de pozo y por ende la precipitación de incrustaciones, son los factores hidrodinámicos que pueden ser: caídas de presión por presencia de contracciones y ensanchamientos bruscos, cambios de nivel de presión, irregularidades en las superficies de flujo, presencia de accesorios (camisas de producción y niples), etc.

Las profundidades fueron calculadas sólo a cuatro pozos de los siete incrustantes, debido a que no se consiguió pruebas BHP/BHT, no hay pruebas cargadas a los pozos restantes ni a los yacimientos donde pertenecen éstos. Por lo que

sólo se limitó el cálculo a estos cuatro pozos; sin embargo, ya que cada uno de ellos representa a una arena, se pudo representar las arenas L, M y S dando profundidades características de dichas arenas. En la arena L, existen presencia de escalas a partir de 1.000 pies, en la arena M a partir de 5.000 pies y en la arena S a partir de 5.850 pies aproximadamente. Por supuesto estos rangos son aproximados, ya que se está dando resultados de los campos con una muestra de la población muy baja, estando estos sujetos a cambios debido al margen de error que se está incurriendo.

4.4 Determinación de las variables influyentes en las incrustaciones

Ciertas propiedades del agua pueden variar según las condiciones a las cuales están expuestas; estas condiciones pueden originar la supersaturación y nucleación para la formación de escalas.

La influencia de la temperatura es un factor determinante en la formación de incrustaciones, ésto se puede corroborar con el calculo del IESAD, donde de acuerdo a estos valores se establece si dicha agua es incrustante o no. En estos pozos las temperaturas del yacimiento son intermedias, ni tan altas ni tan bajas, sin embargo, a estas temperaturas ya la precipitación de carbonato de calcio se da, por lo que estas condiciones son totalmente efectivas para la precipitación de este mineral.

La presión, a su vez, juega un papel importante en la precipitación de escalas, sólo cuando existen caídas de presión bruscas, estas diferencias de presión, originan cambios en la composición del agua que probablemente originen precipitación.

Una de las propiedades más usuales utilizadas para verificar si hay o no incrustación es el pH. En los análisis fisicoquímicos de los pozos con tendencia incrustante se puede observar que tienen un pH mayor a 7,20 indicando un sistema

semi – básico, donde se cumplen que para estos valores de pH predominan los iones bicarbonatos. Como el pH no excede de 8, no se tiene presencia de iones carbonatos y se pueden observar en los análisis fisicoquímicos (anexo “H”).

Como era de esperarse, en general, el agua de los pozos tienen durezas significativas; siendo la dureza cálcica mayor a la dureza magnésica, lo que evidencia la existencia aún mayor de calcio con respecto al magnesio, que al reaccionar con los iones bicarbonatos forman CaHCO_3 y MgHCO_3 en menor proporción.

La influencia de sulfatos e hierro en las muestras es casi nula por lo que no debería existir la precipitación de estos minerales como incrustación. Sin embargo, el ión hierro es una propiedad que determina la presencia de un proceso corrosivo, como es notorio, son muy bajos por lo que se descarta esta opción en estos pozos.

El contenido de cloruro en el agua produce corrosión metálica del sistema, observando todos los pozos, estos poseen mayores concentraciones del ion cloruro más que cualquier otro, y es aplicable a la tendencia corrosiva de la mayoría de los pozos, exceptuando a los pozos incrustantes.

Estos resultados se pueden ver, como ya se dijo anteriormente en el anexo H, sin embargo, se presenta una muestra de análisis fisicoquímico de un pozo a continuación.

CATIONES		
	mg/l	me/l
Sodio, Na ⁺ :	1087.2	47.292
Calcio, Ca ⁺⁺ :	136.0	6.786
Magnesio, Mg ⁺⁺ :	53.5	4.399
Bario, Ba ⁺⁺ :	18.0	0.262
Hierro, Fe ⁺⁺ :	0.9	0.033
Total Cationes	1295.6	58.772
ANIONES		
	mg/l	me/l
Cloruro, Cl ⁻ :	915.0	25.809
Sulfato, SO ₄ ⁻² :	40.0	0.833
Carbonato, CO ₃ ⁻² :	0.0	0.000
Bicarbonato, HCO ₃ ⁻ :	1960.0	32.131
Hidroxido, OH ⁻ :	0.0	0.000
Total Aniones	2915.0	58.772
Total Sólidos disueltos:	4210.60	
Total Sólidos suspendidos:	602.00	
Total Sólidos sedimentales:	205.00	
Total Sólidos:	5017.60	
ALCALINIDAD		
Fenolftaleína (P)	0.0	
Total (M)	1960.0	
DUREZA		
Cálcica	340.0	
Magnésica	220.0	
Total	560.0	
PROPIEDADES		
pH @ 64.4 °F:	7.73	
Gravedad Específica 60/60°F:	1.0028	
Resistividad @ 75 °F:	1.7	Ohm-Meter
Conductividad @ 75 °F:	5.88	mS/cm
Salinidad Equivalente a NaCl (1)	3100	ppm
Turbidez:	938	FTU
Tipo de Agua:	METEORICA	
Índice de Ryanar:	4.8	Tendencia Incrustante
Índice de Saturación Langellier:	1.48	CaCO₃ > Tendencia Incrustante
Color real:	1764.0	Pt/Co APHA

Figura 4.5. Análisis fisicoquímico del MVR - 6

Por otro lado, la cantidad de TDS tiene una excesiva concentración en los pozos incrustantes, ésto es un indicativo de la presencia del fenómeno de nucleica homogénea, por lo que tendrán mayor tendencia a la formación de incrustaciones. La solubilidad del agua disminuye al aumentar las concentraciones de TDS.

El tipo de agua al igual que la salinidad definiría un tanto, las escalas que se formarían en los pozos. Al caracterizar el agua se encontraron estos dos resultados, obteniéndose agua de mezcla como tipo de agua predominante y aguas de bajas salinidades en la mayoría de los pozos. Estos dos parámetros indican presencia de bicarbonato de calcio, altas concentraciones de esta sal, da inicio a la formación de incrustaciones.

Existen otros factores que afectan la precipitación de escalas como: velocidad de flujo, corrosión, actividades microbiológicas, diseños de sistemas, etc; factores que están presente aunque no se están evaluando directamente.

En general, las variables que mayor influencia tienen en la precipitación de escalas son: temperatura, presión, pH, TDS, etc; son determinantes en el proceso incrustante a la cual están expuestos los pozos.

4.5 Plan preventivo para reducir la formación de incrustaciones

En la actualidad, a estos pozos se le aplica tratamiento mecánico cuando se verifica la presencia de escalas, este tratamiento esta basado principalmente en un tratamiento de guaya fina con cepillos y cortadores para limpiar la incrustación presente.

La aplicación de un tratamiento mecánico conlleva a ciertos riesgos que pueden variar y aumentar costos por complicaciones como una ruptura de la guaya dentro del pozo (origina un pescado, herramienta incrustada en el pozo, que requiere intervenciones al pozo para restaurar la producción) además de la disponibilidad que se tenga del equipo necesario para ese entonces.

Por lo que se recomienda principalmente un tratamiento preventivo químico que elimine las incrustaciones antes que se observen deficiencias en la producción, observaciones que son notadas en el diámetro efectivo de la tubería al realizarle el chequeo mecánico cotidiano.

Además, es importante recalcar que los costos asociados a la acción preventiva son menores a los costos originados por la presencia de incrustaciones en los pozos. Esto justifica el porque es necesario aplicar un plan preventivo que reduzca las condiciones incrustantes.

El tratamiento químico normalmente se hace con HCl al 15% de concentración, esta es la dosis usada. Sin embargo, se propone que se utilice el mismo químico (para no generar costos extras) pero tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Aplicar el inhibidor, en forma continua y a una profundidad por encima de la que está ocurriendo la incrustación con las herramientas adecuadas para este trabajo.
- Realizar constantes evaluaciones de los parámetros fisicoquímicos después de la aplicación del inhibidor, esto es para ver si es necesario aumentar la dosis en función de los parámetros medidos.
- Aplicar el inhibidor una vez al mes, esto es función de los parámetros analizados por vía fisicoquímica para mantener el pozo libre de incrustación.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- 1.** La aplicación conjunta del método de Sulin y el diagrama de Stiff permitió clasificar correctamente las aguas de formación de los campos Zapatos – Mata R.
- 2.** Las arenas L, M, R, S de la formación Oficina presentan una mezcla entre agua meteórica y connata, con altos porcentajes de los aniones bicarbonato y cloruro y de los cationes calcio y sodio.
- 3.** Las aguas de formación están asociadas según el tipo de crudo; las aguas meteóricas se asocian con los crudos pesados y las aguas connatas con él el crudo liviano, esto es originado por la litología del ambiente en el cual están confinados.
- 4.** Las salinidades en los campos Zapatos – Mata R no cumplen con una tendencia lineal, debido al ambiente fluviodeltaico en el cual están sumergidos y que por fenómenos meteóricos existen intercalaciones entre aguas salobres y fluviales.
- 5.** El rango de salinidad de las aguas de formación en las arenas L, M, R, S, está entre 1.000 ppm y 9.000 ppm. Siendo aguas de bajas salinidades por debajo de 1.000 ppm.
- 6.** Los campos Zapatos – Mata R presentan tendencia corrosiva en la mayoría de sus pozos, sin embargo, hay presencia de incrustaciones en siete pozos (MVR – 6, MVR – 19, MVR – 70, MVR – 120, MVR – 137, ZG – 201, ZM – 459).

7. Aproximadamente a partir de los 1.000 pies se empiezan a formar escalas de carbonato de calcio dentro de estos pozos, originándose principalmente por las condiciones de presión y temperatura que están sujetos.

8. La calidad del agua, las condiciones de presión y temperatura son los factores primarios que afectan a la precipitación de incrustaciones.

9. Los valores obtenidos de pH ($> 7,2$) indican un sistema semi – básico, que da origen a la precipitación de las sales de bicarbonatos.

10. Los pozos analizados presentan durezas significativas, lo cual produce incrustaciones tanto de calcio como de magnesio (casi nula).

11. Posiblemente en los pozos que resultaron tendencia corrosiva, puede existir el efecto evans, es decir, corrosión por incrustación.

12. La precipitaciones de carbonato de calcio se producen donde existan mayor temperatura y presión debido a su solubilidad invertida.

13. El tratamiento mecánico conlleva mas riesgo y menores costos, sin embargo, es preferible el tratamiento químico por su efectividad.

5.2. Recomendaciones

1. Analizar muestras sólidas de los pozos productores mediante técnicas de análisis fisicoquímicos para determinar la naturaleza química de las incrustaciones presentes.

2. Realizar pruebas BHP/ BHT, por lo menos una vez al año o cuando se requieran de ellos, para así poseer información cuando se este evaluando los pozos.
3. La inyección del inhibidor químico sea en la profundidad en la que fue detectada la incrustación.
4. Realizar análisis fisicoquímicos a los pozos constantemente para verificar las incrustaciones en dichos pozos y disminuir su declinación por productividad.
5. Evaluar el tratamiento químico requerido para la incrustación por su efectividad y costos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Medina, J., **“Evaluación de los factores que influyen en la formación de incrustaciones en los pozos productores del campo Santa Rosa, Área Mayor de Anaco Este (AMA ESTE)”**, Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería Química, Universidad Central de Venezuela, Caracas (2008).
2. Haudet, A., López, M. y Bunge, A., **“Utilización de equipamiento para el control de deposiciones para definir la relación corrosión – incrustaciones (ensayo de campo)”**. VECOR 2005, artículo 5169, 1 – 10.
3. Stamatakis, E., Haugan, A., Chatzichristos, C., Stubos, A., Muller, J., Dugstad, O., y Palyvos, I., **“Study of calcium carbonate precipitation in the near – well region using ⁴⁷Ca as tracer”**. SPE Production & Operations (2006).
4. Pastor, H., **“Caracterización del agua de producción del Miembro Merecure, Campo Santa Ana del Área Mayor de Anaco (AMA – OESTE)”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2009)
5. Mata, G., **“Determinación de la distribución del material obturante para la perforación de la sección productora con el sistema de fluidos a base de 100% aceite en el campo Mata R del distrito Anaco”**, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Barcelona (2004).
6. Lozano, H., **“Caracterización del modelo dinámico del yacimiento M2B MVR- 52, campo Mata R, Área Mayor Oficina (A.M.O) del distrito Anaco,**

estado Anzoátegui”, Tesis de Grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2005).

7. Arstein R., **“Formación Oficina”**, 1997 Disponible en: <http://www.pdvsa.com/lexico/o2w.htm>
8. Medina R., Ungria A., López C., **“Características de las aguas de formación y las gravedades API de los crudos asociados, en las Áreas Mayor de Anaco, Oficina y Temblador”**. Instituto de Geoquímica, Caracas (1985).
9. Autor anónimo. Disponible en: http://www.bdh.org.ar/azul/common/themes/azul/help/Diagramas_Hidroqu_mico_s.htm
10. Baker Petrolite. **“Formación e inhibición de las incrustaciones”**. (1999, febrero), El Tigre, Venezuela.
11. Crabtree, M., Eslinger D., Fletcher P., Miller M., Johnson A. Y King G., **“La Lucha contra las incrustaciones: Remoción y prevención”**. (1999). Disponible en: http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf
12. Contreras, R., **“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. PDVSA Distrito Gas Anaco”**, Tesis de Grado, Universidad de los Andes, Mérida (2005).

13. Salazar, A., **“Evaluación del sistema de inyección de agua salada del campo Aguasay Area Mayor Oficina del Distrito Gas Anaco”**, Tesis de grado, Departamento de Petróleo, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2006).
14. **“Incrustaciones en las captaciones de agua”**. España (2004). Disponible: <http://www.miliarium.com/Proyectos/EstudiosHidrogeologicos/Anejos/Corrosion/Incrustaciones/Incrustaciones.htm>.
15. Marcano, A., **“Evaluación de la corrosividad interna en tuberías de producción y su relación con las estimulaciones ácidas en pozos del Distrito gas Anaco”**, Tesis de Grado, Departamento de Química, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz (2005).
16. Jaspe R, J., **“Determinación del potencial de inyección de los pozos depositores de agua salada del Distrito Anaco sección AMA Oeste”**. Tesis de Grado, Universidad Simón Bolívar, S, Caracas (2005).
17. Tamayo y Tamayo, M., **“El proceso de la investigación”**. Editores Limusa Noriega, Tercera Edición, Caracas (1997).
18. Ungria, S., **“Estudio geoquímica de aguas de formación Área Mayor Oficina, estado Anzoátegui”**. Tesis de Grado, Escuela de Química, Universidad Central de Venezuela, Caracas (1981).

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TÍTULO	“Evaluación de los factores que afectan la precipitación de incrustaciones en los pozos productores con alto corte de agua de los campos Zapatos-Mata R, área mayor oficina, estado Anzoátegui”
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Barrero Cornivell, Nazareth del Valle	CVLAC: 17.535.823 EMAIL: naza.corni@gmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Incrustación

Escalas

Pozos

Yacimientos

Caracterización de agua

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUB ÁREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

Con el desarrollo de cada uno de los objetivos propuestos se pretende definir el tipo y tendencia del agua, establecer la profundidad en donde ocurren las incrustaciones, evaluar cada una de las variables que afectan el proceso de escalas, y por supuesto, proponer un plan preventivo. Primeramente, se define el tipo de agua presente en los pozos productores estableciéndose aguas de mezclas en mayor proporción; segundo, se establecieron los rangos de salinidad de los campos Zapatos – Mata R (1.000 – 9.000 ppm). Tercero, se determinó la tendencia del agua de formación, resultando sólo siete pozos incrustantes. Una vez detectado los pozos con incrustaciones, se determinó la profundidad en la cual se estaban formando esas incrustaciones, dando como resultado un rango de profundidad entre 1.000 y 6.000 pies. Cada uno de los parámetros afectantes se evaluaron para detectar el origen de dichas incrustaciones originando que la presión, la temperatura y el pH son los factores primordiales para que se dé la precipitación de carbonato de calcio. Para reducir la formación de incrustaciones se propone usar el HCl al 15% siguiendo parámetros definidos para la dosis y tiempo de dosificación.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E-MAIL				
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Hernán, Raven	CVLAC:	V- 4.136.007			
	e-mail:	hraven1@yahoo.com			
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Daniel, Segnini	CVLAC:	V- 12.155.336			
	e-mail:	Segninid@pdvsa.com			
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Shirley Marfisi	CVLAC:	V- 10.501.828			
	e-mail:	marfisishirley@cantv.net			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Roberto, Salas	CVLAC:	V-3.413.775			
	e-mail:	rsalasalfaro@cantv.net			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2009	10	29
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Evaluación_factoresincrustrantes_ZapatosMataR.doc	Aplicación/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: PDVSA Gas Anaco (OPCIONAL)

TEMPORAL: 8 meses (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 44 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”

Barrero Cornivell, Nazareth Del Valle.

AUTOR

Ing. Hernán Raven

TUTOR

Ing. Shirley Marfisi

JURADO

Ing. Roberto Salas

JURADO

Ing. Daniel Segnini

TUTOR

Prof. Yraima Salas

POR LA SUBCOMISION DE TESIS