

**“EVALUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES EN SISTEMAS
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO CANTAGALLO”**

**HENRY FERNANDO CASTRO HERNANDEZ
CHRISTIAN JOSÉ GAMEZ MEJIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**“EVALUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES EN SISTEMAS
DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO CANTAGALLO”**

**HENRY FERNANDO CASTRO HERNANDEZ
CHRISTIAN JOSÉ GAMEZ MEJIA**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de
Ingeniero de Petróleos.**

**Director:
Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina
ECOPETROL S.A.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	1
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO	2
1.1 RESEÑA HISTORICA	2
1.2 LOCALIZACION	6
1.3 DISTRIBUCION DEL CAMPO	9
1.4 GEOLOGIA	10
1.4.1 Estratigrafía	11
1.4.1.1 Formaciones Productoras	11
1.4.2 Estructura del yacimiento	15
1.5 HISTORIA DE LA PRODUCCION DEL CAMPO	17
2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	19
2.1 DEFINICION	19
2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO.	20
2.2.1 Equipo de superficie	20
2.2.2 Equipo de Fondo	20
2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	21
3. CONCEPTOS GENERALES	23
3.1 DEFINICION DE INCRUSTACIONES	23
3.2 COMO SE ORIGINAN LAS INCRUSTACIONES	23
3.3 IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS DE INCRUSTACION	24
3.4 ZONAS DONDE FRECUENTEMENTE SE PRECIPITAN LAS INCRUSTACIONES	25
3.5 PROBLEMAS QUE CAUSAN LAS INCRUSTACIONES	26

3.6 PRINCIPALES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACION DE INCRUSTACIONES	26
3.6.1 Concentración iónica	26
3.6.2 Presión	27
3.6.3 Temperatura	27
3.6.4 pH	27
3.6.5 Mezcla de agua	27
3.6.6 Flujo turbulento	27
4. CLASES DE INCRUSTACIONES	28
4.1 CARBONATO DE CALCIO (CaCO_3)	28
4.1.1 Efecto de la presión	28
4.1.2 Efecto de la temperatura	29
4.1.3 Efecto del pH.	29
4.1.4 Efecto de las sales minerales	30
4.2 SULFATO DE CALCIO (CaSO_4)	30
4.2.1 Efecto de la presión	30
4.2.2 Efecto de la temperatura.	31
4.2.3 Efecto de las sales disueltas	31
4.3 SULFATO DE BARIO (BaSO_4)	31
4.3.1 Efecto de la temperatura	32
4.3.2 Efecto de las sales disueltas	32
4.3.3 Efecto de la presión.	32
4.4 SULFATO DE ESTRONCIO (SrSO_4)	32
4.5 COMPUESTOS DE HIERRO	33
4.5.1 Compuestos de hierro ocasionados por el O_2 .	33
4.5.2 Compuestos de hierro ocasionados por el CO_2	33
4.5.3 Compuestos de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H_2S	34
4.6 OTROS DEPOSITOS	34
4.6.1 Incrustaciones de MgCO_3 y $\text{Mg}(\text{OH})_2$	34
4.6.2 Compuestos de silica y silicatos	34

4.6.3 Depósitos biológicos	35
5. CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES	36
5.1 CONTROL QUIMICO	36
5.1.1 Tipos de inhibidores de incrustación.	36
5.1.1.1 Inhibidores Químicos Orgánicos	37
5.1.1.2 Inhibidores Químicos Inorgánicos	37
5.1.2 Dosis y Concentración.	38
5.1.3 Mecanismos de inhibición	38
5.1.4 Selección de inhibidores	39
5.1.5 Métodos de aplicación de inhibidores de incrustaciones	39
5.1.5.1 Aplicación en forma continua en superficie	40
5.1.5.2 Aplicación en forma continua en el pozo	41
5.1.5.3 Aplicación por baches.	42
5.1.5.4 Aplicación forzada “squeeze”	42
5.1.6 Evaluación de inhibidores	43
5.1.6.1 Mediante software	43
5.1.6.2 Cupones de incrustación	43
5.1.6.3 Evaluación de precipitación	43
5.1.6.4 Método común	44
5.1.6.5 Efecto de la supersaturación	44
5.1.6.6 Efecto de la temperatura	44
5.1.6.7 Efecto del pH	45
5.1.6.8 Efecto de la concentración del inhibidor	45
5.1.6.9 Compatibilidad del inhibidor con efluentes del campo petrolero	45
5.2 CONTROL NO QUIMICO	46
5.2.1 Mecanismo de Tratamiento Magnético	46
5.2.2 Mecanismo Electroestático	47
6. METODOS DE REMOCION DE INCRUSTACIONES	48
6.1 REMOCION QUIMICA	48
6.1.1 Remoción Química de los Componentes de la Muestra	49

6.1.1.1 Eliminación de hidrocarburos	49
6.1.1.2 Eliminación del CaCO_2	49
6.1.1.3 Eliminación CaCO_4	49
6.1.1.4 Eliminación de compuestos de hierro	49
6.1.1.5 Eliminación de depósitos de sal, arena cieno y arcilla	49
6.1.2 Remoción química de incrustaciones en el fondo del pozo	50
6.2 REMOCION MECANICA	50
6.2.1 Remoción Mecánica de Incrustaciones en Líneas de Superficie	51
6.2.2 Remoción Mecánica de Incrustaciones en el Fondo del Pozo	51
7. POZOS CON PROBLEMA DE INCRUSTACIÓN	52
7.1 POZO P-1	52
7.2 POZO P-2	54
7.3 POZO P-3	56
7.4 POZO P-4	58
7.5 ANÁLISIS DE MUESTRA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.	59
8. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO	60
8.1 APLICACIÓN DE INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES POZO P-1 DEL CAMPO CANTAGALLO	63
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
BIBLIOGRAFIA	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Curva de producción de petróleo campo Cantagallo.	6
Figura 2. Ubicación del campo con respecto a Santa Fe de Bogotá.	7
Figura 3. Ubicación Geográfica Campo Cantagallo.	8
Figura 4. Distribución del Campo Yariguí-Cantagallo.	9
Figura 5. Columna Estratigráfica, Cuenca Valle Medio del Magdalena.	14
Figura 6. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo.	16
Figura 7. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-1.	53
Figura 8. Muestra #1 de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-1.	53
Figura 9. Muestra #2 de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-1.	54
Figura 10. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-2.	54
Figura 11. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-2.	55
Figura 12. Muestra #1 de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-2.	55
Figura 13. Muestra #2 de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-2.	56
Figura 14. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-3.	56
Figura 15. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-3.	57
Figura 16. Muestra de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-3.	57
Figura 17. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-4.	58
Figura 18. Muestra de incrustación en la bomba de subsuelo pozo P-4.	58

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Precio barril de petróleo para el campo Cantagallo.	60
Tabla 2. Costos cambio de bomba de subsuelo.	61
Tabla 3. Calculo de perdidas por la depositación de Incrustaciones.	61
Tabla 4. Cambios de bomba de subsuelo.	62
Tabla 5. Pérdida total por depositación de incrustaciones en cada pozo.	62
Tabla 6. Cuadro comparativo, pérdidas por incrustaciones vs. Inyección de inhibidor, para el pozo P-1.	64

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. análisis de aguas de producción e índices de saturación del campo Cantagallo.	72
Anexo B. pérdidas de producción durante las fechas con problema de depositación de incrustaciones del campo Cantagallo.	76

RESUMEN

TITULO:

EVALUACIÓN DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES EN SISTEMAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DEL CAMPO CANTAGALLO *

AUTORES:

HENRY FERNANDO CASTRO HERNANDEZ

CHRISTIAN JOSÉ GAMEZ MEJIA **

PALABRAS CLAVES:

Incrustación, Depósitos, inhibidores, Saturación, precipitación, remoción, índice de saturación (S.I). cupon.

RESUMEN:

Las incrustaciones son depósitos asociados al agua de producciones generalmente presentes en los campos petroleros. Los principales tipos de incrustaciones son las de carbonato de calcio, sulfatos de: calcio, bario y estroncio, siendo la mas común la de carbonato de calcio.

Debido a la presencia de incrustaciones se evidencio en este campo, se procedió a actuar con ligereza y fue así como se inicio el estudio, primero corroborando su presencia física en los pozos, determinando los puntos críticos para su deposito y las variables mas influyentes como presión, temperatura, pH, sales, etc; las cuales favorecían su depositación. Posteriormente se caracterizo el agua con el fin de determinar la verdadera tendencia incrustante, hallando el índice de saturación se analizaron muestras tomadas en las bombas de subsuelo para conocer el tipo de incrustación. La etapa siguiente fue implementar un tratamiento con el fin de remover la escama ya formada e inhibir para evitar su posterior aparición.

Los trabajos iniciales se realizaron con base en sugerencias y productos disponibles en el mercado, considerando para ello su costo, eficiencia y facilidad en la implementación de su aplicación, posible mejoramiento de la producción, procurando el mínimo tiempo de cierre de los pozos para esta operación. Mediante la identificación de los puntos donde se depositan las incrustaciones, se toman muestras y se analizan con el fin de conocer a que tipo incrustación pertenece; igualmente se analizan, las posibles variables que influyen en su precipitación.

El siguiente estudio en el manejo del problema de las incrustaciones en el campo Cantagallo, con su respectiva evaluación económica, servirá a la empresa colombiana del petróleo para continuar investigando acerca de este gran problema como es la depositación de incrustaciones.

* Proyecto de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Fredy Abelardo Nariño Remolina

SUMMARY

TITLE:

EVALUATION OF THE DEPOSITION OF SCALES IN SYSTEM OF PUMPING ELECTROSUMERGIBLE OF FIELD CANTAGALLO*

AUTHORS:

HENRY FERNANDO CASTRO HERNANDEZ

CHRISTIAN JOSÉ GAMEZ MEJIA**

KEY WORDS:

Fouling, deposits, inhibitors saturation, precipitation, removal, saturation index (SI). coupon.

DESCRIPTION:

Scales are deposits that come from oilfield water production. The main types of scales are those from calcium carbonate, sulfates of: calcium, barium and strontium.

Because of scales presence in Cantagallo field, a research study was started, with well physical presence analysis identifying critical points for its deposition, and most important variables involve, like pressure, temperature, pH, salt. In other hand the water was characterized in order to determine the deposition trend, finding the saturation index.

Next step was to implement a treatment in order to remove the scale and prevent its future deposition. By identifying the points where the fouling deposits, samples are taken and analyzed in order to know what belongs inlay; also discusses the possible variables that influence precipitation.

Initial work was conducted based on suggestions and available chemistry products, considering costs, efficiency and less well closed time.

Each treatment is feasible if is apply at specific stage of scale development, however it is better to characterized water when field production begin in order to identify the scale and apply a treatment system.

The next study on managing the problem of scales in the field Cantagallo with its own economic evaluation, will provide the Colombian oil company to continue researching this problem as the deposition of scales.

* Graduation Project.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Ing Fredy Abelardo Remolina Nariño.

INTRODUCCION

La producción del petróleo con el tiempo trae consigo el incremento del agua asociada y la disminución de la cantidad de crudo que se puede extraer de un yacimiento; el agua que sale de la formación tiene diferentes iones que lleva en solución y los fluidos del pozo en su viaje desde el yacimiento hacia la superficie pasa a través de restricciones que ocasionan flujo turbulento, cambios de presión y temperatura entre otros, esto causa que la solubilidad del agua disminuya considerablemente a tal punto que ocurra la precipitación de las incrustaciones, siendo este un problema muy común en la industria del petróleo.

El campo Cantagallo no es la excepción a este problema, el cuál manifestó en su etapa más crítica daños en la bomba de subsuelo, y como consecuencia, la disminución de la producción de cada uno de los pozos estudiados. El punto de partida para tratar el problema fue la caracterización de las aguas de producción de cada pozo, para luego determinar su tendencia incrustante.

Mediante la identificación de puntos críticos donde se depositaban, se tomaron muestras de incrustaciones y se analizaron con el fin de conocer a que tipo incrustación pertenecía; igualmente se analizaron, las posibles variables que influyeron en su precipitación.

El presente trabajo muestra un estudio en el manejo del problema de las incrustaciones con su respectiva evaluación económica en el campo Cantagallo, el cuál servirá como punto de partida para continuar investigando acerca de este gran problema como es la depositación de incrustaciones.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUI – CANTAGALLO

1.1 RESEÑA HISTORICA¹

Los campos Yariguí y Cantagallo hacen parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en el año de 1939 a la compañía de petróleos del valle del Magdalena Medio, subsidiario de la compañía Socony Vacuum y más tarde, en el año de 1953 a la Shell Cóndor.

Durante la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 194 la compañía de petróleos del valle del Magdalena, subsidiaria de la compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos: cimitarra 1 y cimitarra 2.

El pozo cimitarra 1, cuyo nombre se cambio posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), alcanzo una profundidad de 1494 ft, encontrando rocas del grupo Girón a 1145 ft, con manifestaciones de gas y aceite hacia la base de la secuencia terciaria y el cimitarra 2 (posteriormente CG-2), alcanzaron una profundidad de 6170 ft , donde se encontró sedimentos del cretáceo a 6153 ft, el pozo produjo 286 bls de aceite de 20.1 °API del Terciario, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Para el desarrollo del campo entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, luego siguió un receso hasta 1951, cuando la concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor.

De los primeros 12 pozos perforados , solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4), fue abandonado posteriormente por inundación del Río Magdalena , los pozos CG-5,7,8 y 11 resultaron secos, con manifestaciones de

¹ CARO R., William y ROA B., Julian L. Evaluación del sistema de recolección del líquido de la estación Isla IV del Campo Cantagallo por medio de la aplicación en software especializado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2008

gas y aceite ; los pozos CG-5 y 11 fueron de extensión en el extremo meridional de la concesión. Los pozos CG_1 y 9 fueron perforados en el lado levantado de la Falla de Cantagallo y encontraron rocas del grupo Girón o basamento cristalino relativamente a poca profundidad.

La compañía Shell Cóndor en el periodo de julio de 1952 a diciembre de 1953 perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y 1 (CG-16), fue perforado en el lado levantado de la falla de Cantagallo.

A partir de 1953 la exploración y explotación de nuevos pozos se incrementa hacia el lado este del campo Cantagallo.

En mayo de 1955 se perfora el pozo CG-20, de avanzada en el extremo norte de la Concesión, quedando en el lado levantado de la falla de Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento. Se suspende la perforación de pozos en esta conexión hasta junio de 1976, cuando se perfora el pozo de relleno (infill) CG – 23, en el cual produjo 196 bls de aceite de 20.4° API por bombeo convencional en las primeras pruebas de producción.

En el periodo de 1953 a 1962 se perforan 40 pozos en el campo Yariguí, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o porque no fueron productores comerciales los pozos Yariguí (YR) 1, 2, 6, 15, 32, 33,40 y los pozos YR-15 se reactivo posteriormente en octubre de 1975.

En diciembre de 1965, la compañía Shell, hace un ensayo de inyección de agua en las arenas cantagallo (CG) a través del pozo YR-8, obteniendo una tasa de inyección promedio de 7000 bwpd a 3500 psi, sin embargo la prueba no se considero lo suficientemente concluyente debido a su corta duración.

En junio de 1971 y después de un receso de 9 años en la perforación, se perfora el pozo YR-41, entre 1974 y 1975, las concesiones Cantagallo y San Pablo pasa a

la administración de ECOPETROL S.A. mediante la creación de la compañía Explotaciones Cóndor S.A.

En el periodo de 1976 y 1983, bajo la administración de ECOPETROL S.A. se perforan 28 pozos en Yariguí (YR 42 a 69), y uno en cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y reemplazar pozos antiguos y con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al estado colombiano la concesión de San pablo y el 14 de diciembre de 1987 revierte la concesión de Cantagallo.

En 1995 ECOPETROL S.A inicia el proyecto de reinyección de aguas producidas, con el cual se buscaba eliminar los vertimientos de esta agua al río Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre la conservación ambiental.

La reinyección se inicia en 1995 en las arenas Cantagallo de la formación la Paz a través del pozo YR-8. En el campo se perforaron 94 pozos de los cuales 17 (CG-8, 4, 14, 66, 3, 2,58, 19,5,18, 4, 15, 17, 23, 3, 13 y 1), alcanzaron la discordancia y 7 (CG-4, 8,14,15 y YR-1,3,66), penetraron la formación de Luna de la secuencia cretácea, siendo el CG-14 el que más espesor perforo, 1500 ft, de los cuales se logro una producción de 150 bpd de las pruebas iniciales en el miembro Salada.

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto , debido principalmente a la baja relación gas – aceite original y en general al escaso empuje hidráulico , por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas *lift*, bombeo hidráulico actualmente existen 4 pozos con sistema de bombeo electrosumergible.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas “CG” (sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas); solo en aquellos

pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas “C” y en menor proporción en arenas “B”.

Posteriormente y debido básicamente en la declinación de los pozos en arenas “CG”, el 70% de estos se completaron en arenas “C” y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del campo se inicio en el año de 1952 y 1959 la explotación del campo Cantagallo alcanzo su máximo desarrollo con una producción de 2795, y en 1962 el campo Yariguí hace con una producción de 18575 bopd.

Actualmente estos campos pertenecen a la Gerencia del Centro Oriente de ECOPETROL S.A. y depende administrativamente de la superintendencia de Río; que incluye además; las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Río y Cicucco.

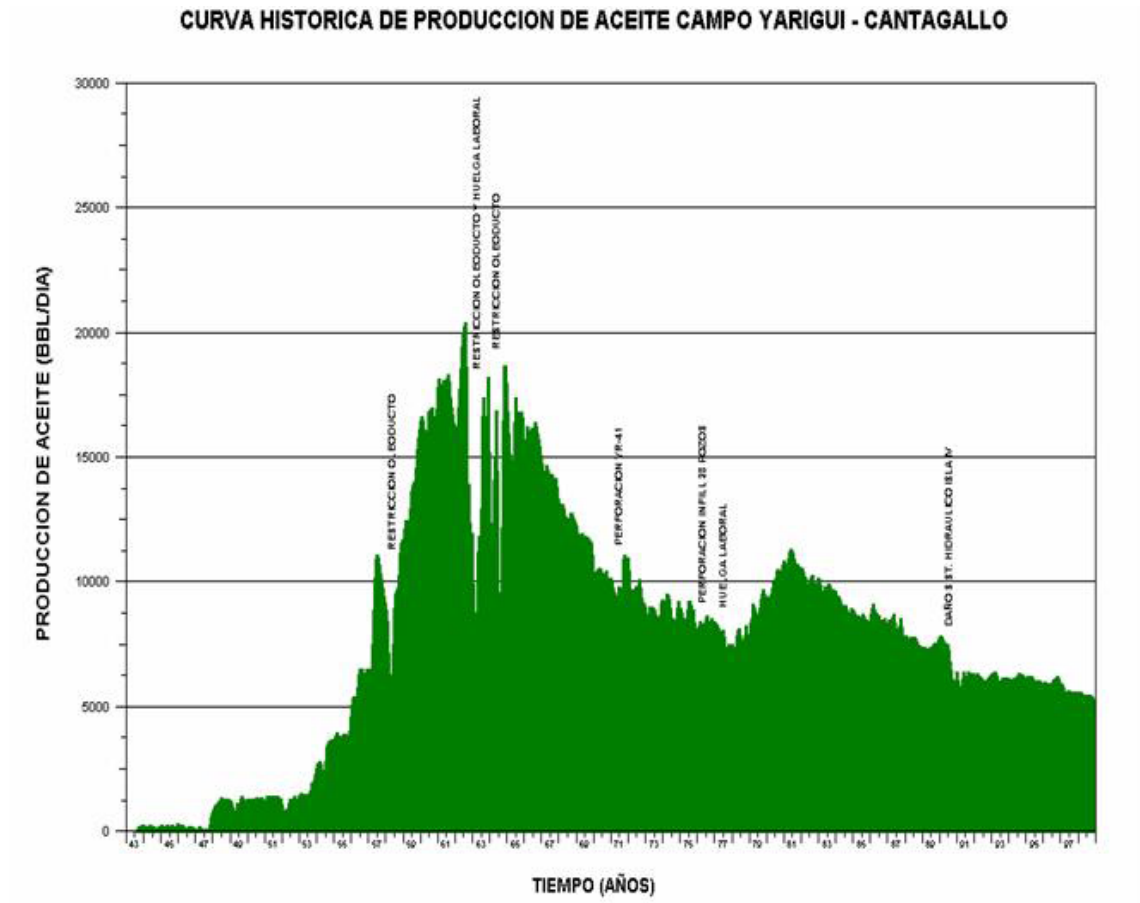
Para el año 2005 se programo la perforación de varios pozos, la instalación de varios sistemas de bombeo electrosumergible y la realización de un piloto de fracturamiento hidráulico en las Arenas productoras “B”, “C” y “CG”. Obteniendo resultados beneficiosos para el campo.

A diciembre de 2004 la producción promedio del campo era de 9500 bopd y 3700 Kscfd de gas y se habían recobrado 160 Mbbls de petróleo y 84,5 Gcf de gas.

A diciembre de 2005 la producción la producción del campo era de 9500 bopd y 3700 Kscfd de gas, logrando así que actualmente el campo Cantagallo se convierta en el campo con mayor producción en la superintendencia de Operaciones del Río (SAR) y en la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM)².

² CARO R., William y ROA B., Julian L. Evaluación del sistema de recolección del líquido de la estación Isla IV del Campo Cantagallo por medio de la aplicación en software especializado. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2008

Figura 1. Muestra la curva de producción de petróleo para el campo hasta al año de 1998.



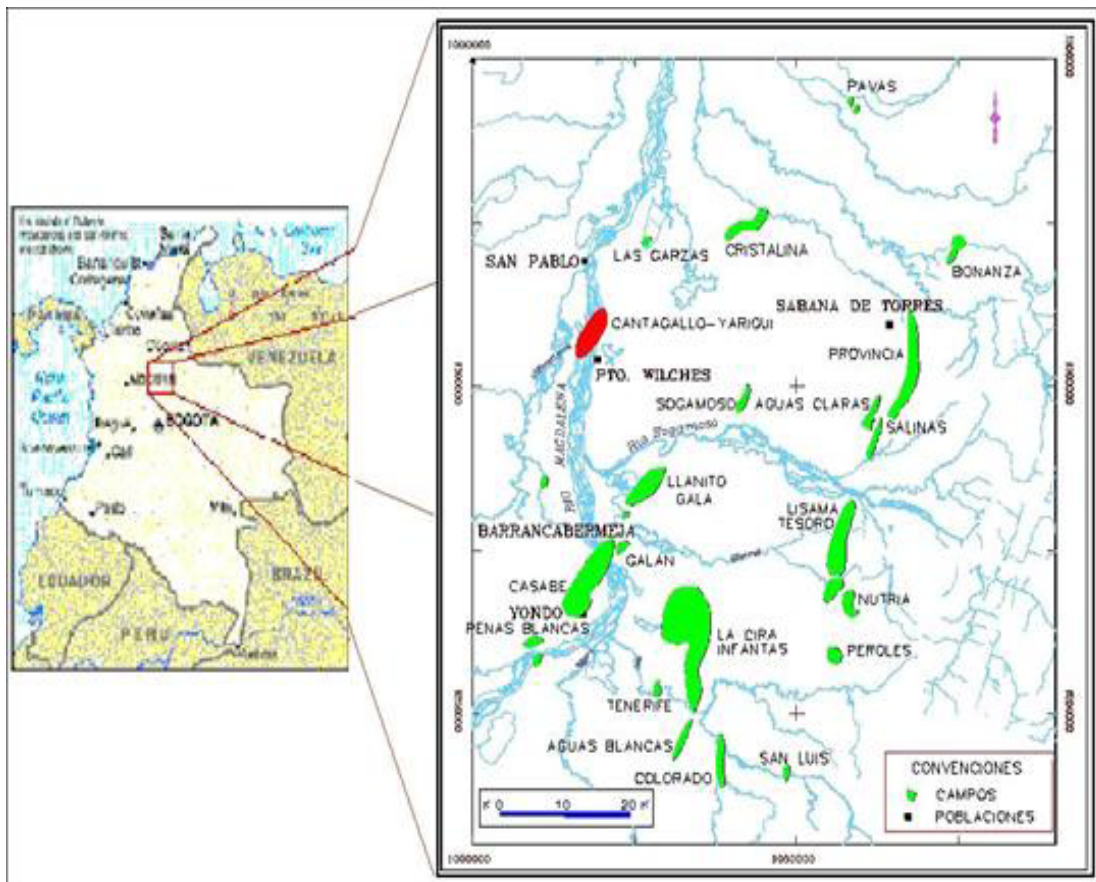
Fuente: ECOPETROL S.A.

1.2 LOCALIZACION

El campo Yariguí – Cantagallo se encuentra localizado hacia la parte central del flanco occidental de la cuenca del valle Medio del Magdalena en los Límites de los departamentos de Santander y de Bolívar; a una distancia aproximada de 20 Km.

Al nor- este de la ciudad de Barrancabermeja y a 290 Km. al nor – oeste de Santa Fe de Bogotá (Fig.2)

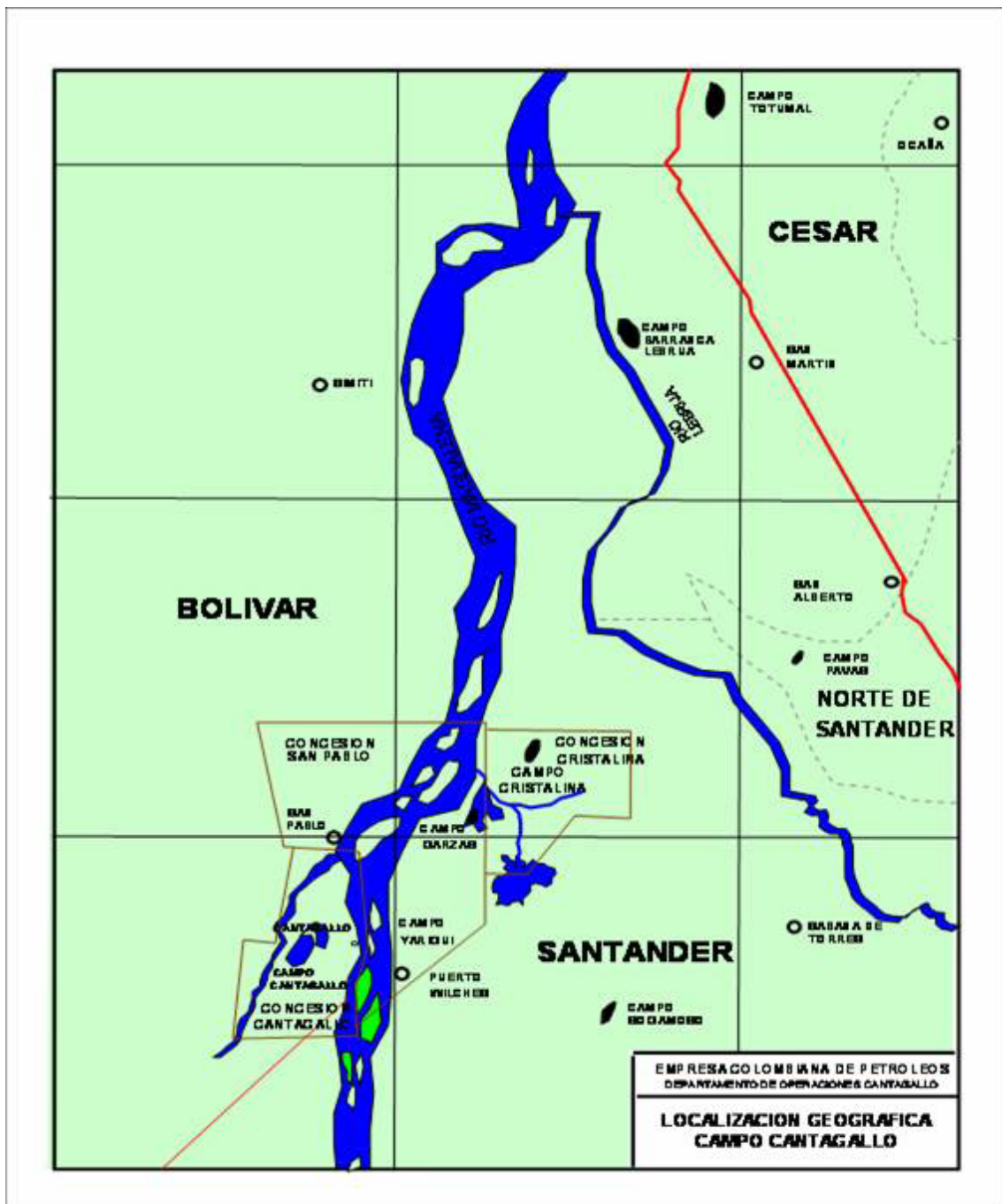
Figura 2. Ubicación Campo Cantagallo con respecto a Santa Fe de Bogotá.



Fuente: ECOPETROL S.A.

La zona industrial del campo se encuentra en el municipio de cantagallo, al Sur del departamento de Bolívar. El área de influencia son los municipios de Cantagallo, Puerto Wilches y San Pablo (Fig.3).

Figura 3. Ubicación Geográfica Campo Cantagallo.



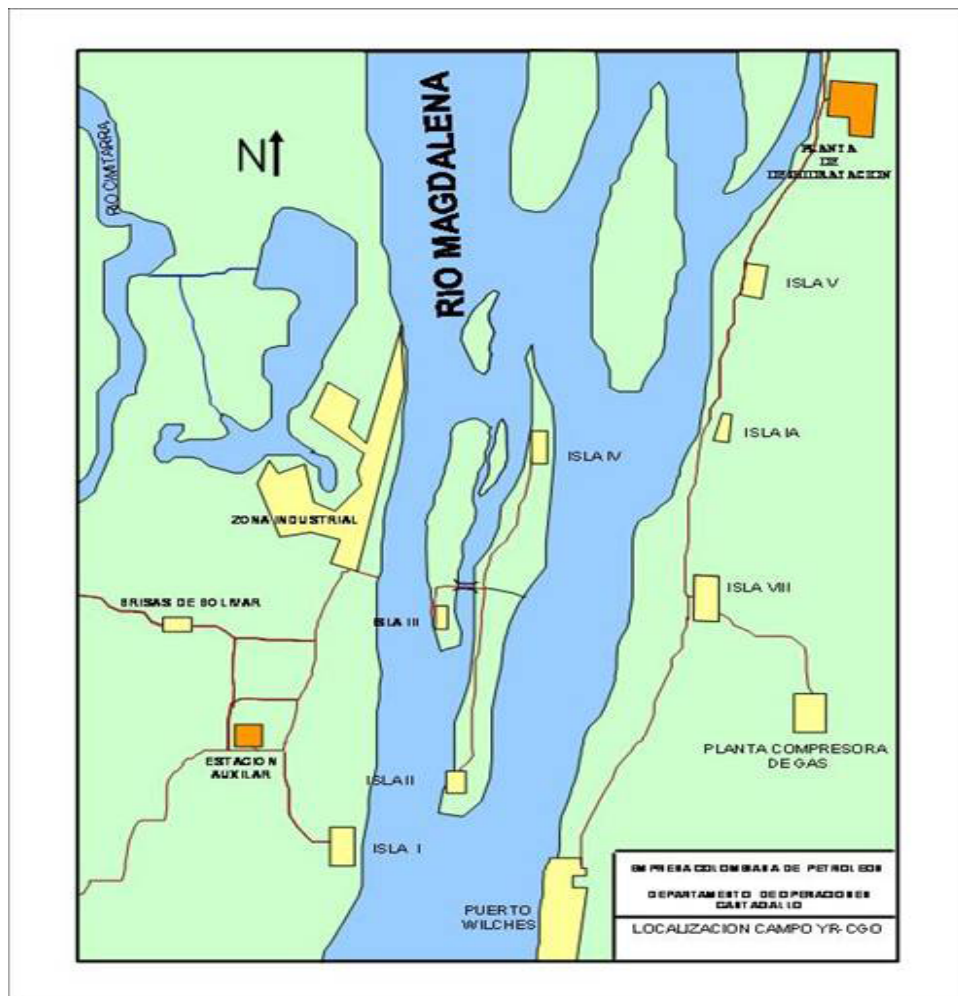
Fuente: ECOPETROL S.A

1.3 DISTRIBUCION DEL CAMPO

El campo se encuentra distribuido en las islas a lo largo de la margen del Río Magdalena y sobre los municipios de Puerto Wilches y Cantagallo (Fig.4).

La principal vía de acceso es el transporte fluvial sobre el Río Magdalena pero además cuenta con dos vías terrestres alternas, una que comunica al Municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

Figura 4. Distribución Del Campo Yariguí - Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A

1.4 GEOLOGIA

La cuenca del Valle Medio del Magdalena es una región alargada en sentido Norte-Sur localizada entre la cordillera Oriental y Central de los Andes Colombianos, que constituyen sus límites Oriental y Occidental respectivamente.

Las zonas de las cordilleras se encuentran separadas de la zona del valle al Este por la falla de la Salina y el Sinclinal de Nuevo Mundo (Cordillera Oriental), y al Oeste por la Falla de Palestina (Cordillera Central). La falla Rumbo de Ibagué constituye su límite Sur y una silla angosta formada por rocas ígneas de las cordillera Central y Oriental en las cercanías de Aguachica, Cesar, se considera como su límite Norte con el valle inferior del Magdalena.

La cuenca esta cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16000 ft de sedimentos continentales y marinos cuya edad va desde Jura-triasico el reciente.

Son varios los trabajos que pretenden explicar el origen de la Cuenca del valle Medio del Magdalena, los cuales se puede agrupar en dos tendencias marcadas, la primera lo atribuye a un graben, limitado en sus flancos por fallas normales y la segunda lo atribuyen a un semigraben limitado en su flanco Este por fallas de cabalgamiento y en su flanco Oeste por fallas normales.

En la actualidad se considera más aceptable una hipótesis que concilia los dos postulados anteriores, en el que se plantea inicialmente una tectónica de bloques que alcanza a afectar sedimentos pre- Eocénicos , producto de un ciclo orogénico Cretaceo - Paleoceno ; y en segundo lugar un evento compresivo, representado por fallas inversas y estructuras anticlinales y sinclinales, producto de la Orogenia Andina.

Geológicamente, la cuenca ha sufrido una serie de eventos tecnosedimentarios. en un principio actuó como una zona de “*Rift*”(durante el triasico hasta el comienzo del cretáceo temprano), con una depositación principalmente molasica , continuo durante el Cretáceo como una cuenca “*Back Arc*” detrás de la zona de subducción Andina , con una sedimentación marina.

A finales del Cretáceo y comienzos del terciario (Maetrichtiano-paleoceno), la sedimentación paso a ser continental (fluvial, fluvio-paludal y/o fluviodeltaica). Un fuerte periodo de erosión.

1.4.1 Estratigrafía. El campo Yariguí-Cantagallo esta ubicado en la sección Nor-Occidental de la cuenca del valle Medio del Magdalena, la cual fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el terciario; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y algunas veces sobre rocas del basamento pre-cretáceo (occidente del campo Cantagallo).

La columna estratigráfica perforada por algunos pozos en el campo abarca rocas desde el Pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El mioceno esta presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el occidente del campo La Cira.

1.4.1.1 Formaciones Productoras. En el campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las principales fuentes de producción de hidrocarburos.

La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, solo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3.

A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde la superficie hasta las unidades de interés:

- **Formación Real.** Compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subgranular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso, tiene 2600 ft de espesor aproximadamente.
- **Formación Colorado.** Formación compuesta por la denominada unidad arenas A, la cual, litológicamente esta conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillositas varicoloreadas y La Cira shale que el nombre formal para el miembro superior de la formación Colorado, caracterizada por una secuencia de arcillositas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.
- **Formación Mugrosa.** Formación que se subdivide en cuatro miembros informales de base a techo así: “arenas B3”, “arenas B2”, “arenas B1”, “arenas B0” y el “horizonte Fusilero de Mugrosa” (con base en las propiedades de los registros eléctricos).

Las “arenas B3” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillositas limonitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “arenas C” de la formación La Paz es discordante, mientras que las suprayacente “arenas B2” es concordante.

- **Formación La Paz.** Formación que contiene las principales arenas productoras del campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Arenas C. constituyen el miembro superior de la formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del campo Yariguí-Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratégicamente se ubica entre las “Arenas Cantagallo” en la base y en las “Arenas B” de la formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las “Arenas B” es discordante, dado por la ausencia de la formación Esmeraldas.

Arenas Cantagallo (CG). Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con los niveles de arcillositas. En general denotan una variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 ft.

Su contacto inferior con la formación Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de la formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes “Arenas C” es concordante y esta dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

Figura 5. Columna Estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
TERCIARIO	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)			
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)			
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)	La Cira Shale		
			Arenas A0		
			Arenas A1		
			Arenas A2		
			Arenas A3		
		FM. MUGROSA (Tom)	Arenas B0		
			Arenas B1		
			Arenas B2		
			Arenas B3		
	EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tap)	Arenas C		
			Arenas Cantagallo		
CRETACEO	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks I)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO	FORMACION SIMITI (Ks)			
	ALBIANO				
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (KR)			
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kp)			
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Krb)			
VALANGINIANO	FORMACION YAMBOR (Kts)				
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)				

Fuente: ECOPETROL S.A.

1.4.2 Estructura del yacimiento. La estructura de tope del miembro Arenas Cantagallo de la formación La Paz consiste de un monoclinal buzando hacia el Sur Este, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la falla de Cantagallo en donde alcanza los 50° , suavizándose hacia el Este hasta alcanzar buzamientos de 9° , en cercanías de los pozos YR-1 y YR-8.

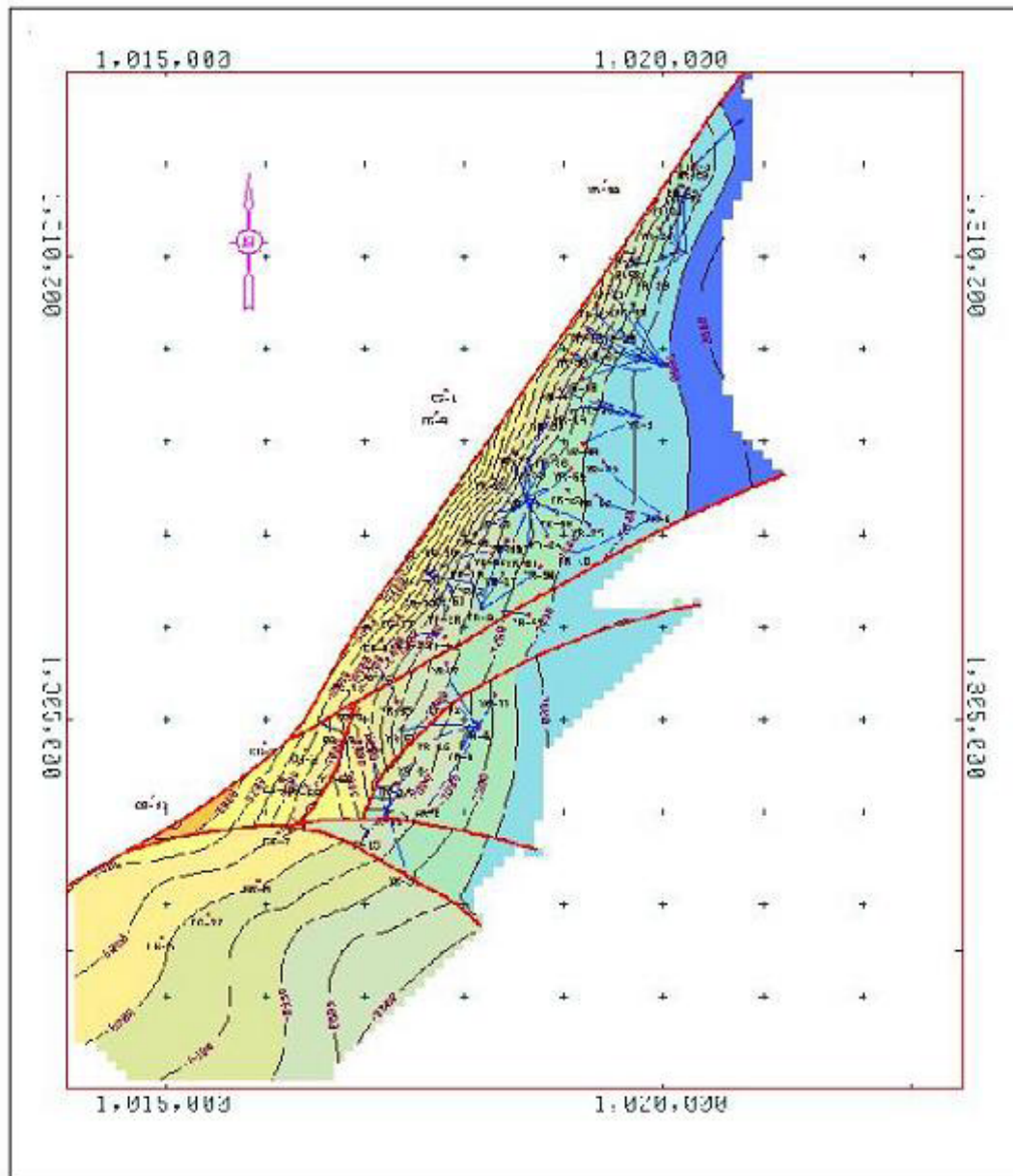
En el área, la falla de Cantagallo es el trazo mas Norte de la falla de cimitarra, que a su vez se desprende de la falla de rumbo de Palestina. La falla de Cantagallo como control estructural del campo, tiene rumbo aproximado $N33^{\circ}E$ y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla.

Esta falla pone en contacto rocas de la formación Girón con rocas cretácicas y terciarias. Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical (comprobado en el pozo YR-71) y presenta desplazamientos variables de hasta 7000 ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los callamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos cretáceos y parte de terciarios al oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurasico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior. Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento.

El sistema de fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del campo y a su vez le sirve de límite Sur. En términos generales lleva a una dirección Suroeste-Este-Noreste. Es de tipo normal con desplazamientos de 200 ft en la vertical. Este sistema se desprende de la falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno Medio- Superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de la formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales principalmente de tipo normal que corta el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

Figura 6. Mapa Estructural al tope de las arenas Cantagallo



Fuente: ECOPETROL S.A

1.5 HISTORIA DE LA PRODUCCION DEL CAMPO

EL desarrollo del campo comprende tres periodos: el primero desde cuando se inicio la explotación en 1943 hasta 1951 cuando se suspende la perforación bajo la administración de la compañía de petróleos del valle del Magdalena, el segundo desde 1951 cuando la concesión Cantagallo es adquirida por la compañía Shell Cóndor hasta 1974 y la tercera desde 1974 en adelante cuando las concesiones Cantagallo y San Pablo pasan a la administración de ECOPETROL S.A. mediante la creación de la compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se inicia un programa para reducción de espaciamiento y reemplazo de pozos viejos con daños irreparables.

El mecanismo de producción de los yacimientos varia en cada uno de los bloques en que esta dividido el campo. Los estudios adelantados hasta la fecha y el comportamiento de producción indican la presencia de un empuje de agua bastante activo en el bloque 4 y en la parte norte del bloque 5. La liberación de gas en solución es el mecanismo predominante en los demás bloques.

Con base en las pruebas PVT tomadas en el campo, el yacimiento principal, Arenas Cantagallo, originalmente se encontraba subsaturado a presión de 3250 psi y con una relación de gas-aceite 330 scf/stb, la presión de burbuja se estima en 3015 psi. La gravedad del crudo producido esta entre 12 y 21 °API, con una viscosidad promedio de 30 cps a condiciones de yacimiento.

En el campo se han perforado 94 pozos de los cuales 17 alcanzaron la discordancia y 7 penetraron la formación La Luna de la secuencia Cretácea. Se logró una producción de 150 bopd de 23 °API en las pruebas iniciales en el miembro Salada.

De los 94 pozos perforados, 75 fueron productores comerciales y 19 se abandonaron (por problemas mecánicos durante la perforación, por estar perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo o por ser declarados productores no comerciales).

Los pozos inicialmente produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja relación gas-aceite inicial y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG", solo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales se cañonearon adicionalmente las "Arenas C" y en menor proporción las "Arenas B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en las Arenas Cantagallo, el 70 % se han completado en "Arenas C".

2. GENERALIDADES DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Este sistema de levantamiento es uno de los más utilizados en la industria debido a su alta capacidad para producir grandes volúmenes de aceite con lo cual se convierte en una buena alternativa al momento de implementarse como cambio del sistema de levantamiento.

2.1 DEFINICION³

Una bomba electrosumergible convierte la energía provista por un motor primario (motor eléctrico) en energía dentro del líquido que se bombea. Esta energía contenida en el fluido se presenta como energía de presión.

Generalmente se considera al bombeo electrosumergible como un sistema de extracción artificial para volúmenes relativamente altos más aplicable en yacimientos que están bajo la influencia de empuje natural de agua, o en yacimientos con inyección de agua, y que además tienen altos porcentajes de la misma o bajo GOR. Igualmente se utilizan con fluidos de alta viscosidad, en pozos gasíferos, pozos de alta temperatura, etc. Con esta experiencia, más los adelantos tecnológicos, se está bombeando ahora económicamente en pozos en los cuales antes no se consideraba posible la utilización de bombeo electrosumergible.

La instalación típica de fondo de una unidad electrosumergible consiste de un motor eléctrico trifásico, un sello, una bomba centrífuga multietapa, un cable plano de extensión al motor, un cable de potencia, una válvula de drenaje y una válvula de retención.

³ FLOREZ C. Camilo A. y SIERRA M. Cándido M. Evaluación del Cambio de Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible en 6 Pozos del campo Cantagallo, Trabajo de grado (Ingeniería de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, 2008)

El bombeo electrosomergible es un sistema de levantamiento artificial de fluidos donde una bomba centrífuga de múltiples etapas convierte la energía provista por un motor eléctrico en energía de presión permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento salga a superficie.

El sistema de bombeo electrosomergible es considerado como un efectivo y económico medio para levantar grandes volúmenes de fluido desde grandes profundidades y bajo una gran variedad de condiciones de pozo.

2.2 EQUIPOS DE SUPERFICIE Y SUBSUELO.

2.2.1 Equipo de superficie

- Ensamblaje de cabeza de pozo.
- Caja de empalme.
- Panel de controles.
- Transformador.
- Variador de frecuencia (*Variable Frequency Drive*, VFD).
- Cable eléctrico.

2.2.2 Equipo de Fondo

- Unidad de bombeo centrífugo.
- Camisa de la bomba.
- Separador de gas (Opcional).
- Unidad sellante protectora del motor.
- Motor eléctrico.
- Herramienta de monitoreo de fondo (Opcional).

2.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

Ventajas

- Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos (alrededor de 20,000 bbl/día) sin dificultad, y a bajo costo.
- Elevado aporte de energía al fluido.
- Alta eficiencia (70 %).
- El sistema no se ve afectado por la desviación.
- Buena recolección de datos e información relacionada.
- Tasas de producción elevadas.
- Sistema fácil de controlar.
- No ocupa grandes espacios en superficie. Igualmente es aplicable en plataformas costa afuera.
- Permite una fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión e inhibidores de incrustaciones.
- Disponibilidad de unidades de diversos tamaños.

Desventajas

- Tolerancia limitada a la arena.
- Baja tolerancia a las altas relaciones Gas – Líquido (Sin separador).
- Se requiere de taladro o estructura en caso de falla.
- Posibles fallas eléctricas, principalmente asociadas al cable.
- El cable eléctrico puede ocasionar problemas con las tuberías.
- Vida útil corta si existe un diseño, instalación y operación deficientes.
- Tolerancia limitada a las altas temperaturas.

- No aplicable a completamientos múltiples.
- Poco práctico en pozos someros.
- Solo es aplicable con energía eléctrica, y para tal caso, requiere de altos voltajes.
- Las unidades son costosas, para ser reemplazadas a medida que el yacimiento declina.
- Presenta cierto grado de limitación por profundidad, debido costos de cable y capacidad de la bomba.

3. CONCEPTOS GENERALES

3.1 DEFINICION DE INCRUSTACIONES^{4,5}

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que esta asociada en los yacimientos de petróleo; estos iones tienden a unirse por la continua variación de las condiciones a que se ven sometidos por la depleción de líquidos.

3.2 COMO SE ORIGINAN LAS INCRUSTACIONES

Las incrustaciones se originan cuando los iones presentes en el agua asociada al petróleo crudo, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, de esta manera se unen y se precipitan formando depósitos sólidos, al tener agua supersaturada de iones positivos y negativos, al estar en permanente contacto y movimiento, tenderán a atraerse; al unirse forman clusters o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que se van uniendo y llegan a formar las incrustaciones o costras, las cuales se pueden apreciar a simple vista y se adhieren a la estructura que las contiene.

Las incrustaciones que se forman en corto tiempo son frágiles, porosas y de fácil remoción, pero las que se forman durante largo tiempo se endurecen de tal manera que parece roca adherida a la tubería con lo cual hace muy difícil su remoción.

⁴ VALENCIA, F.A y TARACHE, E. inhibición de incrustaciones en dos campos petroleros. Tesis de grado Universidad de América, 1992.

⁵ FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado , Universidad industrial de Santander, 2001.

3.3 IDENTIFICACION DE LAS MUESTRAS DE INCRUSTACION

El procedimiento general para identificar los componentes de una muestra de incrustación es ejecutado por un laboratorio comercial o en el campo. La diferencia radica en que el análisis de laboratorio da una cantidad de cada componente presente (valoración cuantitativa), mientras que el análisis de campo es cualitativo y se realiza como sigue:

Lo primero que se debe hacer es moler la muestra de incrustación aterronada o dura. Después se desengrana la muestra aceitosa lavando con benceno o gasolina, continuamos colocándolo en un filtro doblado y se le vierte solvente. Si tenemos una porción de escama en un tubo de prueba agregar 15% (3N) de ácido clorhídrico y podemos seguir los pasos a continuación:

1. Una rápida emisión de gas indica que la incrustación es probablemente carbonato.
 2. Emisión de gas con olor a huevo podrido indica sulfuros.
 3. Una emisión muy lenta o no de gas indica que la incrustación es probablemente sulfatos.
 4. Si la muestra parece ser más completamente insoluble en ácido clorhídrico, esto podría indicar sulfato de bario o estroncio.
- La solución ácida podrá luego ser filtrada y el filtrado probado para hierro, calcio y sulfato. Al filtrado agregar Hidróxido de Amonio en exceso (el tornasol se vuelve azul). Un precipitado rojizo marrón indica hierro. Filtrar el hierro y dividir en dos partes.
- A una porción del filtrado agregar Oxalato de Amonio. Un precipitado blanco indica Calcio.

- A la otra parte agregar HCL hasta que el filtrado este ligeramente ácido. Luego calentar y agregar unos pocos ml de solución de Cloruro de Bario. Un precipitado blanco indica sulfato.

3.4 ZONAS DONDE FRECUENTEMENTE SE PRECIPITAN LAS INCRUSTACIONES

Las zonas donde es posible la presencia de incrustaciones, se encuentran distribuidas por todo el sistema de producción, desde el yacimiento mismo pasando por todos los equipos de superficie.

Desde la cara de la formación se tiene presente este problema, en los orificios de las perforaciones y se distribuye por toda la tubería, donde hay restricciones o caídas de presión son zonas propicias para que la formación ocurra y se adhiera a la pared de la misma. Si el pozo tiene un sistema de levantamiento artificial se presentan caídas de presión en la entrada del sistema según los equipos instalados.

Si se sigue el recorrido del fluido este va por la tubería a superficie y es llevado a las baterías, en este recorrido se presentan caídas de presión en choques válvulas, cambios de diámetro interno de tuberías, codos, rugosidades, etc. en las cuales se presentan con frecuencia incrustaciones.

En la tubería se presenta incrustaciones en la salida de agua de los separadores, tratadores y FWKO, en los pirotubos de los tratadores, en las restricciones y accesorios de las líneas de flujo y descarga de las bombas.

Si el agua es inyectada de nuevo a la formación sin ser tratada para inhibir la formación de incrustaciones puede que se tapone la formación por la mezcla de agua de la misma con el agua de producción.

3.5 PROBLEMAS QUE CAUSAN LAS INCRUSTACIONES

Las incrustaciones producen muchas dificultades, aumentando los costos en la producción, cambiando variables como la presión y dificultando el tránsito normal de los fluidos por todas las facilidades de producción. Algunos problemas específicos se presentarán a continuación.

- Taponamiento en la cara de la formación.
- Interferencias en la recuperación primaria y terciaria.
- Creación de la necesidad del uso de tratamientos costosos y frecuentes de estimulación de pozos (trabajos de acidificación).
- Restricción de flujo a través de las tuberías (taponamiento del tubing y líneas de superficie).
- Cambios totales o parciales de líneas y accesorios.
- Necesidad de perforar nuevos pozos inyectoros y productores.
- Problemas de corrosión por picadura causados por la depositación irregular sobre las superficies metálicas debido a que se crean zonas anódicas y zonas catódicas.
- Incrementos desmesurados de la presión de los sistemas que pueden causar rupturas y fugas en los empaques, líneas de flujo y tubing, ocasionando fugas que pueden ocasionar daños al medio ambiente.

3.6 PRINCIPALES FACTORES QUE INFLUYEN EN LA FORMACION DE INCRUSTACIONES⁶

3.6.1 Concentración iónica. Presencia en las aguas de iones capaces de formar compuestos de baja solubilidad es el factor que más afecta la depositación de incrustaciones, pues si existen suficientes iones que al combinarse formen depósitos, es probable que se presenten incrustaciones a determinadas

⁶ FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad industrial de Santander, 2001.

condiciones físicas. Algunos de los iones potenciales que pueden formar incrustaciones son: iones de sulfatos, calcio, bario, estroncio, etc.

3.6.2 Presión. Por causa de la variación en la presión la solubilidad de los gases presentes disueltos disminuye, liberándose por lo tanto el CO_2 que por las condiciones que se presentan facilitan a este a reaccionar en solución con el agua para formar ácido carbónico H_2CO_3 el cual reduce el pH y la posibilidad de precipitación del carbonato de calcio.

3.6.3 Temperatura. Esta variable afecta la solubilidad de los iones y gases en solución y la velocidad de la mayoría de las reacciones. Si tomamos por ejemplo: a mayor temperatura aumenta ligeramente la solubilidad de estroncio, pero disminuye la solubilidad del carbonato de calcio. Cuando aumenta la temperatura disminuye la solubilidad de los gases ácidos en solución como el CO_2 y el H_2S incrementándose el pH del agua.

3.6.4 pH. La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta el pH e influye significativamente en la solubilidad del carbonato de calcio. Al bajar el pH disminuye la probabilidad de precipitación del carbonato de calcio, al incrementarse aumenta la probabilidad de precipitación.

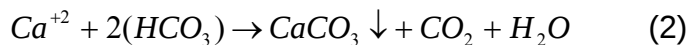
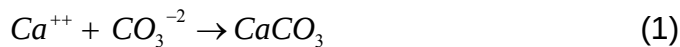
3.6.5 Mezcla de agua. No se debe mezclar aguas que sean incompatibles, esto quiere decir que si las aguas presentan iones los cuales pueden reaccionar formando carbonatos, sulfatos o más compuestos, lo más posible es que se formen cuando se mezclan las aguas con su consecuente precipitación, los cuales obstruyen el flujo normal de los fluidos.

3.6.6 Flujo turbulento. La turbulencia creada por las caídas de presión reduce la presión de los gases ácidos y por lo tanto la solubilidad de los mismos liberándolos del agua y por ende aumentando el pH y la tendencia de precipitación del carbonato de calcio.

4. CLASES DE INCRUSTACIONES

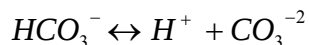
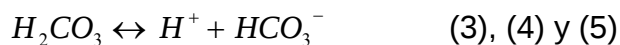
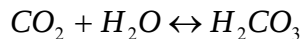
4.1 CARBONATO DE CALCIO (CaCO_3)⁷

La incrustación de carbonato de calcio, o calcita es una de las mas frecuentes encontradas en la industria petrolera. Los cristales formados por el carbonato de calcio son de gran tamaño, pero cuando la incrustación contiene impurezas en formas de cristales divididos, con apariencia uniforme. El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de acido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



4.1.1 Efecto de la presión. La solubilidad del carbonato de calcio es ampliamente influenciada por la presión parcial del CO_2 , temperatura y concentración de sales en la solución.

Cuando el dióxido de carbono entra en contacto con el agua, este se disuelve y forma acido carbónico, de acuerdo a la ecuación (3), la ionización del acido carbónico es ilustrada por las siguientes ecuaciones:



⁷ FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado , Universidad industrial de Santander, 2001

La solubilidad del CaCO_3 aumenta cuando la presión parcial del CO_2 es aumentada. El efecto llega a ser menos pronunciado a medida que la temperatura se incrementa. Lo contrario también es cierto. Esta es una de las principales causas de la depositación de incrustación de la calcita. En cualquier punto del sistema donde ocurra una caída de presión, la presión parcial del CO_2 en la fase gas disminuye, el dióxido de carbono sale de la solución y el pH del agua aumenta. Caídas de presión a través de una restricción tales como válvulas u orificio pueden también inducir turbulencia local, la cual puede ayudar a iniciar la depositación de la incrustación.

4.1.2 Efecto de la temperatura. Contrario al comportamiento de muchos materiales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble a medida que la temperatura aumenta, a medida que el agua se calienta hay mayor probabilidad de que se forme la incrustación. Agua que en superficie no es incrustante puede serlo en el pozo si la temperatura de fondo es lo suficientemente alta. Esto también es la razón de que el CaCO_3 sea con frecuencia encontrado en tubos de fuego del equipo de calentamiento.

El agua del yacimiento disminuirá su temperatura a medida que esta ascienda hacia la superficie; esto ayuda a incrementar la solubilidad del carbonato de calcio. La disminución de la temperatura cerca de la superficie incrementa la solubilidad, pero la disminución de la presión causa pérdidas de CO_2 para rebajar la ganancia de influencia de la temperatura. La disminución de la presión es causada por la disminución de la temperatura; la disminución en la solubilidad debido a la baja presión del CO_2 es menor que el incremento en la solubilidad causado por la disminución de temperatura.

4.1.3 Efecto del pH. La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta el pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, es menos probable que la precipitación ocurra; lo contrario, a más alto pH, es más probable que esta ocurra.

4.1.4 Efecto de las sales minerales. La solubilidad del carbonato de calcio aumenta a medida que el contenido de sales disueltas en el agua aumenta. El incremento de los sólidos totales disueltos (sin incluir los iones de calcio o carbonato), aumenta la solubilidad de la calcita en el agua y disminuye la tendencia de incrustación hasta un máximo de aproximadamente 200000 mg/l.

4.2 SULFATO DE CALCIO (CaSO₄)⁸

El sulfato de calcio usualmente se precipita directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores, tubos intercambiadores de calor. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio; esta incrustación es generalmente más dura y densa que las de carbonato.

El sulfato no efervesce cuando es tratado con ácido y no se puede remover satisfactoriamente por acidificación; a bajas temperaturas la anhidrita puede ser encontrada. Generalmente el yeso es la forma más estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita es formada a altas temperaturas. La depositación del CaSO₄ puede ser causada por evaporación.

4.2.1 Efecto de la presión. La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión. La caída de presión puede ser una de las principales causas de incrustación del CaSO₄ en pozos productores. La caída de presión cerca de la cara del pozo puede crear una incrustación en la formación y también en el tubing.

En lugares donde existe turbulencia y/o caída de presión se puede presentar incrustación de sulfato de calcio debido a la liberación de gases ácidos; algunos

⁸ FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad industrial de Santander, 2001.

de estos sitios son: restricciones, curvas, codos, bombas, válvulas de descarga, choques, platos desviadores, platinas de orificio, etc.

4.2.2 Efecto de la temperatura. La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta aproximadamente 40⁰C, luego disminuye con la temperatura; este comportamiento temperatura solubilidad es completamente diferente a la presentada por el carbonato de calcio.

La anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, de este modo se podría esperar que la anhidrita sea la forma más preferida de CaSO₄ en pozos más profundos y calientes. La temperatura a la cual la forma de las incrustaciones cambia de yeso a anhidrita o hemihidrato es función de muchos factores, incluyendo la presión, contenido de sales disueltas, condiciones de flujo, y la velocidad a la cual las diferentes formas de sulfato de calcio pueden precipitar de la solución. Predecir cual forma del sulfato de calcio precipitará bajo un conjunto de condiciones dadas es muy difícil. Aunque la anhidrita podría esperarse que se forme sobre los 40⁰C en lugar del yeso debido a su baja solubilidad, el yeso podría ser encontrado a temperatura hasta de 100⁰C.

4.2.3 Efecto de las sales disueltas. La presencia de NaCl o sales disueltas diferentes a los iones calcio o sulfato aumenta la solubilidad del yeso o anhidrita semejante a como lo hace con el carbonato de calcio, hasta una concentración de 150000 mg/ l. un incremento mayor en el contenido de sal disminuye la solubilidad del sulfato de calcio.

4.3 SULFATO DE BARIO (BaSO₄)

El sulfato de bario es el menos soluble de las incrustaciones. Se presenta cuando se combinan el ión bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del BaSO₄ es tan baja, que

una vez se combinan los iones bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes, esto normalmente es el resultado de la mezcla de dos o mas aguas debido a fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

4.3.1 Efecto de la temperatura. La solubilidad del sulfato de bario se incrementa con la temperatura. En un campo con problemas de sulfato de bario, este no precipitara en el fondo del pozo inyector sino en condiciones de superficie, por lo tanto, son mas comunes los problemas en pozos productores y el tratamiento químico que debe hacerse downhole.

4.3.2 Efecto de las sales disueltas. La solubilidad del sulfato de bario en agua es aumentada por las sales disueltas como el caso del carbonato de calcio y el sulfato de calcio.

4.3.3 Efecto de la presión. La presión incrementa la solubilidad del sulfato de bario mediante el mismo mecanismo que incrementa la solubilidad del sulfato de calcio. En resumen el sulfato de bario tiende a presentarse cuando se disminuye la temperatura el contenido de sales disueltas y la presión.

4.4 SULFATO DE ESTRONCIO (SrSO_4)

El sulfato de estroncio se forma de la reacción del ión estroncio con los iones sulfato. El nombre del mineral formado por el sulfato de estroncio es la celestita. El comportamiento de la solubilidad del SrSO_4 es muy similar al del sulfato de bario, excepto que el sulfato de estroncio es mucho más soluble. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 144 mg/l en agua pura a una temperatura de 25°C. La

solubilidad de estroncio aumenta con la temperatura y contenido de sales disueltas.

Rara vez el sulfato de estroncio ocurre como simple sulfato de estroncio. Este usualmente coprecipita con el bario para formar incrustación (Ba, Sr) SO₄ y se presenta en proporciones que van desde 1.25% a 15.9% de sulfato de estroncio el resto del depósito puede ser sulfato de bario. En resumen la posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000 mg/l.

4.5 COMPUESTOS DE HIERRO

Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas. Las aguas de formación normalmente contienen unos pocos ppm de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe⁺⁺) o férrico (Fe⁺⁺⁺). Es raro encontrar en las aguas de formación valores tan altos de hierro como 100 ppm, por lo tanto valores mayores son indicativos de corrosión.

4.5.1 Compuestos de hierro ocasionados por el O₂. Los compuestos de óxido de hierro pueden formar incrustación o permanecer en el agua como coloides en suspensión. Los depósitos incrustantes de óxidos son muy comunes y son llamadas herrumbres, estos depósitos varían considerablemente, algunos pueden ser incrustaciones duras, densas y bastantes adherentes; en cambio otras son simplemente depósitos blandos, pocos adherentes y porosos, también se encuentran en distintos colores: rojizos (Fe₂O₃ coloidal) y negros (FeO (Fe₂O₃) coloidal), que es bastante magnético.

4.5.2 Compuestos de hierro ocasionados por el CO₂. Debido a que muchas aguas de formación contienen considerables cantidades de dióxido de carbono disuelto, las aguas con hierro soluble con frecuencia formaran depósitos de

carbonato de hierro. En estos casos el hierro soluble esta presente como bicarbonato de hierro y precipitara principalmente en lugares donde se presente una caída de presión drástica. El FeCO_3 es formado cuando los iones ferrosos reaccionan con el carbonato en ausencia de oxígeno, cuando los iones bicarbonatos se descomponen en presencia de calor y cuando se presenta corrosión por CO_2 .

4.5.3 Compuestos de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H_2S .

Las incrustaciones de sulfuro de hierro pueden ser: kansita (Fe_9S_8), Piratita ($\text{Fe}_{0.875}\text{S}$) y la Pirita (FeS_2)²⁰. Los depósitos de sulfuro de hierro son delgados y adherentes. Cuando la incrustación de sulfuro de hierro esta parcialmente oxidada, puede formar incrustaciones magnéticas de hierro, las cuales causaran severos daños, debido a que son muy duras de remover y son catódicas al hierro del acero de las estructuras provocando corrosión por picaduras (pitting).

4.6 OTROS DEPOSITOS

4.6.1 Incrustaciones de MgCO_3 y $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Se encuentran en sistemas que manejan agua de mar y salmueras superficiales que contengan elevadas cantidades de magnesio en solución. Estos depósitos se presentan cuando el pH se aumenta o cuando ocurre evaporación. Para su remoción se emplean ácidos. El carbonato de magnesio es cuatro veces más soluble que el carbonato de calcio y su depositación es afectada por los mismos factores que influyen en la depositación del carbonato de calcio.

4.6.2 Compuestos de silica y silicatos. Estos depósitos se presentan en sistemas donde aguas con concentraciones altas de silica soluble son usadas y además la temperatura es superior a 212 F, tal es el caso de los intercambiadores de calor. Estos depósitos varían mucho en composición y complejidad.

Algunos depósitos de silicato pueden ser removidos con ácidos comunes, otros en presencia de ácido fluorhídrico y también se encuentra incrustación que solo se puede remover con álcalis fuerte en unión con etapas de tratamiento ácido.

4.6.3 Depósitos biológicos. Se presentan con frecuencia en sistemas que manejan aguas superficiales, generalmente se presentan en unión con otras incrustaciones y su remoción es bastante sencilla con agentes oxidantes fuertes tales como cloro e hipoclorito de sodio⁹.

⁹ FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado , Universidad industrial de Santander, 2001

5. CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE INCRUSTACIONES

5.1 CONTROL QUIMICO^{10,11,12}

Las incrustaciones pueden ser evitadas y/o minimizadas a través del uso de diferentes productos químicos siendo los mas utilizados los inhibidores de incrustación.

5.1.1 Tipos de inhibidores de incrustación. Los inhibidores de incrustación son químicos que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de estas cuando se adicionan en pequeñas cantidades a aguas normalmente formadoras de depósitos. Los inhibidores empleados en operaciones de campo funcionan con uno o ambos de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales.
- Evitando el crecimiento de los cristales cuando los mismos comienzan a formarse, en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.

Otras de las funciones de los inhibidores es mantener los iones en solución y evitar que estos se precipiten y formen depósitos. La efectividad de la función controladora del inhibidor depende básicamente de las dos siguientes reglas:

¹⁰ ARGUELLES A. y RESTREPO F. Control de corrosión y precipitación de Carbonatos en los campo Payoa y las Salinas, Tesis de grado Universidad de las Américas, 1992.

¹¹ Ibíd.

¹² CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999

- El inhibidor debe ser aplicado aguas arriba del punto de formación de los cristales.
- Se debe aplicar en forma continua.

5.1.1.1 Inhibidores Químicos Orgánicos. Son los que se utilizan con mayor frecuencia y no tienen problema de reversión. Los inhibidores orgánicos son aplicados a facilidades de superficie y pozos de inyección por suministro continuo, usando bombas de inyección de químicos. Para el caso de pozos productores, estos son tratados con inyección continua desde superficie (se inyecta todo el químico por el anular) o por forzamiento del inhibidor dentro de la formación (squeeze) para tratamiento downhole.

Esteres orgánicos. Son los más efectivos inhibidores en el control de depósitos de CaSO_4 . No se recomiendan por encima de 212 F. Los más usados son: amino fosfato ester, y alcohol fosfato ester.

Fosfonatos orgánicos. Son los más usados para inhibir incrustaciones de CaCO_3 . Son más estables que los ester a altas temperaturas. Los mas usados en la industria petrolera son: ATMP, HEDP, EDTMP, HMDTMP, DETPMP, BHMTMP.

Polímeros orgánicos. Polímeros como los acrílicos se utilizan principalmente a altas temperaturas y se pueden usar por encima de 350 F. Los polímeros orgánicos genéricos más comúnmente usados son: poliacrilatos, polimetacrilato, poliacrilamida, polimeleato.

5.1.1.2 Inhibidores Químicos Inorgánicos. Dentro de este grupo tenemos a los polifosfatos inorgánicos, que son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como polifosfatos de solubilidad simple, estos se disuelven en agua

rápidamente y son más costosos y los polifosfatos de solubilidad controlada que se disuelven lentamente en agua. Los polifosfatos genéricos inorgánicos más usados son: hexametáfosfato de sodio, tripolifosfato de sodio, tripolifosfato de potasio.

5.1.2 Dosis y Concentración. Las dosificaciones con que se aplican los inhibidores de incrustación frecuentemente oscilan entre 1 ppm y 20 ppm. Esto se mide mediante una prueba de residual del producto químico aplicado.

La concentración mínima del inhibidor en el punto más extremo del sistema puede ser de 2.5 ppm; esta concentración depende del producto aplicado y el volumen

Se puede requerir concentraciones mayores de inhibidor cuando el agua presenta muchos sólidos en suspensión, debido a que el producto químico se adhiere a la superficie de los sólidos gastándose.

5.1.3 Mecanismos de inhibición. Los mecanismos por los cuales se piensa que los inhibidores de incrustaciones funcionan involucran las siguientes habilidades: dispersantes, antiprecipitantes, agentes queladores, modificadores de cristal, etc.

La mayoría de los inhibidores de incrustación aplicados usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce con el nombre de efecto de entrada. Solo los secuestrantes tales como el ácido etilendiaminotetra-acético (EDTA) y el ácido nitrolotriacético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior. El uso de quelatos (ej. EDTA) evita que los cationes formen incrustaciones formando un complejo soluble.

En el caso de los dispersantes, estos pueden prevenir que los cristales de incrustaciones se formen y se peguen mutuamente en la superficie de las tuberías.

Los polímeros a base de fosfonato cumplen su función de la siguiente manera: cuando la primera incrustación empieza a formarse, muchos cristales diminutos se precipitan del agua, en este instante los iones fosfonatos cubren los diminutos cristales antes de que ellos puedan agruparse y así crecer.

5.1.4 Selección de inhibidores. El inhibidor necesita ser evaluado bajo condiciones específicas de la incrustación para encontrar el más favorable para cada circunstancia. Las consideraciones que se deben tener en cuenta son:

- ◆ Aplicabilidad con la incrustación a tratar debido a que existen inhibidores específicos para determinada clase de escamas.
- ◆ Conveniencia del inhibidor en el método de aplicación, pues este puede ser aplicado en forma continua, squeeze, sólido, por baches, etc.
- ◆ Estabilidad a las condiciones de operación como temperatura, cantidad de sólidos suspendidos totales, etc.
- ◆ Solubilidad en el fluido a tratar y compatibilidad con los otros químicos involucrados en el tratamiento.
- ◆ Facilidad para su aplicación y monitoreo residual.
- ◆ Severidad del problema debido a que la eficiencia de muchos inhibidores es influenciada por el nivel de supersaturación.

5.1.5 Métodos de aplicación de inhibidores de incrustaciones. Los métodos de aplicación son muy variados y dependen mucho del sistema de levantamiento artificial utilizado, el completamiento, la naturaleza del problema y la severidad. Algunas veces inhibidores adicionados al glicol son inyectados con el gas en

sistema gas lift, una vez que el inhibidor ha sido neutralizado para prevenir problemas de corrosión.

Algunos inhibidores de incrustación se aplican sólidos (polvo, aglomerados, bolas, barras, etc.) y son usados en cestas perforadas, alimentadores de by-pass, operaciones de fracturamiento o bombeados downhole. En general los inhibidores son aplicados en forma líquida con una base acuosa.

5.1.5.1 Aplicación en forma continua en superficie. Es la forma más común de aplicación de los inhibidores de incrustación, en donde una bomba de inyección de químico introduce inhibidor al fluido las 24 horas del día, dando una protección más efectiva contra la formación de escamas en el sistema.

La inyección continua es generalmente utilizada para tratar problemas en superficie y algunas veces en downhole (líquido bombeado por el anular hacia el fondo del pozo y alimentador de by-pass). Se deben tener en cuenta consideraciones tales como:

- ◆ El inhibidor de incrustaciones debe ser aplicado tan lejos como sea posible corriente arriba del problema de incrustación.
- ◆ Se debe inyectar el inhibidor en un punto de buena mezcla.
- ◆ No se debe inyectar el inhibidor dentro de una línea o tanque estático debido a incompatibilidad potencial.

5.1.5.2 Aplicación en forma continua en el pozo

Aplicación en corriente lateral. Ventajas:

- Los químicos son suministrados en forma continua obteniéndose protección continua en el pozo, bombas, tubería y válvulas.
- El tipo de químico y su concentración es constante y puede ser alterado cuando cambie el ritmo de producción.
- Provee protección superior comparada a los tratamientos por baches.

Desventajas:

- Requiere corriente lateral de fluido para transportar el químico hacia abajo en el revestimiento y fuente de energía para las bombas de inyección de los químicos.
- Es requerido monitoreo de las bombas de químico, igualmente el fluido debe ser chequeado para compatibilidad.

Aplicación con sartas de tratamiento.

Ventajas:

- El tipo de químico y concentración puede ser cambiado cuando sea necesario.
- La presión del pozo puede ser monitoreada directamente o por interferencia.

- El tiempo de vida de la sarta es potencialmente ilimitado. El mismo o una sarta adicional puede ser utilizada para controlar problemas de corrosión.

Desventajas:

- La tubería, generalmente utilizada es de acero inoxidable o de alta aleación de acero y muy costosa.
- La instalación de la sarta requiere que la producción se pare. Si algún componente en el pozo falla es necesario sacar la tubería.
- Difícil de instalar en pozos desviados y requiere para su operación una planta de energía en el lugar.

5.1.5.3 Aplicación por baches.

- Recomendado para tratamientos en pozos pocos profundos.
- Protege contra la incrustación, solamente si existe presencia de inhibidor de incrustaciones en el fluido.
- Aplicación con menos uso dentro de la industria petrolera.

5.1.5.4 Aplicación forzada “squeeze”. En una aplicación forzada el químico es colocado en contra flujo de la formación a una presión menor a la presión de fractura de esta. La concentración de inhibidor inyectado en la formación esta entre 2% y 10% en volumen, disuelto en agua. El inhibidor debe ser empujado por un bache de agua de formación limpia u otro fluido compatible con el agua de formación; este bache debe tener volumen igual a un día de producción de fluido total. El pozo es cerrado por 24 a 72 horas para que el químico se adsorba y/o

precipite dentro de la formación y lentamente es liberado con el fluido de producción, para dar una inhibición continua entre 3 y 12 meses. Posteriormente la concentración de inhibidor en el fluido producido, es monitoreada para determinar la máxima concentración de retorno, la concentración estabilizada de tratamiento y el momento de hacer un nuevo squeeze, debido a que la concentración de inhibidor ya es insuficiente. Este inhibidor debe tener un ph bajo.

5.1.6 Evaluación de inhibidores.

5.1.6.1 Mediante software. Por medio de las propiedades específicas del pozo, temperatura, profundidad, caracterización de los iones, ayuda a evaluar el comportamiento del inhibidor que se está aplicando.

5.1.6.2 Cupones de incrustación. Cupones de acero son insertados en las líneas de flujo y la cantidad de escamas que se acumula es usada para evaluar un inhibidor que ha sido inyectado corriente arriba del cupón.

El lugar donde se ubique el cupón puede que no halla serios problemas de escamas y esto no es indicio de que el inhibidor efectivamente previene la formación de escamas; sin embargo si se puede depositar en el fondo del pozo, perforaciones o cualquier otro lugar lejos del cupón.

5.1.6.3 Evaluación de precipitación. Puede ser llamado test de precipitación, en la cual dos soluciones químicamente incompatibles son combinadas. La precipitación de los sólidos formados de escamas es medida en presencia de un inhibidor de concentración variable por medio de análisis químico. La cantidad de precipitado obtenido es entonces comparada con la cantidad de precipitado formado por la mezcla de soluciones que no contienen inhibidor de incrustación.

5.1.6.4 Método común. Un inhibidor de incrustación es probado en el campo sin prueba previa. Se debe medir los efectos del inhibidor en cuanto a cristalización y adherencia; la adherencia de cristales individuales a una superficie metálica o a otros cristales dependerá ampliamente del flujo y condiciones de escamas.

5.1.6.5 Efecto de la supersaturación. La supersaturación se define como:

$$S = \frac{C_m - C_o}{C_o}$$

C_m : Concentración inicial de la solución final.

C_o : Concentración de equilibrio a saturación; esta cambia con la concentración de NaCl.

El efecto de la supersaturación es tan predominante que incluso el mecanismo de crecimiento del cristal cambia con el grado de supersaturación. La distribución del tamaño del cristal o la forma de los cristales, es función de la supersaturación, la cual a su vez es función de la temperatura, concentración, tiempo, y composición química.

Si la supersaturación tiene un gran efecto en la tasa de nucleación y si el inhibidor previene la cristalización suprimiendo la nucleación, se podría esperar una gran disminución de la eficiencia del inhibidor con el incremento de la supersaturación. Para obtener una impresión del efecto de los inhibidores en la cristalización, se deben variar las condiciones que están controlando el proceso de cristalización; comúnmente, esto no se hace; solo la concentración del inhibidor se varia, mientras que las otras condiciones sobre todo la supersaturación no es cambiada.

5.1.6.6 Efecto de la temperatura. El efecto de la supersaturación es función de la temperatura, entre otras condiciones, y el efecto de la inhibición parece ser función de la supersaturación, por lo tanto se puede esperar un gran efecto de la

temperatura en la inhibición. Hay una temperatura crítica para cada inhibidor. La efectividad de los inhibidores disminuye con el incremento en la temperatura. Esta relación efectividad-temperatura es diferente para cada inhibidor y cambia también con la composición química de la incrustación; sin embargo cada inhibidor tiende a presentar una temperatura crítica por encima de la cual no ocurre la inhibición.

A la temperatura crítica, la supersaturación se aproxima a cero. A medida que la supersaturación se incrementa, la temperatura máxima a la cual la inhibición ocurre disminuye. La supersaturación alcanza un valor máximo (supersaturación crítica) por encima de la cual no ocurre la inhibición.

5.1.6.7 Efecto del ph. El ph de la salmuera del fondo del pozo afecta el grado de protonación del grupo funcional activo el cual gobierna la extensión al cual el inhibidor se adsorberá sobre el cristal de incrustación mineral. Esta también afecta la adsorción y desorción sobre la formación y la solubilidad del inhibidor en la salmuera.

5.1.6.8 Efecto de la concentración del inhibidor. La magnitud de la concentración de un inhibidor requerido para mantener una cantidad dada de muestra de incrustación en solución no es constante; esta magnitud varía y depende principalmente de tres factores:

- o Nivel de supersaturación.
- o Composición química de la incrustación.
- o Temperatura.

5.1.6.9 Compatibilidad del inhibidor con efluentes del campo petrolero. Generalmente en prácticas convencionales de campo se ha considerado solo el efecto positivo de los inhibidores; su acción para prevenir la formación de

incrustaciones. Esto no es suficiente ya que los inhibidores producen también efectos negativos.

Hay dos fuentes particularmente de costos e interferencia en operaciones normales de campo:

1. Reacción del inhibidor con iones normalmente disueltos en salmueras.
2. Formación de emulsiones si la solución acuosa del inhibidor entra en contacto con el crudo.

Por lo tanto en la evaluación de inhibidores se debe probar el efecto negativo de estos compuestos.

5.2 CONTROL NO QUIMICO^{13,14}

5.2.1 Mecanismo de Tratamiento Magnético. Un campo magnético (impuesto por un magneto permanente o por un electromagneto) es usado para causar alteraciones en la estructura del agua o para disolver iones, trayendo como consecuencia la prevención de la formación de incrustaciones. Uno de estos sistemas, llamado LKC (Linear Kinetic Cell), es muy utilizado en la industria petrolera, El sistema LKC es una equipo compacto simple con capacidad para una amplia gama de operaciones. Dicho sistema es de excelente efectividad, previene la acumulación de parafinas y la formación de incrustaciones en tuberías o líneas de producción.

VENTAJAS:

- Previene la formación de incrustaciones y la acumulación de parafinas.

¹³ REIZER J. Control de incrustaciones en campos petroleros. Champion Technologies Inc.

¹⁴ CROWE, C y otros. Scale inhibition in wellbores. SPE 27996.1994.

- Remueve los depósitos de escamas y parafinas ya existentes en un tiempo de 90 a 100 días, excepto la incrustación de sulfato de Bario, con un porcentaje de remoción de 90 a 95%.
- No requiere de químicos para el tratamiento.
- No existe contaminación del medio ambiente.
- No requiere mantenimiento, limpieza y/o reemplazo de químicos.
- Solo requiere de una fuente externa de energía que nos genere 5 amperios o 110 a 120 voltios.
- No es afectada por la temperatura, volumen o cualquier tipo de crudo.
- Se encuentra disponible en todos los tamaños y rangos de trabajo de acuerdo a los requerimientos de la industria.

5.2.2 Mecanismo Electroestático. Estos contienen un aislador eléctrico, electrodos cargados electrostáticamente dando una neutralidad o alterando la carga iónica, de esta forma se previene la formación de incrustaciones.

6. METODOS DE REMOCION DE INCRUSTACIONES

Las incrustaciones en la industria del petróleo pueden ser removidos por métodos mecánicos y el uso de productos químicos, la selección del método para remover incrustaciones depende de:

- Compactación y adherencia de las incrustaciones.
- Espesor de la incrustación.
- Tipo de incrustación.
- Facilidad para usar raspadores (PIGS).
- Costos.

6.1 REMOCION QUIMICA^{15,16}

Una vez que se ha formado la incrustación, debe ser removida para minimizar los problemas causados por la misma, en líneas de flujo algunas veces las incrustaciones están cubiertas por parafinas o películas finas de aceite que obstruyen la labor del agente removedor de incrustación; en estos casos es necesario agregar surfactante al ácido para darle mayor penetración, pero si la costra se presume que es muy gruesa es necesario hacer reflujos con solvente de parafina o con un lavado de aceite caliente (en pozos productores), si el problema es en pozos inyectoros de agua, se debe lavar la incrustación con solventes.

Para la remoción de incrustaciones y algunos otros depósitos se utilizan los siguientes tipos de químicos: ácidos, álcalis, ácidos orgánicos, sales, secuestrantes, surfactantes, solventes orgánicos, etc.

¹⁵ VALENCIA, F.A. y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos Campos Petroleros. Tesis de grado Universidad de América. 1992.

¹⁶ CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

6.1.1 Remoción Química de los Componentes de la Muestra.

6.1.1.1 Eliminación de hidrocarburos. Aunque un depósito puede parecer muy duro, los hidrocarburos están a menudo presentes y pueden intervenir en la acción del ácido y de otros químicos inhibidores de incrustación. Se requiere un solvente para remover cualquier aceite, parafina o material asfáltico adherido a este; entre más asfáltico sea el depósito más aromático debe ser el solvente.

6.1.1.2 Eliminación del CaCO_3 . El ácido clorhídrico es el más recomendado como el más barato y la forma más sencilla para disolver las incrustaciones de CaCO_3 , concentraciones de 5, 10 y 15% de HCl son normalmente usadas.

6.1.1.3 Eliminación del CaCO_4 . El HCl no es un buen solvente para el CaCO_4 ; otros químicos eficientes en la eliminación de estos depósitos son:

Convertidores inorgánicos. Son carbonatos o hidróxidos que se relacionan con el sulfato de calcio y lo convierten en carbonato o hidróxido de calcio, sustancias solubles en ácidos.

Convertidores orgánicos. Son convertidores tales como el nitrato de sodio, el glicolato de potasio reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio causándole hinchamiento, permitiendo de esta forma que sean removidos por el agua.

6.1.1.4 Eliminación de compuestos de hierro. El HCl puede disolver dichos compuestos a través de la reacción entre FeS y HCl. El HCl debe contener un inhibidor de corrosión y un agente secuestrante de hierro para prevenir la precipitación de hierro.

6.1.1.5 Eliminación de depósitos de sal, arena fino y arcilla. Estos depósitos están usualmente presentes como partículas ocultas en las costras; lavar con

agua fresca es la mejor solución una vez que el material grueso de costra ha sido disuelto.

6.1.2 Remoción química de incrustaciones en el fondo del pozo. Cuando se requiere remover incrustaciones de las perforaciones, se remoja la zona con productos químicos removedores. Si la incrustación se ha formado en las perforaciones es cavernoso y ha formado túneles de filtración (pore space back) en la formación por varias pulgadas, las operaciones de remojo con químicos pueden no ser exitosas; por lo tanto se deben utilizar herramientas de remoción mecánica.

Algunas veces los depósitos de incrustaciones son tan grandes y gruesos, o en su defecto muy difíciles de remover (ej: incrustación de BaSO_4) que se hace necesario realizar trabajos de re-perforación y/o fracturamiento hidráulico.

Los trabajos en el fondo del pozo son más comunes en los pozos productores que los inyectores debido a que los problemas de incrustaciones son más monitoreados en los pozos inyectores y medidas de control aplicadas a tiempo evitan trabajos remediabiles.

6.2 REMOCION MECANICA^{17,18}

Los medios mecánicos para la remoción de incrustaciones, se pueden clasificar en dos grandes grupos: los utilizados en líneas de flujo superficiales y los empleados en el fondo del pozo. (Down Hole).

¹⁷ VALENCIA, F.A. y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos Campos Petroleros. Tesis de grado Universidad de América. 1992.

¹⁸ CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

6.2.1 Remoción Mecánica de Incrustaciones en Líneas de Superficie. Los raspadores (pigs) son los más utilizados para la remoción de depósitos incrustantes poco consolidados y para arrastrar sólidos después de un trabajo de remoción de incrustaciones con productos químicos. Los pigs pueden ser de espuma, de platos de caucho, de cepillos y mixtos (platos de caucho con cepillos). Cuando se requiere remover una incrustación de CaCO_3 de una línea de flujo se puede realizar el siguiente procedimiento:

1. Se bombea un “slug” de solvente de hidrocarburo el cual se deja un tiempo en remojo.
2. Se envía un raspador para que arrastre el hidrocarburo disuelto.
3. Se bombea un “slug” inhibido de HCl el cual se deja el tiempo suficiente para que reaccione.
4. Se envía un raspador para que arrastre el producto de la reacción del ácido.
5. Se bombea un bache de solución neutralizante para elevar el pH del agua o en su defecto un lavado completo con agua para remover todo el ácido, con el fin de evitar problemas de corrosión.

Fluidos gelificados pueden ser inyectados dentro de la tubería de flujo delante de un raspador para ayudar al arrastre y transporte de grandes cantidades de sólidos y así evitar el pegue del raspador a la tubería.

6.2.2 Remoción Mecánica de Incrustaciones en el Fondo del Pozo. Se emplean algunas herramientas especiales como: “Casing Bruces” (cepillos para casing), “surge/swab tolos” (suaves y limpia tubos), “retrievable bridge plugs” (tapón puente recuperable). Estas herramientas se emplean junto con un solvente para lograr remover las incrustaciones.

7. POZOS CON PROBLEMA DE INCRUSTACIÓN EN EL CAMPO CANTAGALLO

En el campo cantagallo fue necesario realizar un estudio de aguas de producción en los pozos con sistema de bombeo electrosumergible (P-1, P-2, P-3, P-4), porque en estos pozos, se estaba presentando un descenso significativo con respecto a la producción por una posible depositación de incrustaciones. La caracterización de las aguas de producción del campo, mostró que en los pozos estudiados existía un alto índice del ph causando la precipitación de carbonato de calcio, ya que por caídas de presión, la presión parcial del CO₂ como gas y la solubilidad del mismo disminuyeron, por lo tanto el dióxido de carbono en solución con el agua se liberó, siendo ésta la razón del aumento del ph observado. Otra variable influyente en la depositación de carbonato de calcio en los pozos con problema, fue el alto índice de saturación de calcita (>0.5) en las aguas de producción del campo (Véase el Anexo A).

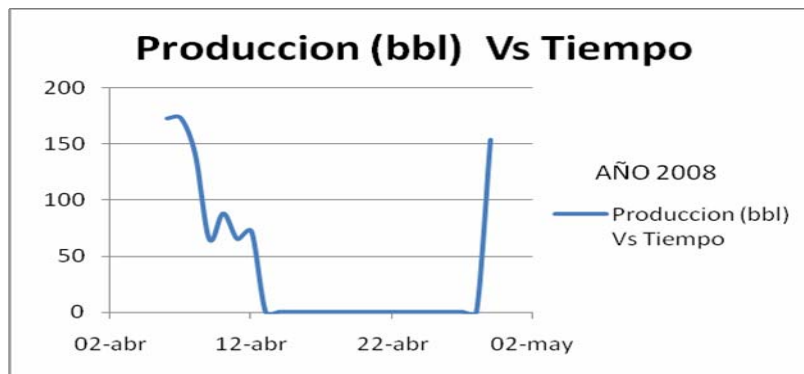
Luego de una inspección de los equipos del sistema de bombeo electrosumergible, se determinó que el punto crítico donde se estaban depositando en mayor cantidad las incrustaciones de carbonato de calcio, eran las etapas de las bombas de subsuelo, disminuyendo el paso del fluido y el fácil transporte del mismo hacia la superficie. En las fotografías tomadas a las bombas de subsuelo de cada pozo se demuestra que este fue el punto crítico de la incrustación.

7.1 POZO P-1

El pozo P-1 tenía a la fecha del 8 de abril del 2008 (fecha en la cual se detecta la baja productividad del pozo) un potencial de 173 barriles por día de crudo, el cuál se vió afectado por la presencia de incrustación, ocasionando una baja en la

producción durante 20 días, además, la necesidad de parar el pozo en una ocasión para cambiar la bomba de subsuelo lo que generó mayores pérdidas económicas por falta de producción y altos costos de operación que conllevan el cambio de una bomba de subsuelo (Véase la Figura 7).

Figura 7. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-1.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

Este pozo mostró la presencia de incrustación en las etapas de la bomba de subsuelo, predominando en la parte superior de esta (cabeza), capas gruesas y consistentes, también se encontró incrustación en los sistemas de cierre y alabes disminuyendo el espacio de flujo (Ver Fotografía). Para solucionar el problema con las escamas fue necesario cambiar la bomba de subsuelo.

Figura 8. Muestra #1 de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-1



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 9. Muestra #2 de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-1

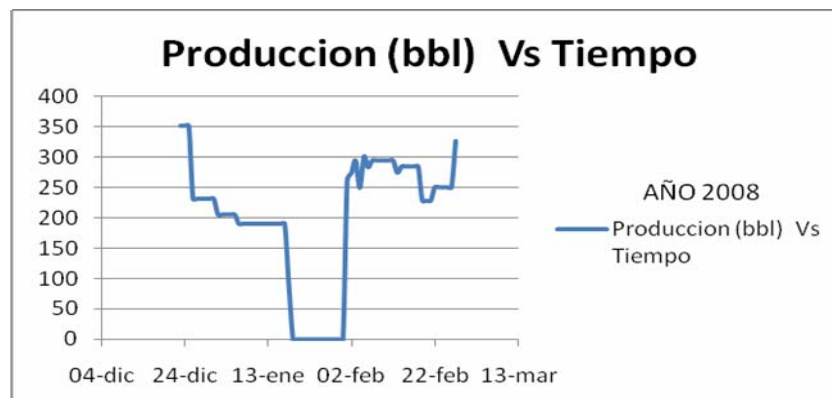


Fuente: ECOPETROL S.A.

7.2 POZO P-2

El pozo P-2 tenía a la fecha del 26 de diciembre del 2007 (fecha en la cual se detecta la baja productividad del pozo) un potencial de 351 barriles por día de crudo. Este pozo gracias a la presencia de incrustación de carbonato de calcio, presentó una baja en la producción durante 64 días, se hizo necesario parar el pozo y cambiar la bomba de subsuelo. (Ver siguiente grafica).

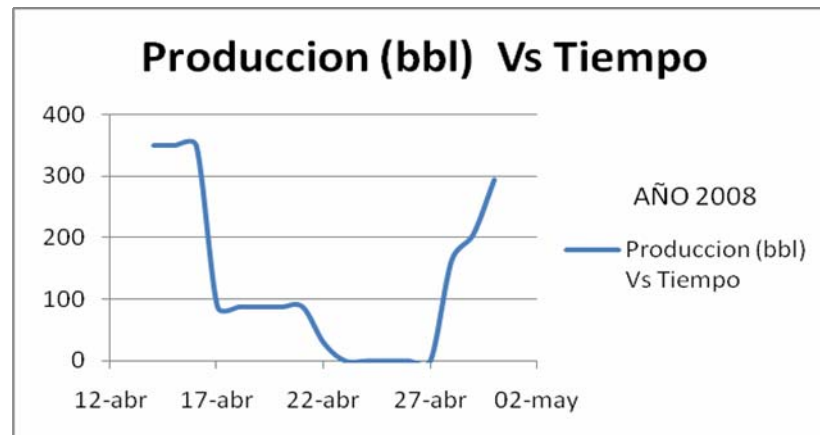
Figura 10. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-2.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

Luego el pozo volvió a presentar problemas de incrustaciones para el 17 de abril del 2008 (potencial del pozo 351 barriles por día de crudo) hasta restablecer su producción normal el 30 de abril del mismo año, en esta ocasión también fue necesario el cambio de la bomba de subsuelo. (Ver siguiente grafica).

Figura 11. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-2.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

El P-2 presentó incrustación en las etapas de la bomba, siendo la cantidad de esta constante a lo largo de la misma, también hubo depositación de escamas en los impulsores generando atascamiento de estos en los difusores de las etapas (Ver fotografías), en este pozo la bomba de subsuelo debió ser cambiada en dos ocasiones.

Figura 12. Muestra #1 de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-2.



Presencia de Scale



Fuente: ECOPETROL S.A.

Figura 13. Muestra #2 de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-2.

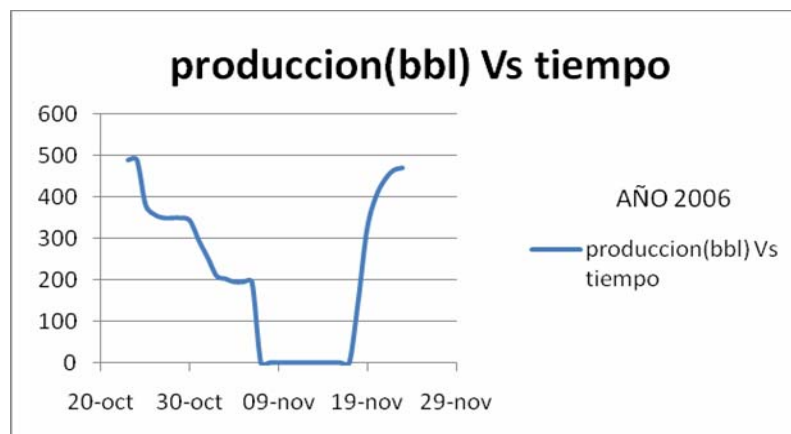


Fuente: ECOPETROL S.A.

7.3 POZO P-3

El pozo P-3 tenía a la fecha del 25 de octubre del 2006 (fecha en la cual se detecta la baja productividad del pozo) un potencial de 490 barriles por día de crudo, el cuál se disminuyó por la depositación de incrustación, la cuál ocasionó una baja en la producción del pozo durante 31 días. Para solucionar el problema fue necesario parar el pozo en una ocasión y cambiar la bomba de subsuelo lo que generó mayores pérdidas económicas debido a su alto costo. (Ver siguiente gráfica).

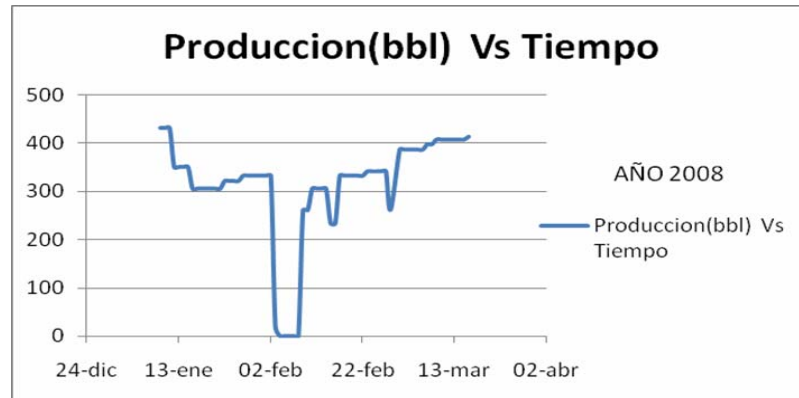
Figura 14. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-3.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

Este pozo al igual que el P-2 repitió el problema de incrustación; para el 12 de enero del 2008 (potencial del pozo 432 barriles por día de crudo) el pozo volvió a bajar su producción esta vez con una duración de 64 días, sumando al anterior cambio de bomba de subsuelo, otro más (Ver siguiente gráfica).

Figura 15. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-3.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

El pozo P-3 mostró luego de la inspección del equipo una incrustación severa suelta, no muy adherida a la superficie de la bomba de subsuelo del mismo, pero si en gran cantidad, la cual reaccionó ante la presencia de HCL (12%).

Figura 16. Muestra de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-3.

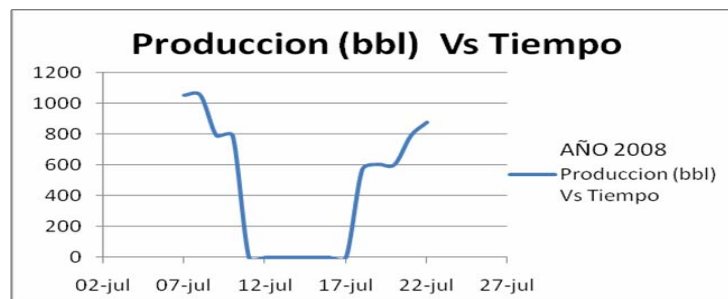


Fuente: ECOPETROL S.A.

7.4 POZO P-4

El pozo P-4 tenía a la fecha del 9 de julio del 2008 (fecha en la cual se detecta la baja productividad del pozo) un potencial de 1050 barriles por día de crudo, el cuál se vió afectado por la presencia de incrustación, provocando esta una baja en la producción del pozo durante 14 días, además de la necesidad de parar el pozo en una ocasión durante 7 días para cambiar la bomba de subsuelo. Este pozo fue necesario intervenirlo rápido para normalizar su producción, dado su buen potencial.

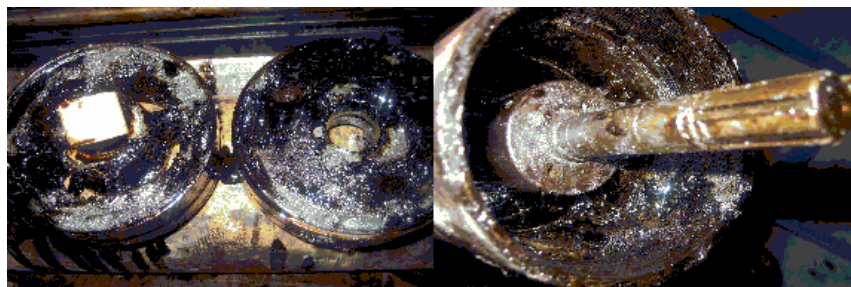
Figura 17. Efecto de la incrustación en la producción pozo P-4.



Fuente: Autores del Proyecto, Tomado de datos de producción del pozo.

Este pozo presenta incrustación en las etapas de la bomba, con mayor presencia en la parte superior de esta (cabeza), taponando el paso flujo y de esta forma disminuyendo el buen desempeño de la bomba.

Figura 18. Muestra de incrustación en la bomba de subsuelo Pozo P-4.



Incrustación en las etapas y cabeza de la bomba

Fuente: ECOPETROL S.A.

7.5 ANÁLISIS DE MUESTRA DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.

El muestreo puede ser clave en un programa para controlar las incrustaciones. Las muestras deben ser obtenidas de tal modo que no ocurra precipitación después de haber sido tomadas y antes de realizar su análisis. La precipitación de sólidos en la muestra cambiará la alcalinidad y puede cambiar la concentración de los principales cationes en la salmuera apreciablemente, dependiendo de las condiciones atmosféricas del sitio. Además la precipitación de salmuera alterará drásticamente la concentración del inhibidor de incrustaciones en la muestra debido a la afinidad de los inhibidores a las partículas sólidas. El carbonato de calcio puede precipitar si las concentraciones de Ca^{++} y CO_3^{-2} son lo suficientemente altas para contrarrestar el efecto de enfriamiento en la solubilidad. Estos problemas pueden ser superados de dos maneras: enfriando la muestra en una atmósfera de CO_2 y manteniendo el hierro en un estado reducido ó diluyendo la muestra inmediatamente para reducir lo suficiente las concentraciones de los componentes en solución a niveles donde la precipitación no ocurra antes que las mediciones sean hechas.

In situ, se midió ph, conductividad, gases disueltos (H_2S , CO_2 y O_2), turbidez, alcalinidad y Fe^{++} , además se preservaron muestras para el análisis de laboratorio de los cationes Ca, Mg, Ba, Sr, Na, K, Si, y los aniones sulfatos y cloruros, los valores de estos parámetros ayudan a identificar la presencia de carbonatos en los pozos con problema de incrustación en el campo cantagallo (Véase el Anexo A).

Una probabilidad de encontrar incrustaciones de carbonato de calcio se indica cuando el índice de saturación está entre 0.5 y 0.75, y es más alta cuando es superior a 0.75. Con base en dichos valores, se deduce que en la mayoría de los pozos analizados es muy seguro encontrar incrustaciones de carbonato de calcio por los valores de saturación de calcita tan alto que mostraron en el estudio. (Véase el Anexo A).

8. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO

Para realizar la evaluación económica del proyecto, fue necesario realizar un estado de ganancias y pérdidas a través de un estudio de la producción diaria en cada uno de los pozos que presentaron baja productividad por depositación de incrustaciones, de esta forma analizar pérdidas de producción con respecto a la producción con potencial original de cada pozo.

Luego de determinar pérdidas de producción, se demostró a través de balances económicos, pérdidas en ganancias de acuerdo con el precio en venta de barril de crudo (precio de venta para el campo), en las diferentes fechas en que se efectuó el estudio.

A estas pérdidas en ganancia, por baja producción, se sumó los costos de operación necesarios para cambiar las bombas de subsuelo en cada uno de los pozos con problema de incrustaciones (equipo de fondo, workover, cuadrilla técnica y movilización).

Tabla 1. Precio barril de petróleo para el campo Cantagallo.

<i>AÑO</i>	<i>USD</i>
<i>2006</i>	39.654
<i>2007</i>	66
<i>2008</i>	78

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 2. Costos cambio de bomba de subsuelo.

<i>AÑO</i>	<i>EQ.DE FONDO (USD)</i>	<i>CUADRILLA (USD)</i>	<i>WORKOVER (USD/día)</i>
<i>2006</i>	65.000	14,000	7,000
<i>2007</i>	90,000	17,000	9,000
<i>2008</i>	100,000	20,000	10,000

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 3. Cálculos de pérdidas por la depositación de incrustaciones.

<i>POZO</i>	<i>DURACION PROBLEMA (días)</i>	<i>VLR VENTA POTENCIAL(USD)</i>	<i>VLR PERDIDAS PRODUCCION (USD)</i>	<i>% PERDIDAS</i>
<i>P-1</i>	20	269,800	237,744	88 %
<i>P-2*</i>	78	2'135,484	1'094,808	51.27 %
<i>P-3*</i>	95	2'758,888	963,459	34.92 %
<i>P-4</i>	14	970,200	639,600	66 %

*Pozos con suma de pérdidas de producción.

Para realizar los cálculos en esta tabla, fue necesario tener en cuenta la producción del pozo durante las fechas en las cuales se reportó una disminución de la misma, hasta las fechas cuando el pozo empezó a trabajar con todo su potencial. Se realizó un cálculo de la producción ideal del pozo con el fin de determinar el porcentaje que dejó de producir cada pozo como consecuencia de la depositación de incrustaciones. (Véase El Anexo B).

Tabla 4. Tabla Cambios de Bomba de subsuelo

POZO	FECHA CAMBIO DE BOMBA	DURACION CAMBIO DE BOMBA (días)	VLR CAMBIO DE BOMBA (USD)
<i>P-1</i>	22-ABR-2008	7	190,000
<i>P-2</i>	18-ENE-2008	13	250,000
<i>P-2</i>	23-ABR-2008	7	190,000
<i>P-3</i>	07-NOV-2006	11	136,000
<i>P-3</i>	01-FEB-2008	5	170,000
<i>P-4</i>	11-JUL-2007	6	161,000

Tabla 5. Pérdida Total Por Depositación de Incrustaciones En Cada Pozo.

<i>POZO</i>	<i>VLR PERDIDAS PRODUCCION (USD)</i>	<i>VLR TOTAL CAMBIO DE BOMBA (USD)</i>	<i>PERDIDA TOTAL POR INCRUSTACIONES (USD)</i>
<i>P-1</i>	237,744	190,000	427,744
<i>P-2*</i>	1`094,808	440,000	1`534,808
<i>P-3*</i>	963,459	306,000	1`269,459
<i>P-4</i>	639,600	161,000	800,600

* Pozos con varios cambios de bombas.

8.1 APLICACIÓN DE INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES POZO P-1 DEL CAMPO CANTAGALLO.

En el Campo Cantagallo se está implementando en el pozo P-1, la inyección del químico X, para la prevención y control de la depositación de incrustaciones a partir del segundo semestre del año 2008, con una proyección de duración de aproximadamente un año.

Para utilizar este método de prevención en el pozo P-1 se implementó un químico con una concentración de 15 ppm en una solución de 6 galones, el cuál se inyectó en el pozo utilizando una bomba eléctrica que se encarga de bombear el químico a través de un tubo capilar (spaghetti) que va por dentro del cable de potencia hasta el intervalo de interés que se encuentra a unos 8000 pies, que es la profundidad correcta para ubicar el inhibidor porque allí, se evita el exceso de tratamiento en las zonas depletadas y en las de alta permeabilidad; esta operación se realiza diariamente.

El uso de este recurso preventivo en forma continua, permitirá que posiblemente la producción potencial del pozo no se vea afectada por la depositación de incrustaciones, además de la protección de bombas, tuberías y válvulas.

El costo de aplicación del inhibidor en este pozo se presentará a continuación.

Químico X (55 galones):	USD 540
Cable con capilar:	USD 80,000
Bomba de inyección:	USD 5,400

NOTA: por razones de confidencialidad, el nombre y la ficha técnica del químico utilizado en el campo no se pueden mostrar.

A continuación, se mostrará una tabla comparativa entre los costos que significaron el problema de incrustaciones en el pozo P-1 durante un año, con el costo preventivo (inyección de inhibidor) para la depositación de incrustaciones al cabo de un año para el mismo pozo (Año 2008). Esta tabla muestra con seguridad, que el método de *inyección de inhibidor*, puede ser muy rentable para la economía del campo cantagallo, con respecto a los costos ocasionados por cambio de bomba y pérdidas de producción en el pozo P-1, dado su alta tasa interna de rentabilidad.

Tabla 6. Cuadro comparativo, pérdidas por incrustaciones vs. Inyección inhibidor, para el pozo P-1.

Pérdidas generadas por Incrustaciones (1 Año) para el pozo P-1	Inyección del Inhibidor (1 Año) para el pozo P-1
Por causa de daño en la bomba, por incrustaciones. Fue necesario hacer el cambio de la misma, por un costo de U\$190.000.00 (Ver tabla 4.)	55 galones de inhibidor con una concentración de 15 ppm, que se hacen necesarios cada 6 meses, tiene un costo de U\$540.00.
Además de costos de operación que conllevan el cambio de la bomba, hubo perdidas por falta de producción, durante 20 días, por un costo de U\$237.774.00 (ver tabla 3)	Cable con capilar, donde se va a transportar el químico desde superficie hasta sitio de interés, con un costo de U\$80.000.00.
	Bomba de inyección del inhibidor , con un costo de U\$5400.00
TOTAL: U\$ 427.774.00	TOTAL : U\$ 86.480.00

RELACION COSTO-BENEFICIO

Para hacer el Análisis de *costo - Beneficio*, es necesario comparar los métodos utilizados en el pozo P-1 para controlar y prevenir la depositacion de incrustaciones durante el año siguiente a la fecha de aplicación del método: este análisis permitirá mejorar la toma de decisiones en cuanto a que método es más favorable.

Método cambio de bomba:

Costos:

Equipo de fondo: U\$ 100.000

Cuadrilla técnica y Operación: U\$ 20.000

Workover: 10.000 USD/día.

Perdidas por pozo parado: U\$ 237.744.

TOTAL: U\$ 427.744

Beneficios:

Ganancia producida por barriles vendidos: U\$ 2146200.

La relación de beneficio a costo, para este método es 5 dólares de retorno por cada dólar gastado ($\text{U\$ } 2146200 / \text{U\$ } 427.744$).

Método de inyección de inhibidor:

Costos:

110 galones de químico: U\$ 1080.00

Cable con capilar: U\$ 80.000

Bomba de inyección: U\$ 5.400

TOTAL: U\$ 86.480

Beneficios:

Ganancia producida por barriles vendidos: U\$ 2.146.200

La relación de beneficio a costo para la inyección de inhibidor, para el pozo P-1, es de 24.81 dólares, por cada dólar invertido ($\text{U\$ } 2.146.200 / \text{U\$ } 86.480$).

Esto muestra que ambos métodos son benéficos al cabo de un año, pero es económicamente más rentable la aplicación del inhibidor que el cambio de bomba de subsuelo para el pozo P-1.

APLICACION TIR

Para demostrar la rentabilidad, del método de inyección, se acudió al concepto de *Tasa Interna de Retorno (TIR)*, por medio de la utilización de esta herramienta financiera, se tendrá mayor claridad de lo eficiente y económicamente viable que resulta el uso de la *inyección de inhibidor*, para el campo Cantagallo.

TIR:

Siendo:

TIR: Tasa Interna de Retorno.

INVERSION:

110 galones de químico: U\$ 1080.00

Cable con capilar: U\$ 80.000

Bomba de inyección: U\$ 5.400

TOTAL: U\$ 86.480

F: GPP – INVERSION.

F: Ganancia por producción potencial al cabo de 1 año menos la Inversión.

GPP: Ganancia por producción potencial.

$$GPP = 147 \frac{bbls}{dia} * 40 \frac{USD}{bbl} * 365 dias = U\$ 2146200$$

$$VPN = -I + \frac{F}{(1 + TIR)^n} = 0$$

Despejando:

$$TIR = \frac{F^{1/n}}{I^{1/n}} - 1$$

Siendo el periodo n igual a 1, entonces:

$$TIR = \frac{2059720}{86480} - 1 = 22.81\%$$

La tasa Interna de Retorno, para el proyecto de inyección de inhibidor, es de 22.81%. Esto demuestra que el método es viable económicamente. Ya que la tasa de rentabilidad para proyectos de Ecopetrol es del 16 %.

APLICACIÓN DEL ROI.

Con el fin de complementar el análisis económico, se hizo uso del concepto de *Retorno de Inversión (ROI)*.

GI: Ganancia incremental. (Por barriles vendidos que se recuperan por el tratamiento).

Incremento en barriles: 3521

Precio barril 2008 – 2009: U\$ 40.00

$$ROI = \left(\frac{GI - \text{COSTO DEL TRATAMIENTO}}{\text{COSTO DEL TRATAMIENTO}} \right) * 100$$

$$ROI = \frac{(140840 - 86480)}{86480} * 100$$

$$ROI = 62.8\%$$

El retorno de la inversión para este tratamiento, fue de 62.8 %, lo que indica que se ganaron 0.63 dólares por cada dólar invertido.

Para determinar a qué tiempo se recupera el dinero invertido para tal tratamiento, se hace uso del valor dado por el ROI.

Ya que se recuperan 0.62 dólares por cada dólar invertido, al cabo de 6 meses (tiempo del tratamiento), se han recuperado U\$ 54482.4, lo cual indica que aun no se ha recuperado el 100% del valor invertido. Para saber el tiempo que se necesita, se realiza una operación sencilla, como se muestra a continuación.

$$\text{TIEMPO DE RETORNO DE INVERSION} = \frac{6 \text{ meses} * 86480 \text{ USD}}{54482.4 \text{ USD}}$$

$$\text{TIEMPO DE RETORNO DE INVERSION} = 9.52 \text{ meses}$$

Esto quiere decir, que al cabo de 9 meses y medio, se recuperara totalmente el dinero invertido para el tratamiento con inyección de inhibidor, utilizado en el pozo P-1.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Siendo conscientes de las pérdidas económicas significativas que conllevan el problema de incrustaciones en el campo, y a su vez, teniendo en cuenta datos de producción, características de la formación y problemas presentados en cada uno de los pozos, se hacen las siguientes conclusiones y recomendaciones las cuales ayudaran de gran manera al buen funcionamiento y desempeño productivo en cada uno de los pozos estudiados:

CONCLUSIONES

- Según el análisis de aguas de producción es muy probable encontrar más problemas de incrustación de carbonato de calcio, debido a su alta saturación en varios de los pozos muestreados.
- La inspección de los equipos tan pronto salían del pozo, permitió identificar de manera oportuna el sitio donde se estaba generando la depositación de incrustaciones.
- El problema de incrustaciones en el pozo P-4, debió ser tratado, de manera inmediata dado el alto potencial del mismo, evitando tener mayores pérdidas económicas.
- La inyección de químico en forma continua al pozo P-1, garantizo una protección continua en las bombas, tuberías y válvulas, permitiendo el normal desempeño productivo del pozo.
- El uso del ácido clorhídrico, como método de remoción sencillo y económico, permitió eliminar la incrustación de carbonato de calcio presente en la bomba de subsuelo en pozo P-3.

RECOMENDACIONES

- Aplicar tratamientos químicos y mecanismos para remover depósitos de carbonatos en los pozos con problema que todavía no han sido inhibidos, y una vez removidas las incrustaciones, aplicar inhibidores, para prevenir posteriores problemas por dichos minerales.
- Operar los pozos con la mayor continuidad posible (reducir tiempos de parada y/o tratar de realizar múltiples actividades en una sola detención).
- Realizar nuevos estudios de caracterización de fluidos del campo, con el propósito de comparar los nuevos resultados de composición de las aguas con los anteriores, y observar si los índices de saturación han cambiado y por lo tanto su tendencia incrustaciones.
- Extender el uso de la inhibición química a otros pozos del campo sin importar su sistema de levantamiento ya que el análisis de aguas muestra un alto índice de saturación de calcita, dolomita y siderita en el yacimiento, con el fin de prevenir problemas futuros de incrustaciones.
- Utilizar herramientas como software y cupones de incrustación para evaluar la eficiencia en los resultados del inhibidor que se esté aplicando en el pozo.

BIBLIOGRAFIA

ARGUELLES, A. y RESTREPO, F. Control de corrosión y precipitación de carbonatos en los campos Payoa y la Salina. Tesis de grado Universidad de América, 1992.

COLLINS, I.R. Scale Inhibition at High Reservoir Temperatures. BP Exploration Operation Company. Scotland, UK. 1995.

CRABTREE M. y otros. Lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención, Oilfield Review, Schlumberger, otoño 1999.

CROWE, C. y Otros. Scale Inhibition in Wellbores. SPE 27996.1994.

DATOS DE PRODUCCIÓN TOMADOS DE LA RED INTERNA DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO.

FERNANDEZ V. Jorge A y VARGAS B. Arnulfo. Evaluación de Incrustaciones en líneas de producción de los campos morichal, la Gloria Norte y la Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado , Universidad industrial de Santander, 2001.

KUMAR, T. y Choudhary, P.K. Recent Advances in Treatment and Inhibition of Oil Field Scales. Dep. Petroleum Engineering, Indian School of Mines India. 1995.

NANCOLLAS, G. H y Sawada K. Formation of Scales of Calcium Carbonate Polymorphs: The Influence of magnesium Ion and Inhibitors. SPE 8992. New York, 1982.

ODDO, J. E. y Thomson, M.B. Why Scale Forms in the Oilfield and Methods to Predict It. SPE 21710. Oklahoma, 1991.

REIZER, J. Control de incrustaciones en campos petroleros. Champion Technologies Inc.

THUWAINI, J.S. y Burr, B.J. Encapsulated Scale Inhibitor Treatment. SPE 37790. 1997.

VALENCIA, F.A. y TARACHE, E. Inhibición de incrustaciones en dos Campos Petroleros. Tesis de grado Universidad de América. 1992.

**Anexo A. análisis de aguas de producción e índices de saturación del
campo Cantagallo**

ANALISIS DE AGUAS DE PRODUCCION

Pozo P-1

PARAMETRO	CANTIDAD
Na ⁺ (mg/l)	21210
K ⁺ (mg/l)	148.0
Ca ⁺⁺ (mg/l)	269.5
Mg ⁺⁺ (mg/l)	163.4
Ba ⁺⁺ (mg/l)	61.8
Sr ⁺⁺ (mg/l)	68.9
Fe ⁺⁺ (mg/l)	1.0
STD (mg/l)	53742
Salinidad (mg/l NaCl)	52727
SiO ₂ (mg/l)	20.7
pH/°C	7.38/36.3
Resistividad (Ωm @ 25°C)	0.048
H ₂ S (mg/l)	N.D
O ₂ DIS (ppb)	N.D
CO ₂ (mg/l)	50
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	1860.5
CO ₃ ⁼ (mg/l)	0.0
SO ₄ ⁼ (mg/l)	1.0
Conductiv (mS/cm @ 25°C)	67.6
Cl ⁻ (mg/l)	30068

P-1

INDICE DE SATURACION DEL POZO P-1

CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA
0.959	3.545	0.583

ANALISIS DE AGUA DE PRODUCCION POZO P-4

PARAMETRO	CANTIDAD
Na ⁺ (mg/l)	21560
K ⁺ (mg/l)	119.7
Ca ⁺⁺ (mg/l)	337.6
Mg ⁺⁺ (mg/l)	166.8
Ba ⁺⁺ (mg/l)	68.3
Sr ⁺⁺ (mg/l)	89.6
Fe ⁺⁺ (mg/l)	0.6
STD (mg/l)	53643
Salinidad (mg/l NaCl)	53217
SiO ₂ (mg/l)	21.7
PH/°C	7.38/36.3
Resistividad (Ωm @ 25°C)	0.146
H ₂ S (mg/l)	N.D
O ₂ DIS (ppb)	N.D
CO ₂ (mg/l)	100
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	1067.5
CO ₃ ⁻ (mg/l)	0.0
SO ₄ ⁻ (mg/l)	1.0
Conductiv (Ms/cm @ 25°C)	68.7
Cl ⁻ (mg/l)	30368

P-4

INDICE DE SATURACION DEL POZO P- 4

CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA
0.993	3.067	0.052

ANALISIS DE AGUA DE PRODUCCION POZO P-3

PARAMETRO	CANTIDAD
Na ⁺ (mg/l)	19000
K ⁺ (mg/l)	81.52
Ca ⁺⁺ (mg/l)	1210
Mg ⁺⁺ (mg/l)	127.2
Ba ⁺⁺ (mg/l)	95.19
Sr ⁺⁺ (mg/l)	112.2
Fe ⁺⁺ (mg/l)	4.0
STD (mg/l)	49530
Salinidad (mg/l NaCl)	49716
SiO ₂ (mg/l)	23.0
pH/°C	6.79/22.4
Resistividad (Ωm @ 25°C)	0.155
H ₂ S (mg/l)	N.D
O ₂ DIS (ppb)	N.D
CO ₂ (mg/l)	25
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	183.0
CO ₃ ⁼ (mg/l)	0.0
SO ₄ ⁼ (mg/l)	1.0
Conductiv (mS/cm @ 25°C)	64.6
Cl ⁻ (mg/l)	28900

P-3

INDICE DE SATURACION DEL POZO P- 3

CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA
0.064	0.984	----

ANALISIS DE AGUA DE PRODUCCION POZO P-2

PARAMETRO	CANTIDAD
Na ⁺ (mg/l)	19380
K ⁺ (mg/l)	86.33
Ca ⁺⁺ (mg/l)	1555
Mg ⁺⁺ (mg/l)	164.1
Ba ⁺⁺ (mg/l)	118.7
Sr ⁺⁺ (mg/l)	127.9
Fe ⁺⁺ (mg/l)	2.0
STD (mg/l)	51396
Salinidad (mg/l NaCl)	51656
SiO ₂ (mg/l)	24.5
pH/°C	7.04/2.3
Resistividad (Ωm @ 25°C)	0.149
H ₂ S (mg/l)	N.D
O ₂ DIS (ppb)	N.D
CO ₂ (mg/l)	20
HCO ₃ ⁻ (mg/l)	183.0
CO ₃ ⁼ (mg/l)	0.0
SO ₄ ⁼ (mg/l)	1.0
Conductiv (mS/cm @ 25°C)	66.9
Cl ⁻ (mg/l)	30000

P-2

INDICE DE SATURACION DEL POZO P- 2

CALCITA	DOLOMITA	SIDERITA
0.591	1.541	----

**Anexo B. pérdidas de producción durante las fechas con problema de
depositación de incrustaciones del campo Cantagallo**

TABLA DE PRODUCCION POZO P-1

6 ABR/08 - 29 ABR/08

FECHA	DIFERIDA(bbls)	PRODUCCION(bbls)
06-abr	0	173
07-abr	0	173
08-abr	32	141
09-abr	108	65
10-abr	85	88
11-abr	108	65
12-abr	101	72
13-abr	173	0
14-abr	173	0
15-abr	173	0
16-abr	173	0
17-abr	173	0
18-abr	173	0
19-abr	173	0
20-abr	173	0
21-abr	173	0
22-abr	173	0
23-abr	173	0
24-abr	173	0
25-abr	173	0
26-abr	173	0
27-abr	173	0
28-abr	173	0
29-abr	19	154

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	237744
Σ DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2008	

TABLA DE PRODUCCION POZO P-2

DIC 23/07 – FEB 27/08

Fecha	Diferida(bbls)	Producción(bbls)
23-dic	0	351
24-dic	0	351
25-dic	0	351
26-dic	120	231
27-dic	120	231
28-dic	120	231
29-dic	120	231
30-dic	120	231
31-dic	120	231
01-ene	146	205
02-ene	146	205
03-ene	146	205
04-ene	146	205
05-ene	146	205
06-ene	161	190
07-ene	161	190
08-ene	161	190
09-ene	161	190
10-ene	161	190
11-ene	161	190
12-ene	161	190
13-ene	161	190
14-ene	161	190
15-ene	161	190
16-ene	161	190
17-ene	161	190
18-ene	263	88
19-ene	351	0
20-ene	351	0
21-ene	351	0

Fecha	Diferida(bbls)	Producción(bbls)
22-ene	351	0
23-ene	351	0
24-ene	351	0
25-ene	351	0
26-ene	351	0
27-ene	351	0
28-ene	351	0
29-ene	351	0
30-ene	351	0
31-ene	351	0
01-feb	89	262
02-feb	78	273
03-feb	57	294
04-feb	102	249
05-feb	51	300
06-feb	68	283
07-feb	57	294
08-feb	57	294
09-feb	57	294
10-feb	57	294
11-feb	57	294
12-feb	57	294
13-feb	77	274
14-feb	67	284
15-feb	67	284
16-feb	67	284
17-feb	67	284
18-feb	67	284
19-feb	123	228
20-feb	123	228
21-feb	123	228
22-feb	101	250
23-feb	101	250
24-feb	101	250
25-feb	101	250
26-feb	101	250
27-feb	25	326

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	799890
DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2008	

TABLA DE PRODUCCION POZO P-2
14 ABR/08 – 30 ABR/08

Fecha	Diferida(bbls)	Producción(bbls)
14-abr	0	351
15-abr	0	351
16-abr	0	351
17-abr	263	88
18-abr	263	88
19-abr	263	88
20-abr	263	88
21-abr	263	88
22-abr	322	29
23-abr	351	0
24-abr	351	0
25-abr	351	0
26-abr	351	0
27-abr	351	0
28-abr	187	164
29-abr	146	205
30-abr	56	295

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	294918
DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2008	

La perdida total en ganancia, por baja producción en el pozo P-2 es de: U\$ 1'094.808.00

TABLA DE PRODUCCION POZO P-3
23 OCT/06 – 23 NOV/06

FECHA	DIFERIDA	PRODUCCION
23-oct	0	490
24-oct	0	490
25-oct	110	380
26-oct	132	358
27-oct	140	350
28-oct	140	350
29-oct	140	350
30-oct	147	343
31-oct	195	295
01-nov	236	254
02-nov	280	210
03-nov	287	203
04-nov	295	195
05-nov	295	195
06-nov	295	195
07-nov	490	0
08-nov	490	0
09-nov	490	0
10-nov	490	0
11-nov	490	0
12-nov	490	0
13-nov	490	0
14-nov	490	0
15-nov	490	0
16-nov	490	0
17-nov	490	0
18-nov	341	149
19-nov	167	323
20-nov	89	401
21-nov	48	442
22-nov	25	465
23-nov	19	471

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	347805,234
DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2006	

TABLA DE PRODUCCION POZO P-3

9 ENE/08 - 16 MAR/08

FECHA	DIFERIDA(bbls)	PRODUCCION(bbls)
09-ene	0	432
10-ene	0	432
11-ene	0	432
12-ene	81	351
13-ene	81	351
14-ene	81	351
15-ene	81	351
16-ene	126	306
17-ene	126	306
18-ene	126	306
19-ene	126	306
20-ene	126	306
21-ene	126	306
22-ene	126	306
23-ene	110	322
24-ene	110	322
25-ene	110	322
26-ene	110	322
27-ene	99	333
28-ene	99	333
29-ene	99	333
30-ene	99	333
31-ene	99	333
01-feb	99	333
02-feb	99	333
03-feb	414	18
04-feb	432	0
05-feb	432	0
06-feb	432	0
07-feb	432	0
08-feb	432	0
09-feb	171	261
10-feb	171	261
11-feb	126	306
12-feb	126	306

FECHA	DIFERIDA(bbls)	PRODUCCION(bbls)
13-feb	126	306
14-feb	126	306
15-feb	198	234
16-feb	198	234
17-feb	99	333
18-feb	99	333
19-feb	99	333
20-feb	99	333
21-feb	99	333
22-feb	99	333
23-feb	90	342
24-feb	90	342
25-feb	90	342
26-feb	90	342
27-feb	90	342
28-feb	170	262
01-mar	45	387
02-mar	45	387
03-mar	45	387
04-mar	45	387
05-mar	45	387
06-mar	45	387
07-mar	34	398
08-mar	34	398
09-mar	24	408
10-mar	24	408
11-mar	24	408
12-mar	24	408
13-mar	24	408
14-mar	24	408
15-mar	24	408
16-mar	18	414

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	615654
DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2008	

La pérdida total en ganancia, por baja producción en el pozo P-3 es de:
U\$ 963.459.00

TABLA DE PRODUCCION POZO P- 4

7 JUL/08 - 22 JUL/08

FECHA	DIFERIDA(bbls)	PRODUCCION(bbls)
07-jul	0	1050
08-jul	0	1050
09-jul	263	787
10-jul	263	787
11-jul	1050	0
12-jul	1050	0
13-jul	1050	0
14-jul	1050	0
15-jul	1050	0
16-jul	1050	0
17-jul	1050	0
18-jul	481	569
19-jul	448	602
20-jul	448	602
21-jul	263	787
22-jul	175	875

PERDIDAS DE PRODUCCION (USD)	639606
DIFERIDA * PRECIO VENTA bbl 2007	