

EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO Y OPTIMIZACION DEL SISTEMA  
ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CANTAGALLO

JEISON DAVID ROJAS PARRA  
LUIS ENRIQUE SARMIENTO TIRADO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2012

EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO Y OPTIMIZACION DEL  
SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CANTAGALLO

JEISON DAVID ROJAS PARRA  
LUIS ENRIQUE SARMIENTO TIRADO

MONOGRAFÍA PRESENTADA COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR  
ING. JOSÉ ARNOBIO VARGAS MEDINA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCION DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA  
2012

## DEDICATORIA

*A Dios todo poderoso quien con su inigualable misericordia, cuida de nosotros y brinda bendiciones para poder obtener logros como estos durante nuestras vidas y desarrollo profesional.*

*A mis padres y familia quien cuento con el apoyo incondicional de ellos*

*A Ecopetrol S.A. quien brinda la oportunidad de realizar actividades de capacitación como esta, generando conocimiento de experiencia para la industria Petrolera.*

## AGRADECIMIENTOS

*A la Universidad Industrial de Santander por brindar la continúa oportunidad de superación y acceso al conocimiento, particularmente por ofrecerme la posibilidad de continuar con mi crecimiento profesional y desarrollo técnico.*

*Al ingeniero Luis Enrique compañero, quien es un incondicional apoyo para la culminación y desarrollo de este logro intelectual.*

*A nuestros superiores quienes permitieron la asistencia y total desarrollo de la presente especialización.*

*A todos a quienes de una forma u otra, aportaron de sus conocimientos y experiencias para el desarrollo del presente documento.*

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION.....	16
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CANTAGALLO.....	17
1.1 LOCALIZACIÓN .....	17
1.2 RESEÑA HISTÓRICA .....	17
1.3 CAMPOS ALEDAÑOS.....	21
1.3.1 CAMPO CRISTALINAS.....	21
1.3.2 CAMPO GARZAS.....	21
1.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA.....	21
1.4.1 ESTRATIGRAFÍA.....	22
1.4.2 ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO .....	25
1.4.3 ASPECTOS PETROFÍSICOS.....	27
1.4.4 FLUIDOS DE FORMACIÓN.....	28
1.....	28
2. ANTECEDENTES SISTEMAS DE BES EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO .....	29
2.1 CAMPO CANTAGALLO .....	29
2.2 CAMPO CRISTALINAS .....	30
3. IDENTIFICACION DE PRINCIPALES PROBLEMAS .....	31
3.1 ARENAMIENTO .....	36
3.1.1 VÁLVULA DE DRENAJE AL ANULAR.....	36
3.1.2 PROYECTO DE GERENCIAMIENTO DE ARENA.....	38
3.2 INCRUSTACIÓN DE SCALE .....	56
3.3 BLOQUEOS POR GAS .....	69
3.3.1 IDENTIFICACIÓN.....	73
3.3.2 MODIFICACIÓN DE RAMPA EXTENDIDA DE FRECUENCIA .....	77
3.3.3 BACK PRESSURE REGULATOR Y OPERACIÓN EN MODO PIP .....	80
3.3.4 INSTALACIÓN DE MANEJADOR Y SEPARADOR DE GAS.....	82
CONCLUSIONES .....	86

BIBLIOGRAFIA.....	87
ANEXOS A.....	88

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estadísticas de falla Campo Cantagallo.....	35
Tabla 2. Rangos de criterios granulométricos, asociados con las tecnologías de exclusión de arena.....	44
Tabla 3. Skin adicionales generados con la implementación de alternativas de exclusión de arena.....	44
Tabla 4. Pozos areneros Campo Cantagallo. ....	47
Tabla 6. Evaluación de costos por aplicación de tecnología de Gerenciamiento y/o Control de arena para el pozo Yariguí 81.....	55
Tabla 7. Caracterización de los inhibidores .....	59
Tabla 8. Resultados de eficiencia dinámica .....	59
Tabla 9. Histórico de fallas pozos BES CR-04 Campo Cantagallo.....	60
Tabla 10. Resultado análisis de dureza pozo CR-04.....	60
Tabla 11. Comportamiento fallas pozo YR-77 .....	68
Tabla 12. Comportamiento fallas pozo YR-81 .....	68
Tabla 13. Eficiencias de separación de gas.....	73
Tabla 14. Modificaciones en frecuencia YR-85.....	78

## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Diferida de producción ocasionada por bloqueos de gas 2010.....	36
Figura 2. Auto Flow Valve con Bomba funcionando .....	37
Figura 3. Auto Flow Valve con Bomba detenida .....	37
Figura 4. Diagrama de flujo metodología de Gerenciamiento y/o exclusión de arena.....	40
Figura 5. Métodos de Gerenciamiento y/o exclusión de arena.....	46
Figura 6. Costos promedio pozos areneros Campo Cantagallo.....	47
Figura 7. Estado mecánico del pozo YR-81.....	48
Figura 8. Costos asociados a la producción de arena pozo YR-81.....	50
Figura 9. Diagrama de diagnóstico, pozo YR-81.....	51
Figura 10. Identificación de intervalos areneros, Pozo YR-81.....	52
Figura 11. Valores de drawdown crítico para el pozo YR-81.....	53
Figura 12. Identificación causa raíz del arenamiento Campo Cantagallo.....	53
Figura 13. Matriz de selección de alternativas de Exclusión y/o gerenciamiento de arena Yariguí 81.....	54
Figura 14. Comportamiento del VPN Pozo Yariguí 81.....	55
Figura 15. Fotografías de etapas de bomba luego de funcionamiento de 178 días .....	57
Figura 16. Comportamiento de las variables operativas pozo YR-77.....	61
Figura 17. Estado de etapas de bomba de producción con incrustaciones .....	62
Figura 18. Muestras de sólidos extraídos de bombas electrosumergible.....	63
Figura 19. Formación de precipitados en inhibidor Lipesa .....	64
Figura 20. Montaje experimental en laboratorio para evaluación de la tendencia incrustante.....	65
Figura 21. Frecuencia con DEPCON producto L-185.....	66
Figura 22. Frecuencia con DEPCON producto EC146A.....	67
Figura 23. Comportamiento de RunLife pozos con inyección de químico.....	69
Figura 24. Comportamiento del gas dentro de las etapas de la bomba .....	70
Figura 25. Distribución del gas dentro del impulsor .....	70
Figura 26. Separador de gas estático .....	72

Figura 27. Comportamiento de las variables operativas del pozo YR-18.....	73
Figura 28. Comportamiento de las variables operativas en bloqueos posterior a corte eléctrico.....	75
Figura 29. Proceso de monitoreo remoto.....	76
Figura 30. Plataforma de monitoreo remoto.....	77
Figura 31. Comportamiento de la PIP en un Bloqueo por Gas.....	79
Figura 32. Disminución del Bloqueo por Gas.....	79
Figura 33. Válvula reguladora de presión .....	81
Figura 34. BHA de Bombeo eléctrosumergible .....	83
Figura 35. Comportamiento de producción de gas pozo YR-115 sin manejador de gas. ....	84
Figura 36. Comportamiento de producción de gas pozo YR-115 son manejador de gas. ....	85

## LISTA DE ANEXOS

ANEXOS A. MTBF (MEAN TIME BEFORE FAILURE) POZOS CAMPO CANTAGALLO.....	88
--	----

## RESUMEN

### TITULO:

EVALUACION DEL COMPORTAMIENTO Y OPTIMIZACION DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE EN EL CAMPO CANTAGALLO.\*

### AUTOR(ES):

ROJAS Parra Jeison David \*\*

SARMIENTO Tirado Luis Enrique \*\*

### PALABRAS CLAVES:

Evaluación del Comportamiento, Optimización del Sistema, Electrosumergible

### DESCRIPCION:

Este estudio recopila de forme implícita, información sobre comportamiento, funcionamiento y desarrollo del uso de nuevas tecnologías como lo son de equipos de Bombeo Electrosumergible, exponiendo buenos resultados sobre la implementación de este sistema en Campos maduros, y mitigación de algunos de los problemas particulares para el Campo Cantagallo.

En el mismo se describe y resumen la implementación de mejores prácticas junto a la instalación de nuevos equipos y nuevas técnicas, las cuales optimizan y mejoran el comportamiento de algunas problemáticas generales en el funcionamiento de esta tecnología en sistemas de levantamiento artificial en pozos del campo con uso particular de equipos de bombeo Electrosumergible; algunos de estos inconvenientes son: presencia de arena dentro del fluido de producción, presencia de grandes cantidades de gas y bloqueo de pozos por la misma causa; aparición de precipitados (carbonatos y asfáltenos) en tuberías de producción y sistemas de levantamiento. Soportadas dichas prácticas por diferentes estudios de laboratorio, estudios de mercado, aplicación de insumos de diferentes compañías de servicios entre otros.

Adicionalmente se expone grandes experiencias de campo las cuales brindan gran aporte para la obtención de buenos resultados, particularmente para el desarrollo del Campo Cantagallo y su producción de crudo día a día, además de los buenos resultados dentro de los tiempos de vida media de los equipos de bombeo electrosumergibles, comparados a los ya obtenidos al inicio de 360 días de la implementación de esta tecnología en el campo. Llegando a tiempos entre 850 días de runlife.

---

\* Monografía.

\*\* Facultad De Ingenierías Físico Químicas, Escuela De Ingeniería De Petróleos. ING VARGAS Medina. José Arnobio

## ABSTRACT

### TITLE:

PERFORMANCE EVALUATION AND OPTIMIZATION SYSTEM ELECTROSUMERGIBLE IN THE FIELD CANTAGALLO.

### AUTHOR:

ROJAS Parra Jeison David \*\*  
SARMIENTO Tirado Luis Enrique \*\*

**KEY WORDS:** Performance Evaluation, Optimization System Electrosumergible

### DESCRIPTION

This study implied form collects information on behavior, functioning and development of new technologies such as pumping equipment electrosumergible, giving good results on the implementation of this system in mature fields, and mitigation of some of the particular problems Field Cantagallo. The same is described and summarized the implementation of best practices together with the installation of new equipment and new techniques, which optimize and improve the behavior of some general problems in the operation of this technology in artificial lift in wells in the field with particular use of pumping equipment electrosumergible, some of these problems include the presence of sand into the production fluid, presence of large amounts of gas wells and blocking for the same cause; appearance of precipitates (carbonates and asphaltenes) in production lines and lift systems. These practices supported by various laboratory studies, market research, application of inputs from different service companies and others.

In addition, large sets of field experiences which provide great contribution to good outcomes, particularly for field development and production Cantagallo oil daily in addition to good results within the average life time of equipment electrosumersible pumping, compared to those already obtained at the beginning of 360 days of the implementation of this technology in the field. Arriving in time from 850 days runlife.

---

\* MONOGRAPHY

\*\*PHYSICAL - CHEMICAL ENGINEERINGS FACULTY, PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL, ENG VARGAS Medina. José Arnobio

## INTRODUCCION

Dentro de la creación y aparición de nuevas tecnologías en el mercado de la industria petrolera para pozos con sistemas de levantamiento artificial, se introduce como método principal de extracción los sistemas de bombeo Electrosumergible en el desarrollo de campos Petrolíferos, particularmente para el Campo Cantagallo se define como sistema principal de extracción para la obtención de resultados dentro de los nuevos proyectos planeados e implementados durante la viabilidad económica del Campo.

Dada la disposición de equipos electrónicos con los cuales cuenta estos equipos, dicha tecnología ofrece varias ventajas para realizar el seguimiento de producción y comportamiento de equipos en fondo, además de la adaptación de otros aditamentos mejorando así la obtención de una mayor producción, tiempo en funcionamiento y durabilidad. Por ellos se expone dentro del documento algunas alternativas las cuales pueden ofrecer excelentes resultados dentro de la aparición de fallas o inconvenientes con los equipos de bombeo Electrosumergible y comportamientos en subsuelo. Entre algunos de estos inconvenientes están manejo de arena en fluidos de producción, bloqueos de producción normal causada por alta presencia de gas y obstrucción en equipos y líneas de producción por presencia de precipitados tales como asfáltenos y carbonatos.

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO CANTAGALLO.**

### **1.1 LOCALIZACIÓN**

El Campo Cantagallo está localizado en la Cuenca Media del río Magdalena, 290 km al Noroeste de Bogotá y 20 km al Noreste de Barrancabermeja, en los límites entre los departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Cantagallo y Puerto Wilches (figura 20).

La zona industrial del Campo está ubicada 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.

La principal vía de acceso al Campo es el transporte fluvial sobre el río Magdalena; también se puede acceder vía terrestre a través del municipio de Puerto Wilches al Suroeste del departamento de Santander por medio de dos carreteras, una que lleva a la ciudad de Barrancabermeja y otra que lo comunica con la troncal del Magdalena Medio.

### **1.2 RESEÑA HISTÓRICA**

Los Campos Cantagallo hacen parte de las antiguas concesiones Cantagallo y San Pablo, otorgadas en 1939 a la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena Medio, y en 1953 a la Shell Cóndor, respectivamente.

En la etapa exploratoria del campo, entre 1941 y 1942, la Compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, subsidiaria de la Compañía Socony Vacuum, perfora dos pozos, Cimitarra 1 (15 de noviembre de 1941) cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo N°1 (CG-1), el cual alcanzó 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, con lo que se descubrió el yacimiento petrolífero que se denominó Cantagallo, y el

Cimitarra 2 (posteriormente cambiado a CG-2) que alcanzo una profundidad de 6170 ft encontrando sedimentos del Cretáceo a 6153 ft; el pozo produjo 286 bls de aceite de 20.1° API del terciaria, considerándolo como el descubridor del Campo.

Entre 1943 y 1949 se perforaron 10 pozos, luego siguió un receso hasta 1951. De los primeros 12 pozos perforados, solo 5 fueron productores comerciales, uno de estos (CG-4) fue abandonado posteriormente por inundación del rio Magdalena; los pozos CG-5, CG-7, CG-11 resultaron secos con manifestaciones de gas y aceite; los pozos CG-1, CG-3 y CG-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, los pozos CG-5 y CG-11 fueron de extensión en el extremo meridional de la concesión.

A mediados del año 1951 ,la concesión Cantagallo fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor, la cual reinicio la perforación suspendida en agosto de 1949, y hasta diciembre del mismo año perfora 7 pozos nuevos, de los cuales 6 resultaron productores y uno (CG-6) 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. Las perforaciones se llevaron a cabo desde la margen derecha aguas abajo del río Magdalena o desde algunas islas ubicadas entre Cantagallo y Puerto Wilches, como resultado se descubrió el Campo Yarigui el cual resulto en la continuación lateral hacia el 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 Cantagallo. En 1957 se perforan los pozos CG-21 y CG-22 con el fin de reducir espaciamiento.

Entre 1953 y 1962 se perforaron 40 pozos en el Campo Yarigui y 3 en Cantagallo, de los cuales se abandonaron por fallas mecánicas o por no productores comerciales los pozos YR-1, YR-2, YR-6, YR-15, YR-32, YR-33, YR-40 y los pozos YR-7, YR-8 y YR-12 se dejaron como pozos de observación de presión del yacimiento. El pozo YR-15 fue reactivado 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 rata 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.

El 14 de noviembre de 1975 las concesiones Cantagallo y San Pablo pasaron a administración directa de ECOPETROL (Explotaciones Cóndor) y en el periodo comprendido entre 1976 y 1983 se perforaron 28 pozos en Yarigui (YR-42 a YR-69) y uno en Cantagallo (CG-23), con el fin de disminuir el espaciamiento y remplazar pozos antiguos o con daños mecánicos irreparables.

En 1986 revierte al Estado Colombiano la concesión San Pablo y el 14 de diciembre de 1987 revierte la concesión 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 rio Magdalena y de esta manera dar cumplimiento a las políticas gubernamentales y de la empresa sobre 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 7 (CG-4, CG-8, CG-14, CG-15, YR-1, YR-3, YR-66) penetraron la formación La Luna de la secuencia cretácica, siendo el CG-14 el que más espesor perforo -1500 ft- logrando una producción de 150 bls de 23° API en las pruebas iniciales en el miembro Salada.

La explotación de los yacimientos se llevo a cabo cañoneando inicialmente las arenas "CG" sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas, solamente en aquellos pozos que resultaron no comerciales en esas arenas, se cañonearon las arenas "C" y en menor proporción las arenas "B". Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en arenas "CG", el 70% de estos se completaron en las arenas "C" y se han producido conjuntamente las dos zonas.

La producción comercial del Campo se inicio en 1952 y en 1962 después de una agresiva campaña de perforación alcanzo su pico máximo de producción de 20400 BOPD. En 1999 la producción declino a 5000 BOPD.

A diciembre de 2004 la producción promedio del Campo era de 9500 BOPD y 3700 KCFD de gas y se había recobrado 160 MBLS de petróleo y 84,5 GCF de gas.

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", incrementando la producción a 12000 BOPD y 4000 KCFD de gas.

Un futuro pero inmediato proyecto de inyección de agua y perforación de pozos infill permitirán incorporar 35 MMBLS de reservas.

Actualmente estos Campos pertenecen a la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRMM) y a la Superintendencia del Operaciones del Rio (SOR), siendo el Campo Yarigui-Cantagallo el de mayor producción de la zona.

### **1.3 CAMPOS ALEDAÑOS**

Los Campos Cristalinas y Garzas están dirigidos técnica y administrativamente por la Coordinación de Producción Cantagallo.

#### **1.3.1 Campo Cristalinas**

Está ubicado a 30 km al Norte de Campo Cantagallo y cuenta con un solo pozo activo, el Cristalinas 4 (CR-4). Este pozo actualmente produce 215 BOPD con un Bsw de 20% y GOR de 378. El sistema de producción es por bombeo mecánico convertido actualmente a un sistema de extracción por método de bombeo electrosumergible. El crudo producido pasa por un separador bifásico y es almacenado en un tanque con capacidad de 1000 bls; posteriormente es bombeado hacia Isla VI por un oleoducto de 4" de diámetro. El gas producido se usa como combustible para el motor de la unidad de bombeo, el restante se suministra como gas domiciliario a la región.

#### **1.3.2 Campo Garzas**

Está ubicado a 12 km al Norte del Campo Cantagallo y solo tiene el pozo Garzas 1 (GR-1). Este pozo produce por flujo natural 75 BOPD con un Bsw de 1% y muy poco gas. El pozo se encuentra sobre una plataforma fija igual que las facilidades de superficie, es decir el separador bifásico, tanque de recibo y entrega de crudo con capacidad de 750 bls, y la bomba de transferencia, debido a que el pozo se encuentra sobre la ciénaga Los Colorados. El crudo producido es bombeado todos los días hacia Isla VI por un oleoducto de 4" de diámetro, el cual se pega al de Cristalinas en el sitio llamado El Filtro, punto distante de la Isla VI unos 6 km aproximadamente.

### **1.4 GEOLOGÍA Y ESTRUCTURA**

El Campo Cantagallo, presenta una longitud aproximada de 7 km y 2 km de ancho para un área total de 14 km<sup>2</sup>.

En forma general el Campo Cantagallo es una planicie de inundación, con una altitud que varía entre 220 y 230 ft s.n.m. La región está regada por los ríos Cimitarra y Magdalena, este último formando numerosas islas, playones, ciénagas y pequeños caños. Hacia el sector occidental del Campo existe una sierra con elevaciones entre los 1000 y 3000 ft de altura s.n.m. El clima predominante en esta región es el tropical húmedo con periodos de intensa lluvia.

#### **1.4.1 Estratigrafía**

El Campo Cantagallo está ubicado en el Noroeste 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). La columna estratigráfica perforada por algunos pozos abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el Oligoceno. El Mioceno está presente en algunos campos vecinos, y los depósitos del Pleistoceno descansan sobre el Oligoceno hacia el Occidente del Campo La Cira.

En el Campo son de interés las formaciones La Paz y Mugrosa por cuanto ellas constituyen las principales fuentes de producción de hidrocarburos. La formación La Paz contiene los principales yacimientos productores del Campo, siendo estas 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".

- **Basamento:** aflora en los sectores NW y SW del Campo. Consiste en rocas ígneas Triásicas pertenecientes al Batolito de Anacué, el cual corresponde a un cuerpo de 10 km de ancho con una extensión NS desconocida. Formado por rocas plutónicas de composición variable desde tonalitas a granodioritas, grano grueso y color gris, volviéndose localmente rocas monzoníticas hasta graníticas de color rojizo, causados por la abundancia

de fenocristales de ortoclasa. Se supone que este cuerpo es un satélite de Batolito de Antioquia. Rocas del basamento se han reconocido en los pozos perforados en el lado levantado de la falla Cantagallo (Noroeste del Campo), mostrando gran cantidad de fracturas, las cuales en algunos casos, como en el pozo CG-9, presentan manifestación de aceite.

- **Jurásico:** representado en el área por las rocas sedimentarias de la Formación Girón compuestas principalmente por intercalaciones de areniscas y lodolitas rojizas. Con base en información recopilada durante la perforación de los pozos ubicados en el lado levantado de la Falla Cantagallo, se concluye que los sedimentos terciarios descansan discordantemente sobre esta unidad aproximadamente a 1145 ft de profundidad.
- **Cretácico:** en el Campo solo se han perforado las Formaciones La Luna y Umir correspondientes al Cretácico Superior.
- **Formación La Luna:** está dividida en tres miembros, Salada (lutitas margosas negras), Pujama (casi en su totalidad compuesta de arcillolitas ligeramente calcáreas) y Galemo (calizas separadas entre si por capas delgadas de arcillolitas y liditas negras). Ha sido reportada en la perforación de los pozos CG-4, CG-8, CG-14, YR-1, YR-3, YR-58 y YR-66; el máximo espesor perforado es de 1500 ft en el pozo CG-14. La mayor importancia de esta unidad radica en la generación de hidrocarburos.
- **Formación Umir:** consta principalmente de arcillolitas negras carbonáceas y laminadas superpuestas por mas o menos 500 ft de arcillolitas blancas y de color gris azul oscuro. Esta formación marca el cambio en las condiciones de sedimentación marina a continental y ha sido reconocida en la perforación de varios pozos.
- **Terciario:** es principalmente de dominio continental con procesos fluviales que dan origen a litologías variables y espesores cambiantes. Son de interés las Formaciones La Paz y Mugrosa por su potencial de almacenamiento de hidrocarburos y porque constituyen la fuente principal de aceite en el Campo.

- **Formación La Paz:** 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” y se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yarigui-Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 ft. Estratigráficamente se ubican entre las arenas “Cantagallo” en la base y 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 sedimentos de la Formación Esmeraldas que se conoce en otros sectores del Valle Medio del Magdalena.

**Arenas “Cantagallo”:** principal horizonte productor constituido por areniscas grauváticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría, tanto en sentido lateral como en 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.

- **Formación Mugrosa:** litológicamente esta formación presenta hacia la parte inferior areniscas de grano fino a medio, de color gris a verde grisáceo con intercalaciones de shale gris y azul. Hacia la parte media predomina el shale varicoloreado de grano fino a grueso localmente guijarrosas de color gris. Hacia el tope la secuencia se hace predominantemente arcillosa. Con base en sus propiedades eléctricas, operacionalmente se ha subdividido en tres miembros informales denominados de base a techo arenas “B2 + B3” (miembro basal) consideradas como el tercer objetivo de producción, arenas “B1 + B0”

(miembro intermedio) y la parte inferior de las arenas "A+ B" (horizonte fosilífero de Mugrosa).

- **Formación Colorado:** constituida por shale gris claro compacto y masivo con intercalaciones de arenisca de grano fino a grueso, blanca y con estratificación cruzada. Comprende la parte superior de la zona "A" + "B", y por la denominada unidad "Arenas "A" y el horizonte de la Cira Shale que es el nombre formal para el miembro superior de la Formación Colorado. Este último miembro en todo el sector del Valle Medio del Magdalena constituye un marcador eléctrico importante. Su contacto infradyacente es concordante con la Formación Mugrosa.
- **Formación Real:** litológicamente conformada por areniscas cuarzosas de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa; existen pequeños lentes de carbón lignítico y tiene aproximadamente 2600 ft de espesor.

#### **1.4.2 Estructura del yacimiento**

El Campo Cantagallo está formado por una estructura monoclin al limitada al norte por la Falla Cantagallo, al sur por la Falla Caño Patico y hacia el este (parte baja de la estructura) por el contacto agua-aceite. Esta estructura se va hundiendo a medida que se avanza hacia el noreste a lo largo de la Falla Cantagallo.

Existen otras fallas transversales que dividen el monoclin al en varios bloques que se pueden considerar como unidades independientes en el análisis del yacimiento.

Los estratos o sedimentos localizados cerca a la Falla Cantagallo presentan alto grado de buzamiento del orden de 50° grados. El grado de buzamiento disminuye a medida que se aleja de la Falla Cantagallo en sentido W-E, con fuertes flexiones de los estratos hacia la parte central del monoclin al y

finalmente experimentan un aplanamiento en la parte baja de la estructura, cercana al contacto agua-aceite en donde el buzamiento llega a menos de 5°. En la parte alta de la estructura en donde los estratos presentan los mayores espesores petrolíferos, la producción de los pozos localizados en esta zona no es la mejor por la baja permeabilidad debido a la mayor compactación de los estratos, por las altas relaciones gas-aceite y por la poca extensión de las arenas.

En la parte central del monoclinal, los espesores petrolíferos disminuyen considerablemente (40%), pero es allí donde el yacimiento presenta las mejores condiciones físicas de porosidad y permeabilidad, posiblemente porque hacia esta parte se formaron los principales canales de sedimentación. La principal acumulación de petróleo se originó en la parte inferior del Terciario (Formación La Paz), aunque algunas secciones de arenas superiores son petrolíferas en las zonas "C" y "B" pero de ocurrencia muy irregular en el Campo.

La Falla Cantagallo es sin duda el rasgo estructural más importante del Campo y pone en contacto sedimentos del Triásico-Jurásico (Formación Girón) con sedimentos del Cretáceo y del Terciario. Esta falla tiene un rumbo aproximado de N 33° E con su bloque oriental hundido y su bloque occidental levantado, y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla, se considera de tipo normal con un buzamiento casi vertical que oscila entre 82° a 85° con respecto a la horizontal, y presenta desplazamientos variables de hasta 700° ft, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo. En cuanto su edad, puede asignársele un lapso de tiempo entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno superior (ausencia de la Formación Esmeraldas) y el Mioceno. Esta Falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causante principal de su entrapamiento. Otro de los sistemas de fallas más importantes del Campo es el sistema de Fallas de Caño Patico que se encuentra en la parte más meridional del Campo

y además sirve de límite sur. Lleva una dirección SE-E-NE, presentando el bloque norte levantado y el bloque sur hundido. Es de tipo normal con desplazamientos verticales de aproximadamente 200 ft. Este sistema se desprende de la Falla Cantagallo y se le asigna su origen en el Mioceno Medio Superior, puesto que alcanza a afectar la parte basal de las arenas “A” de la Formación Colorado.

### 1.4.3 Aspectos Petrofísicos

El yacimiento de las arenas “Cantagallo” estuvo inicialmente subsaturado a una presión de 3250 psi, con una relación gas-aceite inicial de 310 scf/stb, una gravedad promedio de 20° API y una viscosidad de 30 cp a condiciones de yacimiento. La presión en el punto de burbuja se estableció aproximadamente a 2970 psi.

- **Litología:** Los horizontes productores de hidrocarburos en el Campo Cantagallo (arenas “Cantagallo”, “C” y “B2 + B3”) presentan características litológicas muy similares. En general están constituidas por areniscas poco consolidadas con un contenido variable de material arcilloso y/o limoso localmente calcáreo; su tamaño de grano varía de fino a grueso, ocasionalmente algo conglomeráticas.
- **Porosidad:** A partir de corazones, el valor promedio de la porosidad de arenas “C” es de 17% y para las arenas “Cantagallo” es de 21.5%. Por registros eléctricos las arenas “C” difieren en su porosidad muy poco de las arenas “Cantagallo” con un valor promedio de 24%.  
La porosidad horizontal varía considerablemente de la porosidad vertical en las arenas “C” y “Cantagallo”.
- **Permeabilidad:** Los valores de permeabilidad obtenidos de corazones de algunos pozos normalmente varían de una localidad a otra, tanto en lo vertical como en lo horizontal. Dichas variaciones quizá obedezcan a factores cambiantes y de sedimentación en los horizontes productores, los cuales influyen directamente en la forma, tamaño, redondez y distribución de las arenas. Las permeabilidades bajas se deben al tamaño pequeño de los

granos, a la forma como se acomodan los granos y a la presencia de poros pequeños.

#### 1.4.4 Fluidos de formación

- **Aceite:** la gravedad del crudo presenta pequeñas variaciones que oscilan desde 19 a 20.9° API a una temperatura de 60° F.  
La viscosidad varía de 90 a 200 centistokes a temperaturas de 160° F y 130° F respectivamente.
- **Agua de formación:** la salinidad de las aguas de formación para las arenas “Cantagallo” determinadas por la Compañía Shell Cóndor, a partir de varias muestras, oscilan de 40000 a 50000 ppm.  
La resistividad promedio del agua de formación oscila de 0.1 a 0.18  $\Omega\text{m}^2/\text{m}$ .
- **Gas:** de análisis cromatográficos realizados al gas del Campo a muestras tomadas en las diferentes estaciones resulto la composición en un 93.46% metano, 2.2% etano y el resto una mezcla de C3+.

El gas posee una viscosidad del gas a 100° F y 1 atm es de 0.014 cp, gravedad especifica de 0.6019 a 60°/60°, peso molecular de 17.61 lb/mol, y un gpm de 0.807.

1

## **2. ANTECEDENTES SISTEMAS DE BES EN LOS CAMPOS DE LA COORDINACIÓN DE PRODUCCIÓN CANTAGALLO**

### **2.1 CAMPO CANTAGALLO**

Con el propósito de mitigar la declinación y maximizar el factor de recobro, se implementó un nuevo desarrollo adicional del campo que entre otras estrategias incluye la perforación infill, cañoneo de nuevas zonas, fracturamiento hidráulico, la estimulación de pozos y la optimización de los sistemas de levantamiento.

El campo ha presentado diversos sistemas de levantamiento desde flujo natural, gas lift, bombeo hidráulico y bombeo mecánico, siendo este último el principal sistema utilizado. Sin embargo, una de las principales características de los pozos del campo es que son desviados con alto ángulo en patrones S o Slan con profundidades superiores a los 8000 pies. En estas condiciones el sistema de bombeo mecánico presenta fallas frecuentes y es limitado en las capacidades de extracción. Por esta razón, en el desarrollo adicional del campo se implementó el uso del sistema de bombeo electro sumergible (BES) con el fin de optimizar la producción de algunos pozos.

El piloto de bombeo electrosumergible comenzó en Octubre de 2004, con la instalación de 3 equipos en los pozos YR-57, YR-67 y YR-73. Los principales puntos a considerar eran la posible producción de arena y gas, y el incremento en el corte de agua.

Los equipos instalados contaban con la tecnología para manejo de arena y con separadores de gas para manejo de los caudales de gas esperados. Adicionalmente, se escogió bombas compresoras que permitían manejar amplios rangos de producción sin efectos mecánicos adversos para la bomba.

Posterior al piloto, en el año 2005 se seleccionaron 7 nuevos pozos para instalación de sistemas BES, aplicando las mismas premisas de los tres iniciales.

Por otro lado, la desviación de los pozos fue manejada con la ubicación de protectores de cable sobre equipo y tubería.

Se instaló controladores de frecuencia variable que permiten una operación versátil, con posibilidad de cambios de frecuencia dependiendo de las condiciones operativas específicas.

## **2.2 CAMPO CRISTALINAS**

En el campo cristalina se encuentra únicamente activo el pozo Cristalina-04 (CR-04).

Este pozo perforado en el año 1960 está ubicado a 100 km de la zona industrial del campo Cantagallo. El sistema de levantamiento instalado en el pozo era Bombeo Mecánico, sin embargo debido a que no poseía un sistema eléctrico confiable, generaba una condición insegura para los estudiantes de la escuela “Pozo 4” contigua al pozo; además por sus partes en movimiento y el alto ruido del motor a gas y tenía alrededor de tres fallas por año (generando altos gastos de traslado de equipo de Workover) se decidió convertir a bombeo electrosumergible alimentado por un Generador-Variador UNICOM el 2 de febrero de 2008.

Actualmente operando sin inconveniente en plena armonía con su alrededor, además disminuyendo los riesgos por su operación diaria, ofreciendo control y monitoreo remoto dadas las facilidades o beneficios ofrecidos por los sistemas de Bombeo Electrosumergible.

### 3. IDENTIFICACION DE PRINCIPALES PROBLEMAS

Desde el inicio del sistema de BES se ha utilizado el parámetro estadístico del MTBF (Mean Time Before Failure) para estimar el tiempo esperado de operación de los sistemas instalados ya que este permite estimar de manera precisa el nivel real de confiabilidad y detectar rápidamente cambios en la confiabilidad de los equipos, además de ser una medida precisa del tiempo esperado de operación <sup>(1)</sup>.

El método utilizado para evaluar el MTBF es el modelo de análisis de supervivencia propuesto por Herd & Johnson.

El método utilizado para evaluar el MTBF es el modelo de análisis de supervivencia propuesto por Herd & Johnson.

La confiabilidad de un sistema se define como la probabilidad en que el sistema realizará su función prevista sin incidentes por un período de tiempo especificado y bajo condiciones indicadas <sup>(2)</sup>. La ejecución de un análisis de la confiabilidad en un sistema debe incluir muchos tipos de exámenes para determinar cuan confiable es el sistema que pretende analizarse. Los diversos estudios del producto se relacionan, vinculan y examinan conjuntamente, para poder determinar la confiabilidad del mismo bajo todas las perspectivas posibles, determinando posibles problemas y poder sugerir correcciones, cambios y/o mejoras en productos o elementos. El tiempo esperado de operación de un equipo es entonces función de su confiabilidad. El método más ampliamente utilizado en ingeniería para describir la confiabilidad de un sistema es el que utiliza el modelo de la tasa de falla o mortalidad constante. Este modelo establece que los tiempos de operación a la falla son aleatorios y que el número de fallas por unidad de tiempo es constante. Algunas

---

<sup>1</sup> R. Lastra, A. Rueda. "El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial" VII Congreso Colombiano del petróleo, Santa Fé de Bogotá- Colombia Octubre 14-17 de 1997.

<sup>2</sup> R. Lastra, A. Rueda. "El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial" VII Congreso Colombiano del petróleo, Santa Fé de Bogotá- Colombia Octubre 14-17 de 1997.

definiciones básicas para estudiar la confiabilidad de un sistema utilizando el modelo de la tasa de falla constante son:

- **Función de distribución de probabilidades de falla:** Establece la probabilidad de que una falla ocurra exactamente en el tiempo t:

$$f(t) = \frac{1}{MTBF} e^{-\frac{t}{MTBF}} \dots\dots\dots 1$$

- **Función de confiabilidad:** Define la probabilidad de que el sistema funcione sin fallas por un tiempo menor o igual que t:

$$R(t) = e^{-\frac{t}{MTBF}} \dots\dots\dots 2$$

Función de distribución acumulada de fallas: Es la probabilidad de que una falla ocurra en un tiempo menor o igual que t.

$$F(t) = 1 - R(t) = 1 - e^{-\frac{t}{MTBF}} \dots\dots\dots 3$$

La función de confiabilidad para este modelo es de tipo exponencial decreciente con el tiempo y está caracterizada por un solo parámetro llamado el tiempo medio de operación antes de la falla o MTBF <sup>(3)</sup>.

El MTBF es entonces la media aritmética (promedio) del tiempo entre fallos de un sistema, es típicamente parte de un modelo que asume que el sistema fallido se repara inmediatamente (el tiempo transcurrido es cero), como parte de un proceso de renovación <sup>(4)</sup>.

En el cálculo del MTBF de los sistemas de levantamiento y en particular en los realizados en el campo Cantagallo para el cálculo de vida media de los sistemas de bombeo electro sumergible se presentan datos de Run Life o tiempo de vida de los equipos instalados interrumpidos por servicios tales como Workover, rediseños, abandonos, entre otros. Estos datos se denominan “datos censurados”, sin embargo estos son tenidos en cuenta en el cálculo del MTBF.

---

<sup>3</sup> R. Lastra, A. Rueda. “El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial” VII Congreso Colombiano del petróleo, Santa Fé de Bogotá- Colombia Octubre 14-17 de 1997.

<sup>4</sup> M.M Patterson. “A Model For Estimating The Life Of Electrical Submersible Pumps”. SPE paper 22790.

El MTBF tiene diversos modos de ser calculado dependiendo del tipo y cantidad de datos. El método más fácil de cálculo es el que se hace en una muestra de N equipos utilizando la siguiente fórmula:

$$MTBF = \frac{T}{n} \dots\dots\dots 4$$

Donde:

T = Tiempo de operación total acumulado de los N equipos.

n = Numero total acumulado de fallas.

Esta fórmula aplica solamente para una muestra en la que no existen datos censurados, es decir todas las fallas son causadas directamente por la confiabilidad del equipo.

En el método de cálculo del MTBF utilizando el análisis de supervivencia se tienen en cuenta estos datos censurados, se calcula el MTBF no solo utilizando la información de los equipos fallados, sino también el tiempo acumulado de los equipos que figuran como censurados esto incluye: los equipos que se encuentran en operación, los que se retiraron por causa diferente a la falla y los que fallaron por causas externas al equipo mismo.

Para aplicar el método de cálculo de MTBF utilizando la curva de supervivencia se clasifican los tiempos de operación de los equipos de forma ascendente desde  $t_1$  hasta  $t_n$  para "n" equipos en una muestra, incluyendo los datos censurados. Para cada uno de estos tiempos la función de distribución acumulada de fallas  $F(t)$  estaría definida de la siguiente forma:

$$F(t_i) = \frac{i}{N + 1} \dots\dots\dots 5$$

De donde se obtiene la función de confiabilidad  $R(t)$ :

$$R(t_i) = 1 - F(t_i) = \frac{N + 1 - i}{N + 1} \dots\dots\dots 6$$

Y

$$R(t_{i-1}) = \frac{N + 2 - i}{N + 1} \dots\dots\dots .7$$

A partir de estas expresiones se desarrolla una relación recursiva de  $R(t_i)$  en términos de  $R(t_{i-1})$  obteniendo  $R(t_i)$  en términos condicionales de  $R(t_{i-1})$ ,

$$\frac{R(t_i)}{R(t_{i-1})} = \frac{N + 1 - i}{N + 2 - i} \dots\dots\dots 8$$

Si el tiempo  $t_i$  corresponde a un dato censurado la probabilidad condicional será 1 ya que no existe condición confirmada de falla, por lo tanto:

$$R(t_i) = R(t_{i-1}) \dots\dots\dots 9$$

Entonces definiendo generalmente la probabilidad condicional tendríamos:

$$\frac{N + 1 - i}{N + 2 - i} \text{ Para falla en } t_i$$

$$R(t_i | t_{i-1}) \text{ Para dato censurado en } t_i$$

Esta ecuación indica la probabilidad de que un equipo continúe operando en un tiempo entre  $t_{i-1}$  y  $t_i$ , considerando que en el tiempo  $t_{i-1}$  estaba operando.

Entonces la función de confiabilidad estaría descrita de la siguiente forma para cualquier tiempo  $t_i$ :

$$R(t_i) = R(t_i | t_{i-1}) R(t_{i-1}) \dots\dots\dots .10$$

De donde tenemos:

$$R(t_i) = R(t_i | t_{i-1}) R(t_{i-1} | t_{i-2}) R(t_{i-2} | t_{i-3}) \dots R(t_1 | t_0) \text{ con } R(0) = 1 \dots\dots 12$$

Con esta función de confiabilidad hallamos el MTBF de la siguiente forma:

$$MTBF = \int_0^\alpha R(t_i) dt \approx \sum_{i=1}^N R(t_{i-1})(t_i - t_{i-1}) \dots\dots\dots 13$$

De esta forma se ha calculado en el campo Cantagallo el MTBF permitiendo este método la identificación de los principales motivos de falla y enfocar los esfuerzos a la solución de estas.

En el **anexo 1** está el histórico de corridas de los equipos instalados en el campo en la columna de observaciones se describe las causas de fallas

encontradas en el Tear Down de los equipos de la que se evidencia en la Tabla 1.

Tabla 1. Estadísticas de falla Campo Cantagallo

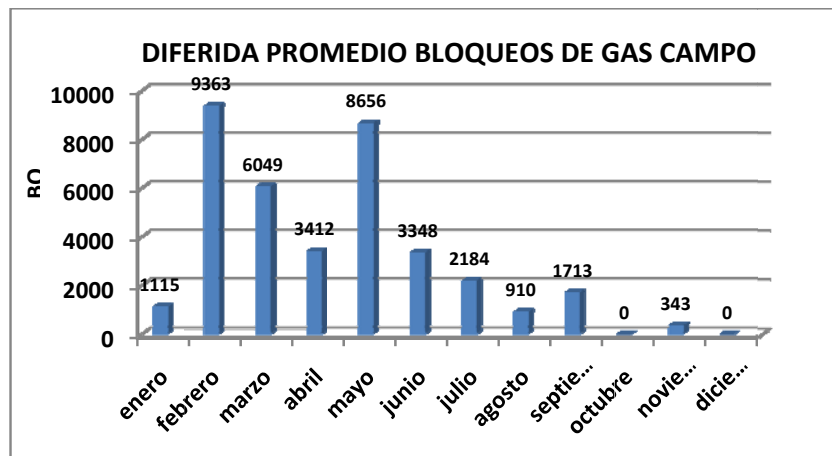
CAUSA PULLING	NUMERO DE PULL
Arena	19
Scale	17
Green Pulling	16
falla eléctrica motor/cable/MLE	9
falla mecánica	4
Bloqueo por gas	3

Fuente: Autores

Los Pulling citados como Green Pulling aluden en su mayoría a aislamiento de acuíferos (disminución de BSW).

Entre los principales problemas de falla se registran la arena y las incrustaciones de Scale (carbonato de calcio). Sin embargo en la operación cotidiana de los equipos el bloqueo por gas ocasiona grandes pérdidas de producción en la gráfica 1 el histórico de diferidas del último año por bloqueos por gas en el campo. En total durante el año 2010 se tuvo una diferida total de 39193 BO lo equivalente a 3.5 días de producción con la producción promedio día-año del 2010. Estos bloqueos de gas van estrechamente ligados a la estabilidad eléctrica del campo, ya que siempre que se presentan cortes eléctricos los pozos con alta producción de gas registran este tipo de bloqueos de las bombas.

Figura 1. Diferida de producción ocasionada por bloqueos de gas 2010



Fuente: Autores

### 3.1 ARENAMIENTO

#### 3.1.1 Válvula de Drenaje al Anular

Una condición típica del campo Cantagallo es el manejo de arena en los equipos de fondo, esta situación se agrava debido a la baja confiabilidad del sistema de alimentación eléctrica del campo, porque cada vez que se presentan cortes eléctricos, la arena contenida en la tubería de producción se deposita sobre el equipo de fondo causando taponamiento sobre la bomba.

Esto ha causado el 35% de las fallas presentadas en los pozos con sistema BES, en busca de alternativas con el fin de disminuir el índice de falla por esta causa se encontró la válvula llamada comercialmente Auto Flow Valve.

La Auto Flow Valve se instala por encima de la descarga de la bomba, funciona a manera de válvula cheque permitiendo el flujo normal en el sentido de la descarga de la bomba hacia superficie, pero cuando la bomba se detiene no permite el flujo hacia la bomba, el peso de la columna de fluido acciona unas camisas que se abren permitiendo que la tubería de producción se descargue al anular, de esta manera se evita la acumulación de arena sobre la bomba.

Figura 2. Auto Flow Valve con Bomba funcionando



Fuente: Autores

Figura 3. Auto Flow Valve con Bomba detenida



Fuente: Autores

Esta válvula se probó inicialmente en el pozo YR-78 obteniendo muy buenos resultados.

Se pudo comprobar un funcionamiento exitoso de la válvula a los pocos días de instalada, cuando se presentó detención de la bomba en el pozo YR-78 por aproximadamente 7 horas debido a falla en el equipo de superficie ocasionada

por un corte eléctrico. Al arrancar nuevamente la bomba arrancó sin inconvenientes confirmándose que no había acumulación de arena sobre la bomba; como precedente en este pozo dos (2) meses atrás se había realizado pull luego de otra detención de aproximadamente tres (3) horas por la misma causa (corte eléctrico), producto de esta detención la bomba tuvo problemas en el arranque debido a la acumulación de arena en la check valve y en las etapas de la bomba lo cual se evidenció en el pull.

### **3.1.2 Proyecto de Gerenciamiento de Arena**

Dado que la producción de arena constituye un problema que afecta drásticamente a los pozos de bombeo electrosumergible y bombeo mecánico; y teniendo en cuenta la puesta en marcha del proyecto de inyección de agua que como es bien sabido trae consigo producción de arena a medida que se incrementan los volúmenes de inyección, se inició desde el año 2009 el Proyecto de Gerenciamiento y/o exclusión de arena con el fin de desarrollar una metodología para seleccionar y evaluar las alternativas de Gerenciamiento de arena que permitieran tomar la mejor decisión desde el punto de vista técnico y económico.

Para el caso especial de los pozos de bombeo electrosumergible el control de la arena adicional a la implementación de alternativas como la Auto Flow Valve se realiza manteniendo los límites de draw down (DD) específicos para cada pozo (manejo de frecuencias manteniendo condiciones límite de PIP y DD), el empleo de materiales más resistentes a la erosión (Zirconia) y el diseño de bombas especiales entre otras (para el manejo de arena es recomendable usar bombas de flujo mixto); sin embargo esto en muchos pozos nos lleva a disminución de producción y/o limitaciones en la producción esperada del pozo. Este proyecto tiene como objetivo la aplicación de la metodología SEM (Sand Exclución And Management) desarrollada en el ICP para la selección y evaluación de la mejor alternativa de exclusión y/o Gerenciamiento de arena en los pozos que presentan problemas de arenamiento.

Las siguientes son las principales ventajas que ofrece el proyecto:

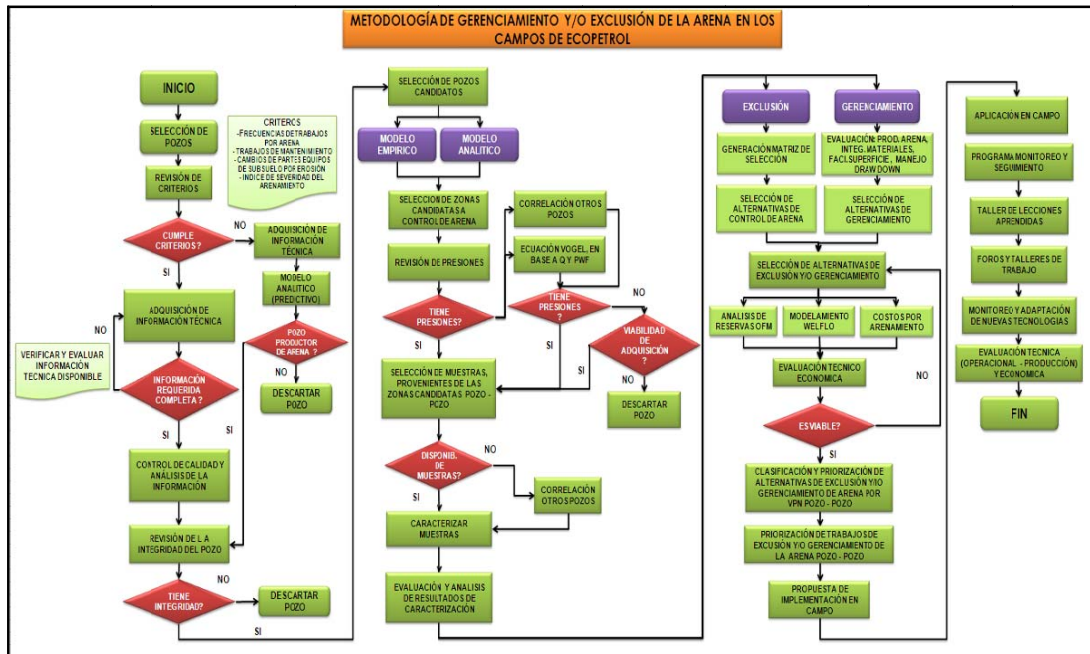
- Disminución de los trabajos de limpieza de arena por pozo.
- Maximizar la productividad y rentabilidad del campo.
- Apalancar proyectos de recobro secundario.
- Aumentar factor de recobro del yacimiento.

Aseguramiento de la información y del conocimiento en ECOPETROL.

3.1.2.1 Breve descripción de la metodología Sand exclusión and management (sem). La metodología SEM es una herramienta para seleccionar y evaluar las alternativas de Gerenciamiento y/o exclusión de arena, que permite tomar la mejor decisión desde el punto de vista técnico y económico. Incluye selección de pozos de acuerdo con ciertos criterios establecidos, identificación y caracterización de los intervalos areneros, selección de alternativas de Exclusión y Gerenciamiento de arena, cuantificación de costos asociados a intervenciones por problemas de arenamiento, modelamiento de producción, evaluación técnico económica de las alternativas seleccionadas, implementación en campo y evaluación post del trabajo ejecutado.

En la Figura 4 se muestra el diagrama de flujo y fases de la metodología desarrollada para la evaluación y selección de alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de la arena.

Figura 4. Diagrama de flujo metodología de Gerenciamiento y/o exclusión de arena.



Fuente: Autores

Los siguientes son los pasos que comprende la Metodología de Gerenciamiento de arena.

a) **Selección de pozos** Se establecen ciertos criterios para la selección y priorización de pozos, para aplicación de la metodología SEM, como frecuencias de trabajos de mantenimiento asociados a problemas de arenamiento, índice de severidad del arenamiento dado en pies de arena por unidad de tiempo y presión, costos asociados a problemas de arenamiento (incluye intervenciones de equipos de mantenimiento, herramientas, reposición de materiales de equipo de subsuelo y superficie, producción diferida, etc.) para dejar el pozo en producción, calidad y cantidad de información, viabilidad técnica de trabajos de control de arena, etc.

b) **Identificación y Causa Raíz del Arenamiento** La arena producida con los fluidos del pozo afecta drásticamente los costos de levantamiento y en algunos casos la operación de pozos y campos se hace improductiva.

Esta arena producida puede causar los siguientes problemas:

- Cubrir intervalos productores y afectar el índice de productividad del pozo, lo cual puede ser confundido como un daño de formación
- Disminuir capacidad y eficiencia de equipos por bloqueo.
- Daños por abrasión, que pueden generar contaminación ambiental.
- Colapso y rotura del revestimiento por derrumbe del hueco y por corrosión en la tubería.

Los siguientes son posibles causas y mecanismos de daño:

- Yacimientos de poca consolidación, donde la arena es producida debido a la fuerza de arrastre que ejercen los fluidos y la cual sobrepasa la resistencia del elemento cementante. Estas fuerzas de arrastre están influenciadas por altas tasas de flujo (yacimientos gasíferos), viscosidad del fluido (crudos pesados) y la diferencia de permeabilidades relativas (alto corte de agua).
- Aumento de los esfuerzos sobre la formación por compactación, a medida que la presión del yacimiento disminuye, ocasionando fuerzas de cizallamiento a escala de grano
- La Invasión de agua disminuye el material cementante, aumenta las fuerzas de arrastre y origina una reducción de la resistencia de la formación, de las fuerzas capilares que ayudan a mantener unidos los granos de arena y de la permeabilidad al aceite.
- Fatiga en la formación ocasionada por la presencia de cargas cíclicas inducidas por cambios bruscos en el Draw down.

- Zonas cañoneadas alineadas en las zonas de mayor concentración de esfuerzos, aun nivel tal que sobrepasan la resistencia de la formación.
- Concentración de esfuerzos por una caída de presión en la vecindad del pozo (daño de formación), que al ser mayores que la resistencia mecánica de la formación, originan entonces un colapso de la misma.

Se debe tener presente que en zonas no consolidadas, la arena producida proviene de los orificios cañoneados, dejando cavidades detrás del revestimiento y causando posiblemente colapso del mismo, daño que se ha presentado en algunos campos del valle medio del Magdalena en Colombia.

c) **Caracterización de intervalo areneros.** Para seleccionar las técnicas de exclusión y/o gerenciamiento de arena a evaluar, es muy importante realizar una caracterización adecuada roca-fluidos de la zona o de los intervalos identificados como areneros, no solo por las pruebas que se realicen, sino también por la procedencia de las muestras utilizadas para los análisis de laboratorio.

La caracterización incluye: pruebas de análisis petrofísicos, DRX, Microscopia Electrónica, Mecánica de Rocas, Daño de Formación, etc.

Dentro de la caracterización, uno de los análisis de laboratorio más importante es el análisis granulométrico, el cual permite establecer la distribución de tamaño de partícula menor y mayor de 53  $\mu\text{m}$  (malla 270). Con la fracción fina y aplicando la ecuación de Stokes, se calculan las curvas de distribución de tamaño de grano, por sedimentación en un medio acuoso. La fracción mayor de 53 micras se pasa por un set de tamices: que van desde 2000  $\mu\text{m}$  (10 Mesh) hasta 53  $\mu\text{m}$  (270 Mesh) y se calculan las curvas de distribución de tamaño de partícula; luego se hace la integración de las dos curvas. Para cada una de las distribuciones se calculan los siguientes parámetros:

- Tamaño de partícula promedio  $D_m$ , el cual representa el tamaño que posee la mayor concentración de la distribución de densidad.
- Coeficiente de uniformidad (CU): basado en la relación  $D_{40}/D_{90}$  de la distribución acumulada del porcentaje retenido.

El coeficiente de uniformidad CU <sup>(5)</sup> es un modelo básico para comparar arenas, generalmente se rige por la siguiente regla:

$CU < 3$  se considera arena uniforme

$CU \geq 5$  se considera arena no uniforme

Los criterios granulométricos son los que más peso tienen a la hora de tener en cuenta, para la selección de alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de arena, pero el CU no es el único criterio, también se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

- Relaciones entre máximos y mínimos de tamaños de partículas comunes:  $D_{10}/D_{95}$
- Cantidad de partículas con tamaño menor a  $44 \mu\text{M}$ : Sub 325 Mesh.
- En la Tabla 2 Se encuentran los rangos de los diferentes criterios granulométricos y una guía de análisis de Tamiz, asociados con las tecnologías de exclusión de arena recomendadas.

Tabla 2. Rangos de criterios granulométricos, asociados con las tecnologías de exclusión de arena

ANÁLISIS TAMIZ TIFFIN Y KING GUÍAS RECOMENDADAS			
D10/D95	D40/D90	% FINES <44um	RECOMENDACIÓN
<10	<3	<2	WWS/ PREPACK/PORO MAX/PETROGUARD MESH/PETROGUARD WRAP
<10	<5	<5	PORO MAX/PETRO GUARD MESH
<20	<5	<5	GRAVEL PACK, PORO FLEX O PETRO GUARD ADVANCED
<20	<5	<10	GRAVEL PACK (CONSIDERANDO LA POSIBILIDAD DEL PASO DE FINOS)
>20	>5	>10	FRAC & PACK

Fuente: Autores

d) **Análisis Nodal** En el mercado existen muchos software de análisis nodal que permiten evaluar el comportamiento de producción para cada una de las alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de arena seleccionadas (Screen Less, Frac and Pack, Gravel Pack, mallas, etc.), con base en parámetros de yacimiento y producción. Para realizar el modelamiento de producción se hace necesario asignar un Skin a cada una de las alternativas, teniendo en cuenta que pueden o no causar una restricción adicional al flujo. Como punto de partida para el análisis nodal, se utilizan los Skin referenciados en la literatura y que se muestran en la Tabla 3. Estos skin estarán sujetos a revisión y reevaluación durante el modelamiento Post trabajo.

Tabla 3. Skin adicionales generados con la implementación de alternativas de exclusión de arena.

SKIN						
PAPER SPE 36456	+5 a +10	+2 a +5	0 a -2	0 a +2	+3 a +5	+2 a +5
Beneficios / Riesgos	GP	HRWP	FracPack	ExPac	SAS	Consolidación química
Sobrepasar daño	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Acelerar producción	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Conectar capas de poco espesor	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Estimular zonas de baja permeabilidad	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Reducir taponamiento por finos	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Reducir potencial de incrustaciones	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Riesgo de conectar capas con alta saturación de agua	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Aplicación en pozos de alto ángulo >60°	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA
Dificultad para trabajos selectivos	REGULAR	REGULAR	BUENA	BUENA	BUENA	BUENA

MALA    REGULAR    BUENA

Fuente: Halliburton criterios de selección de alternativas para el control de finos

e) **Gerenciamiento y/o Exclusión** En control de arena no todo se ha dicho, aunque la mayoría de los operadores escojan la opción de implementar tecnologías para excluir la arena, y usualmente reduzcan los beneficios para disminuir un riesgo no cuantificado; pero esta situación está cambiando, teniendo en cuenta que en la actualidad los yacimientos con propensión a la producción de arena, contienen un porcentaje creciente de las reservas de hidrocarburos del mundo. Muchos de los pozos que explotan estos recursos están produciendo mas allá de los límites de su vida útil originalmente estimada, lo que puede traducirse en formaciones debilitadas. En consecuencia, los operadores buscan cada vez con mayor interés, métodos económicamente efectivos para reparar los sistemas defectuosos o agregar nuevos sistemas de control de producción de arena, donde previamente no existían.

El gerenciamiento de arena busca tomar la mejor decisión técnica y económica, para lo cual requiere experiencia, gran calidad de información y respuestas cuantitativas basadas sobre análisis de riesgos, que buscan dar una solución más integral al problema y que pueden ir desde producir la arena utilizando integridad de materiales, monitoreo en tiempo real de la producción de arena, control del draw down, diseños especiales de equipo de subsuelo-superficie y sistemas de levantamiento artificial, etc. hasta el punto de excluirla utilizando las tecnologías existentes en el mercado o simplemente mediante el manejo del draw down crítico que se obtiene a través de los modelos predictivos de producción de arena. En la Figura 5 se muestra un esquema de los métodos de gerenciamiento de arena que se pueden aplicar y evaluar.

Figura 5. Métodos de Gerenciamiento y/o exclusión de arena



Fuente: Autores.

Si se toma la decisión de producir la arena, es necesario determinar bajo qué condiciones de extracción, la arena saldrá a superficie o se decantará al fondo del pozo, para lo cual se requiere calcular la velocidad de asentamiento. Conociendo la distribución de tamaño de partícula de la zona productora de arena, las características del fluido producido y la ley de Stokes se puede calcular la velocidad de asentamiento.

**Evaluación Técnico-Financiera** La mejor solución técnica puede no ser la mejor solución económica, por lo cual se debe buscar un balance entre las dos soluciones para maximizar la productividad. Para lograr lo anterior se debe realizar un análisis económico, teniendo en cuenta todo el flujo de caja (inversiones iniciales en tecnología, costos de mantenimiento, ingresos por producción, etc.) que se tendrá durante la implementación de cada una de las alternativas de exclusión y/o gerenciamiento de la arena. Adicional a esta evaluación técnico-económica para priorizar las alternativas, se debe tener en cuenta el riesgo de la implementación de cada una de ella.

3.1.2.1 Aplicación de la metodología sand exclusión and management (sem) en un pozo bes del campo cantagallo. De acuerdo con los criterios establecidos en la metodología SEM se evaluaron y seleccionaron 3 pozos del campo Yarigú-Cantagallo, los cuales son YR-70, YR-68, YR-81 (Bombeo electrosumergible) como se observa en la Tabla 4.

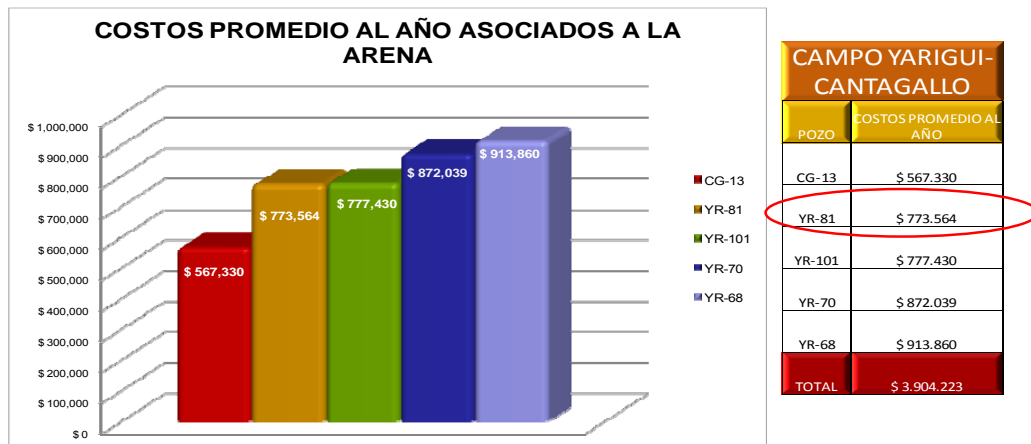
Tabla 4. Pozos areneros Campo Cantagallo.

Pozos Areneros Campo Yarigui-Cantagallo																
POZOS	PERF ORAD O	ESTADO	2006		2007		2008		2009		2010		TOTAL			CALIFICAC ION
			C B	L I	C B	L I	C B	L I	C B	L I	C B	L I	C B	L I	MAXT/ AÑO	
YR-70	2003	ACTIVO	4	1	3	3	1	1	1	1	1	8	7	4	15	ARENERO
YR-68	1983	ACTIVO	2	1	1	1	4	4				8	4	4	12	ARENERO
YR-81	1985	ACTIVO	1	1	1	1	1	1	1	1	4	2	1	6	ARENERO	

Fuente: Autores

En la figura 6 se presentan los costos promedio anuales de 5 pozos evaluados durante los años 2009 y 2010 del Campo Yarigú-Cantagallo. Se observa que para el YR-81 los costos promedio año son de U\$D 773.564,00

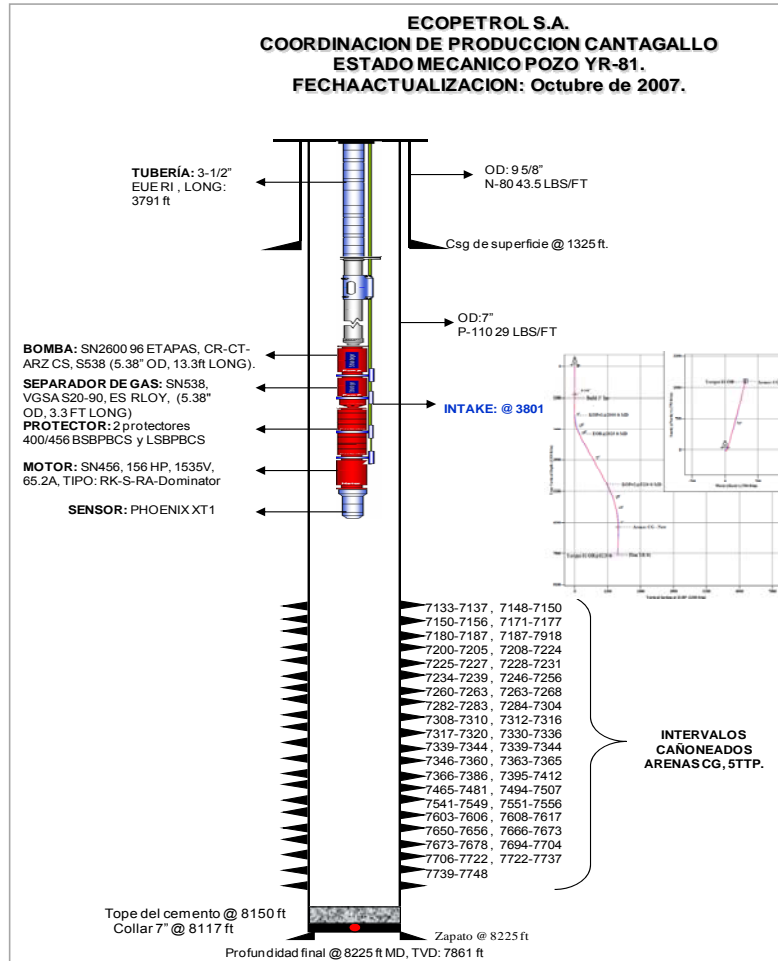
Figura 6. Costos promedio pozos areneros Campo Cantagallo.



Fuente: Autores

El pozo YR-81 puesto en producción desde enero del 2006 desde el inicio de su producción presentó eventos asociados a problemas de producción de arena y la producción ha declinado con un considerable corte de agua alto. El siguiente es el estado mecánico del pozo YR-81 figura 7.

Figura 7. Estado mecánico del pozo YR-81



Fuente: Autores

En el mes de Enero de 2006 el pozo alcanzó la máxima tasa de producción, aportando 2352 BOPD con un BSW de 1,9%. El promedio de producción del pozo hasta Abril de 2009 ha sido de 481 BOPD con un BSW del 52%.

En la Tabla 5 y figura 8 se presenta para el pozo Yariguí 81, la frecuencia de trabajos de mantenimiento y los costos asociados a problemas de arenamiento en el periodo de 2007 a 2009 (incluye intervenciones de equipos de mantenimiento, herramientas, reposición de materiales de equipo de subsuelo y superficie, producción diferida, etc.).

Tabla 5. Yariguí 81- Frecuencias de trabajos y costos de mantenimiento asociados a problemas de arenamiento.

YARI-81				
AÑO	COSTOS TRABAJOS U\$			TOTAL
	EQUIPO WO/VAR	DIFERIDA	HERRAMIENTAS	
01/01/2007	\$ 60.000	\$ 467.241	\$ 10.000	\$ 527.241
2008	\$ 100.000	\$ 707.259	\$ 12.000	\$ 807.259
01/12/2009	\$ 220.000	\$ 668.610	\$ 12.000	\$ 888.610
(01/12/2007)-(01/12/2009)	\$ 380.000	\$ 1.843.110	\$ 34.000	\$ 2.257.110
<b>COSTOS/AÑO</b>	<b>\$ 130.235</b>	<b>\$ 631.676</b>	<b>\$ 11.653</b>	<b>\$ 773.564</b>

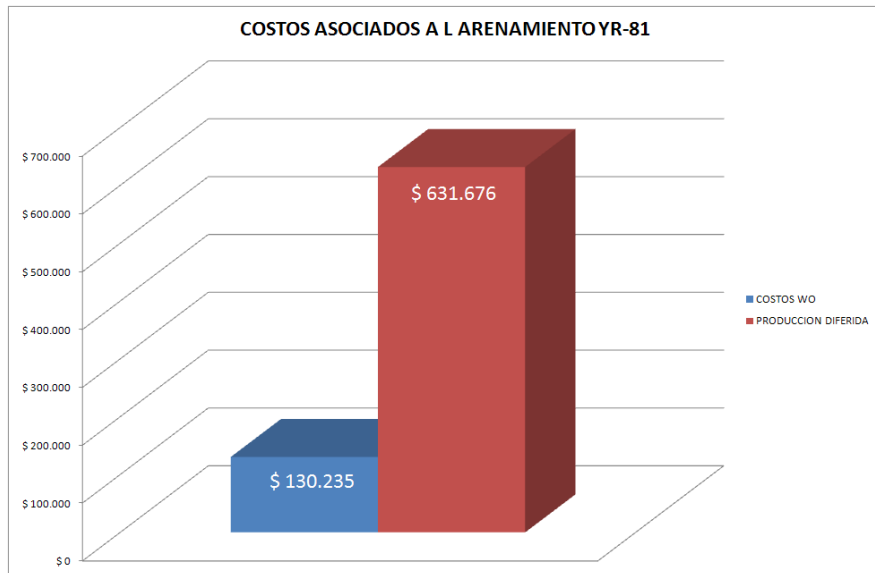
PERIODO EVALUADO	Nº TRABAJOS (DIAS)		DIAS ACTIVO	DIAS INACTIVO
	CAMB. BOMBA	LIMPIEZA		
2007	1	0	356	9
2008	0	1	353	12
2009	0	1	342	23
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1051</b>	<b>15</b>

COSTOS ESTIMADOS IMPLEMENTACION TECNOLOGIA U\$				
	Equipo, servicios,	Herramientas	Total	DIAS TRABAJO
PCP	160.000,00	0,00	160.000,00	16
Frac Pack	160.000,00	90.000,00	250.000,00	15
Screen Less	181.000,00	0,00	181.000,00	
Sandaid	81.000,00	0,00	81.000,00	

Fuente: Autores

Figura 8. Costos asociados a la producción de arena pozo YR-81.

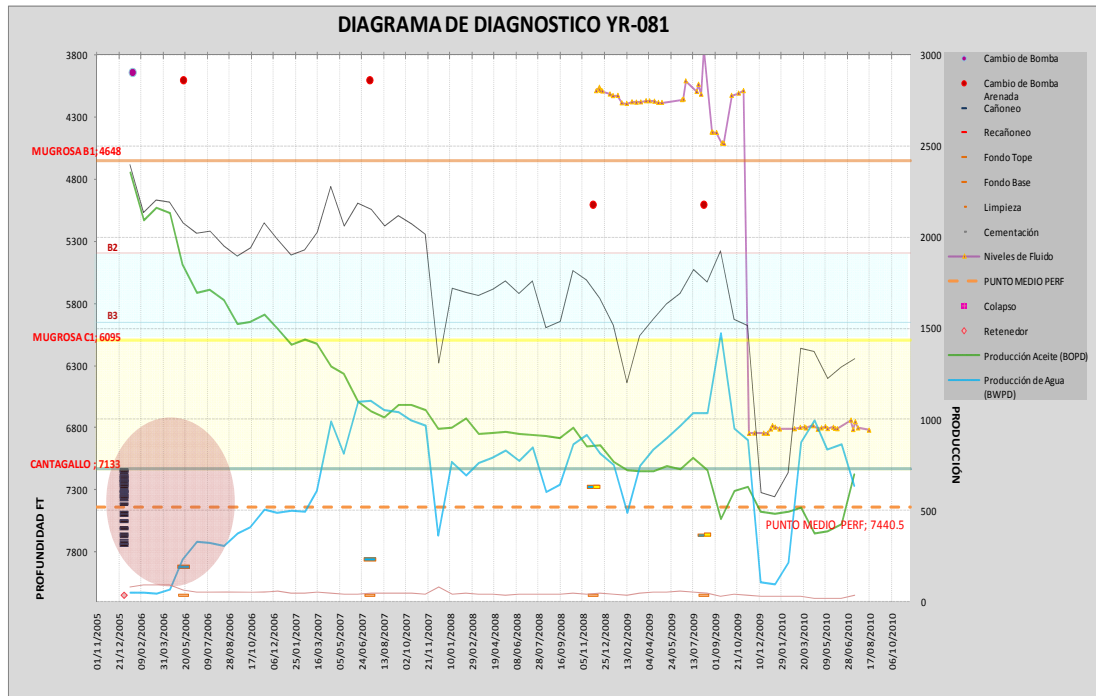


Fuente: Autores

#### Diagrama de Diagnóstico Pozo Yr-81

A la fecha se encontraron un total de 10 trabajos asociados a la producción de arena en los últimos 3 años, con un promedio de más de tres intervenciones por año, entre cambios de bombas y limpiezas de arena, lo cual se refleja en la disminución de la productividad. También se evidencia un cambio constante del diferencial de presión (Draw down), (Ver figura 9).

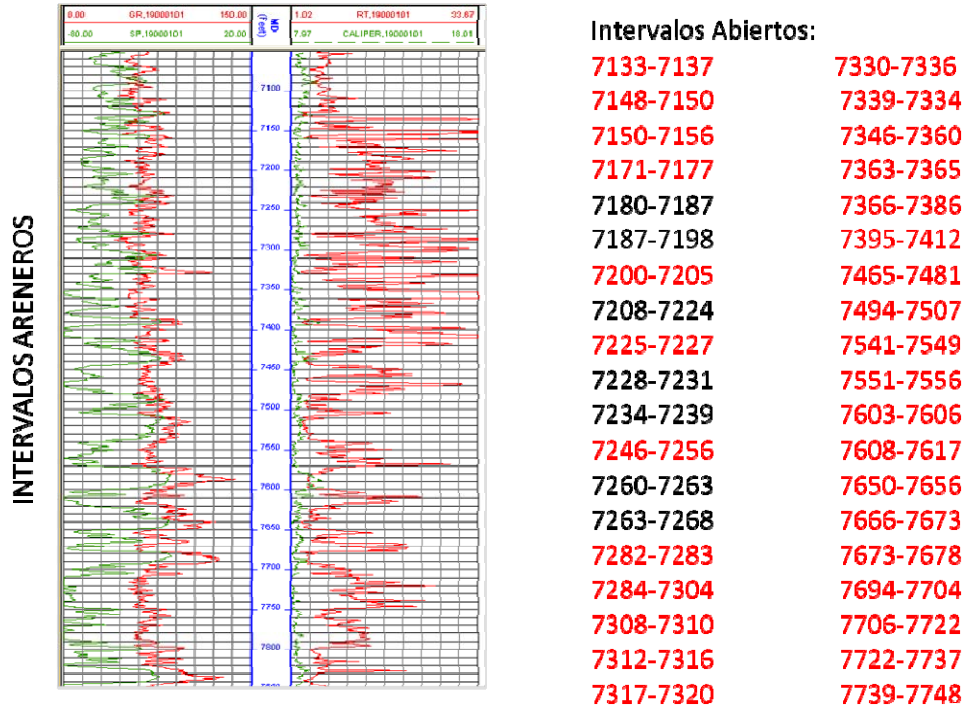
Figura 9. Diagrama de diagnóstico, pozo YR-81.



Fuente: Autores.

En el pozo Yariguí 81 se determinó analizar todos los intervalos abiertos, pertenecientes a la Formación Cantagallo. Por análisis de propiedades mecánicas de la roca, se determinó inicialmente que los intervalos con mayor tendencia a producir arena son los señalados en rojo y se encuentran en la figura 10.

Figura 10. Identificación de intervalos areneros, Pozo YR-81.

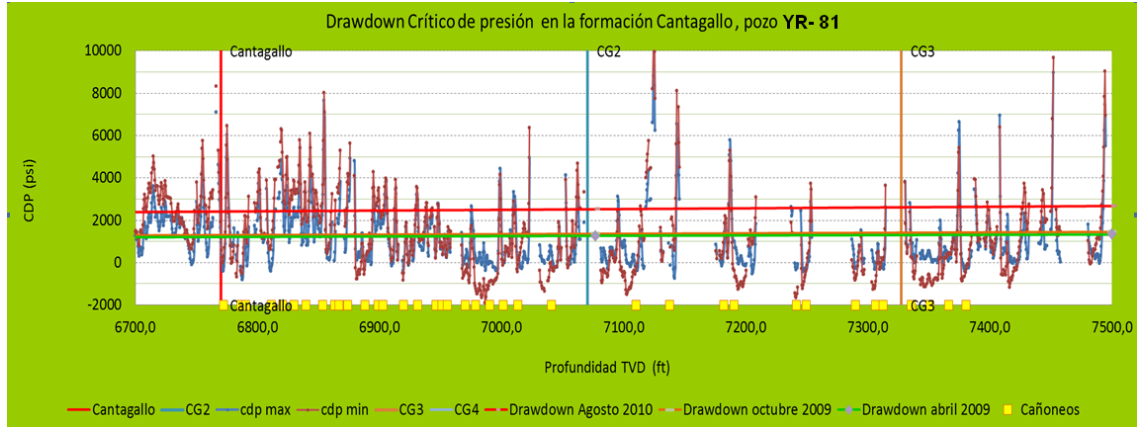


Fuente: Autores.

**Drawdown crítico.** Se calculó y graficó el descenso crítico de presión en el pozo con base en el modelo desarrollado por Willson et al. La figura 11 muestra los valores del drawdown crítico versus profundidad vertical (TVD) para las arenas, para dos posibles condiciones de orientación de los cañones en la formación Cantagallo, que corresponden a cañoneos orientados en la dirección del esfuerzo horizontal máximo y esfuerzo horizontal mínimo.

Se observa que las arenas son muy propensas al arenamiento, y las condiciones actuales han sobrepasado los valores críticos de drawdown, también se presenta una mayor resistencia a la producción de arena en la formación Cantagallo zona 1.

Figura 11. Valores de drawdown crítico para el pozo YR-81.



Fuente: Autores

En general para el Campo Cantagallo se identifican las causas raíz del arenamiento y se resume en la figura 12.

Figura 12. Identificación causa raíz del arenamiento Campo Cantagallo.



Fuente: Autores

En la figura 13 para el pozo Yariguí 81, se observa que desde el punto de vista de exclusión, las alternativas recomendadas son el fracturamiento Screen Lees o el Frac pack.

Figura 13. Matriz de selección de alternativas de Exclusión y/o gerenciamiento de arena Yariguí 81.

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN INCREMENTO DE PRODUCTIVIDAD MEDIANTE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE EXCLUSIÓN Y/O GERENCIAMIENTO DE LA ARENA (ECOPETROL S.A)																	
POZO		ANALISIS GRANULOMETRICO															
ID	Forma	Origen	D50	D10	D40	D90	D95	D40/D90	D10/D95	Sub 325	%	%	%	%	%	TENDE	
YR-81	7150.7400	Corazón CG-13 6483.5'	394,2	794,6	516	86,5	33,4	5,97	23,79	5,18	65	10	-	-	-	-	-
		Corazón CG-13 6483.5'	189	536,5	209,2	34	16,1	6,15	33,32	10,19	72	10	-	-	-	-	-
7480.7780		Corazón CG-13 6921'	275,6	704,2	374,3	61,9	21	6,05	33,53	7,51	75	10	-	-	-	-	-
CONDICION POZO																	
DIAME TRO	DESVIA CION	INTER VALO	LONGI TUD	DATOS DE CAÑONEO		SIS. LEVAN	PROFUNDIDAD DE LA BOMBA	Diam TBG									
7	SI	7133	4	X	CARGAS ULTRAJET STPP	TROSUMERG	5002	3 1/2									
YACIMIENTO																	
PIES	PRESIO	PRESION	RANGO DE	Pb	Bo	GOR	VISC.	API									
200-900		2700	67	1340	1,072	518,68	14,225	20,5									

Fuente : Autores

### Análisis Financiero

Como criterio de evaluación financiera se utilizo el valor presente neto (VPN), que permite priorizar las diferentes alternativas evaluadas. En la matriz de información se muestra la información utilizada para realizar la evaluación económica de las alternativas consideradas de exclusión y/o gerenciamiento de arena junto con el grafico de VPN para cada alternativa en cada uno de los pozos seleccionados.

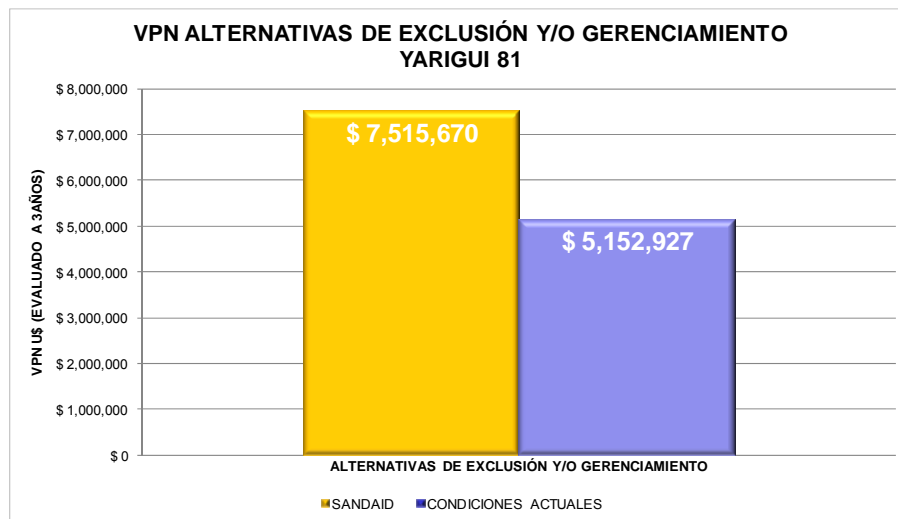
Para el pozo Yariguí 81, desde el punto de vista económico los resultados de las alternativas seleccionadas, no se justifica la intervención por la producción total con la que cuenta el pozo. La aplicación de un RPM y/o SandAid se debe hacer por oportunidad y si el negocio permite. Ver Tabla 6 y figura 14.

Tabla 6. Evaluación de costos por aplicación de tecnología de Gerenciamiento y/o Control de arena para el pozo Yariguí 81.

YARIGUI 81																
Alter.	TECNOLOGIA	Skins Range	Py (Pcía)	K eff (Md)	Pwf (Pcía)	DRAW DOWN (Pcía)	PRODUCCIÓN INTERVALO (BAPD)	PRODUCCIÓN POZO (BAPD)	DIAS Most Likely	COSTOS TRABAJO				COSTOS MANTENIMIENTO		
										Tecnología	Equipo WO	Herram.	Diferida	Equipo WO	Herram.	Diferida
1	SANDAID	10	2700	67	1080	1620	755	755	350	\$ 81.000	\$ 165.000	\$ 10.000	\$ 389.025	\$ 165.000	\$ 10.000	\$ 566.573
2	CONDICIONES ACTUALES	10	2700	67	1581	1119	519	519	350	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 165.878	\$ -	\$ 391.095

Fuente: Autores

Figura 14. Comportamiento del VPN Pozo Yariguí 81.



Fuente: Autores

### Resultados YR-81

La relación costo total y VPN no justifican la intervención. La aplicación de un RPM y/o SandAid se debe hacer por oportunidad y si el negocio permite.

De acuerdo al modelo predictivo, las formaciones son muy sensibles a la producción de arena. No obstante este modelo no ha sido validado dado que no se dispone de pruebas de laboratorio para la realización de los ajustes respectivos. Los intervalos abiertos, bajo las condiciones de drawdown actuales, se encuentran más expuestos a esfuerzos de arrastre y por tanto a la producción de arena.

Desde el punto de vista técnico, no se recomienda la tecnología de Gravel Pack. De acuerdo con los análisis granulométricos realizados y teniendo en cuenta el alto porcentaje de finos ( $>10\%$ ) y la alta heterogeneidad de la formación ( $D_{40}/D_{90}>5$  y  $D_{10}/D_{95}>20$ ), se reduce la eficiencia del empaque de grava que ocasionara un mayor daño en la cara de la formación.

### **3.2 INCRUSTACIÓN DE SCALE**

Debido a las condiciones del yacimiento, actualmente produciendo por debajo de la presión de burbuja, y las características del agua de producción la depositación de Scale se ha presentando en varios pozos del campo.

El primer pozo que se presentó con criticidad la presencia de Scale fue en el pozo CR-04.

Los análisis causa raíz de la falla de los equipos arrojaban como resultado incrustación severa en áreas de giro y todas las superficies de las etapas; bloqueo el giro de los impulsores dentro de los difusores.

En las siguientes fotos se evidencia la condición del equipo de fondo después de haber corrido en el pozo 178 días:

Figura 15. Fotografías de etapas de bomba luego de funcionamiento de 178 días



Etapas con severa incrustacion (Scale)



Etapas con severa incrustacion (Scale)



Cojinete ARZ de la cabeza atascado y roto por Scale

Fuente: Autores

Debido a estos hallazgos se decidió iniciar inyección de inhibidor de incrustaciones en fondo de pozo a través de cable con capilar.

Se realizó la toma de muestras de fluido del pozo para realizar pruebas en los laboratorios del ICP: Prueba de eficiencia Dinámica y caracterización del agua. La prueba de eficiencia Dinámica consiste en establecer la mínima concentración de inhibidor (MIC) necesaria para prevenir la formación de incrustaciones, en un sistema dinámico a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Inicialmente se preparan dos salmueras que al ser mezcladas en proporción 1:1 representan la salmuera del yacimiento en estudio, una compuesta por cationes (S-1) y otra por aniones (S-2), las cuales mediante bombas dosificadoras se inyectan en forma individual al sistema presurizado (2000 psi), con un flujo de 5 ml/min cada una. El punto de mezcla es un capilar ("coil"), ubicado en un horno a la temperatura especificada (60°C). Al mezclarse las dos salmueras se produce carbonato de calcio y/o sulfato de bario que ocasionan taponamiento en el capilar, lo cual se refleja en el aumento del diferencial de presión medido en el "coil".

La dosificación del inhibidor se realiza sobre la salmuera de aniones (S-2). El criterio empleado para evaluar su eficiencia está dado por las siguientes condiciones:

Si Presion = 0 psi en 30 minutos de flujo continuo, la dosis se considera adecuada. Si el diferencial de presión,  $P=1.0$  psi en 30 minutos de flujo continuo, la dosis se considera insuficiente o el producto descartable.

La composición de las salmueras está diseñada de forma que al mezclarse en el capilar, se reproduzca la composición del agua de la formación 1.

En las pruebas realizadas para el pozo CR-04 se probaron tres inhibidores a base fosfonatos: Lipesa L-185, EC 6146A de la compañía Nalco y el RSI 07155 de la compañía BJ.

La siguiente tabla contiene los datos de la caracterización básica efectuada a los productos:

Tabla 7. Caracterización de los inhibidores

Producto	pH / °C	Densidad (g/mL) / °C	Índice de Refracción (%Brix / °C)
EC-6146A	4.42 / 22.2	1.102 / 22.3	17.4 / 23.8
RSI-07551	3.93 / 20.1	1.2158 / 21.4	46.9 / 22.1
L-185	3.52 / 20.0	1.1195 / 21.3	26.1 / 21.9

Fuente: Autores

La Tabla 8 contiene los resultados de la evaluación realizada a los tres inhibidores, siguiendo los procedimientos establecidos para la prueba de eficiencia dinámica:

Tabla 8. Resultados de eficiencia dinámica

Producto	20 ppm	10 ppm	5 ppm	2.5 ppm	1.25 ppm
EC-6146-A	✓	✓	$\Delta P=0.08$	$\Delta P=0.10$	$\chi$
RSI-07155	✓	✓	✓	$\Delta P=0.16$	$\chi$
L-185	✓	✓	✓	$\Delta P=0.03$	$\Delta P=0.20$

Fuente: Autores

✓ : Producto eficiente, ( $\Delta P=0$  en  $t \leq 30$  min)

Los valores de delta P entre 0.0 y 1.0 psi indican que la eficiencia del aditivo no es completa a la dosificación especificada, es decir, es factible la precipitación de escamas. Los productos se evaluaron hasta dosificaciones de 1.25 ppm. Para el producto L-185, se observa una tendencia de taponamiento a 2.5 ppm, y a 1.25 ppm, mientras que los productos EC-6146-A y RSI-07155 no inhibieron la formación de Scale a 1.25 ppm. Por lo tanto, el producto recomendado es el L-185 a una concentración de 5 ppm.

Después de estos análisis se inició la inyección del producto Lipesa en el pozo CR-04 con excelentes resultados en el incremento del tiempo de vida del equipo de fondo instalado. En la tabla 9 se evidencia el histórico de fallas en BES del pozo:

Tabla 9. Histórico de fallas pozos BES CR-04 Campo Cantagallo.

Pozo	No	Fecha Run	Fecha Parada	Fecha Pull	Estatus	Run life	Motivo del Pull	Observaciones Teardown
CRISTALINA 04	1	01-Feb-08	23-Abr-08	23-Abr-08	PULLED	82	Baja Productividad	Encontró bomba taponada por scale
	2	26-Abr-08	21-Oct-08	21-Oct-08	PULLED	178	Baja Productividad	Encontró bomba taponada por scale
	3	27-Oct-08	08-Sep-10	08-Sep-10	PULLED	681		Inicio de inyección de Inhibidor de Scale
	4	11-Sep-10			RUNNING	364		

Fuente: Autores

Es claro que después de la inyección de químico inhibidor de Scale el tiempo de vida del equipo de fondo ha incrementado notoriamente pasando de 170 días aproximadamente a 681 días en el último Pull. Adicional al incremento de Runlife del equipo de fondo se realizaron pruebas de dureza al agua para verificar la eficiencia de inhibición L-185 y los resultados obtenidos se muestran en la tabla 10:

Tabla 10. Resultado análisis de dureza pozo CR-04

	Ca++ mg/l	Ba++ mg/l	Fe++ mg/l	Salinidad mg/l NaCl	pH/°C	RESISTIVIDAD @25°C	H2S mg/l	CO2 mg/l	HCO3- mg/l	CO3- mg/l	SO4- mg/l	CONDUCTIVIDAD
Antes	1980	6,9	3,8	31115	7,1/19	0,25	ND	30,5	503	0	32,1	35,1
Despues	2539	7,2	4	30948	7,22/18,8	0,3	ND	30	549	0	33,7	33,7

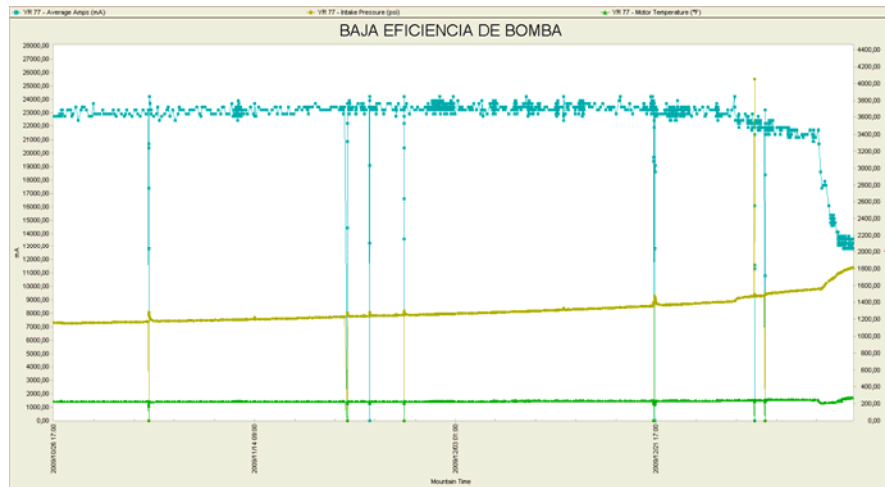
Fuente: Autores

La inyección de este inhibidor se realizó al fluido de la formación Cantagallo cañoneada en el pozo CR-04.

En la inspección del equipo realizada al pozo YR-77 en la 3 corrida se encontró sólido en las etapas de la bomba lo que ocasionó la disminución de la eficiencia

del equipo razón por la que se realizó el Pull. En la figura 16 se evidencia el comportamiento de las variables del pozo en el que se registra el paulatino incremento de PIP (disminución de la eficiencia de la bomba) pasando de 1150 psi a 1800 psi aproximadamente.

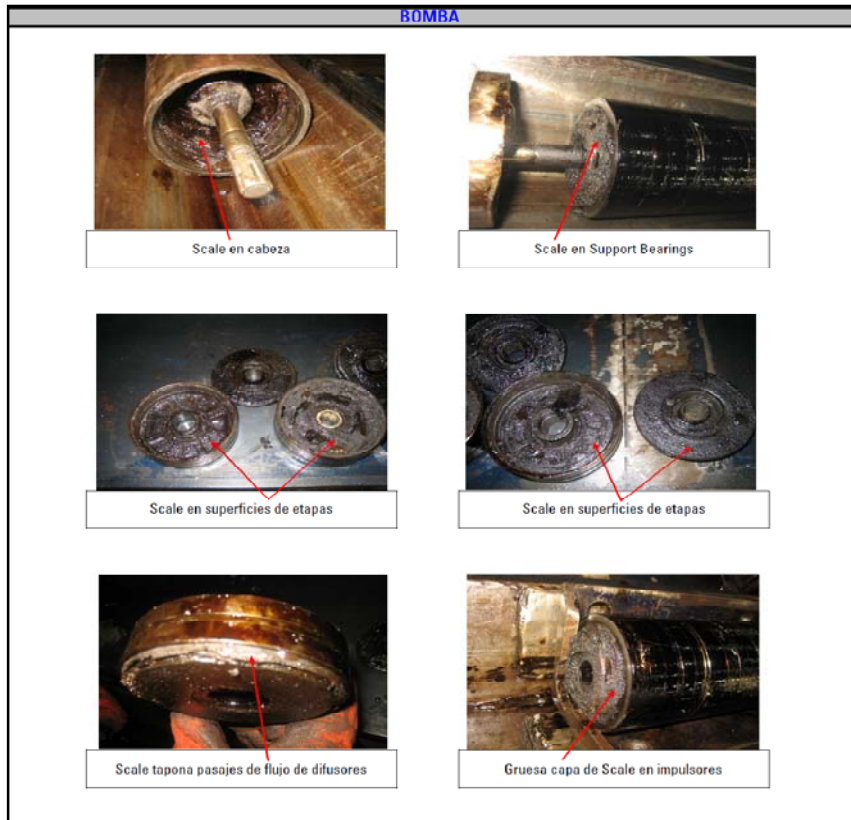
Figura 16. Comportamiento de las variables operativas pozo YR-77



Fuente: Autores

En las siguientes imágenes se muestra los hallazgos realizados en la inspección del equipo:

Figura 17. Estado de etapas de bomba de producción con incrustaciones

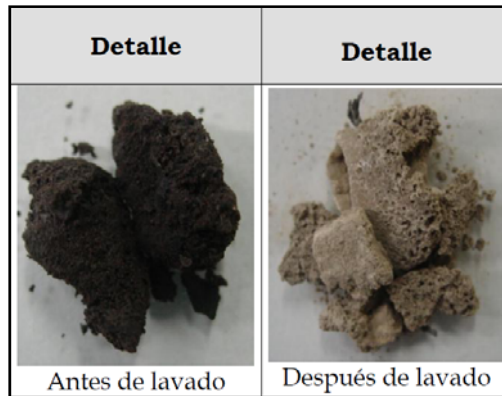


Fuente :Autores

Teniendo como base los resultados obtenidos en el pozo CR-04 se inició la inyección de químico L-185 en el pozo YR-77, sin embargo el Runlife de la corrida 4 fue inferior al anterior y se evidencia presencia de sólidos en las etapas, estos se enviaron para análisis en el ICP y se registró: “El sólido tomado en la bomba electro sumergible del pozo YR-77 es principalmente Carbonatos de Calcio y Magnesio con cantidades considerables de óxidos de hierro de tipo Hematita y en menor proporción Caolinita. Los carbonatos de Calcio y Magnesio (Calcita y Dolomita) se atribuyen a precipitados (scale), debido al carácter incrustante del agua de formación del pozo. Los óxidos de hierro (Hematita) se atribuyen a procesos de corrosión en la tubería y/o

facilidades. Los minerales arcillosos (caolinita) son residuos finos arrastrados de la formación.”

Figura 18. Muestras de sólidos extraídos de bombas electrosumergible



Fuente: Autores

Una de las pruebas que se realiza para evaluar la tolerancia a los metales de los inhibidores de incrustaciones es la del envenenamiento con hierro, que consiste en preparar diferentes soluciones del inhibidor en salmuera de KCl al 2% y dosificar progresivamente cantidades de Fe, empezando con 100 ppm, a cada una de las soluciones del inhibidor. Esta prueba se realiza a temperatura de yacimiento y esta termina cuando se observa la formación de algún precipitado. Se realizó prueba de envenenamiento al producto L-185 a las siguientes condiciones de trabajo:

**Temperatura de observación:** 70°C.

**Dosificación de Fe:** Las soluciones se envenenaron progresivamente con 100, 200, 300, 400 y 500 ppm de hierro.

**Dosificación de los Inhibidor:** 1, 2.5, 5, 10 y 20% en salmuera de KCl al 2%.

En la figura 19 se aprecia la formación de precipitados en todas las soluciones preparadas al adicional 100 ppm de Fe y su cantidad es directamente proporcional a la concentración del inhibidor. Lo cual significa que este producto tiene una tolerancia muy baja al Fe, menor de 100 ppm.

La presencia de hierro en el agua puede ser ocasionada por efectos de corrosión en la tubería provocando disolución de Fe y este a su vez reaccionando con el mismo producto formando estos sólidos. Estos precipitados son compuestos que se producen mediante la interacción del Fe disuelto y el inhibidor, llamados pseudoscale, que son muy poco solubles y podrían causar daño en la formación (tajonamiento).

Figura 19. Formación de precipitados en inhibidor Lipesa



Fuente: Autores

Este pseudoscale impide el correcto funcionamiento del inhibidor permitiendo el depósito de carbonato de calcio en las etapas.

Debido a estas pruebas se evaluó la inhibición en campo del producto número dos evaluado por el ICP: EC-6146 A de NALCO.

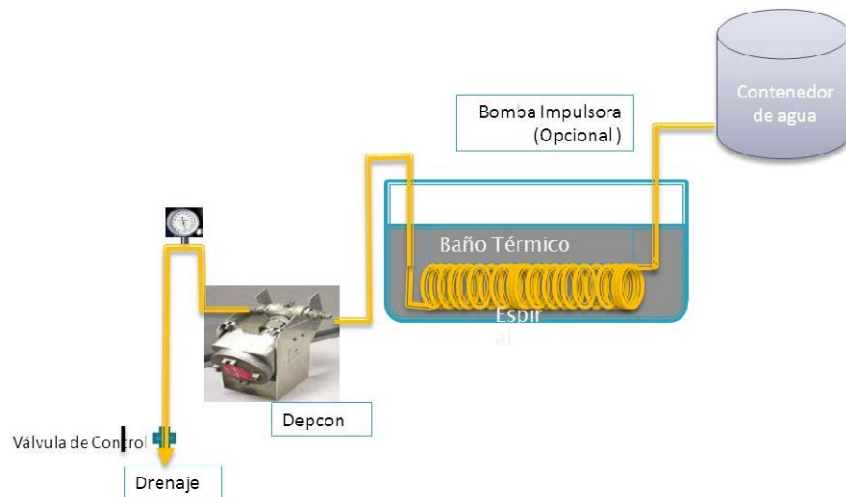
La prueba realizada se ejecutó de la siguiente forma:

1. Retirar el producto L-185 y reabastecer el punto con inhibidor de incrustaciones EC6146A.

2. Confirmar tasa de producción y ajustar volumen de inhibidor de incrustaciones EC-6146A a la dosis de 10 ppm (aplicación por capilar).
3. Esperar el tiempo requerido para que el producto invada el sistema. (El tiempo depende de las condiciones operacionales del pozo (Profundidad, flujo, etc...))
4. Tomar una muestra de agua del pozo y realizar análisis fisicoquímico establecido y medición de residual de producto.
5. Disponer de la muestra de agua en el contenedor, ajustar las condiciones de la prueba Temp 85 °C y flujo de 5 L/h.
6. Iniciar la evaluación de la tendencia incrustante del agua del pozo en prueba usando el equipo DEPCON.

Revisar los datos obtenidos y constatar la inhibición de la incrustación por acción del tratamiento químico con EC6146A Inhibidor de incrustaciones NALCO

Figura 20. Montaje experimental en laboratorio para evaluación de la tendencia incrustante.



Fuente: Autores

En el procedimiento se hace alusión a utilizar el equipo Depcon en los análisis del agua con químico en el pozo, este es un equipo cuyo principio de evaluación se basa en la medición de la frecuencia de vibración de un cuarzo inmerso en el fluido sometido a un voltaje constante. La formación de incrustaciones sobre el cuarzo atenúa la vibración del mismo, en la siguiente gráfica se evidencia las condiciones del fluido con la inyección del químico L-185:

Figura 21. Frecuencia con DEPCON producto L-185

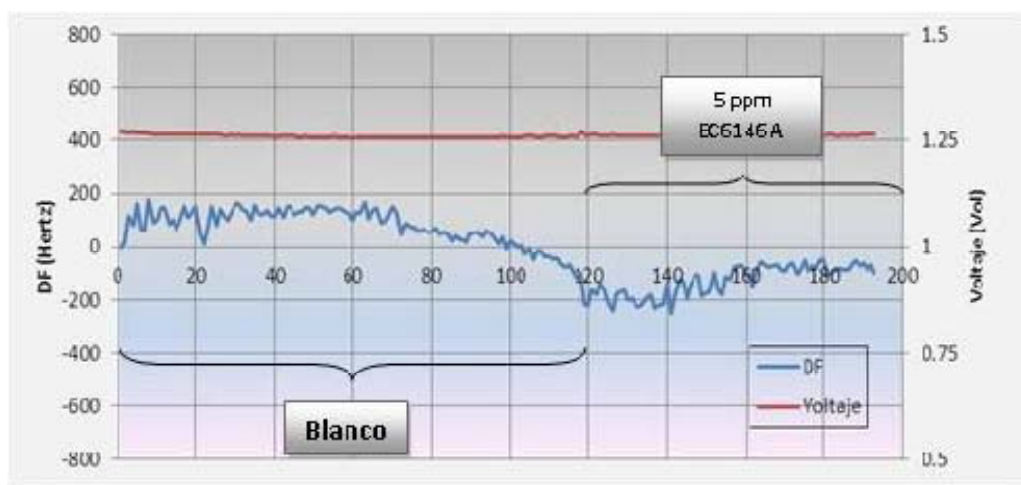


Fuente: Autores

La figura 21 de DF mantiene un valor estable dentro del tiempo de medición. No se evidencia una tendencia decreciente en ningún momento. Los picos registrados corresponden a presencia de grasas en la corriente evaluada. Se concluye una inhibición efectiva.

En la figura 22 se registra las medidas de una muestra en blanco y con tratamiento químico EC6146A:

Figura 22. Frecuencia con DEPCON producto EC146A



Fuente: Autores

La grafica muestra la tendencia incrustante del agua (**DF tiene tendencia decreciente en función al tiempo**) en ausencia de tratamiento químico una vez se alcanzaron las condiciones de la prueba (Temperatura y flujo/ A partir minuto 60). A partir del minuto 120 se inició la dosificación de 5 ppm EC6146A. Los resultados muestran la estabilización de la curva, indicando la inhibición de incrustaciones.

Los resultados obtenidos muestran que el inhibidor de incrustaciones EC-6146A inhibe la formación de incrustaciones a una dosis de 5 ppm en el fluido del Pozo YR 77. Estos resultados confirman la eficiencia del producto, y soportan los resultados mostrados por el ICP (Reporte ECP-ICP-07 Evaluación de inhibidores de scale para el campo Yarigui-Cantagallo).

Soportado en estas pruebas se inició la inyección del químico EC-6146A en el pozo YR-77 con una dosificación inicial de 10 ppm y con un plan de optimización de esta.

En la tabla 11 se observa el comportamiento de los RunLife del pozo YR-77, en esta se evidencia el resultado de la inyección del químico inhibidor de

incrustación registrando en la última corrida un Runlife superior a todas las corridas hechas en el pozo, actualmente 601 días.

Tabla 11. Comportamiento fallas pozo YR-77

Pozo	Fecha Run	Fecha Parada	Fecha Pull	Estatus	Run life	Motivo del Pull	Observaciones Teardown
YARIGUI 77	13-Oct-05	07-Nov-06	07-Nov-06	PULLED	390	Falla Electrica	Bajo Aislamiento - Cable contaminado
	13-Nov-06	04-Feb-08	04-Feb-08	PULLED	448	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	06-Feb-08	13-May-09	13-May-09	PULLED	462	Baja productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	16-May-09	16-Ene-10	16-Ene-10	PULLED	245	Baja productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	18-Ene-10			<b>RUNNING</b>	601		

Fuente: Autores

Actualmente se está inyectando químico en los pozos CR-04, YR-77, YR-76, YR-81, YR-73. De estos se ha evidenciado un incremento significativo en el Runlife de los equipos en los pozos CR-04 y YR-77 (como se describió anteriormente) y en el pozo YR-81 en el que se incrementó el Runlife:

Tabla 12. Comportamiento fallas pozo YR-81

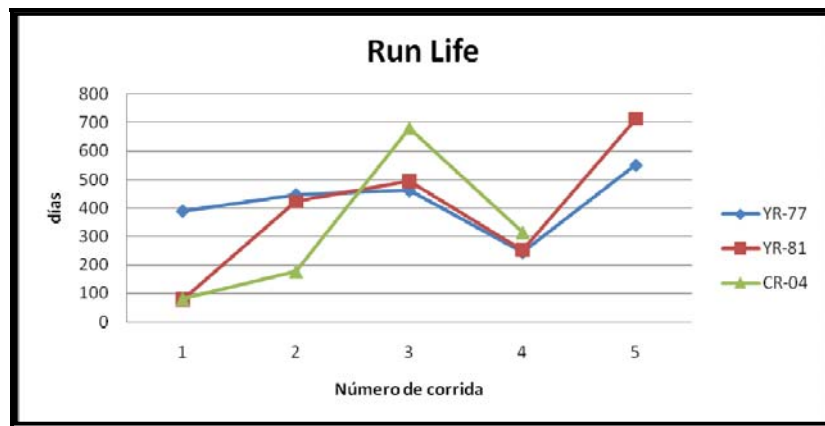
Pozo	No	Fecha Run	Fecha Parada	Fecha Pull	Estatus	Run life	Motivo del Pull	Observaciones Teardown
YARIGUI 81	1	25-Ene-06	14-Abr-06	14-Abr-06	PULLED	79	Baja Productividad	Eje Partido - Arenamiento severo
	2	16-May-06	13-Jul-07	13-Jul-07	PULLED	423	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	3	17-Jul-07	22-Nov-08	22-Nov-08	PULLED	494	Baja Productividad	Pozo arenado, se encontró eje de la bomba partido
	4	28-Nov-08	08-Ago-09	08-Ago-09	PULLED	253	Baja Productividad	Bomba con prescencia de arena y Scale
	5	08-Ago-09			<b>RUNNING</b>	764		

Fuente: Autores

Como se muestra en la tabla 12 en la última corrida que se inició la inyección de químico se registra un incremento del 50% del Runlife del equipo (Runlife anterior: 390 días en promedio).

El seguimiento de la efectividad del tratamiento químico se está realizando con análisis esporádicos con Depcon y con cupones de incrustación en cabeza de los pozos inhibidos.

Figura 23. Comportamiento de RunLife pozos con inyección de químico.



Fuente: Autores

Los otros pozos en los que se inició la inyección los resultados del análisis del agua muestra inhibición sin embargo en estos se inició la inyección de químico en Nov-Dic 2010.

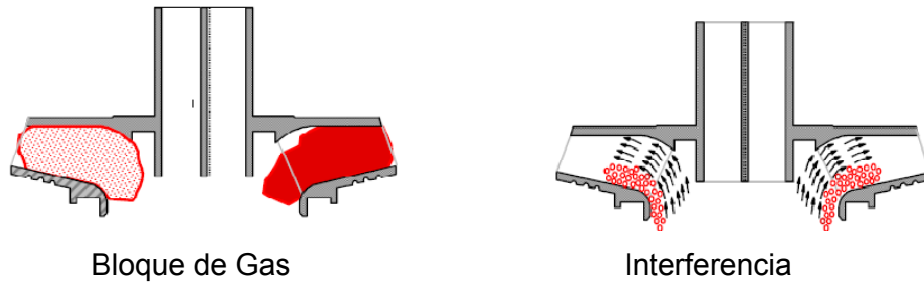
### 3.3 BLOQUEOS POR GAS

Una cantidad de gas a la entrada de la bomba electrosumergible superior al porcentaje permitido trae consigo diversos problemas con el equipo:

- El gas puede tender a producir un bloqueo dentro de la etapa, generando una prematura falla. (Vibraciones)
- El gas no lubrica los bujes del equipamiento.
- La eficiencia de bombeo se reduce.
- La eficiencia del levantamiento será reducida si el gas debe separarse.

Cuando el gas libre entra al primer impulsor de la etapa, toma un espacio y restringe la eficiencia volumétrica en la bomba. El resultado es una declinación en la producción esperada. De hecho si el ojo de los impulsores está lleno de gas, la bomba se bloqueará y puede dejar de producir.

Figura 24. Comportamiento del gas dentro de las etapas de la bomba

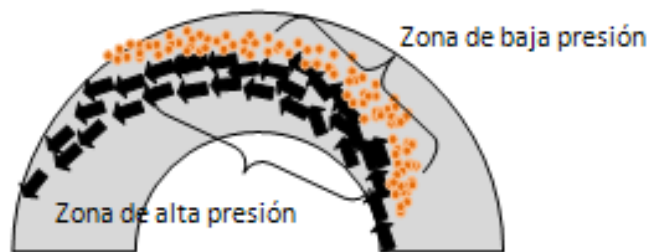


Fuente: Autores

Como la densidad del gas es menor los impulsores no pueden aplicarle la misma fuerza centrífuga que al crudo por lo que la bomba no puede desarrollar mucha altura de elevación.

La distribución del gas dentro del impulsor en una interferencia por gas es como se indica en la figura 25. Cuando se presenta este fenómeno con la bomba en rotación los álabes de la etapa tienen un área de alta y baja presión.

Figura 25. Distribución del gas dentro del impulsor



Fuente: Autores

En la zona de baja presión las burbujas de gas empiezan a aumentar de tamaño hasta que ocupen totalmente la cavidad de los álabes de la etapa.

Existen diferentes tipos de etapas de bombas electrosumergible y cada una maneja el gas de diversa forma. Las bombas de etapas radiales que están diseñadas principalmente para manejar caudales pequeños son las que menor manejo de gas tienen (menor porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba) siguen las bombas de flujo mixto con diversos porcentajes de manejo de gas libre y finalmente las bombas de etapas axiales que presentan los más altos porcentajes.

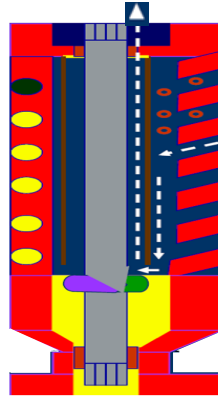
Adicional al manejo de gas de la bomba existen en el diseño del BHA BES dispositivos que disminuyen el porcentaje de gas libre que llega a la entrada de la bomba estos son el separador y el manejador de gas.

Los separadores de gas (ver figura 26), que desempeñan también la función de admisión de fluidos, pueden ser estáticos y dinámicos.

Originalmente los separadores de gas fueron diseñados para incrementar la separación de los fluidos, forzando el flujo a invertir su dirección dentro del pozo, esto dio origen al nombre de Separador de Flujo Inverso. Dado la forma de trabajo de este tipo de separador de gas, fue denominado Separador de Gas Estático.

Desde el pozo, el gas entra al separador, forzando el cambio de dirección del flujo a través de los orificios realizados con ese fin como se grafica según siguiente esquema.

Figura 26. Separador de gas estático



Fuente: Autores

El Separador de gas dinámico imparte energía al fluido para forzar al gas a separarse del líquido. El separador de gas original fue llamado KGS (Kinetic Gas Separator o Kobilinski Gas Separator). Este diseño usa un inductor para incrementar la presión del fluido y una centrífuga para separa el gas del líquido. Este diseño podría ser llamado separador centrífugo de gas.

También existen en el mercado los separadores de gas tipo Vortex sin embargo estos manejan rangos de caudales superiores a los de los pozos del Campo, con eficiencias de separación cercanas al 90%.

La eficiencia de la separación se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{Eficiencia de separación} = \text{Gaslibresparado} / \text{GasLibreDisponible}$$

También se utiliza el porcentaje de ingestión de gas (GIP) como una medida de la eficiencia de la separación, este cuantifica cuanto del gas libre presente en el Intake (entrada de fluido) debería ir dentro de la bomba, casi siempre estos cálculos incluyen la separación natural de gas.

$$GIP = 1 - \text{Eficiencia de separación}$$

En la tabla 13 se presentan datos promedios de separación de gas según el tipo de separador.

Tabla 13. Eficiencias de separación de gas

TIPO DE SEPARADOR	EFICIENCIA	GIP
Separador de flujo inverso o estático	25-50%	50-75%
Separador Dinámico	80-90%	5-20%

Fuente: Autores

### 3.3.1 Identificación

En las variables operativas es posible identificar cuando una bomba se encuentra bloqueada por gas. Como se observa en las siguientes figuras un bloqueo se registra en la carga, temperatura del motor, presión de descarga y presión de entrada a la bomba:

Figura 27. Comportamiento de las variables operativas del pozo YR-18



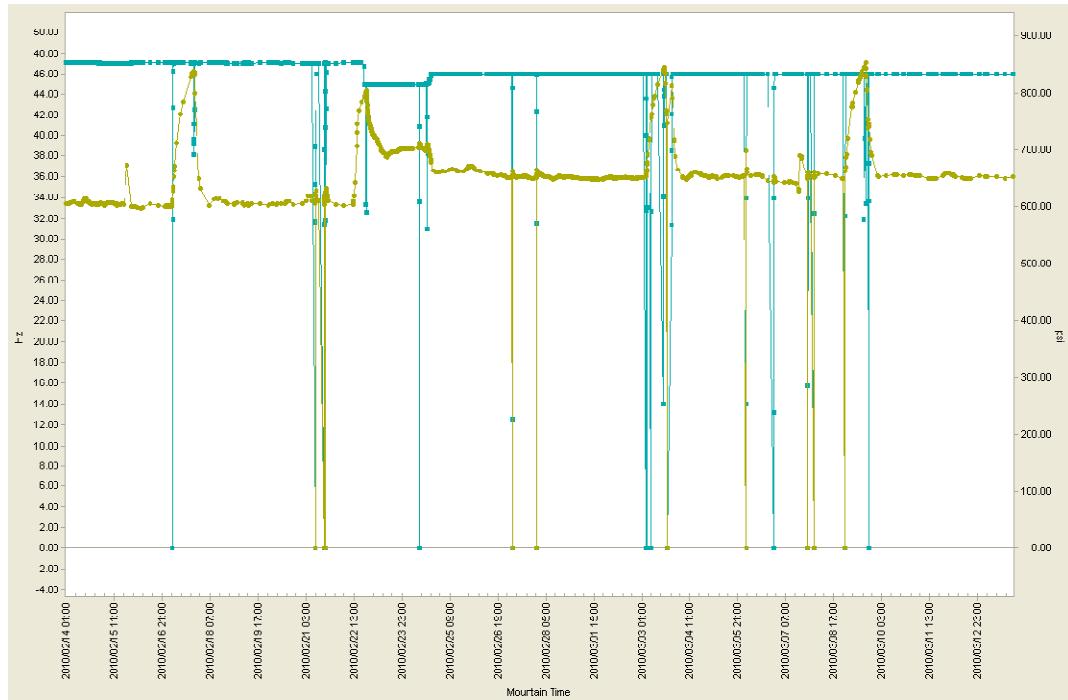
Fuente: Autores

En la figura 27 se registran las gráficas de Carga (mA) en azul, temperatura del motor (°F) en verde, presión de Intake (psi) en amarilla. Como se resumió anteriormente al ingresar el gas en la bomba ocasiona perdida de eficiencia en el bombeo o en el peor de los casos el bloqueo total de la bomba en la gráfica se resaltan con flechas rojas los eventos de bloqueo total. Con el incremento de PIP se evidencia el aumento de nivel dinámico en el pozo acompañado de una disminución en la carga (disminución en el fluido que desplaza la bomba) e incremento de la temperatura de motor por falta de circulación de fluido.

Este tipo de eventos en este pozo se presentan frecuentemente y no están asociados a cortes eléctricos o algún otro tipo de irregularidad en superficie, por lo que se concluye que sean consecuencia de producción de baches de gas del pozo, actualmente en el campo el yacimiento se encuentra con presión estática por debajo de la presión de burbuja.

En la gráfica 28 se aprecian el mismo tipo de comportamiento en la variable de PIP consecuencia de bloqueos, sin embargo estos bloqueos se encuentran precedidos por cortes eléctricos que desestabilizan la producción y ocasionan liberaciones del gas en la bomba. La curva azul es la frecuencia de operación del equipo, los cortes eléctricos se evidencia con un valor de cero en esta curva.

Figura 28. Comportamiento de las variables operativas en bloqueos posterior a corte eléctrico

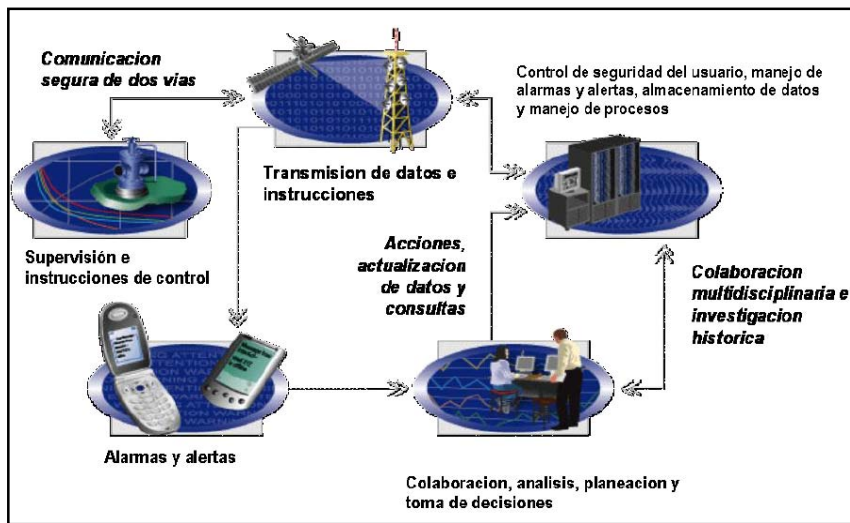


Fuente: Autores.

Debido a la frecuencia en que se presentaban estos tipos de bloqueos y a la necesidad de identificarlos y corregirlos rápidamente se implemento el monitoreo remoto de las variables de los equipos. Los sensores de fondo que hacen parte del BHA de las bombas Electrosumergible permiten enviar al variador el registro de las variables operativas tales como PIP, temperatura del motor, temperatura de intake, presión de descarga y vibraciones desde allí se envía a una página web de monitoreo “Liftwatcher”.

Esta página Web es una plataforma que permite monitorear y vigilar los pozos y equipos tal como se muestra en la figura 29:

Figura 29. Proceso de monitoreo remoto



Fuente: Autores.

Las principales características de esta plataforma son:

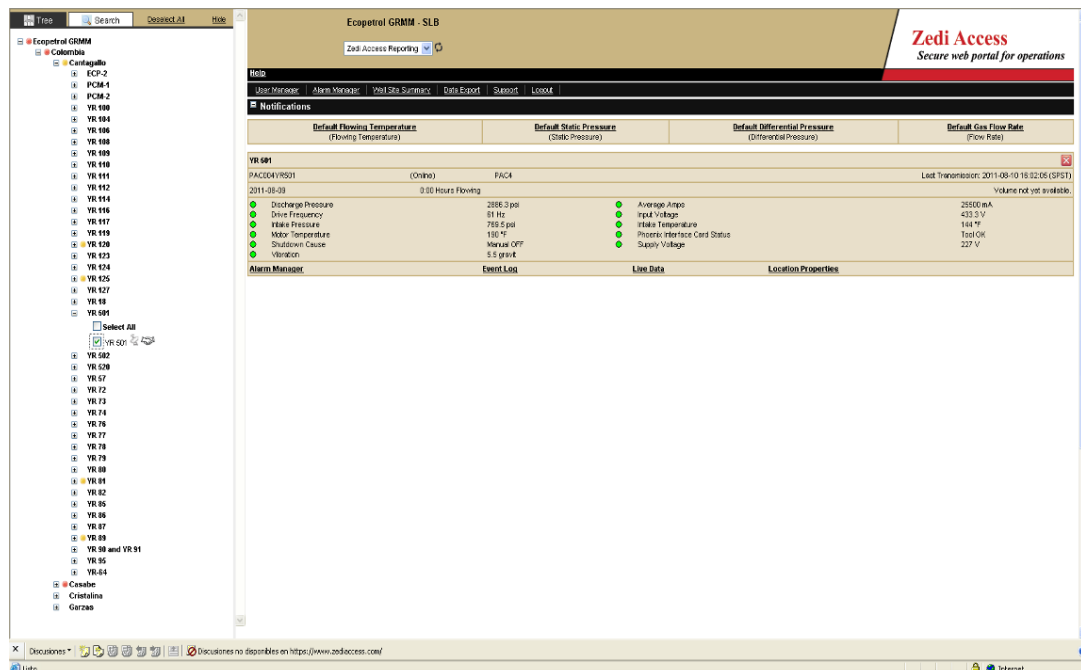
- Acceso a toda la información a través de internet, utilizando un navegador convencional.
- Instrucciones de supervisión y control a través de comunicación segura de dos vías.
- Alarmas y alertas, configuración, acceso de usuario y adquisición de datos.
- Control de seguridad de usuario, manejo de alarmas y alertas, almacenamiento de datos y manejo de procesos.
- Análisis, planeación y toma de decisiones a través de colaboración multidisciplinaria y evaluación histórica.

En la locación del pozo, el variador del equipo y otras interfaces de sensores en superficie van a la caja de comunicaciones (SCB), esta contiene un radio satelital y un procesador de comunicaciones capaz de conectarse a varias RTU y controlar los variadores de velocidad.

Los datos son transferidos por un sistema remoto por internet. En la pantalla de Liftwacher disponible en todos los equipos con acceso a internet se visualiza el seguimiento de las variables en gráficas dinámicas por pozo monitoreado. Estas variables son constantemente monitoreadas como parte del servicio por funcionarios que siguen las tendencias y dan aviso a los responsables de la operación del comportamiento de los pozos y equipos.

Con este sistema se identifica con eficiencia los eventos de bloqueos por gas y se toman las acciones correctivas necesarias para minimizar la diferida. En la figura 30 la interface de la página.

Figura 30. Plataforma de monitoreo remoto



Fuente: Autores.

### 3.3.2 MODIFICACIÓN DE RAMPA EXTENDIDA DE FRECUENCIA

La rampa extendida de frecuencia se refiere a la velocidad con que se incrementa la frecuencia desde el momento del arranque del equipo hasta

alcanzar la frecuencia de operación, normalmente este valor oscila entre 1 y 2 minutos.

Con ayuda del sistema de monitoreo satelital se identificaron los pozos con mayor tiempo de bloqueo por gas, entre los casos más críticos se identificaron los pozos YR-85, YR-110 y YR-111 en los que se han presentado constantes bloqueos por gas consecuencia de los cortes eléctricos estos han sido los pozos más críticos.

Buscando la solución para este problema se realizaron pruebas variando la rampa extendida de frecuencia, logrando así disminuir el tiempo de bloqueo en algunos casos y en otros logrando que no se presente.

Concretamente para el pozo YR-85 se realizaron los cambios mostrados en la tabla 14 (a los pozos YR-110 y YR-111 se les realizó un trabajo semejante):

Tabla 14. Modificaciones en frecuencia YR-85

<b>PARAMETRO</b>	<b>ANTES</b>	<b>AHORA</b>
<b>Frecuencia de Operación</b>	49 Hz	49 Hz
<b>Frecuencia Mínima</b>	30 Hz	<b>20 Hz</b>
<b>Rampa extendida</b>	Incremento: 0.5 Hz Intervalo 1 Seg	Incremento: <b>0.1 Hz</b> Intervalo: <b>5 Seg</b>

Fuente: Autores.

El pozo se encontraba operando con una frecuencia de 49 Hz, después de los cambios de programación continuó operando con la misma frecuencia. La frecuencia mínima es la menor frecuencia con la que el equipo puede operar sin apagarse, esta se disminuyó de 30 Hz a 20 Hz con el fin de que la rampa extendida comience desde los 20 Hz. Finalmente la rampa extendida estaba realizando incrementos de 0.5 Hz en intervalos de 1 seg, con lo cual se lograba

llegar a la frecuencia de operación en 1 min y 56 seg, con la modificación se pasó a incrementos de 0.1 Hz en intervalos de 5 seg, esto hace que la frecuencia de operación se alcance después de 24 min.

Con los cambios de frecuencia mínima y rampa extendida de frecuencia se logra dar mayor tiempo para lograr la estabilización de la frecuencia, con ello se incrementa la capacidad de manejo del gas que se acumula en la etapas de la bomba durante la detención del equipo y de esta forma se disminuye el tiempo de bloqueo y en algunos casos se evita que se presente.

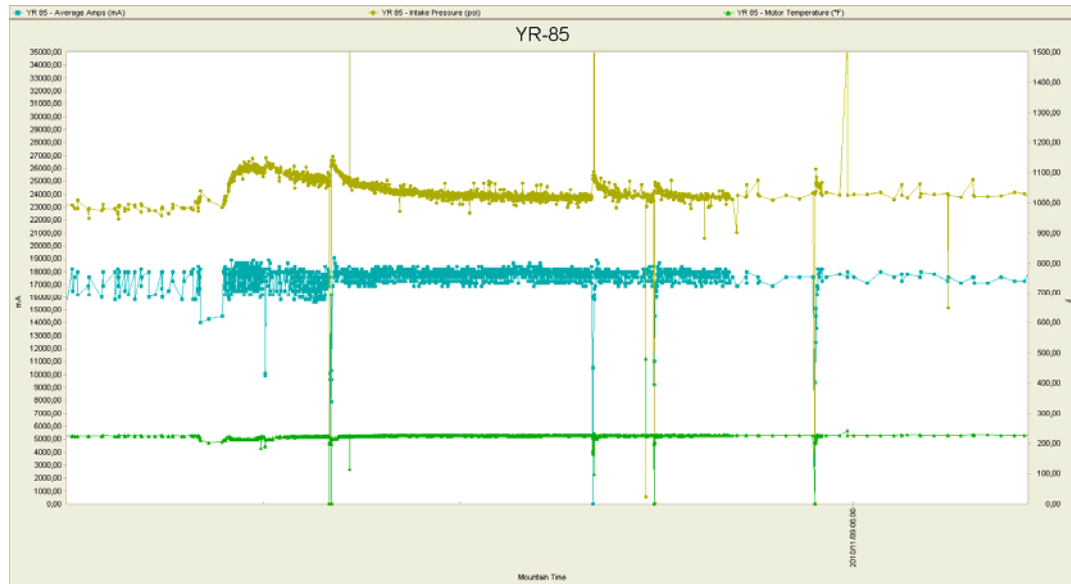
Figura 31. Comportamiento de la PIP en un Bloqueo por Gas



Fuente: Autores

En este evento presentado el día 15 de febrero de 2009 se observa claramente el incremento de PIP debido al bloqueo por gas ocurrido posterior a una detención de pozo, el corte fue de 18 min, el pozo tardó 15 horas sin bombear y luego 21 horas en estabilizar. Durante todo este tiempo se realizaron decrementos e incrementos de frecuencia y cambios de giro, pero a pesar de todas las maniobras el efecto del bloqueo persistió por 36 horas.

Figura 32. Disminución del Bloqueo por Gas



Fuente: Autores

La figura 32 muestra en la misma escala el comportamiento de la PIP después de realizar los cambios en la Rampa Extendida de frecuencia, es claro que los tiempos de estabilización son mucho más cortos y no se presentan bloqueos por gas, comprobando así el éxito obtenido después de los cambios en la programación de los arranques.

### 3.3.3 Back Pressure Regulator y Operación en Modo PIP

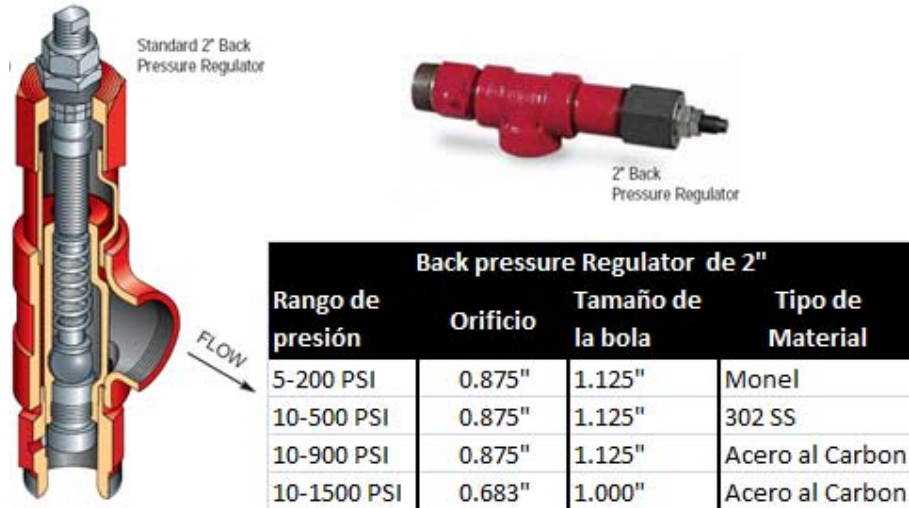
Los eventos de gas registrados anteriormente en los pozos YR-85, YR-111 y YR-110 eran ocasionados por cortes eléctricos que producían liberaciones de gas instantáneas en las bombas, sin embargo se evidencia en campo otro tipo de evento de gas: “bombeo a baches” que se presenta en aquellos pozos en los que la PIP alcanza niveles mínimos y presenta liberación gas a la entrada de la bomba. En estos casos en el campo se han implementado dos medidas preventivas que son, la instalación de válvulas BPR (Back Pressure Regulator) y la operación de variadores en modo PIP (para los pozos en los que no se puede profundizar la bomba)

La BPR es una válvula reguladora de presión aguas atrás, la cual es ajustada para mantener una presión estable en cabeza de pozo (THP).

La bola en este tipo de válvula se mantiene cerrada con un resorte enrollado. Cuando la presión en la tubería excede la tensión del resorte la válvula se abre liberando la presión.

La BPR es diseñada para cerrar cuando la presión de tubería es baja y para abrir cuando la presión de la tubería aumenta.

Figura 33. Válvula reguladora de presión



Fuente: Autores

Mediante la instalación de la BPR se regula la presión en cabeza de pozo manteniendo el sistema aguas atrás a una presión estable; la determinación de la presión óptima a aplicar, se define mediante el incremento de presión con monitoreo constante de las variables de fondo, superficie y prueba de pozo en batería, hasta lograr eliminar los periodos de no flujo, interferencia por gas y/o bloqueo de la bomba por gas.

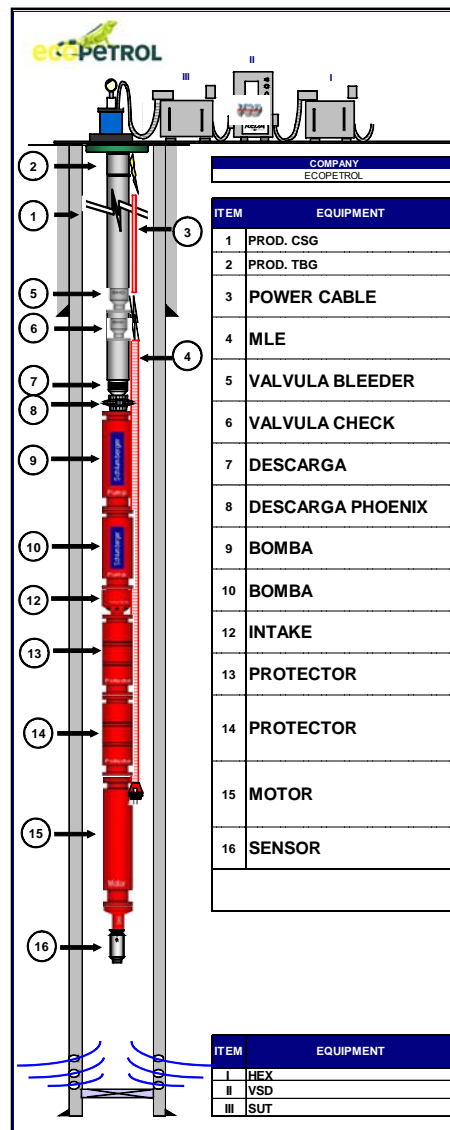
En ocasiones un mínimo incremento de presión es suficiente para detener la expansión del gas y dejar el pozo fluyendo constante.

#### **3.3.4 Instalación de Manejador y Separador de Gas**

El tercer tipo de bloqueo por gas que se presenta en el campo es el bloqueo de los equipos por gas libre a la entrada de la bomba. A diferencia de los dos tipos mencionados anteriormente este bloqueo se presenta por la cantidad de gas que por disminución de presión alcanza a liberarse a la entrada de la bomba y no se separa por gravedad al anular, en el campo Cantagallo por tener presiones en el yacimiento por debajo del punto de burbuja este problema se presenta comúnmente y constantemente.

Inicialmente el BHA de Bombeo Electrosumergible que se armaba para bajar a los pozos del campo era el siguiente:

Figura 34. BHA de Bombeo eléctrosumergible



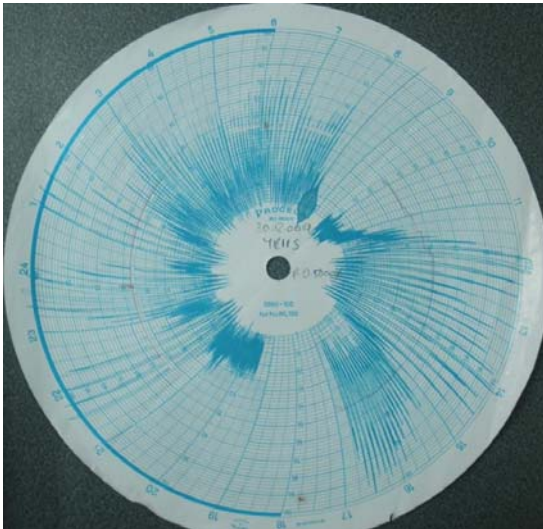
Fuente: Autores

Este BHA tipo se habia estandarizado debido a que en los diseños realizados por el software de la compañía que suministra los equipos no mostraba la necesidad de instalar una bomba manejadora de gas (AGH).

El GOR promedio que registran los pozos del campo está en el orden de 400 SCF/STB. Después de diversos eventos en los que se bloqueaba la bomba en operación (sin ser precedido por cortes eléctricos) se implementó en algunos pozos del campo el uso del manejador de gas.

En la siguiente imagen se refleja el comportamiento de la medida de gas en los pozos con bloqueos, sobre una platina de  $\Phi = 0.5$ :

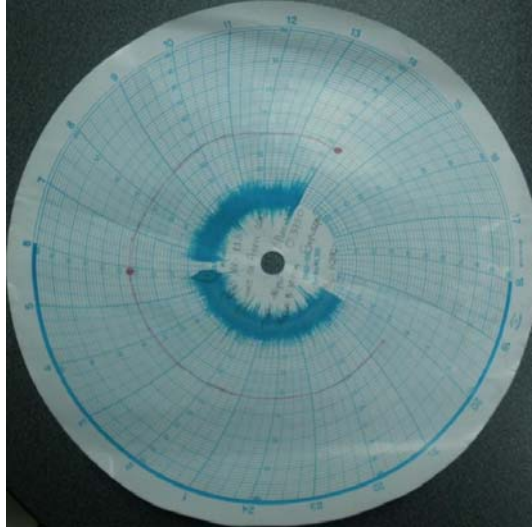
Figura 35. Comportamiento de producción de gas pozo YR-115 sin manejador de gas.



Fuente: Autores

Después de la instalación se cambió la platina para la medición ya que la gráfica registra era la siguiente:

Figura 36. Comportamiento de producción de gas pozo YR-115 son manejador de gas.



Fuente: Autores

En la comparación de las dos gráficas se evidencia la disminución en el gas libre medido, lo que es congruente con la disminución de los bloqueos presentados por el equipo, esto debido igualmente a la instalación de un equipo como este.

## CONCLUSIONES

Para el uso e instalación de equipos Electrosumergibles en pozos con alta presencia de arena en sus fluidos de producción, se debe llevar a cabo la aplicabilidad de la metodología MES (Sand Exclusión And Management) creada por el ICP, la cual conto con buenos resultados para pozos candidatos como los presentes para el Campo Cantagallo.

Para pozos con alta presencia de arena, se puede minimizar o manejar sus efectos con el uso o búsqueda de equipos ofrecidos en el mercado en adaptación a los sistemas BES, ejemplo para el Campo Cantagallo uso de la auto flow Valve.

Son notables los beneficios y gran influencia con la ganancia obtenida dentro del comportamiento y funcionamiento de equipos Electrosumergibles en pozos del Campo con tratamiento químico en fondo de pozo.

Con el uso de frecuencia Mínima Y Rampa Extendida de Frecuencia se logra igualmente beneficios y dar mayor tiempo para lograr la estabilización de la frecuencia, con ello se incrementa la capacidad de manejo del gas.

Con la aplicabilidad de nuevos equipos en Tecnologías de bombeo Electrosumergible, los cuales se encargan de temas como presencia de eventos de gas durante la producción normal del pozo, se presentan buenos resultados con la instalación de facilidades como la Back pressure regulator dentro del BHA de producción y Manejador de gas o Bomba manejadora de gas (AGH).

## BIBLIOGRAFIA

Earl B. Brookbank. "How Do You Measure Run Life". Paper presentado en el SPE – ESP Workshop Mayo de 1996.

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Evaluación de inhibidores de "scale" para el campo Yariguí – Cantagallo

LEWIS. Introduction to Reliability Engineering. Capítulo.8. Wiley & Sons, Second edition, New York (1994) 450

M.M Patterson. "A Model For Estimating The Life Of Electrical Submersible Pumps". SPE paper 22790.

R. Lastra, A. Rueda. "El Tiempo Medio Antes de la Falla o MTBF como medida del tiempo esperado de operación de los sistemas de levantamiento artificial" VII Congreso Colombiano del petróleo, Santa Fé de Bogotá- Colombia Octubre 14-17 de 1997.

### ANEXOS A. MTBF (MEAN TIME BEFORE FAILURE) POZOS CAMPO CANTAGALLO

Item	Pozo	Area	ZONA	GRU PO	No instal	Fecha Run	Fecha Parada	Fecha Pull	Estatus	Run life	MTBF code	MTBP code	MTBF1	Motivo del Pull	Observaciones Teardown
1	YARIGUI 18	ISLA 3	ISLA 4	1	1	28-Ago-09			<b>RUNNING</b>	875	0	0	0		
2	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	1	14-Nov-04	04-Jun-06	04-Jun-06	PULLED	567	0	1	1	Baja Productividad	Bloqueo por Gas
	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	2	06-Jun-06	15-Feb-08	15-Feb-08	PULLED	619	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento
	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	3	18-Feb-08	25-Feb-10	25-Feb-10	PULLED	738	0	1	0	Aislamiento Acuífero	Arenamiento / motor salio a tierra
	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	4	02-Mar-10	22-May-10	22-May-10	PULLED	81	0	1	0	Aislamiento Acuífero	Solo se inspecciono el protector, el cual estaba OK
	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	5	06-Jun-10	16-Mar-11	17-Mar-11	PULLED	283	0	1	0	Reacondicionamiento	
	YARIGUI 57	ISLA 1	CGO	1	6	23-Mar-11			<b>RUNNING</b>	303	0	0	0		
3	YARIGUI 64	ISLA 6	WILCHES	2	1	23-Ene-11			<b>RUNNING</b>	362	0	0	0		
4	YARIGUI 67	ISLA 6	WILCHES	2	1	31-Oct-04	12-Feb-06	12-Feb-06	PULLED	469	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo
	YARIGUI 67	ISLA 6	WILCHES	2	2	17-Feb-06	14-Oct-06	14-Oct-06	PULLED	239	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	YARIGUI 67	ISLA 6	WILCHES	2	3	16-Oct-06	17-Nov-06	17-Nov-06	PULLED	32	0	1	1	Alta Productividad	Daño en el Casing
5	YARIGUI 69	ISLA 6	WILCHES	2	1	26-Ago-05	10-Mar-06	10-Mar-06	PULLED	196	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas

6	YARIGUI 69	ISLA 6	WILCHES	2	2	13-Mar-07	17-Abr-07	17-Abr-07	PULLED	35	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	YARIGUI 69	ISLA 6	WILCHES	2	3	23-Abr-07	17-Ene-08	17-Ene-08	PULLED	269	0	1	0	Reacondicionamiento	Buenas condiciones
	YARIGUI 69	ISLA 6	WILCHES	2	4	31-Ene-08	21-Abr-08	21-Abr-08	PULLED	81	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas/Arenamiento
	YARIGUI 69	ISLA 6	WILCHES	2	5	27-Abr-08	07-Jun-08	07-Jun-08	PULLED	41	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas/Arenamiento
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	1	02-Feb-05	18-Feb-05	18-Feb-05	PULLED	16	0	1	1	Baja Productividad	Eje Partido - Arenamiento severo
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	2	06-Nov-05	09-Abr-06	09-Abr-06	PULLED	154	0	1	1	Baja Productividad	Tuberia Rota
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	3	10-Abr-06	16-Jun-06	16-Jun-06	PULLED	67	0	1	1	Baja Productividad	Tuberia Rota
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	4	21-Jun-06	13-Jul-06	13-Jul-06	PULLED	22	0	1	0	Reacondicionamiento	Alto corte de agua
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	5	15-Jul-06	12-Sep-06	12-Sep-06	PULLED	59	0	1	1	Baja Productividad	Bloqueo por Gas
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	6	14-Sep-06	29-Sep-06	29-Sep-06	PULLED	15	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo
	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	7	02-Oct-06	01-Nov-06	01-Nov-06	PULLED	30	0	1	0	Reacondicionamiento	Alto corte de agua
YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	8	03-Nov-06	18-Dic-06	18-Dic-06	PULLED	45	0	1	1	Baja Productividad	Bloqueo por Gas	

	YARIGUI 70	ISLA 1	CGO	1	9	21-Dic-06	12-Ene-07	12-Ene-07	PULLED	22	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo
7	YARIGUI 71	ISLA 5	WILCHES	2	1	03-Nov-05	09-Mar-06	09-Mar-06	PULLED	126	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
8	YARIGUI 72	ISLA 4	ISLA 4	1	1	16-Ago-05	06-Jun-06	06-Jun-06	PULLED	294	1	1	1	Falla Electrica	MLE - Stress en componentes de aislamiento electrico
	YARIGUI 72	ISLA 4	ISLA 4	1	2	11-Jun-06	28-Oct-10	28-Oct-10	PULLED	1600	0	1	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones
	YARIGUI 72	ISLA 4	ISLA 4	1	3	04-Nov-10	08-Mar-11	10-Mar-11	PULLED	124	1	1	0	Falla Motor	Motor aterrizado con mas de 1900 dias
	YARIGUI 72	ISLA 4	ISLA 4	1	4	12-Mar-11			<b>RUNNING</b>	314	0	0	0		
9	YARIGUI 73	ISLA 6	WILCHES	2	1	05-Nov-04	12-Feb-08	12-Feb-08	PULLED	1194	0	1	1	Baja Productividad	Perdida de eficiencia
	YARIGUI 73	ISLA 6	WILCHES	2	2	15-Feb-08	23-Jun-09	23-Jun-09	PULLED	494	1	1	1	Falla Electrica	Motor aterrizado
	YARIGUI 73	ISLA 6	WILCHES	2	3	28-Jun-09	06-May-10	14-May-10	PULLED	312	0	1	1	Baja Productividad	Presencia de scale
	YARIGUI 73	ISLA 6	WILCHES	2	4	16-May-10			<b>RUNNING</b>	614	0	0	0		
10	YARIGUI 76	ISLA 5	WILCHES	2	1	15-Sep-09	21-Nov-10	21-Nov-10	PULLED	432	0	0	0	Reacondicionamiento	Cañoneo adicional
	YARIGUI 76	ISLA 5	WILCHES	2	2	30-Nov-10			<b>RUNNING</b>	416	0	0	0		
11	YARIGUI 77	ISLA 6	WILCHES	2	1	13-Oct-05	07-Nov-06	07-Nov-06	PULLED	390	1	1	1	Falla Electrica	Bajo Aislamiento - Cable

																contaminado
	YARIGUI 77	ISLA 6	WILCHES	2	2	13-Nov-06	04-Feb-08	04-Feb-08	PULLED	448	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas	
	YARIGUI 77	ISLA 6	WILCHES	2	3	06-Feb-08	13-May-09	13-May-09	PULLED	462	0	1	1	Baja productividad	Acumulacion de Scale en etapas	
	YARIGUI 77	ISLA 6	WILCHES	2	4	16-May-09	16-Ene-10	16-Ene-10	PULLED	245	0	1	1	Baja productividad	Acumulacion de Scale en etapas	
	YARIGUI 77	ISLA 6	WILCHES	2	5	18-Ene-10			<b>RUNNING</b>	732	0	0	0			
12	YARIGUI 78	ISLA 1A	CGO	1	1	30-Nov-05	24-Feb-08	24-Feb-08	PULLED	816	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas	
	YARIGUI 78	ISLA 1A	CGO	1	2	01-Abr-08	19-May-08	19-May-08	PULLED	48	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo / Bomba Upper con eje roto	
	YARIGUI 78	ISLA 1A	CGO	1	3	24-May-08	03-Jul-08	03-Jul-08	PULLED	40	0	1	1	Reacondicionamiento	Incremento de IP & BSW / Daño en el Casing	
	YARIGUI 78	ISLA 1A	CGO	1	4	13-Jun-11			<b>RUNNING</b>	221	0	1	1			
13	YARIGUI 79	ISLA 1	CGO	1	1	28-Dic-05	01-May-06	01-May-06	PULLED	124	0	1	0	Reacondicionamiento	Buenas condiciones	
	YARIGUI 79	ISLA 1	CGO	1	2	02-May-06	06-Jun-09	06-Jun-09	PULLED	1131	0	1	1	Baja Productividad	Eje Partido	
	YARIGUI 79	ISLA 1	CGO	1	3	12-Jun-09	09-Jun-10	09-Jun-10	PULLED	362	0	1	0	Reacondicionamiento	Se realizo WO para disminuir WC	
	YARIGUI 79	ISLA 1	CGO	1	4	08-Ago-10			<b>RUNNING</b>	530	0	0	0			

14	YARIGUI 80	ISLA 1	CGO	1	1	06-Ene-11			<b>RUNNING</b>	379	0	0	0		
15	YARIGUI 81	ISLA 1	CGO	1	1	25-Ene-06	14-Abr-06	14-Abr-06	PULLED	79	0	1	1	Baja Productividad	Eje Partido - Arenamiento severo
	YARIGUI 81	ISLA 1	CGO	1	2	16-May-06	13-Jul-07	13-Jul-07	PULLED	423	0	1	1	Baja Productividad	Acumulacion de Scale en etapas
	YARIGUI 81	ISLA 1	CGO	1	3	17-Jul-07	22-Nov-08	22-Nov-08	PULLED	494	0	1	1	Baja Productividad	Pozo arenado, se encontró eje de la bomba partido
	YARIGUI 81	ISLA 1	CGO	1	4	28-Nov-08	08-Ago-09	08-Ago-09	PULLED	253	0	1	1	Baja Productividad	Bomba con presencia de arena y Scale
	YARIGUI 81	ISLA 1	CGO	1		08-Ago-09			<b>RUNNING</b>	895	0	0	0		
16	YARIGUI 82	ISLA 1	CGO	1	1	19-Mar-06			<b>RUNNING</b>	2133	0	0	0		
17	YARIGUI 85	ISLA 6	WILCHES	2	1	07-Sep-06	22-Oct-09	22-Oct-09	PULLED	1141	0	1	1		
	YARIGUI 85	ISLA 6	WILCHES	2	2	24-Oct-09			<b>RUNNING</b>	818	0	0	0		
18	YARIGUI 86	ISLA 4	ISLA 4	1	1	21-Jun-06	16-Oct-10	16-Oct-10	PULLED	1578	0	0	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones
	YARIGUI 86	ISLA 4	ISLA 4	1	2	23-Oct-10			<b>RUNNING</b>	454	0	0	0		
19	YARIGUI 87	ISLA 1A	CGO	1	1	26-Jul-06	17-Feb-08	17-Feb-08	PULLED	571	0	1	0	Baja Productividad	Buenas condiciones
	YARIGUI 87	ISLA 1A	CGO	1	2	21-Feb-08	22-Mar-10	22-Mar-10	PULLED	760	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento

	YARIGUI 87	ISLA 1A	CGO	1	3	25-Mar-10			<b>RUNNING</b>	666	0	0	0			
20	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	1	05-Dic-06	30-Mar-07	30-Mar-07	PULLED	115	0	1	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones	
	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	2	07-Abr-07	14-Jul-07	14-Jul-07	PULLED	98	0	1	1	Falla Electrica	Cable entorchado / Estado mecanico del Pozo	
	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	3	17-Jul-07	24-Sep-07	24-Sep-07	PULLED	69	0	1	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones	
	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	4	09-Oct-07		04-Jun-10	04-Jun-10	PULLED	969	1	1	1	Eje partido	Alta Presencia de arena
	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	5	08-Jun-10		12-Dic-10	12-Dic-10	PULLED	187	0	1	0	Reacondicionamiento	Estimulacion Mecanica
	YARIGUI 89	CGO	CGO	1	6	23-Dic-10			<b>RUNNING</b>	393	0	0	0			
21	YARIGUI 90	ISLA 4	ISLA 4	1	1	18-Feb-07	25-Abr-07	25-Abr-07	PULLED	66	0	1	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones	
	YARIGUI 90	ISLA 4	ISLA 4	1	2	29-Abr-07	04-Jun-07	04-Jun-07	PULLED	36	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo	
	YARIGUI 90	ISLA 4	ISLA 4	1	3	07-Jun-07	20-Jul-07	20-Jul-07	PULLED	43	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo	
	YARIGUI 90	ISLA 4	ISLA 4	1	4	21-Jul-07	31-Mar-08	31-Mar-08	PULLED	254	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo	
22	YARIGUI 91	ISLA 4	ISLA 4	1	1	12-Jun-07	23-Dic-07	23-Dic-07	PULLED	194	0	1	0	Reacondicionamiento	Rediseño	
	YARIGUI 91	ISLA 4	ISLA 4	1	2	31-Dic-07			<b>RUNNING</b>	1481	0	0	0			

23	YARIGUI 93	CGO	CGO	1	1	06-Feb-07	12-Jun-08	12-Jun-08	PULLED	492	0	1	1	Falla Electrica	Pendiente de Tear Down
24	YARIGUI 94	CGO	CGO	1	1	24-Ene-07	30-Ene-07	30-Ene-07	PULLED	6	0	1	1	Falla Electrica	Cable entorchado / Estado mecanico del Pozo
	YARIGUI 94	CGO	CGO	1	2	01-Feb-07	04-Mar-07	04-Mar-07	PULLED	31	0	1	0	Reacondicionamiento	Recañoneo - Buenas Condiciones
	YARIGUI 94	CGO	CGO	1	3	06-Mar-07	08-Jun-07	08-Jun-07	PULLED	94	0	1	1	Baja Productividad	Falla mecanica por daño en el cable/MLE
25	YARIGUI 95	CGO	CGO	1	1	28-Ene-07	03-Jun-08	03-Jun-08	PULLED	492	0	1	0	Reacondicionamiento	Rediseño
	YARIGUI 95	CGO	CGO	1	2	06-Jun-08	02-Sep-10	02-Sep-10	PULLED	818	0	0	1	Baja Productividad	Bomba desgastada - presencia de Arena
	YARIGUI 95	CGO	CGO	1	3	04-Sep-10			<b>RUNNING</b>	503	0	0	0		
26	YARIGUI 100	CGO	CGO	1	1	15-Jun-07			<b>RUNNING</b>	1680	0	0	0		
27	YARIGUI 101	ISLA 1	CGO	1	1	21-Jun-07	14-Oct-07	14-Oct-07	PULLED	115	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo
	YARIGUI 101	ISLA 1	CGO	1	2	23-Oct-07	15-Dic-07	15-Dic-07	PULLED	53	0	1	1	Baja Productividad	Arenamiento severo
	YARIGUI 101	ISLA 1	CGO	1	3	22-Dic-07	15-Ene-08	15-Ene-08	PULLED	24	1	1	1	Falla Electrica	Estator con una fase a tierra
	YARIGUI 101	ISLA 1	CGO	1	4	25-Ene-08	25-Dic-08	25-Dic-08	PULLED	335	0	1	1	Baja Productividad	Pozo Arenado

	YARIGUI 101	ISLA 1	CGO	1	5	30-Dic-08	01-Sep-09	01-Sep-09	PULLED	245	0	1	0	Cambio de sistema de levantamiento	se encontró Scale en las etapas de la bomba
28	YARIGUI 103	ISLA 4	ISLA 4	1	1	23-Nov-07	22-Mar-08	22-Mar-08	PULLED	120	1	1	1	Falla Electrica	Bajo Aislamiento - Empalme MLE
29	YARIGUI 104	ISLA 1	CGO	1	1	21-Feb-08	08-Abr-09	08-Abr-09	PULLED	412	0	1	1	Baja Productividad	Arena en la bomba y eje roto
	YARIGUI 104	ISLA 1	CGO	1	2	09-Abr-09	01-Abr-11	08-Abr-11	PULLED	722	0	1	0	Arenamiento	
	YARIGUI 104	ISLA 1	CGO	1	3	10-Abr-11			<b>RUNNING</b>	285	0	0	0		
30	YARIGUI 105	ISLA 4	ISLA 4	1	1	30-Oct-07	13-Mar-09	13-Mar-09	PULLED	500	0	1	0	Cambio de sistema de levantamiento	
31	YARIGUI 106	ISLA 4	ISLA 4	1	1	20-Oct-07	19-Mar-09	19-Mar-09	PULLED	516	0	1	1	Baja Productividad	El scale tapono los pasajes de flujo de la bomba
	YARIGUI 106	ISLA 4	ISLA 4	1	2	15-Oct-10			<b>RUNNING</b>	462	0	1	0		
32	YARIGUI 107	ISLA 4	ISLA 4	1	1	18-Dic-07	23-Mar-09	23-Mar-09	PULLED	461	0	1	0	Cambio de sistema de levantamiento	
33	YARIGUI 108	ISLA 1	CGO	1	1	02-Ago-07	08-Ago-07	08-Ago-07	PULLED	6	1	1	0	Falla Electrica	Pothead / Error humano en la instalacion
	YARIGUI 108	ISLA 1	CGO	1	2	13-Sep-07	11-Ene-08	11-Ene-08	PULLED	120	1	1	1	Falla Electrica	Bajo aislamiento / Empalme MLE
	YARIGUI 108	ISLA 1	CGO	1	3	13-Ene-08			<b>RUNNING</b>	1468	0	0	0		

34	YARIGUI 109	ISLA 1	CGO	1	1	31-Ago-07	06-Dic-10	06-Dic-10	PULLED	1193	0	0	1	Baja Productividad	Tuberia Rota
	YARIGUI 109	ISLA 1	CGO	1	1	08-Dic-10			RUNNING	408	0	0	0		Se corre el mismo equipo
35	YARIGUI 110	ISLA 6	WILCHES	2	1	16-Abr-08			RUNNING	1374	0	0	0		
36	YARIGUI 112	ISLA 1	CGO	1	1	07-Dic-10			RUNNING	409	0	0	0		
37	YARIGUI 114	ISLA 1	CGO	1	1	02-Nov-09			RUNNING	809	0	0	0		
38	YARIGUI 116	ISLA 1	CGO	1	1	22-May-10			RUNNING	608	0	0	0		
39	YARIGUI 117	ISLA 10	CGO	1	1	19-Ago-10			RUNNING	519	0	0	0		
40	YARIGUI 119	ISLA 10	CGO	1	1	19-Sep-10			RUNNING	488	0	0	0		
41	YARIGUI 120	ISLA 1	CGO	1	1	10-Nov-10			RUNNING	436	0	0	0		
42	YARIGUI 124	ISLA 1	CGO	1	1	01-Jun-11			RUNNING	233	0	0	0		
43	YARIGUI 125	ISLA 1	CGO	1	1	23-Feb-11			RUNNING	331	0	0	0		
44	YARIGUI 127	ISLA 1	CGO	1	1	25-Mar-11			RUNNING	301	0	0	0		
45	YARIGUI 501	ISLA 10	CGO	1	1	30-Dic-10			RUNNING	386	0	0	0		
46	YARIGUI 520	ISLA 10	CGO	1	1	19-Ago-10			RUNNING	519	0	0	0		

47	CRISTALINA 04	CRISTALINAS	CRISTALINAS	2	1	01-Feb-08	23-Abr-08	23-Abr-08	PULLED	82	0	1	0	Baja Productividad	Encontró bomba taponada por scale
	CRISTALINA 04	CRISTALINAS	CRISTALINAS	2	2	26-Abr-08	21-Oct-08	21-Oct-08	PULLED	178	0	1	0	Baja Productividad	Encontró bomba taponada por scale
	CRISTALINA 04	CRISTALINAS	CRISTALINAS	2	3	27-Oct-08	08-Sep-10	08-Sep-10	PULLED	681	0	0	1		
	CRISTALINA 04	CRISTALINAS	CRISTALINAS	2	4	11-Sep-10			<b>RUNNING</b>	496	0	0	0		
48	GARZAS 03	GARZAS	GARZAS	1	1	16-Feb-08	03-Oct-09	03-Oct-09	PULLED	595	0	1	1	Baja Productividad	
	GARZAS 03	GARZAS	GARZAS	1	2	03-Oct-09	09-Nov-09	09-Nov-09	PULLED	37	0	1	0	Cambio de sistema de levantamiento	
49	GARZAS 05	GARZAS	GARZAS	1	1	06-May-08			<b>RUNNING</b>	1354	0	0	0		
50	GARZAS 06	GARZAS	GARZAS	1	1	05-Ago-08			<b>RUNNING</b>	1263	0	0	0		
51	TISQUIRAM A 06	TISQUIRAMA	TISQUIRAMA	1	2	03-Oct-09			<b>RUNNING</b>	839	0	0	0		
52	TISQUIRAM A 09	TISQUIRAMA	TISQUIRAMA	1	2	08-Oct-08			<b>RUNNING</b>	1199	0	0	0		

<b>TOTAL RUNNING</b>	<b>40</b>
<b>TOTAL PULLED</b>	<b>83</b>
<b>TOTAL WORKOVER</b>	<b>123</b>