
EVALUACIÓN DE LOS FACTORES QUE AFECTAN A LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO “IRO A” DEL BLOQUE 16

Gustavo Montenegro, David Flor
dgustavomiq@hotmail.com; dflor_arteaga@hotmail.com

Universidad Central del Ecuador. Facultad de Ingeniería Química. Casilla 17-01-3972
Recibido: 10 febrero 2015 Aceptado: 14 mayo 2015

RESUMEN

Estudio de los factores que afectan la producción de 39 pozos petroleros del campo “Iro A” del bloque 16, provincia de Orellana, identificando los puntos críticos del sistema de bombeo electrosumergible, particularmente del equipo de fondo, para tomar acciones que aseguren la integridad y vida útil de los pozos y líneas de producción.

Para la evaluación se consideraron los informes de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos, el tiempo de vida útil de cada equipo y los daños y costos que implican que un pozo deje de producir. El índice de Oddo–Tomson que predice la tendencia del agua de formación a formar incrustaciones en el sistema y en la tubería, se obtuvo a partir de modelos matemáticos que incluyen las siguientes variables: características fisicoquímicas del fluido que se extrae de los reservorios Basal Tena, U superior, U inferior, U media, M1 y condiciones de producción, según corresponda a cada pozo, con el objeto de realizar un mapa de corrosividad del campo que relacione los parámetros antes mencionados.

Las aguas de formación de los reservorios U media y U superior, con salinidades altas, entre 60.000 ppm y 99.000 ppm, tienden mayormente a formar incrustaciones, luego las principales y más costosas causas por las que un pozo se va a reacondicionamiento son los problemas mecánicos-eléctricos en el equipo de fondo, seguidos por problemas de escala y corrosión.

PALABRAS CLAVES: Pozos petrolíferos; Agua de formación; Corrosión; Incrustaciones; Índice de Oddo–Tomson; Evaluación; Bombeo electrosumergible; Reacondicionamiento.

ABSTRACT

An assessment of the factors affecting the production of 39 oil wells in “IRO A” field of Block16, Orellana province identifying the critical points of the electric submersible pumping system, particularly bottom hole equipment, in order to take actions that ensure the integrity and useful life of the wells and production lines.

Included in the evaluation were reports on well work overs, the useful life of each piece of equipment, and the damages and costs involved in a well’s ceasing to be productive.

The Oddo-Tomson Index, which predicts the tendency of formation water to form scale in the system and the tubing, was obtained from mathematical models that include the following variables: physi-

cochemical characteristics of the fluid being extracted from reservoirs Basal Tena, upper U, lower U, middle U, M1, as well as production conditions, peculiar to each well, with the objective of making a field corrosion map that interrelates the parameters mentioned above.

Formation water from reservoirs middle U and upper U, with high salinity, between 60000 ppm and 99000 ppm, especially tend to form scale, subsequently the principal and most costly cause of a well's requiring a work over involving mechanical-electrical bottom equipment, followed by scale and corrosion.

KEYWORDS: Oil well; Formation water; Corrosion; Scaling; Oddo–Tomson Index; Evaluation; Electro submersible pumping; Work over.

1. INTRODUCCIÓN

El petróleo desde su yacimiento se encuentra asociado con grandes cantidades de gas y agua de formación, por esta razón las operadoras dedicadas a la producción de petróleo gastan grandes cantidades de dinero para hacer frente a los problemas ocasionados por estos fluidos.

El agua de formación, debido a su alto contenido de sales y metales pesados, afecta en gran medida a la integridad de las tuberías y a los equipos utilizados para la extracción y deshidratación del petróleo, provocando problemas de corrosión o formación de incrustaciones. Por tal razón es necesario el estudio de las características físicas y químicas del agua de formación, así como de las condiciones de operación para la selección de un tratamiento químico adecuado que asegure una vida útil aceptable de los equipos y tuberías.

La meta principal de toda industria productora de petróleo, es tener la máxima producción del recurso a un costo razonable.

Uno de los problemas que dificultan llegar a esta meta es el paro de producción de ciertos pozos, debido a daños que se producen generalmente en el sistema de levantamiento artificial y en el yacimiento productor de petróleo, todo esto conllevan a la realización de trabajos de reacondicionamiento de pozos.

El presente trabajo analiza los principales factores que afectan a la producción de petróleo, basándose en los daños y evidencias más comunes encontrados en los informes de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos y teniendo como una de las metas principales la elaboración de un mapa de corrosividad del campo “Iro A” ubicado en el bloque 16, con la finalidad de identificar puntos críticos en el sistema, de tal manera que permita tomar las acciones necesarias para asegurar la integridad de pozos y líneas, mantener un tiempo de vida útil aceptable en los equipos y plantear recomendaciones que ayuden a disminuir pérdidas innecesarias en la producción.

2. EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

2.1 Bombeo electrosumergible

El sistema de bombeo electrosumergible (B.E.S) es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica, para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

El bombeo electrosumergible ha probado ser un sistema artificial de producción eficiente y económica. En la industria petrolera es necesario seleccionar adecuadamente el sistema de extracción de petróleo más idóneo basándose en

las características de la formación y las propiedades de los fluidos; es decir un pozo candidato a producir artificialmente petróleo con bombeo electrosumergible, debe reunir características que no afecten su funcionamiento como las altas relaciones gas/aceite, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos, que son factores con influencias indeseables sobre la eficiencia del equipo[1].

2.2 Trabajos de reacondicionamiento de pozos

Conjunto de actividades operativas a desarrollar en un pozo para restaurarlo e incrementar su producción. Usualmente involucran a un taladro de servicios a pozos, sin embargo muchos tipos de reacondicionamiento son realizados sin taladros[2].

2.3 Agua de formación

El agua que está en la formación se halla a la presión y temperatura de la misma, y al ser el agua un disolvente universal, con el tiempo que ha permanecido en esas condiciones, disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman, en un equilibrio químico.

Cuando se inicia la explotación del petróleo por medio de pozos productores, el agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie, cambiando sus condiciones de presión y temperatura.

Al ser la presión y la temperatura cada vez menor, esta agua de formación que se hallaba a condiciones de yacimiento se sobresatura de las sales disueltas a lo largo de la tubería de producción y en la superficie.

Por esta razón los iones en solución forman las diferentes sales, que se precipitan como incrustaciones adherentes en las líneas de conducción y demás equipos de producción.

Estas incrustaciones pueden ser diferentes, dependiendo de la composición fisicoquímica del agua que se maneje; por tanto los primeros problemas en las instalaciones de producción de

petróleo son las precipitaciones de las diferentes sales[3].

2.4 Formación de escala

El nombre escala es generalmente aplicado a cualquier deposición dura formada en un equipo que está en presencia de agua. Por esta definición, los depósitos de escala en los procesos de producción de petróleo, pueden ser productos insolubles de corrosión, tales como: sulfuros de hierro, carbonato de calcio y óxidos de hierro, o también escala mineral que se precipita directamente del agua[4].

2.5 Predicción de formación de escala mediante índices de saturación

Los índices de saturación son una medida del grado de sobresaturación de las sales de carbonato de calcio en la solución que las contiene, en este caso, agua de formación e indica la fuerza motriz disponible para causar una precipitación en forma de escala o incrustaciones. Mientras mayor sea el valor del índice de saturación, es mayor la probabilidad de que la formación y precipitación de escala ocurra, sin embargo, este índice no predice la cantidad exacta de escala que precipitará[5].

2.6 Método de Oddo y Tomson

Las ecuaciones desarrolladas por Oddo y Tomson permiten el cálculo de un índice de saturación y considera el efecto de la presión total del sistema y la manera en que varía la presión parcial de CO₂[6].

3. EXPERIMENTACIÓN

3.1 Análisis de evidencias de los trabajos de reacondicionamiento de los pozos

De las bases de datos existentes de los registros de reacondicionamiento de los pozos, se obtuvo información importante acerca del tiempo de vida de cada equipo, el número de rea-

condicionamientos que se realizó a cada pozo, zonas productoras, especificaciones del equipo de fondo, materiales de tubería, juntas y costos detallados de lo que implica realizar un reacondicionamiento.

Con la información obtenida se determinó en primer lugar, la frecuencia con la que se realizó los reacondicionamientos en cada pozo en un tiempo determinado, luego se considera el tipo de daño al equipo, es decir las causas por las que se realizó el reacondicionamiento y el costo que llevó realizarlo, después se plantea un análisis de materiales y tipos de juntas utilizados en la completación del pozo y finalmente se plantea un análisis de la inyección del biocida, en pozos que pueden fallar por causa de corrosión por bacterias.

3.2 Análisis de tendencias de cada pozo determinadas a partir del cálculo del índice de saturación de Oddo y Tomson

La información necesaria para el cálculo del índice de saturación de Oddo y Tomson se obtuvo de los análisis físicoquímicos del agua de formación, condiciones de presión y temperatura en el fondo, descarga de la bomba y cabeza del pozo, profundidad a la que se encuentra el equipo electrosumergible y caudales de crudo, agua de formación y gas.

El sistema objeto del presente análisis, recae en dos casos de cálculo, el primero en el que se desconoce el pH y la fase gas se encuentra ausente, esto ocurre en el fondo de ciertos pozos que trabajan sobre la presión de burbuja y, el segundo caso en que la fase gas está presente y aumenta a medida que el fluido se acerca a la superficie del pozo y la presión del sistema disminuye.

4. RESULTADOS

En las tablas y gráficos que se indican a continuación se encuentran los resultados del presente estudio.

Tabla 1. Problemas por los que se realizan los trabajos de reacondicionamiento de pozos

Problema	Frecuencia	Porcentaje %
Sello	14	23
Motor	13	21
Escala	8	13
Bajo aislamiento	6	10
Corrosión	6	10
Reservorio	4	6
Eje	4	6
Operación	4	6
Cable	3	5
Total	62	100

Tabla 2. Costos que implica la realización de trabajos de reacondicionamiento de pozos en función de causas de falla

Problema	Costo, \$	Porcentaje, %
Sello	2'987.083,50	24,46%
Escala	2'295.923,97	18,80%
Motor	1'895.263,33	15,52%
Corrosión	1'555.209,33	12,74%
Reservorio	1'174.290,00	9,62%
Eje	762.601,05	6,24%
Operación	560.848,80	4,59%
Cable	509.996,00	4,18%
Bajo aislamiento	470.311,00	3,85%
TOTAL	12'211.526,98	100,00

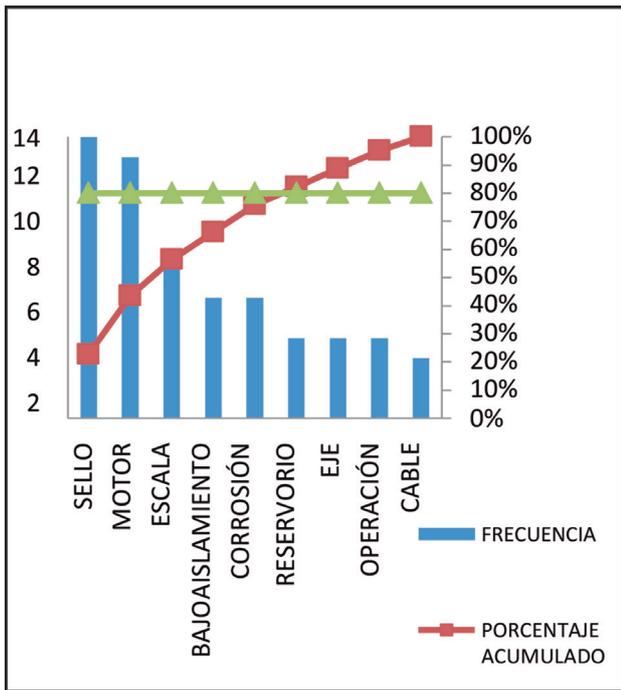


Figura 1. Diagrama de Pareto de las causas por las que se realizan los trabajos de reacondicionamiento de pozos en el campo “Iro A”.

Tabla 3. Análisis de causas generales por las que se realiza el reacondicionamiento de pozos

Causas Generales de reacondicionamiento de pozos	Frecuencia	Porcentaje, %
ELÉCTRICO	22	35,48
RESERVORIO	18	29,03
MECÁNICO	18	29,03
OPERACIÓN	4	6,45
TOTAL	62	100,00

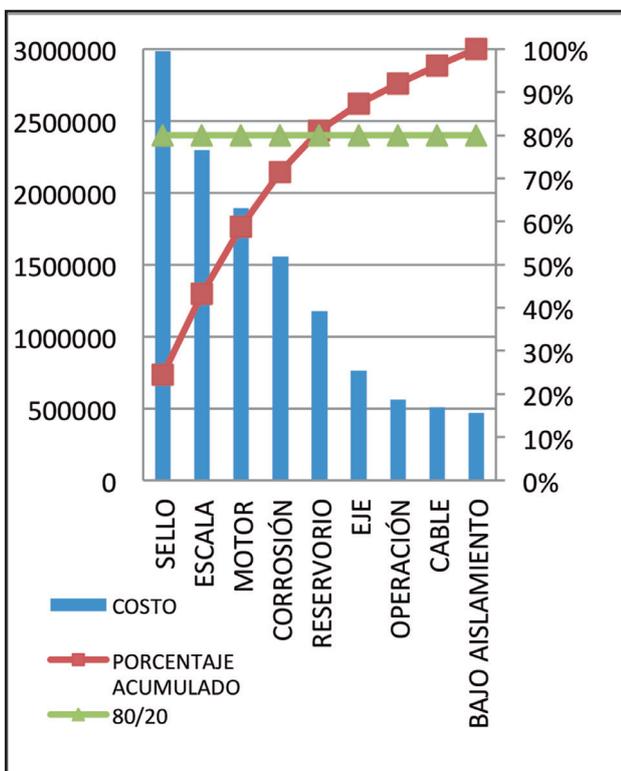


Figura 2. Diagrama de Pareto de los costos que implica la realización de trabajos de reacondicionamiento en función de causas de falla en el campo “Iro A”.

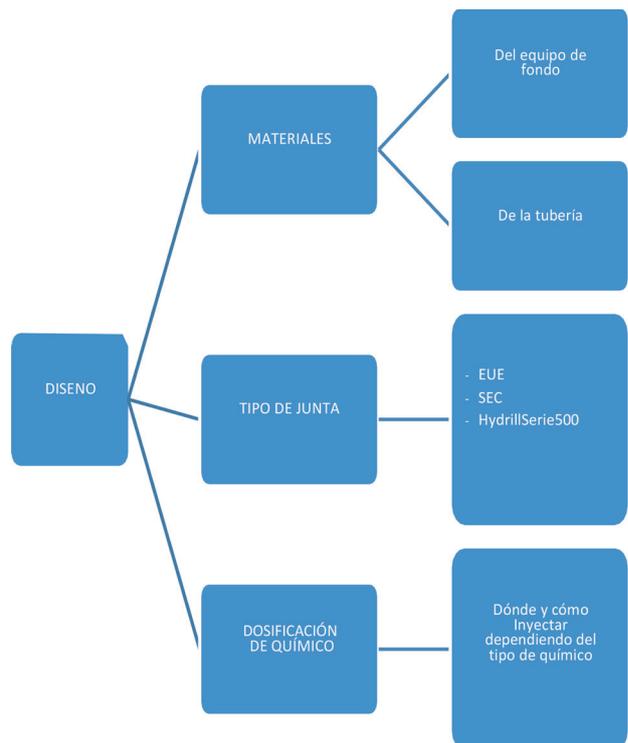


Figura 3. Factores de diseño que pueden llevar a un pozo a reacondicionamiento en el campo “Iro A”.

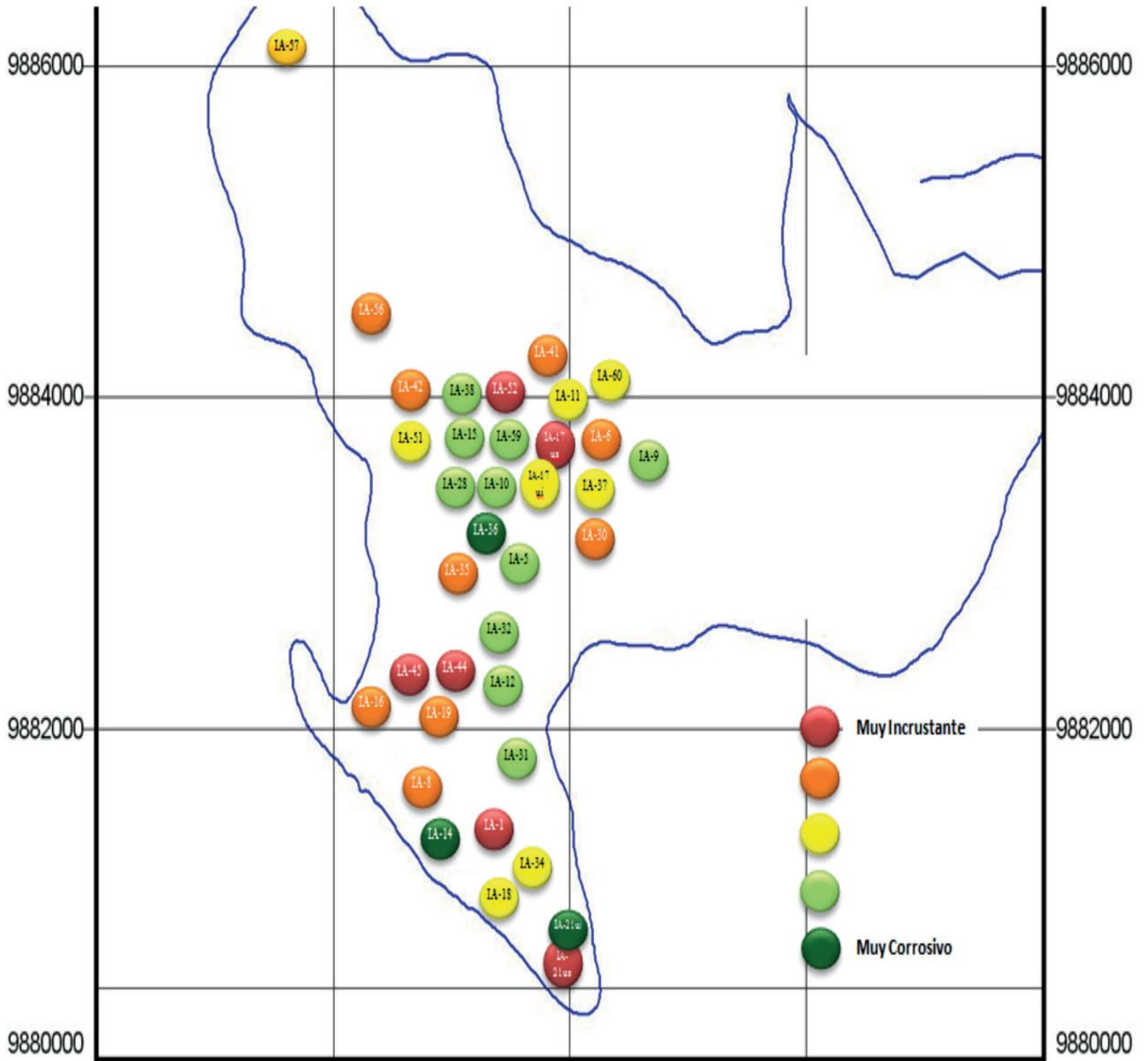


Figura 4. Mapa de Corrosividad del Campo "Iro A".

Tabla 4. Análisis de tendencias de los pozos del campo “Iro A” del bloque 16

POZO	ZONA PRODUCTORA	TAPÓN	SALINIDAD	CORTEDE AGUA,%	H ₂ S,mg/L	PONDERACIÓN
IRO A52	Us	NO	73000	96,05	5	10
IRO A1	Um	NO	56000	88	13	10
IRO A45	Us	NO	90170	31	10	10
IRO A44	Us	NO	99350	71,25	10	10
IRO A21	Us	NO	78000	82	10	9
IRO A17	Us	NO	68500	96	15	9
IRO A30	M1	NO	17000	97,4	15	8
IRO A16	Um	SI	35200	72	15	8
IRO A19	Um	SI	58400	28	5	8
IRO A42	Us	NO	74000	92,3	8	8
IRO A41	Us	NO	70000	90,27	10	7
IRO A56	Ui	NO	20000	83,2	15	7
IRO A8	Um	SI	36300	58,5	10	7
IRO A35	BT	NO	47800	25	5	7
IRO A6	Ui	NO	15300	97	20	7
IRO A7	Ui	NO	18500	93,6	20	6
IRO A18	Um	NO	30200	71	10	6
IRO A51	Ui	NO	21100	80	10	6
IRO A17	Ui	NO	17600	96,7	20	6
IRO A37	M1	NO	18400	97,5	80	5
IRO A60	M1	NO	23500	82,37	25	5
IRO A34	M1	NO	25000	30	70	5
IRO A11	Ui	NO	17000	95,5	20	5
IRO A57	Ui	NO	18600	96,37	25	5
IRO A32	M1	NO	16000	97	30	4
IRO A9	Ui	NO	18000	96	50	4
IRO A38	M1	NO	23200	84,5	30	4
IRO A5	Ui	NO	18100	93	22	4
IRO A15	Ui	NO	17600	95,7	16,2	3
IRO A10	M1	NO	18700	95	40	3
IRO A28	Ui	NO	18000	95,5	20	3
IRO A59	M1	NO	16700	98	100	3
IRO A12	M1	NO	18000	95	20	3
IRO A31	M1	NO	16000	97	20	3
IRO A21	Ui	NO	18000	94,9	25	2
IRO A14	M1	NO	16700	94	20	2
IRO A36	M1	NO	17100	95,3	5	1

MUY INCRUSTANTE

MUY CORROSIVO

DISCUSIÓN

- Se partió del análisis de las evidencias de los daños en el equipo de fondo, tubería y juntas, indicados en los reportes de los reacondicionamiento de pozos, los cuales fueron de gran ayuda, pues identifican las partes dañadas y las causas que pudieron haber causado dichos daños; esta información fue clasificada en tablas y se tuvo una idea clara de los puntos más críticos de la plataforma de pozos del campo “Iro A”; sin embargo, debido a la existencia de pozos nuevos, los cuales no tienen ningún tipo de evidencia, dado que no se les ha realizado ningún trabajo de reacondicionamiento, no se determinaron los aspectos críticos de los mismos.
- De los informes de los trabajos de reacondicionamiento de pozos y análisis de fallas en los equipos de fondo, se tiene una amplia información del estado con el cual salieron el equipo electrosumergible, la tubería y las juntas del pozo; sin embargo fue necesario realizar un estudio para determinar la causa inicial de los problemas, considerando además que no siempre se realizaban informes del análisis de fallas del equipo de fondo en todos los pozos que dejaban de producir.
- El análisis para determinar la tendencia del pozo a formar incrustaciones, o presentar corrosión, se basó en el cálculo del índice de saturación de Odde y Tomson, el cual también lo realiza la empresa encargada del tratamiento químico del campo. El aporte del presente estudio es la inclusión de las condiciones de descarga de la bomba en el cálculo del índice de saturación, lo cual se consideró importante hacerlo, porque proporciona una idea más clara de lo que sucede en el equipo de fondo, el cual se quiere mantener con un tiempo de vida útil aceptable.
- En los diagramas de Pareto, se aprecia que las principales causas por la que los pozos van a reacondicionamiento, son daños eléctricos y mecánicos en el equipo, seguidos por daños a causa de formación de escala, por lo cual es

necesario realizar un estudio técnico y económico del tipo de material usado en el equipo y tubería, el tipo de junta utilizada y la regularidad de dosificación de biocida en los pozos.

- Es necesario hacer un seguimiento sistemático del comportamiento del equipo de fondo, es decir, cambios de presión, de temperatura y vibraciones, por medio del sensor que éste tiene; además se debe realizar análisis fisicoquímicos del agua de formación, con la finalidad de detectar cualquier cambio en sus propiedades y tomar acciones preventivas, especialmente en la dosificación de los productos químicos y así evitar que el pozo deje de producir, por problemas de corrosión o incrustaciones.

6. CONCLUSIONES

- Del análisis de la frecuencia con que se realizaron los trabajos de reacondicionamiento de pozos y de los tiempos de vida de los equipos electrosumergibles en el campo “Iro A”, se determina que los puntos más críticos son los pozos “Iro A37”, “Iro A1”, “Iro A21”, “Iro A33” e “Iro A8”. Cabe recalcar que en el presente estudio no se incluye el análisis del comportamiento de los pozos nuevos.
- Al analizar el diagrama de Pareto (Figura 1) sobre las causas por las cuales se realiza el reacondicionamiento de pozos, se tiene que los principales problemas son: sello, motor, escala, bajo aislamiento y corrosión; concluyéndose que la principal razón por la que el pozo deja de producir se debe a daños en el equipo de fondo.
- Al incluir los costos de cada reacondicionamiento, el diagrama de Pareto (Figura 2), determina que los daños más costosos son por problemas eléctricos y de reservorio, coincidiendo con lo especificado anteriormente, en que las principales y más costosas causas son por problemas en el equipo de fondo, seguidos por problemas de escala y corrosión.

- Del mapa de corrosividad (Figura 4) obtenido, se aprecia que el campo estudiado, en su mayoría tiende más a la formación de escala, específicamente en la cabeza y fondo; mientras que, en el punto de descarga tiende a ser más corrosivo. Los puntos más críticos son los pozos “Iro A1”, “Iro A52”, “Iro A45” e “Iro A44”, que tienden a formar escala; mientras que los pozos que tienden a ser más corrosivos son: el “Iro A36”, “Iro A14” e “Iro A21Ui”.
- De las causas generales de los reacondicionamientos de pozos (Tabla 3), y de la clasificación de fallas presentada por la empresa Baker Centrilift, se concluye que los principales problemas que llevan a un pozo a parar su producción se debe a daños eléctricos en el equipo de fondo, seguidos de problemas en el reservorio, principalmente de escala.
- De la tabla de análisis de tendencias de los pozos de “Iro A” (Tabla 4), obtenida mediante el cálculo del índice de Oddo y Thomson, a partir de los resultados de los análisis fisicoquímicos, condiciones de presión, temperatura y flujos de gas, agua y crudo presente en cada pozo del campo se observa que las aguas de formación más salinas, cuyas concentraciones varían entre 60.000 y 99.000 ppm, son las de mayor tendencia a formar incrustaciones, en especial las pertenecientes a los reservorios U media y U superior.

AGRADECIMIENTO

Los autores expresan su agradecimiento al Departamento de Ingeniería de Producción de Repsol-Ecuador, por su valioso apoyo para el desarrollo de este estudio.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ESPÍN, Cristian. Resumen de Bombeo Electrosumergible, Ensayo para Ingeniería Industrial, Tecnológico de Ciudad de Madero, México, 2012, p.1 [Fecha de consulta: 5 de septiembre 2012]. Disponible en: <http://www.buenastareas.com/ensayos/Bombeo-Electro-Sumergible/7208190.html>
- [2] ÑACATO, Santiago. Análisis técnico- económico para incrementar la producción de petróleo mediante la reevaluación de los pozos cerrados en el campo Shushufindi para su reapertura. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos, Universidad Central del Ecuador. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Quito, 2010 p. 32. [Fecha de consulta: 5 septiembre 2012]. Disponible en: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/197/1/T-UCE-095.PDF>
- [3] CHERREZ, Luis. Evaluación de la reinyección de agua a la formación “Tiyuyacu” del campo Sacha. Trabajo de Grado. Ingeniero de Petróleos, Universidad Central del Ecuador. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Quito, 2009 p. 26. [Fecha de consulta: 20 de octubre del 2012]. Disponible en: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/198/1/T-UCE-075.PDF>
- [4] Ibid., p. 31
- [5] PATTON, Charles. Applied Water Technology. Campbell Petroleum Series, USA, 1995. p. 70
- [6] Ibid., p. 71

