**“OPTIMIZACIÓN DELSISTEMA DE REINYECCIÓN DE AGUA DEL PAD AMO A DEL BLOQUE 16 OPERADO POR LA COMPAÑÍA REPSOL - YPF”**

Antonio Hoyos Calle[1], Ricardo Gallegos Orta[2]

[1]Egresado de Ingeniería en Petróleos 2003

[2]Director de Tópico, Ingeniero en Petróleos, Universidad del Zulia - Venezuela, MSc, EEUU, Universidad Wyoming, MBA, Universidad Tulane, Decano de la FICT

**RESUMEN**

Para realizar un adecuado diagnóstico del sistema, se hizo un análisis de las tres partes fundamentales que intervienen, las cuales son:

- El Reservorio Receptor
- El Agua de Reinyección
- Equipos de Reinyección

La información recopilada acerca del Reservorio receptor abarca: información geológica como ambientes depositacionales, estratigrafía en general y edades geológicas; además se determinan los parámetros petrofísicos mediante pruebas realizadas, que se describen dentro del presente trabajo. Luego se calculan de las posibles tasas de reinyección y se analiza la capacidad de bombeo que poseen los actuales Equipos de Reinyección.

Posteriormente se hace un diagnóstico de las condiciones actuales de los equipos de reinyección y se describe el tratamiento que recibe el agua de producción, considerando que luego de este análisis vamos a poder hacer

recomendaciones generales para resolver anomalías presentes en los Equipos.

Se elaboro un análisis para ver la factibilidad de la reinyección a mayores presiones, usando el modelo de simulación del campo Amo. Conjuntamente se presentan el procedimiento para elaborar los cálculos, y obtener las máximas tasas de reinyección que el yacimiento M1 puede aceptar.

Finalmente, se elabora un análisis costo – beneficio del equipo propuesto, y se exponen las conclusiones y recomendaciones.

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo trata acerca de la Optimización de un Sistema de Reinyección de Agua, enfocado en la factibilidad de reinyectar a mayores presiones. La importancia de que el sistema trabaje de una forma más eficiente, radica en los altos costos que se generan debido a la gran cantidad de energía requerida para reinyectar altos volúmenes de agua, que en Repsol – Ypf Ecuador llegan a seiscientos mil barriles por día.

## CONTENIDO

El reservorio receptor, el yacimiento M1, corresponde al depósito clástico regresivo final del Cretácico superior y estratigráficamente se localiza al tope de la formación Napo. La arenisca es generalmente de origen fluvial (canales apilados) a la base, pasando por ambientes estuarino y marino transicional hacia el tope. A la base la arenisca se presenta masiva, homogénea y arealmente continúa, con direcciones preferenciales de aporte del norte y del este; en cambio que, los niveles superiores de la arenisca presentan complejas geometrías de distribución. Para un mejor estudio, esta arena se la ha dividido en varias unidades, A y A1, que están en la parte superior, y C, F y H que conforman la sección inferior. Siendo la unidad C, la que presenta mejores condiciones geológicas para realizar la reinyección.

Para evaluar los parámetros petrofísicos, se hizo una prueba de Falloff en el pozo Amo A6, pero por condiciones operacionales, los datos obtenidos de la prueba no correspondían con el comportamiento del pozo, y es por esto que se tuvo que utilizar el Hall Plot, el cual es un método alternativo con muchas ventajas en comparación con las pruebas de restauración de presión (Falloff), y se obtuvo que el valor del daño de formación era de:

**Tabla : Daño de formación obtenido con el Hall Plot**

| Pozo | Daño de formación (S) |
|---|---|
| Amo A1 | -- |
| Amo A2 | -- |
| Amo A3 | 9.8 |
| Amo A6 | 36.9 |

Además, se verifico la compatibilidad entre el agua de reinyección y de la formación receptora, y de esta manera podemos determinar que no existe hinchamiento de arcillas, ni tampoco depositación de sólidos por esta razón. Conjuntamente se analizo la calidad del agua de reinyección luego de que pase por la planta de tratamiento del agua de producción; y se obtuvo que el contenido de sólidos en el agua de reinyección actualmente sobrepasa los 50 ppm y el contenido de crudo en agua es de 40 ppm, sobrepasando así el límite máximo de 15 ppm de sólidos y de crudo en agua. Esto es debido al poco tiempo de residencia que el agua tiene dentro de la planta de tratamiento, ya que esta fue diseñada para cuatrocientos cincuenta mil bapd (barriles de agua por día) y esta funcionando con mas de seiscientos mil bapd.

Toda la información anterior, se complementa con la disponibilidad de los equipos de reinyección existentes y así determinar las posibles máximas tasas de reinyección; para lo cual primeramente se verificó el estado de los equipos y se realizó pruebas de probetas de corrosión y ensayos no destructivos de las líneas de superficie, y así determinar que la máxima velocidad de corrosión existente es de 16 mpy (milésimas de pulgada por año), y si el equipo sigue esta tendencia tendrá un periodo de trabajo máximo de 25 años lo cual perfectamente entra dentro del tiempo de participación del contrato. También se determino la capacidad máxima de los equipos de reinyección, la cual la determinan las bombas y fue de:

**Tabla 2: Caudales máximos de las bombas de reinyección**

| BOMBA | POZO | Qmax (B/D) | P (psia) | EF (%) |
|---|---|---|---|---|
| SULZER MSD 6x8x11D | AMO A 1, AMO A 2 | 58310 | 2400 | 80 |
| REDA | AMO A 3, AMO A6 | 36000 | 1800 | 77.45 |

Antes de calcular las máximas tasas de reinyección posibles, se comprobó la factibilidad del aumento usando el simulador llamado Eclipse y mediante el cual se pudo constatar que la reinyección en los pozos de Amo A no afectan en la producción de petróleo de los pozos. Para calcular las tasas posibles se utilizo la fórmula dada por Craig, la cual es la misma que se utiliza en la inyección de agua antes de la interferencia, y con la misma se obtuvo que las máximas tasas que el yacimiento M 1 podría soportar son:

**Tabla 3: Tasas máximas de reinyección posibles, para el yacimiento M1**

| | AMO A 1 | AMO A2 | AMO A 3 | AMO A 6 |
|---|---|---|---|---|
| h(ft) | 64 | 34 | 54 | 56 |
| k(md) | 5280 | 5000 | 2400 | 1800 |
| Pr(psi) | 3250 | 3280 | 3250 | 3280 |
| Pwf(psi) | 6500 | 6500 | 6500 | 6500 |
| Uw(cp) | 0,32 | 0,32 | 0,32 | 0,32 |
| Uo(cp) | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Krw | 0,294 | 0,294 | 0,294 | 0,294 |
| Kro | 1 | 1 | 1 | 1 |
| re(pies) | 3600 | 3600 | 3600 | 3600 |
| r(pies) | 1000,0 | 1000,0 | 1000,0 | 1000,0 |
| rw(pulg) | 7 | 7 | 8,681 | 7 |
| Sor | 0,4337 | 0,4337 | 0,4337 | 0,4337 |
| Poro | 0,17 | 0,17 | 0,17 | 0,17 |
| Gfract | 0,896 | 0,896 | 0,896 | 0,896 |
| TVD | 7672 | 7697 | 7710 | 7718 |
| Pf | 6874 | 6897 | 6908 | 6915 |
| S | | | 9,8 | 36,9 |
| iw | 107631,1 | 60426,5 | 41761.2 | 31567 |

La presión de fractura de la formación, fue dada por el departamento de reservorios de Repsol Ypf, pero, normalmente se obtiene de las pruebas de inyectividad; y las permeabilidades relativas fueron tomadas al agua cuando el valor de la saturación de petróleo es la residual, y la permeabilidad al petróleo cuando la saturación del agua es la intersticial. Los valores de Tasas de reinyección máximos ($i_w$) correspondientes a los pozos Amo A1 y A2, son poco probables de obtenerlos con equipos convencionales, y se necesitarían presiones en cabeza de alrededor de 10000 psi (pozo Amo A1) y tenemos la limitante que la presión máxima de los cabezales de pozo no pueden ser mayores a 4000 psi, razón por la cual se obtuvo las tasas que se generarían utilizando una presión en cabeza de 3500 psi (por razones de seguridad no se utiliza la máxima) y se muestran a continuación:

**Tabla 4: Tasas posibles con el equipo propuesto**

| | Pwh (psi) | ΔPf (psi) | Pwf (psi) | Qi (B/D) |
|---|---|---|---|---|
| Amo A1 | 3500 | 1406 | 5160 | 58000 |
| Amo A2 | 3500 | 754 | 5700 | 45000 |
| Amo A - 3 | 3500 | 374 | 6100 | 35000 |
| Amo A - 6 | 3500 | 392 | 6100 | 28000 |

Estas iw, generarían perdidas de presión por fricción en tuberías de hasta 1400 psia (pozo Amo A1), sobrepasando los límites permisibles para evitar desgaste excesivo en las tuberías. La manera que se puede lograr reducir las pérdidas por este motivo sería evitando el uso del tubing en las completaciones de los pozos reinyectores, y según los cálculos la pérdida máxima podría ser no mayor a 200 psia.

Así mismo se calculo la factibilidad económica de incluir los equipos de reinyección propuestos, se calculó la máxima inversión que debería tener para alcanzar una rentabilidad económica y se obtuvo lo siguientes valores:

**Tabla 5: Valores máximos de inversión para aplicar equipo propuesto**

| POZO | Costo anual ($) | VP ($) |
|---|---|---|
| Amo A1 | 73651 | 244926,4 |
| Amo A2 | 95746 | 318403,3 |
| Amo A3 | 58921 | 195941,8 |
| Amo A6 | 36825 | 122461,5 |

Los valores máximos de inversión para obtener alguna inversión deberían ser inferiores a los calculados, siendo mucho mayor si la VP sean mucho menores. Pero los costos que tienen este tipo de equipos en el mercado sobrepasan los límites calculados, llegando a la conclusión de que no es factible implementar equipos de mayor capacidad.

## CONCLUSIONES

1. La prueba de Falloff test no da ninguna información útil ni valedera porque no concuerda con la realidad de la reinyección en el pozo Amo A6.

2. La formación M 1 presenta excelentes porosidades, altas permeabilidades las que hacen que se convierta un magnifico reservorio receptor de agua de reinyección.

3. El agua de reinyección y de formación son compatibles, de esta manera no hay riesgos de que se presenten hinchamiento en las arcillas del reservorios.

4. La factibilidad de reinyección a mayores presiones y caudales, es posible por las altas presiones de fractura que tiene la formación M1.

5. La reinyección a altos caudales no afectan en la producción de los pozos productores del yacimiento M1, debido a que el agua es reinyectada es infinitamente menor si es comparada con el acuífero de fondo.

6. El tratamiento químico contra la corrosión ha generado buenos resultados debido a que no se encontró desgastes fuera de lo normal de las líneas de Reinyección.

7. El agua de reinyección es de mala calidad por que presenta una concentración de sólidos en suspensión y crudo, disminuyendo de esta manera la aceptabilidad del reservorio. Esto es debido a que la planta de tratamiento de agua esta trabajando fuera de los volúmenes permitidos.

8. La reinyección de pozos adicionales en sectores cercanos al Pad Amo A no afectarían a la producción del yacimiento.

9. La implementación de bombas que generen mayores presiones de descarga que la utilizada actualmente, no produce ninguna rentabilidad. Esto se determino en la relación costo - beneficio de estos equipos.

10. EL factor principal en la ineficiencia del sistema de reinyección del Pad Amo A, es la calidad del agua y un buen tratamiento producirá la optimización menos costosa y efectiva.

**REFERENCIAS**

1. BARRAGAN PAUL, “Optimización del Proyecto de Inyección de Agua del Campo Shushufindi” (Tesis Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1996)

2. BECKER J. R. , Corrosion & Scale Handbook, Penn Well Publishing Company, 1998 Tulsa Oklahoma.

3. EARLOUGHER ROBERT, Advance in Well Test Analysis, Segunda Edición, Miller the Printer, 1977, Dallas – Texas

4. HAWE DANIEL, Direct Approach Through Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculations And Eliminates Pressure Fall-Off Testing, SPE Paper 5985

5. HORNE RONALD, Modern Well Test Analysis, Copyright Petroway Inc.

6. JONES LOYD W., Corrosion and Water Technology, Tulsa University

7. LEVORSEN A.I. , Geología del Petróleo, Editorial de Buenos Aires, 1966

8. NÚÑEZ DEL ARCO EUGENIO, Geología Del Ecuador, Publicado por la Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Junio del 2003, Guayaquil

9. PARIS DE FERRER MAGDALENA, Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Segunda edición, Ediciones Astro Data S.A., Noviembre 2001, Caracas –Venezuela

10. PATTON CHARLES, Applied Water Technology, Campbell Petroleum Series, 1966, Dallas – Texas

11. REPSOL YPF –SCHLUMBERGER, Estudio de Manejo Integrado de Agua para los Campos Bogi, Capirón, Iro, Daimi y Amo

12. REPSOL YPF, Resumen General del Bloque 16, 2002

13. ROSE STEPHEN, BUCKWALTER JOHN AND WOODHALL, The Design Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monograph Series, 1989, Richardson – Texas
14. SMITH CHARLES ROBERT, Mechanics of Secondary Oil Recovery, Reinhold Publishing Corporation, July 1966 Department of Petroleum Engineering – The University of Wyoming

15. WILLHITE PAUL, Waterflooding, SPE Textbook series, Vol. 3