

PALABRA VERDADERA

*Aportes y Realidades de la Industria Venezolana de los Hidrocarburos
Dr. Martín Essenfeld Yahr - Prof. Miguel Castillejo*



POZOS PARA PRODUCIR PETRÓLEO Y AGUA POR TUBERÍAS DISTINTAS

Dr. Martín Essenfeld Yahr

Introducción

Uno de los problemas más interesantes del flujo de fluidos en la producción de hidrocarburos ocurre en yacimientos donde las diferencias de densidades son bajas, las diferencias en movilidades son altas (en razón de la viscosidad), las presiones capilares no ayudan a segregar gravitacionalmente las fases, y donde la sección vertical que contiene los hidrocarburos lleva a una configuración geométrica del yacimiento con un contacto original agua petróleo en el fondo de casi todos los pozos productores, resultado también de la geometría de la acumulación.

Ese era y es el problema: en este escenario operacional **tan peculiar**, cómo lograr mejor barrido lateral por el agua, controlando (si se puede) la conificación y el flujo preferencial del agua de fondo.



La situación operacional real

Lo arriba descrito no es un escenario hipotético de baja ocurrencia. Por el contrario, es una descripción somera de las condiciones que prevalecieron desde el inicio de la explotación del Campo Mingo en la Cuenca de Barinas, Venezuela.

Más aún, el acuífero que provee de energía natural al yacimiento es tan activo que se ha caracterizado como **hidrodinámico** (situación tampoco muy usual) lo cual ha resultado en una posición inclinada del contacto agua petróleo desde siempre; es decir el contacto inicial no es horizontal, sino inclinado, siendo **menos profundo es la dirección de proveniencia del agua de relleno y más profundo en el otro extremo (Figura 1)**.

Desde el descubrimiento del yacimiento, se confirmaron las dos realidades: el contacto inicial era inclinado, lo que afectaba la huella del yacimiento (reduciéndola hacia el Oeste y ampliándola hacia el Este), afectando necesariamente el posicionamiento de los puntos de drenaje; la otra realidad fue la existencia de una amplia zona de transición vertical, y además una diferencia muy baja de densidades.

Para complicar más aún la situación, en el desarrollo inicial de la mayoría de los yacimientos de la Cuenca se intentó controlar la producción del agua del fondo, con cañoneo parcial en el tope del horizonte, **promoviendo** agotamiento diferencial de presión, con fuerzas resultantes que llevaron a flujo esférico y por ende a la formación de conos que aceleraron la producción de agua y **desmejoraron el barrido lateral deseado**.

Otros operadores, intentaron cañoneo completo de la sección productora, con resultados de mejor barrido, pero produciendo agua en grandes volúmenes desde el principio, sin rehuirla con cañoneo parcial hacia el tope.

Participación de la ingeniería de petróleo venezolana

En 1979, CORPOVEN que era operadora del Campo Mingo, decide acometer una investigación de las opciones de explotación del mismo, utilizando ingeniería de EGEP, en equipo con su grupo propio en Barinas, y así se hizo.

La revisión de EGEP indicó como contraproducente la estrategia de cañoneo parcial, ya que promovía flujo **no-linear esférico** en lugar de **linear cilíndrico**, resultando en distribuciones de presión que acentuaban las resultantes de fuerzas verticales, lo que a su vez promovía la formación acelerada de **conos del agua de fondo**.

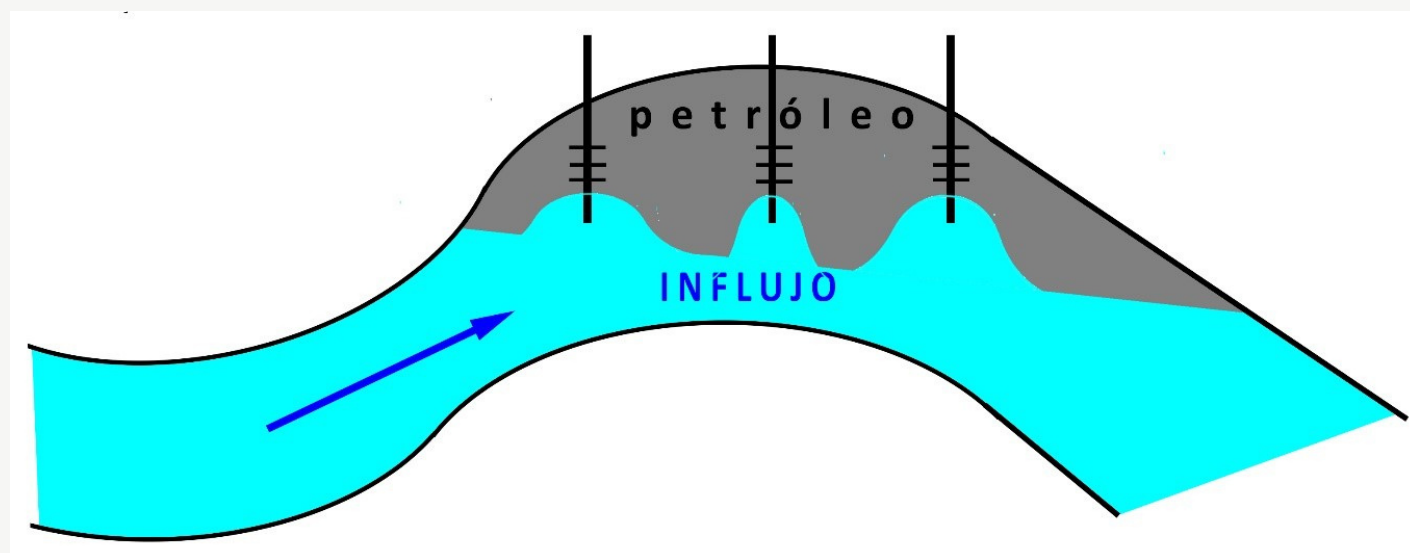


Figura 1. Campo Mingo – Influjo hidrodinámico, acuífero inclinado y conificación

Se propuso el cañoneo de secciones completas, para tratar de inducir flujo cilíndrico en lugar de esférico, y se demostró que se lograban mantener los cortes de agua, a pesar de los incrementos importantes de tasa total, resultando en una mayor tasa neta de petróleo, mejorando el barrido. **Esta era de las recomendaciones más obvias.**

No tan obvia, fue la propuesta de perforar un pozo de mayor diámetro, a fin de poder correr dos tuberías de producción y tener dos juegos de perforaciones: Uno en la sección vertical con petróleo, por encima del contacto, y otra en la sección inferior por debajo del contacto, fluyendo por tuberías distintas, y utilizando balancines de alta capacidad. La idea era prevenir o atenuar la formación de conos, además de inducir flujo radial-cilíndrico en la totalidad de la sección vertical, mejorando significativamente el barrido lateral.

Todo este plan de **cambio de estrategia de producción** se apoyó en el éxito logrado al lograr pasar a flujo cilíndrico a cortes iguales, en las **pruebas de incremento del intervalo cañoneado, con incremento de tasa sin incremento del corte de agua.**

La mayor participación en la Propuesta de Solución Operacional con Ingeniería Venezolana la tuvieron por EGEP Martin Essenfeld y por CORPOVEN Edgar Parra Perozo, quien desde su posición gerencial actuó con audacia técnica durante las pruebas de ampliación del cañoneo hacia la sección cercana al agua.

Sin embargo, el desarrollo acelerado de la producción en los Campos Guafita y La Victoria en Apure, el envío de la producción a Barinas por la nueva línea Guasualito-Silvestre, y el inicio del bombeo a mayor tasa por el oleoducto existente pero subutilizado por muchos años Barinas-El Palito incidieron, presupuestariamente, en que se pospusiera indefinidamente la perforación y completación del pozo de mayor diámetro-doble eductor en el Campo Mingo.

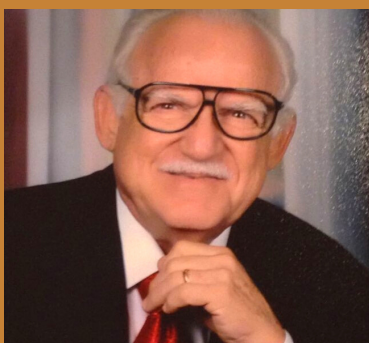
En cuanto a la permisología, había el antecedente previo de que en el Campo Silvestre (de la misma Cuenca) fue donde se

hizo el desarrollo más grande del país con bombas sumergibles electro centrífugas REDA, manejando tasas de 40-50 MBD de fluidos por pozo, haciendo rentable la operación a altísimos cortes de agua.

En ese momento de la revaluación del Campo Mingo en 1979, la Gerencia decidió que los hallazgos y resultados con la decisión de cañoneo completo de la sección vertical requerían ser expandidos, **antes de acometer la etapa del nuevo pozo y la prueba con doble-eductor**, ya que la tramitación de las autorizaciones ante las autoridades del Ministerio requerirían tiempo para presentar el “caso-técnico” a dichas autoridades sobre el incremento de barrido por la linearización del flujo, y demostrar que no era un simple caso de aceleración de producción para mejorar los rendimientos económicos de “el mismo volumen de reservas”. **Así quedó suspendido el desarrollo de la segunda etapa de la resolución del problema.**

Conclusión y corolario

Este es un caso más, ahora documentado públicamente, en el cual el esfuerzo de la Ingeniería de Petróleo venezolana convirtió su creatividad en una solución pensada y exitosa en la prueba de campo en una primera etapa: modificación de la estrategia de cañoneo, mayores volúmenes de fluidos producidos, sin aumento del corte de agua y en casos



Dr. Martín Essenfeld Yahr, CEO de EGEP Consultores

Graduado Summa Cum Laude en 1966 de la Universidad Estatal de Pennsylvania, EE. UU.
Con un B.S. en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural y un Doctorado en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural en 1970.

Luego de trabajar en Mobil, en 1972 funda Egep Consultores y hasta la fecha ha sido un referente internacional en el área de la producción de petróleo y gas, realizando miles de proyectos para operadoras como Shell, Exxon, PDVSA y compañías en todas partes del mundo.

con alguna disminución, para un aumento neto de la producción de petróleo y del barrido lateral. **Ese fue el logro de campo de la primera etapa, lo que llevó a proponer la segunda etapa del pozo doble de mayor diámetro.**

Esto último no se hizo en el campo (hasta donde sabemos) por las razones indicadas. Sin embargo, la solución propuesta, con base a los resultados de la primera etapa, está allí. Los Ingenieros tenemos que aceptar que todas las soluciones tienen un costo, y que todas las nuevas ideas, antes de su ejecución operacional en el campo se van a comparar, presupuestariamente, con el resto de las opciones de actividades de las empresas. En este caso así fue, y ello no resta en modo alguno al mérito que tienen los profesionales que trabajaron en esta solución, y que ya se han identificado.

Desde la Escuela de Petróleo de la UCV

En este Volumen # 19, una vez más se confirma que el tiempo dedicado a **“entender las razones físicas de una condición de flujo, es tiempo ganado hacia su posible solución”**. La existencia del fenómeno físico de conificación no es un problema nuevo. Tampoco en nueva la estrategia de “huirle al agua” con cañoneo alejado del contacto en un pozo.

Aquí la contribución es otra: Conocida la baja diferencia en densidades entre el agua y el petróleo en el caso del Campo Mingo, y también conocido el hecho que a las tasas mínimas para que los pozos fueran económicamente viables, **la formación de conos era inevitable**, la pregunta era otra: Ya que no se podrá evitar la formación de los conos, ¿qué se podía hacer para producir más petróleo sin que aumentara el corte de agua al subir la tasa?

La respuesta ciertamente no era **“huir al agua”** cañoneando en el tope, lo más lejos del contacto. La diferencia en altura no era suficiente, eso era calculable, y los hechos lo demostraron. Además, la estrategia agravó el problema con lo indicado de “flujo esférico”.

La solución planteada de intentar el reposicionamiento de las líneas de flujo de esférico a cilíndrico, aumentando el cañoneo hacia abajo, y subiendo la tasa de fluido esperando mantener el corte (mayor tasa absoluta de petróleo) se probó y funcionó. Ese es el éxito logrado, pero queda claro que fue posible por la determinación y agresividad de la Gerencia del momento (Edgar Parra y otros). **Si el Operador no apoya al Consultor, sus propuestas no avanzarán.**

Por otra parte, la segunda realidad es que factores de jerarquización de inversiones no permitieron avanzar en cuanto a la segunda etapa de la solución: la perforación del primer pozo de mayor diámetro con doble eductor: uno para la zona de petróleo y el otro para la zona de agua, en el mismo pozo. Se confirma que aún las mejores soluciones tienen que esperar que su “valor corporativo” tenga una posición alta en la jerarquía de las inversiones de la empresa

En este caso, esa circunstancia **no se dio en ese momento**. Ello no resta mérito alguno a la propuesta de ingeniería.

Prof. Miguel Castillejo
Director
Escuela de Ingeniería de
Petróleo UCV
Junio 2021



Prof. Miguel Castillejo, Director, Escuela de Petróleo UCV

Graduado en la Universidad Central de Venezuela de Ingeniero de Minas en 1981. Ha ocupado varios cargos Directivos dentro de la Institución. En la actualidad se desempeña como Profesor Titular y Director de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, dedicado principalmente a la Geomecánica Minera, Petrolera y Civil. También es Coordinador del Laboratorio de Mecánica de Rocas de la Escuela de Geología Minas y Geofísica, es asesor de estudiantes en Tesis de grado y Postgrado, así como en el desarrollo de proyectos de Geomecánica en Obras Civiles de gran importancia para el país.

miguel.castillejo@ucv.ve