

Comportamiento del avance del contacto agua-aceite campo Caparroso-Pijije-Escuintle

Marco Antonio Silva Galicia

marco.antonio.silvag@pemex.com

Jorge Enrique Paredes Enciso

jorge.enrique.paredes@pemex.com

Zaira Vera Bielma

zaira.vera@pemex.com

Pemex E&P

Información del artículo: recibido: junio de 2016-aceptado: julio de 2016

Resumen

Una de las problemáticas principales del campo Pijije, es el avance del contacto agua-aceite, lo cual ha provocado el cierre de pozos; por lo tanto, se han realizado diversos esfuerzos para estudiar el movimiento del contacto agua-aceite, entre los cuales se destaca la aplicación de la metodología del Elphick para el control y manejo del agua, la cual se complementó con los diversos análisis aplicados al campo.

Palabras clave: Contacto agua-aceite, campo Caparroso-Pijije-Escuintle.

Behavior advancement of oil-water contact Caparroso-Pijije-Escuintle field

Abstract

One of the main issues of Pijije field, is the water-oil contact advance, which has led to the wells shut off, so there have been several efforts to study the movement of the water-oil contact among which stands out the application of Dr. Jon Elphick methodology's for management and water control, which was complemented by the various analyzes applied to the field.

Keywords: Oil-water contact, Caparroso-Pijije-Escuintle field.

Introducción

El campo Caparroso-Pijije-Escuintle (CPE), se localiza geográficamente al sur de la República Mexicana, a 26 kilómetros al suroeste del puerto de Frontera en el estado de Tabasco. De acuerdo a los estudios geológicos y sísmicos, se visualizó un área de oportunidad en la parte sur del campo, aledaño al campo Escuintle, llamado Escuintle Bloque II, el cual tiene un área de 3 km² cuya cima del yacimiento

a nivel Cretácico Superior Méndez es de 4450 mvbnm y 4900 mvbnm como base. Geológicamente se ubica en las Cuencas Terciarias del Sureste, específicamente en el área denominada Chiapas-Tabasco. Las rocas del yacimiento son carbonatos de plataforma, dentro de una trampa de tipo estructural con cima a 4400 mvbnm y la base 5200 mvbnm.

Este descubrimiento ocurrió en noviembre de 1982 con la perforación del pozo exploratorio Caparroso-1B, productor

de aceite volátil de 40° API, registrando una presión inicial de 822 kg/cm². Las formaciones productoras de hidrocarburos son del Jurásico Superior Kimmerigdiano, Cretácico Medio y Cretácico Superior. La roca almacenadora corresponde a calizas fracturadas, comprendiendo un área 2P de 16.2 km² con un espesor neto de 235 m, la porosidad es del orden de 4-10 %, la permeabilidad oscila entre los 80-900 mD y la saturación de agua inicial de aproximadamente 20 %.

Actualmente el campo cuenta con 12 pozos operando de manera fluyente, con una producción de aceite de 13,794 bpd, 35.2 mmpcd de gas y 8,176 bpd de agua.

Aplicación

Se realizó el diagnóstico con la información disponible sobre el campo Pijije en el bloque norte donde se obtuvo la mayor producción de aceite, con el fin de comprender el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento.

Se realizaron las actividades siguientes:

1. *Revisión y validación de la información como:* registros de presión, producción, PVT, informes finales de los pozos, registros geofísicos, de imágenes, e información de núcleos. En esta etapa se decide qué información emplear para realizar los diversos análisis para definir el tipo de yacimiento, propiedades físicas de los yacimientos, análisis con los datos de presión-producción, compresibilidad de la roca, propiedades de los fluidos, balance de materia y simulación numérica de yacimientos
2. *Determinar el tipo de yacimiento naturalmente fracturado.* En este tipo de yacimientos, en donde las fracturas proporcionan prácticamente la totalidad permeabilidad del sistema (yacimiento tipo II de acuerdo a la clasificación de Nelson, **Figura 1**, el avance del agua, a través del sistema fracturado es de forma exponencial, teniendo pérdidas de producción de hidrocarburos por invasión en los pozos.

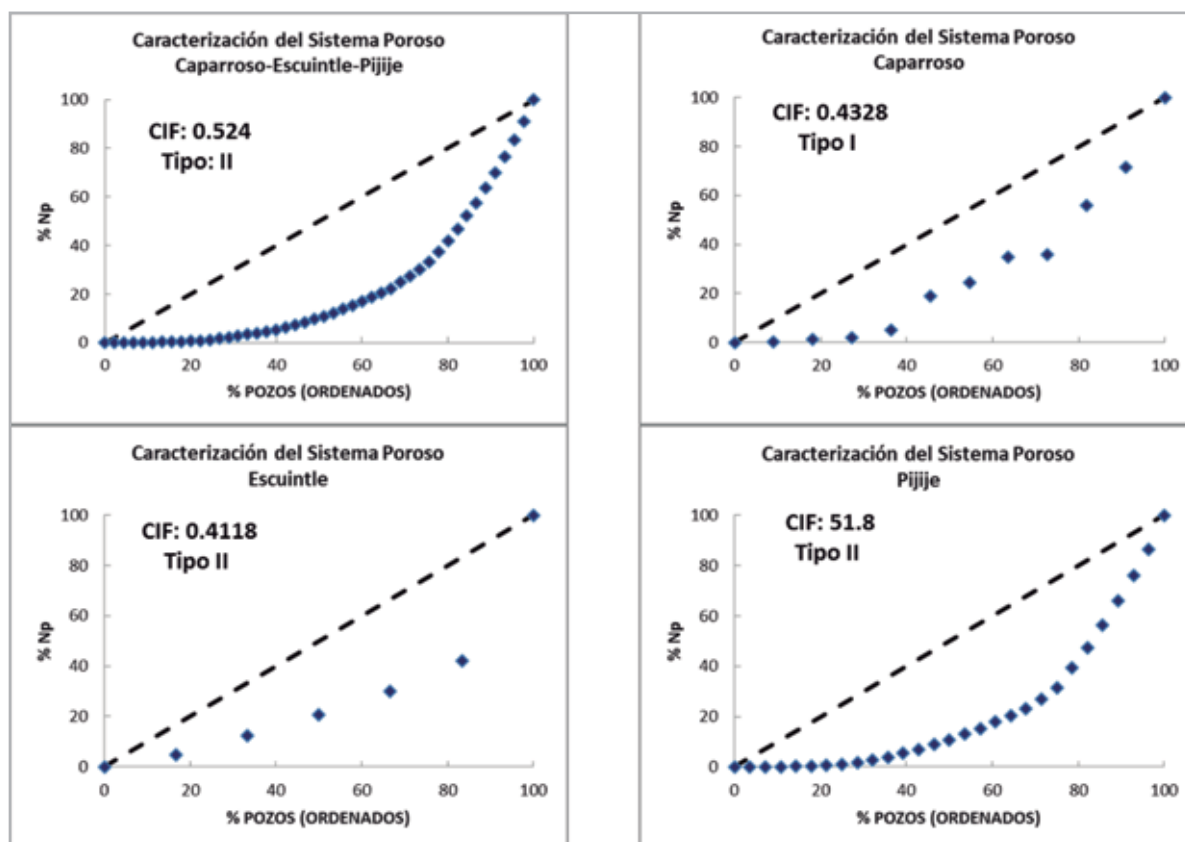


Figura 1. Clasificación de yacimientos de Nelson.

3. *Identificación de la capacidad de manejo de agua en superficie.* La capacidad de manejo de agua en la batería Pijije es de 4 mbpd, la cual es un limitante para las cantidades que manejaba el campo, debido a la irrupción abrupta del agua en los pozos de alta productividad, **Figura 2**.

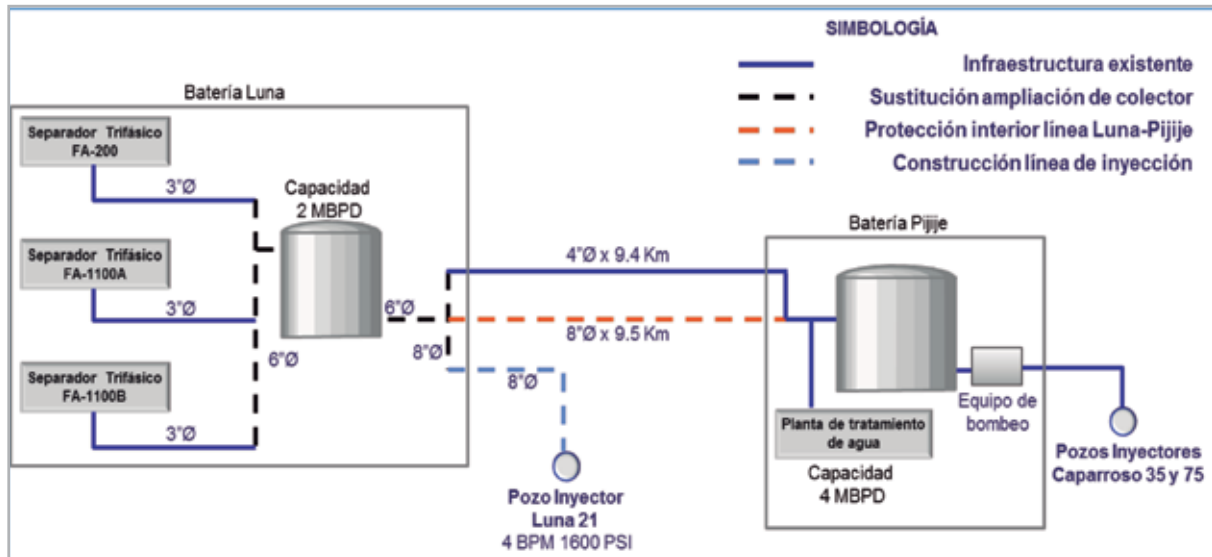


Figura 2. Manejo de agua en la batería Pijije.

4. *Revisión y validación del modelo estructural.* El tren estructural CPE está limitado por dos fallas inversas con dirección NW-SE, falla principal este y falla principal oeste. Durante la apertura del Golfo de México y en consecuencia, el depósito de evaporitas hasta finales del Calloviano, se desarrollaron bancos de carbonatos propios de un ambiente de cuenca y posteriormente

depósitos de siliclásticos, debido a la orogenia Laramide que ocurrió a finales del Cretácico y comienzos del Paleoceno. Es durante el Terciario que se formó el diapirismo, generando una serie de fallas normales a nivel Mesozoico, debido a que la sal sirvió como nivel de despegue. En la **Figura 3** se muestra una configuración estructural del campo Pijije.



Figura 3. Mapa estructural Pijije.

5. *Revisión y validación del modelo de simulación numérica de yacimientos.* La malla de simulación del modelo desarrollado para este yacimiento está constituida por un total de 69,552 celdas ($26 \times 56 \times 54$ en las direcciones x, y, z respectivamente), el cual se generó para evaluar la estrategia de explotación del campo a nivel de Jurásico Superior Kimmerdgiano, KM y KS, e identificar ventanas de hidrocarburos no

drenadas, con oportunidad de producción. El modelo de simulación es de tipo composicional y de doble porosidad, que incluye 16 pozos productores, con una presión inicial de 532 kg/cm² y un contacto agua aceite original de 5290 mvbnm. En la **Figura 4** se presenta el modelo de simulación y los perfiles de producción y presión resultantes del proceso de ajuste.

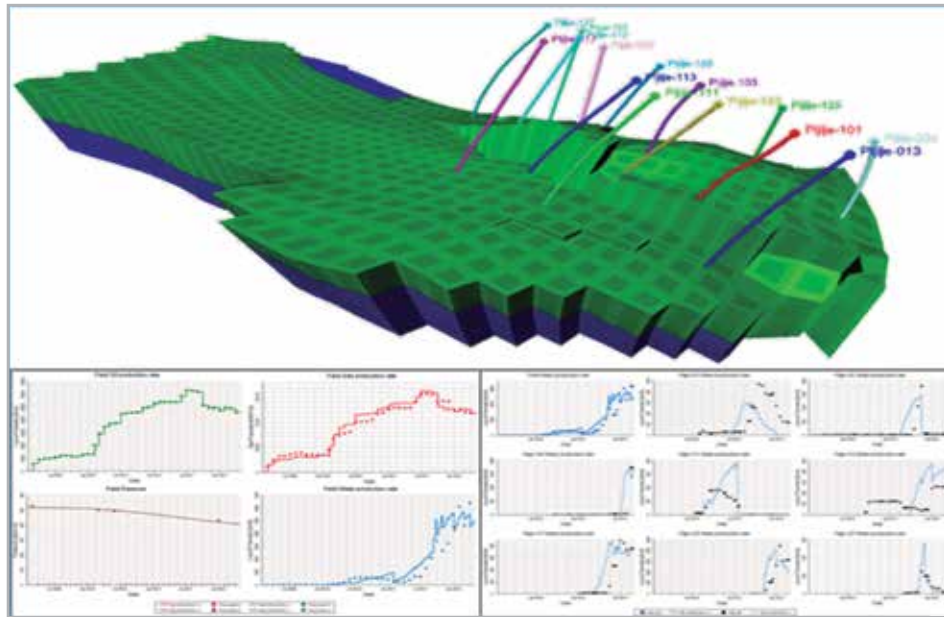


Figura 4. Modelo de simulación numérica bloque norte Pijije.

6. Generación de gráficas de flujo fraccional contra saturación de agua (diagrama de Buckley –Leveret), **Figura 5**. En esta sección se grafican las permeabilidades relativas para estimar el valor del corte de agua y su tiempo de llegada, básicamente se traza una línea que va desde la S_{wi} de forma tangencial a su curvatura.

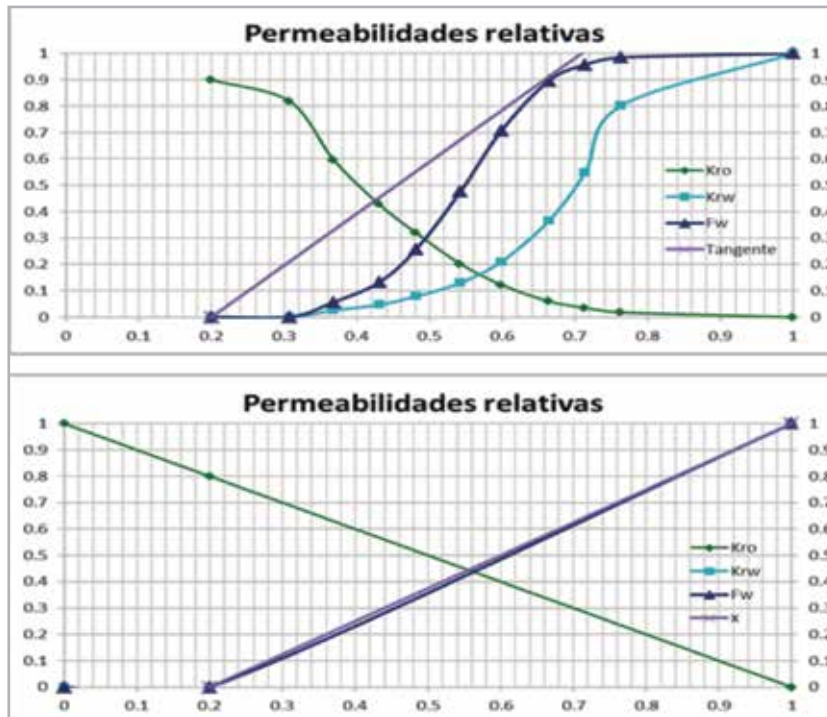


Figura 5. Permeabilidades relativas.

7. *Análisis de las gráficas de la salinidad del agua e identificación del tipo de agua en el campo.* Se lograron identificar dos zonas de diferente salinidad de 240,000 ppm y de 180,000 ppm, **Figura 6.**

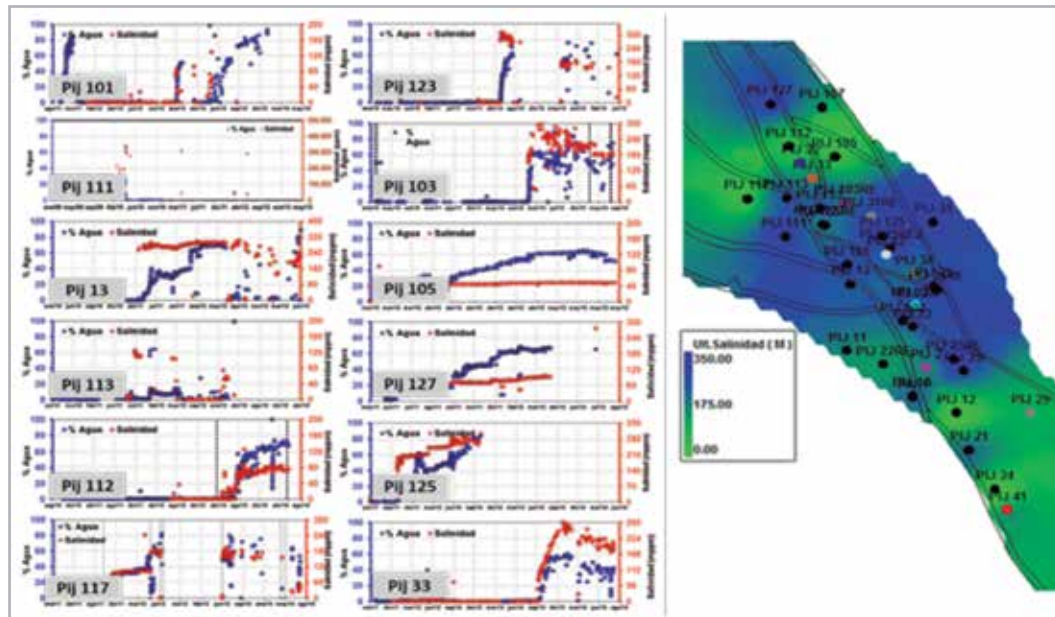


Figura 6. Gráficas agua contra salinidad.

8. *Análisis de estudios stiff para definir el tipo de agua producida.* En el campo Pijije se han tomado diversas muestras para efectuar diagramas stiff, confirmando de manera general dos tipos de agua, por lo que se corrobora el avance del acuífero en la dirección SW-NE, **Figura 7.**

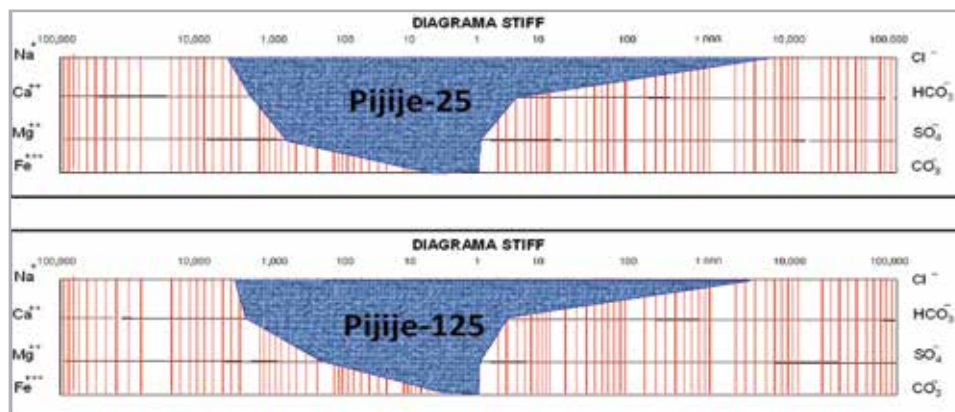


Figura 7. Análisis stiff.

9. *Análisis de las gráficas de diagnóstico acumulada de líquido contra la relación agua-aceite, **Figura 8**.* La metodología de Elfick determina principalmente el límite económico para el corte de agua y las gráficas de

diagnóstico en las cuales se identifican 10 problemas de agua, dependiendo su comportamiento, en este caso se observa una canalización del acuífero hacia el intervalo productor.

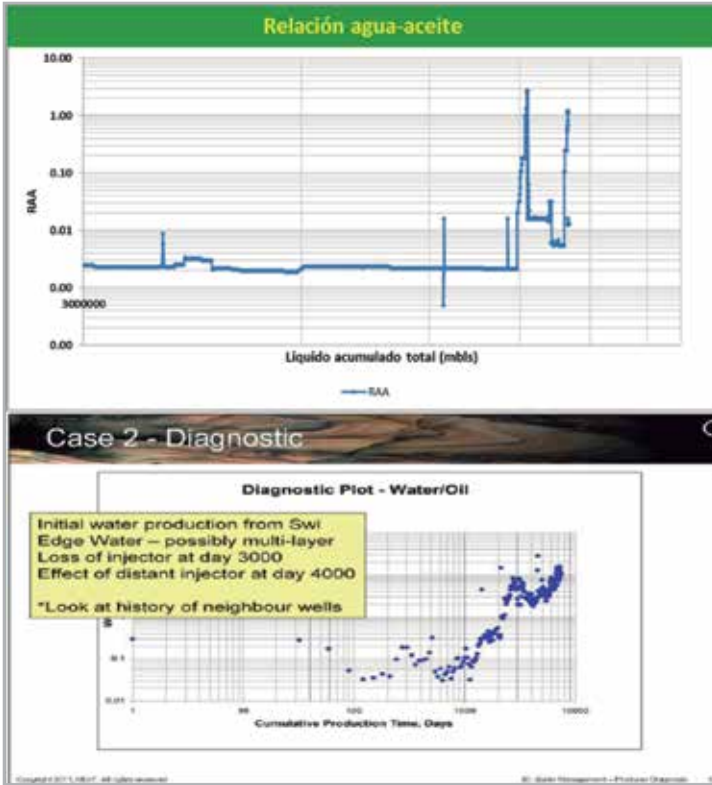


Figura 8. Gráficas diagnóstico.

10. *Mapas del avance del agua, **Figura 9**.* Al generar el mapeo de la producción de agua, se define que su avance se presenta en la dirección SW-NE.

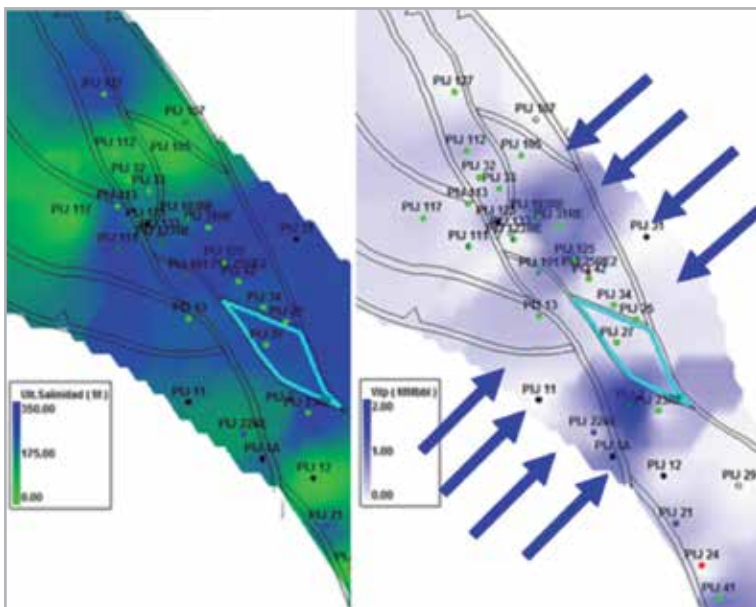


Figura 9. Mapas de Wp y la salinidad en la producción de agua.

11. *Avance del contacto por medio de una sección estratigráfica, **Figura 10**.* el contacto agua aceite se puede interpretar en una correlación de registros; con los datos de producción de agua se infieren los contactos por bloques.

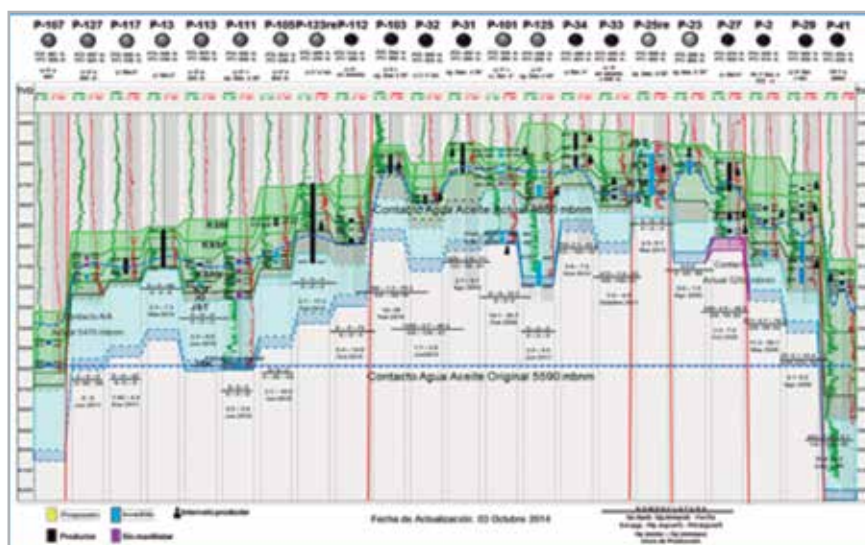


Figura 10. Correlación del campo Pijije.

12. Revisión de la información por pozo para definir posible solución al control de agua.

o estimar una presión de fondo estática, registros de producción y análisis de compatibilidad.

Se debe revisar el tipo de terminación del pozo, el estado mecánico, analizar el comportamiento presión-producción, muestras de agua salinidad, determinar

En la **Figura 11** se muestran los escenarios más probables con su árbol respectivo de decisiones.

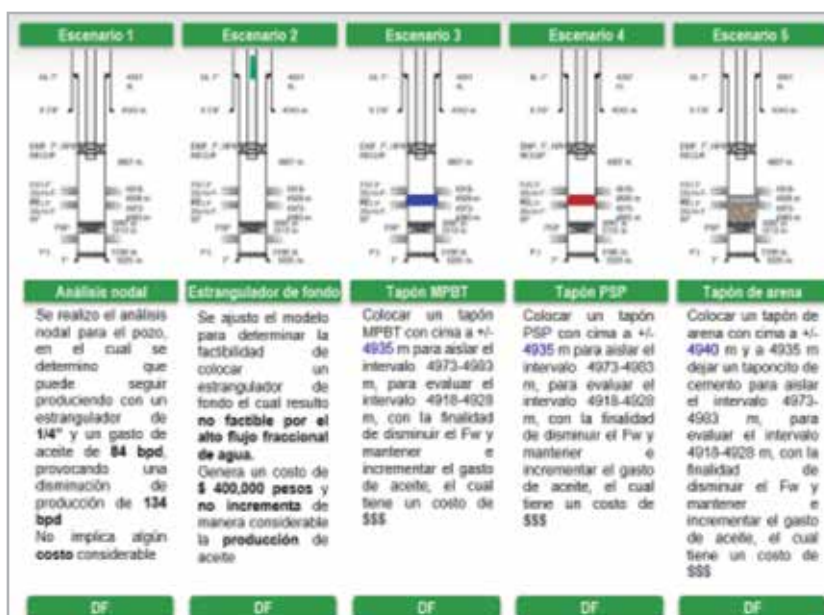


Figura 11. Escenarios visualizados.

Resultados

Derivado de la aplicación de la metodología previamente descrita, obtuvieron los puntos críticos siguientes para diagnosticar la problemática de la invasión por agua en los pozos del campo Pijije:

- Identificación del movimiento de los fluidos en el yacimiento
- Modelo de simulación numérico confiable
- Impacto del agua en la estimación de las reservas
- Predicción de la entrada de agua en los pozos con su programa de intervención
- Incremento o mantenimiento de la producción de aceite
- Se visualizó la opción de realizar un proyecto de inyección de agua

son las terminaciones en tubería ranurada y agujero descubierto.

- En el proyecto se visualizaron las terminaciones con ICD, las cuales no resultaron factibles de implementar, debido a la complejidad para caracterizar las fracturas en yacimientos naturalmente fracturados.
- Se analizó la posibilidad de emplear estranguladores de fondo, los cuales para los pozos de este campo resulta complicado la instalación, debido al ángulo alto, aunque en el Pijije 103, se instaló uno dejando el pozo con una producción de aceite de cerca de los 496 bpd y manteniendo el Fw en 70 % .
- La toma de núcleos en yacimientos naturalmente fracturados es de suma importancia, para determinar las permeabilidades relativas, ya que si se dispusiera de esta información, se disminuirá la incertidumbre de los análisis.

Observaciones y conclusiones

- El trabajo presente se desarrolló en conjunto con la Gerencia de gestión de proyectos tecnológicos, personal del Proyecto Delta del Grijalva y los especialistas en el manejo y control del agua, como el Dr. Jon Elphick y Dr, Manuel Bramao, con la finalidad de crear una nueva metodología para el diagnóstico del movimiento de los fluidos en los yacimientos naturalmente fracturados y así compartirla con los demás proyectos.
- La metodología desarrollada permitió entender el movimiento del agua en el campo Pijije, por medio de la cual se analizaron algunos pozos y se definieron los escenarios con sus soluciones; por ejemplo, para los pozos Pijije 42, Pijije 123, Pijije 105.
- El pozo Pijije 42 al término de su perforación resultó con un porcentaje de agua de casi 80%, por lo que se decidió realizar un control de agua colocando gel y arena, dejando el pozo con un promedio de flujo fraccional de agua, Fw de 20% y una producción promedio de 931 bpd.
- Para el pozo Pijije 127 y Pijije 125, se decidió abandonar los intervalos productores y trabajar en la reentrada del pozo, debido al incremento repentino del Fw.
- Se analizaron las estadísticas del tipo de terminaciones y la óptima para controlar el agua desde sus inicios, es la tubería cementada disparada; caso contrario, la que dificulta los trabajos para el control de agua

Nomenclatura

Fw	: Flujo fraccional de agua
ICD	: Inflow control device
Kr	: Permeabilidad relativa
K_{ro}	: Permeabilidad relativa al aceite
K_{rw}	: Permeabilidad relativa al agua
MBPD	: Millones de barriles por día
PPM	: Partes por millón
RAA	: Relación agua aceite
SNY	: Simulación numérica de yacimientos
S_o	: Saturación de aceite
S_w	: Saturación de agua
N_p	: Producción de aceite acumulado
W_p	: Producción de agua acumulada

Agradecimientos

Especialmente a los integrantes del equipo del Proyecto Delta del Grijalva, quienes facilitaron y participaron con la información, análisis y diagnóstico para el desarrollo de ese trabajo, además de las áreas operativas, ya que sin ellos no se cumplirían los objetivos de las intervenciones.

Referencias

1. Chan, K. S. 1995. Water Control Diagnostic Plots. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, octubre 22-25. SPE-30775-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/30775-MS>.
2. Elphick, J. y Seright, R. S. 1997. A Classification of Water Problem Types. PNC 3rd International Conference on Reservoir Conformance, Profile Control Water, and Gas Shut Off. Houston, Texas, agosto 6.
3. Yortsos, Y. C., Youngmin, C., Yang, Z. et al. 1999. Analysis and Interpretation of Water/Oil Ratio in Waterfloods, *SPE J.* **4** (4): 413-424. SPE-59477-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/59477-PA>.

Semblanza de los autores

Marco Antonio Silva Galicia

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México.

Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos en el Proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna, participando en la documentación de la cartera de proyectos bajo la metodología FEL e interactuando en la documentación conforme a los lineamientos emitidos por la CNH y SHCP.

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008 a 2009. labora en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica para el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna.

Ha publicado 24 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de caracterización de fluidos, Ingeniería de yacimientos y simulación numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL (Software para la validación de estudios PVT) con Certificado de derechos de autor No. 03-2014-060310231500-01. Desarrolló la herramienta MIOP "Metodología para Identificar Oportunidades de Productividad" (en proceso de registro público de derechos de autor).

Miembro de la Red de especialistas de ingeniería de yacimientos en PEP, miembro activo de la Society of Petroleum Engineer, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México. Actualmente funge como YP (Young Professional) Chairperson de la SPE Sección México.

Zaira Vera Bielma

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional, laboró como Ingeniero de yacimientos en el año 2013 en el Activo de Producción Bellota-Jujo en el proyecto Jujo-Tecominoacán, y en el año 2014 en el Activo de Producción Samaria Luna en el proyecto Delta de Grijalva, en el mismo año participó en el programa de Reclutamiento talento PEP 2014, actualmente se encuentra laborando en el Activo de Producción Cantarell.