

Principio de canalización estable en yacimientos naturalmente fracturados: Aplicación en pozos productores cercanos a fallas, o zonas con alta/media intensidad de fracturas

*Édgar Alonso Nava Cu
Gerardo Echávez Ross
Liliana Pérez Hernández
Pemex*

Artículo recibido en 2019-evaluado, revisado y corregido en 2021

Resumen

El trabajo presente es un resumen del estudio relacionado con las canalizaciones en pozos productores cercanos a fallas en un campo maduro de extensión amplia.

En yacimientos naturalmente fracturados, la problemática principal que presentan son las canalizaciones de fluidos indeseables (agua o gas), lo cual ocasiona una caída rápida en la producción de aceite, por lo que es necesario conocer los distintos comportamientos de estas canalizaciones para optimizar la vida productiva de los pozos.

Este trabajo consistió en identificar pozos con canalizaciones de agua y agrupar comportamientos similares, para definir estrategias que permitan minimizar las caídas de producción.

Palabras clave: Canalización estable, yacimientos naturalmente fracturados, aplicación en pozos productores, intensidad de fracturas.

Principle of steady channeling in naturally fractured reservoirs: Application on producer wells near faults, or zones with medium/high fractures intensity

Abstract

This paper study the channeling effect on wells producing in the vicinity of a geological faults in a mature field of reasonable size.

In the naturally fractured reservoirs, the biggest problem is the channeling of undesirable fluids (water/gas), which results in a high declination of oil production. Therefore, it becomes necessary to know the different behaviors of this channeling process to optimize the productive life of wells.

Thru this paper are identified wells with similar behaviors of water channeling and are grouped to define different strategies to improve oil production. This paper studies the canalization on oil producing wells near to faults in a mature field.

Keywords: Stable channeling, naturally fractured reservoirs, application in producing wells, intensity of fractures.

Antecedentes

El campo Júpiter – Tepetitán se ubica cercano de la ciudad de Villahermosa, Tabasco; y se descubrió en 1980.

Es productor de aceite ligero en dolomías naturalmente fracturadas del Jurásico y Cretácico (KM, JST y JSK). El Jurásico es dónde se ha tenido la mayor producción acumulada de hidrocarburos con un 28% del factor de recuperación actual. Es importante mencionar que derivado a la extensión y espesor del campo se definieron unidades de flujo con base a las características litológicas del mismo, subdividiendo el Kimeridgiano en JSK 5-6-7-8-9, el Tithoniano en JST 1-2-3-4, por su parte el Cretácico no se subdividió en unidades de flujo debido a su bajo aporte comparado con Kimeridgiano y Tithoniano. A partir de 2004 se observa un comportamiento asociado a producción de agua; este campo en la actualidad produce con un 50% de agua aproximadamente.

Cabe mencionar que se implementó un proceso de recuperación secundaria, con el objetivo de mantener la presión del yacimiento estable. El proyecto de inyección de nitrógeno inició en 2007 y finalizó en 2016. Sin embargo, los efectos no fueron del todo favorables para el yacimiento, se presentó la canalización del gas inyectado, la cual ocasionó la pérdida importante de producción de aceite.

Base teórica

Las canalizaciones son el resultado del movimiento de fluidos del yacimiento en dirección hacia las zonas de menor presión; las cuales se deben a caídas de presión ocasionadas por los pozos al momento de entrar a producción; las fuerzas que participan en este efecto son (Tarek Ahmed, 2006. Reservoir Engineering Handbook):

- Fuerzas capilares
- Gravedad
- Fuerzas viscosas

Las fuerzas capilares son despreciables en este fenómeno; la gravedad actúa de manera vertical contra el movimiento de fluidos y las fuerzas viscosas se refieren al cambio de presión para que los fluidos fluyan como lo describe la ley de Darcy.

Las canalizaciones se originan debido a que las fuerzas viscosas son mayores a las que la que ejerce la gravedad, lo cual crea un desequilibrio en el sistema.

Premisas del análisis propuesto

Debido a la alta producción de agua actual del campo, se decidió homogenizar los parámetros de estudio:

- Identificar pozos productores cercanos a fallas, en cuya vecindad se presentan zonas de alto fracturamiento.
- En los pozos de estudio no se debe haber realizado algún tratamiento para el control de agua.
- Revisar la historia de estranguladores de los pozos; al momento de la canalización se debió mantener el mismo diámetro de estrangulador.

Con base a los resultados de la caracterización dinámica, se elaboraron mapas de isopropiedades. El mapa de KH permitió identificar zonas de mayor permeabilidad asociada a fracturamiento, lo siguiente se muestra en la **Figura 1**.

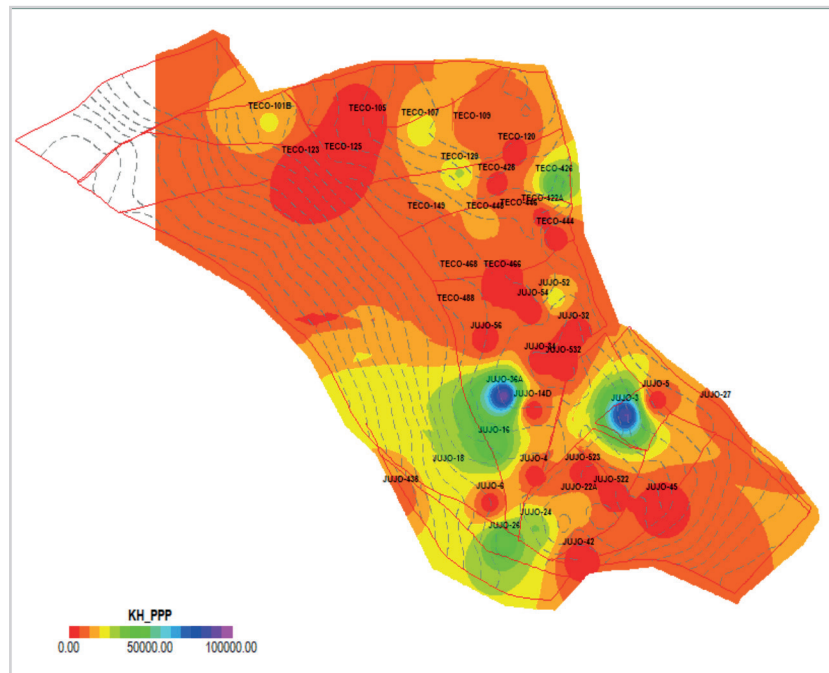


Figura 1. Mapa de isopropiedad dinámica de KH (Pruebas de presión) del Campo Júpiter Tepetitán.

Concepto básico

Los principales fenómenos estructurales que afectaron al campo son los siguientes:

1. El campo al Noroeste presenta una intrusión de sal estilo pop-up con rampa lateral, misma que inhibe el fracturamiento. En la parte central, existe un pliegue de propagación con echado Suroeste marcando un cambio geológico de los estratos y de baja intensidad de fallamiento.

2. Hacia el Sureste la zona de acortamiento (campo Júpiter) está formado por un pliegue de propagación con echado al Noroeste, donde presenta mayor densidad de fracturamiento.

3. La tectónica salina.

Como resultado causado por estos tres macro eventos, el campo está subdividido en bloques por un sistema de fallas normales e inversas; en las **Figuras 2 y 3** se aprecia la división por bloques que ocasionaron las fallas. Lo anterior conlleva como consecuencia un alto índice de fracturamiento y alta heterogeneidad.

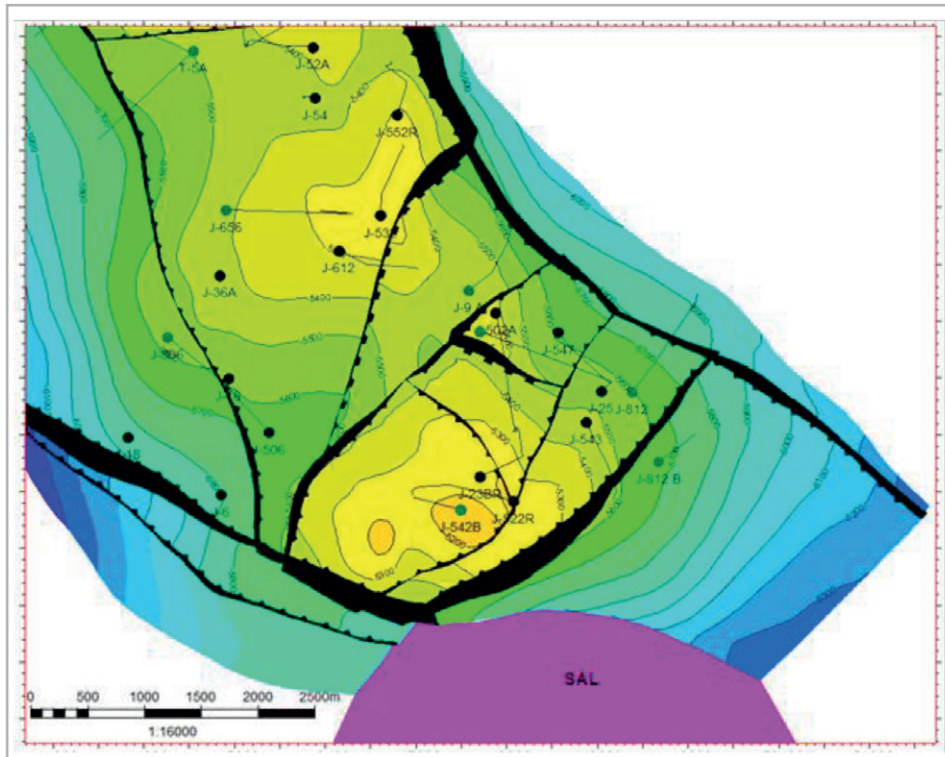


Figura 2. Mapa de la zona Júpiter.

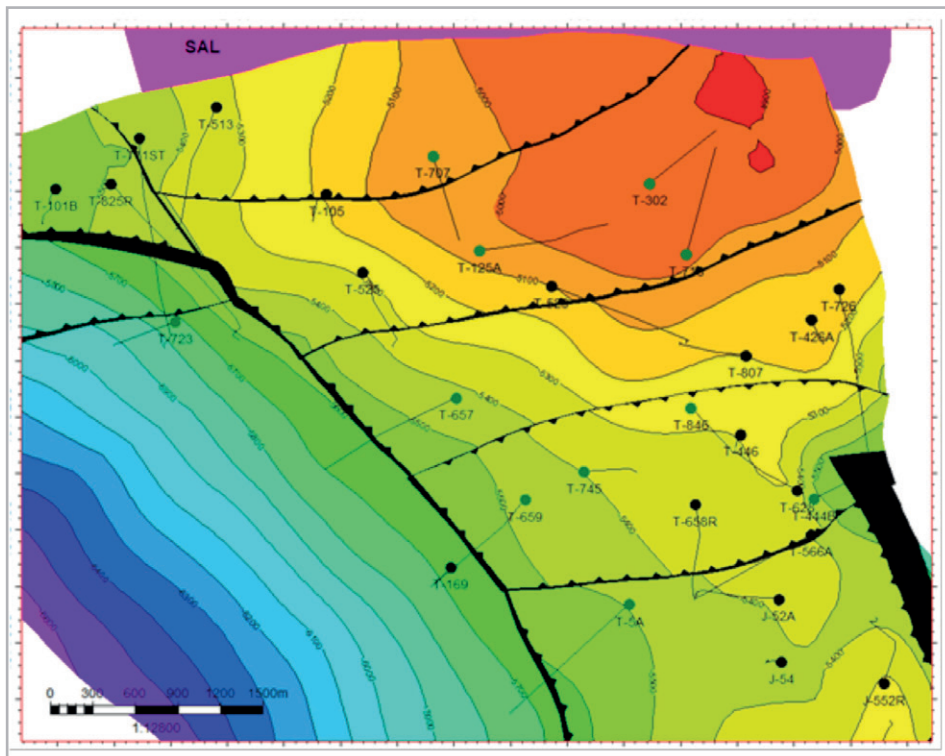


Figura 3. Mapa de la zona Tepetitán.

Partiendo de las premisas antes mencionadas, se identificaron los siguientes pozos, J-513A, J-54, T-107, T-109, T-117, T-125, T-428 y T-519, en los cuales se observó un comportamiento similar al momento de la canalización, compuesto por tres periodos, **Tabla 1**.

- Canalización abrupta de 0 a 40%.
- Periodo de estabilidad del corte de agua por más de un año.
- Segunda irrupción, incremento del corte de agua a más del 60%.

Pozo	Np (MMb)	% Fw hasta estabilizar	Años de producción con el mismo % Fw	Incremento posterior de %Fw	Años produciendo hasta invasión
J 513A	2.7	40	3	100	0
J 54	1.6	40	2	60	2
T 107	10.1	40	1.5	Cambió de intervalo productor a JST	Cambió de intervalo productor a JST
T 109	10.9	30	1.5	60	2
T 117	4.9	40	1.5	-	-
T 125	3.5	40	2	60	2
T 428	12.5	50	2	-	-
T 519	2.3	40	4	-	-

Tabla 1. Resultados observados en los pozos analizados.

J-513A

Este pozo se localiza en la zona de Júpiter, cercano a una de las fallas principales del campo, **Figura 4**; se terminó en

la formación JSK 5, se probaron varios intervalos y quedó como productor en JST.

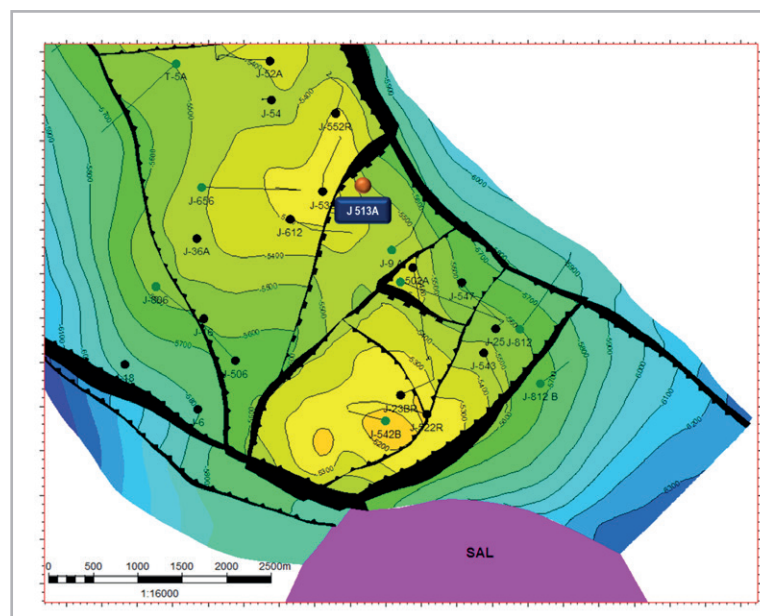


Figura 4. Ubicación del pozo J-513A.

En la historia de producción de este pozo, la cual se muestra en la **Figura 5**; se puede apreciar que la canalización de agua comienza a mediados de 2011. Se considera una canalización severa ya que se incrementó el porcentaje de

agua de 0 a 40% durante el segundo semestre de ese año; posteriormente se aprecia una estabilización en el corte de agua.

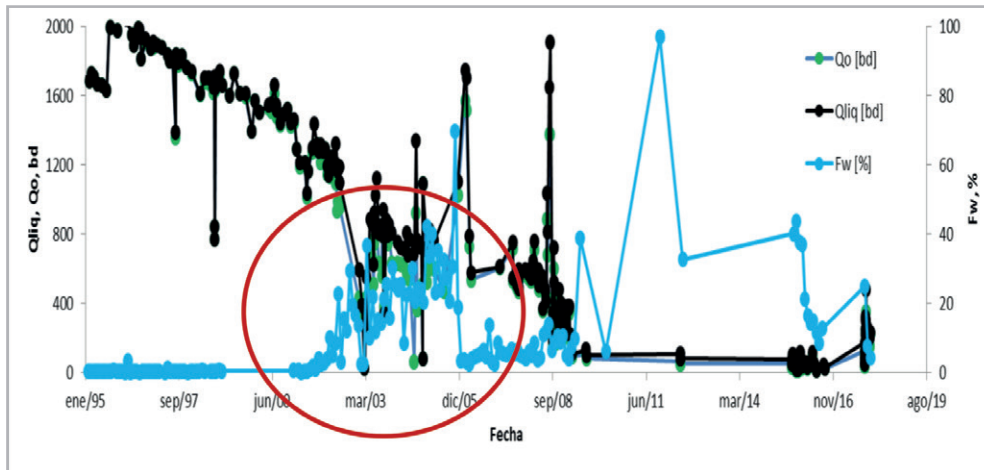


Figura 5. Historia de producción del pozo J-513.

Realizando un acercamiento al periodo de la canalización y añadiendo a la gráfica la variación del diámetro del estrangulador, **Figura 6**, se aprecia que la estabilidad se alcanza por efectos naturales del yacimiento; a este fenómeno se le denomina en este trabajo como “canalización estable” –la teoría nos menciona lo siguiente, si un pozo produce a un ritmo constante (producción y

caída de presión yacimiento pozo constante), alcanzará un estado “estable”, condición que se logra debido a que las fuerzas dinámicas en el pozo son menores que las fuerzas gravitacionales, lo que da como resultado un corte de agua relativamente constante (Tarek Ahmed, 2006. Reservoir Engineering Handbook).

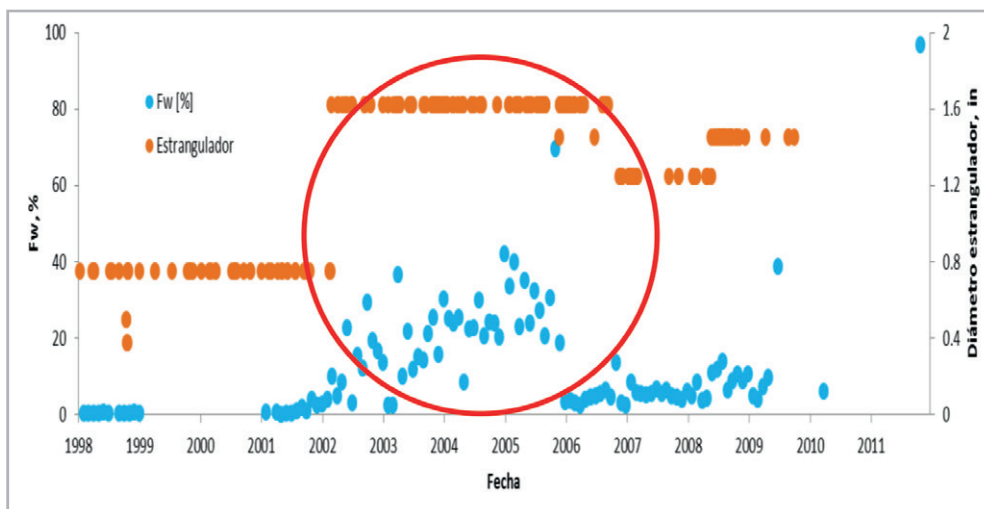


Figura 6. Diámetro de estrangulador vs corte de agua.

Flujo de trabajo y aplicación de la metodología

A continuación, se presenta el flujo de trabajo dividido en tres segmentos: pozo, yacimiento y diagnóstico. Estas

etapas se describirán a detalle para la implementación en la identificación de comportamientos que se adecuen a esta investigación, **Figura 7**.

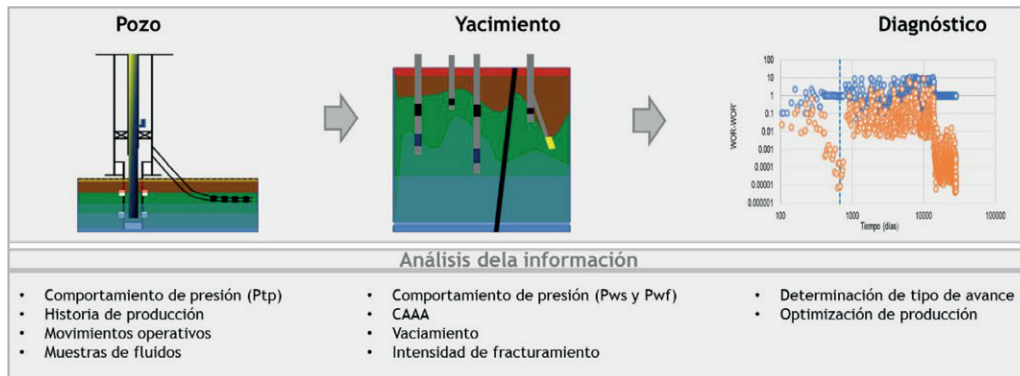


Figura 7. Flujo de trabajo propuesto.

Pozo

- Comportamiento de la presión en cabeza

Se revisa el comportamiento de presión con la finalidad de corroborar que se presentan los efectos teóricos de un incremento de corte de agua (incremento de la carga

hidrostática, inestabilidad), lo anterior se define como una disminución de presión asociada al incremento de pérdida de energía por mayor carga hidrostática asociado a la producción de agua (fluido con mayor densidad el aceite y gas). En la **Figura 8** se muestran estos efectos en el pozo J524.

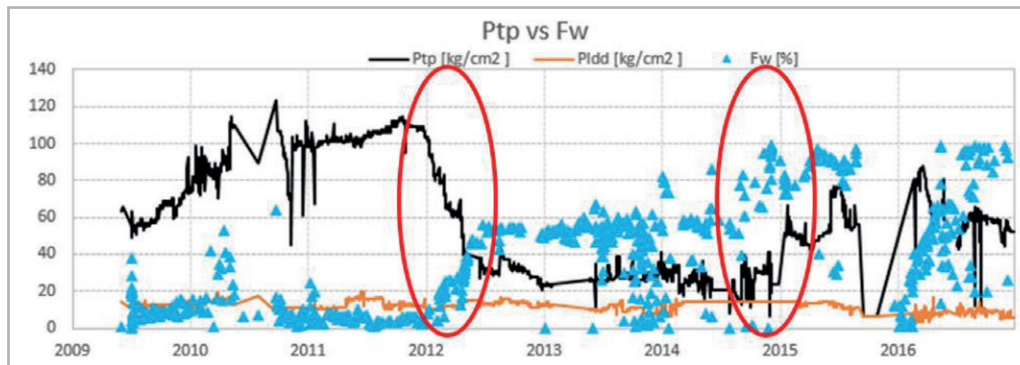


Figura 8. Presión en cabeza vs corte de agua.

- Historia de producción, (líquidos, gas, corte de agua y salinidad)

Con el fin de corroborar efectos negativos por el incremento en el corte de agua se revisan las declinaciones antes y después que se inicia con la producción de agua.

En la **Figura 9** se incluye la historia de producción del pozo J524.

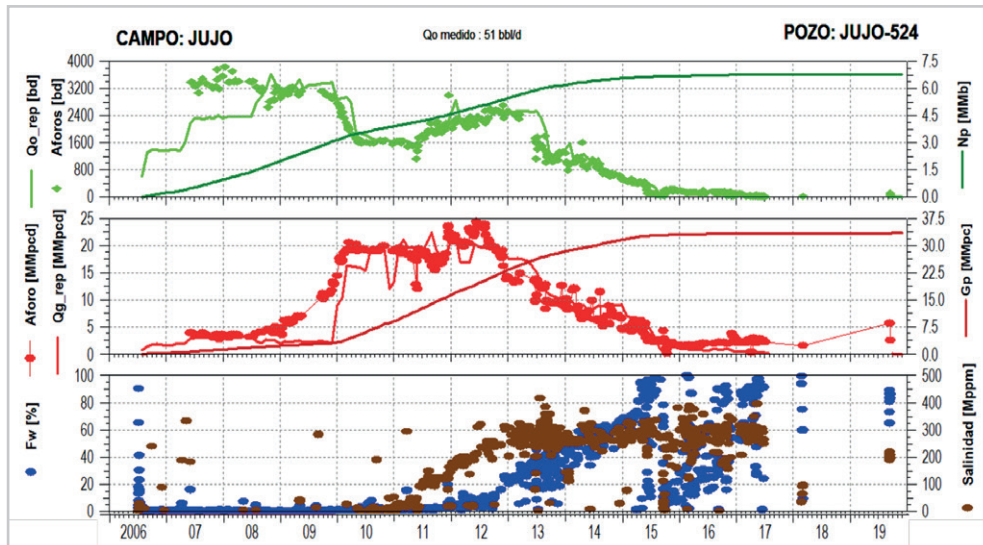


Figura 9. Historia de producción del pozo J-524.

- Movimientos operativos

Cambios en diámetros del estrangulador, flujo en el pozo ($T_p - T_r$), sistema artificial de producción. En la **Figura 10** se muestra la gráfica multivariable para corroborar posibles movimientos operativos.

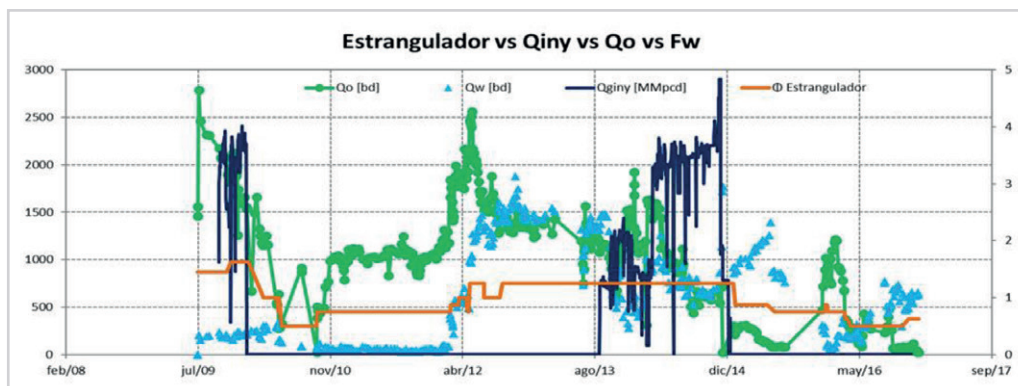


Figura 10. Gráfica multivariable para el pozo J-524.

- Muestras de fluidos

Se analizan los reportes de muestras de fluidos para asegurar la congruencia de los datos, **Tabla 2**, densidad de aceite, densidad de agua, salinidad.

Fecha de muestreo	Densidad relativa aceite	Densidad relativa agua	Agua [% vol.]	Salinidad	Emulsión [% vol.]	Sedimento [% vol.]	Densidad de la mezcla	pH
22/08/2016	0.864	1.152	27.60	242,513	27.60	0.00	0.943	
25/08/2016	0.863	1.161	71.00	243,597	3.00	0.00	1.075	
28/08/2016	0.861	1.166	78.49	265,624	2.15	0.00	0.920	
29/08/2016	0.861	1.158	20.20	267,240	10.10	0.00		
01/09/2016		1.143	99.10	272,797	0.00	0.00		
08/09/2016		1.146	89.00	268,242	0.00	0.00		
12/09/2016		1.164	97.82	215,618	0.00	0.00		7.00
16/09/2016		1.138	91.66	186,164	0.00	0.00		
22/09/2016	0.867	1.130	84.88	171,438	4.65	0.00	1.090	
29/09/2016		1.140	98.00	221,365	0.00	0.00		
06/10/2016	0.970		20.00	197,885	2.00	0.00		
10/10/2016	0.876	1.160	88.50	217,783	2.30	0.00	1.127	
13/10/2016		1.154	97.72	258,520	0.00	0.00		
27/10/2016	0.850	1.120	84.86	173,752	4.65	0.00	1.090	
01/11/2016		1.146	91.30	245,617	6.30	0.00		
02/12/2016		1.162	98.93	217,344	1.09	0.00		
09/04/2017		1.158	100.00	312,802	0.00	0.00		

Tabla 2. Reporte de análisis de laboratorio, pozo J-524.

Yacimiento

- Comportamiento de Pws – Pwf

Definir la variación de la caída de presión Δp en el yacimiento, la cual está estrictamente relacionada con el gasto del pozo J-524, **Figura 11**.

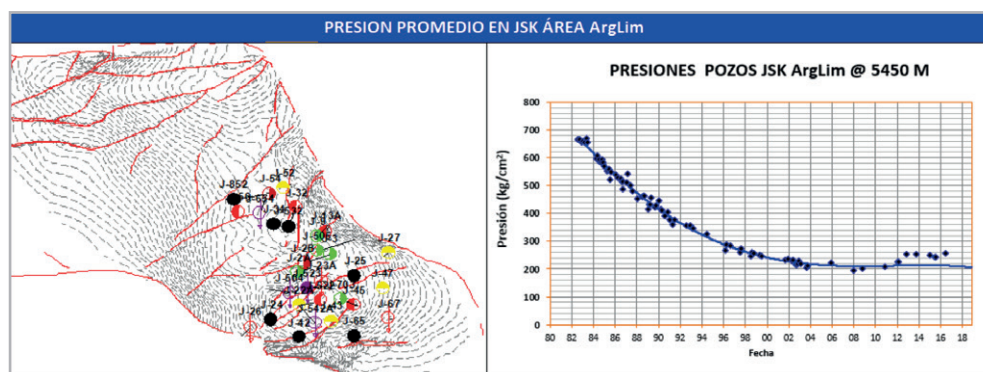


Figura 11. Comportamiento de la presión del yacimiento.

- Determinación de ventana de aceite

Con los registros de producción, presión de fondo cerrado, presión de fondo fluyente, comportamiento de producción por pozo, se visualiza la ventana de aceite, **Figura 12**, y se define si la irrupción es canalización o avance natural del acuífero.

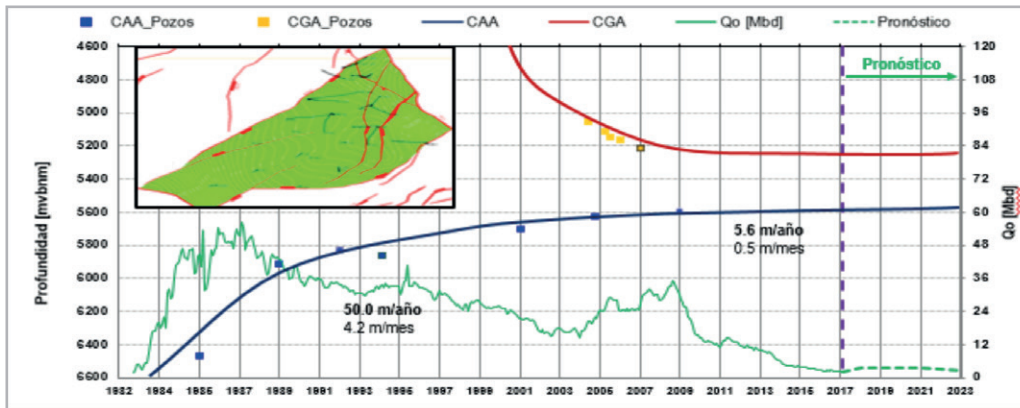


Figura 12. Ventana de aceite del área estudiada vecina al pozo J-524.

- Ritmo de agotamiento de presión

Se grafica la presión [kg/cm²] vs producción acumulada en millones de barriles, **Figura 13**, con esta información se logra observar posibles cambios en la tendencia de presión, lo cual permite identificar comportamientos asociados a mayor pérdida de energía.

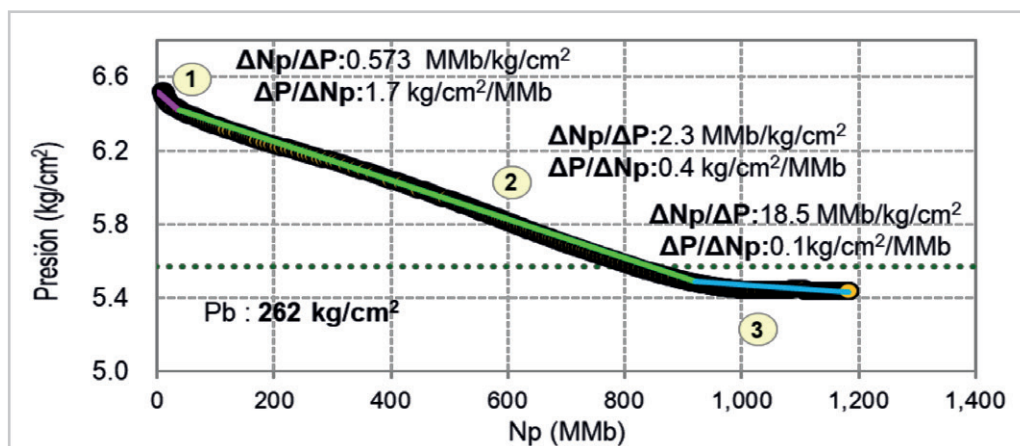


Figura 13. Ritmo de agotamiento del yacimiento.

- Intensidad de fracturamiento

Existen varios métodos para identificar el fracturamiento, para esta metodología se propone emplear el ant tracking

por su practicidad, **Figura 14**, este atributo sísmico permite identificar zonas de mayor fracturamiento, los cuales conllevan a mayor producción con alto riesgo de canalización.

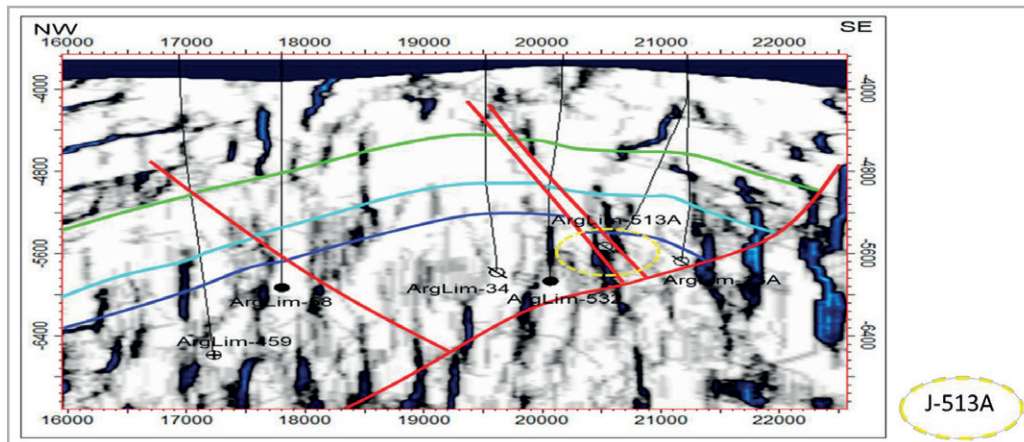


Figura 14. Sección sísmica con atributo ant tracking.

Una vez realizado el análisis del pozo, así como del yacimiento, se procede al diagnóstico. En esta ocasión se ejemplifica mediante el pozo J524. Dicho pozo presentó un comportamiento de producción con una canalización del 0 al 60% de agua en 2012; posterior a este evento se observa que el corte de agua se estabiliza por tres años (fuerzas viscosas y gravitacionales igualadas), sin realizar

remediación o estrangulamiento. Contrario a lo que se podría pensar, se aprecia la ampliación de estrangulador pasando de $\frac{3}{4}$ " a $1 \frac{1}{4}$ ". Con el Ant Tracking se observa que el pozo está en una zona de alta intensidad de fractura y la gráfica del ritmo de agotamiento acusa un incremento debido al acuífero, como se muestra a manera de resumen en la **Figura 15**.

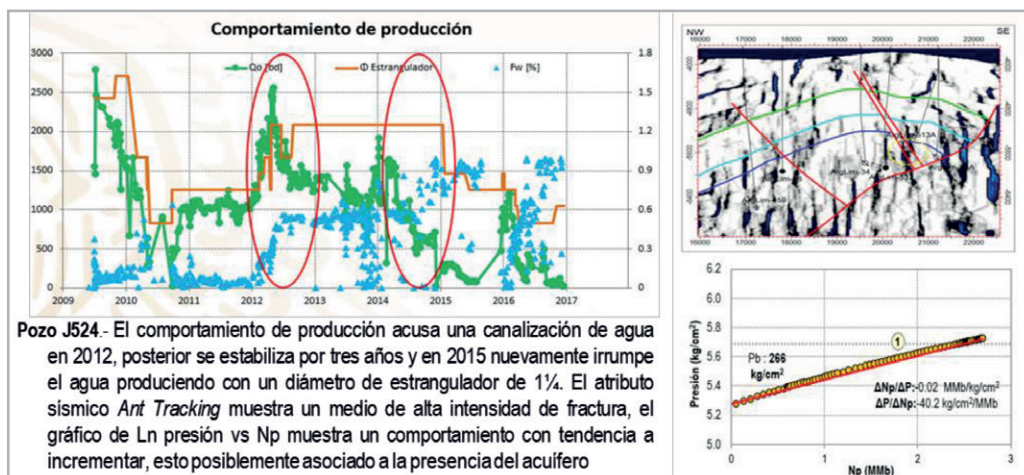


Figura 15. Resumen de diagnóstico.

Conclusiones

De los resultados de los pozos en observación, se logra concluir que las canalizaciones en este campo en particular, en los pozos cercanos a las fallas, se presentan súbitamente en rangos del 30 al 50%. Posteriormente el corte de agua se estabiliza por lo menos un año; a continuación, se observa un incremento adicional al primero del orden de un 20 %, el cual actúa por dos años aproximadamente. Ya como última etapa, en el pozo se aprecia un incremento del corte de agua y una disminución del gasto de aceite, hasta que se invade completamente.

Es importante tomar en cuenta este comportamiento y ver la posibilidad de extrapolarlo a otros campos naturalmente fracturados, para así optimizar la vida productiva de los pozos productores cercanos a fallas.

Nomenclatura

Fw:	Corte de agua en porcentaje
JSK:	Jurásico Superior Kimmeridgiano
JST:	Jurásico Superior Tithoniano
Np:	Producción acumulada de aceite
Pws:	Presión de fondo estática
Pwf:	Presión de fondo fluyendo
Δp :	Diferencial de presión
CAAA:	Contacto Agua Aceite Actual
CAA:	Contacto Agua Aceite
CGA:	Contacto Gas Aceite
Ptp:	Presión en tubería de producción
Pldd:	Presión en línea de descarga
Qo:	Gasto de aceite
Qg form:	Gasto de gas de formación
Qw:	Gasto de agua
Qiny:	Gasto de gas inyectado

Nomenclature

Fw:	Water Fraction
Np:	Cumulative Production
Pws:	Static Well Pressure
Pwf:	Flowing Well Pressure
Δp :	Diferencial de presión
AOWC:	Actual Oil Water Contact
OWC:	Oil Water Contact
OGC:	Oil Gas Contact
Pwh:	Well head pressure
Qo:	Oil Ratio
Qg form:	Formation gas ratio
Qw:	Water ratio
Qiny:	Injection Gas Ratio

Agradecimientos

A la Ingeniera Liliana Pérez García por su valioso aporte a este trabajo en el área de geociencias.

Al Ingeniero Jaime Castañeda Andrade, por siempre tener sus puertas abiertas para escuchar las ideas que tiene la juventud y enriquecerlas con su experiencia.

Referencias

Tarek Ahmed, 2006. Reservoir Engineering Handbook

Castañeda Andrade Jaime, 2015. Evaluación de bancos de aceite en Yacimientos Naturalmente Fracturados a través del análisis de la información básica de yacimientos, Caso Jujo Tecminoacán.

Semblanza de los autores

Edgar Alonso Nava Cu

Ingeniero egresado de la Universidad Olmeca en 2013, actualmente laborando en la coordinación de diseño de explotación del AIPBS03, en el área de caracterización dinámica de yacimientos con seis años de experiencia.

Gerardo Echávez Ross

Ingeniero Petrolero por la Facultad de Ingeniería de la UNAM. Ingresó a Rotenco, en junio de 2008 y en 2012 a Petróleos Mexicanos.

Liliana Pérez Hernández

Egresada del Instituto Politecnico Nacional Agosto 2010 – Enero 2011. Compañía Grupo Núñez y Asociados como Analista de control de calidad de datos Gradiométricos Gravimétricos Aéreos del área “Sal Somera”. Proyecto adjudicado por Pemex.

Enero 2011 – Agosto 2012. Servicio Geológico Mexicano como Procesador de datos magnéticos y radiométricos del proyecto denominado “Aerogeofísica de alta resolución para Uranio” adscrita a la Subgerencia de Geofísica Aérea.

Agosto 2012 – Actual. Pemex Intérprete sísmico.