

Campo Agua Fría: Una década inyectando agua, cuatro produciendo aceite

*Juan Manuel Berlanga Gutiérrez
Alejandro Hernández Velázquez*

Artículo recibido en agosto 2023-evaluado, aceptado y corregido en diciembre de 2023

Resumen

En el presente trabajo intervienen cuatro campos: Agua Fría, testigo de la prueba de inyección de agua más extensa jamás realizada, y Coapechaca, Corralillo y Tajín, vecinos del primero y parte importante en el análisis del historial de producción de cerca de la mitad de los pozos perforados en el complejo Chicontepec, al día de hoy. Involucra información del gasto diario promedio mensual de aceite, tratándose de producción, y agua, refiriéndose a inyección. La interpretación de los resultados se efectúa en el contexto de un modelo geológico según el cual, los yacimientos están constituidos por lentes areno-arcillosas parcialmente cementadas, erráticamente distribuidas, encapsuladas en arenisca impermeable, y donde redes de fracturas subordinadas a distintos elementos tectónicos, permitieron que el aceite se emplazara. La recuperación incremental del aceite acreditado en una década de inyección de agua se estima en 0.6%, u 880 mil barriles de aceite, a razón de 38 barriles de agua inyectada por barril de aceite producido. Tres indicadores de productividad y tres de rentabilidad económica, calculados por pozo, campo y conjunto de cuatro campos, graficados espacial y temporalmente, permiten discriminar zonas mayor y menormente productivas, por ende, rentables, además de convalidar la hipótesis de un modelo según el cual el grueso del agua inyectada se halla en otra parte menos en el yacimiento. A diciembre de 2017, fecha del más reciente reporte de producción, Agua Fría y Coapechaca lastran el desempeño del conjunto. A nivel de campo, un buen modelo de declinación de la producción anual es el logarítmico exponencial.

Palabras clave: Inyección de agua, turbiditas en cuenca profunda, diagénesis y cementación, fracturas naturales e inducidas, eficiencia de desplazamiento, recuperación incremental.

Field Agua Fría: One decade injecting water, four producing oil

Abstract

Four fields are involved in this work: Agua Fría, witness of the most extensive water injection test ever carried out, and Coapechaca, Corralillo and Tajín, neighbors of the first and an important part in the analysis of the production history of about half of the wells drilled in the Chicontepec complex, to date. It involves information on the monthly average daily consumption of oil, in the case of production, and water, regarding injection. The interpretation of the results is carried out in the context of a geological model according to which the deposits are made up of partially cemented sandy-clay lenses, erratically distributed, encapsulated in impermeable sandstone, and where networks of fractures subordinated to different tectonic elements, allowed the oil to be emplazed. The incremental recovery of oil credited in a decade of water injection is estimated at 0.6%, or 880 thousand barrels of oil, at a rate of 38 barrels of water injected per barrel of oil produced. Three indicators of productivity and three of economic profitability, calculated by well, field and set of 4 fields, graphed spatially and temporally, allow the discrimination of more and less productive areas, therefore, profitable, in addition to validating the hypothesis of a model according to which the bulk of the injected water is found elsewhere but in the reservoir. As of December 2017, the date of the most recent production report, Agua Fría and Coapechaca

hinder the performance of the group. At the field level, a good model for annual production decline is the logarithmic exponential model.

Keywords: Water injection, deep basin turbidites, diagenesis and cementation, natural and induced fractures, displacement efficiency, incremental recovery.

Introducción

29 campos, 3,000 pozos, 3,000 km² testimonian, más que el costo y la dimensión, el compromiso que pende del complejo Chicontepec. Muy distante todavía de aquella meta de 800 mil barriles diarios de petróleo crudo llamados a producir, lejos aún de la cabal comprensión del comportamiento de campos y yacimientos registrados como no convencionales, el complejo Chicontepec se halla hoy ante una encrucijada: el abandono o la rehabilitación. Al igual que los otros complejos del sistema petrolero en el país: Cantarell, Ku-Maalob-Zaap, Antonio J. Bermúdez, Poza Rica, Faja de Oro y Ébano Pánuco Cacalilao, Chicontepec, el único productor en rocas Terciarias, posee suficiente información e historial de explotación para que las mentes inquisitivas puedan dilucidar los secretos que guardan los entretelones del subsuelo.

Con la mitad del número de pozos perforados en Chicontepec, cuatro de los 29 campos: Agua Fría, Coapechaca, Corralillo y Tajín, aportan, al día de hoy, la mitad del volumen total de aceite producido; distribuida irregularmente, la otra mitad proviene de los campos restantes. De los cuatro, Agua Fría tiene particular relevancia por ser elegido objetivo de la inyección de agua en dos de las tres pruebas hasta ahora ejecutadas en Chicontepec, una de las cuales, tema del presente informe, aún en proceso. Es en Agua Fría donde el pozo Antares sella, en agosto de 1977, el comienzo de la explotación del complejo Chicontepec.

El objetivo de este informe es analizar los resultados de una década de inyección de agua y cuatro de producción de aceite del campo Agua Fría. El análisis de la distribución espacio-temporal de la producción conjunta de éste y tres campos aledaños, así como de las implicaciones económicas, complementan el objetivo.

Inyección

Habiendo erogado 50 millones de dólares y concluidos los módulos de bombeo, la planta de tratamiento y el acueducto de transporte después de 2 años de construcción, en agosto de 2008 inicia la primera prueba de inyección continua de agua en la Fm. Chicontepec del campo Agua Fría. Cinco pozos son inicialmente habilitados inyectoros, a los que otro más es luego incorporado. De éstos, dos están terminados en arenas de la secuencia estratigráfica superior, cuatro en arenas de las secuencias media e inferior. El agua de inyección proviene, los primeros años, de la central de almacenamiento y bombeo situada en Poza Rica, Ver., a 25 kilómetros de la planta de tratamiento, en la cual se deshidrata el aceite producido de los campos Mesozoicos. Al acueducto se conecta más tarde un ramal de 12 kilómetros proveniente de la central de almacenamiento y bombeo Tajín V, donde parte de la producción de aceite de los campos Terciarios de la Fm. Chicontepec es deshidratada. De varios años atrás a la fecha, sólo se inyecta agua de este ramal.

A septiembre de 2018, 33.7 millones de barriles de agua (MM bls) se han inyectado, 13.7 MM bls en la secuencia superior y 20.0 MM bls en la secuencia media-inferior, cifras que, respectivamente, equivalen a 11.7 (=13,669/1,168) y 9.5 (=20,027/2,109) veces el volumen de aceite y agua aportado a lo largo de su historia por los seis pozos productores hasta el momento de su conversión a inyectoros, **Tabla 1**. La **Figura 1** muestra el perfil del gasto global de inyección, así como registros de presión a la salida de la unidad de bombeo.

Arenas secuencia superior				
Pozo	Np (M stb)	Wp (M bls)	Lp (M rb)	Wi (M bls)
AF-801H	212.5	1.6	299.1	6,973.0
AF-815	612.5	12.0	869.5	6,696.0
Subtotal S-S	825.0	13.6	1,168.6	13,669.0
Arenas Secuencia Media-Inferior				
AF-822	161.0	33.9	259.3	3,569.0
AF-841	365.0	88.4	599.4	6,288.0
AF-846	382.4	17.4	552.8	7,945.0
AF-864	436.0	87.9	698.3	2,225.0
Subtotal S-MI	1,344.4	227.6	2,109.7	20,027.0
Total	2,169.4	241.2	3,278.3	33,696.0

Tabla 1. Agrupados por secuencia estratigráfica, volúmenes de aceite y agua aportados por pozos elegidos inyectores en su etapa productiva y de agua suministrada en la etapa de inyección. Para efectos de cálculo, el agua, sea prod o inyectada, se considera incompresible e insoluble al gas, *i.e.* un barril de agua en superficie equivale a un barril en el yacimiento (1bl = 1rb). Líquidos producidos (Lp) calculados con factor de volumen del aceite de 1.4 rb/stb. M denota miles.

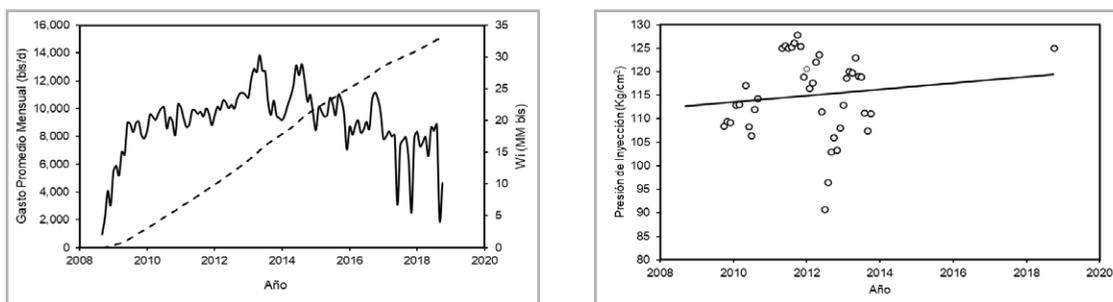


Figura 1. Izquierda, gasto promedio mensual de agua inyectada en barriles por día y volumen inyectado acumulado en millones de barriles, campo Agua Fría. Derecha, registros en el tiempo de presión de bombeo. Tendencia creciente de presión obliga a reducir el gasto a efecto de mantener la presión de fondo por debajo de la de fractura.

En años recientes, el sensible incremento en la demanda de la presión de inyección ha obligado a reducir el gasto de agua, toda vez que la presión de fondo debe de ser mantenida debajo de la de fractura. Por pozo, los perfiles del gasto muestran importantes contrastes en admisión de agua, señaladamente dos de los inyectores de la secuencia media-inferior que, no obstante situarse a mayor profundidad y ofrecer mayor peso de columna, por ende, mayor presión de fondo, acusan pobre inyectividad, derivado del relativamente bajo kh de sus arenas, **Figura 2.**

Extender el análisis de los efectos de la inyección a los pozos productores del entorno cercano, es decir: los pozos en un radio de 600 metros de cada inyector, incorpora 10 pozos de la secuencia superior y 14 de la media-inferior, **Figura 3,** y en cuyo caso el total de agua inyectada en la década excede en 78% ($=100 \times 33,797 / (16,657 + 3,278)$) el volumen de aceite y agua producidos por los 30 pozos, inyectores incluidos; por secuencia, el volumen inyectado sobrepasa en 67% ($=100 \times (13,669 / (7,041 + 1,168))$) y 87% ($=100 \times 20,027 / (8,616 + 2,109)$) el volumen de líquidos producidos de las secuencias superior y media-inferior, respectivamente.

A lo largo de su vida productiva, los 30 pozos han aportado 12 millones de barriles de aceite, 5.4 MM stb de la secuencia superior, y 6.6 MM stb de la media-inferior, haciendo del área de 9 km² la mayormente productiva, no sólo del campo Agua Fría, entre los 29 campos del complejo Chicontepec. Concediendo que todo el aceite de los pozos del entorno cercado, producido a partir del inicio de la inyección, fuese acreditado al proceso de recuperación secundaria, la relación entre el barril de agua inyectada y el barril de aceite producido sería 30 a 1 (33,696/1,123), 27.5:1 (13,669/496) en la secuencia superior y 31.9:1 (20,027/627) en la media-inferior. Un análisis cuidadoso,

en el que sólo se acreditase la producción de aceite asociada a la irrupción de agua de inyección, **Figura 4**, elevaría esta cifra a 38.3 bls/stb (=33,686/879), global, o 37.9 (=13,669/361) y 38.6 bls/stb (=20,027/519), por secuencia. Este nivel de utilización de agua resulta muy por encima de los 6 a 10 bls/stb reportados en la literatura para procesos de recuperación secundaria (Lake, 1989; Sandrea y Sandrea, 2007; Islas, *et.al.*, 2011). Como ejemplo comparativo, en los campos del complejo Poza Rica, sometidos a inyección de agua durante 60 años, cada barril incremental de aceite ha sido producido inyectando 6.6 barriles de agua (Berlanga, *et.al.*, 2012).

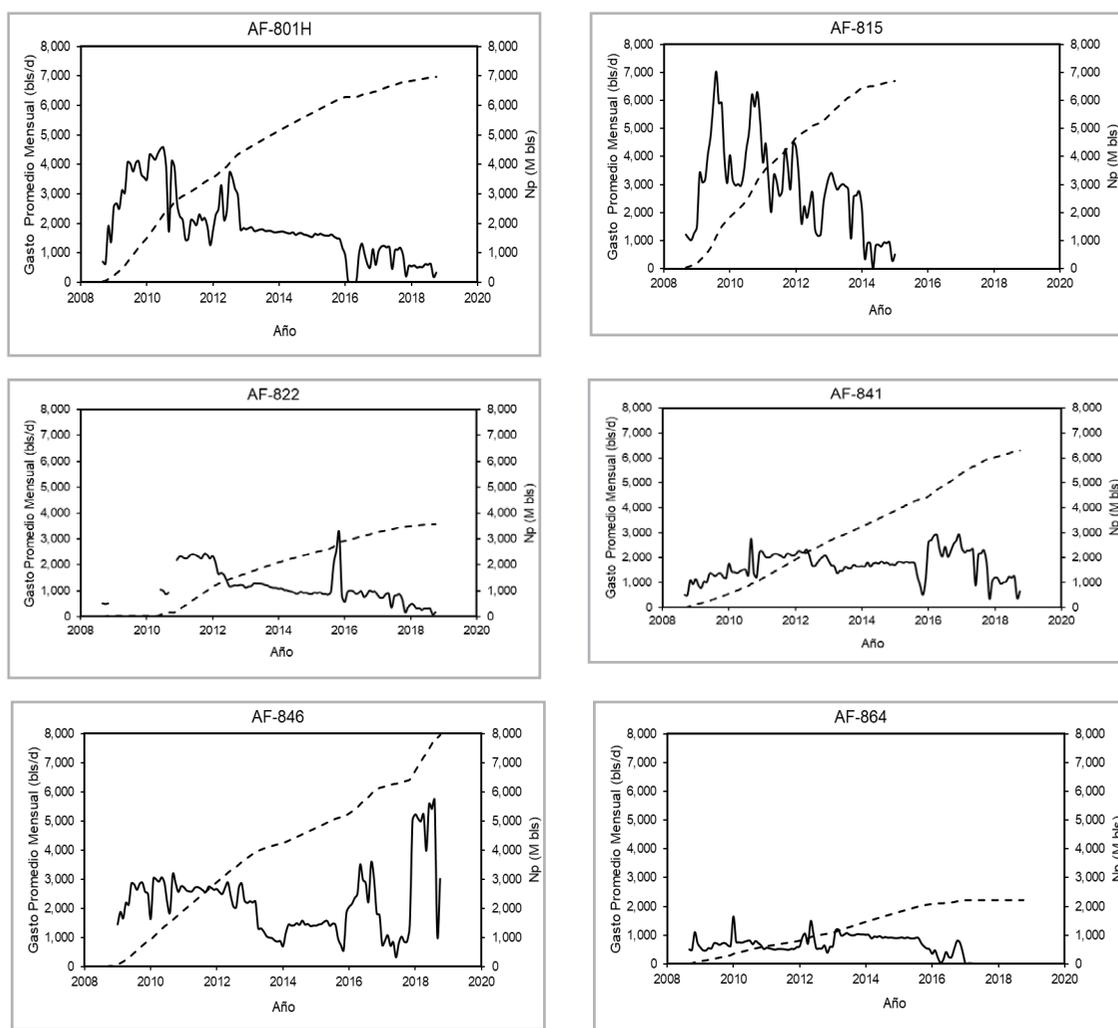


Figura 2. Perfil de gasto de inyección de agua promedio mensual y volumen acumulado por pozo inyector, campo Agua Fría. Arriba, inyectores en arenas de la secuencia superior. En medio y abajo, inyectores en arenas de la secuencia media-inferior. Escala de volumen acumulado mantenida igual en todos los pozos resalta las diferencias en inyectividad. M denota miles.

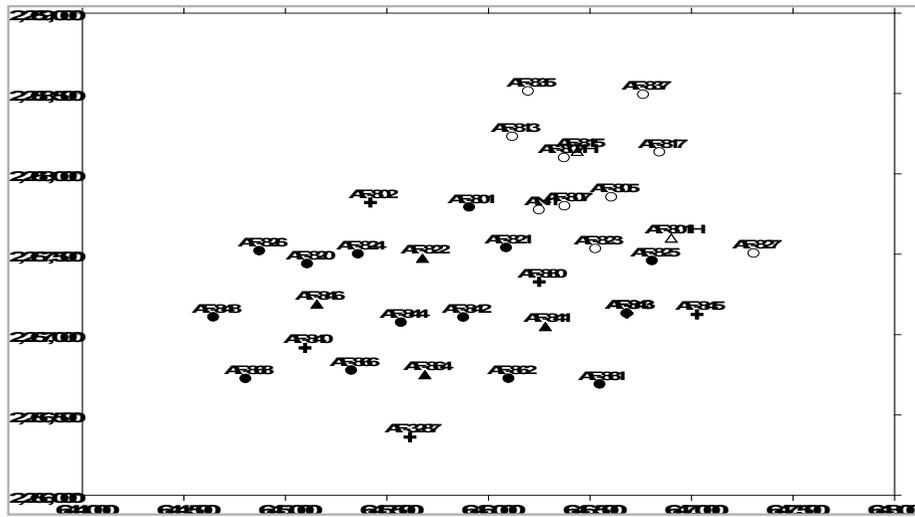
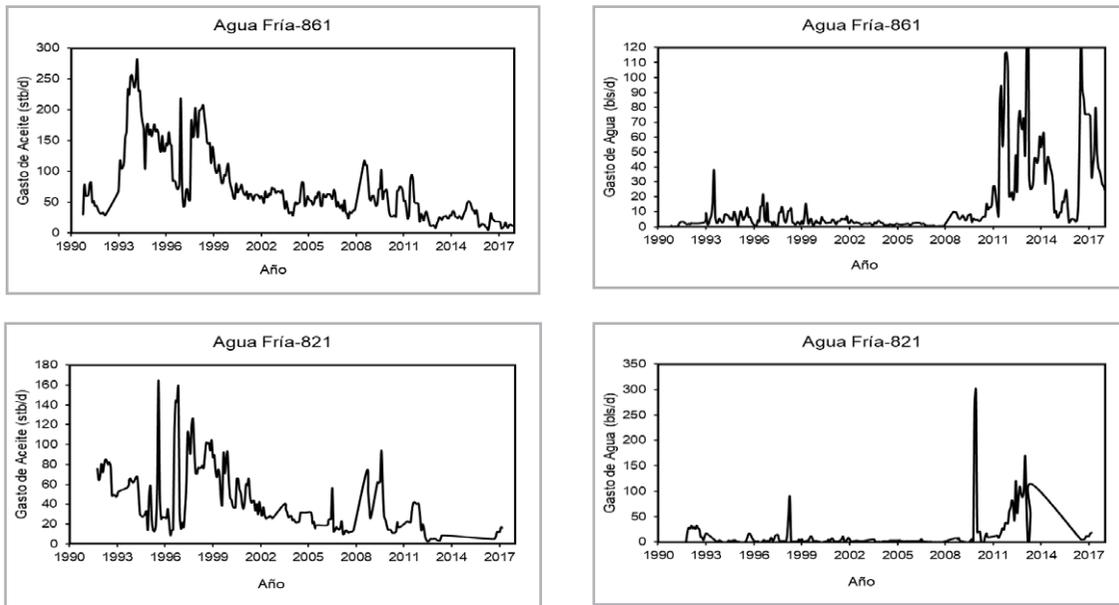


Figura 3. En triángulo, ubicación de pozos inyectoros; en círculo, ubicación de pozos productores del entorno cercano (< 600 m), prueba de inyección continua de agua, campo Agua Fría. Símbolo vacío, pozos terminados en arenas de la secuencia superior; símbolo lleno, pozos terminados en arenas de la secuencia media-inferior. En cruz, pozos cuya carencia de estado mecánico impide la identificación del intervalo productor. Escala UTM en metros.



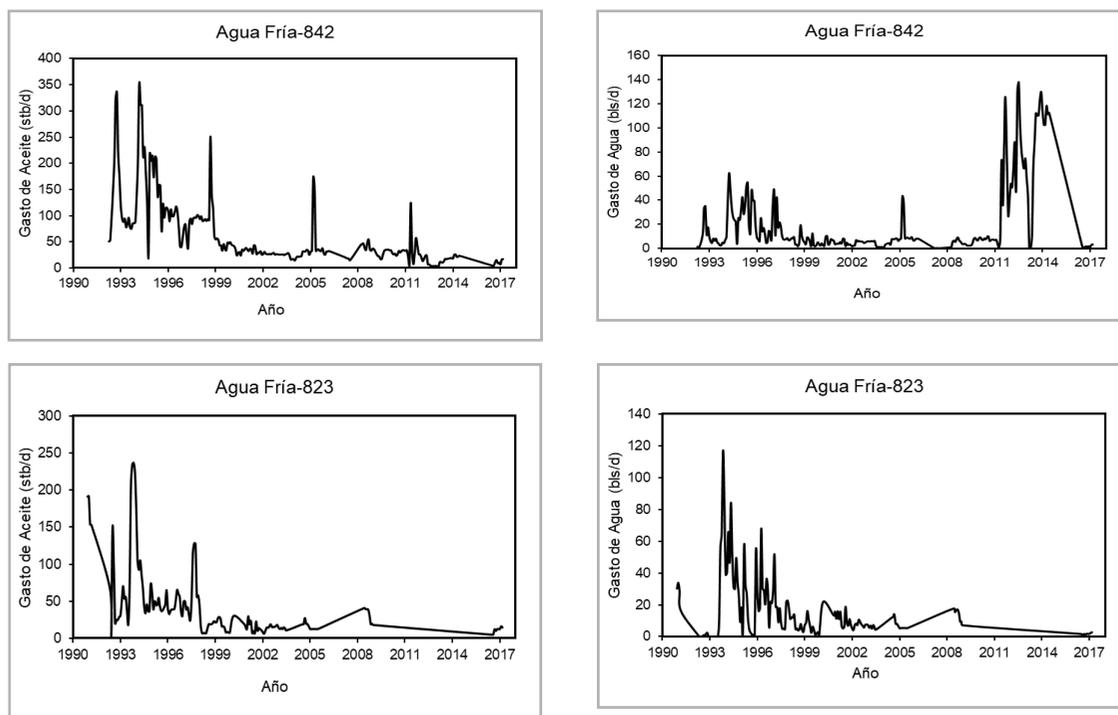


Figura 4. Perfiles de producción de aceite, izquierda, y producción de agua, derecha, en pozos del entorno cercano a inyectores, campo Agua Fria. De arriba abajo, tres ejemplos de pozos cuyos inusuales gastos de agua sugieren irrupción del frente de inyección. Generalmente estos pozos y su correspondiente vecino inyector se alinean en la dirección del fracturamiento hidráulico inducido. Abajo, ejemplo de un pozo sin evidencia de irrupción de agua. Con su vecino inyector, pozos como éste se alinean en direcciones acimutales diferentes a la del fracturamiento hidráulico ($27^{\circ} \pm 3^{\circ}$).

El volumen de aceite incremental, 880 mil stb ($=361+519$), representa el 7.3% ($=100 \times 880/12,000$) del total producido por los 30 pozos del entorno cercano, inyectores incluidos. Si el total producido en 45 años de explotación representa, digamos, el 8% del volumen original de aceite ($12/0.08=150$ MM stb), un porcentaje generoso tratándose de cuerpos lenticulares cuyo único mecanismo de desplazamiento del aceite es la expansión de roca y fluidos, la parte del volumen acreditada a la inyección representaría entonces un incremento en la recuperación, en una década, de tan sólo 0.6% ($=100 \times 880/150,000$). Pozos distantes de los inyectores entre 600 y 1,000 metros, una fracción de cuyos gastos pudo asociarse al proceso de recuperación secundaria, no están incorporados en el análisis, ya que, en ausencia de los estados mecánicos, e incierta la definición de las secuencias fuente, la relación inyector-productor queda indeterminada. Salvar tal omisión no anima de cualquier manera a pensar en la posibilidad de un incremento sustantivo en la recuperación incremental.

Muestras de agua de pozos con manifestación “atípica” del gasto analizadas químicamente no permiten, aparentemente, discernir diferencia alguna entre agua congénita y agua de inyección, observación que no sorprende toda vez que desde años atrás a la fecha la misma agua producida se ha venido inyectando. Gráficas de todas las relaciones catión-catión, anión-anión y catión-anión no revelan diferencia química alguna entre las aguas producida e inyectada. En contraste, sólo la relación dureza-salinidad sugiere, en la pendiente de la línea de tendencia, una aparente diferencia, **Figura 5**. Que en los altos niveles de salinidad ($> 35,000$ ppm NaCl eq.) la dureza del agua inyectada sea generalmente mayor a la del agua producida pudiera atribuirse al tratamiento(?) y/o al origen Mesozoico. Que la diferencia en dureza sea “la huella” que distingue una de la otra es, desde luego, una hipótesis endeble, ya que sólo cuatro ensayos, los disponibles de agua inyectada, la avala. Peor aún, los únicos ensayos disponibles de pozos productores, cuyo alto nivel de dureza sería evidencia de

la presencia de agua de inyección, contradicen la hipótesis, caso de los pozos Agua Fría 823 y 859, muestreados *a priori* a la prueba de inyección, o no son concluyentes, caso del Coapechaca 211, cuya muestra del 2013 se recolectó a pozo

cerrado. Expuesto lo anterior, diríase que la mejor, acaso la única, evidencia de la presencia de agua de inyección en el pozo productor es el incremento sustancial del gasto de agua, no siempre aparejado con el de aceite.

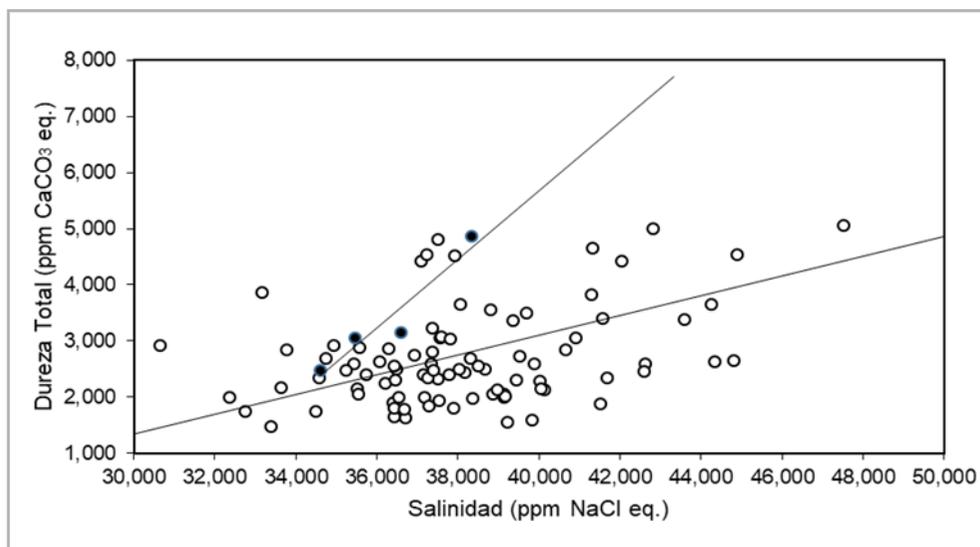


Figura 5. Relación dureza-salinidad en muestras de agua de pozos productores, círculo vacío, e inyectores, círculo lleno, campo Agua Fría. Contraste en la pendiente de las respectivas líneas de tendencia lleva a formular una hipótesis según la cual la fuente mesozoica y/o el tratamiento del agua inyectada incrementa la dureza.

Hay, entre las distintas observaciones de campo, algunos registros que causan cierto desconcierto. Por ejemplo, que, inyectando agua a una presión de fondo por encima de 300 kg/cm², los pozos del entorno cercano, y otros igualmente próximos a los inyectores, no acusen incremento alguno de presión, o si lo hacen y son abiertos a producción, rápidamente se depresionen. Un modelo de yacimiento conformado por cuerpos arenosos lateralmente continuos e hidráulicamente comunicados no es compatible con tales observaciones. Será pues propósito de las siguientes líneas postular un modelo explicativo, válido para los 29 campos productores en la Fm. Chicontepec.

Elucidación

Sin lugar a dudas la Fm. Chicontepec es parte fundamental en la formulación de un modelo de yacimiento. Entender

en este caso, como en muchos otros, de dónde provienen los sedimentos, en qué ambiente se depositaron y qué cambios los llevó al estado lítico actual es esencial. Los sedimentos de la Fm. Chicontepec provienen de la Sierra Madre Oriental, erosionada paulatinamente al constituirse en un elemento estructural positivo durante la orogenia Laramide. Al tiempo que emerge la Sierra Madre Oriental del mar y exhuma las formaciones Cretácicas y Jurásicas, aparece, hacia el poniente, su correspondiente antefosa o cuenca de antepaís o *foreland*, elemento estructural negativo receptor, a profundidad batial (200 a 3,000 mbnm), de los sedimentos erosionados, **Figura 6**. Más al oriente, la plataforma Tuxpan, un edificio calcáreo de 1,500 metros de relieve desarrollado en el Cretácico Medio, actuará como dique de contención de los sedimentos, canalizándolos, de ahí el nombre de Paleocanal Chicontepec, hacia aguas más profundas, al sureste.

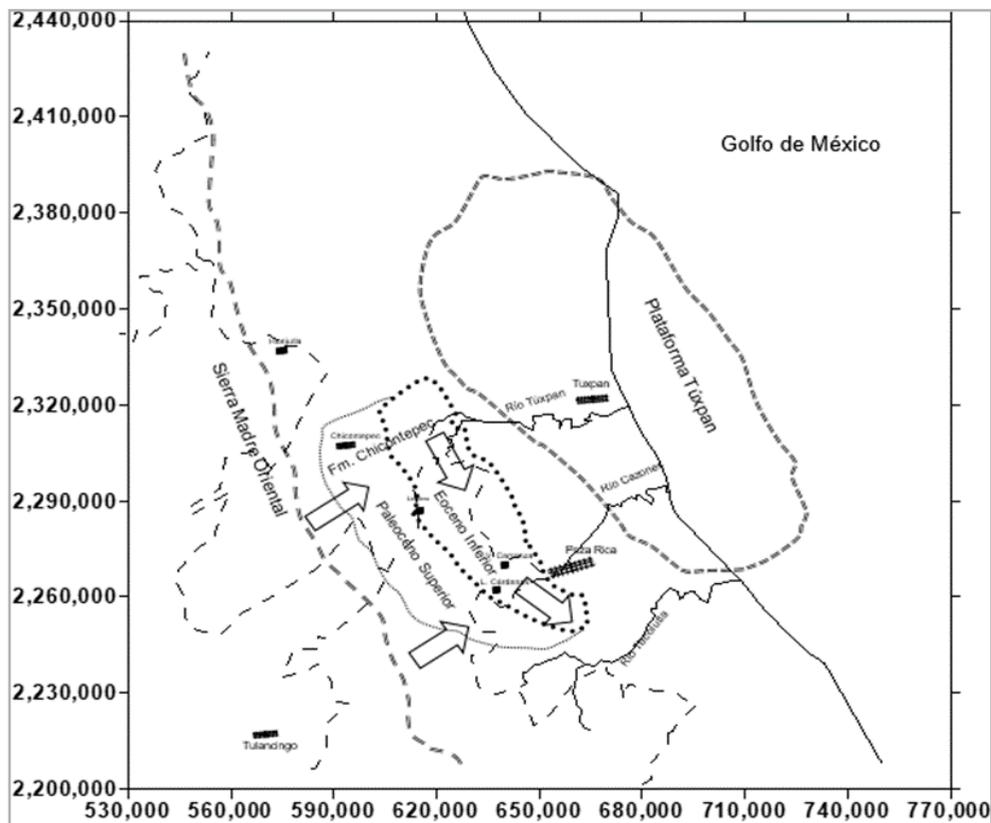


Figura 6. Diagrama esquemático de ubicación del Paleocanal Chicontepec, línea punteada, y, en doble línea discontinua, elementos estructurales: Sierra Madre Oriental, al poniente, y plataforma Tuxpan, al oriente. Flechas indican origen, destino y sentido de depósito de los sedimentos de la Fm. Chicontepec. Paleoceno Superior y Eoceno Inferior muestran distribución espacio-temporal de sedimentos. Límites estatales (línea discontinua), litoral del Golfo de México, ríos Tuxpan, Cazonen y Tecolutla, ciudades y poblados contextualizan la extensión del paleocanal. No indicadas en la figura la prolongación del paleocanal hacia el noroeste, Paleocanal Bejuco - La Laja, y al sureste, al Golfo de México. Escala UTM en metros.

La acumulación de sedimentos en este ambiente de depósito transcurre durante 12 millones de años (ma), 5 ma del Paleoceno Superior y 7 ma del Eoceno Inferior. Depositados transgresiva y secuencialmente, sin traslape estratigráfico, 500 metros de espesor de sedimentos se acumulan en el Paleoceno Superior, 500 metros en el Eoceno Inferior, albergue, el segundo, de los yacimientos del complejo Chicontepec. Atendiendo al lapso de 7 ma de acumulación de sedimentos del Eoceno Inferior, entre 3 y 4 secuencias de 3^{er} orden pueden ser identificadas, mismas que, líneas arriba, se han designado “superior”, “media” e “inferior”. Dividido el espesor total eocénico en tres secuencias de 3^{er} orden, a cada una le corresponde un paquete de entre 150 y 200 metros de sedimentos. En la práctica, sólo los límites de secuencias de tercer orden son discernibles sísmicamente, no así las capas del interior, mucho menos la presencia de los yacimientos.

Constituidos por arenas y arcillas, inter- e intra-estratificadas, los sedimentos se transportan y depositan, mecánica y gravitacionalmente, en frecuentes flujos de turbiditas y esporádicos flujos de avalancha delineando sistemas en abanicos. De acuerdo con las *facies* deposicionales identificadas por Nilsen (1984) en este ambiente: talud, abanico proximal, abanico medio, abanico distal y planicie de cuenca, la Fm. Chicontepec pertenece a la *facies* de abanico medio-distal, ello en razón del tamaño de grano fino a muy fino, el bajo espesor de los estratos arenosos, la baja relación y regular clasificación arena/arcilla y la ocasional presencia de canales.

Durante la segunda mitad del Eoceno y todo el Oligoceno, la Fm. Chicontepec es sometida a distintos episodios diagenéticos de cementación, en los cuales, flujos convectivos de aguas hidrotermales precipitan grandes

volúmenes de calcita y cuarzo transportados en solución (Bermúdez, *et. al.*, 2006) y reducen, parcial o totalmente, el espacio poral de los estratos más permeables. La *facies* de canal, objetivo primordial en el desarrollo de los campos turbidíticos en aguas profundas del Golfo de México, como *Thunder Horse* y *Mardy Grass*, ajenos a todo proceso destructivo de la porosidad, no despierta atractivo alguno en el contexto diagenético de Chicontepec, sirvan de ejemplo los 16 pozos secos del campo Amatitlán perforados, presumiblemente, en *facies* de canal.

La cementación transforma la arena en arenisca y la compactación la arcilla en lutita. En muestras de mano, cuatro elementos son identificables: fragmento, matriz, cemento y poro. El fragmento es el aglomerado de granos depositado al tiempo que la matriz. Pevio a la cementación, fragmento y matriz se adhieren por compactación, formando una masa dura, no disgregable. 100 secciones delgadas identifican el 74% de la superficie de observación como fragmento, el 17% matriz, el 5% cemento y el 4% poro (Sessarego y Vázquez, 2008).

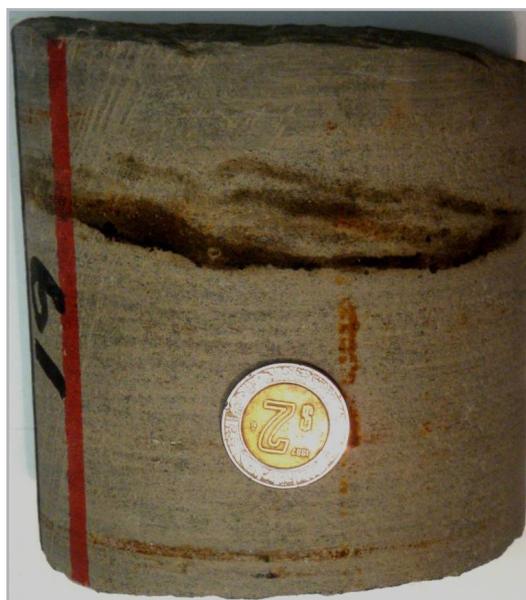


Figura 7. Franja de arena parcialmente cementada e impregnada de aceite supra y subyacida por arenisca, núcleo #1, pozo Corralillo 607, campo Corralillo, complejo Chicontepec. Arena y arenisca tienen mismo tamaño de grano.

Del volumen poroso primigenio, más del 50% se ha perdido por cementación, de la porosidad remanente 90% es intergranular y 10% intragranular.

La **Figura 7** presenta la imagen fotográfica de una muestra de núcleo en la que se observa, sobre y subyacente por arenisca, un estrato de arena parcialmente cementada e impregnada por aceite, ambas del mismo tamaño de grano. No puede dejar de llamar la atención el que, en más de 4,000 metros de núcleo extraído en alrededor de 150 pozos, el mayor espesor impregnado de aceite, y documentado, como el mostrado en la figura, sea de un metro. Los autores pueden atestiguar haber visto uno de 30 centímetros y algunos otros como el de la figura. Determinar la relación entre metraje impregnado y metraje total nucleado llevará, cuando se

haga esta tarea, a interesantes conclusiones. Sea de un metro o de algunos centímetros, el espesor impregnado no debe tener, aquí empieza la propuesta de modelo de yacimiento, gran extensión lateral. Que sólo el pozo vertical en cada macropera sea nucleado y se halle a 2,400 metros de su par más cercano, vuelve fútil cualquier ejercicio de correlación. Más importante, siendo tan pequeños, los espesores impregnados no son siquiera detectables con registros petrofísicos. Pretender identificar la presencia de aceite en las arenas de Chicontepec es y ha sido, un ejercicio inútil y costoso. Es el “espesor impregnado” del registro petrofísico procesado el hilo de la madeja que lleva a la estimación del publicitado recurso de cientos de miles de millones de barriles de aceite de Chicontepec.

De la extensión de los estratos impregnados nada se sabe. Su espesor, ancho, largo, forma, orientación, distribución, son totalmente desconocidos. Se sabe que, contrario a la creencia predominante, según la cual todos los pozos se fracturan a fin de incrementar la permeabilidad de las arenas productoras, los planos de fractura inducida tan sólo cortan o contactan, accidentalmente, los cuerpos lenticulares impregnados. Y se dice “lenticular”, por su reducida extensión y pequeño espesor y por estar encapsuladas en roca de muy baja permeabilidad ($k < 0.1$ mD). Pero, y aquí viene la segunda parte del modelo, si las lentes están rodeadas por roca impermeable, cómo es que, habiendo sobrevivido al intenso proceso de cementación, se impregnaron de aceite. Múltiples evidencias de fracturas naturales en núcleos y afloramientos de la Fm. Chicontepec las sitúa como el medio a través del cual migró el aceite desde las formaciones generadoras, Santiago y Pimienta, del Jurásico Superior. El *timing* del fracturamiento, concurrente con el de la migración del aceite, ocurre en el Mioceno.

En el modelo, tres elementos tectónicos controlan la dispersión de las fracturas: 1) fallas transtensionales evidenciadas en superficie por la presencia de los ríos Tuxpan, Cazonos y Tecolutla en zonas de debilidad “cortical”; 2) fallas inversas del frente de cabalgadura de la Sierra Madre Oriental; y 3) diapirismo ígneo demostrado por la presencia de derrames basálticos y detritos de origen ígneo observados en muestras de pozo, **Figura 8**. El que los mejores campos productores se hallen en las inmediaciones de los tres ríos motiva este planteamiento. Hasta ahora, todas las arenas cuyas fracturas se piensan subordinadas a fallas inversas (campos Humapa y Coyol) o a intrusiones ígneas (campo Miquetla) han arrojado pobres gastos de aceite. Sobre esta línea de razonamiento cabe entonces esperar que, en general, cuanto mayor sea la distancia entre el pozo y el elemento tectónico asociado, menor será su productividad. Al tiempo.

Existen, continuando con el modelo, dos tipos de fractura: sellada y abierta. Las fracturas selladas, que son la inmensa mayoría y cuya presencia se postula de la observación

directa, se hallan rellenas de minerales como gilsonita, calcita, cuarzo y arcilla. A la presión inicial de los yacimientos, permanecen cerradas, más aún cuando ésta declina. Sin embargo, cuando la presión aumenta, por la inyección de agua al yacimiento, la presión hidráulica reabre las fracturas, reactivándolas y conduciendo parte importante del fluido hacia el subsuelo profundo. Alcanzada cierta profundidad, contactados otros enjambres de fracturas selladas del plano conjugado, parte del fluido, atraído en marcha ascendente hacia zonas de menor presión en otras lentes en explotación, reactiva paulatinamente las fracturas hasta su eventual irrupción en zonas distantes en producción. Esto es lo que explica que, en la prueba de inyección de Agua Fría, la irrupción del agua no se observe en los pozos vecinos a los inyectoros y sí, en cambio, en pozos distantes, algunos de ellos al otro lado del río Cazonos, y presumiblemente de la zona de cizalla.

Las fracturas abiertas, hidráulicamente activas, son una minoría y su presencia se infiere de la producción extraordinaria, para los estándares de Chicontepec, de los únicos cuatro pozos que acumulan más de un millón de barriles de aceite en producción: dos en el campo Agua Fría, uno en Presidente Alemán y uno en Horcones. Es sobre todo este último pozo el que, estando rodeado de pozos de pobre producción, invita a pensar en una fuente de almacenamiento de hidrocarburos exógena, toda vez que resulta imposible imaginar lentes del tamaño necesario para contener, factor de recuperación de por medio, el volumen producido y no manifestarse en ninguno de los pozos circunvecinos. Estas fracturas son de naturaleza local, de “buena” apertura y profundizan hasta las rocas generadoras o a probables yacimientos. En pozos de producción extraordinaria, las lentes no son distintas a las de los otros pozos, las lentes sólo actúan como cámaras de paso del aceite que fluye desde fuentes profundas. Si la hipótesis planteada es correcta, bien se haría en indagar, bajo la localización de los pozos extraordinarios, acerca de la existencia de rocas de ambiente de plataforma externa o de talud, como los de las formaciones San Andrés y Chipoco, **Figura 8**.

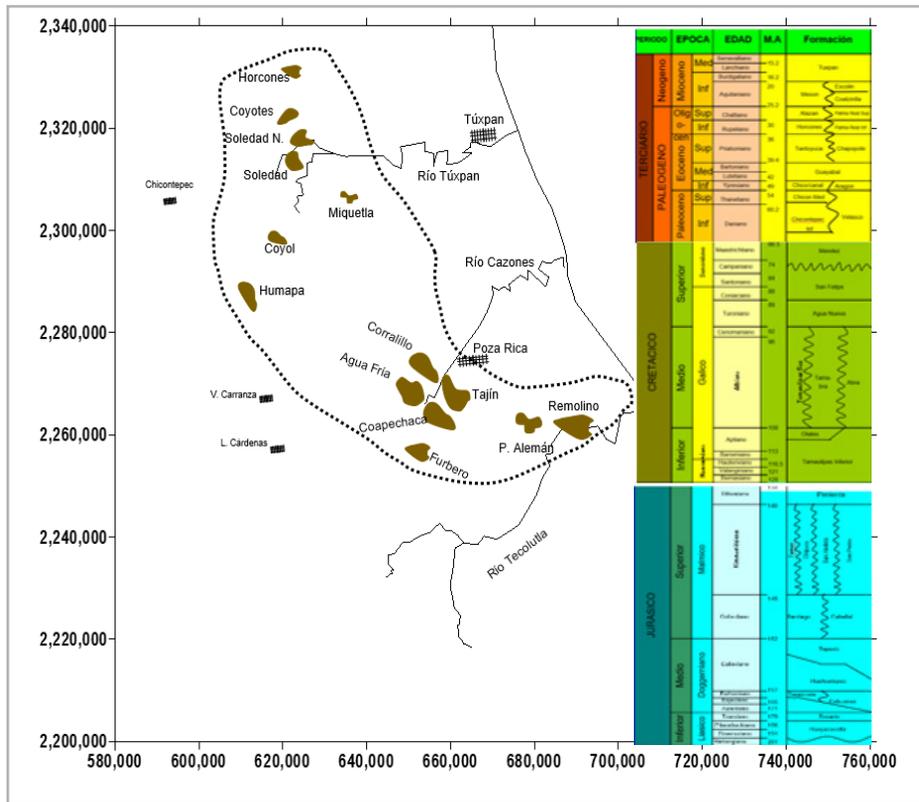


Figura 8. Diagrama esquemático de ubicación de porción productora de aceite en Paleocanal Chicontepec - Eoceno Inferior (línea punteada). Asociadas con fallas de corrimiento eb el subsuelo, cuya evidencia en superficie son las vertientes de los ríos Tuxpan, Cazonos y Tecolutla, tres zonas productoras son identificadas: norte, de crudo ligero, centro, de crudo intermedio, y sur, de crudo pesado. Aledaños a los ríos, nombres de algunos campos con límites ficticios, meramente ilustrativos, son mostrados. Humapa y Coyol, campos de crudo pesado ligados con fallamiento inverso; Miquetla, campo de crudo ligero asociado con intrusivo ígneo. Columna estratigráfica complementa la figura. Escala UTM en metros.

Producción

El análisis de la información de cuatro décadas de producción del campo Agua Fría y campos aledaños: Coapechaca, Corralillo y Tajín, que a continuación se presenta permite aquilatar los desafíos técnicos y económicos que encara su explotación. Por número de pozos y producción acumulada, los resultados que se muestran representan, a diciembre de 2017, la historia completa de la mitad del recurso total explotado. Las anotaciones, no huelga advertir, se juzgarán sólo válidas en la zona de los 4 campos, la mejor del complejo Chicontepec. El lector enterado sabrá sacar sus propias conclusiones del resto de los campos, sobre el presente y futuro de Chicontepec.

Para cada pozo y campo se dispone, mes a mes, de los gastos promedio diario de aceite, gas y agua del arranque a

diciembre de 2017, o al cierre, lo que ocurra primero. Sólo el aceite es considerado, no el gas, cuya gran mayoría se quema en la atmósfera. Contrastando comportamientos a lo largo de 4 décadas, la **Figura 9** muestra los perfiles de producción mensual y promedio diario de aceite de Agua Fría y del conjunto de cuatro campos antes referido. La actividad de perforación, en particular entre 2003 y 2013, queda de manifiesto por el sustancial crecimiento en el número de pozos en operación. En Agua Fría, contrario a los otros campos, la vorágine operativa apenas y repercute en el incremento de la producción mensual, menos aún en el de la producción promedio diaria. En el último lustro, no bien cesa la perforación intensiva, decae la producción. Mantener la producción, no se diga aumentarla, es una carrera contra el tiempo que demanda un plan de desarrollo en permanente inversión.

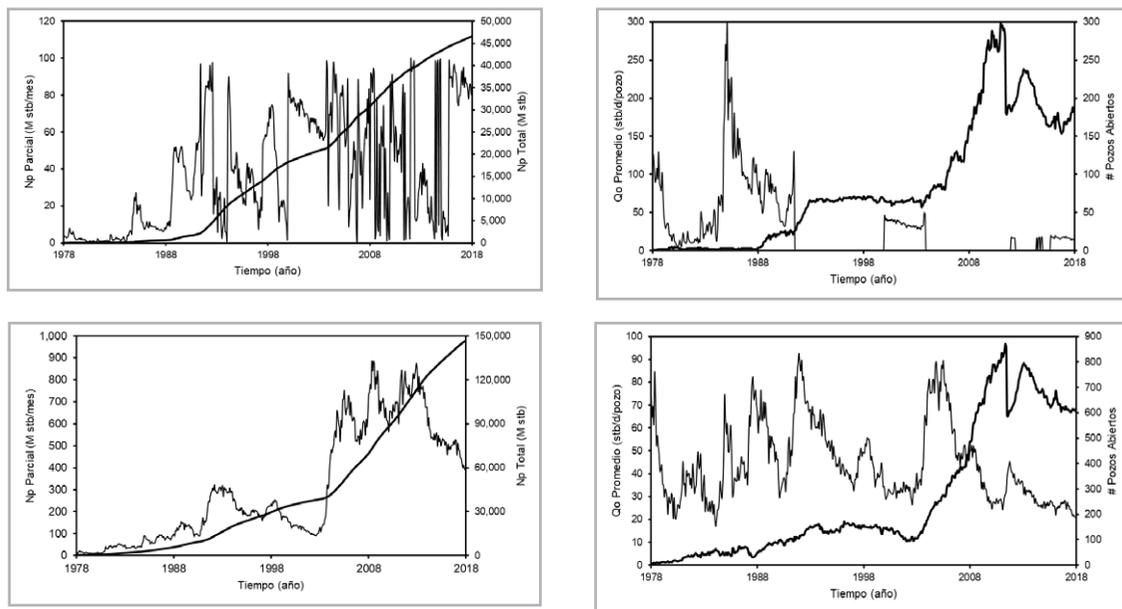


Figura 9. Perfiles de producción mensual (izquierda) y promedio diaria (derecha) de aceite en el campo Agua Fria (arriba) y conjunto de cuatro campos (abajo) a lo largo de 4 décadas, complejo Chicontepec. En línea gruesa, producción acumulada (izquierda) y número de pozos en operación (derecha) como variables secundarias. Conjunto de cuatro campos: Agua Fria, Coapechaca, Corralillo y Tajín.

La **Figura 10** muestra, en color, cómo ha evolucionado el desarrollo de pozos y de su correspondiente producción acumulada de aceite, en el área. La sola distribución de colores es sugerente: en vez de orientar el desarrollo de la última década hacia el poniente, río arriba, debió de privilegiarse el oriente, río abajo, según se observa en el mejor desempeño de los pozos Corralillo y Tajín. Esa textura moteada, pigmentada, sacaroidal, dalmatiana que despliega

la distribución espacial de la producción acumulada de aceite, ese despliegue oscilante, errático, browniano del perfil temporal de la producción es la esencia misma del comportamiento de un yacimiento *no convencional*, de un yacimiento en el que, a escala puntual, es absolutamente imposible predecir el desempeño del próximo pozo, conocido el de su vecino cercano.

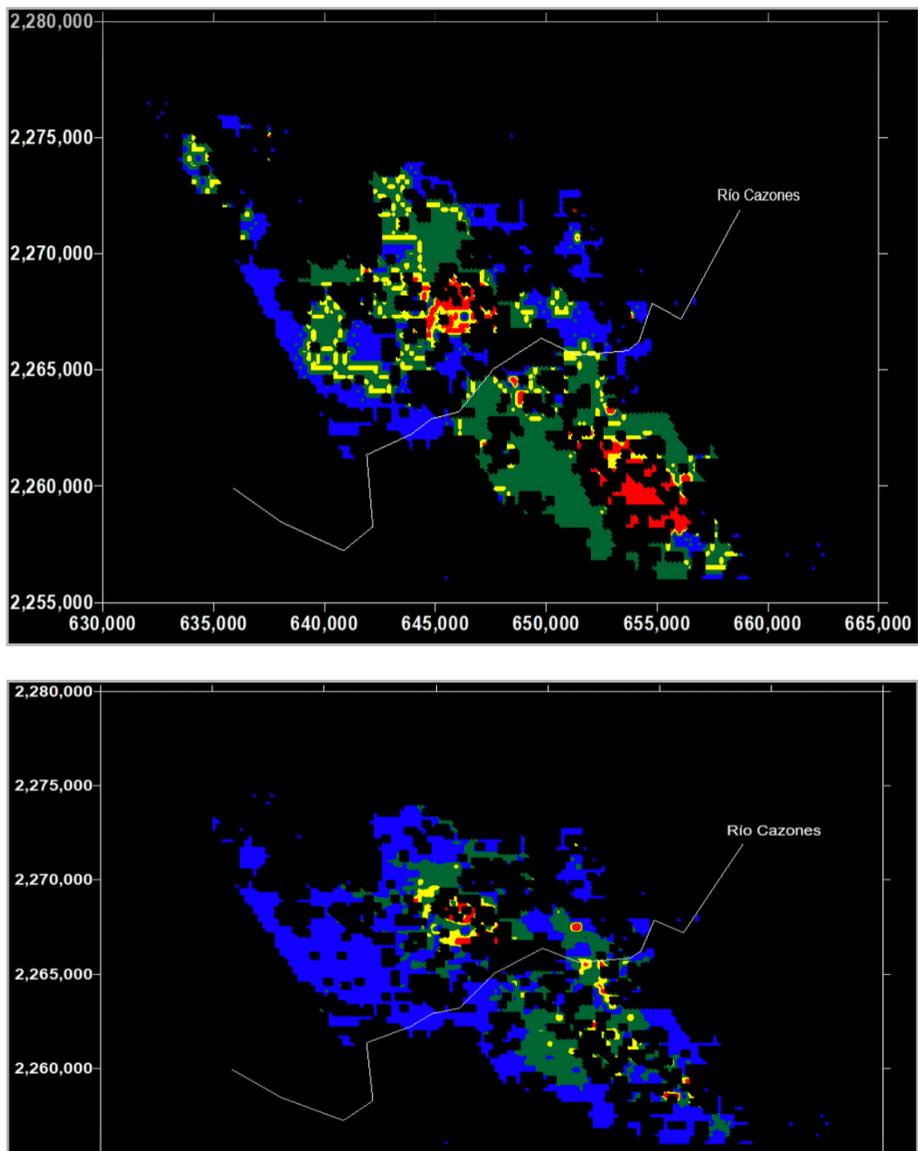


Figura 10. Área de desarrollo de campos Agua Fría, Coapechaca, Corralillo y Tajín, complejo Chicontepec. Arriba, evolución en cuatro décadas de actividad de perforación. En rojo, pozos perforados antes de 1988; en amarillo, entre 1988 y 1998; en verde, entre 1998 y 2008; y en azul, de 2008 a la fecha. Abajo, distribución de producción acumulada de aceite por pozo. En rojo, pozos con más de 500 mil barriles de aceite producido a la fecha; en amarillo, entre 300 y 500 mil barriles; en verde, entre 100 y 300 mil barriles; y en azul, menos de 100 mil barriles. Escala UTM en metros.

A escala regional, la distribución de la producción acumulada es consistente con la hipótesis del modelo geológico, según la cual el desempeño de los pozos será más pobre cuanto más distantes de hallen del cauce de los ríos, o

del elemento tectónico del caso. Desde la óptica de la producción acumulada de aceite y del gasto máximo histórico, tal parece que la tendencia, a futuro, favorece el bajo desempeño, **Figura 11.**



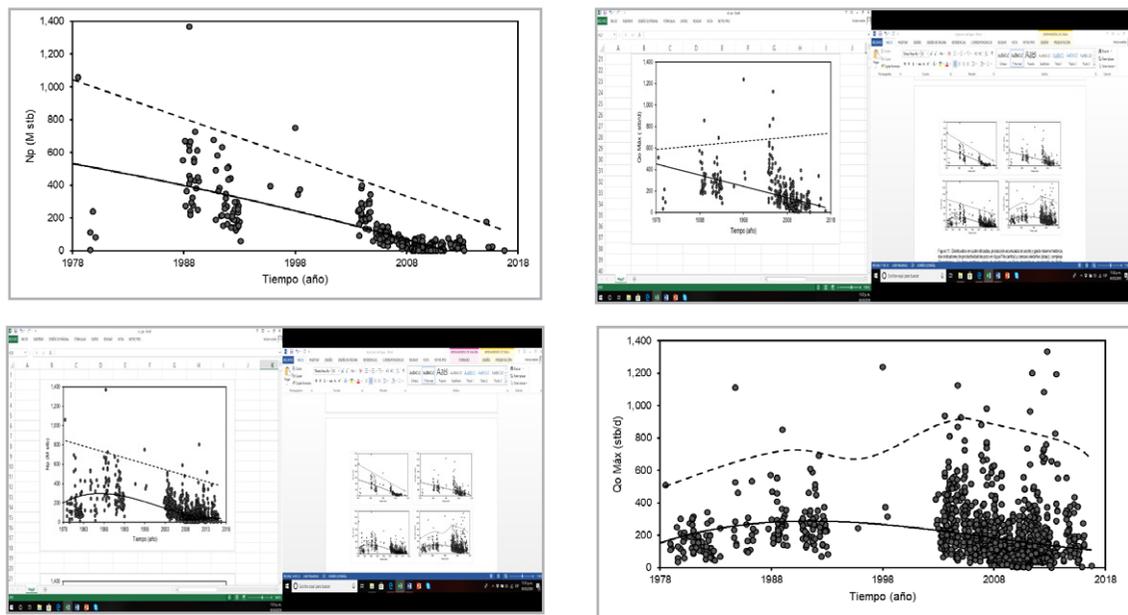


Figura 11. Distribuidos en cuatro décadas, producción acumulada de aceite y gasto máximo histórico, dos indicadores de productividad de pozo en Agua Fría (arriba) y campos aledaños (abajo), complejo Chicontepec. En línea continua, curva de tendencia; en línea discontinua, envolvente de límite superior. M denota miles.

Así como del historial de producción de cada pozo, el gasto inicial, el gasto máximo y la producción total son identificados como parámetros de productividad, del mismo modo la tasa interna de retorno (TIR), el valor presente neto (VPN) y la relación entre el valor presente neto y el valor presente de la inversión (VPN/VPI) se asumen como indicadores económicos, para cuya estimación se emplean las premisas base: precio del aceite, 60 usd/stb; costo de operación, 25 usd/stb; inversión de capital, 1.7 millones de dólares (MM usd), por pozo; tasa de descuento, 12% anual. El promedio calculado de dichos parámetros e indicadores es mostrado en la **Tabla 2**, por campo y los cuatro campos en conjunto. El precio del aceite es la media entre el mínimo y el máximo en las últimas cuatro décadas. El costo de operación es el reportado en Chicontepec. El costo de capital resulta de integrar al costo de perforación y terminación, 1.3 MM usd, los costos prorrateados de construcción de caminos y

macroperas, de transporte y almacenamiento de crudo, de separación y deshidratación y administrativos, 0.3 MM usd, todo por pozo. La tasa de descuento es la ahora empleada en Pemex.

Un pozo, un campo, un conjunto de campos representan, cada cual, una unidad de inversión que podrá considerarse económica si su TIR es mayor a 20% y rentable si su VPN es positivo o, equivalentemente, si su TIR es mayor a la tasa de descuento (TIR > 12%). En la Tabla 2, los valores de los índices económicos no corresponden al del campo o grupo de campos indicado, sino sencillamente al promedio de lo calculado en cada pozo. Para las variables de productividad el promedio es la media aritmética de los correspondientes valores en cada pozo. En las variables económicas, el promedio es calculado para un pozo representativo cuyo perfil de producción es la media del de los demás.

Concepto	Campo				
	Agua Fría	Coapechaca	Corralillo	Tajín	Total
# Pozos	417	460	234	346	1457
Np (M stb)	46,570.6	31,553.5	22,918.7	45,558.4	146,601.2
E[Qoi] (stb/d/pozo)	105.3	113.9	156.2	113.0	118.0
E[Qom] (stb/d/pozo)	167.4	158.9	214.9	207.1	181.8
E[Np] (M stb/pozo)	111.7	68.6	97.9	131.7	100.6
E[TIR] (%/pozo)	16.2	9.9	26.0	21.3	17.2
E[VPN] (M usd/pozo)	294.3	-99.9	634.9	618.6	301.6
E[VPN/VPI] (fr/pozo)	0.0615	-0.0587	0.3735	0.3639	0.1774
Pozos Económicos (%)	27.6	25.0	40.2	37.6	31.2
Pozos Rentables (%)	33.1	33.0	47.0	47.7	38.8

Tabla 2. Estadísticas de productividad y económicas en campos indicados, complejo Chicontepec. Variables económicas estimadas con: precio del crudo, 60 usd/stb, costo operativo, 25 usd/stb, inversión de capital, 1.7 MM usd/pozo y tasa de descuento, 12% anual. Notación: Np, producción acumulada de aceite; Qoi, gasto inicial de aceite promedio al mes; Qom, gasto máximo de aceite promedio al mes en historia de producción; TIR, tasa interna de retorno; VPN, valor presente neto; VPI, valor presente de la inversión. La inversión en un pozo se define económica si TIR > 20% y rentable si VPN/VPI > 0 o TIR > 12%. En variables de productividad, operador E[] denota valor esperado según media aritmética de valores en cada pozo. En variables económicas, E[] es calculado para un pozo representativo cuyo perfil de producción es la media del de los demás. M denota miles y MM millones.

La **Figura 12** ilustra el perfil “representativo” así obtenido para Agua Fría y los cuatro campos. Calcular las variables económicas por campo o conjunto de campos no significara mayor obstáculo toda vez que se conozcan las fluctuaciones del precio del crudo, del costo operativo y de la inversión, en el tiempo.

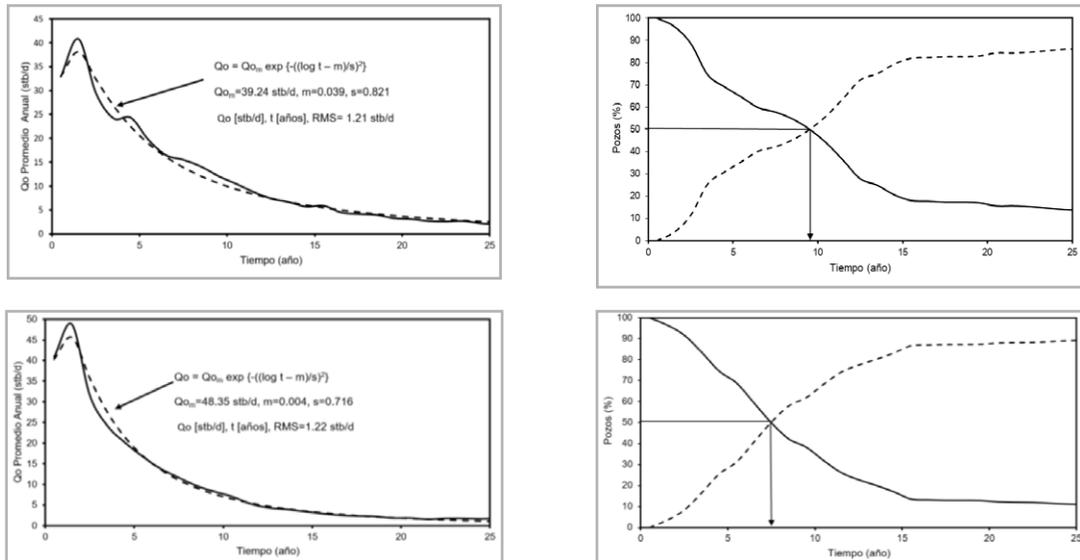


Figura 12. Izquierda y en línea continua, perfil de producción en pozo representativo de campo Agua Fría, arriba, y cuatro campos, abajo, complejo Chicontepec. En línea discontinua, modelo asociado de declinación log-normal. Derecha y en función del tiempo, porcentaje de pozos activos (línea continua) cuya producción interviene en el cálculo del perfil del pozo representativo; en el mismo gráfico su complemento el porcentaje de pozos inactivos (línea discontinua), en Agua Fría (arriba) y cuatro campos (abajo). De acuerdo con estos porcentajes, el 50% de los pozos concluyen su etapa productiva al término de 9½ años, en Agua Fría, y 7½ años, en los cuatro campos.

A juzgar por los resultados de la **Tabla 2**, Corralillo y Tajín, los campos río abajo, ofrecen el mejor desempeño económico, cosa que no sorprende dado su mayor índice de productividad. Económicamente, Agua Fría y Coapechaca lastran los resultados del conjunto: como unidad de inversión, el 68.2% de los 1,457 pozos no son económicos, el 61.2% no son rentables, no cubren el costo de capital a valor actual. Si el precio del crudo aumentara y/o los costos se redujera, ambos porcentajes reducirían de valor. La **Figura 13** muestra a qué precio y costos el 50% de los pozos serían económicos y/o rentables, o bien el TIR medio subiría

de 17.2%, calculado bajo las premisas arriba establecidas, a 20%, mínimo requerido en términos económicos.

Si bien es cierto que se desconoce el número y desempeño de los pozos restantes del complejo Chicontepec, no se cree que éste haya sido superior al de los cuatro campos analizados. Cómo aconsejar invertir en Chicontepec cuando lo mejor ha sido ya explotado, menos aún recordando que en su período de máxima inversión (2007-2013), cuando poco más del 20% del presupuesto de PEP le fuera asignado, no aportara ni el 2% de la producción nacional.

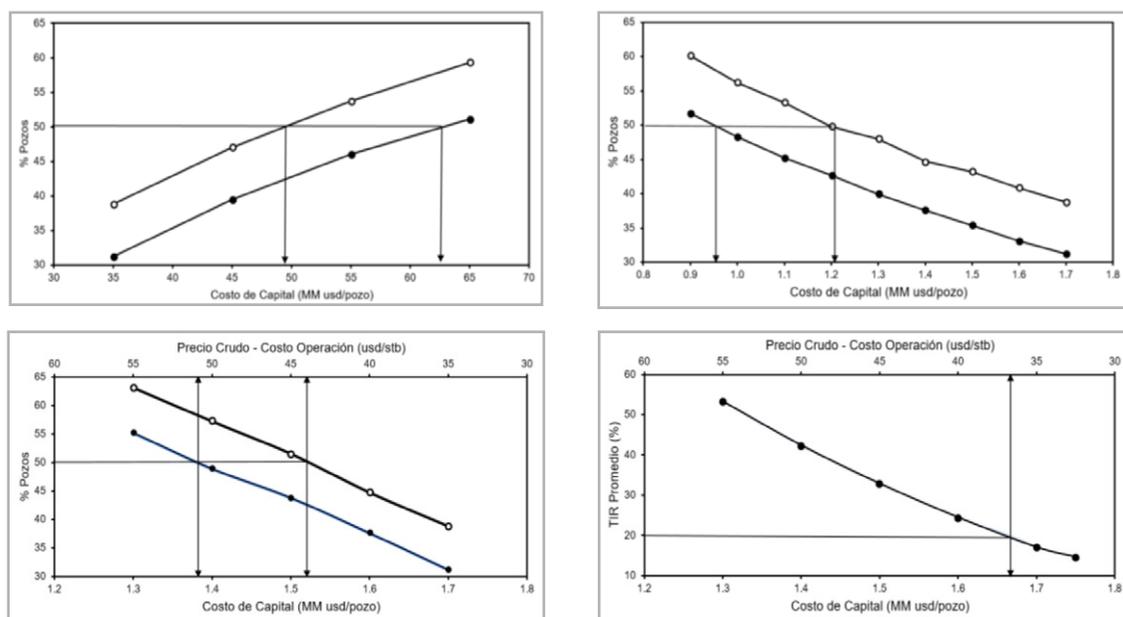


Figura 13. Curvas de economicidad, círculo lleno, y rentabilidad, círculo vacío, en función de diferencia: precio del crudo menos costo operativo, y costo de capital en cuatro campos: Agua Fría, Coapechaca, Corralillo y Tajín, complejo Chicontepec. Arriba, dependencia univariable, abajo, dependencia bivariable. Flechas apuntan a valores de diferencia y costo de capital en los que 50% de los pozos resultan unidades de inversión económica y/o rentable. Abajo a la derecha, curva de TIR según perfil de producción de pozo representativo. Flecha apunta valores de diferencia y costo de capital donde TIR promedio asume valor 20%.

Visualización

Transcurrida una década e inyectados 33.7 millones de barriles de agua en un área restringida del campo Agua Fría, es natural preguntar por el destino de tan importante volumen de fluido. De acuerdo con el modelo postulado, una parte considerable de éste, conducido a través de una red de fracturas, yace en formaciones más profundas, habiendo sido la función principal de los inyectores la de pozos letrina. Del flujo descendente, una parte, menos importante e imposible de cuantificar, se desplaza, no

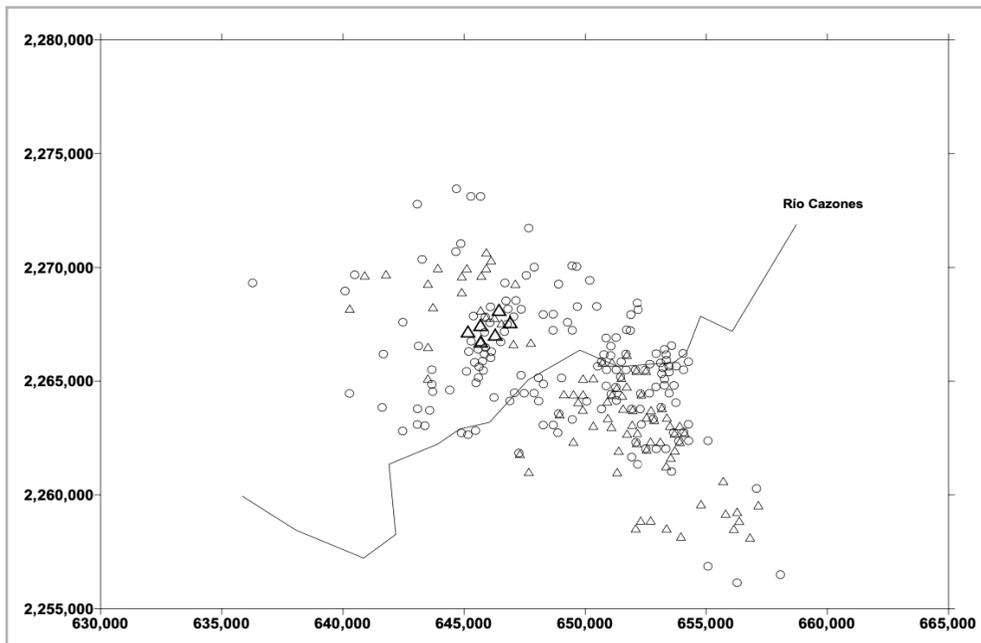
bien alcanzada cierta profundidad, hacia arriba, a través de otra red de fracturas, estas antitéticas, que contactan otras lentes arenosas, de la misma Fm. Chicontepec. Entre lentes no existe comunicación hidráulica natural, y cuando la evidencia se presenta en pozos vecinos, ésta se atribuye al fracturamiento hidráulico inducido.

Sea que el agua inyectada alcance otras lentes a través de fracturas naturales o de fracturas inducidas, lo cierto es que el hecho no se puede constatar, y, dado que el análisis Stiff no muestra diferencia significativa, menos aún que el

agua producida contenga rastros del agua inyectada. Por si no fuese suficiente, el comportamiento de los pozos, antes de la inyección (1977-2007) y durante la inyección (2008-2018) no acusa mayores diferencias, trátase del gasto de aceite, del gasto de agua o del corte de agua. Por ejemplo, la **Figura 14** contrasta la ubicación de pozos de los cuatro campos cuyo gasto de agua en algún mes del período de pre-inyección es mayor a 100 bls/d con la de sus similares del período de inyección. Sin dominios regionales, sin la menor influencia alrededor de la zona de inyección, ambos conjuntos se dispersan a lo largo y ancho de los campos, luego entonces gastos de agua mayores a 100 bls/d son tan usuales de registrar antes como durante el período de inyección. En síntesis, mientras no se agregue un trazador al agua de inyección (e.g. colorante) no podrá distinguirse de la de producción, por ende, atestiguar su presencia en los pozos.

Además, es el caso de que, sin registros de presión en el cabezal de los pozos, desconocido el tiempo a partir del cual

incrementa la presión, aumenta la producción de aceite e irrumpe el agua de inyección, la fracción de la producción de aceite acreditable a la inyección no podrá ser estimada. No obstante, bajo tres premisas es todavía dable un cálculo: una, entender por volumen acreditable a la inyección el gasto promedio mensual de aceite de un pozo cuyo corte de agua, o gasto de agua, uno u otro, correspondiente sea mayor a cierto umbral; dos, todos los pozos de un campo o grupo de campos son sujetos de análisis, mes a mes y en el período de inyección, o en cualquier período, para tal efecto; y, tres, el gasto de aceite es acumulable mes a mes, por pozo y campo. El cálculo es independiente del volumen de agua inyectada, así como del lugar y período de inyección. Empleando corte de agua 50%, la **Tabla 3** muestra los resultados obtenidos, por campo y agrupamiento de campos, en distintos parámetros de interés. Como si cada pozo elegible hubiese sido impactado por el agua inyectada, la máxima recuperación incremental, 0.6%, se alcanzaría, bajo las premisas fijadas, en los campos Coapechaca y Tajín; por campo y pozo Tajín ofrecería el mayor volumen de aceite acreditable a la inyección.



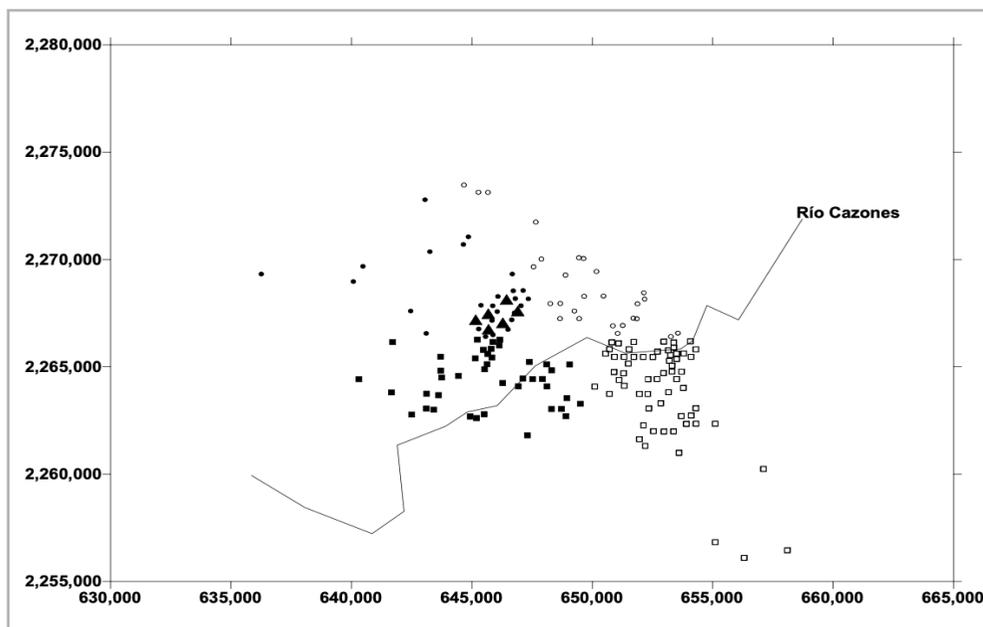


Figura 14. Arriba, pozos que en algún momento de su vida productiva registran un gasto de agua promedio mensual mayor a 100 bls/d, campos Agua Fría, Coapechaca, Corralillo y Tajín, complejo Chicontepec. En triángulo, período (1977-2007); en círculo, período (2008-2018); seis pozos inyectoros en triángulo grande. Abajo, pozos de inyección que en algún momento de su vida productiva registran un gasto de agua promedio mensual mayor a 100 bls/d. Círculo lleno, pozos Agua Fría; cuadro lleno, pozos Coapechaca; círculo vacío, pozos Corralillo; cuadro vacío, pozos Tajín; y, triángulo lleno, pozos inyectoros. Escala UTM en metros.

Concepto	Campo				Total
	Agua Fría	Coapechaca	Corralillo	Tajín	
# Pozos	160	218	78	206	662
Npw (M stb)	610.6	1,142.0	476.9	2,055.1	4,284.7
Np (M stb)	26,181.8	15,890.8	8,567.7	31,846.6	82,486.9
Npw/Np (%)	2.3	7.2	5.6	6.5	5.2
N (M stb)	327,271.9	198,635.8	107,096.8	398,082.9	1,031,086.6
Rec. Inc. (%)	0.2	0.6	0.4	0.5	0.4
Wp (bls)	1,769.9	2,231.3	963.1	5,497.1	10,461.4
Fw (%)	74.4	66.1	66.9	72.8	70.9
E[Npw] (M stb/pozo)	3.8	5.2	6.1	10.0	6.5
E[Np] (M stb/pozo)	163.6	72.9	109.8	154.6	124.6

Tabla 3. Resultados de la estimación de la producción de aceite acreditable a la inyección de agua en cuatro campos del complejo Chicontepec. Los valores estimados son independientes del volumen de agua inyectada. De 2008 a la fecha, el aceite producido en un mes por un pozo se acredita a la inyección si el correspondiente corte de agua es mayor a 50%. E[] denota valor esperado según media aritmética. Volumen original de aceite en área afectada, N, calculado mediante: $N_p = fr N$, con $fr=8\%$. M denota miles.

Los resultados de este ejercicio de visualización no engendran entusiasmo, si en cambio refrendan la historia de un proyecto cuyo signo permanente ha sido la exigencia de gran capital con exiguo retorno, la de un proyecto con un claro perdedor..., y la de un informe destinado al archivo.

Reflexión

Alrededor de Chicontepec se fue tejiendo una leyenda. Ignorado en los años mozos de aquella región petrolera, poco a poco, conforme se veía venir el desplome de la producción nacional y aumentaba el interés de las compañías contratistas por participar en su desarrollo, la atención se fue centrando en Chicontepec. Importa recordar algunas de las frases que, a fuerza de repetición, llegaron a imponerse como verdades absolutas, y que caracterizaron el pensamiento de una época que se resiste a cambiar. Helas aquí.

Chicontepec encierra el mayor recurso de petróleo en México. Primero fueron 138, luego 86, y ahora 32 los miles de millones de barriles de aceite que se han cuantificado en Chicontepec. Nuestra estimación no llega a 6, y aun así peca de optimista. La raíz del inconmensurable recurso, 4 veces al de Cantarell, deviene de la sobrestimación del área y el espesor neto impregnados: 3,000 km² y 80 metros, en la estimación de Chaboudy (1992). El sesgo en el espesor impregnado se corregirá cuando se decida conciliar el registro petrofísico procesado con el núcleo. Corregir el sesgo en la estimación del área de las lentes impregnadas exige de enfoques probabilísticos, hasta ahora poco estudiados. Cualquier paso en esta dirección, presionará el recurso a la baja.

Las arenas de Chicontepec son lateralmente correlacionables y están hidráulicamente comunicadas. Cuando la arenisca se toma por arena, no es difícil arribar a tal aseveración. Y es que, tratándose de justificar el enorme recurso cuantificado, tal “confusión” resulta necesaria. La observación directa en núcleo revela que sólo las arenas se impregnan de aceite, con un espesor que difícilmente llega al metro; que las areniscas están totalmente cementadas y, de no estar fracturadas, constituyen una barrera al flujo. No se niegan las evidencias de comunicación entre pozos vecinos que han arrojado trazadores y otros fluidos inyectados al yacimiento, pero no se atribuyen al contacto natural entre las arenas, sino al enlace de las arenas a través de planos de fractura inducidos durante la terminación de cada pozo, condición sin la cual no habría producción.

Chicontepec es un yacimiento de baja permeabilidad. Por “baja permeabilidad” se entiende menos de 0.1 mD, valores que las pruebas de laboratorio han arrojado en muestras de arenisca, no de arena. A tan baja permeabilidad, no existe, a las profundidades de Chicontepec, fuerza capaz de embeber aceite en la matriz. En términos de la ecuación de Laplace, se calcula que es necesario aplicar un diferencial de presión de 2,500 psi para embeber aceite en matriz de tan baja permeabilidad, un pie adentro, o 7,500 psi ($\approx 530 \text{ kg/cm}^2$) un metro (Notas del curso: *secondary and tertiary recovery*, University of Calgary, 2012). Pruebas de desplazamiento en núcleos de arenisca de Chicontepec reportan ruptura de la manga del *core holder* con cero admisión de aceite (Dr. Simón López Ramírez, IMP, comunicación personal). Es curioso que a la permeabilidad de las arenas, cuyo valor fluctúa entre 50 y 500 mD, rara vez se le conceda atención, y no se hará mientras se piense que el yacimiento son las areniscas.

La prueba de inyección de agua en el campo Furbero fue un éxito. Si “éxito” quiere decir que se logró inyectar agua al yacimiento, hay que decir que sí. Pero, si el “éxito” se refiere a los barriles de aceite producidos, la respuesta es un rotundo no, ni un solo barril de aceite acreditado a la inyección. No obstante que entre los campos del complejo Chicontepec, Furbero sea uno de los más pobres, la prueba ha arrojado información que abona a la mejor comprensión de los yacimientos y a la construcción de modelos geológicos verosímiles. Los participantes, el activo y la empresa contratista, adeudan “todavía” el informe de resultados a la comunidad.

Implementar mejores prácticas y nuevas tecnologías incrementará la producción y reducirá los costos en Chicontepec. Primero fueron 800, luego 600, más tarde 400, finalmente 200 los miles de barriles de aceite que PEP se propuso producir diariamente de Chicontepec. Históricamente, lo máximo alcanzado ha sido poco menos de 80 mil barriles diarios, y eso efímeramente. En pozo y yacimiento se ha probado un sinnúmero de tecnologías. No es problema de las tecnologías, sino del yacimiento y sus expectativas, demasiado grandes para tan modesto potencial.

Referencias

Berlanga, J. M., Buenrostro, N. R. y Rivera, R. E. 2012. Complejo Poza Rica: Plan de Recuperación Mejorada. Informe elaborado al Activo de Producción Poza Rica Altamira, Subdirección Región Norte (julio).

Bermúdez, J. C., Araujo Mendieta, J., Cruz Hernández, M. et al. 2006. Diagenetic History of the Turbiditic Litharenites of the Chicontepec Formation, Northern Veracruz: Controls on the Secondary Porosity for Hydrocarbon Emplacement. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions* **56**: 65-72.

Chaboudy, L., Larese, D., Basáñez, M. et al. 1992. Petrological and Petrophysical Reconnaissance Evaluation of the Chicontepec Field Area, Tampico-Misantla Basin. Chicontepec Clastic Diagenesis Project, Reporte interno, AMOCO, PEMEX e IMP.

Islas, J. R., López, R. S., Rojero, L.E. et al. 2011. Diseño de Procesos de Recuperación Adicional de Hidrocarburos. PEP, Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos.

Lake, L. W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

Nilsen, T. H., 1984. Turbidite Facies Associations. En *Modern and Ancient Deep-Sea Fan Sedimentation*, eds. C. H. Nelson y T. H. Nilsen, 197-300. Tulsa, Oklahoma: Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, SEPM Short Course No. 14.

Sandrea, I. y Sandrea, R. 2007. Global Oil Reserves – 1: Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies. *Oil & Gas Journal* **105** (41): 44-47.

Sessarego, H. L., y Vázquez Nieto, F. G. 2008. Sedimentary Facies and Core Petrophysical Properties of the Paleocene-Eocene Chicontepec Tight Turbidites, México. Regional Technology Center for Advanced Recovery, Schlumberger Oilfield Services. Taller de trabajo Pemex – SLB (marzo).

Semblanza de los autores

Juan Manuel Berlanga Gutiérrez

Ingeniero Petrolero egresado de la UNAM. Ha incursionado en la industria extractiva del petróleo (Pemex), del carbón (Micare) y de los metales (Peñoles), dejando en testimonio 96 títulos, entre artículos y trabajos técnicos. Ha trabajado como consultor en evaluación de reservas y analista de resultados de pruebas piloto de recuperación mejorada. Su principal pasatiempo es la lectura de novelas y ensayos.

Alejandro Hernández Velázquez

Ingeniero Petróleo por el Instituto Politécnico Nacional. Ha trabajado en la industria del petróleo y colaborado en 7 artículos y trabajos técnicos. Ha colaborado en evaluación de reservas de gas (Proftech) y resultados de pruebas piloto de recuperación mejorada (Proftech). Actualmente se desempeña como asesor en la Consejería Independiente de Petróleos Mexicanos.