

Diagnóstico de fenómenos físicos presentes en yacimientos de gas y condensado utilizando API

*Jorge Enrique Paredes Enciso
Humberto Iván Santiago Reyes
Yuliana Ivette Torres García
César Israel Méndez Torres*
Pemex Exploración y Producción

Artículo recibido en junio 2023-evaluado, aceptado y corregido en enero 2024

Resumen

En Petróleos Mexicanos, los yacimientos de gas y condensado representan un activo valioso, no solo debido a la calidad de los fluidos, sino también al importante volumen de reservas, las cuales al 1 de enero de 2022¹ representan 11,150 Bcf de gas y 1,333 MMb de condensado a nivel 3P.

La complejidad de este tipo de yacimiento radica en que, al alcanzar la presión de saturación, se presenta el fenómeno de condensación retrógrada, lo que provoca que se tengan pérdidas de producción de condensados. El condensado se puede formar cuando se alcanza la presión de rocío en las cercanías de los disparos, producto de altas caídas de presión, aun cuando la presión estática del yacimiento se encuentre por encima de la presión de rocío.

Con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de nuestros recursos, se han llevado a cabo diversos proyectos de reingeniería de yacimientos, los cuales han permitido mejorar la comprensión del comportamiento de este tipo de yacimientos, llegando a identificar fenómenos considerados como improbables y que en ocasiones son descartados en la literatura técnica.

Gran parte del conocimiento adquirido ha sido posible mediante el monitoreo de los °API de los pozos, información que, desde este punto de vista, no ha sido aprovechada al máximo en los análisis de ingeniería de yacimientos y que en este trabajo se busca mostrar el valor y alcance de su implementación como una herramienta para la caracterización de yacimientos. En el presente, se muestran cuatro casos de estudio representativos de diferentes fenómenos con el monitoreo de los °API, los cuales fueron modelados utilizando técnicas analíticas y/o numéricas.

Palabras clave: Fenómenos físicos, yacimientos de gas y condensado, API, condensación retrógrada, reingeniería de yacimientos, caracterización de yacimientos.

Physical phenomena diagnosis for gas-condensate reservoirs using API gravity

Abstract

Gas-condensate reservoirs are a value asset for Petróleos Mexicanos in terms of fluid quality and reserve's volume, representing 11,150 Bcf of gas and 1,333 MMb of condensate in 3P category on January 1st, 2022¹.

The gas-condensate reservoirs are very complex, specially when the pressure drops down the dew point and the fluid start to lose condensate due to the retrograde condensation phenomena. The condensate forms around the perforations when the well's flowing pressure reach the dewpoint, even though the reservoir's static pressure exceed the dew point pressure.

Many reservoir's re-engineering projects have been done with the objective of maximize our resource's exploitations, allowing to improve our comprehension of gas-condensate reservoirs and identifying unlikely-considered phenomena that often are discarded in the technical literature.

The well's API monitoring has played an important role on the Pemex acquired knowledge of the gas-condensate reservoir's behavior, and from our perspective, these kind of analysis has not been fully utilized in reservoir engineering. In this work, we aim to demonstrate the value and scope of API monitoring implementation as a tool for reservoir characterization. We present four representative case studies of different kind of phenomena identified using API monitoring, all of them proven by using analytical or numerical techniques models.

Keywords: Physical phenomena, gas-condensate reservoirs, API, retrograde condensation, reservoir's re-engineering, reservoir characterization.

Introducción

En los yacimientos de gas y condensado la composición original del fluido se encuentra en fase gaseosa permaneciendo constante hasta alcanzar la presión de

rocío, tal cual se puede apreciar en el diagrama de fases mostrado en la **Figura 1**, el cual corresponde al fluido del yacimiento C, productor de gas y condensado.

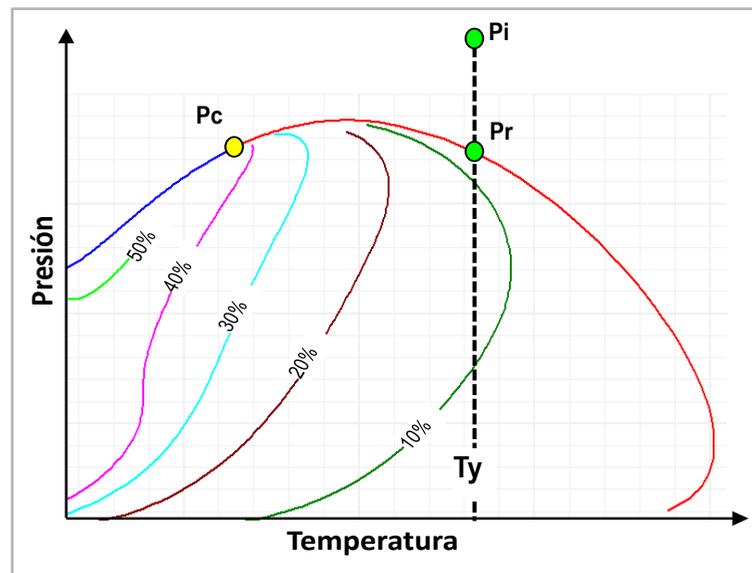


Figura 1. Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado (yacimiento C).

La complejidad de este tipo de yacimiento radica en que, al alcanzar la presión de saturación, producto de la extracción de hidrocarburos del yacimiento, se presenta el fenómeno de condensación retrograda, lo que provoca que se tengan pérdidas de producción de condensados. El condensado

se puede formar cuando se alcanza la presión de rocío en las cercanías de los disparos, producto de altas caídas de producción, aun cuando la presión estática del yacimiento sea mayor que la presión de rocío, como se muestra en la **Figura 2**.

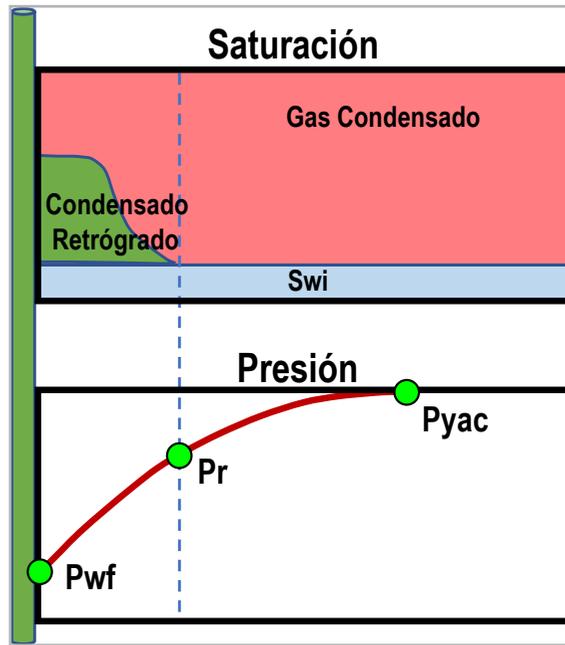


Figura 2. Formación de bancos de condensado en la vecindad del pozo.

Para Petróleos Mexicanos, los yacimientos de gas y condensado representan un activo valioso, no solo debido a la calidad de los fluidos, sino también al importante volumen de reservas, las cuales al 1 de enero de 2022¹ representan 11,150 Bcf de gas y 1,333 MMb de condensado a nivel 3P.

29 en la Región Sur y 15 en la Región Marina Suroeste. En la **Figura 3** se muestra la ubicación de los yacimientos principales de gas y condensado, destacando que el tamaño de la burbuja representa de forma cualitativa la reserva remanente de cada yacimiento.

Pemex cuenta con 48 yacimientos de gas y condensado distribuidos de la siguiente forma: 4 en la Región Norte,

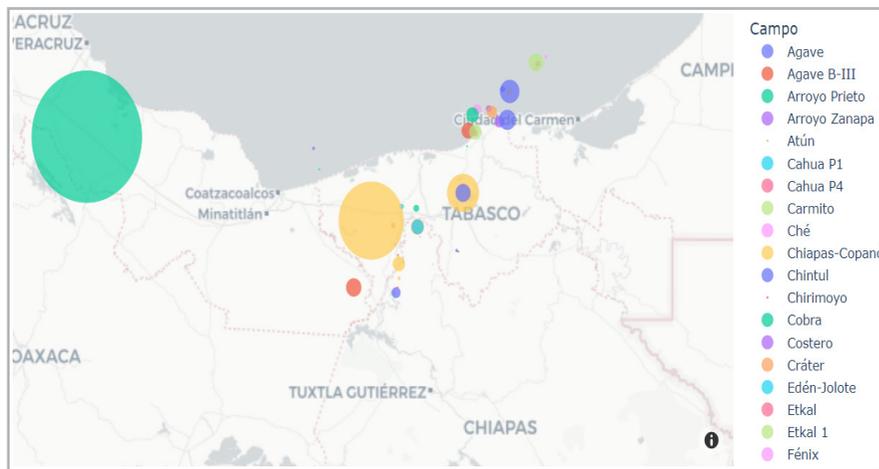


Figura 3. Ubicación de los yacimientos de gas y condensado de PEP.

Con el objetivo de maximizar el aprovechamiento de nuestros recursos petroleros, se han llevado a cabo diversos proyectos de reingeniería de yacimientos de gas y condensado, los cuales han permitido mejorar la comprensión de su comportamiento, llegando a identificar fenómenos considerados como improbables y que en ocasiones se descartan en la literatura técnica. Sin embargo, antes de mostrar los puntos más relevantes de este trabajo, es importante establecer un parámetro de referencia del comportamiento esperado de los yacimientos de gas y condensado.

Comportamiento esperado de la relación condensado gas y °API²

En este apartado se hace una recopilación de los aspectos técnicos más relevantes encontrados en la literatura técnica acerca del comportamiento general de los yacimientos de gas y condensado.

Cuando en un yacimiento de gas y condensado se produce un abatimiento de presión a temperatura constante y se alcanza la presión de rocío, se entra en la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrógrada de las fracciones pesadas e intermedias.

Estas fracciones se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; de acuerdo con lo documentado en la literatura técnica, los hidrocarburos depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido.

Uno de los grandes problemas del fenómeno de condensación retrógrada es el depósito de las fracciones más pesadas de la mezcla y, por lo tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento, si no que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

Por debajo de la presión de rocío, el condensado que se deposita en el yacimiento es rico en fracciones pesadas, reduciendo la riqueza del gas y de los condensados producidos en superficie, lo cual se refleja en una tendencia incremental de la densidad relativa en °API. Así mismo, al reducirse esta densidad del gas condensado, disminuye su contenido de líquido y por lo tanto, disminuye la relación condensado gas.

Después de alcanzar la presión donde se presenta la condensación retrógrada máxima, comienza a presentarse la revaporización de condensado, la cual puede identificarse

con un aumento de la RCG y un incremento en la gravedad específica del gas producido², lo que se ve reflejado en una disminución de los °API.

El condensado retrógrado no se revaporiza totalmente, aunque se tengan bajas presiones de abandono, lo cual en teoría implica que este condensado quedaría perdido en el yacimiento si no se realiza algún proyecto de recuperación mejorada para obtenerlo. En la **Figura 4** se propone un esquema conceptual del comportamiento de la RCG y de los °API en función de la presión.

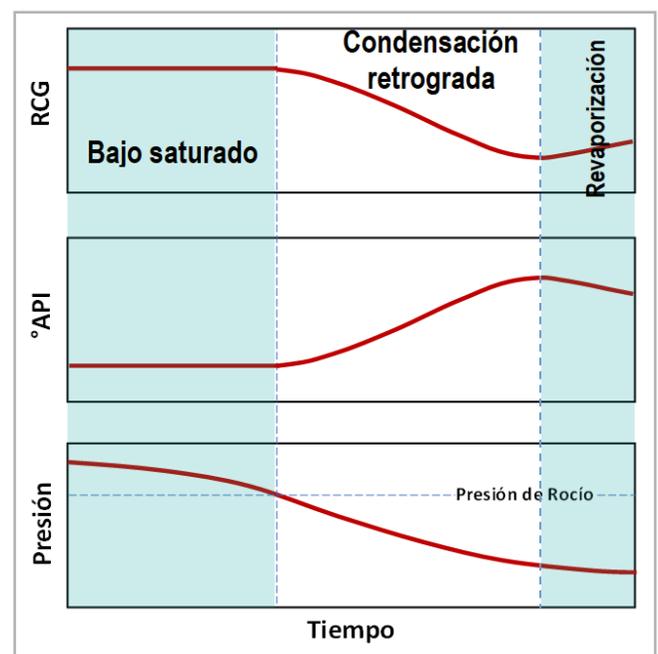


Figura 4. Comportamiento esperado de la RCG y API.

En la siguiente sección se describirán las lecciones aprendidas por los ingenieros de PEP en el desarrollo y análisis de yacimientos de gas y condensado; todos los análisis mostrados fueron resultado de proyectos de reingeniería de yacimientos, soportados con modelos dinámicos y en algunos casos con la comparación del comportamiento dinámico de yacimientos análogos a nivel internacional.

Lecciones aprendidas del estudio de yacimientos de gas y condensado

La observación y el análisis de los yacimientos de gas y condensado ha permitido mejorar el entendimiento de

este tipo de yacimientos, capitalizando este conocimiento en la toma de decisiones en diversos rubros, tales como: documentación de reservas, diseño de estimulaciones, definición de un plan de desarrollo y caracterización dinámica de yacimientos. Gran parte del conocimiento adquirido ha sido posible mediante el monitoreo de los °API de los pozos productores, información que, desde nuestro punto de vista, no ha sido aprovechada al máximo en los análisis de ingeniería de yacimientos y

que en este trabajo se busca mostrar el valor y alcance de su implementación, como una herramienta para la caracterización de yacimientos de gas y condensado. En este trabajo, se muestran cuatro casos de estudio representativos de diferentes fenómenos identificados con el monitoreo de los °API, y que posteriormente se modelaron utilizando técnicas analíticas y/o numéricas. En la **Figura 5** se muestran algunas características relevantes de los cuatro casos de estudio.

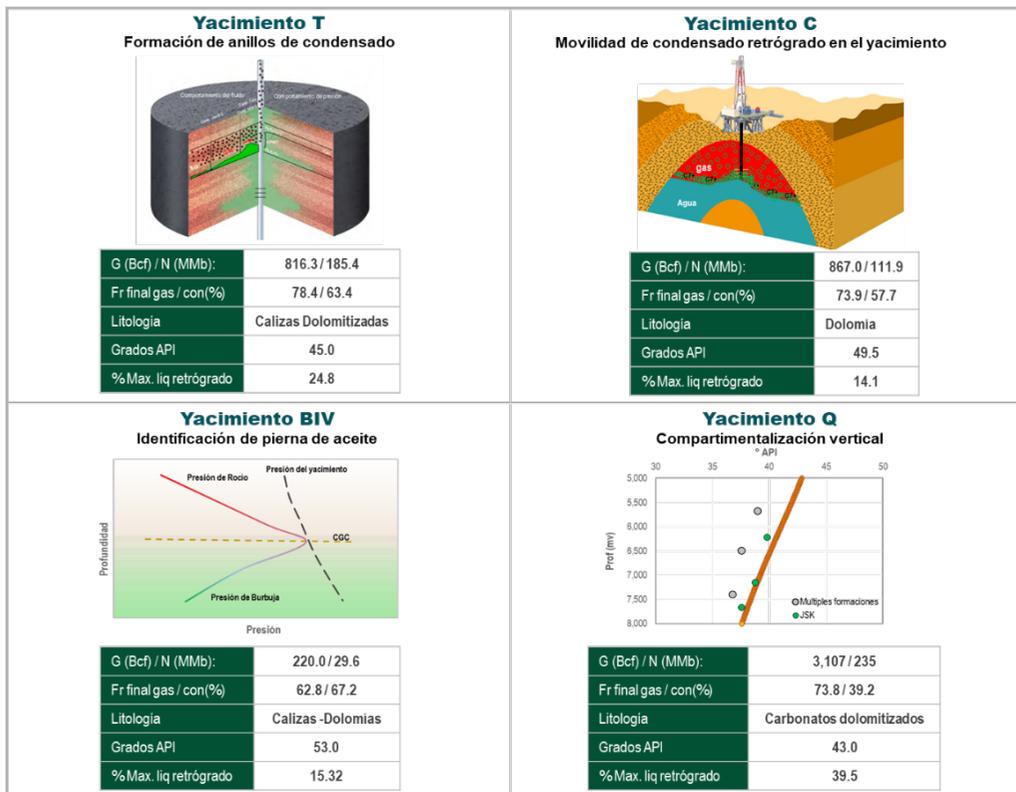


Figura 5. Casos de estudio- yacimientos de gas y condensado.

Caso de estudio 1: Yacimiento T

El yacimiento T produce en dolomías mesocristalinas del JSK en un ambiente de plataforma interna. De acuerdo con su descripción litológica el yacimiento está compuesto por trazas de dolomía café claro de micro a mesocristalina, mudstone a wackestone crema y blanco de bioclastos recristalizados y ligeramente arcilloso. El yacimiento cuenta con una porosidad promedio de 5%, una permeabilidad

en un rango de 40-100 md, 23% de saturación de agua, un espesor de 110 m y contiene gas y condensado de 46°API con una RCG inicial de 225 bl/MMpc.

El yacimiento de este caso de estudio se encontraba bajo saturado a la fecha en que se realizó el análisis (aproximadamente 270 kg/cm² por encima de la presión de rocío), como se muestra en la **Figura 6**.

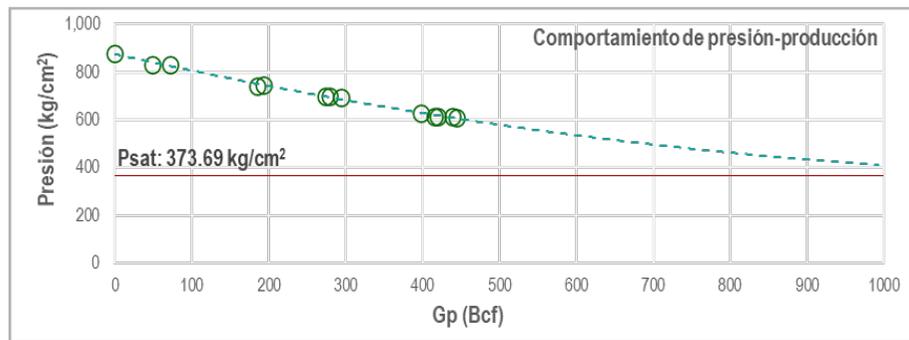


Figura 6. Comportamiento de presión-producción del yacimiento T.

Para conocer los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento se elaboró un modelo de balance de materia, en donde se identificó la presencia de un acuífero activo, el cual brinda un soporte de energía adicional al yacimiento que ha permitido que la presión se mantenga superior a

la presión de rocío. En la **Figura 7** se muestra el ajuste de presión obtenido con el modelo de balance de materia y el gráfico de índices de empuje, en donde se puede observar que la entrada de agua representa más del 50% de la energía disponible del yacimiento.

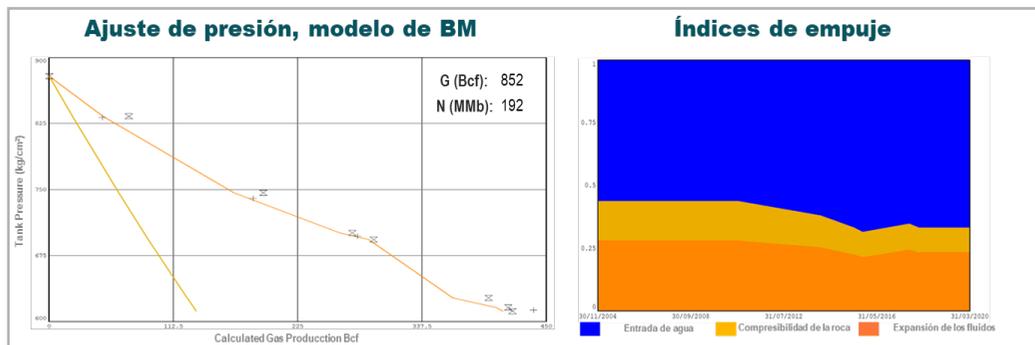


Figura 7. Índices de empuje del yacimiento T.

La evidencia más importante de la presencia de un acuífero activo es precisamente la irrupción de agua en los pozos estructuralmente más bajos, siendo ésta la causa principal del cierre de los pozos. Conociendo que el yacimiento se encuentra bajo saturado y de acuerdo con el marco de referencia establecido en el tema de **“Comportamiento**

esperado de la relación condensado gas y °API”, se esperaría un comportamiento estable de los °API a lo largo del tiempo. Sin embargo, al momento de graficar la densidad en °API de los pozos productores, en muchos de éstos se observó un incremento de los °API, **Figura 8.**

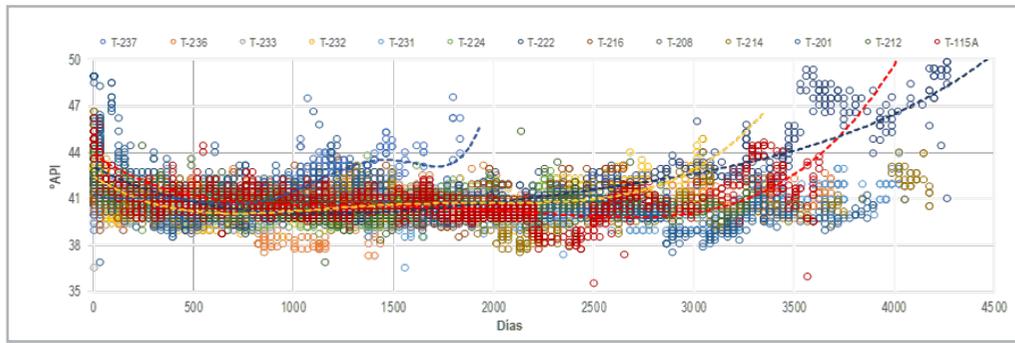


Figura 8. °API de los pozos productores.

Del universo de pozos mostrado en la **Figura 8** se identificaron cuatro pozos con una tendencia incremental de los °API. Posteriormente, se normalizaron los datos a un tiempo de producción cero y se utilizó un método de suavización exponencial para generar una tendencia sobre el comportamiento de los °API para posteriormente realizar un ajuste exponencial como se muestra en la

Figura 9. Se observa una relación entre el incremento de los grados API del condensado vs la declinación de la producción de gas; este incremento en los grados API obedece a la producción de licuables en superficie, por lo que es muy probable que en la vecindad del pozo se estén generando bancos de condensado.

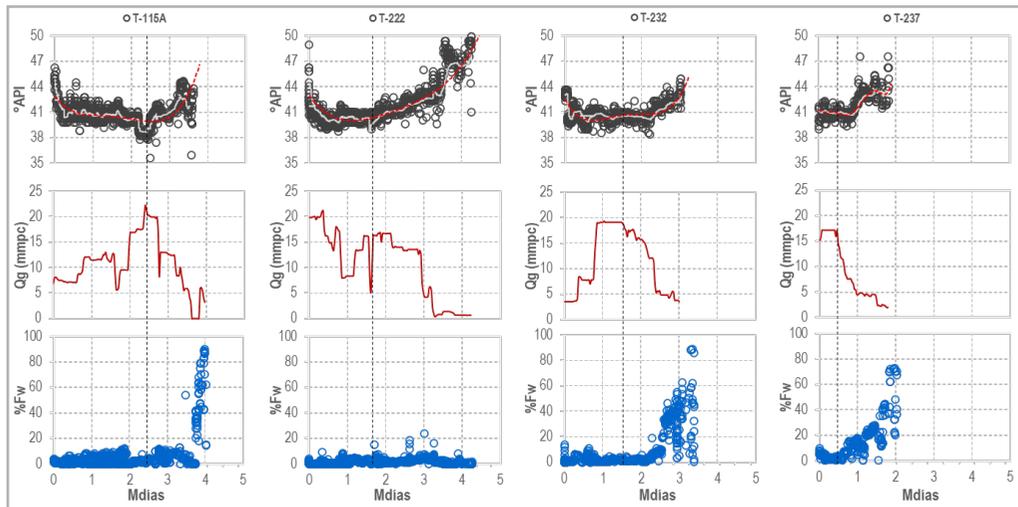


Figura 9. Análisis del comportamiento de producción de °API, producción de gas y corte de agua.

Cuando la presión de fondo fluyente (Pwf) es menor a la presión de rocío producto de daño a la formación, se genera condensado en la vecindad del pozo, el cual reduce su productividad. Los componentes más pesados del condensado se depositan en el fondo del pozo, por lo

que a superficie solo llegan los componentes más ligeros. Esta condición puede monitorearse con los grados API, los cuales son un indicio importante para conocer si se están formando condensados en la vecindad del pozo. Lo descrito anteriormente se muestra en la **Figura 10.**

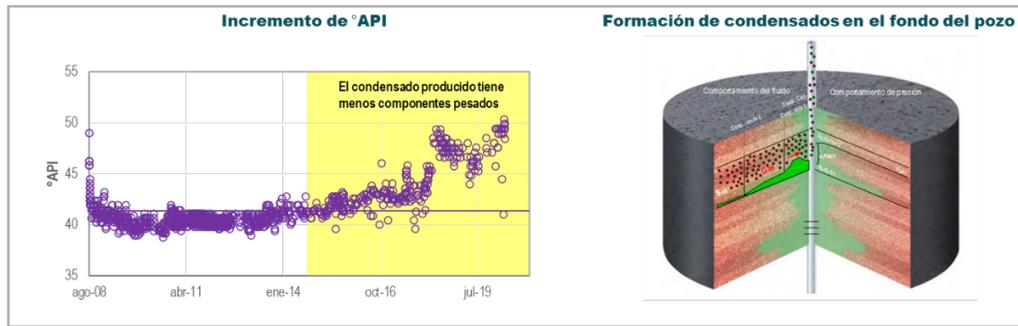


Figura 10. Diagnóstico de la formación de condensados en la vecindad del pozo.

Para modelar el fenómeno de condensación retrograda en la cercanía del pozo se realizó un modelo de simulación utilizando una malla tipo Tartán, para tener un mayor detalle en las celdas cercanas al pozo. El fluido se representó

con una ecuación de estado de seis pseudo componentes para contar con la variación composicional del fluido con el abatimiento de presión, característico de este tipo de yacimientos, Ver la **Figura 11**.

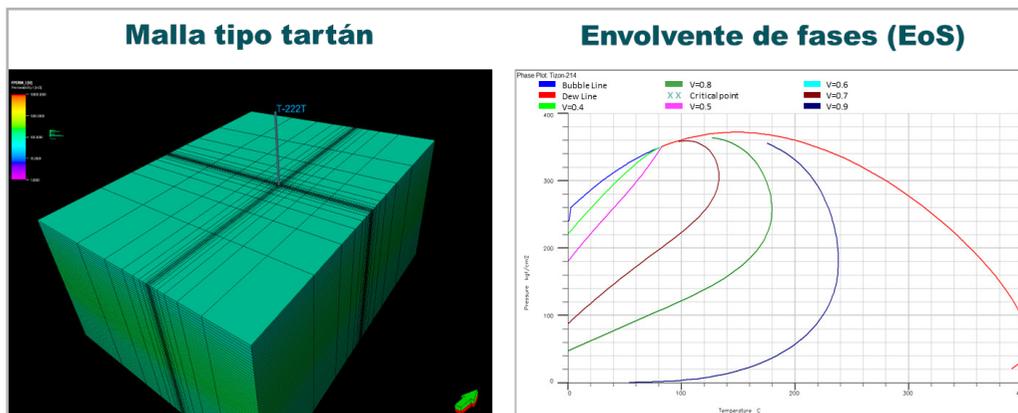


Figura 11. Malla tipo Tartán y diagrama de fases del modelo de fluido.

Empleando el modelo de simulación se observó que adicionalmente a la baja productividad del pozo por la presencia de condensado, dentro del yacimiento se empieza a segregar el líquido hacia la parte baja del yacimiento, **Figura 12**. También se observa una disminución de las

fracciones ligeras, las cuales se integran a la corriente del líquido, resultando un condensado de mejor calidad. Sin embargo, este líquido se está segregando en el yacimiento y se pierde la riqueza del fluido.

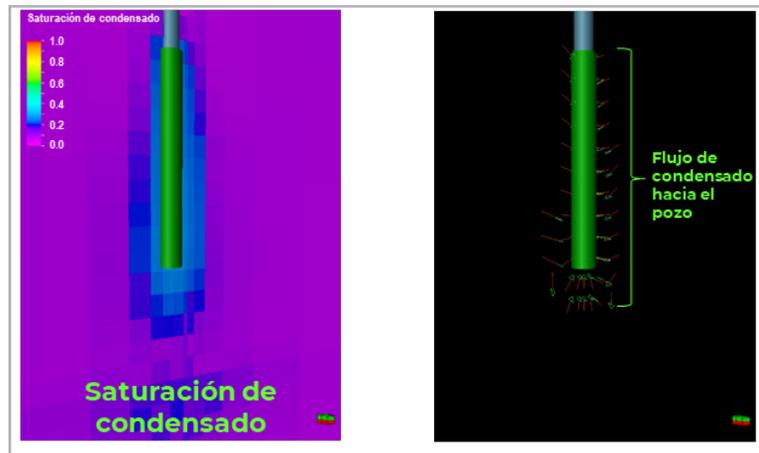


Figura 12. Modelado del fenómeno de formación de bancos de condensado.

Finalmente, dentro de la cuestión práctica, este fenómeno se debe contemplar en el diseño de estimulaciones a pozo, con el objetivo de que el tratamiento sea lo más efectivo posible y remover los condensados (tratamiento con alcoholes). Adicionalmente, si se tiene la evidencia de que la P_{wf} de los pozos se encuentra cercana a la presión de rocío, se recomienda controlar el gasto de los pozos para mantenerse por arriba de la presión de saturación y evitar la formación de condensados.

Caso de estudio 2: Yacimiento C

El yacimiento C produce en la formación Cretácico medio, la roca esta constituida principalmente por dolomías con intercalaciones de brechas parcialmente dolomitizadas en un ambiente de cuenca. Los fragmentos de núcleo del

pozo C-1 muestran una porosidad intrafósilar en dolomía microcristalina, con estructuras de deformación con carga litostática y fracturamiento moderado con impregnación de hidrocarburos. El yacimiento tiene una porosidad promedio de 5%, una permeabilidad en un rango de 300-1,400 md, saturación promedio de 14%, espesor neto de 94 m y produce gas y condensado de 46° API con una RCG inicial de 125 bl/MMpc.

A diferencia del caso de estudio anterior, el yacimiento C se encontraba produciendo por debajo de la presión de rocío al momento de realizar el análisis. Inicialmente el yacimiento se encontraba bajo saturado con una presión inicial de aproximadamente 650 kg/cm², alcanzando la presión de saturación de 390 kg/cm² con una producción acumulada de gas cercana a los 250 Bcf, como se muestra en la Figura 13.

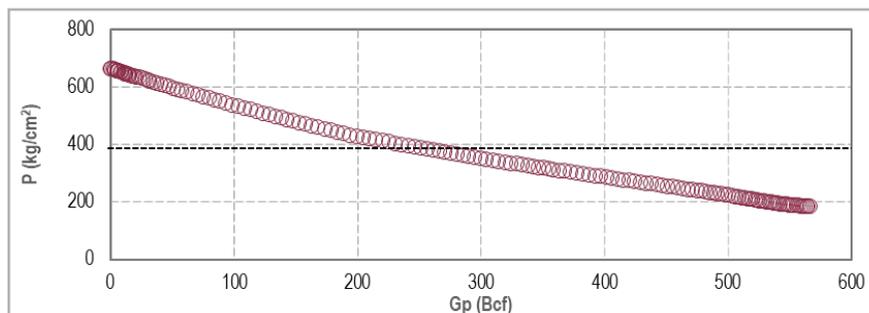


Figura 13. Comportamiento de presión-producción del yacimiento C.

Se identificó la presencia de un acuífero de intensidad moderada con el uso de un modelo de balance de materia, **Figura 14**, confirmándose con la irrupción de agua de salinidad de 80,000 PPM en los pozos, tal como se observa en la **Figura 15**.

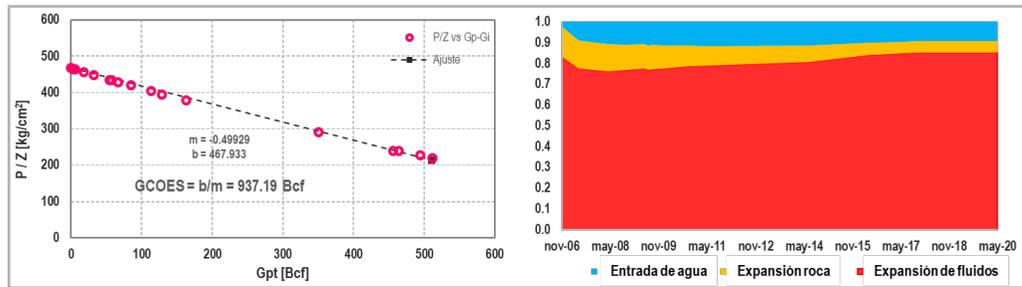


Figura 14. Modelo de balance de materia del yacimiento C.

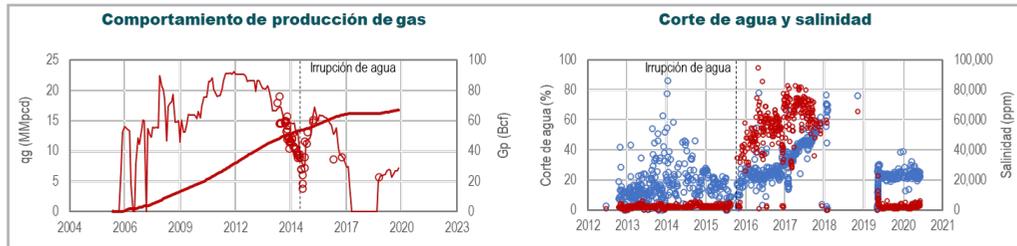


Figura 15. Irrupción de agua en pozos productores.

En este yacimiento se observó el incremento gradual de los °API característico de los yacimientos de gas y condensado que producen por debajo de la presión de rocío; sin embargo, se identificaron tres pozos con una marcada tendencia descendente de los °API, comportamiento no representativo bajo las condiciones de desarrollo del yacimiento. Una vez

mencionado esto, la primera parte del análisis se enfocó en establecer una banda de comportamiento “normal” de los °API utilizando parámetros estadísticos y técnicas de análisis de datos. Como resultado se logró reproducir la tendencia normal de incremento de los °API con una banda de $\pm 2.4^\circ$, como se muestra en la **Figura 16**.

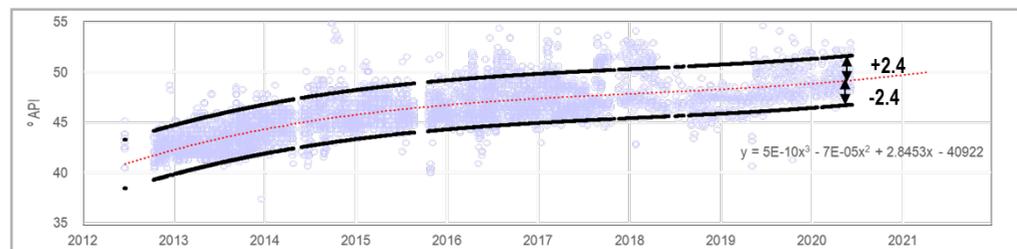


Figura 16. Comportamiento normal de los °API (yacimiento de gas y condensado saturado).

Una vez establecido el comportamiento esperado de los °API, se identificaron los pozos fuera de esta banda, **Figura 17** y se realizó un análisis detallado de la producción de gas, condensado, agua y valores de °API, **Figura 18**.

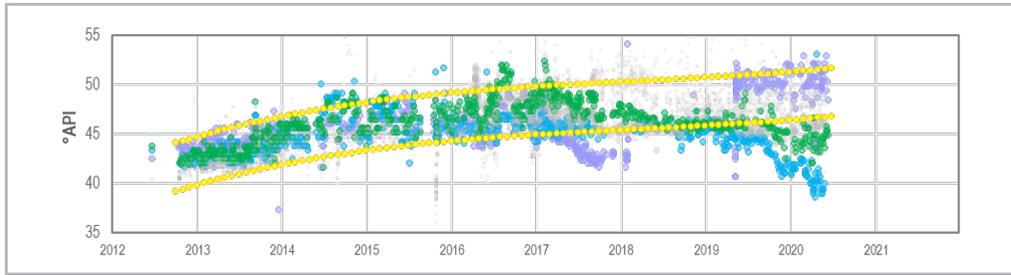


Figura 17. Identificación de pozos con tendencias anormales de °API.

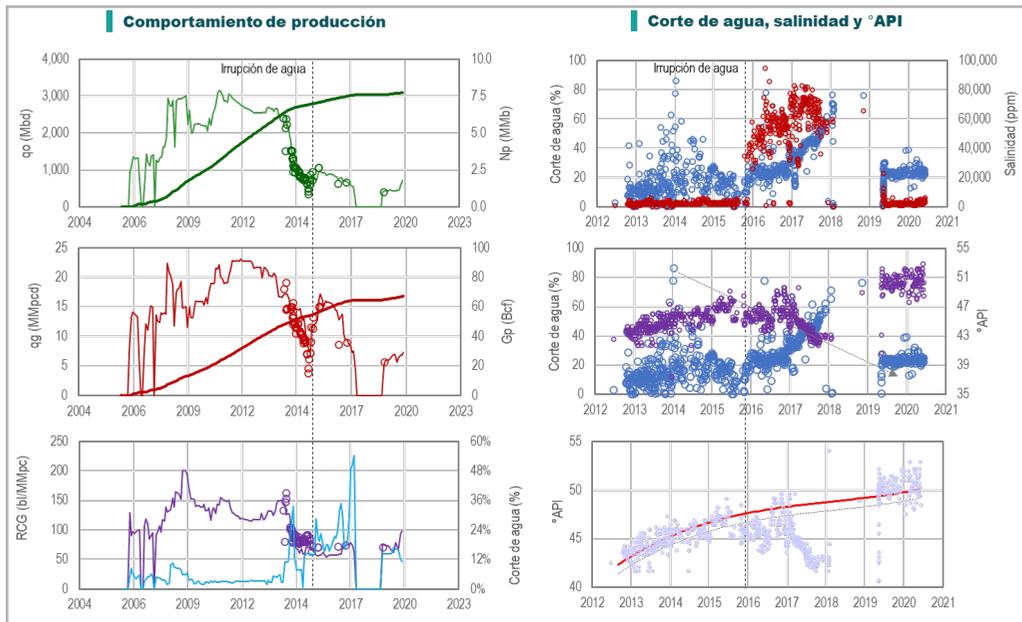


Figura 18. Análisis de producción y °API en pozos del yacimiento C.

Del comportamiento de la **Figura 18** cabe destacar que en 2019 se realizó un cambio de intervalo productor al pozo a un intervalo estructuralmente más alto del mismo yacimiento, mostrando como resultados la reducción del corte de agua y el incremento de los valores de °API hasta los valores esperados de acuerdo con la tendencia normal. Posteriormente, se establecieron algunas hipótesis en relación a las razones que pudieran causar la disminución

de los °API, siendo la más aceptada la producción de condensados retrógrados barridos por el acuífero. La mayor ventaja de esta hipótesis es la sincronía que existe en algunos pozos entre la reducción de los valores de °API y el incremento de flujo fraccional de agua. Para ilustrar lo anterior, en la **Figura 19** se muestra una representación de la producción de condensados retrógrados y su mecanismo de producción.

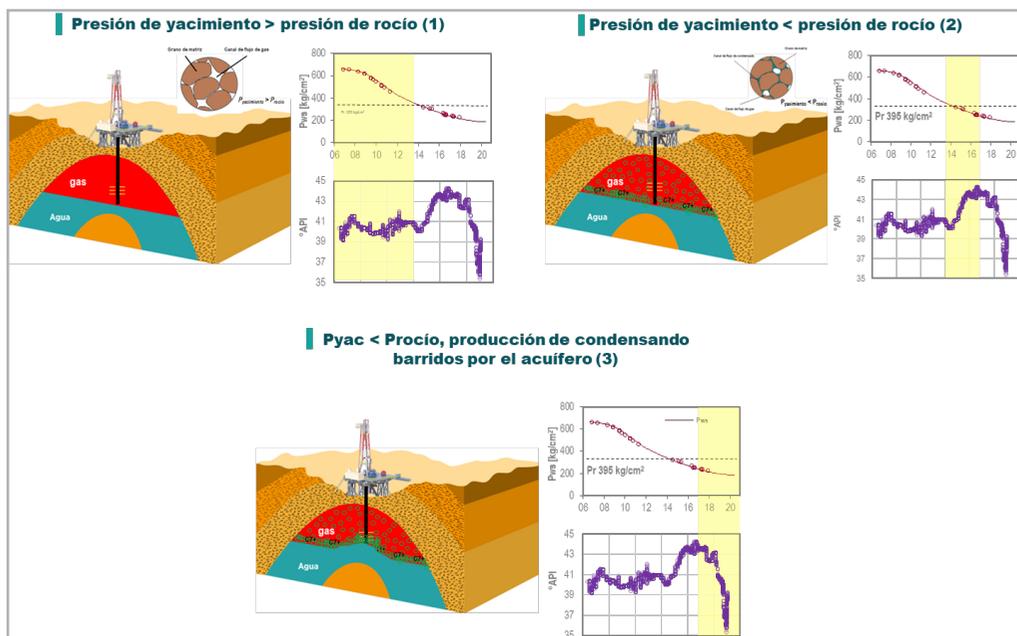


Figura 19. Representación esquemática de la producción de condensados retrógrados.

Como se puede observar en la imagen anterior, el condensado retrógrado se segrega hacia las partes bajas del yacimiento; posteriormente lo desplaza la entrada de agua del acuífero hacia las terminaciones de los pozos. Al investigar más a fondo sobre el tema se identificó que este comportamiento ya había sido observado en 11 yacimientos de gas y condensado de Trinidad y Tobago con empuje hidráulico asociado, sirviendo como antecedentes para validar este razonamiento³.

La hipótesis planteada implícitamente sugiere que se debería tener una mayor producción acumulada de condensados que la esperada bajo la premisa de que

el condensado retrógrado permanece inmóvil en el yacimiento. Para validar este punto se calculó el valor de la relación condensado gas en función de la presión considerando que los condensados se mantienen inmóviles en todo momento utilizando una metodología publicada por Whitson⁴ y que puede consultarse en el **Apéndice 1**. Los resultados de los cálculos de RCG se compararon con los datos reales, observando que estos últimos son mayores a los calculados, confirmando la movilidad de condensado en el yacimiento. De acuerdo con los cálculos realizados, se estimó que a la fecha de análisis se había producido un volumen de aproximadamente 15 MMb de condensado retrógrado, **Figura 20**.

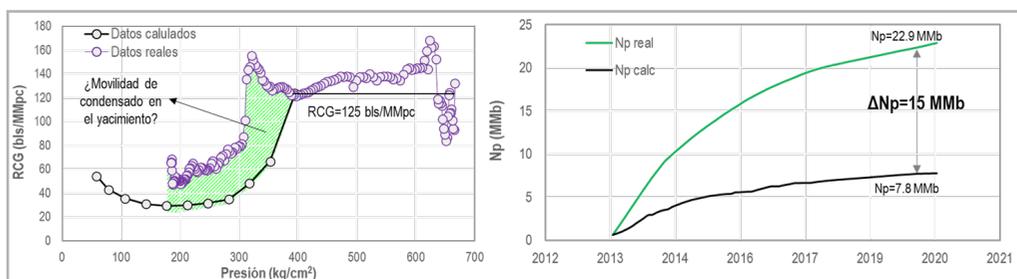


Figura 20. Estimación del volumen de condensado retrogrado producido.

El análisis del comportamiento de los °API y la comprensión de la dinámica de flujo, permitió mejorar la predicción de la producción de gas y condensado, dando como resultado

elementos suficientes para plantear una incorporación importante de reservas, **Tabla 1**, lo cual significa el incremento del valor del proyecto.

Reservas y volúmenes	Previo al estudio	Posterior al estudio
G (Bcf):	867	860.9
N (MMb):	112	108.4
Reservas remanentes gas (Bcf):	69.5	143.5
Reservas remanentes condensado (MMb):	3.6	7.5

Tabla 1. Propuesta de incorporación de reservas.

Cabe resaltar que en caso de existir un ajuste de ecuación de estado, se recomienda comparar los cálculos de la RCG con el método de Whitson para incluir las condiciones de separación en superficie.

profundos durante el Cretácico Medio y posteriormente fueron afectadas por la intrusión de sal. El yacimiento se interpreta como anticlinales asimétricos que presentan un eje preferencial en dirección NW-SE, delimitados por una serie de fallas paralelas de tipo inverso y hacia la parte sur cierre contra el domo salino. En la **Figura 21** se muestra una sección sísmica en donde se puede visualizar la estructura del yacimiento B-IV.

Caso de estudio 3: Yacimiento B-IV

La roca almacén del yacimiento B-IV corresponde a calizas y dolomías, las cuales fueron depositadas en ambientes

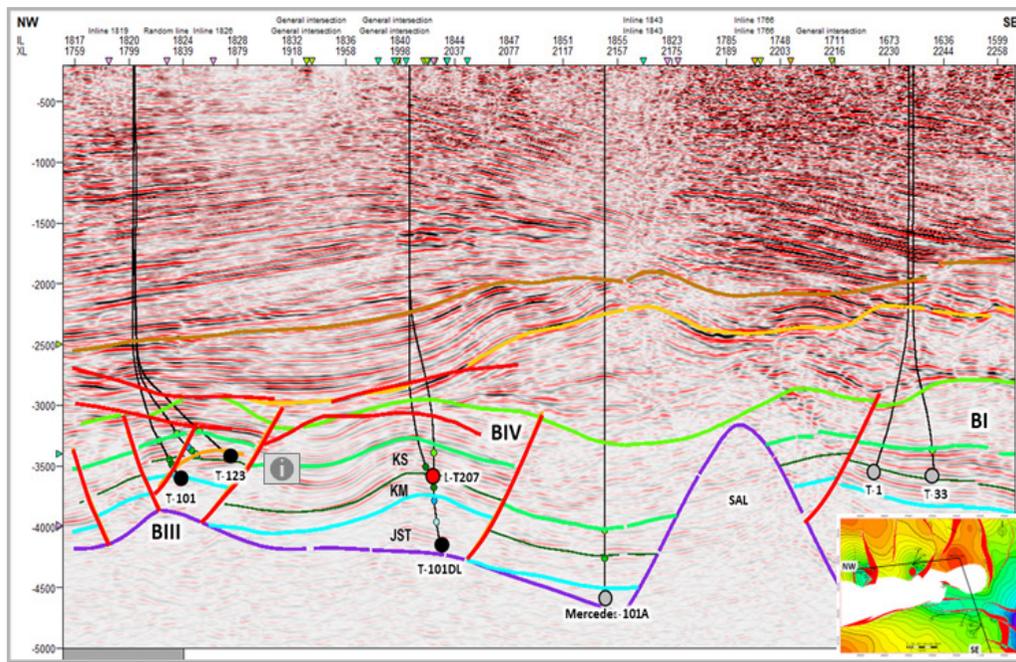


Figura 21. Sección sísmica donde se observa el yacimiento B-IV

Este tercer caso de estudio tiene una complejidad particular, ya que el yacimiento no cuenta con un estudio PVT representativo del fluido y por lo tanto, es complicado determinar si el yacimiento se encontraba bajo saturado, a condiciones iniciales de explotación. De la medición de pozos, se conoce que el fluido presenta una relación gas condensado de aproximadamente 1,500 m³/m³ lo que lo cataloga al fluido como gas y condensado. Los valores de relación gas-condensado eran prácticamente constantes; sin embargo, se empezaron a observar cambios en esta relación a nivel de yacimiento que sugerían cambios en la composición de los fluidos producidos. La confirmación de estas observaciones llegó con los resultados del último pozo de desarrollo, el cual producía con una RGC de 62

m³/m³, valor totalmente diferente al resto de los pozos. Los resultados de este último pozo obligaron a realizar estudios de reingeniería de este yacimiento, para mejorar el entendimiento de su comportamiento dinámico con el objetivo de definir su estrategia de desarrollo.

Como en los casos anteriores, las mediciones de °API fueron muy importantes para visualizar los fenómenos que pudieran estar ocurriendo en el yacimiento. Cabe destacar que la alta densidad de datos de grados API resultó ser una ventaja en este caso, permitiéndonos entender que los cambios manifestados en la producción fueron de forma gradual, presentándose en más de un pozo. En la **Figura 22** se muestran los cambios de los °API a nivel de pozo.

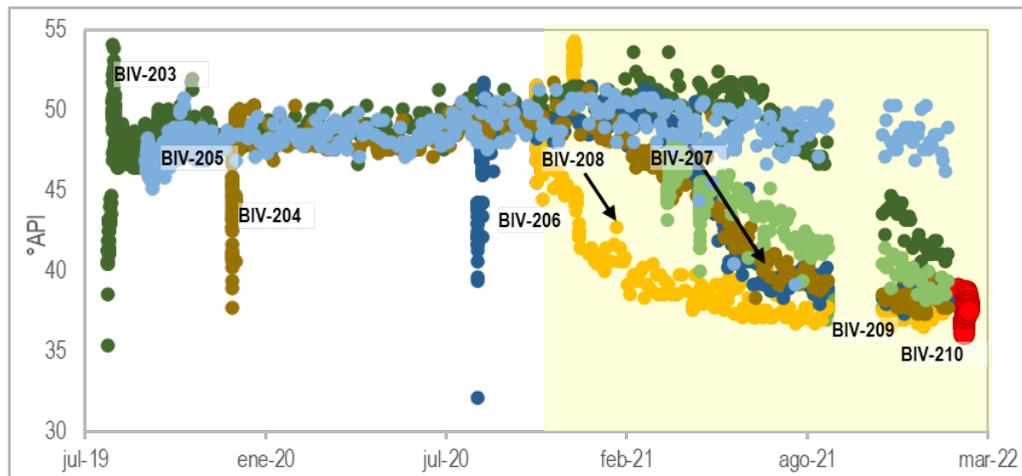


Figura 22. Comportamiento de los °API del yacimiento B-IV.

Como se puede observar en la figura anterior los °API observados en los primeros 4 pozos operando oscilaba en los 48°API. Al entrar el pozo BIV-208 (color amarillo) se observa una tendencia gradual a disminuir desde 48°-37° API. Posterior a este evento, los pozos 209 y 210 presentaron un comportamiento similar, únicamente desplazados en

tiempo. Al realizar un análisis más a detalle, se observó que los pozos mencionados se encontraban produciendo en las partes bajas de la estructura como se representa en la **Figura 23**, que es un gráfico de la relación gas-condensado contra la base del intervalo productor.

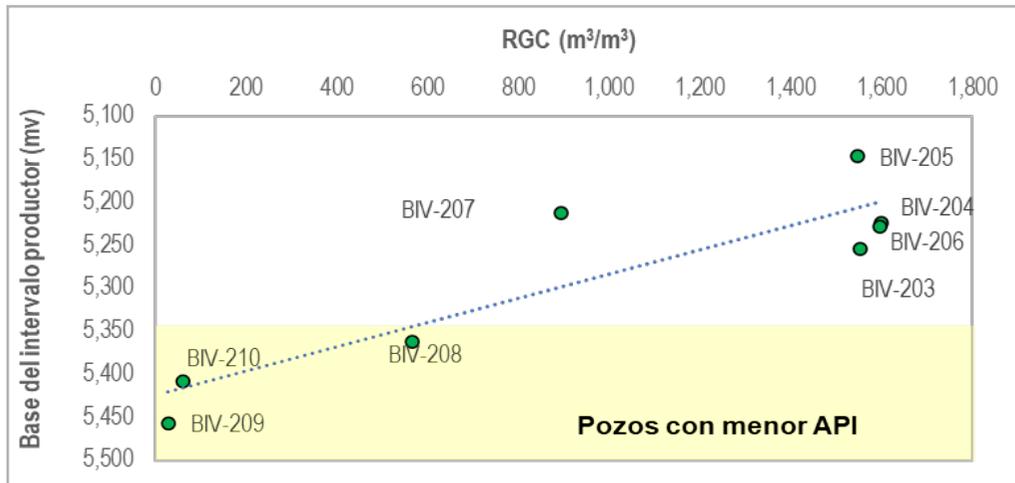


Figura 23. Relación gas-condensado vs base del intervalo productor.

Del análisis de estos valores y partiendo del hecho de que el último pozo produjo con una baja RGC, se concluyó que el yacimiento se encontraba saturado y que cuenta con una pierna de aceite (condensado) separado del “casquete de gas” por un contacto gas-condensado. Cabe mencionar que este tipo de fenómeno no ha sido documentado propiamente

en los yacimientos de PEP y por lo tanto no se tiene una referencia clara de cómo desarrollar estos yacimientos. En la **Figura 24** se muestra una representación conceptual del diagrama de fases de los fluidos del yacimiento, y de la presión de saturación en función de la profundidad.

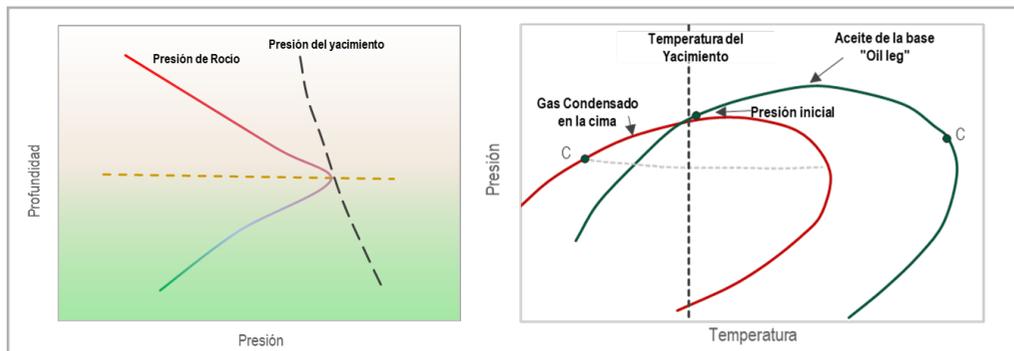


Figura 24. Yacimiento de gas y condensado con una pierna de aceite, (condensado).

Se elaboró un modelo conceptual de simulación numérica con el objetivo de reproducir los cambios de los α API observados en el campo. Algunas de las características principales del modelo son, **Figura 25**.

- Se inicializó el modelo con una presión por debajo de la presión de rocío.
- Se utilizó la ecuación de estado de un fluido similar al del yacimiento BIV.
- Se definió un contacto gas-condensado.
- El modelo se realizó utilizando un gradiente composicional (ZMFVD).
- Se definieron las tres fases utilizando E300.
- No se consideró agua móvil en el yacimiento.
- Se definieron tres pozos en el modelo de simulación:
 - Uno en la zona franca de gas
 - Uno por debajo del CGA
 - Uno en la parte inferior del yacimiento

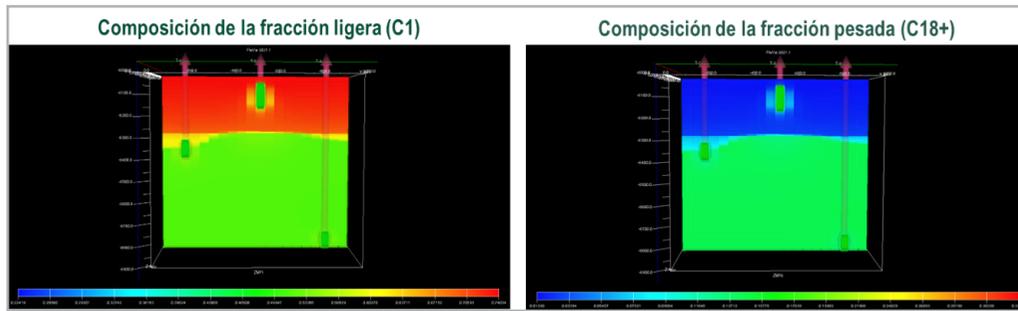


Figura 25. Modelo de simulación conceptual.

Realizando la sensibilidad a la profundidad del intervalo disparado en el pozo terminado en la parte baja del yacimiento, se puede observar la variación de los °API del condensado producido, donde la línea azul, **Figura 26**, corresponde al intervalo más profundo. Adicionalmente

se observa en el tiempo una disminución de la densidad en °API del condensado producido, como consecuencia de haber producido la mayor cantidad de componentes ligeros al inicio, dejando al final la producción de las fracciones más pesadas.

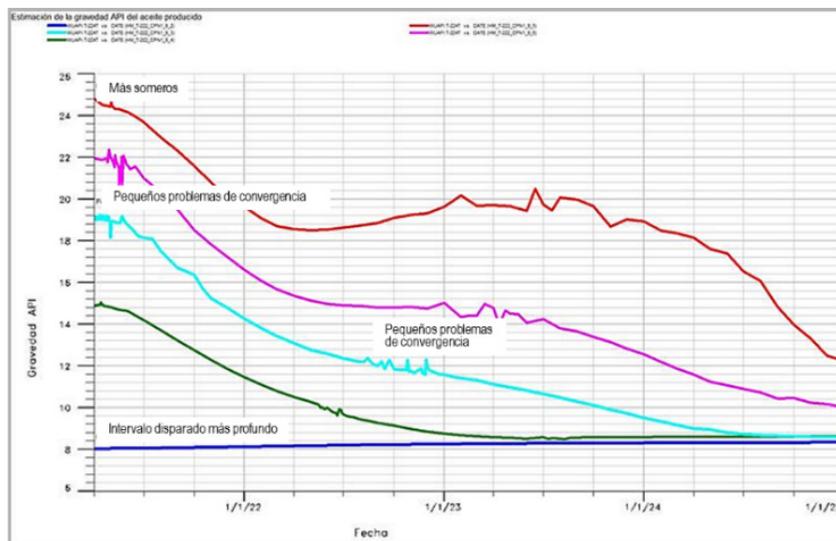


Figura 26. Simulación del comportamiento de los °API.

Finalmente, se elaboró un modelo de balance de materia para evaluar dos escenarios diferentes de desarrollo del yacimiento: producción simultánea de la zona de aceite-capa de gas y la producción únicamente de la pierna de aceite. De este ejercicio se concluyó que la explotación simultánea de la zona de gas y la zona de condensado conlleva a factores

de recuperación bajos de la pierna de aceite, siendo mayor cuando los pozos productores se terminan en la zona de aceite, ya que este esquema permite aprovechar el empuje por expansión de la capa de gas como se muestra en la **Figura 27**.

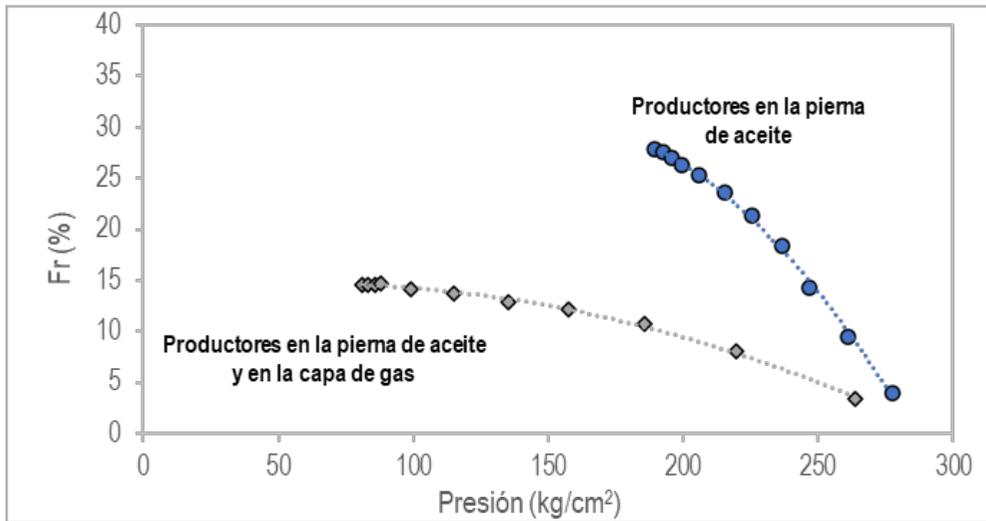


Figura 27. Efecto de la localización de pozos productores en el FR de aceite, (condensado).

Con este análisis se planteó la necesidad de redefinir la estrategia de desarrollo de este yacimiento, y si bien, es necesario realizar modelos más robustos, se considera que la conceptualización de los fenómenos presentes en el yacimiento es representativa del comportamiento dinámico del yacimiento, lo cual es de importancia vital para el planteamiento de cualquier plan de desarrollo.

Caso de estudio 4: Yacimiento Q

El modelo sedimentario ubica al yacimiento Q dentro de una plataforma carbonatada de complejo de bancos oolíticos y desarrollo de crecimientos orgánicos constituidos principalmente de roca carbonatadas dolomitizadas. El yacimiento es un anticlinal asimétrico de dirección preferencial NW-SE, presenta cierra natural por buzamiento de capas en su flanco W, hacia la porción NW por falla inversa-sal, hacia el E por sistema de fallas inversa-sal, por último, hacia el Sur el cierre es contra sal. Aproximadamente su eje mayor es de 14 km de largo por 4 km de ancho en promedio. La trampa del yacimiento es estructural-estratigráfica y tiene un área estimada de 53 km². En la **Figura 28** se muestra un mapa en profundidad del yacimiento Q.

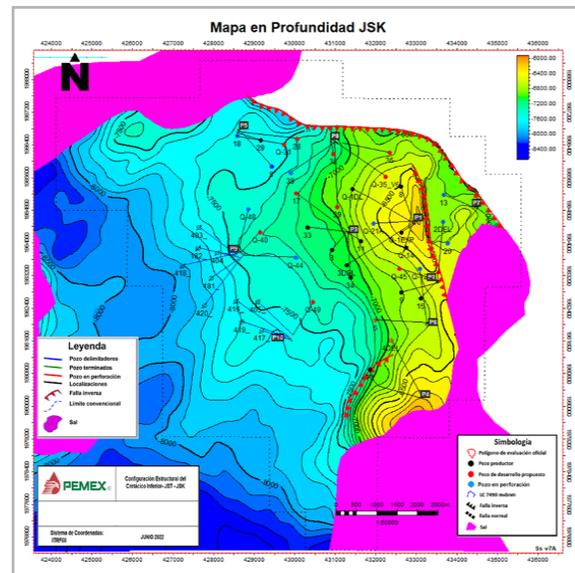


Figura 28. Configuración estructural del yacimiento Q.

El último caso de estudio es un yacimiento en su etapa de desarrollo, el cual se encuentra operando a presiones mayores a la presión de rocío. Este yacimiento presenta

un alto relieve estructural, de por lo menos 1,500 metros verticales. Los pozos de desarrollo se terminan en agujero descubierto o con liners ranurados, exponiendo al flujo las

formaciones JSK, JST y Cretácico. En la **Figura 29** se presenta una representación esquemática de las terminaciones de los pozos del yacimiento Q.

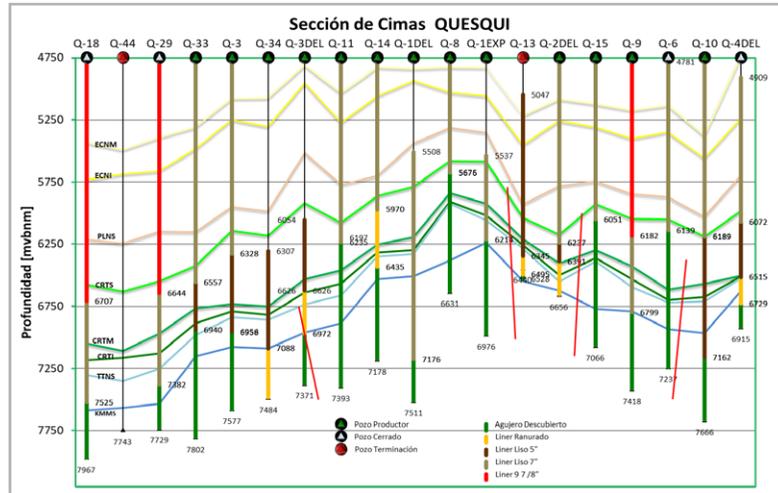


Figura 29 Representación de las terminaciones del yacimiento

La problemática de este tipo de terminaciones es que no es posible cuantificar el volumen de producción por formación; adicionalmente, no se cuenta con registros PLT que permitan confirmar los intervalos productores de los pozos. Adicionalmente, los análisis de las pruebas de presión disponibles no muestran indicios de compartimentalización estructural o comportamiento de flujo multicapa.

La problemática anterior motivó al estudio de los °API con el objetivo de identificar diferencias en los fluidos producidos de JSK, JST y Cretácico. En la **Figura 30** se muestra un gráfico de °API contra tiempo, en el que se puede observar una variación de entre 37-41° API aproximadamente.

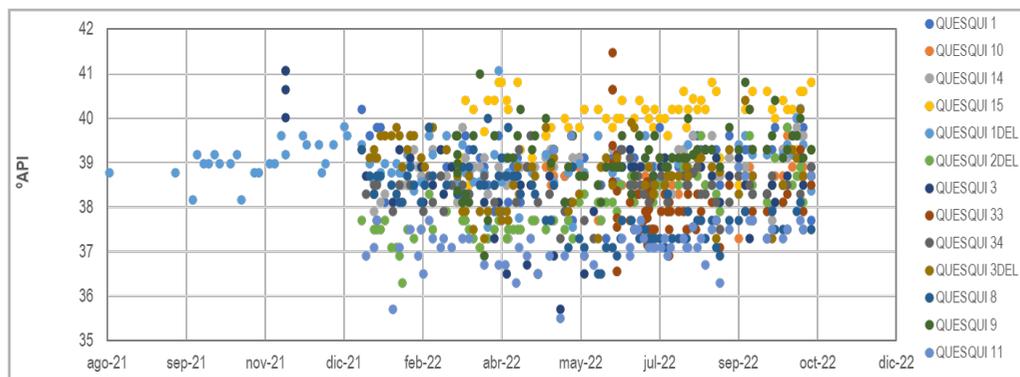


Figura 30. API vs tiempo del yacimiento Q.

Para explicar las diferencias observadas en los °API se ajustó una ecuación de estado utilizando el estudio PVT representativo del fluido del yacimiento y se modeló el comportamiento de los °API contra la profundidad, como se muestra en la **Figura 31**.

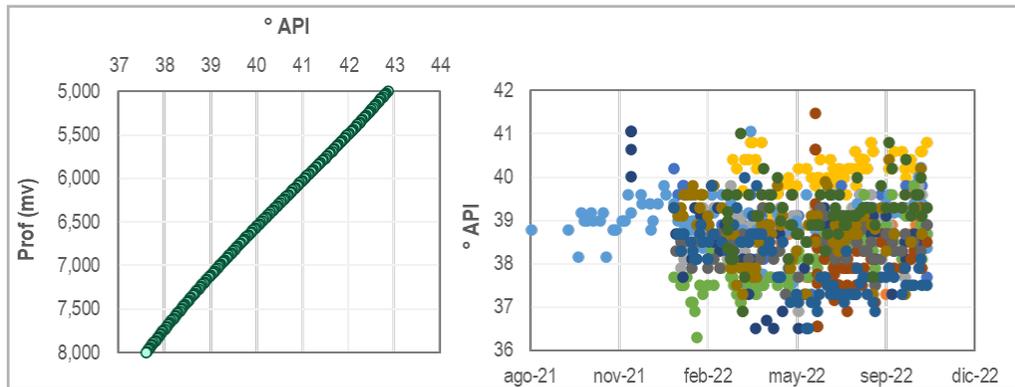


Figura 31. Comportamiento de °API con respecto a la profundidad.

De acuerdo con el modelo de fluido, los valores bajos de °API deberían encontrarse en las partes estructuralmente más bajas del yacimiento, mientras que los valores altos se esperarían en la cima. Para establecer un marco de referencia

del tipo de fluido por formación, se identificaron cuatro pozos productores únicamente en JSK, y se comparó su comportamiento con el gráfico de °API contra profundidad obtenido del modelo de fluido, **Figura 32**.

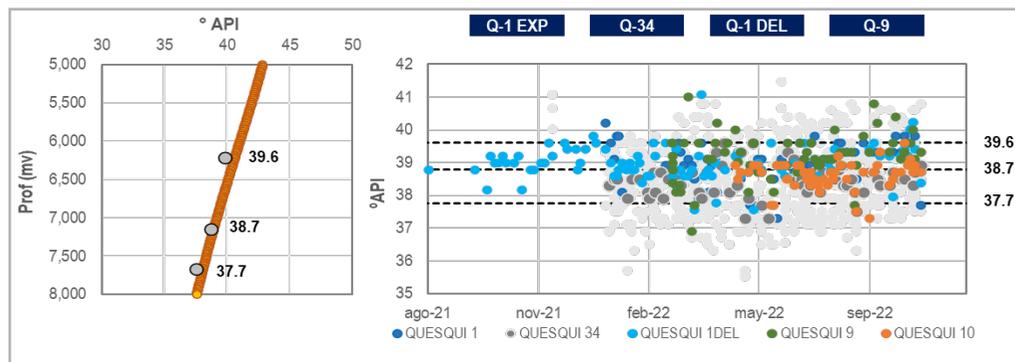


Figura 32. °API pozos productores del JSK.

Como se aprecia en la figura anterior, los °API de los pozos productores de JSK presentan un buen ajuste con respecto al modelo del fluido representativo, lo cual se esperaba, ya que la muestra del fluido se obtuvo del JSK. Como siguiente paso, se analizaron los pozos con valores bajos

de API, identificándose que todos ellos se encontraban produciendo por lo menos de dos formaciones de manera simultánea. En la **Figura 33** se puede identificar que este grupo de pozos no tiene un ajuste satisfactorio con respecto al modelo de fluido.

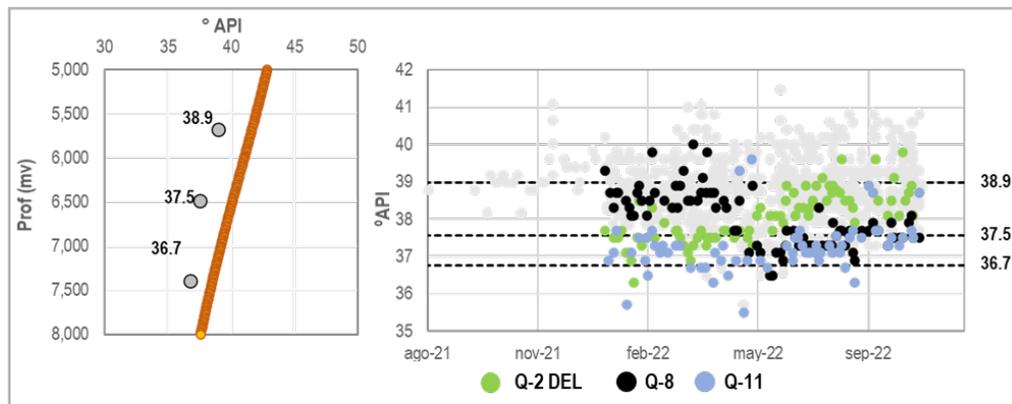


Figura 33. °API pozos productores del JSK, JST +K.

En la **Figura 34** se muestra el análisis de la variación de °API vs profundidad para los dos grupos de pozos estudiados.

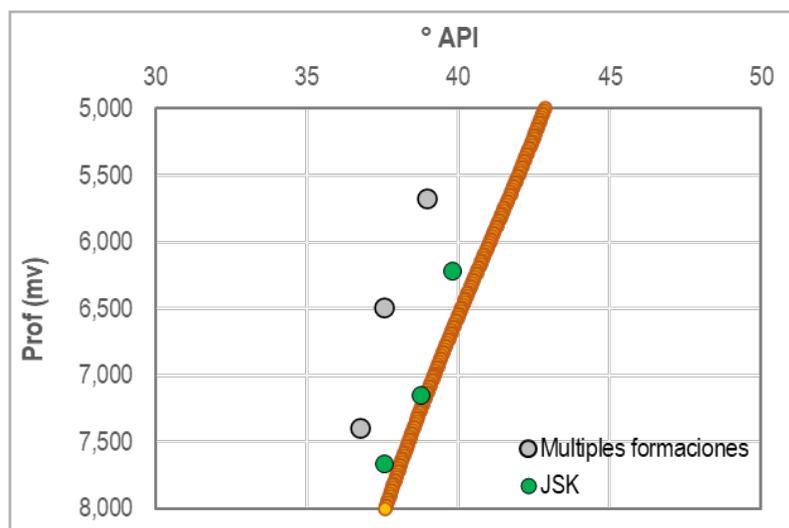


Figura 34. API vs profundidad.

Como se puede apreciar en la figura anterior, el comportamiento de los dos grupos de pozos sugiere que los fluidos producidos en JST y/o Cretácico son diferentes a los de JSK. De acuerdo con este análisis, se identificó que posiblemente exista compartimentalización vertical a lo largo del yacimiento, por lo que, para mejorar el conocimiento del yacimiento, se recomienda:

- Terminación de pozos en una sola formación para tener mejor control del desarrollo del yacimiento.
- Tomar muestras de fluidos del Cretácico o JST y realizar análisis PVT.
- Toma de información a nivel geológico y dinámico para caracterizar las formaciones.

Conclusiones

- Mediante el **monitoreo de los °API** y la **medición de los fluidos** producidos, se identificaron fenómenos que se consideraban improbables y que en ocasiones se descartan en la literatura técnica.
- La **formación de anillos de condensado** puede presentarse a **presiones estáticas muy por encima de la presión de saturación**; dependen de las condiciones de operación de los pozos y de las propiedades petrofísicas del yacimiento.
- En este trabajo se propone una **metodología para la identificación de anillos de condensado**, basada principalmente en el análisis del comportamiento de los °API.
- A través del **análisis de los °API** y el **comportamiento de producción** de hidrocarburos, fue posible **identificar y cuantificar** la producción de **condensado retrógrado** desplazado por el acuífero.
- La **producción de condensado retrógrado no puede descartarse** en todos los yacimientos, especialmente en aquellos con **altas permeabilidades** asociadas a fracturas y **presencia de un acuífero activo**.
- La presencia de una **pierna de aceite** es un **fenómeno que no se ha estudiado a profundidad** en yacimientos de PEP. Su entendimiento es primordial para el **diseño de estrategias** adecuadas para **maximizar el factor de recuperación de condensado**.
- Los **°API en conjunto con un modelo de fluido representativo** pueden utilizarse para evaluar el **grado de compartimentalización vertical** de un yacimiento.
- Se recomienda **maximizar el aprovechamiento del dato de los °API**, los cuales son muy abundantes en la mayoría de los proyectos y se puede obtener mucha información de ellos.

Agradecimientos

- A PEP por otorgar las facilidades para la publicación de este trabajo.
- Un agradecimiento especial a todo el equipo de trabajo de la Gerencia de Planes de Explotación que ha colaborado en el desarrollo de estos estudios.

Apéndices

Metodología de Whitson para el cálculo de la RCG

Para calcular el comportamiento teórico esperado de la relación condensado-gas con la metodología de Whitson, se utiliza la prueba CVD del experimento PVT representativo, la cual considera que la producción de condensados en superficie está asociado al contenido de C7+ de la corriente de gas producida; con esta simplificación se pueden realizar cálculos rápidos sin perder exactitud. Este cálculo tiene la premisa de que el condensado retrógrado no tiene movilidad en el yacimiento y por lo tanto, no se produce. De acuerdo con esta metodología, la relación condensado gas puede calcularse con la expresión siguiente.

$$q_o(t) \cong q_g(t) * \frac{(y_{7+})_{CVD}}{1 - (y_{7+})_{CVD}} * \frac{1}{(C_{og})_{CVD}}$$

$$C_{og} \cong \frac{R T_{sc}}{P_{sc}} * \frac{\rho_o}{M_o}$$

$$r_s \cong \frac{(y_{7+})_{CVD}}{1 - (y_{7+})_{CVD}} * \frac{1}{(C_{og})_{CVD}}$$

donde:

y_{7+} : Composición del C7+ en el gas producido obtenido del CVD.

C_{og} : Factor de conversión para gas equivalente de condensado

R : Constante universal de los gases, $8.21 \cdot 10^{-5}$ (kgmol/kmol, atm, K, m³)

T_{sc} : Temperatura estándar (15°C)

P_{sc} : Presión estándar (1 atm)

ρ_o : Densidad de aceite a condiciones de superficie

M_o : Peso molecular del aceite en superficie

r_s : relación condensado gas

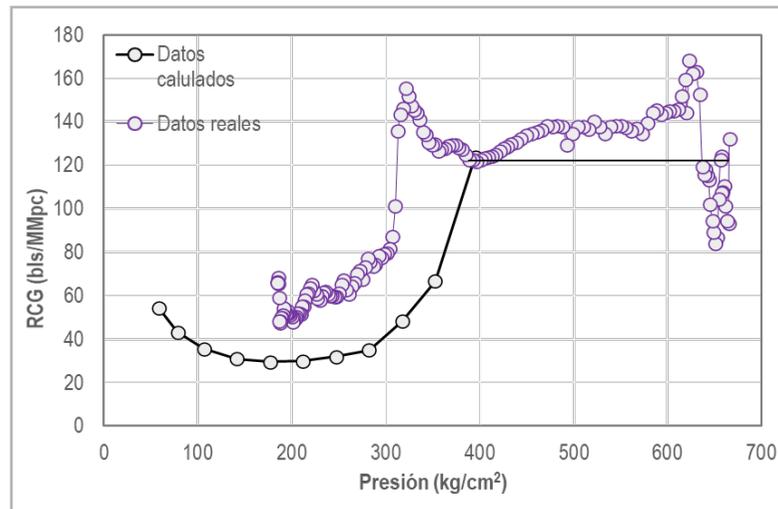


Figura 35. Cálculo de la RCG sin considerar movimiento de condensado retrogrado.

Referencias

1. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Reservas de Hidrocarburos. Reservas 2022. CNH. <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>.
2. Jemmot, S., Hallam, R. y Maharaj, S. 2003. Condensate Performance Trends in Trinidad Gas Reservoir. Artículo presentado en SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Puerto España, Trinidad y Tobago, abril 27-30. SPE-81011-MS. <https://doi.org/10.2118/81011-MS>.
3. Rojas, G. 2011. *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*, tercera edición. Puerto La Cruz, Venezuela: Universidad de Oriente.
4. Whitson, C., Fevang, Ø. y Yang, T. 1999, Gas Condensate PVT – What’s Really Important and Why? IBC Conference, Optimization of Gas Condensate Field”, Londres, enero 28-29.

Semblanza de los autores

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Ingresó a Petróleos Mexicanos en el año 2009 y se ha desempeñado como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica en diversos Activos de Producción. Desde el 2019 está al frente de la Gerencia de Planes de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción.

Ha participado en el desarrollo de 69 publicaciones técnicas en congresos nacionales e internacionales acerca de Caracterización de Fluidos, Ingeniería de Yacimientos y Simulación Numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL y PVT Tools (Software para la validación de estudios PVT) con certificado de derechos de autor. Miembro activo de la SPE (Society of Petroleum Engineer), y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México) donde actualmente funge como presidente de la sección Villahermosa.

Humberto Ivan Santiago Reyes

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Petrolero obteniendo Mención Honorífica. Durante su carrera en la industria privada se desempeñó como Ingeniero del segmento ALS de la compañía Schlumberger y analista de productividad de pozos de la compañía COPISA en el AIPRA. En PEMEX se ha desempeñado como Ingeniero de Diseño de Perforación y reparación de pozos del Activo Integral Macuspana-Muspac, Ingeniero de yacimientos del Proyecto Ku-Maloob-Zaap y actualmente como Ingeniero de yacimiento del grupo núcleo de la Gerencia de Planes de Explotación. Es miembro de la SPE México y del comité del CIPM sección Villahermosa.

Yuliana Ivette Torres García

Egresada de la Universidad Politécnica del Golfo de México, se ha desempeñado como Ingeniera de yacimientos en diferentes proyectos: 2013 en el proyecto Jujo Tecominoacán, Bellota Chinchorro en 2015 y 2017 en Cinco Presidentes. En 2020 se integró al equipo núcleo de la Gerencia de Planes de explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción de PEP. En junio 2020 obtuvo el grado de Maestra en administración de la energía y sus fuentes renovables en el Tecnológico de Monterrey. Es miembro de la SPE y del CIPM. Ha participado como expositor en diversas conferencias y cuenta con publicaciones en diferentes revistas petroleras.

César Israel Méndez Torres

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en el 2012. Ingresó a PEP en el año 2013 mediante el programa de Talento PEP, donde se incorporó al área de productividad de pozos en el Activo Integral de Producción Bellota Jujo. En el 2019 a la Gerencia de Planes de Explotación como parte del Grupo de Caracterización Dinámica del CERS. Actualmente forma parte del Grupo Núcleo apoyando en análisis de productividad y yacimientos.