

Caracterización dinámica de yacimientos naturalmente fracturados, caso Ku-Cretácico

Ernesto Pérez Martínez

ernesto.perezma@pemex.com

Luis Norberto Velázquez Bueno

luis.norberto.velazquez@pemex.com

Humberto Santiago Reyes

humberto.ivan.santiago@pemex.com

Pemex

Información del artículo: recibido: noviembre de 2016 - aceptado: diciembre de 2016

Resumen

El yacimiento Ku-Cretácico está constituido predominantemente por dolomías y calizas fracturadas, este yacimiento se encuentra en producción desde el año 1981, produce aceite negro de 21 a 22° API y se ha recuperado aproximadamente el 53% de su volumen original, lo que lo cataloga como un yacimiento maduro, el objetivo de este trabajo es identificar los elementos que afectan la dinámica de flujo de cada pozo y del medio poroso a través del análisis integrado de la información dinámica como: presión, producción (incremento de la Relación Gas Aceite e irrupciones de agua de los pozos en función del tiempo y ubicación espacial de sus intervalos productores), inyección y estudios especiales. De estos estudios se identificaron límites al flujo, definiéndose cuatro zonas en el yacimiento con diferentes posiciones y avances de los contactos de fluidos.

Palabras clave: Ku-Cretácico, yacimientos naturalmente fracturados, avance de contactos, yacimientos maduros, caracterización dinámica, pruebas de presión, comportamiento de presión, límites de flujo, fallas geológicas, Relación Gas Aceite (RGA), irrupción de agua, Contacto Gas Aceite, (CGA), Contacto Agua Aceite, (CAA).

Naturally fractured reservoir dynamic characterization, the Ku-Cretaceous reservoir case

Abstract

The Ku-Cretaceous reservoir is formed mainly by dolomites and naturally fractured limestones. This reservoir has been producing since 1981, its oil ranges from 21 to 22 °API. Throughout its producing life an estimated of 53% of the original volume has been recovered, classifying Ku-Cretaceous as a mature reservoir. The objective of this paper is to identify the elements that are present in the well flow dynamics and in the porous medium, using an integrated analysis of the dynamic information such as pressure, production (historical behavior of Gas-Oil Ratio, GOR, and water breakthrough in producing wells), injection and special tests. These studies showed flow boundaries into the reservoir, defining four zones with different fluid contact depths.

Keywords: Ku-Cretaceous, naturally fractured reservoirs, mature reservoirs, dynamic characterization, transient pressure test, pressure behavior, flow limits, geological faults, Gas-Oil Ratio (GOR), Water Breakthrough, Gas-Oil Contact (GOC), Water-Oil Contact (WOC).

Desarrollo del trabajo

El campo Ku se localiza en la porción central de la Sonda de Campeche, al occidente de la Península de Yucatán, frente a los estados de Campeche y Tabasco, en el Golfo de México, como se muestra en la **Figura 1**. La litología del yacimiento Ku-Cretácico está constituida predominantemente por dolomías y calizas fracturadas, este yacimiento inició a producir en marzo de 1981, aceite negro de 21 a 22° API; a través de sus 35 años de explotación se ha recuperado aproximadamente el 53% de su volumen original, lo que lo cataloga como un yacimiento maduro.

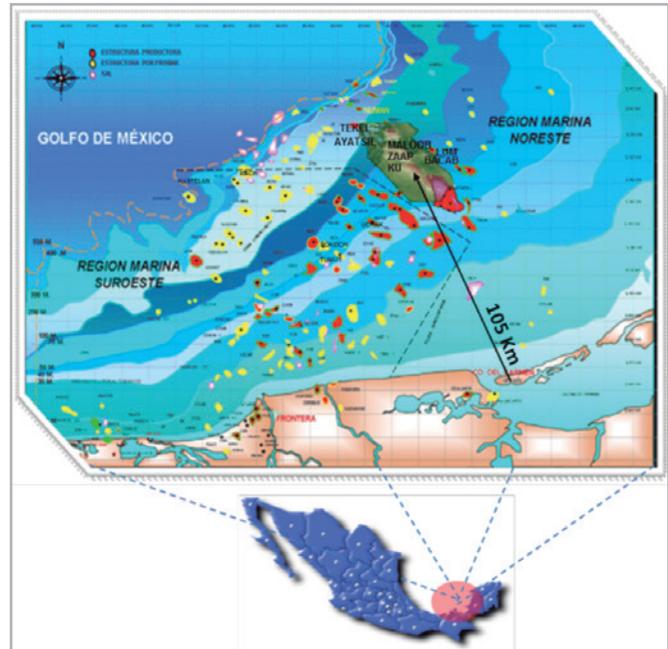


Figura 1. Ubicación del campo Ku.

El yacimiento Ku-Cretácico se encuentra limitado por fallas estructurales en la parte norte y este del campo; presenta un sistema de fracturas y fallas paralelas asociado a una deformación estructural con dirección N-S, **Figura 2**. El yacimiento pertenece a un sistema rocoso de origen sedimentario marino (calizas y dolomías), en el cual se presenta un intenso fracturamiento natural que favorece el flujo de los fluidos en los sistemas porosos matriz-fractura. Las propiedades principales de la formación y de los fluidos se incluyen en la **Tabla 1**.

La selección de la mejor opción de explotación para un yacimiento desde el punto de vista económico se basa en reproducir o simular el comportamiento del sistema: yacimiento-pozo-sistema superficial, permitiendo maximizar el valor económico del recurso. Un estudio confiable requiere del conocimiento del yacimiento en todas sus direcciones, así como del movimiento de los fluidos en el medio poroso en función del tiempo.

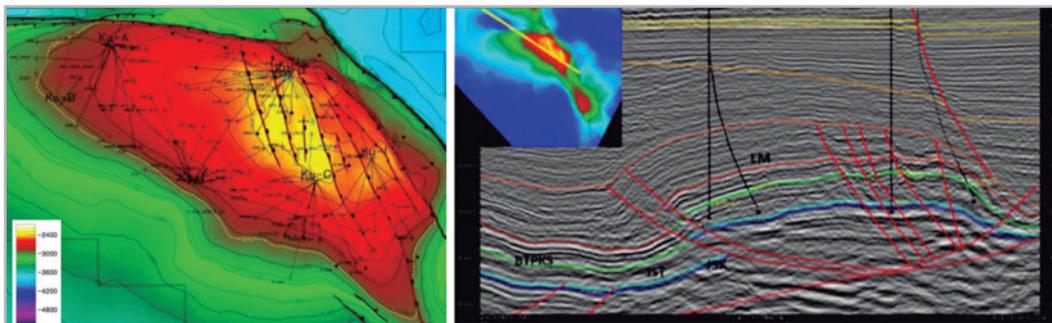


Figura 2. Configuración estructural de Ku-Cretácico.

La caracterización dinámica representa la comunicación entre el modelo geológico y el modelo de simulación numérica de yacimientos, el cual constituye una herramienta muy valiosa para la toma de decisiones respecto a la definición de la estrategia de explotación del yacimiento. Para realizar una caracterización dinámica adecuada se requiere del análisis y validación de la mayor cantidad de información que se tenga disponible, destacándose la siguiente:

- Historia de presión-producción-inyección
- Análisis de las pruebas de presión-producción
- Registros geofísicos en agujero descubierto
- Registros geofísicos en agujero entubado, (monitoreo de los contactos)
- Seguimiento a las evidencias de producción de gas y agua, (análisis del avance de los contactos agua aceite y gas aceite)
- Información de los pozos monitores y testigos

En este trabajo se explica la metodología para caracterizar dinámicamente el yacimiento Ku-Cretácico, al delimitar zonas con un mismo patrón de comportamiento dinámico, mejorando el entendimiento del yacimiento con el objetivo de dar un mayor soporte a la estrategia de explotación de este campo.

El objetivo de la caracterización dinámica del yacimiento Ku-Cretácico es identificar los elementos que afectan la dinámica de flujo de cada pozo y del medio poroso, a través del análisis integrado de pruebas de interferencia, modelo geológico, pruebas de presión y análisis del comportamiento de presión del yacimiento en periodos cortos donde se identificaron límites al flujo. Tomando en cuenta estos límites se analizaron las mediciones históricas de los registros TMDL, CNT, RST, incremento de la relación gas aceite, (RGA) e irrupciones de agua de los pozos en función de tiempo y ubicación espacial de sus intervalos productores, definiéndose cuatro zonas en el yacimiento con diferentes posiciones y avance del contacto gas-aceite, (CGA).

La estrategia actual de explotación del yacimiento Ku-Cretácico está basada en posicionar los intervalos productores de los pozos del yacimiento en las zonas de mayor espesor de aceite y permeabilidad, modelar el comportamiento de la conificación de agua en función de la producción de aceite y optimizar la producción de los pozos, produciéndolos al máximo gasto permisible previendo, que no irrumpa el gas y el agua en tiempos cortos, maximizando su vida productiva, y en consecuencia, el tiempo de explotación del campo, incrementando de este modo sus reservas y el factor de recuperación final.

Tabla 1. Propiedades del yacimiento Ku-Cretácico.

Parámetro	Ku
Año de inicio de explotación	Marzo 1981
Litología	Brechas calcáreas dolomitizadas y dolomías fracturadas
Viscosidad (cp @ P_v)	1.8
Bob (m^3/m^3)	1.4
Densidad del fluido ($^{\circ}$ API)	21.6
Profundidad del P.R. (mvbnm)	3,000
CAA Original (mvbnm)	3,244
Temperatura del yacimiento ($^{\circ}$ C)	116
Presión inicial (Kg/cm^2)	323
Presión de saturación (Kg/cm^2)	189.1
Presión actual (Kg/cm^2)	115.5
Permeabilidad (m_d)	600 – 9,000
Porosidad (%)	8.8
Relación de solubilidad (m^3/m^3)	75
Pozos perforados	78
Pozos inyectores	4

Historia de producción

En la **Figura 3** se muestra la historia de producción del yacimiento Ku-Cretácico, la cual se puede dividir en seis periodos:

- El primero se identifica con el inicio de explotación del yacimiento en el año 1981, con pozos fluyentes de alto caudal.
- El siguiente periodo se presenta en 1983, donde se alcanzó un plateau de 200 Mbd, manteniéndose por nueve años.

- Posteriormente se implementó el sistema artificial de bombeo neumático (BN) para contrarrestar la declinación de la producción de los pozos.
- El cuarto periodo se caracteriza por eliminación de cuellos de botella y optimización del sistema artificial BN.
- En el año 2003 inició el proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap, incrementándose el número de pozos de desarrollo de 32 a 56, alcanzado su producción máxima en 2009, año en que inició la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión.
- En la actualidad, el yacimiento se encuentra en etapa de declinación de producción, causada por la reducción de la ventana operativa de aceite.

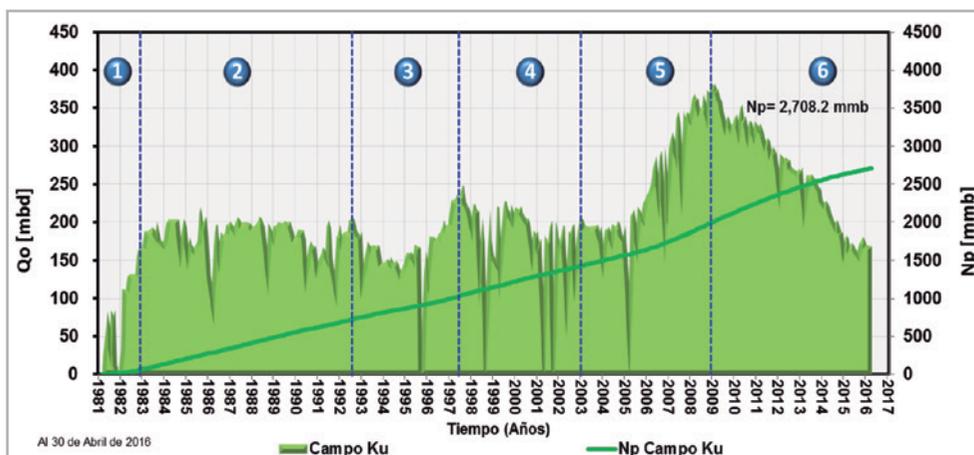


Figura 3. Historia de producción del yacimiento Ku-Cretácico.

Historia de presión

La presión inicial de Ku-Cretácico fue de 323 Kg/cm² al plano de referencia de 3000 mvbnm, en la historia de presión de Ku-Cretácico se observan cuatro periodos bien definidos:

- El primer periodo se presentó en los primeros dos años de explotación del yacimiento donde se tiene un abatimiento de presión de 14.57 Kg/cm² por año, con una producción de aceite de 1.68 MMb/(Kg/cm²).
- De 1982 a 1989, se observa una disminución en el abatimiento de la presión de 14.57 a 13 Kg/cm² por año, con una producción de 5.34 MMb/(Kg/cm²).

- Posteriormente, en el periodo de 1989 al 2010 el abatimiento de la presión disminuye a 4 Kg/cm² por año con una producción de 19.29 MMb/(Kg/cm²).
- El último periodo está definido del 2010 hasta la actualidad, caracterizándose por el mantenimiento de presión por efecto de la inyección de nitrógeno al yacimiento. La presión promedio actual del yacimiento referenciada a 3000 mvbnm es 115.5 Kg/cm².

Con la finalidad de detectar la compartimentalización areal y vertical en el yacimiento, se analizaron las tendencias de presión de Ku-Cretácico en sus formaciones Cretácico Superior (KS), Medio (KM) e Inferior (KI), discretizando los puntos que salían de la tendencia principal. En general, se concluye que hay una distribución de la presión prácticamente uniforme tanto horizontal como vertical, como se ilustra en las **Figuras 4 y 5**.

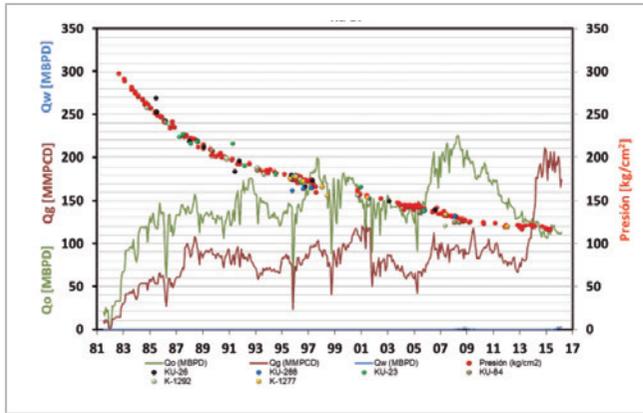


Figura 4. Comportamiento de presión de Cretácico Superior.

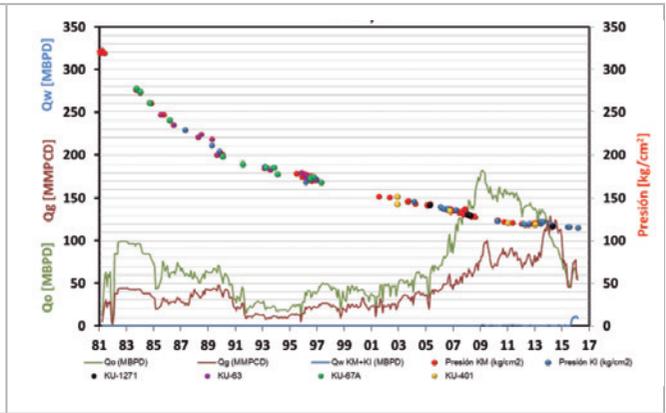


Figura 5. Comportamiento de presión de Cretácico Medio e Inferior.

Análisis del avance del contacto agua-aceite

La caída de presión del yacimiento ocasionada por su explotación ha provocado un avance en el contacto agua-aceite (CAA) de 220 mv, ubicándose originalmente a 3,244 mvbnm. El avance del CAA se ha manifestado en irrupción de agua en pozos con intervalos productores profundos; el monitoreo en función del tiempo y profundidad de los intervalos productores de estas irrupciones de agua permiten estimar el avance histórico del CAA y delimitar zonas en donde se presentan diferentes avances del mismo.

El monitoreo de las irrupciones de agua se realiza por unidad de flujo (KS, KM y KI) y se plasma en gráficas de profundidad de la base del intervalo productor vs tiempo (inicio de la irrupción de agua), en las Figuras 6 y 7 se grafican las

evidencias de producción de agua por unidad de flujo y el cálculo volumétrico del avance del CAA, (curva continua azul) en función del tiempo.

En las Figuras 6 y 7, se observa que actualmente en la formación Cretácico Superior las evidencias de agua en su mayoría no superan cortes del 10%, mientras que en Cretácico Medio existen evidencias de pozos produciendo con cortes de agua superiores al 20%. Esto sugiere que hay zonas del yacimiento con diferencias en el comportamiento dinámico del CAA, las cuales se atribuyen a las propiedades petrofísicas de la roca a lo largo y ancho del yacimiento, ocasionando variaciones entre CAA de hasta 50 metros verticales entre una zona y otra, generando ventanas (intervalos), de aceite que varían desde los 50 mv hasta los 100 mv.

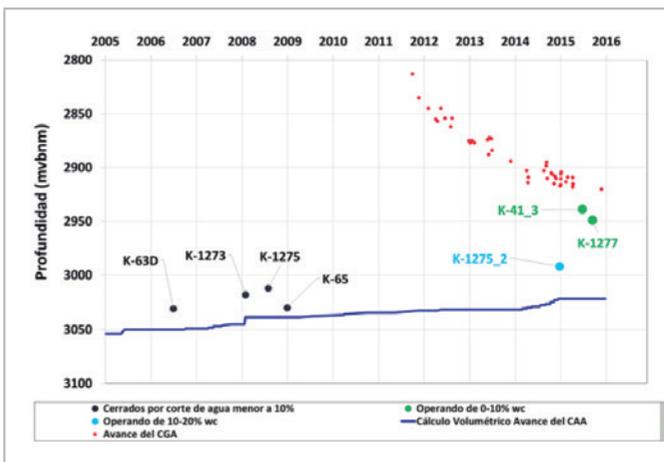


Figura 6. Evidencias de irrupción de agua en KS.

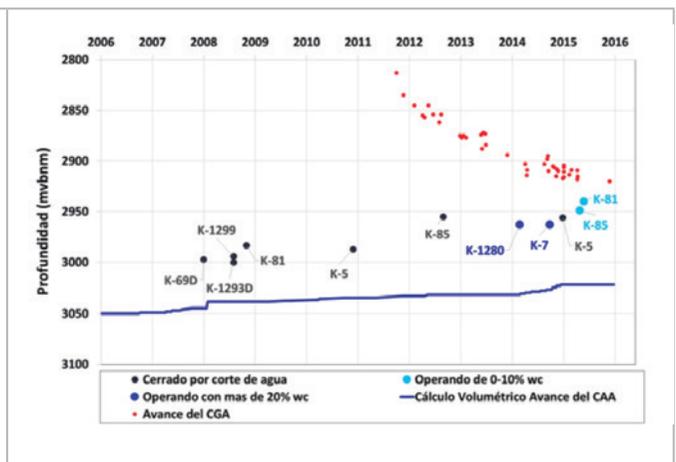


Figura 7. Evidencias de irrupción de agua en KM.

Para delimitar las zonas por comportamiento de producción de agua se realizó un mapeo de las evidencias de producción de agua, como se muestra en la **Figura 8**, donde se observa que las irrupciones con mayor corte de agua se concentran en el centro del yacimiento, mientras que en los flancos se tienen pozos operando con bajo o nulo corte de agua.

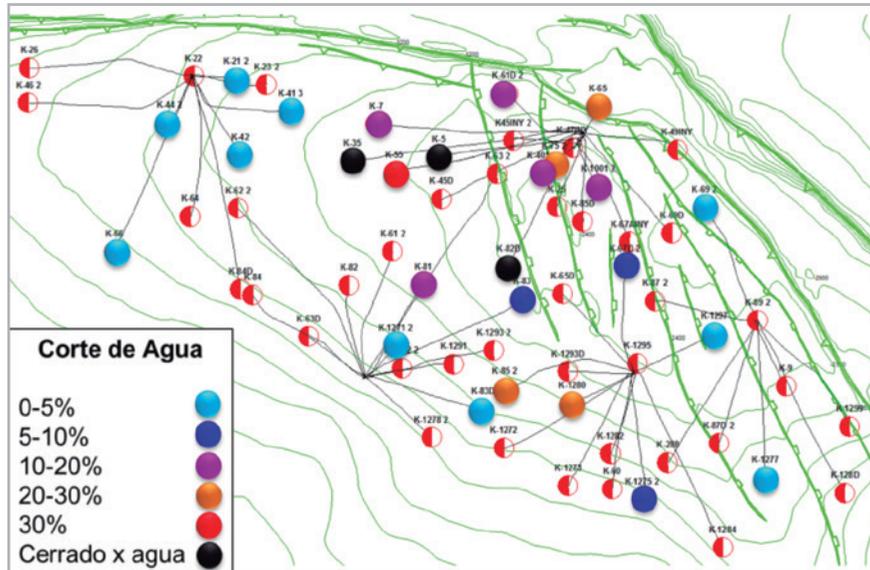


Figura 8. Mapeo de irrupciones de agua.

Usando las evidencias de irrupción de agua y la información obtenida de los pozos monitores, se establecieron tres zonas por comportamiento de producción de agua, como se muestra en la **Figura 9**, estableciéndose que las

oportunidades principales de desarrollo se encuentran en las zonas A y B, mientras que en la zona C el aceite se extraerá a través de sus pozos existentes.

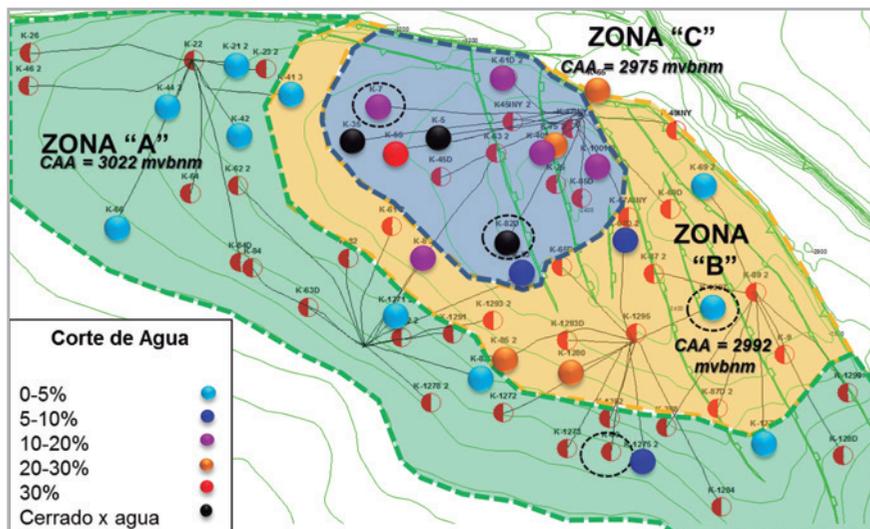


Figura 9. Delimitación de zonas con diferente CAA.

Mediante la implementación de pozos monitores ha sido posible observar el avance de los CAA y CGA, así como sus conificaciones respectivas, donde la conificación del gas en un pozo es tres veces menor que la del agua, como se ilustra en la **Figura 10**.

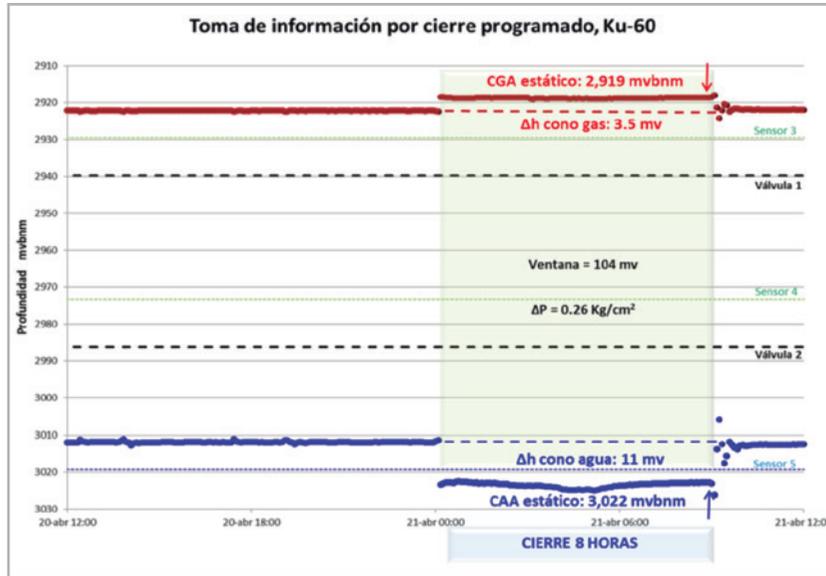


Figura 10. Monitoreo del avance de los CGA y CAA.

Una vez delimitadas arealmente las zonas de invasión por agua, se procedió a realizar un análisis del comportamiento de los pozos en cada zona a medida que se profundizan sus intervalos, (mayor cercanía al CAA). En general se observa una tendencia de incremento del corte de agua a

medida que los intervalos productores se acercan al CAA, destacándose que los pozos localizados en cada una de estas zonas a una misma profundidad, exhiben diferentes comportamientos de producción de agua, como se ilustra en la **Figura 11**.

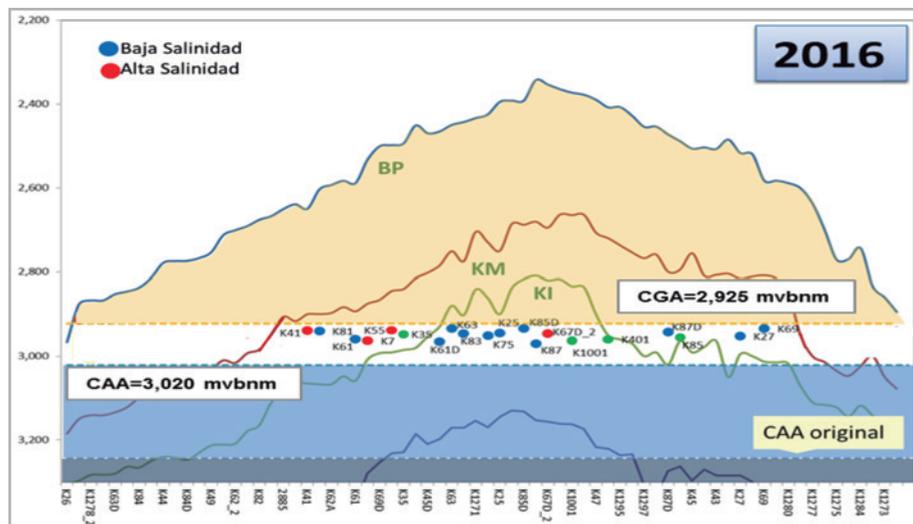


Figura 11. Ventana operativa actual del yacimiento Ku-Cretácico.

Con la finalidad de identificar las mejores zonas de explotación y establecer de manera más precisa cuotas de producción para intervenciones futuras, se realizaron gráficas de producción y corte de agua vs profundidad por zona, identificándose que los pozos de la zona A tienen un promedio de producción de 4,900 bpd, los de la zona B de 3,500 bpd y los de la zona C de 1,500 bpd, **Figura 12**. Para

el caso de la producción de agua se identificó que depende principalmente de la zona del yacimiento, la distancia de los intervalos al CAA, las propiedades físicas del medio poroso, permeabilidad, tipo de terminación, capacidad de manejo de agua en instalaciones superficiales y daño a la formación.

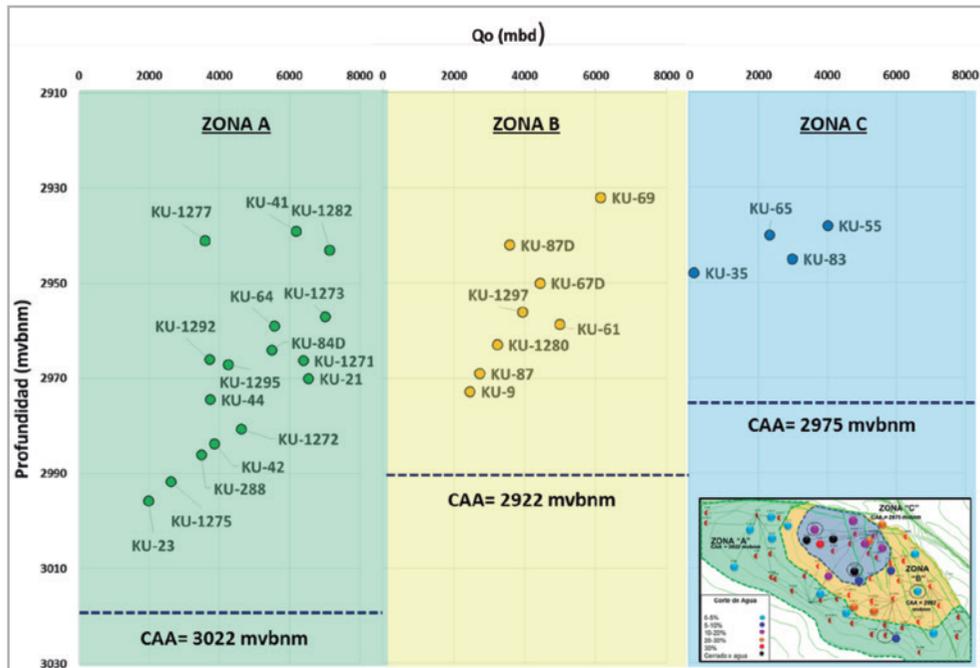


Figura 12. Zonificación del potencial productor de Ku-Cretácico.

En la Figura 12, claramente se observa el efecto en la producción y en el corte de agua asociados a las zonas del yacimiento. Para determinar el avance histórico del CAA en las diferentes zonas del yacimiento Ku-Cretácico, se realizó un análisis de conificación de agua, representando este fenómeno con la ecuación de Pérez-Martínez.

$$h_{wc} = (2.963 + F_{bc}) \left(\frac{q_o B_o \mu_o \ln(r_e - r_w)}{k_f (\rho_w - \rho_o)} \right)^{0.5}$$

donde:

h_{wc} ,	Altura máxima de la conificación de agua	(m)
F_{bc} ,	Factor de corrección por mala cementación, 0.217	(adimensional)
$q_o B_o$,	Producción de aceite @.C.Y	(Mrbd)
μ_o ,	Viscosidad del aceite @.C.Y	(cp)
k_f ,	Permeabilidad del medio fracturado	(Darcys)
r_e ,	Radio de drene	(m ó pies)
r_w ,	Radio del pozo	(m ó pies)
ρ_o ,	Densidad del aceite	(gr/cm ³)
ρ_w ,	Densidad del agua	(gr/cm ³)

Para entender el fenómeno de conificación de agua, se grafican en la **Figura 13** las alturas potenciales del cono de agua de los pozos ubicados en la Zona A del yacimiento Ku-Cretácico, en función de su gasto y profundidad. Se observa que conforme disminuye el Índice de Productividad (IP) o la permeabilidad de fractura, la altura de cono aumenta; incrementando así la posibilidad de tener irrupción de

agua; se destaca que la mayoría de los pozos se encuentran produciendo de una formación con propiedades petrofísicas excelentes, y por consecuencia, los IP son elevados; así mismo se observan dos pozos que tienen irrupción de agua y que teóricamente no deberían estar produciendo. Estas anomalías generalmente están asociadas al daño de los pozos y a estratos del yacimiento con baja permeabilidad.

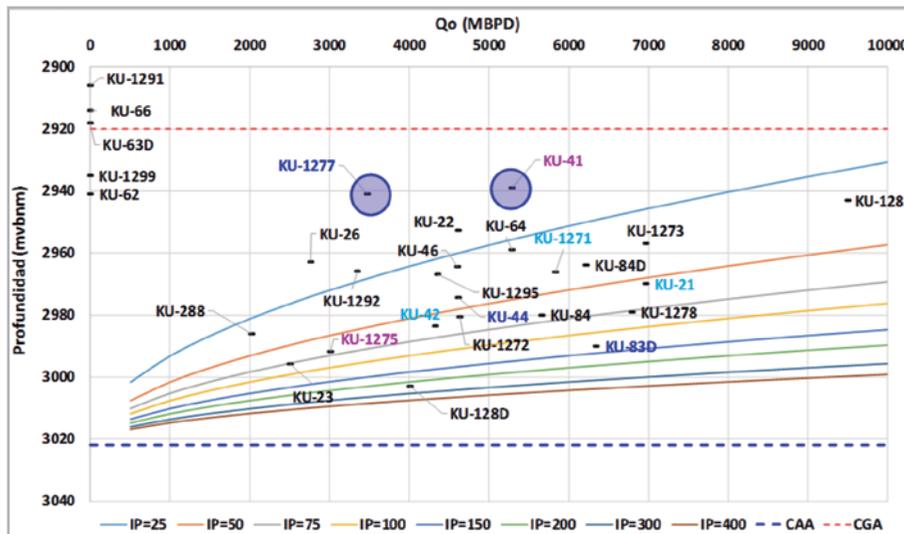


Figura 13. Conificación de agua en función del IP de los pozos.

Por último, se realizó un estudio del comportamiento de la salinidad de los pozos, para lo cual se requirió la caracterización del agua de formación mediante análisis Stiff-Davis.

Este análisis incluye composición química del agua, valor de PH, turbidez, color, olor, conductividad, dureza, densidad

y alcalinidad de la muestra. En la **Figura 14** se comparan las huellas de agua de formación, de mar y una mezcla de ambas, con el objeto de discretizar el agua proveniente del acuífero del agua que se usa en los fluidos de terminación de los pozos.

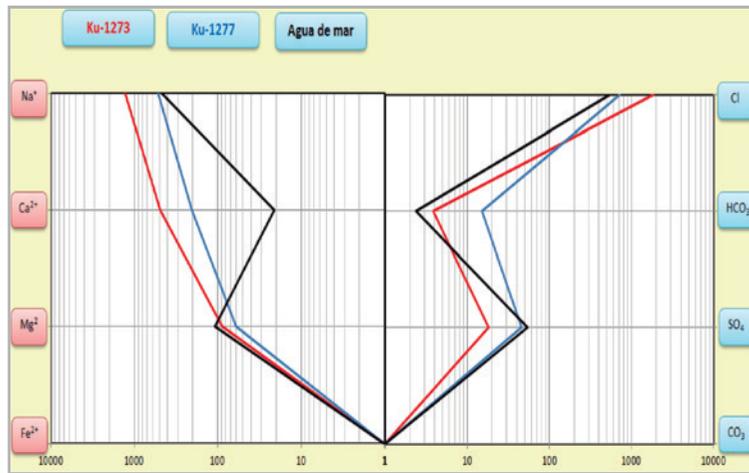


Figura 14. Huella de aguas de formación, control y combinación de ambas.

En la **Figura 15** se aprecian tres tendencias de comportamiento de la salinidad del agua producida en los pozos; la primera ubicada en el centro del yacimiento con salinidades de agua de formación inferiores a 40,000 ppm; la segunda ubicada en la zona sur del yacimiento con salinidades que van de 40,000-60,000 ppm y por último la

zona oeste del yacimiento que se caracteriza por contar con salinidades de agua de formación superiores a los 60,000 ppm. Esta dispersión en los valores de la salinidad es resultado de la interacción del fluido de control y terminación con el agua de formación, durante más de 35 años de explotación del yacimiento.

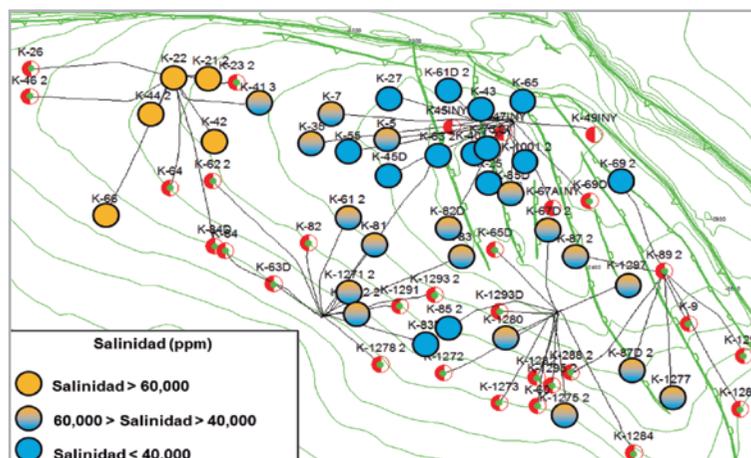


Figura 15. Zonas de agua con diferente salinidad en el yacimiento Ku-Cretácico.

Análisis del avance del contacto gas-aceite

Identificar y monitorear el avance del CGA es uno de los retos que se presenta en el APKMZ, debido a que es un parámetro muy importante en el diseño de pozos y en la toma de decisiones para establecer una estrategia de explotación.

Por lo tanto, se debe tener un buen entendimiento del comportamiento del casquete de gas y su avance, para lo cual se monitorea el descenso del CGA con registros TMDL, CNL y RST en el yacimiento Ku-Cretácico, como se ilustra en la **Figura 16**.

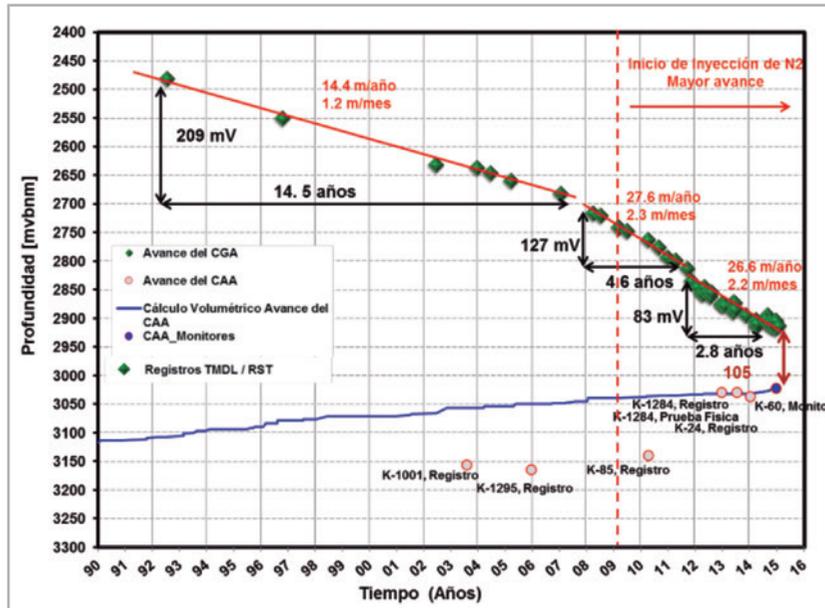


Figura 16. Monitoreo del avance del CGA de Ku con registros TMDL Y RST.

El avance del CGA en Ku-Cretácico también se monitorea con:

- Datos de pozos monitores-productores, los cuales proporcionan información de la interfase gas-aceite dinámica en la vecindad del pozo a tiempo real. Para conocer la posición real del CGA en el yacimiento, se realizan cierres programados de estos pozos, donde se obtienen lecturas del CGA en condiciones estáticas. En la **Figura 17** se muestra la configuración típica de un pozo productor-monitor.

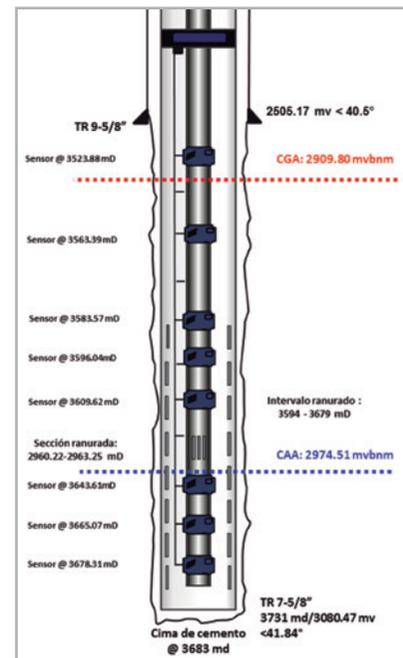


Figura 17. Diagrama de un pozo monitor-productor.

Usando la información proporcionada por los registros TMDL, CNL y RST; de los pozos monitores-productores; evidencias de irrupción de gas del casquete; seguimiento a la concentración de nitrógeno del gas libre producido; del análisis de las condiciones operativas y ubicación de los pozos, se identificaron cuatro tendencias diferentes de avance del CGA en Ku-Cretácico, las cuales se muestran en la **Figura 18**.

En el periodo del 2012 al 2014 se tenía una diferencia entre los CGA de las cuatro zonas de aproximadamente 20 metros; actualmente esta diferencia se ha ido reduciendo hasta tener valores del orden de los 15 metros. En la **Figura 19**, se muestran las cuatro zonas del yacimiento Ku-Cretácico correspondientes a las distintas tendencias de avance del CGA.

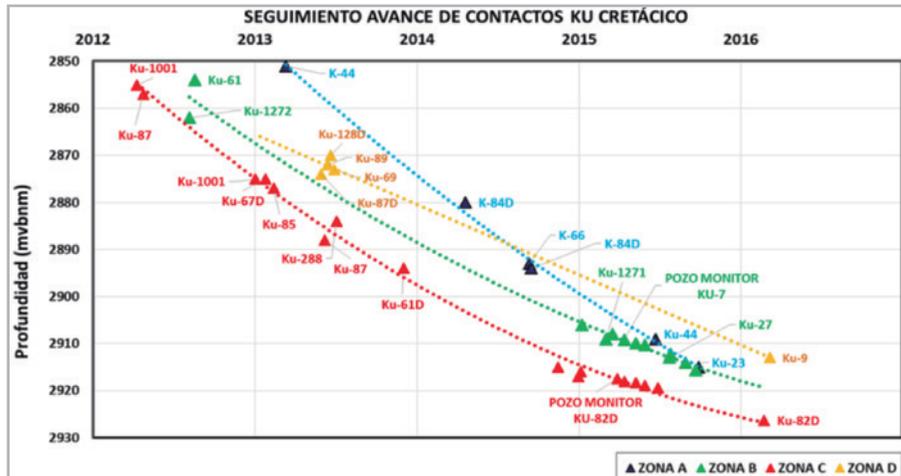


Figura 18. Tendencias de avance del CGA en el yacimiento Ku-Cretácico.

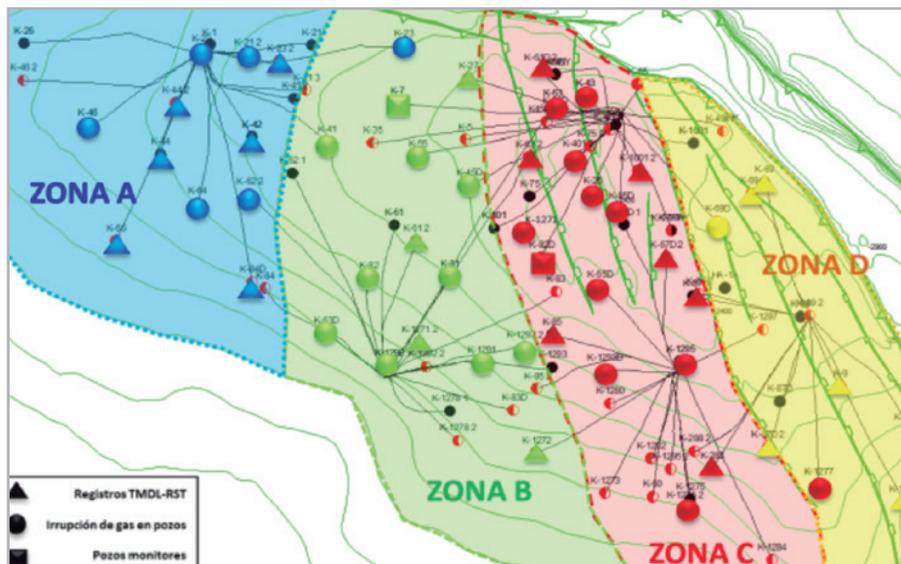


Figura 19. Zonificación del avance del CGA en el yacimiento Ku-Cretácico.

La presencia de gas del casquete en los pozos es un indicador de la posición del CGA, por lo que se graficó la cima de los intervalos productores de los pozos que han presentado evidencias de irrupción de gas con respecto al tiempo, sin embargo, se debe considerar que a nivel pozo se presenta el fenómeno de conificación, que es función de la presión

de fondo fluyendo, gasto de producción, permeabilidad del medio poroso y espesor de la ventana de aceite.

En la **Figura 20** se graficó el avance del CGA y conificaciones de gas de los pozos ubicados en la zona B del yacimiento.

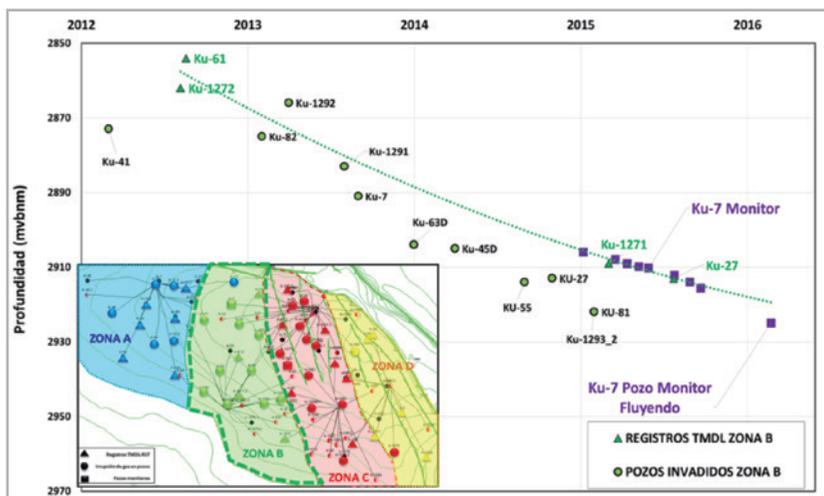


Figura 20. Avance del CGA de la zona B de Ku-Cretácico.

Para establecer con la mayor precisión posible la fecha de invasión de los pozos se debe analizar las condiciones operativas del pozo (principalmente P_{tp} y q_{iny} BN), irrupciones de nitrógeno, profundidad del intervalo productor y la ubicación del pozo en el yacimiento. En

la **Figura 21** se muestra un ejemplo de las condiciones operativas de un pozo antes y después de su engasamiento. Posterior a la invasión del pozo, se muestra un incremento en la RGA, porcentaje mol de nitrógeno y P_{tp} , así como nula admisión de gas de BN.

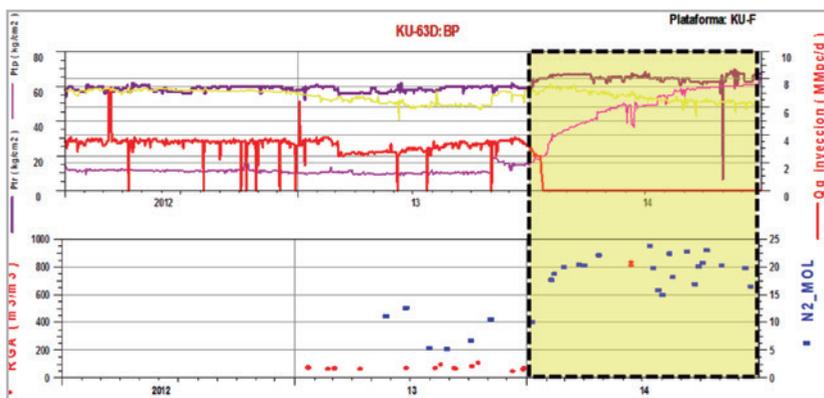


Figura 21. Condiciones operativas de un pozo al momento de la irrupción del gas.

Para tener un control de las fechas de invasión de gas en los pozos productores, se grafica por zona la profundidad de la cima de los intervalos productores, **Figura 22**. El uso de estas gráficas permite identificar rápidamente anomalías en los pozos, como es la producción de gas fuera de tendencia.

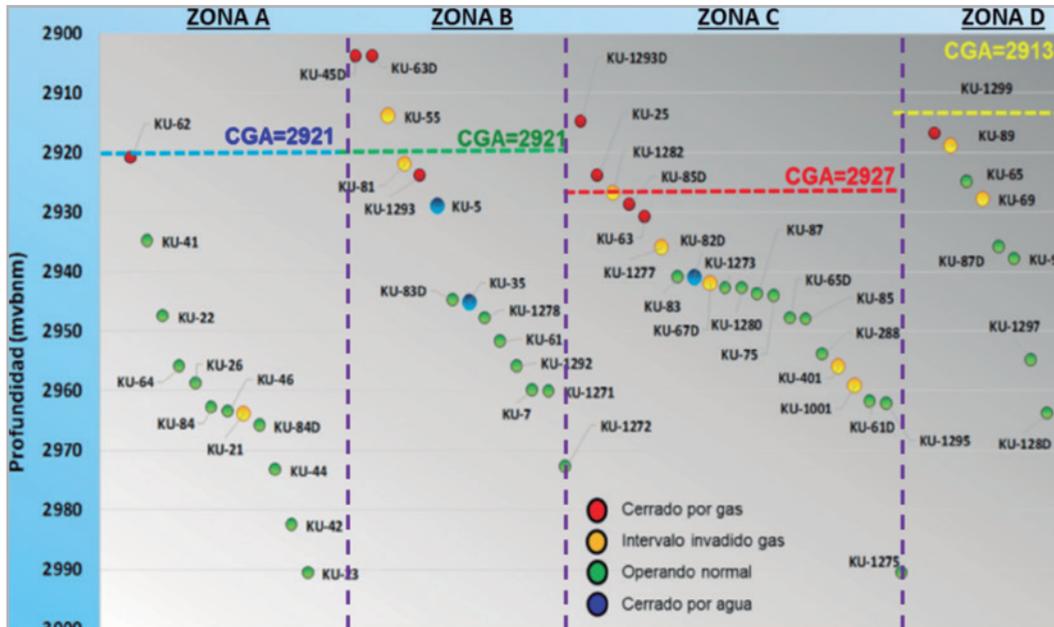


Figura 22. Ubicación de intervalos productores por zonas de diferente CGA.

Mapeo de la distribución de nitrógeno del casquete

La distribución de nitrógeno a lo largo del tiempo, **Figura 23**, en Ku-Cretácico, guarda similitud con la distribución de las formaciones a determinadas profundidades (marcadas con el avance del CGA). Desde el año 2009 se ha monitoreado la presencia de nitrógeno en los pozos críticos, fue en este año cuando se identificó una región de alta concentración de nitrógeno (mayor a 60% mol de N_2) en las cercanías de los pozos inyectoras. En el año 2013 se observó un incremento en la distribución de nitrógeno a lo largo del casquete de gas del yacimiento, incrementando más hacia la zona sur. Para

el año 2014 se identificaron diferencias mayores al 10% mol de N_2 entre la zona sur y oeste del yacimiento, definiendo en 2015 tres zonas con diferente concentración de nitrógeno, **Figura 24**.

La primera zona se ubica en la parte central de la estructura del yacimiento, en las vecindades de los pozos inyectoras de nitrógeno y presenta concentraciones de nitrógeno mayores a 50% mol. La segunda zona se ubica hacia los flancos del yacimiento, presentando concentraciones de nitrógeno entre 20 y 50% mol, siendo mayor la concentración de nitrógeno hacia el centro del yacimiento y la tercera zona se ubica hacia la parte oeste del yacimiento, presentando concentraciones de nitrógeno menores al 20% mol.

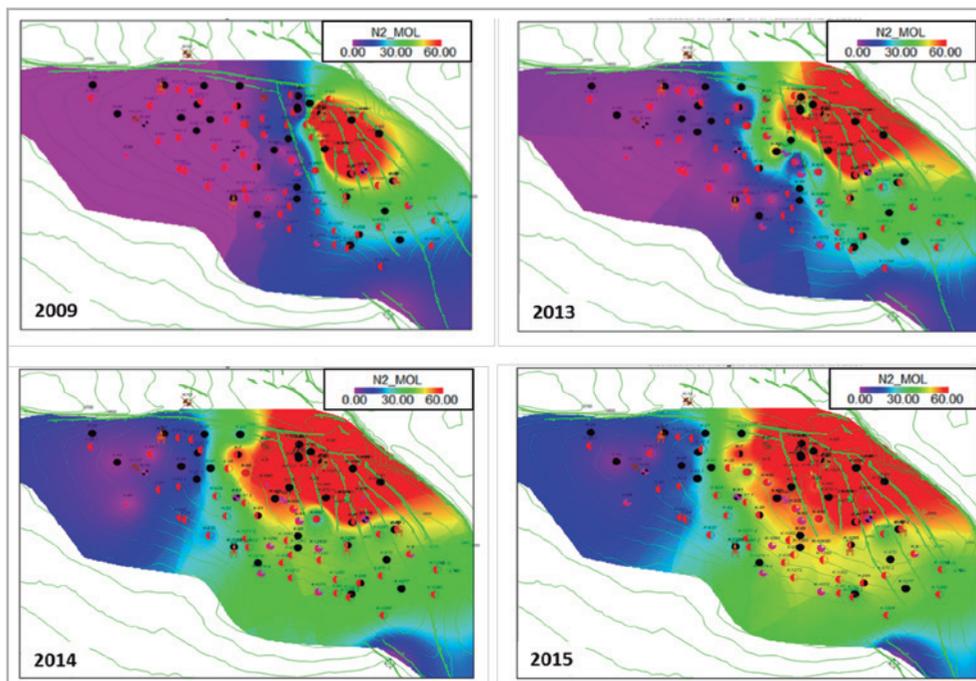


Figura 23. Evolución histórica de la saturación mol de N_2 .

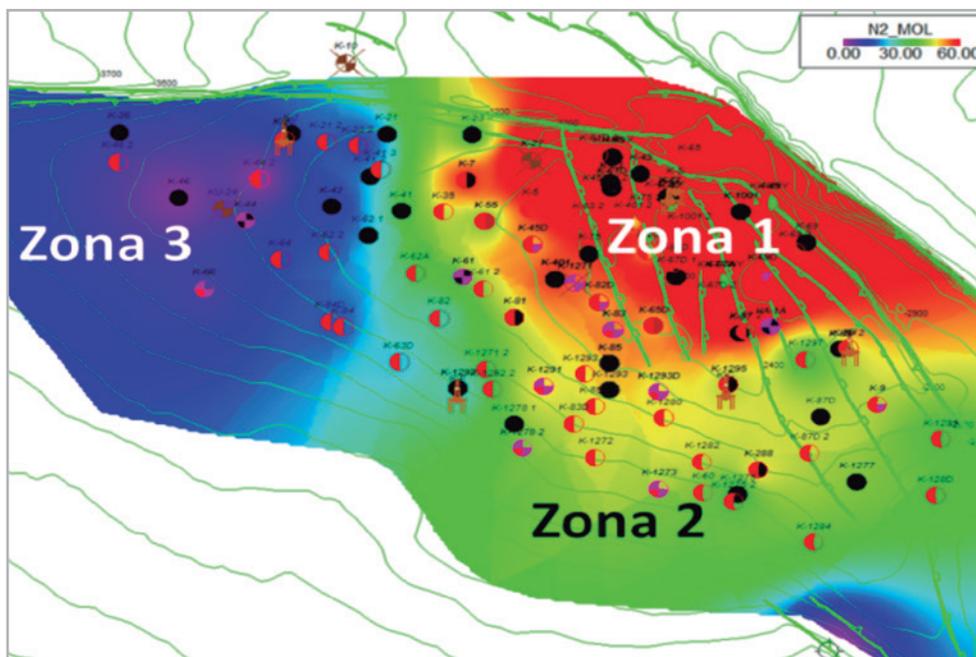


Figura 24. Mapa de concentraciones de nitrógeno en Ku-Cretácico.

El comportamiento de la concentración de nitrógeno en Ku-Cretácico es consistente con las distintas zonas de CGA, identificadas a partir de registros de neutrones, pozos monitores y evidencias de producción de gas.

Análisis de pruebas de presión

Los cambios de producción que se realizan durante una prueba de presión inducen perturbaciones en la presión del pozo y en su vecindad, las cuales se extienden hacia el interior del yacimiento y se ven afectadas por las

características de la roca, tales como: almacenamiento, daño, factores de pseudodaño (penetración parcial, disparos y desviación del pozo); permeabilidad horizontal y vertical, presión de la formación y características del medio fracturado.

Para determinar el grado de comunicación horizontal y vertical, se han realizado varias pruebas de interferencia, una prueba de trazadores radiactivos, así como pruebas de variación de presión en todos los pozos del yacimiento, **Figura 25**.

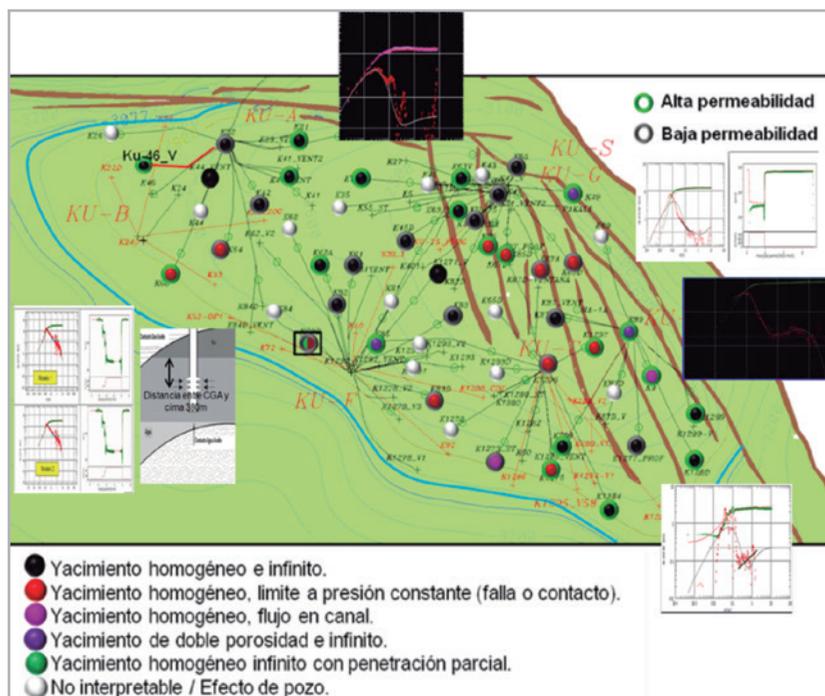


Figura 25. Pozos del yacimiento Ku-Cretácico en los que se han efectuado pruebas de presión.

En general, la mayoría de las pruebas, de presión indican transmisibilidades de gran magnitud, del orden de varios darcys en la formación KS como resultado de la presencia de fracturas naturales y vórgulos interconectados; en la formación KM se tiene menor intensidad de fracturamiento, por lo que la permeabilidad varía de 800 a 2000 md y

finalmente en la formación KI se tienen permeabilidades más bajas, en el rango de 600 a 1400 md. Así mismo, por medio del análisis de las pruebas de variación de presión, fue posible caracterizar las principales fallas del campo, determinando su grado de compartimentalización, como se ilustra en la **Figura 26**.

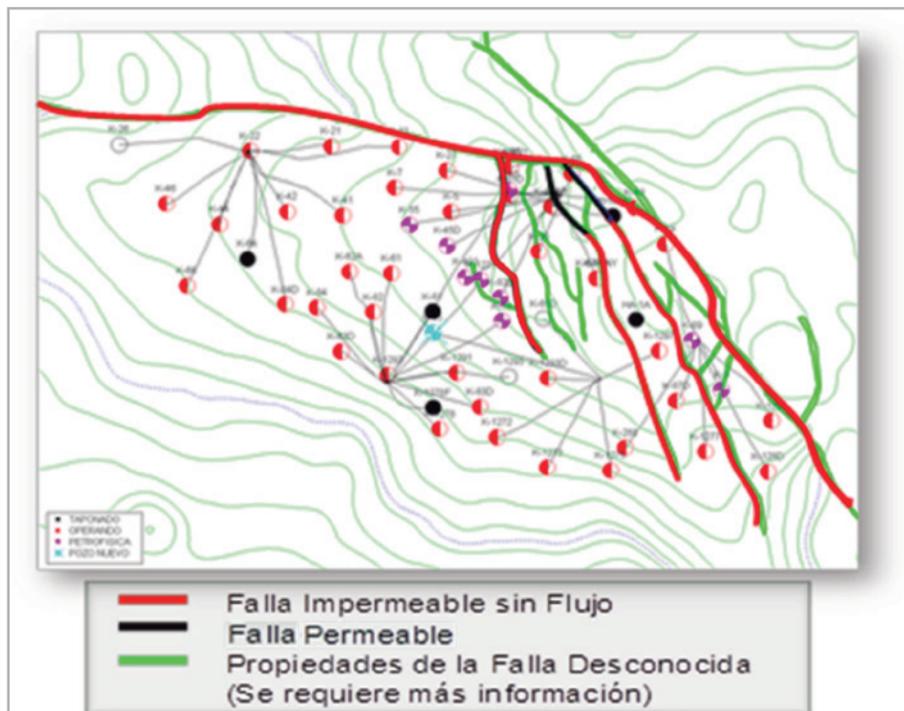


Figura 26. Caracterización de las fallas del yacimiento Ku-Cretácico.

Adicionalmente del análisis de las pruebas, se obtuvo el radio de investigación del pulso de presión, determinándose la permeabilidad promedio asociada a esta zona del yacimiento, con la cual se generaron mapas de isopermeabilidad integrando la información de todos los pozos, como se ilustra en la Figura 27.

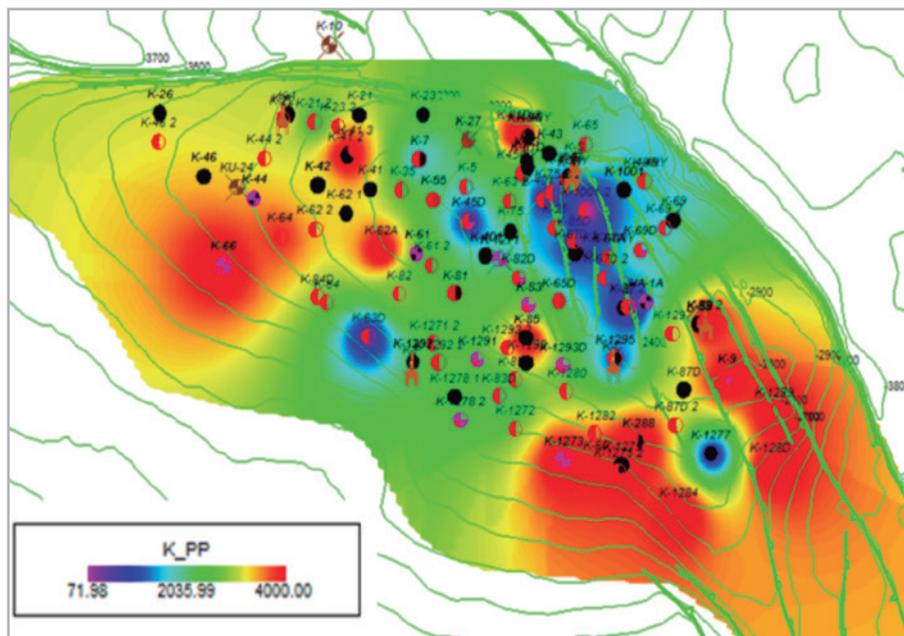


Figura 27. Mapa de isopermeabilidad del yacimiento Ku-Cretácico.

Del mapa de isopermeabilidad se pueden identificar las zonas con mejor potencial de flujo, localizadas en los flancos del yacimiento, en donde la ventana de aceite actual se ubica en la formación KS, siendo la formación de mayor potencial productor del yacimiento.

En la **Figura 28**, se muestra un mapa de isoproducción, siendo similar al mapa de isopermeabilidades, confirmando la consistencia de la interpretación de las pruebas de presión.

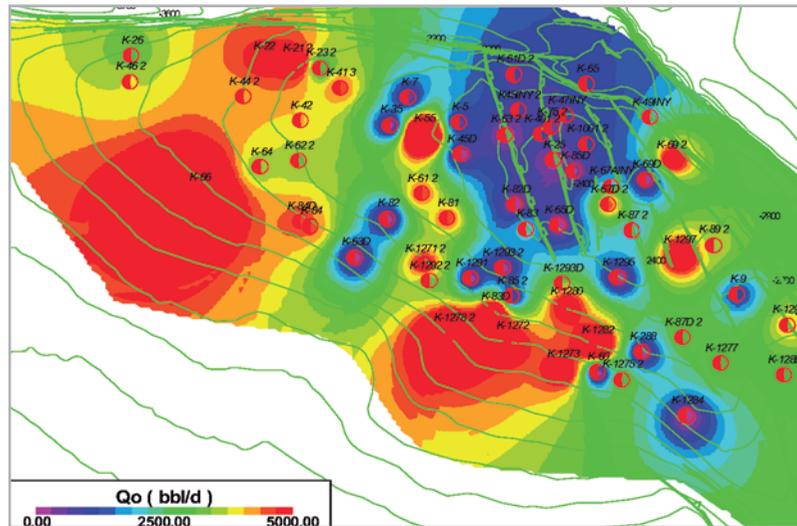


Figura 28. Mapa de isoproducciones del yacimiento Ku-Cretácico.

Conclusiones y recomendaciones

El presente análisis permitió identificar rasgos del yacimiento, como geometría de flujo en las vecindades de los pozos, grado de comunicación en el yacimiento, límites laterales, zonas con diferentes CGA y CAA, estos elementos dividen al yacimiento en cuatro zonas de producción.

La identificación de las cuatro zonas de producción permite optimizar el desarrollo y explotación del yacimiento, al posicionar las reparaciones futuras y terminaciones de los pozos en las zonas con las mejores expectativas de producción, lo que permitirá incrementar las reservas de este yacimiento.

Los mapas de isopermeabilidad e isoproducción muestran que los flancos del yacimiento son las mejores zonas para la explotación futura.

Es fundamental realizar la caracterización dinámica de un yacimiento previo a la elaboración del modelo de simulación, ya que éste debe representar adecuadamente

los límites de flujo, los cuales son clave para identificar las zonas con mayor potencial de desarrollo.

Referencias

1. Ehlig-Economides, C. A., Hegeman, P. y Vik, S. 1994. Guidelines Simplify Well Test Interpretation. *Oil and Gas Journal* **92** (29): 33-40.
2. Pérez Martínez, E. 2000. Cálculo del Volumen Original del Acuífero del Complejo Ku-Maloob-Zaap.
3. Pérez Martínez, E. y Rojas Figueroa, A. 2012. A Mature Carbonate Heavy Oil Field Exploitation Strategies – Case: The Cretaceous Ku Field. Artículo presentado en la SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, abril 16-18. SPE-152689-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/152689-MS>.
4. Pérez Martínez, E., Rodríguez de la Garza, F. y Samaniego Verduzco, F. 2012. Water Coning in Naturally Fractured

Carbonate Heavy Oil Reservoir – A Simulation Study. Artículo presentado en la SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, abril 16-18. SPE-152545MS. <http://dx.doi.org/10.2118/152545-MS>.

5. Pérez Martínez, E., Rojas Figueroa, A., Carreras, P. E. et al. 2013. Full-Field Simulation Supports Reservoir Management Decisions in a Giant Carbonate Complex. Artículo presentado en la SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canadá, junio 11-13. SPE-165542-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/165542-MS>.
6. Pérez Martínez, E., Rojas Figueroa, A., Parra Olgún, R. et al. 2014. Diseño y Análisis de Terminaciones Tipo Cola Extendida en Yacimientos Naturalmente Fracturados. *Ingeniería Petrolera* **54** (1): 45-59.
7. Rojas Figueroa, A., Pérez Martínez, E., Rivera Zumaya, J. J. et al. 2014. Full-Field Dynamic Reservoir Characterization to Directly Impact Field Development Decision of a Cretaceous Age Naturally Fractured Reservoir in Mexico. Artículo presentado en la SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, mayo 21-23. SPE-169476-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/169476-MS>.
8. Rojas-Figueroa, A., Rodríguez Román, J., Velázquez Bueno, L. N. et al. 2013. Sistema de Administración de Yacimientos en el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap. *Ingeniería Petrolera* **53** (12): 702-716.
9. Serrano-Lozano, J., Alvarado Avellano, F. y Rojas Figueroa, A. 2012. Capitalizando Lecciones Aprendidas y Mejores Prácticas en el Desarrollo del Proyecto Ku Maloob Zaap. *Ingeniería Petrolera* **53** (4): 211-232.

Nomenclatura

°API	Unidades de medida del aceite.
<i>Bob</i>	Factor de volumen de aceite a presión de saturación.
<i>bpd</i>	Barriles por día.
°C	Grados Celsius.
CAA	Contacto agua-aceite.
CGA	Contacto gas-aceite.

<i>cp</i>	Centipoise.
F_{bc}	Factor de corrección por mala cementación.
h_{wc}	Altura máxima de la conificación de agua.
<i>k</i>	Permeabilidad efectiva del aceite.
k_f	Permeabilidad de fractura.
<i>KI</i>	Cretácico Inferior.
<i>KM</i>	Cretácico Medio.
<i>KS</i>	Cretácico Superior.
<i>km</i>	Kilómetros.
k_m	Permeabilidad de matriz.
<i>m</i>	Metros.
<i>mD</i>	Mili Darcy.
<i>MMb</i>	Millones de barriles.
<i>MMpcd</i>	Millones de pies cúbicos día.
<i>mv</i>	Metros verticales.
<i>mvbnm</i>	Metros verticales bajo el nivel de mar.
<i>Pb</i>	Presión de saturación.
<i>PR</i>	Plano de referencia.
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo.
P_{ws}	Presión de fondo con pozo cerrado.
<i>Pi</i>	Presión inicial.
<i>PVT</i>	Pruebas de presión volumen temperatura.
q_o	Producción de aceite @.C.S.
<i>RGA</i>	Relación gas aceite.
<i>Rs</i>	Relación gas disuelto-aceite.
r_e	Radio de drene.
r_w	Radio del pozo.
μ_o	Viscosidad del aceite.
ρ_o	Densidad del aceite.
ρ_w	Densidad del agua.

Semblanza de los autores

Ernesto Pérez Martínez

Realizó sus estudios de licenciatura en Ingeniería Petrolera de 1988 a 1992 y de Maestría de 2008 a 2009, ambos en la Universidad Nacional Autónoma de México, (UNAM), obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería Petrolera con Mención Honorífica.

La Asociación de Ingenieros Petroleros de México lo ha distinguido en dos ocasiones con el premio Juan Hefferan en los años 2011 y 2015, por los mejores trabajos teórico-prácticos desarrollados en materia de ingeniería petrolera.

Ha trabajado los últimos 23 años para Pemex realizando proyectos de administración de yacimientos, desarrollo de campos, determinación de reservas de hidrocarburos, caracterización dinámica y simulación de yacimientos, desempeñando los siguientes puestos técnicos dentro de Pemex: de 1995 al 2009 Especialista Técnico "B", en el periodo del 2010 al 2015 Líder del Grupo de Ingeniería y Simulación de Yacimientos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap (APKMZ). Del 2015 a la fecha se desempeña como Encargado de Despacho de la Coordinación de Diseño de Proyectos del APKMZ.

Es miembro de la AIPM, CIPM y SPE; donde ha presentado 20 trabajos técnicos de Ingeniería de Yacimientos y Desarrollo de Campos, los cuales han contribuido al modelado de la estrategia de explotación del APKMZ.

Luis Norberto Velázquez Bueno

Licenciatura en Ingeniería Petrolera por la Universidad Nacional Autónoma de México, 2002-2007.

De 2008 a 2010 laboró en la Coordinación de Caracterización Estática de Yacimientos de la Gerencia de Proyectos de Explotación de la Región Marina Noreste, como parte del equipo de evaluación petrofísica.

En 2010 ingresó a Pemex al Activo de Producción Ku Maloob Zaap en el área de ingeniería de yacimientos, trabajando en la programación, interpretación y análisis de pruebas de presión, caracterización dinámica de yacimientos y monitoreo de la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión.

De 2014 a la fecha forma parte del equipo de simulación numérica del yacimiento KMZ Cretácico.

Pertenece al Colegio de Ingenieros Petroleros de Mexico y a la Society of Petroleum Engineers.

Humberto Iván Santiago Reyes

Egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM como Ingeniero Petrolero, obteniendo Mención Honorífica.

Durante su carrera profesional se ha desempeñado como Field Engineer Trainee en el segmento ALS (Artificial Lift Systems) de la compañía Schlumberger, realizando trabajos de analista de producción y aseguramiento de flujo en los campos Agua Fría y Coapechaca del Proyecto AT, analista de pozos con sistemas artificiales de producción de la compañía COPISA en el AIPRA, Ingeniero de diseño de perforación y reparación de pozos en el Activo Integral Macuspana-Muspac, Ciudad Pemex Tabasco.

Actualmente se desempeña como Ingeniero de diseño en el área de Ingeniería de yacimientos del APKMZ, enfocado a la caracterización dinámica de los yacimientos del Cretácico Ku-Maloob-Zaap.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la SPE. Ha sido participante del equipo representativo de la UNAM en el segundo Petrobowl Iationamericano celebrado durante el LACPEC 2012 en la Ciudad de México, obteniendo el primer lugar y Petrobowl X celebrado durante el ATCE 2011 en Denver Colorado, obteniendo el quinto lugar.