



METODOLOGÍAS DE PROPAGACIONES DE NET TO GROSS Y SATURACIÓN DE AGUA, PARA EL CALCULO DE RESERVAS EN MODELOS GEOCELULARES.

*Ronald A. Contreras – PDVSA, contrerasrl@pdvsa.com. Ana I. Chirinos-PDVSA, chirinosar@pdvsa.com.

Resumen

Aún cuando los modelos geocelulares tienen varios años aplicándose en la industria del petróleo; existen algunas interrogantes que han causado confusión, algunas de estas son: ¿Qué representa realmente el NTG en el geomodelado? ¿Cuáles son las variables de cálculo de NTG? ¿Cómo se propaga dicha propiedad? y una de las preguntas más importantes es ¿Cómo y Cuánto el NTG afecta las estimaciones de reservas? En esta misma medida, también se propone un método de propagación para la S_w inicial, que consideramos da mejores aproximaciones de hidrocarburos en sitio y responde excelentemente en yacimientos con altas saturaciones de agua movable en condiciones iniciales.

Las experiencias adquiridas y comparaciones realizadas entre algunos modelos tridimensionales realizados en la cuenca de Maracaibo al Oeste de Venezuela, construidos sobre yacimientos en etapa temprana de explotación con baja cantidad de pozos; se determinó que el NTG debe ser una variable referida a los cortes de ANP; de esta manera los espesores corresponden a intervalos que no solamente tienen capacidad de almacenamiento y flujo (NTG yacimiento), sino que además poseen volúmenes de hidrocarburos comercialmente rentables (NTG petrolífero). La primera metodología propuesta se fundamenta en una serie de pasos recomendados para trabajar con los cortes petrofísicos sobre las propiedades escaladas de la malla y lograr la propagación de NTG petrolífero ajustado a propiedades como: facies, tipo de roca, Porosidad, entre otras. Para la propagación de la S_w total en yacimientos con las condiciones roca-fluidos mencionas; se propone efectuar análisis geoestadístico de la variable escalada de los primeros pozos perforados, sesgar y correlacionar con cada tipo de roca, para finalmente propagar con simulación gaussiana aleatoria.

Bajo este paper se aclaran muchas dudas acerca del uso NTG en modelos geocelulares; al mismo tiempo se aporta una metodología de propagación de la variable consistente con el resto de las propiedades del modelo. En el caso de la S_w , el método desarrollado se aprovecha bajo condiciones específicas de S_w inicial y permite obtener una propiedad propagada en las celdas bien ajustada a los registros de pozos, a partir del conocimiento de las relaciones roca-fluido. Ambas formas de propagación propuestas, no son frecuentemente utilizadas en los modelos geocelulares, razón poderosa para considerarlas novedosas en la industria de los hidrocarburos. Al mismo tiempo, resultaron en propiedades propagadas mejor ajustadas a los datos de pozos y condiciones de yacimientos que a través de los procedimientos conocidos. La consecuencia considerada más importante de los métodos propuestos, condujo a la obtención de resultados más precisos en los cálculos de reservas de hidrocarburos en los modelos estocásticos.

Introducción

El método volumétrico es de los más antiguamente conocidos para la determinación del petróleo ó gas original en sitio (POES ó GOES); por ende el mismo ha sido adaptado para aplicarse en los cálculos en modelos tridimensionales. Sin embargo, la experiencia de estudios realizados en Sur Lago Trujillo, cuenca de Maracaibo y ha nivel mundial sugieren que; de las cinco variables que involucra la ecuación de POES se ha prestado poca atención a lo que corresponde a las propagaciones y usos de las propiedades Net to Gross (NTG) y saturación de agua (S_w), lo cual puede conducir resultados pocos acertados al momento de hacer cálculos de reservas de hidrocarburos. Por otro lado, el uso del concepto NTG ha generado confusiones que serán explicadas más adelante. Además este paper pretende explicar algunas metodologías probadas en de manejo de estas variables, considerando las relaciones roca-fluido típicas de cada yacimiento.

Consideraciones Teóricas

La ecuación 1, corresponde a la utilizada en las determinación del POES cuando no se dispone de modelo

tridimensionales, donde:

A=área del yacimiento en (acres)

ANP=arena neta petrolífera (pies)

ϕ = Porosidad (adimensional)

(1-SW)= Saturación de petróleo (adimensional)

Boi= Factor volumétrico inicial (BY/BN)

$$POES = \frac{7758 * Area * ANP * \phi * (1 - Sw)}{Boi} \dots\dots\dots(1)$$

Con la entrada de la tecnología a la industria petrolera, han surgido diversos programas que permiten construir mapas de espesores de ANP y de las demás propiedades; a partir de estos se realizan cálculos de volúmenes con el uso de diferentes métodos, por ejemplo empleando triangulaciones ó mallas bidimensionales, lo cual transforma la ecuación de POES, como la ecuación 2, donde;

$$POES = \frac{7758 * V * \phi * (1 - Sw)}{Boi} \dots\dots\dots(2)$$

V=Volumen de yacimiento (acre*pies)

En los últimos años la industria petrolera ha echado mano de la tecnología y ha avanzado en la construcción de modelos geocelulares, los cuales corresponden a modelos tridimensionales tipo celda de tipo estocásticos, conduciendo a mejores modelados de yacimiento y estimaciones más precisas de las reservas de hidrocarburos en el subsuelo. La ecuación 3, es la manejada por algunos programas comerciales para las estimaciones de POES, donde;

$$POES = \frac{Volumen\ bruto * NTG * \phi * (1 - Sw)}{Boi} \dots\dots\dots(3)$$

Volumen bruto= Volumen total de celda, también conocido como gross volume

NTG= Relación entre el volumen neto y bruto.

Obsérvese el cambio en la ecuación 3, con respecto a las dos primeras en las cuales se considero el espesor de ANP. A continuación se explica una metodología recomendada de la propagación de NTG en los modelo geocelulares.

Propagación del NTG

Han sido varias las aplicaciones dadas al concepto de NTG; sin embargo para el presente paper tomamos en consideración las definiciones dadas por (Worthington & Consentino, 2009 , SPE 123561), en el cual se aclaran los siguientes tres conceptos: Net Sand, Net Reservoir y Net Pay.

Net sand, conocida en español como arena neta, corresponde en yacimientos sliociclásticos a esa porción del yacimiento que contiene un volumen de arcilla inferior al corte establecido en el yacimiento para separar arenas de lutitas.

Net reservoir ó arena neta yacimiento, es la porción de yacimiento que tiene capacidad de almacenamiento y de flujo, por ende la misma debe superar los cortes establecidos de porosidad y permeabilidad, además del propuesto para net sand

Net pay ó arena neta petrolífera, es la porción del yacimiento que contiene volúmenes de hidrocarburos explotables bajo las condiciones económicas establecidas para el yacimiento.

La relación NTG yacimiento, corresponden entonces al Net yacimiento/Gross yacimiento, este ultimo es el espesor total del yacimiento incluida las lutitas; por lo tanto esta es la propiedad que le interesa al ingeniero de simulación dinámica, debido a que requiere de los intervalos capaces de almacenar y dejar fluir algún fluido, cualquiera que este sea (petróleo, gas ó agua). En este caso se debe proporcionar una propiedad discreta propagada, con valores de 0 y 1, la cual va a permitir durante la simulación dinámica activar y desactivar las celdas del modelo. En este caso se consideran las rocas que superen los cortes de Vsh, ϕ y Kabsoluta.

Por otra parte, NTG petrolífero (NTG pay) es el Net petrolífero/Gross petrolífero, el denominador es la porción que contiene hidrocarburos que pueden fluir e incluye sustanciales cantidades de agua, ese intervalo llega hasta el limite del contacto agua-petróleo. Esta puede ser la propiedad considerada en el modelo para determinar los volúmenes de POES, la cual supera los cortes establecidos por petrofísicos de Vsh, ϕ , K absoluta y el no menos importante que corresponde a la saturación de agua Sw.

Una vez aclaradas estas definiciones es conveniente mencionar que la relaciones de NTG son propiedades determinadas sobre pozos y en el caso de NTG petrolífero los valores continuos van desde 0 hasta 1, (Emmanuel Egbele, 2005, SPE 98808); sin embargo más adelante se explicara el uso de esta propiedad como binaria, valores de 0 ó 1.

En los modelos geocelulares se requiere que la relación NTG sea propagada, sin embargo, como la misma no es una propiedad intrínseca solamente de la roca, sino que está relacionada con la distribución de fluidos en el yacimiento resulta poco confiable usar directamente los valores obtenidos en los pozos y propagar a través de diversas técnicas geoestadísticas, por lo que recomendamos aplicar los siguientes pasos:

1. Discutir con el petrofísico los espesores de roca yacimiento ó roca sello mínimos que desean sean representados en el modelo.
2. Ajustar la resolución vertical de la malla a través del layering, considerando reproducir los espesores que se han definido.
3. Escalar los registros de pozos resultantes de las evaluaciones petrofísicas a la malla (V_{sh} , ϕ y $K_{absoluta}$, Sw).
4. Sobre los registros de pozos escalados, aplicar los mismo cortes establecidos por petrofísicos en lo que correspondiente a: arena neta y arena neta petrolífera; lo cual va a permitir generar nuevas propiedades análogas a estas dos.
5. Comparar los resultados de los registros banderas suministrados por el petrofísico con las nuevas propiedades generados de los registros escalados, de encontrar una correspondencia aceptable, tal como se muestra en los dos últimos paneles de la figura 1, continuar con el paso siguiente, de lo contrario se debe revisar el escalamiento de las propiedades ó el mallado.
6. Propagar las propiedades continuas sesgadas a una variable discreta.
7. Una vez logrado una correlación satisfactoria en el paso anterior, sobre las propiedades propagadas en la malla, aplicar los mismos cortes establecidos y se obtiene de esta manera el NTG petrolífero (NTG pay) propagado tridimensionalmente.

Los pasos propuestos van a garantizar que la variable propagada sea consistente con el modelo geocelular, ver figura 2; ayudando sobre todo en zonas con escasa información de pozos, debido a que previamente se realiza la propagación de la geometría y distribución de los cuerpos sedimentarios usando diversas técnicas geoestadísticas y apoyados en el conocimiento geológico del área, lo cual da como resultado una variable discreta propagada de facies sedimentarias. También puede propagarse otra variable discreta que correspondiente a "tipos de roca" identificados por el petrofísico. Como fue mencionado al inicio de este párrafo, la correspondencia de la variable NTG petrolífero (NTG pay) propagada, se logrará en los modelos, debido a que sobre las propiedades continuas propagadas se aplican los cortes del paso, previamente sesgadas ó relacionadas a alguna variable discreta (paso 6) como facies sedimentaria y/ó tipo de roca.

Es importante señalar que el resultado final sobre la malla, será una propiedad binaria, ya que cada celda va a tener asignado un único valor de las propiedades continuas. Por lo tanto, para obtener un valor de 1 en la celda de NTG yacimiento ó NTG petrolífero, la misma debe cumplir en todos las propiedades con los cortes establecidos, si una de estas no es satisfactoria el valor asignado a la celda será de 0. Obsérvese en la figura 2 como cada una de las propiedades discreta y continuas guardan relación con el resultado final de propagación de NTG petrolífero, representado por la imagen ubicado en la equina inferior derecha.

Impactos del NTG sobre las reservas

Una de las principales razones por las que surge este documento, está precisamente enmarcada en evitar sobrestimaciones de los volúmenes de hidrocarburos en el subsuelo con el mal uso de NTG. A continuación la tabla 1, muestra los resultados de estimaciones de POES en dos yacimientos de la cuenca de Maracaibo, a partir del modelo geocelular generado recientemente.

Tabla 1. Comparación de POES usando modelo diferentes de NTG de dos yacimientos.

	Yacimiento 1	Yacimiento2
POES NTG yacimiento (MMBLS)	619	520
POES NTG petrolífero(MMBLS)	587	488
Diferencia (MMBLS)	32	32

Como pueden observar en la tabla anexa, las diferencias arrojadas en estos casos de los volúmenes calculados están cercanos a los 32 MMBLS usando uno u otro tipo de NTG. Evidentemente no considerar el corte de Sw va a producir sobrestimaciones de los volúmenes de hidrocarburos en sitio y por ende de las reservas a recuperar.

Propagación de la Saturación de agua (Sw) en el modelo geocelular.

La propagación de saturación de agua en modelos geocelulares estáticos parece no tener la importancia que dicha propiedad representa. Tal como se describió y demostró con casos reales explicados previamente, el modelo de Sw es fundamental para conseguir las mejores aproximaciones en las estimaciones de reservas de hidrocarburos.

Durante la historia petrolera, diversos estudios han dado origen a teorías, que en algunos casos se han asumido como verdades absolutas aplicables a cualquier tipo de yacimientos. Pero la realidad definitivamente es otra, y en la cuenca de Maracaibo ubicada al occidente de Venezuela; la cual se explota predominantemente sobre rocas siliciclásticas, se han encontrado propiedades de roca-fluidos muy distintas de un yacimiento a otro; esto a conducido a analizar de forma particular cada uno de estos de manera de reproducir con mayor precisión las características intrínsecas de las distintas áreas.

Resulta que la Sw de agua es una propiedad cuya propagación debe ser tratada de forma diferente a aquellas que solo están relacionadas con características de la roca. Resulta que esta propiedad combina; propiedades de roca y distribuciones de fluidos, debido a esto difícilmente sigue un patrón de distribución ya que las acumulaciones en las rocas yacimientos dependen de múltiples factores. La disposición de fluidos en yacimientos de hidrocarburos están condicionados a múltiples factores, a continuación se mencionan algunos: posición estructural, sistema petrolífero (roca sello, trampa), volumen de hidrocarburos migrados, propiedades petrofísicas de la roca, entre otras; por lo tanto no se puede usar un patrón de análisis y aplicarlo siempre a los yacimientos.

Los casos más comúnmente usados en estudios de yacimientos, enmarcada en la distribución de fluidos, se da cuando: se identifican los límites de fluidos y la zona de transición, se dispone de análisis de presión capilar las cuales se transforman a altura sobre el contacto y de esta manera se determinan ecuaciones para asignar un valor de Sw a cada tipo de roca. Otra de las condiciones que debe tener el yacimiento para realizar este tipo de análisis, es comprobar que el mismo se encontraba bajo condiciones de saturación de agua irreducible (Swi). Son al menos cuatro características que debe tener cumplir el yacimiento para aplicar esta metodología. La figura 3, es un ejemplo del comportamiento de las curvas de presión capilar para distintos tipos de roca en un yacimiento de la cuenca de Maracaibo; sobre las cuales se determinaron las ecuaciones mostradas en la tabla 2, para propagar el modelo de saturación de agua irreducible sesgada a las distribuciones previamente logradas con análisis geoestadísticos de los tipos de roca.

Tabla 2. Ecuaciones de saturación de agua irreducible por tipo de roca

Tipo de roca	Modelo de Saturación de agua irreducible (SWI)
RT 1	$SWI = \frac{1}{0.99885749 + 3.559804 * J^{1.504863}}$
RT 2	$SWI = \frac{1}{0.99852164 + 5.935338 * J^{1.0100745}}$
RT 3	$SWI = \frac{1}{0.99920027 + 3.9079725 * J^{0.6024913}}$
RT 4	$SWI = \frac{1}{0.9936306 + 2.0452804 * J^{0.6124831}}$
RT 5	$SWI = \frac{0.20368247}{1 - 0.79709427 * e^{-1.1119866 * J}}$

Donde:

$$J = 0.000170940 * (NAL - TVDSS) * \sqrt{\frac{K}{\phi}} \dots\dots\dots(4)$$

NAL=es la altura del nivel de agua libre, asumido como la profundidad del contacto agua-petróleo

TVDSS=es la altura sobre el contacto.

En algunos yacimientos que guardan las siguientes condiciones: saturaciones de agua iniciales igual que la irreducible, sin presencia de zona de transición ó no ha sido identificada, las distribuciones de las saturaciones de agua pueden propagarse completamente dependientes de las propagaciones de tipo de roca; ya que se identifica en las curvas de presión capilar ó de permeabilidades relativa el valor correspondiente de Swi en cada tipo de roca, para luego ser asignado el valor correspondiente a cada una de las celdas. En la tabla 3 se muestran los valores asignados a los distintos tipos de de roca de un yacimiento al oeste de Venezuela-

Tabla 3. Valores de Swi por tipo de roca.

Tipo de Roca	Swi(fracción)
RT 1	0.1
RT 2	0.15
RT 3	0.2
RT 4	0.25
RT 5	0.4

En ambos casos mencionados previamente, una de la las condiciones comunes al momento de propagar un modelo de saturación de agua inicial del yacimiento bajo las metodologías descritas para determinar el POES ó inicializar el modelo de simulación dinámica, es que antes de comenzar a ser explotado el mismo haya estado en la condición de saturación de agua irreducible. Sin embargo, recientemente en uno de los últimos modelos geocelulares realizados en un yacimiento de la Formación Misoa de Sur del Lago Trujillo- Venezuela, encontramos que la roca inicialmente tenía alta saturación de agua móvil, por lo que utilizar ecuaciones de saturación de agua irreducible en el modelo de propagación de saturación de agua, conduciría a sobreestimaciones de las reservas y dificultad para cortejar la historia de producción de movimientos de fluidos. Difícilmente la saturación de agua móvil ó en su defecto la saturación de agua total puede relacionarse directamente con características intrínsecas de la roca, ya que como se mencionó anteriormente es un proceso mucho más complejo que depende de muchos factores adicionales. En el ultimo panel de la figura 4, es mostrada la diferencias entre las curvas de saturación de agua irreducible y saturación de agua total, en el punto señalado de la figura hay aproximadamente 24% más de saturación de agua inicial del yacimiento e este nivel.

Para mitigar los efectos de esta variable, decidimos proponer la siguiente metodología de propagación mejor aproximada del modelo de saturación de agua inicial del yacimiento en estudio.

1. Seleccionamos los primeros pozos perforados y aquellos ubicados en zonas que no mostraban drenaje de fluidos según la curva de resistividad.
2. Usando solamente los pozos escogidos en el paso anterior, escalamos sesgado a tipo de roca, los registros de saturación de agua total (Swt) aportados de la evaluación por petrofísico.
3. Se realizaron análisis geoestadísticos de continuidad espacial de la variable para cada tipo de roca, en cada una de las zonas.
4. Elaboramos los análisis de distribución de la variable, para definir los valores máximos, mínimos y el tipo de distribución de los datos de saturación a utilizar (normal, de registros escalados, etc), por zona del modelo y tipo de roca.
5. Finalmente, aplicando simulación gaussiana aleatoria poblamos el modelo de saturación de agua inicial en el yacimiento.
6. En algunos casos, si se encuentra alguna variable secundaria con buena correlación, puede adicionarse en cokriging para ayudar a la propagación.

El resultado en el modelo va a ser similar al mostrado en la figura 5, cuya imagen de la derecha pertenece a la Swt

propagada con correspondencia a la imagen de la derecha que es los tipos de roca propagados.

Impactos de la propagación de Sw sobre las reservas

En la siguiente tabla 4, se muestran los resultados de cálculos de reservas realizados en un yacimiento de la cuenca de Maracaibo, a través de métodos distintos. El primer resultado de 81 MMBLS se obtuvo de manera determinística, realizando una malla bidimensional sobre el mapa de ANP para obtener el volumen de cada celda y por ende el volumen total petrolífero. Este resultado, junto a los valores promedios ϕ y Sw de los intervalos que pasaron los cortes de ANP se determinaron las reservas a través de la ecuación 2.

Tabla 4: Variaciones en resultados de Reservas, diferentes modelos de Sw

RESERVAS		Diferencias (MMBLS)
Reservas determinístico mapa (MMBLS)	81	2
Reservas estocático Sw Metodología (MMBLS)	79	0
Reservas estocático Swirre Kr (MMBLS)	123	44
Reservas estocático Swirre ecuación (MMBLS)	108	29

El resultado de 79 MMBLS, salió del modelo geocelular del yacimiento, aplicando la metodología de propagación de saturación de agua total propuesta en este paper. La fórmula empleada en este caso fue la de la ecuación 3. Obsérvese en la tabla 4, que las diferencias de este método, con las reservas determinísticas es de 2 MMBLS, lo cual representa una diferencia muy baja y valor aceptable cuando se trata de estimaciones de volúmenes de hidrocarburos.

Los últimos dos casos de la tabla 4, a pesar de realizarse sobre la misma malla tridimensional resultaron muy alejados de lo que creemos pueden las reservas mejores aproximadas para el yacimiento, este fenómeno se produce debido a que se usaron criterios de propagación de saturación agua irreducible de las curvas de presión capilar y permeabilidad relativa por tipo de roca en el tercer caso. En el ultimo caso se propagó la saturación de agua irreducible con una ecuación 5 suministrada por el equipo de petrofísica dependiente de permeabilidad y porosidad

$$Swirre = -0.1 * \ln(0.0314 * \sqrt{\frac{K}{\phi}}) + 0.288 \dots\dots\dots(5)$$

Conclusiones

- ✓ La relación NTG petrolífero, debe ser usada en la determinación de los volúmenes en modelos geocelulares, ya que considera el corte de Sw para diferenciar intervalos explotables. Mientras que el uso de NTG yacimiento, es una variable binaria para los modelos de simulación dinámica que permite dejar activas las celdas con capacidad de flujo.
- ✓ Utilizar los pasos propuestos para propagar NTG petrolífero, garantiza la consistencia de los modelos de propiedades y conduce a resultados más precisos de los volúmenes de hidrocarburos en sitio.
- ✓ Entender las condiciones iniciales de Sw y las distribuciones de fluidos en los yacimientos, son claves para propagar de forma precisa la propiedad y obtener mejores estimaciones de reservas de hidrocarburos.
- ✓ La metodología propuesta de propagación de Sw, es una alternativa que funciona en yacimientos con un alto porcentaje de agua movable en condiciones iniciales. En el caso de yacimientos encontrados bajo Swirre, generalmente aplica el método de altura sobre el contacto.

Referencias

1. Bassiouni Zaki, (1994). "Theory, Measurement, and Interpretation of Well logs", SPE Textbook Series Vol 4.
2. Dr. Paul Glover. "Formation Evaluation MSc Course Notes.
3. The Comport Computing Company (2006-2007). "Relog Analysis RelogView Evaluación de Registros de Pozos".
4. Colin A. Mcphee and Kevin G. Arthur. "Klinkenberg Permeability Measurements: Problems and Practical Solutions".
5. SCA-9807 X.D. Jing and J.N.M. van Wunnik (1997). "A Capillary Pressure Function for Interpretation of Core-Scale Displacement Experiments".
6. SPE 15380 Stanley C. Jones (1988). "Two-Point Determination of Permeability and PV vs Net Confining Stress".
7. SPE 02973 Dirk Teew (1971). "Prediction of Formation Compaction from Laboratory Compressibility Data".
8. SPE 26436 Jude O. Amaefule and Mehment Altunbay (1993). "Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells".
9. SPE 88538 Goda, H. M (2004). "Using a Modified Brooks-Corey Model to Study oil-Water Relative Permeability for Diverse Pore Structure".
10. SPE 17958 H.D. Prickett, Aramco, and R.E. Bremer (1989). "Improved Initial Water Saturation Distribution for a Three-Dimensional Model"
11. SPE 101013 Y. Wang, M. Bandal, J. Moreno and M.Z. Sakdulad. (2006). "A Systematic Approach to incorporate Capillary Pressure-Saturation Data into Reservoir Simulation"

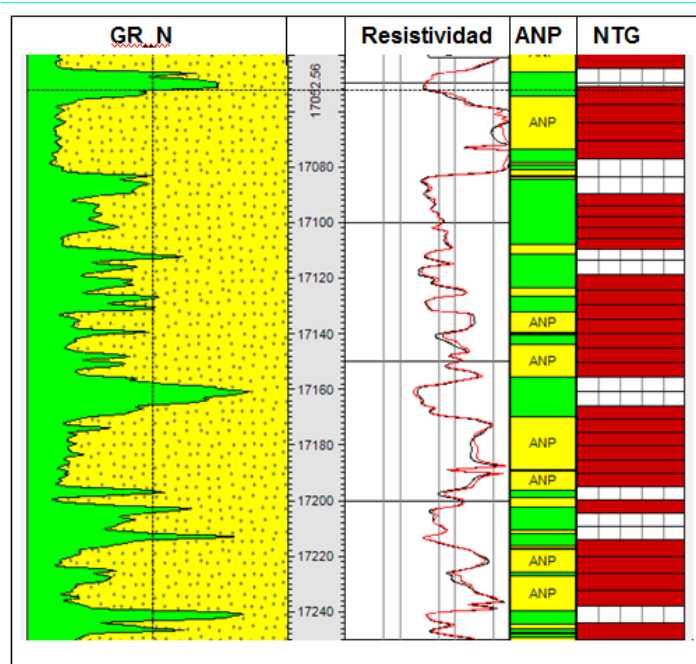


Figura 1. Registro de comparación entre ANP y NTG

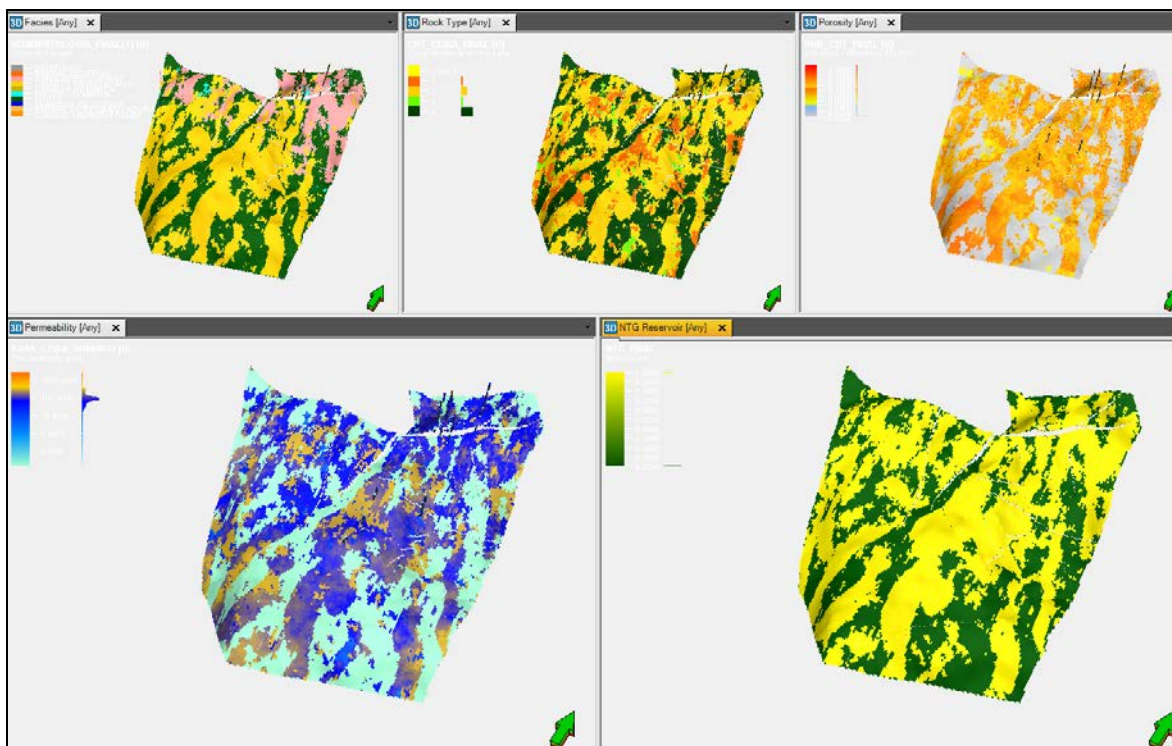


Figura 2. Abajo a la derecha, la propiedad NTG, comparada con el resto de las propiedades.

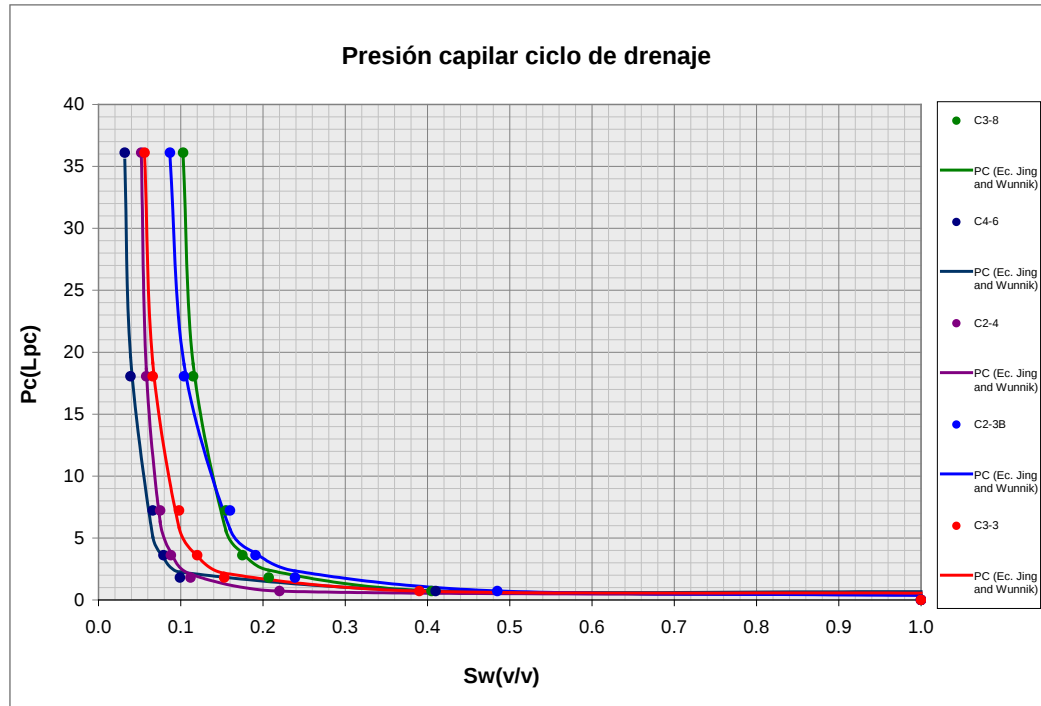


Figura 3. Curvas de presión capilar por tipo de roca.

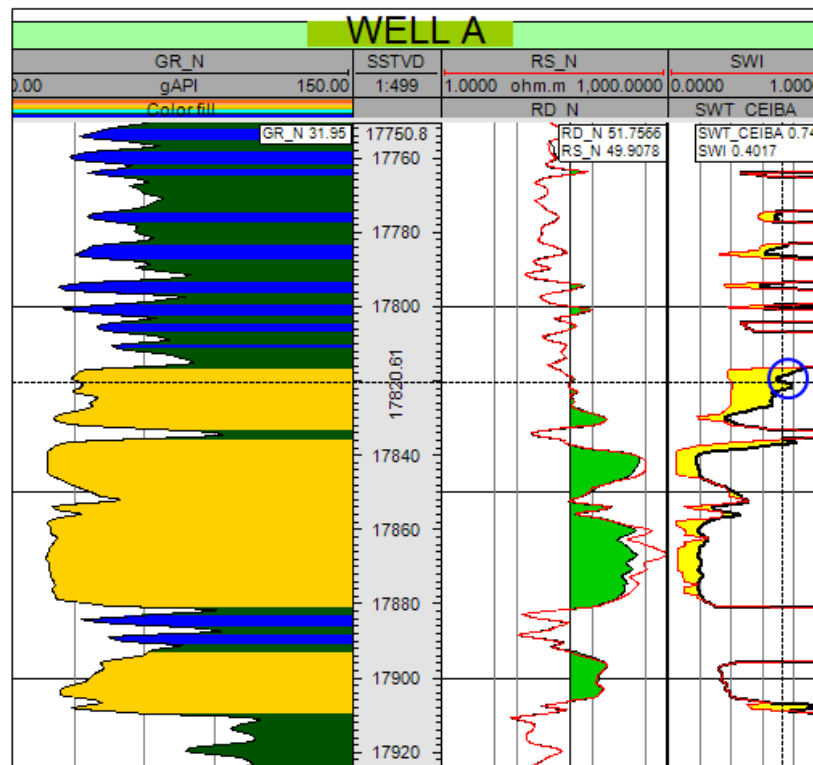


Figura 4. Diferencias entre la Saturación de agua irreducible y saturación de agua inicial.

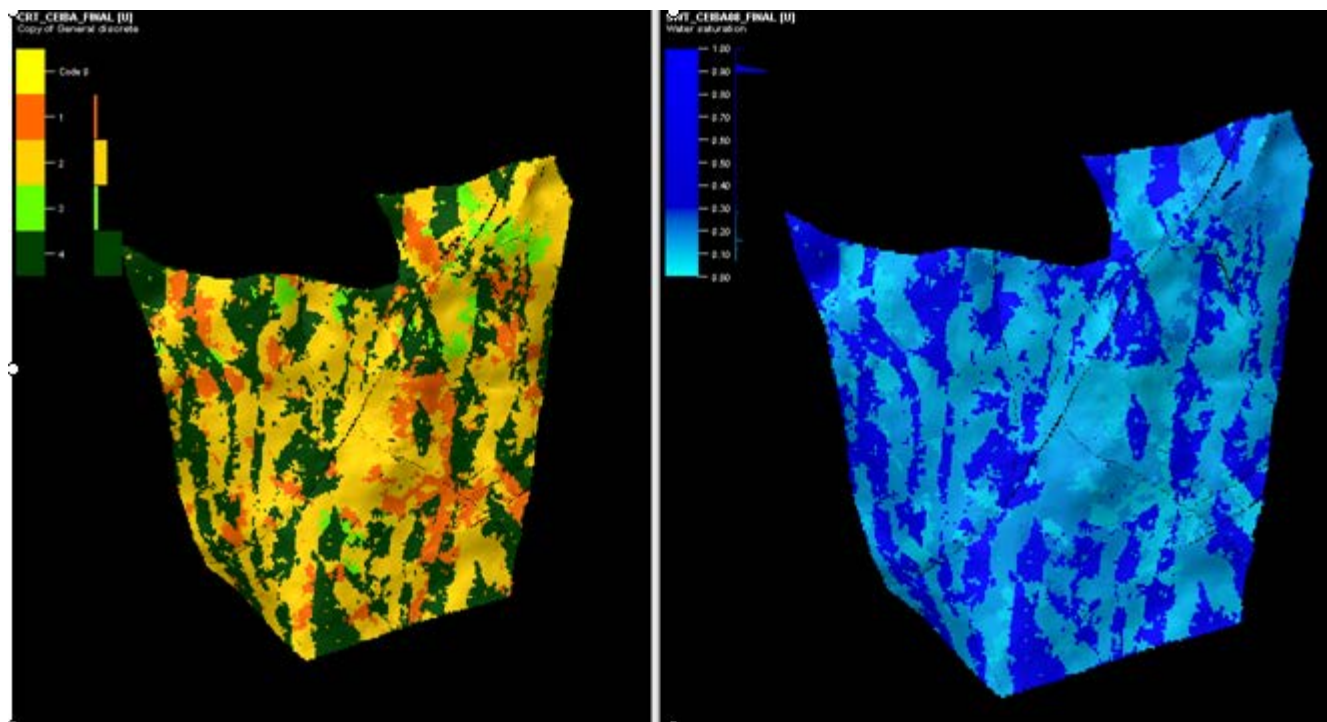


Figura 5. Comparación entre tipo de roca y modelo de Sw propagado.

Breve CV

Título y lugar de estudio: Ingeniero Geólogo Univesidad de los Andes (Venezuela). Magister en Ingeniería de Petróleo(Venezuela)

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Durante 12 años he trabajo en la explotación de Yacimeinto al Oeste de Venezuela, en la estatal petrolera PDVSA S.A

Cargo actual en la empresa: Geomodelador.