



Caracterización Petrofísica del Miembro San Diego en el Yacimiento Grimbeek, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

Gastón Jarque (1), Oscar Ortiz (2)

(1) Geólogo YPF S.A. gajarquea@ypf.com

(2) Petrofísico Consultor Schlumberger oortiz@maturin.oilfield.slb.com

Sinopsis

Una característica del Yacimiento Grimbeek, no habitual para la Cuenca del Golfo San Jorge, es la presencia de contactos agua-petróleo definidos, una estrecha zona de transición asociada y por encima de esta, todos los reservorios presentes son productores de petróleo con muy bajos porcentajes de agua (2%) que, prácticamente podrían considerarse propios de una zona de saturación irreducible.

La evaluación petrofísica permite predecir confiablemente el tipo de fluidos a producirse. Los estudios realizados en 180 pozos tuvieron un porcentaje absoluto de aciertos.

Si bien contar con una correcta predicción de fluidos es una cuestión básica, puede no representar la realidad en términos volumétricos y dinámicos. Por lo que deberán analizarse dos interrogantes que surgen como aparentes inconsistencias:

Primero: Los valores de saturación de agua inicial (S_{wi}) en niveles que comprobaron producción de hidrocarburos oscilan entre los extremos 20% y 75%. Esto parece no ser razonable. La presencia de reservorios de excelente calidad petrofísica, sin producción de agua y con elevados valores de S_{wi} , no son físicamente compatibles. Es de esperar, que S_{wi} sea similar a la saturación irreducible (S_{wirr}), como indican los datos obtenidos en plugs de corona que revelan se encuentran en el orden de 20-35%.

El Segundo interrogante se refiere a que, según la interpretación petrofísica, no existirían variaciones faciales dentro de lo que consideramos rocas reservorio. Ya que:

- Comparten la misma composición litológica, con porcentajes similares en el contenido de arcillas.

- No se observan variaciones significativas en la porosidad.

- Producen petróleo prácticamente sin agua.

Sin embargo, es llamativa la diferencia que existe entre las saturaciones de agua (el rango de S_W oscila entre 20 y 75%) calculadas en niveles productivos de petróleo, que desde luego están en relación directa con la resistividad de formación (RT).

Cumple un rol fundamental, la verificación de la existencia de una cierta dependencia entre los valores de S_{wi} y los caudales de producción individuales de cada reservorio en el ensayo de terminación. Los diferentes caudales no guardan relación con la porosidad, presiones porales o contenido de arcilla, lo que nos llevaría a postular que existe una relación entre la S_W y la permeabilidad. Es sabido que, en términos generales, el tamaño de grano de las areniscas tiene gran influencia en la permeabilidad pero no así en la porosidad. Por lo que además es posible afirmar que las variaciones faciales se reflejan en el tamaño de grano. Esto fue verificado mediante la descripción de testigos laterales. Y nos lleva a concluir que por encima de la zona de transición existe una relación inversa entre la saturación de agua estimada y la permeabilidad. La cual depende del tamaño de los clastos que a su vez se refleja en el diámetro de las gargantas porales. Esto está en línea con las relaciones establecidas mediante la función J de Leverett y presiones capilares.

Expresando la primera inconsistencia en otras palabras, si fuera considerado que dos rocas de distinta permeabilidad (pero con igual geometría poral y mojabilidad), pudieran tener diferentes valores S_{wirr} , variando entre los extremos 20-75%, estaríamos en condiciones de decir que el trabajo ha concluido. Incluso explicaría la perfecta coincidencia existente entre porcentaje de fluido inmóvil obtenido de perfiles de Resonancia Magnética y los obtenidos mediante el Modelo Petrofísico. “Lamentablemente” en este trabajo se sostiene que no sólo no es posible tener saturaciones irreducibles tan elevadas, sino que los valores serán similares independientemente de la permeabilidad de los reservorios.

Por lo tanto, teniendo en cuenta que los bajos valores S_{wirr} obtenidos de corona son datos duros dignos de confianza, y a la fecha ningún especialista ha demostrado que la S_{wi} se haya estimado de manera incorrecta, se ha hallado una posible explicación a estas incongruencias. Por un lado, y como muestran las coronas, los altos valores de S_{wi} pueden ser sustentados en las heterogeneidades que escapan a la resolución vertical de los perfiles eléctricos inductivos, por lo que el valor de resistividad se acerca a un promedio de ambas propiedades, viéndose disminuido. Esto ha sido observado en innumerables coronas y afloramientos de la Cuenca donde alternan zonas de impregnación total con zonas de baja a nula impregnación (lo que puede



interpretarse como zonas en condiciones irreducibles y en transición) sin mediar una barrera impermeable. El agua móvil en las arenas que se encuentran en transición no fluye hacia las que están totalmente impregnadas debido a que se genera el llamado “efecto de borde” que impide su movilidad mientras no sea superada la diferencia de presión capilar entre ambos medios.

Introducción

El Campo Grimbeek produce petróleo de reservorios alojados principalmente en el miembro San Diego o Complejo II de la Fm. El Trébol. Se ubica en el sector centro-norte del Yacimiento Manantiales Behr, aproximadamente a 30 Km al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina.

La correcta interpretación de los resultados obtenidos en el Modelo Petrofísico, constituye el factor crítico para la validación del Modelo Estático 3D mediante la implementación de la Simulación Dinámica.

El objetivo fundamental de este trabajo, consiste en aplicar conceptos basados en las relaciones existentes entre permeabilidad, porosidad, saturación de agua y altura sobre el nivel de agua libre para explicar los resultados obtenidos mediante interpretación de perfiles eléctricos.

Como punto de partida, y tomando en consideración la información existente a la fecha, se asume que los parámetros calculados con el Módulo ELAN de Schlumberger son datos sólidos y las “aparentes” inconsistencias deberán ser resueltas respondiendo a un sentido físico.

El desafío es aún mayor, cuando se observa en estos reservorios altos valores de SW, que prácticamente no producen agua y poseen alta permeabilidad.

La idea es establecer una discusión (aún con final abierto) que permita integrar de manera consistente los elevados valores de SW hallados, no sólo en Grimbeek, sino en el resto de la Cuenca del Golfo, aplicando conceptos de presiones capilares que le den un sentido físico. Simultáneamente, definir qué se entiende cuando se habla de “agua irreducible”. Y darle la importancia que se merece a la heterogeneidad vertical que usualmente está fuera del alcance de la resolución de los perfiles eléctricos.

Descripción petrofísica

Litología: La columna productiva esta conformada por una sucesión de **areniscas** (roca reservorio) y **arcilitas** (roca sello) intercaladas. A las primeras se las clasifica como arenitas **lítico-feldespáticas** ya que están compuestas por cuarzo (29-43%), feldespatos (20-35%) y líticos (29-43%), principalmente tobáceos. De moderada a pobre selección granulométrica y clastos subredondeados a subangulosos.

La matriz arcillosa (0.5-7%) es principalmente esmectítica. El contenido de cemento es escaso y predominante es calcáreo. (Fig. 1)

Porosidad: De acuerdo a lo señalado, en la composición de los reservorios hay una gran proporción de líticos tobáceos, lo cual les confiere una densidad de matriz promedio de 2.54 g/cm³. Por este motivo es necesario corregir los valores de porosidad leídos de los perfiles de eléctricos que utilizan densidad de matrix 2.65 g/cm³ característico del cuarzo, confiriéndole valores algo mayores que los reales ya que la porosidad densidad responde a la siguiente ecuación:

$$\Phi D = \frac{D_{mtx} - D_{total}}{D_{mtx} - D_{fluido}}$$

El contenido de arcillas en estos niveles altamente friables rara vez supera el 10%. De la combinación de estas características, incluyendo el empaquetamiento, grado de consolidación, selección, etc. resulta el cálculo de **porosidad efectiva** en valores que rondan el **28-30%**. Son aislados los casos de cementación con calcita que reducen significativamente la porosidad.

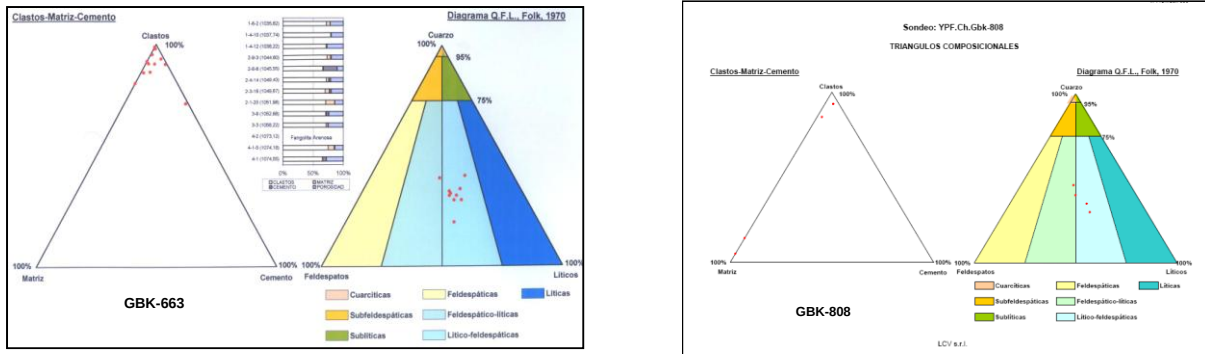


Fig: 1

Finalmente, con el módulo ELAN de Schlumberger se construyó un modelo petrofísico mediante la interpretación de perfiles eléctricos y ajuste con información de los testigos corona y laterales. En la siguiente imagen (Fig. 2) se comparan las curvas del perfilaje a pozo abierto con las resultantes de la interpretación petrofísica.

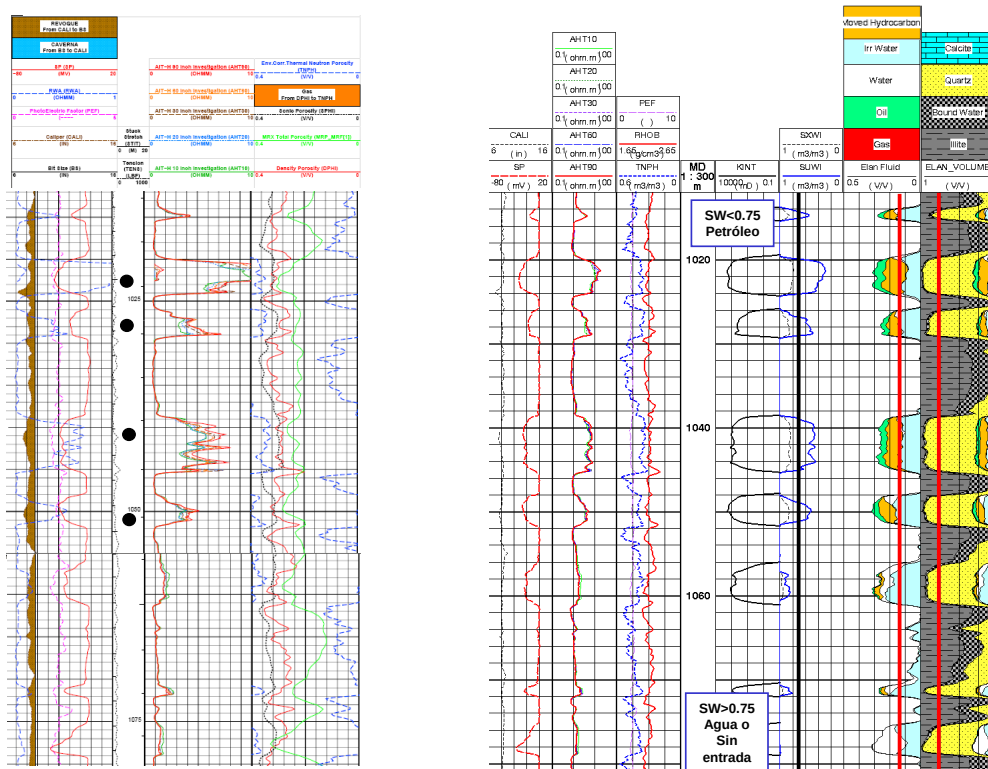


Figura 2

Como se explica en detalle en párrafos siguientes, una característica del Yacimiento Grimbeek, no habitual para la Cuenca del Golfo San Jorge, es la presencia de contactos agua-petróleo definidos, una estrecha zona de transición asociada y por encima de esta, todos los reservorios presentes son productores de petróleo con muy bajos porcentajes de agua (2-5%) que, prácticamente podrían considerarse propios de una zona de **saturación irreductible**.

Análisis de facies

En primer lugar, se determinaron los cutoffs que discriminan las facies de relleno de canal (areniscas) y las de planicies de inundación distal (arcillitas y limoarcillitas) y responden a la siguiente ecuación:

IF VCL < 0.25 AND PORO > 0.12 THEN FACIES=1 ELSE FACIES=0 ENDIF

En segundo lugar, se fijó un límite de saturación de agua (SW) en función de los resultados de los ensayos de producción. Se observó que valores inferiores a $SW=75\%$, corresponde a niveles productores de hidrocarburos, mientras los valores superiores a dicho límite serían productores de agua o sin entrada.

En otras palabras, considerando todos los pozos con interpretación petrofísica en el Yacimiento, los valores de SW en niveles que comprobaron producción de hidrocarburos oscilan entre los extremos 20% y 75%.

A esta altura del informe, debe destacarse que el modelo permite predecir de manera fidedigna el tipo de fluidos a producirse durante las etapas de terminación y producción. De hecho se han punzado capas que antes no se lo hubiera hecho por considerarse acuíferas, que comprobaron producción de petróleo y obligó a revisar los contactos agua-petróleo.

Si bien contar con una correcta predicción de fluidos es una cuestión básica, puede no representar la realidad en términos volumétricos y dinámicos. Por lo que deberán analizarse dos interrogantes que surgen como aparentes inconsistencias:

Primero: Como se ha señalado, existen contactos agua-petróleo donde por encima de su zona de transición las capas producen casi exclusivamente petróleo (porcentajes de agua promedio 5%), lo que nos lleva a concluir que estamos en condiciones cercanas a la de agua irreductible o inmóvil. Asumida esta condición, no parece ser razonable estar en presencia de reservorios de tal calidad petrofísica y saturaciones de agua irreductibles que en promedio dan valores de 50% (entre 20 y 75% los casos extremos).

Sin embargo, se cuenta con dos argumentos que sostienen los valores calculados:

a) Como se observa en la figura 2, la superposición de la curva de “fluido inmóvil” (porción celeste en la curva de porosidad) obtenida del perfil de resonancia magnética sobre la de SW son casi idénticas en la zona “irreductible”. Esto se ha verificado y confirmado en los cuarenta pozos en que se ha registrado este tipo de perfil.

b) La Swirr obtenida en los plugs de corona de Gbk-663 mediante el método de estados restaurados es coincidente con la SW calculada (Fig. 3)

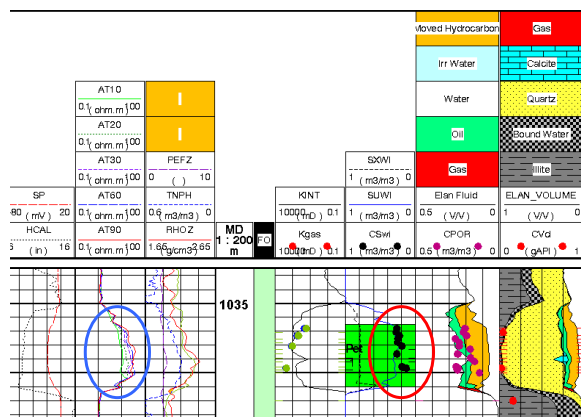


Figura 3 Los valores de SWirr obtenidos mediante ensayos de laboratorio (puntos negros en el track de Saturación de agua (SUWI)), son coincidentes con los de SW calculados con ELAN.

Aunque podría decirse que las pruebas son concluyentes, sigue siendo poco razonable la existencia de un reservorio con $SW=75\%$ (sólo por mencionar el valor extremo) y que a su vez el agua sea la fase discontinua. En este trabajo se asume que lo que ocurre físicamente en el reservorio cuando se alcanza la Swirr, es que la **fase mojanse se hace discontinua** y la SW no varía frente a aumentos de presión en régimen de flujo laminar. Aún considerando que la fase mojanse en un sentido estricto, nunca se desconecta.

En párrafos siguientes se continuará con esta discusión.

El **Segundo** interrogante se refiere a que, según la interpretación petrofísica, no existirían variaciones faciales dentro de lo que consideramos rocas reservorio. Ya que:

- Comparten la misma composición litológica, con porcentajes similares en el contenido de arcillas.
- No se observan variaciones significativas en la porosidad.
- Producen petróleo prácticamente sin agua.

Sin embargo, es llamativa la diferencia que existe entre las saturaciones de agua (el rango de SW oscila entre 0.2 y 0.75%) calculadas en niveles productivos de petróleo, que desde luego están en relación directa con la resistividad de formación (RT).

La figura 4 muestra un crossplot donde se comparan la SW promedio de un determinado nivel con su caudal de producción en el ensayo de terminación. Se observa una cierta correlación entre ambas variables. Claro está que el hecho de tomar los caudales de los ensayos como valores representativos de la capacidad productiva es una simplificación sujeta a otros factores tales como, presión de reservorio, daño de formación o simplemente errores debido a la metodología. No obstante es rescatable que de los ciento treinta y tres ensayos individuales existentes en el yacimiento (se excluyeron los ensayos en conjunto) no existen altos caudales en niveles de alta SW. Y, por el contrario, los mayores caudales sólo provienen de capas con baja SW. Como se habrá notado, existen puntos que representan bajos caudales y baja SW, los que se explican argumentando daño, producción a bajo régimen por aporte de arena, etc.

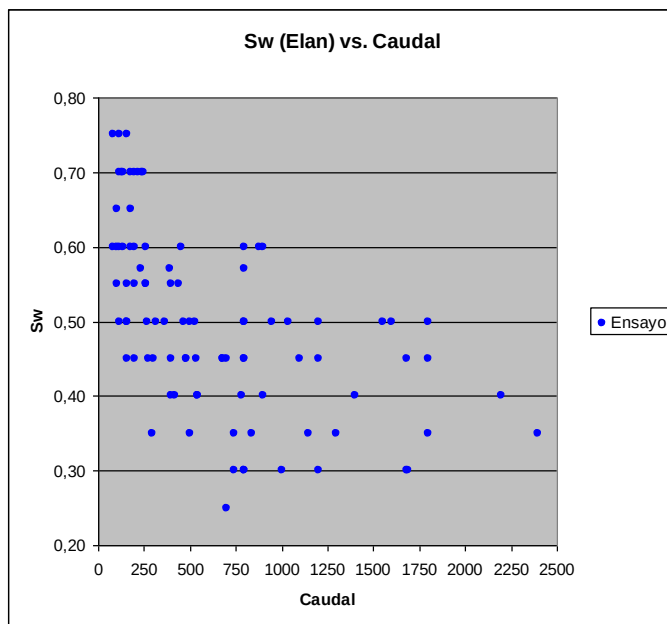


Figura 4

La figura siguiente muestra el conocido ejemplo de dos recipientes iguales cada uno completo con esferas de igual tamaño. En este caso, el empaquetamiento es cúbico y la porosidad 47% para ambos. La diferencia está en el tamaño de los poros que a su vez está en relación directa con la permeabilidad.

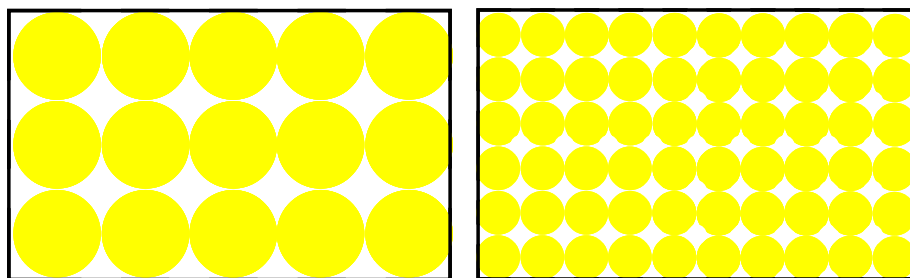
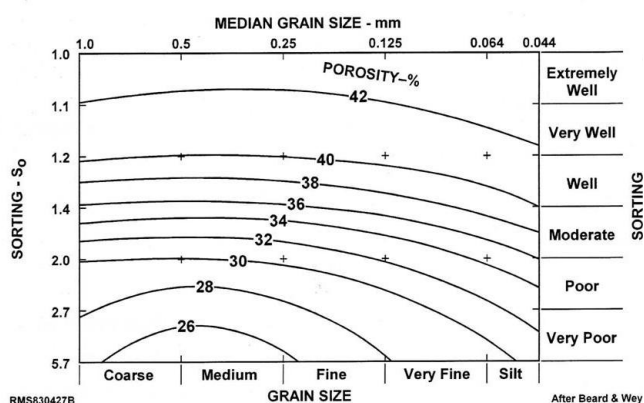


Figura 5

Esto nos llevaría a postular que existe una relación entre la SW y el tamaño de los clastos, que a su vez está en relación directa con el diámetro de las gargantas porales y la permeabilidad. De manera tal que reservorios conformados por areniscas de grano grueso tendrán las mejores propiedades petrofísicas y viceversa. Esto se verifica además en los gráficos de Beard & Weil. (Fig. 6)

POROSITY



POROSITY AND PERMEABILITY

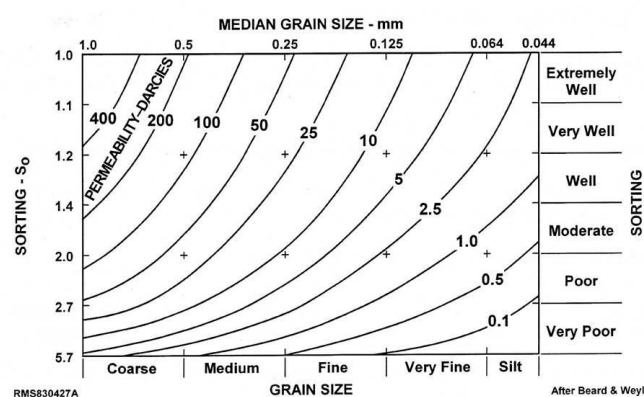


Figura 6

A modo de validación, se tomaron testigos laterales en el Gbk-755 y corroboró lo expuesto. El resultado ratifica una correlación entre SW y tamaño de grano.

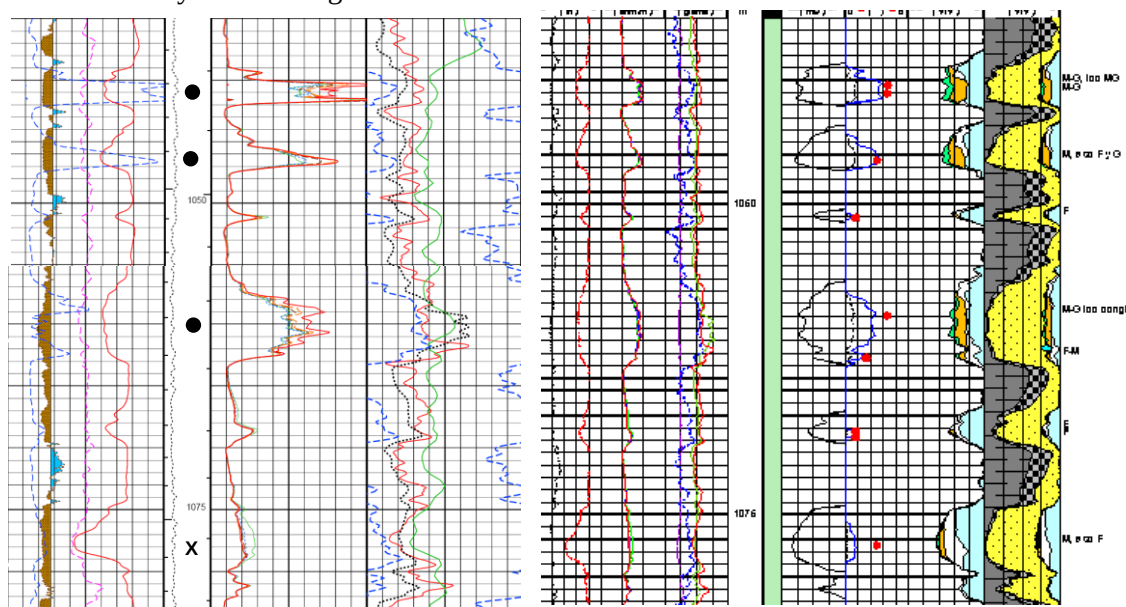


Figura 7: Los puntos rojos indican el tamaño de grano. Hacia la izquierda se ubican los que se clasifican dentro del rango de grano más fino. Desde luego, esta comparación es válida sólo en capas petroleras.

Conclusiones preliminares

- 1) La evaluación petrofísica permite predecir confiablemente el tipo de fluidos a producirse. Los estudios realizados en 180 pozos tuvieron un porcentaje absoluto de aciertos.
- 2) Por encima de la zona de transición existe una relación inversa entre la saturación de agua estimada y la permeabilidad. La cual depende del tamaño de los clastos que a su vez se refleja en el diámetro de las gargantas porales.
- 3) Si bien algunos profesionales concuerdan en que es posible tener saturaciones de agua irreducible tan elevadas como los valores de saturación de agua obtenidos (máximo 75%), se explicará y dará una interpretación desde otro enfoque para reanalizar lo expuesto.

SEGUNDA PARTE

Como se explicó (y puede encontrarse en los libros clásicos de ingeniería de reservorios) la porosidad de un medio poroso formado por esferas de igual tamaño depende del tipo de empaquetamiento (cúbico, hexagonal, etc.) y no del tamaño de las mismas.

Lo que ha generado controversia (y es lo que se sostiene en este trabajo), es que la **saturation irreducible es la misma** en ambos casos (Fig. 8). En el caso de los reservorios del CII de Grimbeek, se asume que los factores que influyen en el valor de Swirr, mojabilidad y geometría poral, son constantes.

Su definición admite varias definiciones, pero haciendo un análisis geométrico podemos decir que lo que ocurre físicamente en el reservorio cuando se alcanza la Swirr, es que la **fase mojanse se hace discontinua** y la SW no varía frente a aumentos de presión en régimen de flujo laminar. *(Estrictamente, la fase mojanse no se hace discontinua, pero el agua que está rodeando los granos por fuera de las cavidades tiene una curvatura "inversa" a la del agua que está en las cavidades o intersticios porales. Lo que genera altos valores de PC. En otras palabras, el agua en la zona de curvatura "inversa" está a más presión que la retenida en los intersticios intergranulares y para que fluya debe superarse un umbral, el cual debe ser mayor a las presiones capilares existentes en el sistema).*

La diferencia es que la presión que debe ejercer la fase no mojanse para drenar el agua del recipiente de la derecha es mayor que en el de la izquierda debido a una mayor resistencia capilar. Por lo tanto las **Swirr serán las mismas, pero las presiones capilares serán mayores en rocas de grano fino.**

Experimentalmente se ha medido, mediante ensayos de laboratorio, la Swirr en "Sand packs" hechos con esferas de vidrio. Los valores son los mismos (del orden del 10% del VP) para esferas de 500 micrones y de 50 micrones y aún menores. Esos cambios de diámetro implican cambios de permeabilidad de 2 órdenes de magnitud. (Ver experimento INLAB, M. Crotti).

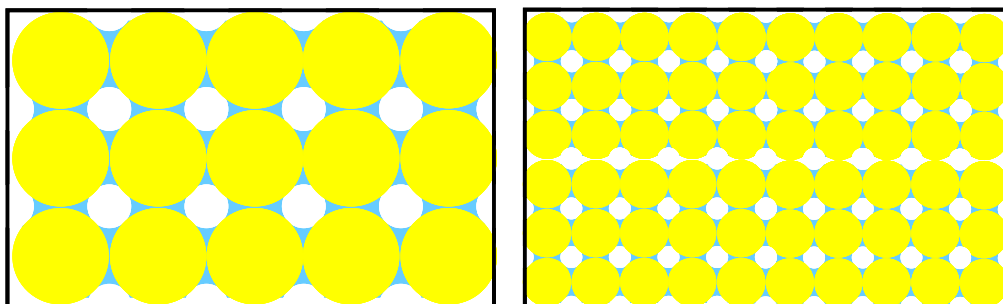


Figura 8: El recipiente de la derecha, por el hecho contar con una superficie expuesta mayor, posee una mayor capacidad para retener agua pelicular. A continuación se reproduce la opinión autorizada de Marcelo Crotti al respecto:

"...Una última consideración está asociada al agua "superficial" que sería una especie de "Swirr" distribuida como película superficial recubriendo los granos de arena.

Para "cuantificar este efecto, podemos hacer un cálculo sencillo. Imaginemos que tenemos un medio poroso formado por esferas de 1 micrón de diámetro cuya superficie está cubierta con una película de agua de 2 moléculas de espesor.

Nota: Los estudios fisicoquímicos atribuyen desde 1 a 3 moléculas a esa capa superficial de acuerdo a diferentes consideraciones. Mayor espesor sería simplemente agua móvil frente a diferencias de presión.

En este caso, la superficie de los granos es de unos 220 m² por cada 100 gramos de material poroso. Y, si toda la superficie expuesta estuviera recubierta por esa película de agua, el volumen de agua sería (considerando un diámetro molecular "generoso" de unos 0.0004 micrones) de sólo 0.2 cm³. Valor que representaría no más del 1% del VP del sistema...."

Como se señaló anteriormente, en la corona del Gbk-663 la Swirr obtenida en laboratorio es coincidente con la SW calculada. Pero si consideramos el caso de la corona de Gbk.a-808, se observa que $SW_{irr} < SW$. Nótese que aún el agua inmóvil obtenida por resonancia magnética (celestes) ocupa la porción correspondiente al agua (blanco) en el track de porosidad. Este pozo produce de esta única capa y lleva más dos años de producción con un porcentaje de agua menor a 1%. Por lo que debe tenerse presente que "agua irreducible" no es sinónimo de "agua inmóvil o no producible". (Ver Fig. 9)

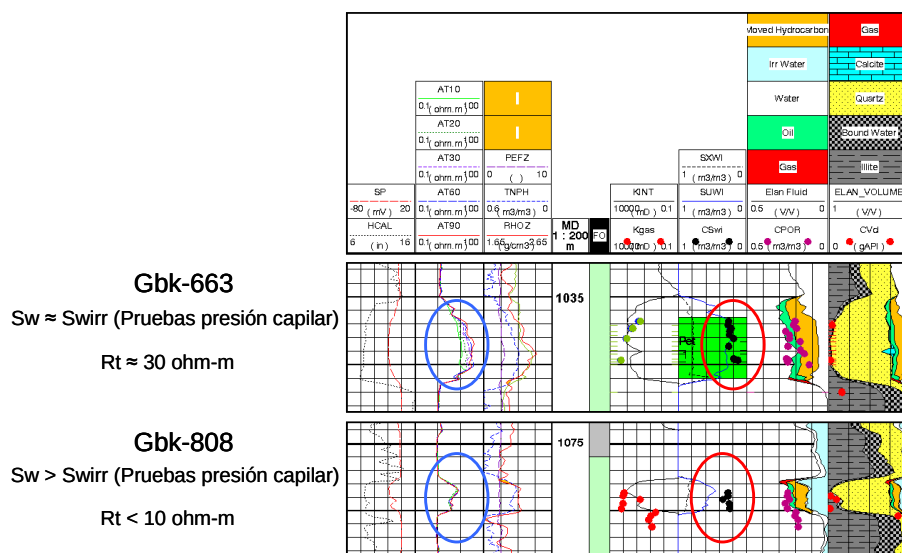


Figura 9. Comparación entre SW_{irr} calculada en testigos corona (puntos negros) y SW calculada con el modelo petrofísico (SUWI).

Si tomamos en consideración que las SW calculadas oscilan entre 20-75% (SW promedio 50%), debemos concluir que la situación vista en el pozo Gbk-808, es la más recurrente y que debemos explicar cuál es la razón de la no producción de agua sin estar en una condición irreducible.

ENTONCES... ¿CÓMO ES POSIBLE MODELAR DINÁMICAMENTE UN RESERVORIO QUE NO PRODUCE AGUA Y QUE LA SW_i ES MAYOR A SW_{irr} ?

La respuesta puede hallarse haciendo un **análisis de las heterogeneidades** dentro del mismo reservorio.

En la figura 10 se observa una imagen de la corona Gbk-808 y una breve descripción. Nótese en los cortes delgados, que la facies 2.2 corresponde a tamaño de grano fino a muy fino con impregnación parcial. Su espesor no supera los 30 cm. y está fuera del alcance de la resolución de las herramientas de perfilaje inductivas, por lo que el valor de resistividad se acerca a un promedio de ambas propiedades, viéndose disminuido.

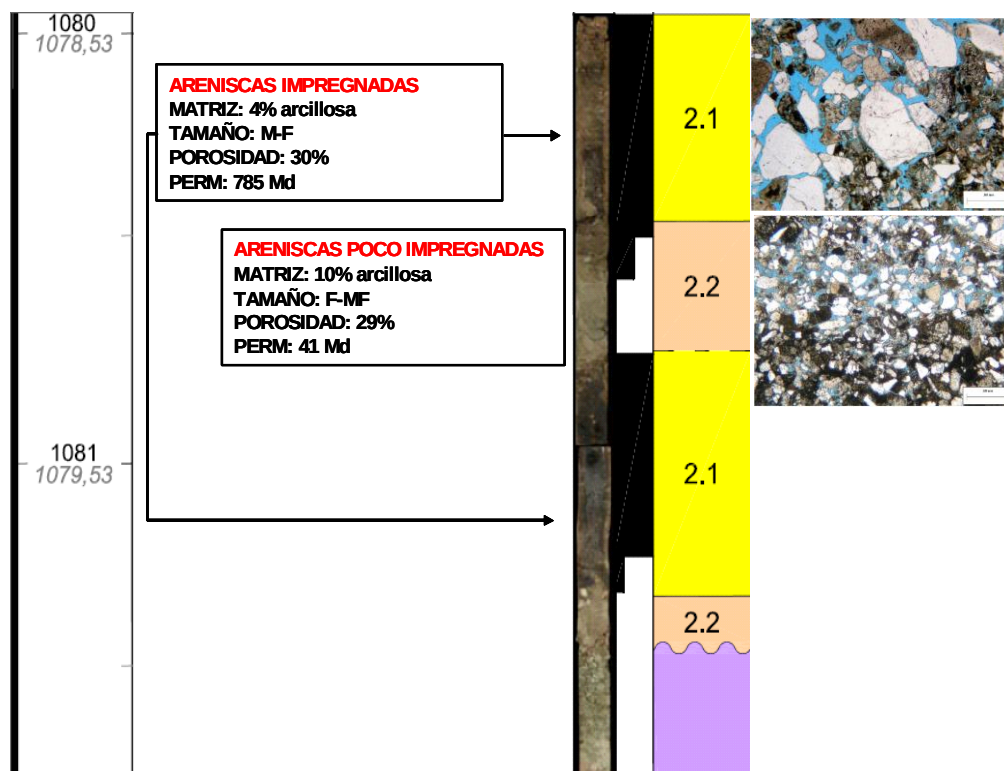


Figura 10

Esta distribución de fluidos donde se alternan zonas de impregnación total con zonas de baja a nula impregnación (lo que puede interpretarse como zonas en condiciones irreducibles y en transición) sin mediar una barrera impermeable, ha sido observado en innumerables coronas y afloramientos.

El espesor de estas heterogeneidades a menudo está fuera de la resolución vertical de los perfiles eléctricos y más aún, de la de los modelos de simulación dinámica 3D.

Efecto de borde

Si un reservorio heterogéneo está compuesto por dos tipos de arena, podría decirse de grano grueso (alta permeabilidad) y fino (baja permeabilidad) es posible que la primera se halle en condición irreducible mientras que la segunda esté en transición.

La referencia “grueso” y “fino” pretende expresar mediante una simplificación la distribución y tamaño de gargantas porales. La de grano grueso cuenta con una mayor proporción de gargantas porales de gran diámetro y una baja dispersión, lo que genera una presión umbral (WOC) baja, como así también una zona de transición de menor espesor. La situación opuesta ocurre con las de “grano fino”).

Haciendo un análisis del comportamiento de la curva de presión capilar para un medio poroso de alta permeabilidad (curva azul de gráfico Fig. 11) se observa:

- A partir del contacto agua-petróleo comienza la zona de transición, con ello una disminución en el valor de SW y un aumento en la presión capilar del sistema.
- La presión capilar aumenta hasta un máximo (Z1) y por encima de este los valores permanecen **constantes**. Esto significa que el agua se convirtió en fase discontinua y no tiene la capacidad de generar un gradiente (En las figuras 12 A y B se explica en detalle) y la SW permanecerá constante frente a cambios de presión
- Si se realizara un punzado en el nivel Z2, produciría petróleo seco.

De igual manera, realizando el análisis de un medio poroso de baja permeabilidad (curva negra), concluimos que en Z2 la capa se halla en zona de transición ($SW > SW_{irr}$). Si se realizara un punzado en este nivel, el reservorio produciría petróleo con un porcentaje de agua, tanto mayor cuanto menor es la distancia al FWL. La presión capilar es mayor en este medio (a la misma altura) debido a que el agua está en fase continua.

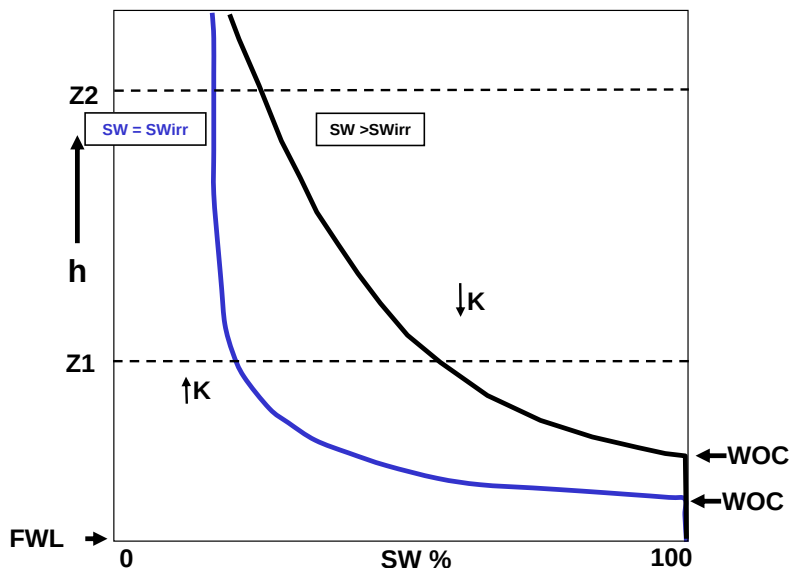


Figura 11

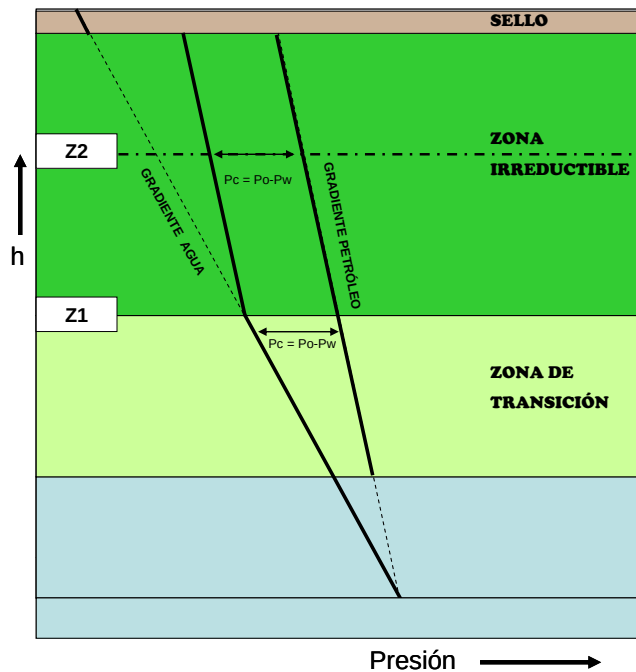


Fig. 12A: ARENA ALTA PERMEABILIDAD

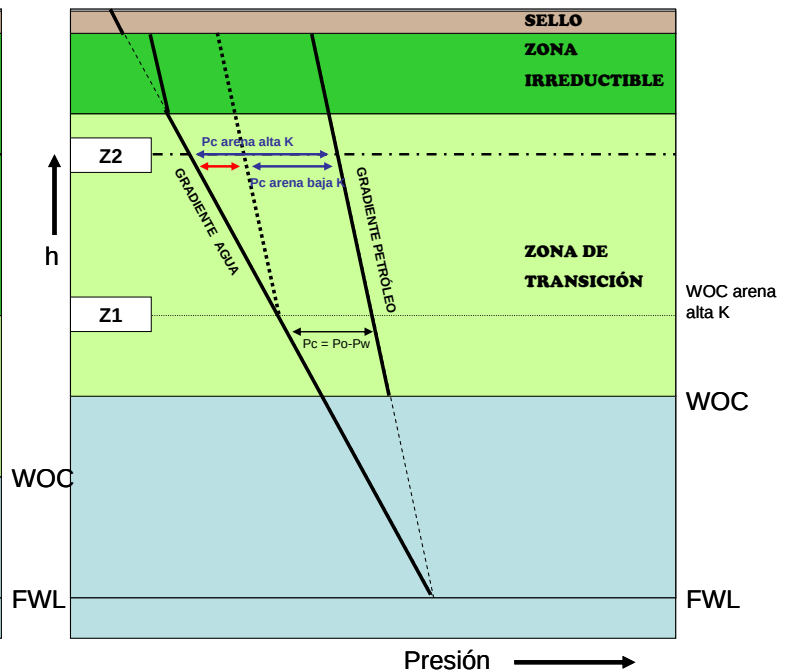


Fig.12B: ARENA BAJA PERMEABILIDAD

Fig 12A: Nótese que las presiones capilares sólo están definidas por encima del WOC, entre las zonas que delimitan las rectas de gradiente de mayor grosor y continuas. A continuación se detalla:

- * En FWL la diferencia de las prolongaciones de los gradientes es cero. Por definición: $P_c = 0$.
- * Entre la zona FWL-WOC no hay gradiente de petróleo debido a la ausencia de una de las fases: el petróleo. Por lo tanto la $SW = 100\%$ y si consideramos $P_c = P_o - P_w$, tampoco existen presiones capilares.
- * A partir del WOC y hasta el comienzo de la zona irreducible, es decir la zona de transición, la presión capilar se incrementa debido a que existe gradiente tanto de agua como de petróleo, ya que ambas fases son continuas. La SW disminuye hacia arriba y la diferencia entre $P_o - P_w$ se hace mayor.
- * En la zona irreducible, el agua se convirtió en fase discontinua y ya no tiene capacidad para generar gradiente. Lo cual no significa que no exista presión capilar. Tampoco, como puede malinterpretarse observando las curvas típicas de P_c de laboratorio (Fig. 11), que la presión capilar se incrementa hasta el infinito. En este caso siguen coexistiendo las dos fases (el agua como discontinua y el petróleo como continuo), por lo tanto la P_c se mantiene constante y con el valor máximo que se había alcanzado en el tope de la zona de transición. En otras palabras, una vez que agua se desconecta, **la presión de agua no puede aumentar, pero tampoco disminuir** debido a que está rodeada de petróleo. En realidad (contrariamente a lo que se acaba de decir) el agua sí aumenta en la misma magnitud que el petróleo (que es continuo) y le transmite su presión. Por lo tanto la P_c es constante.

Fig.12B: En un reservorio de baja permeabilidad, las distintas zonas tienen idéntico comportamiento. Simplemente se observa un incremento en el valor del WOC y, en este caso debido a una mayor distribución de poros dentro de la roca, un incremento en el ancho de la zona de transición.

Lo expresado anteriormente, es válido para interpretar la distribución de fluidos en reservorios con características uniformes en toda su extensión. Sin embargo el caso general es la presencia de **reservorios heterogéneos**, con niveles de bajo o nulo contenido de petróleo intercalados en rocas con impregnación total, es decir alternancia de capas de alta (en condiciones irreducibles) y baja permeabilidad (en transición). Esto no significa que deban producir con un porcentaje de agua.

Si se realizara un punzado en Z2 en un reservorio heterogéneo, este produciría petróleo libre de agua, al menos en sus estadios iniciales. Esto se explica con dos argumentos:



1-El caudal principal corresponde a las capas más permeables. El mayor caudal de fluido hacia el pozo circula por las capas de mayor permeabilidad y que a su vez están en condiciones irreductibles.

2-La presión capilar dificulta el movimiento del agua. Dado que el aporte mayoritario hacia el pozo es a través de los reservorios de alta K, la única posibilidad de producir agua junto con el petróleo desde la de baja K es que esta aporte hacia la más permeable. Sin embargo para que el agua pase de las capas menos permeables a las más permeables es necesario vencer las fuerzas capilares del contacto entre ambas capas. A esta resistencia de la fase mojante a fluir desde un medio de menor permeabilidad a uno de mayor, se lo conoce como **efecto de borde**.

La presión capilar en el medio de baja K es mayor, esto significa que el agua va a estar a una presión menor en una magnitud igual a la diferencia de presión capilar que se genera entre Z1 y Z2. Por lo tanto para que se produzca el pasaje de agua debe disminuirse la presión en la capa de alta K en un valor igual a dicha magnitud. Esto sólo se logra a medida que avanza la producción y se produce la depletación hasta igualarse en ambos medios. A partir de este momento el pozo comienza a producir un porcentaje de agua.

Conclusión (2° parte)

Los valores de SW ubicados por encima de la “zona de transición”, son dependientes de las propiedades petrofísicas y desde luego de la altura a partir de FWL. Dicho de otro modo, un valor alto de SW nos permite inferir que se trata de reservorios con mayor proporción de finos (no necesariamente arcillas) y que por contar con gargantas porales de menor diámetro su permeabilidad será menor.

En presencia de reservorios heterogéneos, es posible la producción de petróleo seco aún sin estar en condiciones irreductibles, debido al efecto de borde que se genera. En el caso depósitos generados a partir de sistemas fluviales, es frecuente que estas heterogeneidades escapen a la resolución vertical de los perfiles resistivos y que resulte en altos valores de SW.

Para un mismo nivel estructural, se verifica un aumento de la presión capilar en capas de baja permeabilidad con respecto a las de alta, dificultando el pasaje de agua desde el primer al segundo medio. Esto explica la producción de petróleo seco en los primeros estadios y luego un aumento gradual del porcentaje de agua a medida que avanza la explotación en punzados alejados del contacto agua-petróleo. Es por esto que se considera más adecuado hablar de AGUA INMÓVIL a las condiciones iniciales, en lugar de irreductible. Si bien puede considerarse irrelevante esta diferenciación, se vuelve imprescindible para comprender la evolución del reservorio y caracterizar el movimiento de los fluidos mediante un modelo de simulación numérica.

Finalmente; todo lo expuesto contribuye a concluir que:

- Los altos valores Swi obtenidos mediante el Modelo Petrofísico son válidos y completamente compatibles con la producción de petróleo seco.

- Aunque no exista correlación entre permeabilidad y porosidad, es posible incrementar estos valores identificando distintos rangos de Swi, y así obtener aceptables valores de permeabilidad.

- Los perfiles de Resonancia Magnética reflejan ajustadamente el contenido de agua inmóvil, no así el de agua irreducible.

- Se ha presentado el desafío (y resuelto exitosamente) de Simular Dinámicamente un Modelo Geocelular reproduciendo la historia de producción, interpretando y reanalizando las aparentes inconsistencias entre las relaciones porosidad, permeabilidad, saturación de agua, densidad del fluido y altura sobre el nivel de agua libre que sugieren los estudios de presión capilar provenientes de testigos corona.

Agradecimientos:

A Marcelo Crotti, por sus invalorable enseñanzas sobre el reservorio y su distribución de fluidos. Y, más aún, por su permanente disponibilidad como fuente de consulta y máximo referente.

A YPF S.A., particularmente a Ariel Baz y José Bravo, por fomentar la participación activa en todo tipo de eventos técnicos.