

Cambios en las propiedades ingenieriles de arenas por fracturamiento de granos a altas presiones

Heriberto Echezuría¹

hechezuria51@gmail.com

¹Centro de Investigación y Desarrollo de Ingeniería (CIDI). Universidad Católica Andrés Bello. Caracas, Venezuela.

Recibido 26 de Junio de 2017

Aceptado 19 de Julio de 2018

Disponible online: 19 de Julio de 2018

Resumen: Se estudió la fracturabilidad de los granos de distintas fracciones de una arena limpia no silícea proveniente de roca triturada impregnadas de dos fluidos con distintas viscosidades y contenidos de humedad iniciales de 0%, 3%, 6% e inundada ($\omega \approx 99\%$) para evaluar la influencia tanto de la viscosidad como del contenido de humedad en dicha fracturabilidad. Las fracciones fueron i) arena completa original bien gradada, ii) gruesa (P#4-R#10), iii) media (P#10-R#40) y iv) fina (P#40-R#400). Muestras de esas fracciones se ensayaron en consolidómetro hasta alcanzar una presión máxima de 127,3 kg/cm². Algunos ensayos se detuvieron a 56,6 kg/cm² para evaluar la fracturabilidad a esa presión con ambos fluidos. Luego, ensayos idénticos con estas mismas fracciones se llevaron a la presión máxima. Los resultados muestran que tanto la viscosidad como la humedad alteran los patrones de cambio de volumen a ambas presiones para ambas fracciones de la arena. Se observaron cambios tanto en las pendientes de las curvas de consolidación como en la relación de vacíos al final de los ensayos. La humedad inicial de los ensayos cambia los patrones de fracturabilidad de las fracciones de la arena al aumentar las presiones. En consecuencia, la humedad inicial también influye en la superficie específica final de las distintas fracciones y su conductividad hidráulica a las mismas presiones. Se observó que muestras con altas relaciones de vacíos y moderada superficie específica tienen menor conductividad hidráulica que otras con menor relación de vacíos pero menor superficie específica. Eso se debe a que al aumentar los esfuerzos cambian tanto la fracturabilidad como la relación de vacíos. Por tanto, la conductividad hidráulica es una variable muy compleja y difícil de predecir. El uso de parámetros obtenidos con arenas secas al horno puede conducir a errores importantes en los estimados de los mismos para aplicaciones en procesos de producción petrolera.

Palabras claves: Yacimiento, Arena, Fracturamiento, Humedad, Relación de Vacíos, Conductividad Hidráulica, Superficie Específica, Petróleo, Explotación, Mojabilidad.

Changes in sand engineering properties due to grain fracturing at high pressures

Abstract: The influence of the fluid viscosity and wetting conditions, expressed as water content, in sand grain fracturing was studied for two different sands, i.e. a siliceous one and another one coming from ground rock. Two fluids were used for the experiments: water and a solution of guar polymer in water to achieve high viscosities. The water contents used were: 0%, 3%, 6% and about 99%. Complete sand grain size distribution of the original samples as well as separate fractions of each sand were used to compare the fracturing of such fractions. Fractions used were: fueron i) original well graded sand, ii) coarse fraction (P#4-R#10), iii) medium fraction (P#10-R#40) y iv) and fine fraction (P#40-R#400). Individual samples made up with each sand fraction were testes up to 56,6 kg/cm² and to 127,3 kg/cm². After reaching those pressures, samples were dismantled and carefully cleaned preventing grain loss to evaluate the fracturing level at both pressures with both fluids. Changes in both the final void ratio and the slope of the consolidation curves were observed. The water content of the test changes the grain fracturing of the sand fractions as compressive pressure increases. Consequently, the water content affects the specific surface of the different sand fractions at the end of loading as well as their hydraulic conductivity. Samples with high void ratios and

moderate specific surface have lower hydraulic conductivity than other sands with lower void ratio and lower specific surface. This is due to the fact that as the confining pressure increases both the void ratio and the grain fracturing. Thus, the hydraulic conductivity becomes a very complex variable for which it is very difficult to predict values. The use of engineering parameters from sand at oven dry conditions can be misleading to applications in wet sand at reservoir level.

Keywords: Reservoir, Sand, Water Content, Wettability, Void Ratio, Hydraulic Conductivity, Specific Surface, Oil, Exploitation.

I. INTRODUCCIÓN

Las condiciones geológicas en los yacimientos petroleros establecen el equilibrio entre las presiones que soporta el yacimiento debidas a las capas de suelo y roca por encima del mismo y las presiones internas del yacimiento, es decir, del gas, del crudo y del agua. Para yacimientos arenosos, esto hace que los granos soporten un nivel dado de esfuerzo efectivo, tal como se indica en la ecuación (1) abajo:

$$\sigma_t = \sigma'_v + u \quad (1)$$

donde: σ_t es el esfuerzo total por encima del yacimiento σ'_v es el esfuerzo efectivo vertical en el yacimiento y, u es la presión de los fluidos dentro del yacimiento.

Ahora bien, a medida que progresa la producción del yacimiento la presión de los fluidos, u , baja y se crea un desbalance con la presión ejercida por las capas superiores, σ_t , la cual se mantiene constante. Esa diferencia de presiones en los fluidos genera el aumento en los esfuerzos efectivos del suelo, σ'_v , el cual genera el fracturamiento de los granos de suelo dentro del yacimiento lo cual, a su vez, afecta la conductividad hidráulica del mismo.

Adicionalmente, durante el proceso de producción del yacimiento los fluidos (petróleo y agua) son extraídos de los espacios porosos del suelo arenoso en las diferentes secciones del yacimiento. Sin embargo, queda un porcentaje de impregnación adherido a los granos debido a las fuerzas capilares entre los fluidos y la superficie del material de dichos granos. El efecto de esas fuerzas capilares sobre la fracturabilidad de los granos y la conductividad hidráulica en los distintos sectores del yacimiento es el tema principal de este artículo. El objetivo es entonces determinar cuál será la variación del comportamiento de dichas arenas cuando son sometidos a grandes esfuerzos, tomando en consideración que los granos quedan impregnados de fluido y los esfuerzos en los granos aumentan.

II. LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS POR EL MÉTODO DE COMPACTACIÓN

Los yacimientos de petróleo generalmente están constituidos por arenas en las cuales se diferencian tres zonas, tal como se ilustra en el esquema de la Figura 1. Ocasionalmente existen lentes de arcillas intercalados en el yacimiento de arena. La zona superior del yacimiento está ocupada por gas, la zona media por crudo y la zona profunda por agua de formación, todos a una presión específica. Antes de iniciar la explotación, el yacimiento se encuentra en equilibrio con el peso del material por encima del mismo. Cuando este equilibrio se altera, debido a la

extracción de fluidos, los esfuerzos efectivos en el suelo aumentan y se producen asentamientos en el material propias del incremento de los esfuerzos.

El grado de asentamiento que puede sufrir un suelo en un yacimiento petrolero está relacionado con la relación de vacíos del suelo del yacimiento así como con la magnitud de la carga transferida a los granos durante la fase de explotación. Para suelos granulares el asentamiento antes mencionado puede considerarse con tres componentes [1]:

- Empaquetamiento debido a los reajustes de las partículas a medida que aumenta la carga sobre los granos.
- Fracturamiento de las partículas al alcanzar los esfuerzos límites para el material constituyente de los granos.
- Reacomodo de los granos y empaquetamiento adicional con lo cual se ocupan nuevos espacios vacíos por los granos fracturados.

Todo esto resulta en la variación volumétrica de la arena y a su vez en la variación de su relación de vacíos. Tal como mencionamos antes, la segunda de esas tres etapas es uno de los objetivos principales a examinar en este artículo, utilizando agua y otro fluido más viscoso en los espacios intersticiales para simular el comportamiento de las dos zonas con fluidos en el yacimiento.

En el instante en el cual es perturbado el equilibrio de esfuerzos y es generada una caída de presiones se produce un flujo entre las partículas, desde las zonas con mayor presión del yacimiento hacia las de menor presión, las cuales se ubican en los puntos de explotación. Este proceso, con las ecuaciones presentadas en la sección anterior, se denomina producción por compactación y genera deformación en la superficie del terreno denominada subsidencia. Este mecanismo, aunque no es necesariamente igual al que ocurre en los suelos plásticos, permite utilizar el consolidómetro para estudiar el proceso de carga en los granos del suelo para distintos contenidos de humedad.

Luego que se han extraído parte de los fluidos en distintas regiones del yacimiento, existe un remanente del mismo adherido a las partículas. Para el momento en que el incremento del esfuerzo efectivo vertical en los granos alcanza el punto crítico para el material de los mismos, se inicia el fracturamiento de los granos.

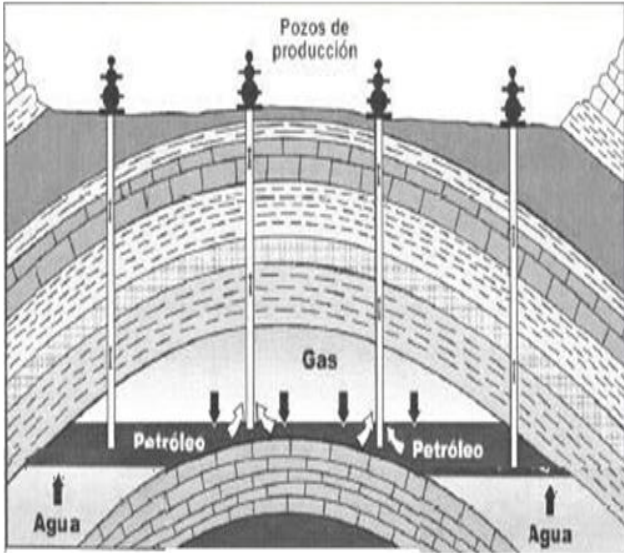


Figura 1: Esquema de la estructura de un yacimiento en explotación.

Ahora bien, tal como se verá en la sección siguiente, la conductividad hidráulica está asociada con los espacios entre las partículas, por la relación de vacíos, y con el tamaño de las mismas, por la superficie específica. En consecuencia, si el fracturamiento del grano resulta afectado por el contenido de humedad, el mismo debe ser evaluado a las condiciones de "mojabilidad" que tengan los granos por la humedad dejada al drenar el fluido. Similarmente, es interesante evaluar si la viscosidad del fluido adherido a los granos hace variar las fuerzas de los meniscos de manera tal que incida en el fracturamiento de los granos.

De la misma manera, es importante establecer si esos mismos efectos señalados en el párrafo anterior aplicarían para definir la conductividad hidráulica pues la misma cambiaría en el tiempo atendiendo a las diferentes etapas de la explotación. En este estudio se verá la influencia del fluido adherido a los granos en el fracturamiento. Para eso se estudiarán tanto el contenido de humedad como la viscosidad de dicho fluido. Con esos resultados se evaluará el cambio en la conductividad hidráulica, considerando la influencia de ambos parámetros del fluido. En futuros artículos se evaluarán los cambios debidos a la mineralogía de los granos.

A. La conductividad hidráulica de las arenas

Para estimar la conductividad hidráulica de acuerdo con las características físicas de las arenas Kozeny fide Das [2] presenta la siguiente ecuación:

$$k = \frac{1}{C_s} \frac{\gamma_w}{S^2 T^2} \frac{e^3}{\eta (1 + e)} \tag{1}$$

donde, Cs, factor de forma en función de la forma de los canales de flujo.

S, superficie específica del volumen de partículas.

T, tortuosidad de los canales de flujo.

γ_w , peso unitario del agua.

η , viscosidad del fluido

e, relación de vacíos

La aplicación de esta ecuación se ve limitada por la cuantificación de la superficie específica de las partículas. Por esta razón Carrier en 2003, fide Das[2], propuso la modificación de la ecuación anterior, sustituyendo la superficie específica por relaciones granulométricas y gravimétricas que asocian el tamaño de las partículas con su volumen dentro de la muestra, calculando así de manera indirecta la superficie específica de la misma. Así la ecuación (1) pasa a tener la siguiente expresión para agua a 20°C:

$$k = 1.99 \times 10^4 \left[\frac{100\%}{\sum \frac{f_i}{D_{ti}^{0.404} \times D_{si}^{0.595}}} \right]^2 \left(\frac{1}{SF} \right)^2 \left(\frac{e^3}{1 + e} \right) \tag{2}$$

donde, e, es la relación de vacíos, fi, es la fracción de partículas entre dos tamices, en porcentaje; SF, es el factor de forma, que varía de 6 a 8 según la angularidad de las partículas. El factor de forma empleado en los cálculos presentados en este artículo fue, 7, debido a la angularidad de los granos que conforman la muestra.

A pesar de que la ecuación (2) aplica para agua a 20°C, la misma se utilizará para mostrar los cambios potenciales para condiciones de esfuerzos de yacimientos o de acuíferos profundos. Esto es una simplificación importante pero se estima que la aplicabilidad de la ecuación podría ser extendida a las condiciones de yacimiento con las correcciones de temperatura correspondientes. Por ahora, el tema que motiva esta investigación es si la fracturabilidad de los granos se ve afectada por la viscosidad del fluido y por el contenido de humedad de la arena y, por ende, el impacto de ambos en la ecuación (2).

Para el caso del fluido viscoso, que es una mezcla de agua con "goma guar" su viscosidad, η , a una temperatura de entre 24 y 25°C resultó de 325 cP. Si realizamos los ajustes correspondientes a la ec. (1) se obtuvo la siguiente expresión:

$$k = 60,3488 * \left(\frac{100\%}{\sum \frac{f_i}{D_{ti}^{0.404} \times D_{si}^{0.595}}} \right)^2 * \left(\frac{1}{SF} \right)^2 * \left(\frac{e^3}{1 + e} \right) \tag{3}$$

El factor de forma, SF, utilizado en la ec. (3) es el mismo que para la ec. (2), es decir, 7. El mismo comentario para la temperatura antes mencionado aplica para este caso, en el sentido de que lo que se trata de evaluar es la influencia de la viscosidad. Las condiciones de yacimiento pueden ser examinadas en próximos trabajos.

De particular interés resulta la costumbre de utilizar la arena seca para definir la conductividad hidráulica, al igual que para definir la densidad relativa. En trabajos anteriores [3] se ha encontrado que el contenido de humedad afecta la estructura de la arena al ser

colocada y densificada debido a la presencia de meniscos de fluido

entre los granos. Esos meniscos limitan la capacidad de arreglo de los granos, y por ende la relación de vacíos final, durante la compactación, lo cual condice a diferentes valores de la densidad relativa al final de la compactación si la arena es compactada seca o con un contenido de humedad mayor que cero.

Este hecho motivó parte de esta investigación para establecer si la fracturabilidad de los granos también resulta afectada por el contenido de humedad de la arena al momento de someterla a altas presiones. Los resultados presentados en este trabajo corresponden a las pruebas de laboratorio realizados por González-Longa [4], Murillo-Reyes [5] para la arena no silícea y Belandria-Chacón [6] para la arena silícea de yacimiento. Algunos resultados fueron reinterpretados para ajustarlos a la forma en que han sido incluidas en este artículo.

Tal como se demuestra en esta investigación, la fracturabilidad en presencia tanto de humedad como de fluidos con diferentes viscosidades resulta modificada por los valores del factor de superficie a utilizar en las ec. 2 y 3. En consecuencia es necesario revisar la práctica de utilizar la arena seca para obtener datos o parámetros que no corresponden a condiciones físicas como esa.

III. EQUIPO UTILIZADO PARA LA INVESTIGACIÓN Y APLICACIÓN DE LA CARGA

Para realizar la investigación presentada en este artículo se utilizó un consolidómetro modificado con las siguientes características: i) un anillo móvil de área modificada (disminuida) a 7,0686 cm² donde se coloca la muestra, ii) un dial lector de deformaciones debido a la aplicación de las cargas y iii) un juego de pesas que transmiten las presiones deseadas por un brazo de palanca a la muestra. En los ensayos realizados se empleó un juego de 9 pesas de 10 kg cada una, colocadas en serie a lapsos de tiempo determinados, las cuales en total transmitían a la muestra una presión equivalente a 127 kg/cm².

Para el tiempo de colocación y duración de cada carga se utilizó lo establecido en las norma ASTM D 2435-90, AASHTO T 216, en la cual se indica que las mediciones de cada carga se realizarán en los siguientes intervalos de tiempo: 0,1; 0,25; 0,5; 1; 2; 4; 8; 15 y 30 minutos y 1, 2, 4, 8, y 24 horas. En este trabajo, los incrementos máximos de carga se tomaron de 4 horas para poder alcanzar en un lapso prudencial las altas presiones. Este intervalo fue establecido con base en mediciones experimentales iniciales las cuales indican que en ese lapso los granos se fracturan y se reacomodan bajo la carga aplicada, ya que el dial vertical no experimentaba cambios después del mismo.

IV. CALIBRACIÓN DEL EQUIPO

Dado que se estará trabajando en un rango de presiones altos, fue necesario evaluar la deformación intrínseca del equipo ante dichas cargas. A tal efecto, se realizó la calibración del equipo siguiendo la metodología anterior para el incremento de las cargas y

lecturas de las deformaciones, pero utilizando un bloque de acero de rigidez muy alta en la celda en lugar de suelo. En esas condiciones las deformaciones registradas resultan las de la máquina propiamente, las cuales se emplearon para realizar las correcciones correspondientes a las lecturas tomadas para cada ensayo.

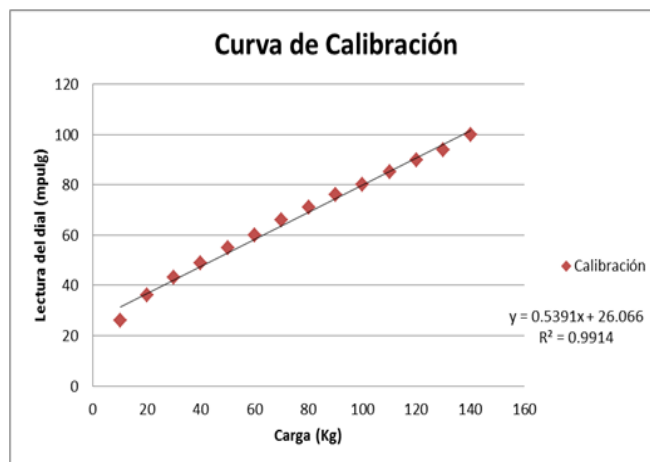


Figura 2: Curva de Calibración del equipo. Tomada de [4 y 5]

V. MATERIAL UTILIZADO

Para estos estudios se utilizaron dos arenas, la primera corresponde a una arena sub-angular proveniente de roca, comúnmente utilizada para preparar concreto. La misma es identificada en el resto de este artículo como no silícea. Los granos de esta arena se muestran en la Fig. 2.

La segunda arena es una arena silícea sub-angular de yacimiento, cuyos granos se muestran en la Fig. 3. Las granulometrías de ambas arenas se muestran en la Fig. 4 [6]. De acuerdo con la Fig.4, la muestra original de la arena no silícea corresponde a una arena limpia bien gradada cuya fracción pasante por el tamiz # 200 es de 0,61 %. La arena silícea de yacimiento es más uniforme que la otra y el contenido de finos es muy similar en ambas.

Debido a las diferencias en las granulometrías se dividieron en tres fracciones, gruesa, media y fina según se indica a continuación:

Las fracciones de la arena no silícea son:

- Pasante del tamiz 4 pero retenido en el tamiz 10 (P#4-R#10) o fracción gruesa.
- Pasante del tamiz 10 pero retenido en el tamiz 40 (P#10-R#40) o fracción media. Para la arena de yacimiento se utilizó (P#4-R#40)
- Pasante del tamiz 40 retenido en el tamiz 400 o fracción fina.

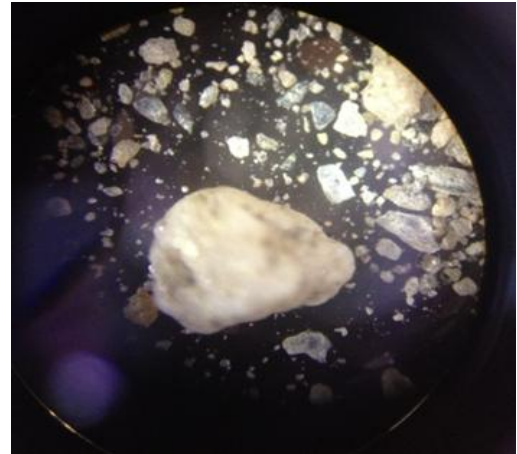
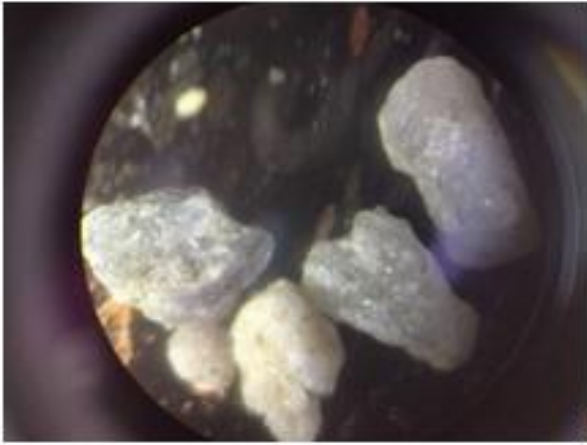


Figura 3: Arena no silícea sub-angular. Tomada de [6]

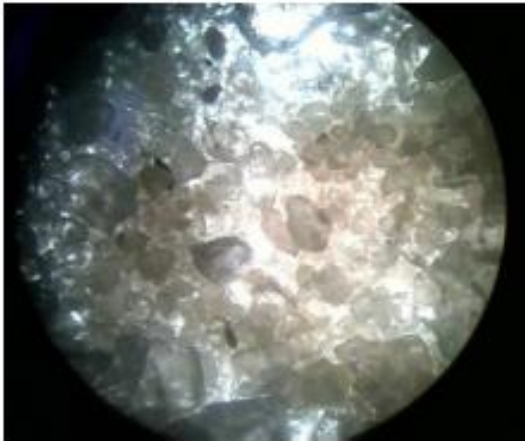


Figura 4: Arena silícea sub-redondeada de yacimiento. Tomada de [6]

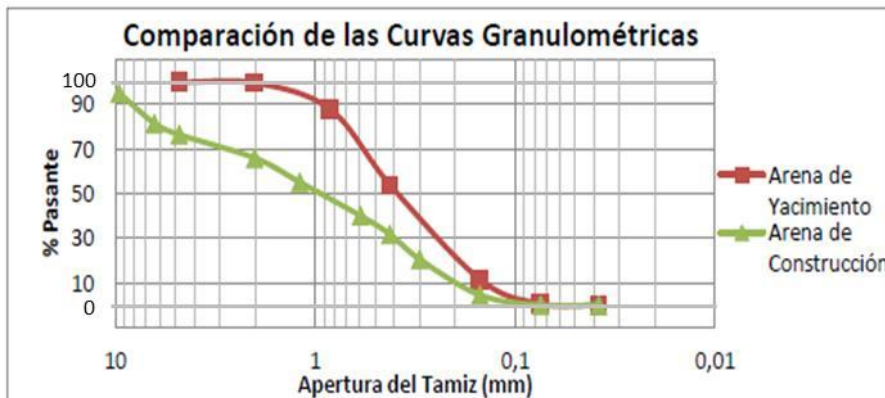


Figura 5: Comparación de las curvas granulométricas de la arena no silícea y la silícea de yacimiento en condiciones originales. Tomada de [6]

El objetivo de ensayar las distintas fracciones de las arenas es evaluar la influencia del tamaño y la dureza de los granos en la fracturabilidad con los distintos fluidos. Cada una de esas fracciones fue impregnada con los cuatro contenidos de humedad para los dos fluidos utilizados, tal como se indica a continuación:

- Muestra seca al horno (0%): la muestra se coloca en el horno durante 24 horas.
- Muestras con 3% de humedad con ambos fluidos.
- Muestras con 6% de humedad con ambos fluidos.

- Muestras casi saturadas o inundadas (con suficiente humedad para alcanzar el 99% al colocar la última carga con ambos fluidos).

De esta manera se evaluó para cada arena la influencia tanto de la viscosidad como del contenido de humedad en la fracturabilidad de las distintas fracciones antes señaladas. Luego, al comparar los mismos ensayos para las dos arenas se establece la influencia de la resistencia de los granos o la mineralogía en la fracturabilidad.

Es oportuno señalar que en el ensayo de consolidación se asume que las presiones de poros se disipan en el tiempo del ensayo. Esto es correcto para cualquiera de

las humedades del agua y para las humedades de 3% y 6% con el fluido viscoso. No obstante cuando utilizamos un fluido más viscoso con la muestra saturada no hay garantía de que esa condición se cumpliría, sobre todo con las piedras porosas. Por eso se utilizó una humedad con el fluido viscoso de tal manera que para la condición de relación de vacíos al final del ensayo la muestra estuviera saturada o muy cerca de la saturación. De esta manera se evita la necesidad de tener que medir las presiones de poros en el ensayo. Finalmente, para poder comparar el efecto de la humedad en la fracturabilidad las humedades con el agua se tomaron idénticas que para el fluido viscoso.

VI. PRUEBAS DE CONSOLIDACIÓN CON DISTINTAS HUMEDADES Y DOS FLUIDOS DE DIFERENTES VISCOSIDADES.

Para determinar el cambio en la granulometría debido al fracturamiento de las distintas fracciones: arena completa, gruesa, media y fina de ambas arenas, los ensayos se realizaron en dos etapas con dos fluidos. El primer fluido es el agua cuya viscosidad es aproximadamente 1Cp a 24 °C y el segundo es una mezcla de agua con “goma guar” cuya viscosidad, □, a una temperatura de entre 24 y 25°C resultó de 325 cP.

En la primera parte de los ensayos se cargaron las muestras hasta 56,6 kg/cm2 condición correspondiente a la mitad del ensayo, a fin de verificar el nivel de fracturamiento a dicha presión. Para la segunda parte del ensayo se montó otra muestra similar a la anterior pero esta vez se cargó hasta los 127,3 kg/cm2, lo cual corresponde al ensayo completo.

Al alcanzar cada carga se desmontaron las muestras, se limpiaron y se realizaron granulometrías a las mismas para ver cuánto había variado la distribución de los granos. Esto se realizó para las distintas humedades antes indicadas y con ambos fluidos. De esta manera se buscaba establecer por un lado, la importancia del tamaño de los granos en el fracturamiento y, por el otro lado, la importancia de la viscosidad en el fracturamiento de cada tamaño. Ambas granulometrías se compararon con la granulometría inicial de la fracción de la arena seca a fin de establecer el fracturamiento hasta ambos niveles de carga.

VII. RESULTADOS DE LAS GRANULOMETRÍAS.

En las Figs. 5 a 12 se incluyen las granulometrías de las fracciones de las dos arenas (no silícea y silícea) antes y después de haber sido sometidas a las cargas de 56,56 kg/cm2 y 127,3 kg/cm2 con las distintas humedades de los dos fluidos con diferentes viscosidades. En general todas las muestras indican que hay fracturamiento de los granos lo cual se evidencia en el desplazamiento de sus curvas granulométricas hacia la derecha.

También se evidencia en todos los gráficos que, como era de esperar, el fracturamiento de los granos es mayor a los 127,3 k g/cm2 para ambos tipos de arena con los dos fluidos y para todas las humedades ensayadas. Se observa también que hay mayor fracturamiento para la arena no silícea que para la silícea y que el fracturamiento pareciera ser mayor para el agua que para el fluido viscoso.

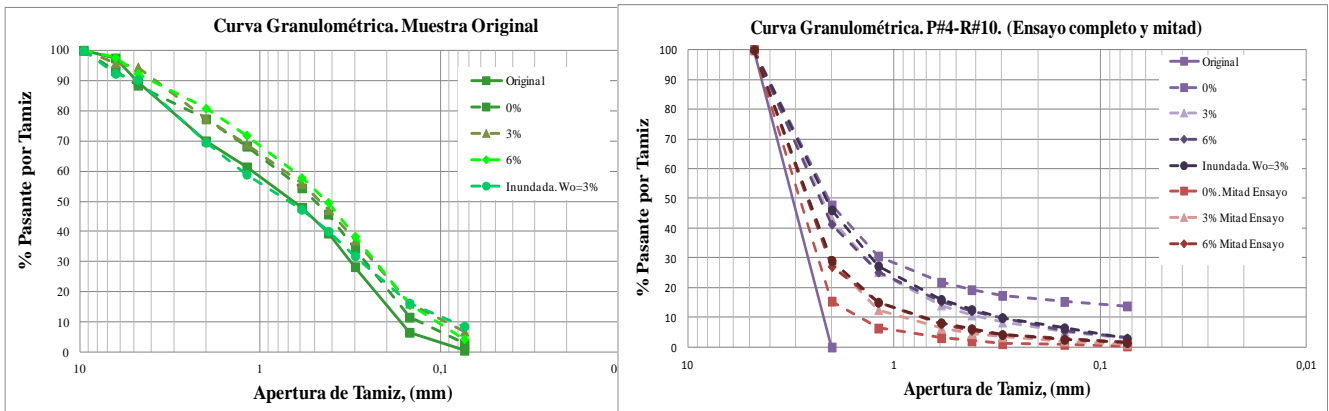


Figura 6: Curvas granulométricas para la muestra en condición original y la fracción P#4-R#10 de la arena no silícea ensayada con agua. Tomada [4]

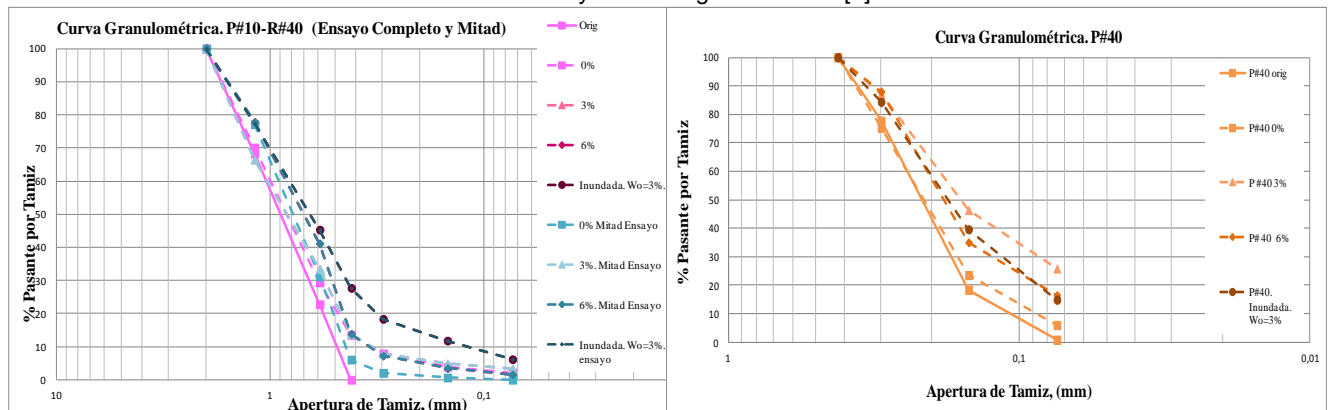


Figura 7: Curvas granulométricas para la fracción P#10-R#40y la fracción P#40-R#400 de la arena no silícea ensayada con agua. Tomada de [4]

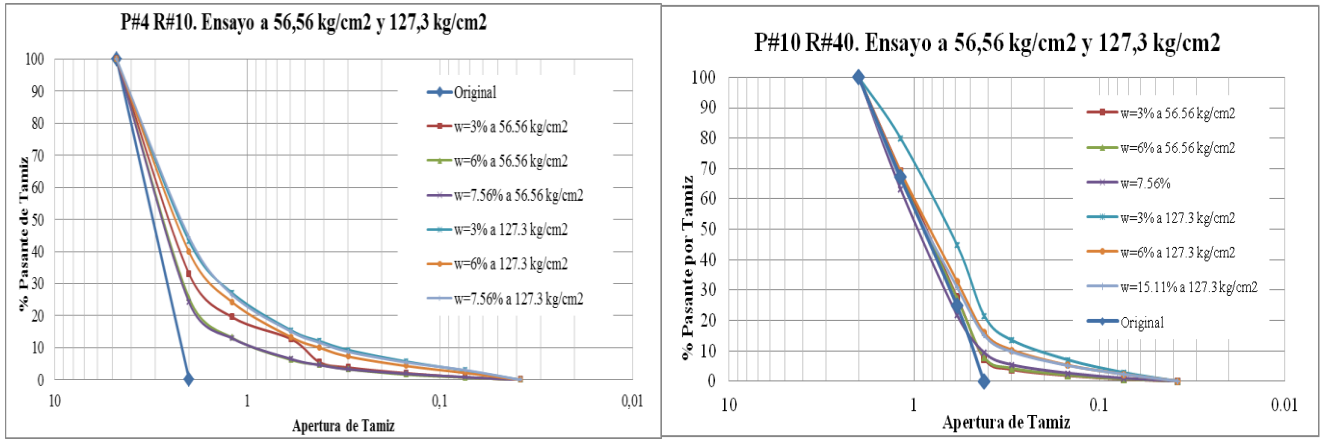


Figura 8: Curvas granulométricas para las fracciones P#4-R#10 y P#10-R#40 de la arena no sílicea ensayadas con el fluido viscoso. Tomada de [5]

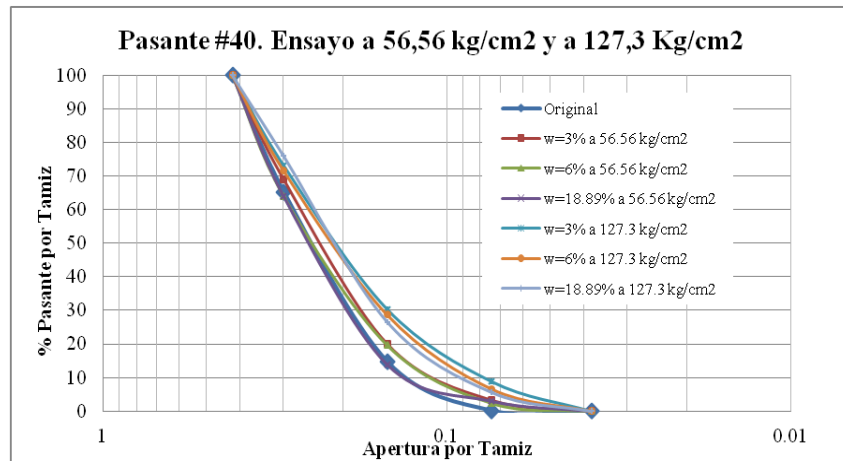


Figura 9: Curvas granulométricas para la fracción P#40-R#400 de la arena no sílicea ensayada con el fluido viscoso. Tomada de [5]

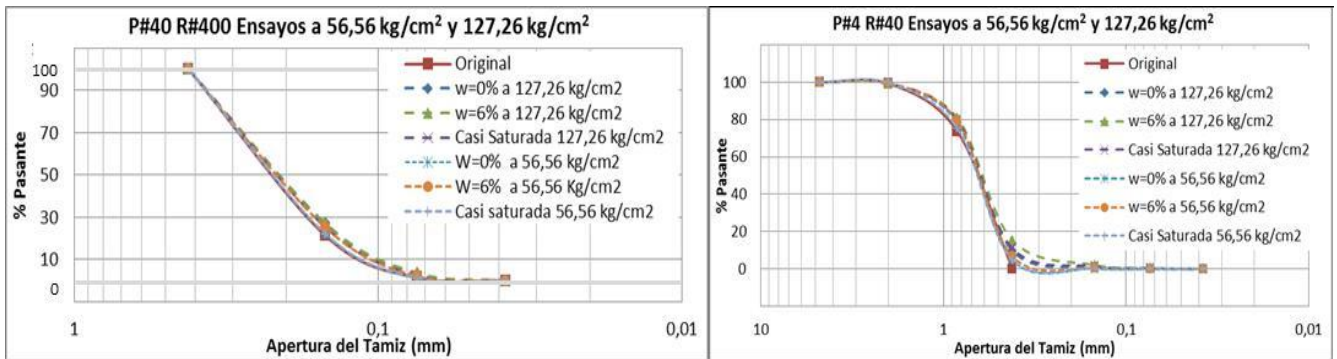


Figura 10: Curvas granulométricas para la fracción la fracción P#4-R#400 (completa) y P#4-R#40 de la arena sílicea de yacimiento ensayada con agua. Tomada de [6]

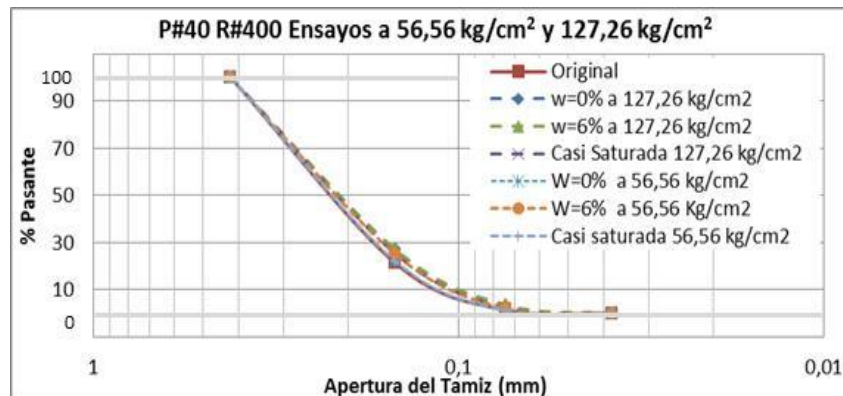


Figura 11: Curvas granulométricas para la fracción la fracción P#40-R#400 (fina) de la arena sílicea de yacimiento ensayada con agua. Tomada de [6]

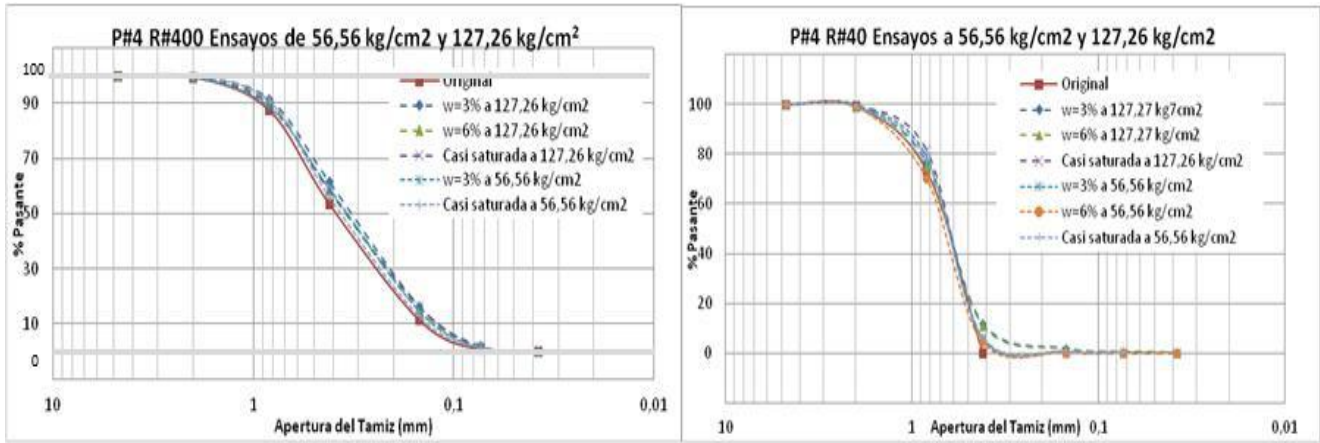


Figura 12: Curvas granulométricas para la fracción la fracción P#4-R#400 (completa) y P#4-R#40 de la arena silícea de yacimiento ensayada con el fluido viscoso. Tomada de [5]

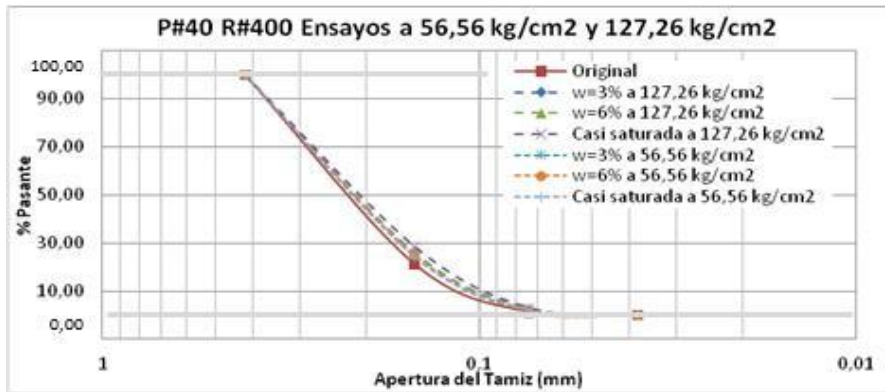


Figura 13: Curvas granulométricas para la fracción la fracción P#40-R#400 (fina) de la arena silícea de yacimiento ensayada con el fluido viscoso. Tomada de [6]

No obstante lo indicado en el párrafo anterior, es muy difícil establecer con base en el análisis visual de las granulometrías cuál ensayo tiene mayor fracturamiento para los distintos valores de humedad con los dos fluidos. A tal efecto, se definió un término cuantitativo, Δfs , basado en el factor de superficie de las ec. 2 y 3 que permite esa comparación. El parámetro cuantitativo, Δfs , se calcula de la siguiente manera:

- i) se estima el fs a partir de la granulometría de la arena original,
- ii) una vez desmontada la arena cargada bien hasta 56,6 kg/cm² o 127,3 kg/cm², se le realiza otra granulometría y se vuelve a estimar el fs de cada caso,

- iii) finalmente se resta el fs al final de cada carga del correspondiente a la arena original para obtener el Δfs correspondiente a cada caso de carga.

En consecuencia mientras más grande es el Δfs mayor será el fracturamiento experimentado por la arena hasta ese caso de carga. Los valores de los Δfs se presentan en las Tablas 1 y 2, abajo, para la arena no silícea y la silícea de yacimiento, respectivamente. Aunque para la arena no silícea se ensayaron tres fracciones y la original, en el resto de este artículo se compararán las fracciones media y fina puesto que la arena de yacimiento no posee fracción gruesa

Tabla I: Comparación de la variación del factor de superficie de la arena no silícea, ensayada con ambos fluidos

Humedad (%)	Esfuerzo (kg/cm ²)	Δfs			
		GOMA		AGUA	
		Media	Fina	Media	Fina
w 3%	Hasta 56.56	324	645	938	749
	Hasta 127.3	1337	1830	938	4249
w 6%	Hasta 56.56	342	461	818	345
	Hasta 127.3	913	1489	818	2106
Casi Saturada	Hasta 56.56	350	220	2071	0
	Hasta 127.3	855	1380	2071	2762

En primer lugar describiremos los valores de la arena no silícea de la Tabla 1, y en particular, el caso con $w=0$ representativo de la arena seca. De acuerdo con la Tabla. 1, observamos que al final de la carga de 127,3 kg/cm², el mayor fracturamiento de los granos ocurre para la fracción media de la arena no silícea. Las fracciones completa y fina tienen un comportamiento de fractura bastante similar para esta condición. Ahora bien, en la Tabla 2 para la arena silícea se obtiene que las fracciones media y fina son las que tienen un fracturamiento similar, el cual es mayor que el obtenido para la arena completa de yacimiento. Como se ve, la resistencia del grano tiene una incidencia directa en el fracturamiento de los granos cuando se ensaya la arena seca.

Se evidencia también, en la Tabla 1 que ese patrón de fracturamiento de la arena cambia drásticamente, disminuyendo la fracturabilidad de la arena media y aumentando las de las otras fracciones, cuando hay humedad presente antes de someter la arena a altas presiones. En la Tabla 2 también se evidencia un cambio en el patrón de fracturamiento de las distintas fracciones de la arena silícea de yacimiento, pero mucho menos marcado que el observado en la arena no silícea. Todos estos cambios se discutirán en detalle en las próximas secciones de este artículo.

En el caso de las muestras ensayadas hasta 56,6 kg/cm², el fracturamiento es mayor con el agua que con el fluido viscoso para la fracción media para todas las humedades. Para la arena fina, el fracturamiento es mayor con 3% de agua, pero con 6% de humedad el fracturamiento es mayor con el fluido viscoso. No hay datos para el caso casi saturado de la arena fina por lo cual no se puede hacer comparación. Véase la Tabla 1.

Ahora bien, para la carga hasta 127,3 kg/cm², el fracturamiento de la arena media es mayor con el fluido viscoso con humedades de 3% y 6%. Para la muestra casi saturada, el fracturamiento de la fracción media resultó mayor con el agua. Para la fracción fina, el fracturamiento resultó mayor con el agua que con el fluido viscoso para todas las humedades.

Como se evidencia en los párrafos anteriores, el patrón de fracturamiento para las fracciones de arena no silícea en presencia de diferentes humedades de dos fluidos con distintas viscosidades es complejo y no sigue un patrón específico con la viscosidad o con el contenido de humedad. Esto indica que las interacciones de las fuerzas de los meniscos con los granos y la estructura de la arena causada por la humedad influyen de manera no predecible directamente en el fracturamiento a distintas presiones de las fracciones de esa arena.

En el caso de las muestras de la arena silícea de yacimiento, ensayadas hasta 56,6 kg/cm², el fracturamiento de la arena media es mayor con el agua que con el fluido viscoso para el 6% de humedad, mientras que cuando la humedad es casi saturada el fracturamiento es mayor para el fluido viscoso. No se tienen datos para el 3% de humedad con agua, por lo que no se puede concluir para esa humedad. Para la arena fina, el fracturamiento 6% de humedad es muy parecido para ambos fluidos, pero para el caso casi saturado, el fracturamiento es mucho mayor con el fluido viscoso que con el agua. No hay datos para el 3% de humedad con la arena fina por lo cual no se puede hacer comparación. Véase la Tabla II.

Tabla II: Comparación del factor de superficie de la arena silícea de yacimiento, ensayada con ambos fluidos

		Δfs					
		Completa	Media	Fina	Completa	Media	Fina
	Esfuerzo (kg/cm²)	Agua			Goma Guar		
w=0%	Hasta 56.56	276	185	5	276	185	5
	Hasta 127.26	311	400	436	311	400	436
w=3%	Hasta 56.56	-	-	-	391	216	230
	Hasta 127.26	-	-	-	666	482	404
w=6%	Hasta 56.56	-	264	283	-	104	259
	Hasta 127.26	417	641	539	451	422	446
Casi Saturada	Hasta 56.56	-	161	39	251	289	258
	Hasta 127.26	244	474	323	517	296	615

Ahora bien, para la arena silícea cargada hasta 127,3 kg/cm², el fracturamiento de la arena media es mayor con el agua para humedades de 6% y casi saturada. No hay datos para el 3% de humedad. Para la fracción fina el fracturamiento es mayor con agua para 6% de humedad, mientras que para la casi saturada el fracturamiento es mayor con el fluido viscoso. Véase la Tabla 2.

Como se evidencia en los párrafos anteriores, el patrón de fracturamiento para las fracciones de arena silícea de yacimiento en presencia de diferentes humedades de dos fluidos con distintas viscosidades también es muy complejo y no sigue un patrón específico con la viscosidad o con el contenido de humedad. Esto indica

que las interacciones de las fuerzas de los meniscos con los granos y la estructura de la arena causada por la humedad influyen de manera no predecible directamente en el fracturamiento a distintas presiones de las fracciones de esa arena. Adicionalmente, el fracturamiento de la arena silícea es más complejo que el de la arena no silícea.

Como corolario de lo discutido antes podemos decir que, resulta evidente de esta investigación que la naturaleza del fluido presente en los vacíos de la arena y el contenido de humedad de la arena con dicho fluido cambian el patrón de fracturabilidad de los granos al aumentar la presión. En consecuencia, podemos inferir que la conductividad hidráulica de la arena se ve

afectada por esas mismas variables, es decir, la viscosidad del fluido y el contenido de humedad de la arena con dicho fluido. Por ende, utilizar parámetros de fracturabilidad obtenidos con arenas secas sin impregnación puede conducir a errores significativos en las estimaciones de las granulometrías y de las conductividades hidráulicas de arenas de yacimientos.

Por otra parte, también se evidencia del estudio que las conductividades hidráulicas son distintas en las zonas de petróleo y de agua del yacimiento, no solo por la viscosidad de los fluidos sino por la fracturabilidad de los granos en cada una de esas zonas, la cual depende de la humedad de los granos a medida que se explota el yacimiento. Si bien la estructura de la arena en los ensayos depende fuertemente del contenido de humedad al preparar la muestra, no es menos cierto que el arrastre de arena durante la explotación del yacimiento también genera patrones de porosidad y relación de vacíos que estarán asociados con la humedad producto del fluido que se mantiene en contacto con los granos. De allí que los patrones obtenidos en este trabajo pueden considerarse representativos de las condiciones de los yacimientos a medida que progresa la explotación de los mismos.

Finalmente, si se toma en consideración la naturaleza del grano, es decir su resistencia, vemos en las Tablas 1 y 2 que para ambas fracciones (media y fina) los granos de la arena no silícea se fracturan más que los granos de la arena silícea, tal como era de esperarse.

VIII. CURVAS DE COMPRESIBILIDAD. VARIACIÓN VOLUMÉTRICA

En la Fig. 13, se incluyen las curvas de compresibilidad de dos fracciones (media y fina) de ambas arenas, (la no silícea-está identificada como Longa González y la silícea de yacimiento como Belandria y Chacón) para varios contenidos de humedad (utilizando agua) ensayados en el consolidómetro (0%, 6% y casi saturada). Se evidencia que, tal como era de esperarse, la relación de vacíos inicial de cada fracción de arena está altamente influenciada por el contenido de humedad y la granulometría de la arena.

Se observa también en la Fig.13 que las relaciones de vacíos logrados con la arena no silícea impregnada con agua son mayores que los de la arena silícea de yacimiento para las distintas humedades utilizadas, excepto con el 6% para la fracción media. En este último caso, la arena silícea de yacimiento logra una mayor relación de vacíos que la arena no silícea. Nótese además que en general, la arena no silícea tiene una mayor compresibilidad que la arena silícea de yacimiento para todos los contenidos de humedad ensayados. Véase la Fig. 13.

En la Fig. 14 se ilustra las curvas de compresibilidad de las arenas en presencia del fluido viscoso. En la figura 14 se observa que en general, las fracciones de la arena no silícea alcanzan mayores relaciones de vacíos con los distintos contenidos de humedad obtenidos con el fluido viscoso que las correspondientes a la arena silícea. De la misma manera, las compresibilidades de las fracciones de la arena no silícea son bastante mayores que aquellas de la silícea de yacimiento.

No obstante, es difícil establecer a simple vista cuál fracción de las arenas tiene mayor compresibilidad para las distintas humedades ensayadas. Para esto se utilizó también un parámetro cuantitativo definido por Biscontin y otros [7] el cual se define como la extrapolación de la pendiente de la parte recta, a altas presiones, de las curvas que definen el cambio volumétrico en log-log. La mencionada extrapolación se realiza hasta intersectar la presión de una atmósfera.

De esa manera se define la pendiente de la arena para establecer el cambio de relación de vacíos con la presión de confinamiento. En consecuencia, la arena que posea mayor valor absoluto de la pendiente será la que experimente el mayor cambio volumétrico. En las Tablas 3 y 4 se incluyen los valores de las pendientes así estimadas para las distintas fracciones de las arenas ensayadas con ambos fluidos y distintas humedades.

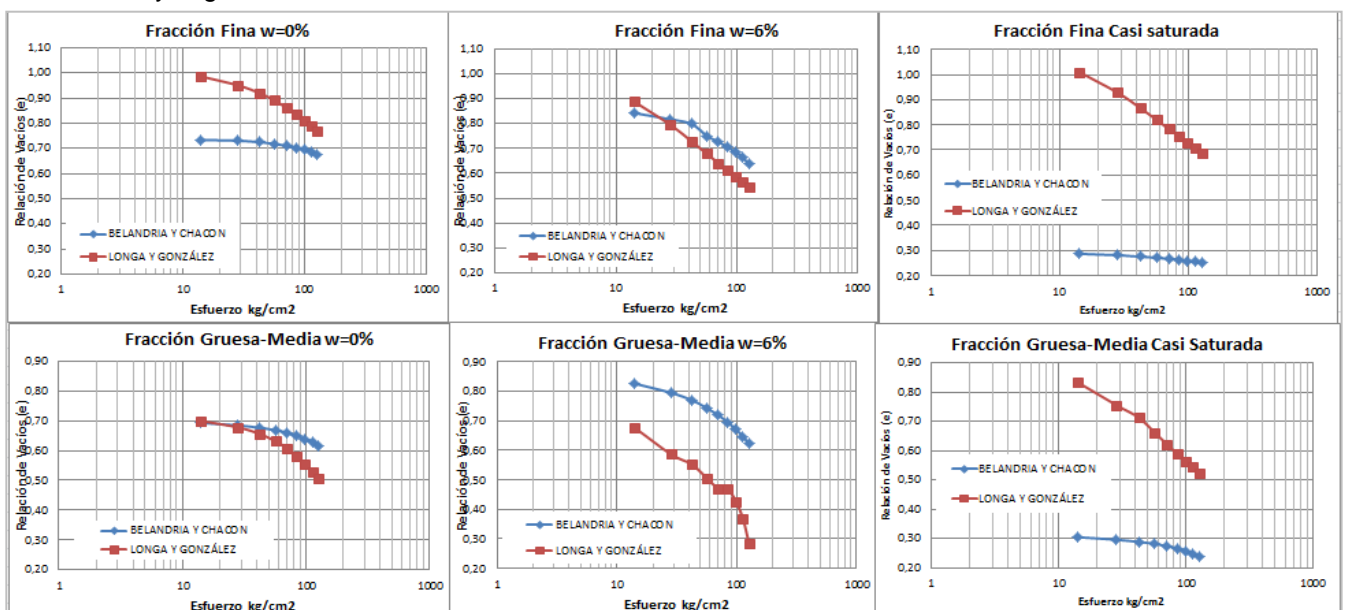


Figura 14: Comparación de la arena silícea de yacimiento con la no silícea para las fracciones fina y gruesa-media impregnadas con agua a diferentes humedades

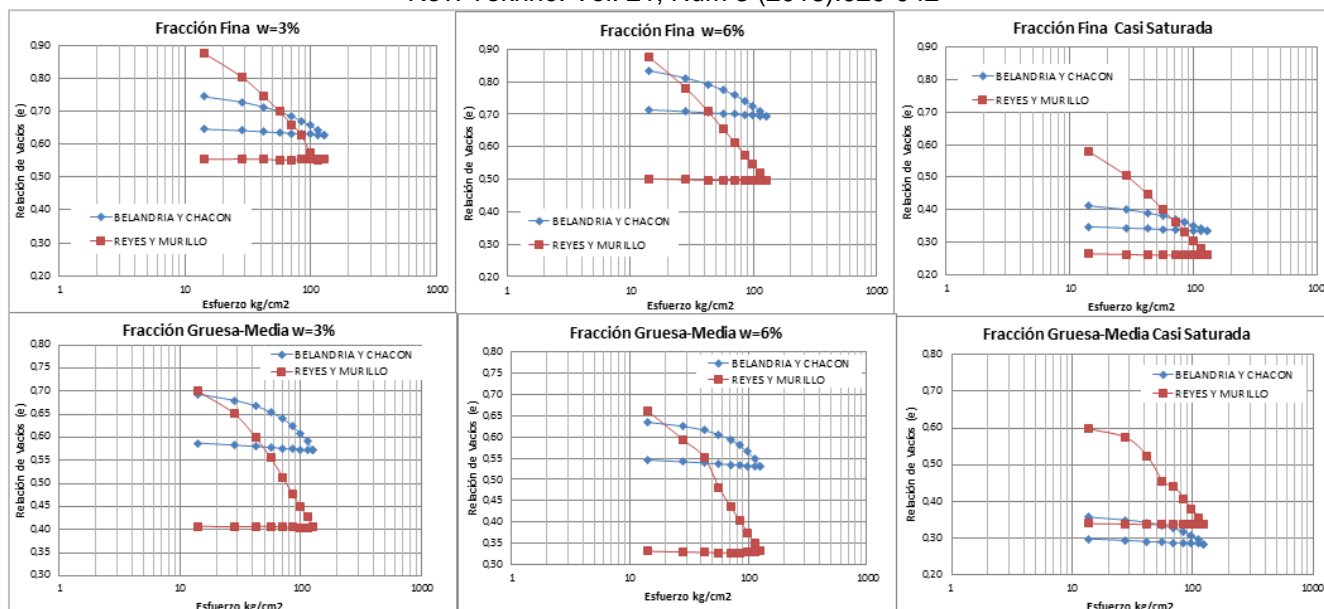


Figura 15: Comparación de la arena de yacimiento con la de construcción para las fracciones fina y gruesa-media

Tabla III: Comparación de las pendientes de compresibilidad entre el agua y el fluido viscoso con la arena no silícea

Contenido Humedad (w)	Agua			Fluido Viscoso		
	Completa	Media	Fina	Completa	Media	Fina
3%	-0.0033	-0.007	-0.0056	-0.0033	-0.008	-0.007
6%	-0.0032	N/A	-0.005	-0.0033	-0.0085	-0.008
Casi Saturado	-0.003	-0.006	-0.005	-0.0035	-0.008	-0.0096

Tabla IV: Comparación de las pendientes de cambio volumétrico entre agua y el fluido viscoso para la arena silícea de yacimiento

Humedad	Agua			Fluido Viscoso		
	Completa	Media	Fina	Completa	Media	Fina
0%	-0.003458	-0.004445	-0.003864	-0.003458	-0.004445	-0.003864
3%				-0.005177	-0.008718	-0.006098
6%	-0.005508	-0.014358	-0.013120	-0.005333	-0.008376	-0.006145
Casi Saturada	-0.002091	-0.005508	-0.001354	-0.003788	-0.006960	-0.003976

Comenzaremos el análisis con la fracción fina de la arena no silícea de la Tabla III. La compresibilidad de dicha fracción es mayor con el fluido viscoso para las dos humedades mostradas en la Tabla III. Para las fracciones medias la compresibilidad es mayor con el fluido viscoso que con el agua para la condición casi saturada. No se cuenta con valores comparables para 6% de humedad. Para la arena completa las compresibilidades son comparables con ambos fluidos para ambas humedades.

Para la fracción fina de la arena silícea de la Tabla IV. La compresibilidad de dicha fracción es mayor con el agua para el 6% de humedad que con el fluido viscoso. No obstante, para la condición casi saturada, la compresibilidad es mayor con el fluido viscoso que con el agua. Véase la Tabla III. Para las fracciones medias sucede algo parecido, la compresibilidad de dicha fracción es mayor con el agua para el 6% de humedad que con el fluido viscoso. No obstante, para la condición casi saturada, la compresibilidad es mayor con el fluido viscoso que con el agua. Véase la Tabla III. Para la arena completa las compresibilidades son

mayores con el fluido viscoso que con el agua para ambas humedades.

De nuevo, la granulometría y el contenido de humedad influyen de manera no predecible en el patrón de compresibilidad de las arenas debido a lo complicado del proceso de fracturamiento de los granos y su reacomodo durante el proceso de incremento de carga. Si atendemos ahora a la compresibilidad de ambas arenas en presencia de diferentes humedades de los dos fluidos en las Tablas III y IV vemos que la fracción fina de la arena no silícea se comprime más para ambas humedades con ambos fluidos, excepto para el 6% de humedad con agua, para cuya condición la arena silícea se comprime mucho más que la no silícea. Véase las Tablas III y IV.

Para la fracción media, se tiene que las compresibilidades son bastante parecidas para los valores de humedad disponibles excepto para la casi saturada con el fluido viscoso en cuyo caso la arena no silícea se comprime más que la silícea. Véanse las Tablas III y IV.

Finalmente, para la arena completa, la compresibilidad de la arena silícea es mayor para 6% de humedad con ambos fluidos. Para la condición casi saturada tenemos que las compresibilidades son muy parecidas para la

condición casi saturada con el fluido viscoso, pero con el agua la compresibilidad es mayor para la arena no silícea en esa misma condición casi saturada.

En resumen, la compresibilidad no es un parámetro directamente asociable con la resistencia de los granos, pues la granulometría y el contenido de humedad influyen de tal manera que no permiten establecer un patrón único en dicho comportamiento.

IX. COMPARACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD HIDRÁULICA, K, DE AMBAS ARENAS

En la tabla V, se incluyen los valores de las

conductividades hidráulicas para las condiciones finales de algunos de los ensayos con las distintas fracciones de ambas arenas. La intención es indicar el orden de magnitud que toma dicho parámetro al final de los ensayos una vez que ha ocurrido el fracturamiento de los granos. Nótese que existe una marcada diferencia entre los valores calculados con el agua y con el fluido viscoso ya que la viscosidad influye directamente en las ec. 2 y 3. Esto dificulta establecer cuanto se afecta la conductividad hidráulica por el fracturamiento de los granos.

Tabla V: Comparación de la conductividad hidráulica, K, de la arena silícea de yacimiento y la arena no silícea, para distintas fracciones y fluidos

		K (cm/seg)			
		Arena de silícea-Yacimiento		Arena no silícea	
		Gruesa-Media	Fina	Media	Fina
Agua	W=6%	1.264E-01	1.62E-02	1.60E-02	7.5E-03
	Casi Saturada	1.09E-02	1.4E-03	3.40E-02	1.17E-02
Fluido Viscoso	W=6%	3.14E-04	6.36E-05	7.000E-05	2.400E-05
	Casi Saturada	6.51E-05	8.51E-06	7.700E-05	4.000E-06

Considerando lo anterior se ha preparado la Tabla VI, en la cual se incluye la variación relativa con respecto al valor inicial de la conductividad hidráulica para la mayoría de los ensayos realizados. Se observa en la Tabla 6, que los cambios en la conductividad hidráulica son muy superiores y de casi un orden de magnitud, para la mayoría de los ensayos realizados en la arena no silícea con ambos fluidos. Es decir, el fracturamiento es definitivamente más importante que la viscosidad para esta arena.

Para la arena silícea, los cambios son mayores para el fluido viscoso que para el agua. En este caso, ambos factores son importantes y se debe considerar el nivel

de fracturamiento con la viscosidad del fluido para establecer el cambio relativo que experimentará esta arena. De hecho, las variaciones están entre el 12% y el 57% para el agua, mientras que para el fluido viscoso el rango de variación está entre 28% y 58%, con lo cual el mismo es menor que para el agua. Esto se debe a que la resistencia de los granos de la arena silícea es bastante mayor que la de la otra arena y la fracturabilidad ya se describió como difícil de describir con un patrón de comportamiento debido a lo complejo del fracturamiento por el efecto de los meniscos del fluido y su viscosidad.

Tabla VI: Cambio relativo de la conductividad hidráulica, ΔK (%), de la arena silícea de yacimiento y la arena no silícea, para distintas fracciones y fluidos con diferentes viscosidades

		Cambio relativo de onductividad hidraulica, ΔK (%)					
		Arena silícea-yacimiento			Arena no silícea		
		Completa	Gruesa-Media	Fina	Completa	Gruesa-Media	Fina
Agua	w=3%	/	/	/	-94	-91	-92
	w=6%	-13	-57	-40	-95	-94	-90
	Casi saturada	-12	-55	-26	-99	-70	-83
Fluido Viscoso	w=3%	-34	-47	-28	-91	-96	-89
	w=6%	-45	-50	-29	-90	-97	-92
	Casi saturada	-41	-37	-39	-90	-97	-98

X. APLICACIONES EN LA ESTIMACIÓN DEL FRACTURAMIENTO DE LOS GRANOS DURANTE EL PROCESO DE PRODUCCIÓN

La producción de un yacimiento es un proceso complejo que se ve influenciado por el tamaño de la fracción de arena dominante en el yacimiento debido al arrastre a medida que progresa la explotación y el contenido de humedad de dicha fracción de arena. A continuación, se describe muy brevemente el cambio en las condiciones del yacimiento a fin de mostrar lo complejo del mismo, particularmente, en relación con la apropiada selección de los parámetros de conductividad hidráulica.

Primeramente abordaremos lo relativo a la presión del yacimiento. Como al conectar un yacimiento con la presión atmosférica se produce un flujo de petróleo hacia la superficie y, además, dicha presión se mantiene por algún tiempo después de estar en producción, es posible asumir que la presión del yacimiento será muy cercana al esfuerzo total vertical. A efectos de esta discusión supondremos una vez iniciada y mantenida la explotación por un tiempo no muy largo hasta lograr estabilizarla, la presión de poros "u" en el yacimiento será aproximadamente 80% de la presión total, con lo cual, el esfuerzo efectivo vertical

sería de aproximadamente el 20%. En la Tabla VII se incluyen algunos valores típicos de esfuerzos para un yacimiento a una profundidad de 800 m. De acuerdo con lo asumido antes el esfuerzo efectivo en los granos de arena cambiará de unos 35 kg/cm² a 176 kg/cm² una vez que se haya agotado la presión del yacimiento con los años.

A medida que comienza a bajar la presión del yacimiento, comenzará a aumentar el esfuerzo efectivo en los granos de arena y cuando se alcance el punto de fracturamiento correspondiente a la mineralogía y tamaño de granos de la arena del yacimiento, estos comenzarán a fracturarse, con lo cual disminuirá la conductividad hidráulica. Es decir, a medida que es explotado el yacimiento la conductividad hidráulica comienza a disminuir.

Ahora bien, en la primera etapa de producción se debe evaluar la conductividad hidráulica con la granulometría original del yacimiento. Luego, al incrementar el esfuerzo efectivo en la arena con los granos casi totalmente impregnados de fluido y la presión pasando de los 56 kg/cm², se debe estimar la fracturabilidad de los granos con base en los resultados mostrados acá como casi saturados y de allí la nueva conductividad hidráulica a utilizar en las estimaciones de producción.

Tabla VII: Estimación de la presión de los fluidos y los esfuerzos efectivos en la arena del yacimiento

Esfuerzos en el yacimiento		Estimación de "u"	
		$\text{Sigmv}_t = \text{Sigmv}' + u$	
PU corteza=	2200 kg/m ³	Presión hidrostática=	800.000 kg/m ²
Prof yacim=	800 m	Presión hidrostática=	80 kg/cm ²
Sigmv _t =	1.760.000 kg/m ²	Presión poros inicial, "u"=	141 kg/cm ²
Sigmv _t '=	176 kg/cm ²		
Sigmv _v '=	35 kg/cm ²		

Con el tiempo, en algunas zonas del yacimiento comienza a reducirse la cantidad de petróleo contenido entre los granos de la arena dejando zonas "mojadas" con humedad distinta a la de saturación y con cavidades similares a las que se desarrollan en las muestras preparadas con diferentes humedades. En consecuencia, la fracturabilidad debe ajustarse nuevamente tomando en cuenta las condiciones parcialmente saturadas de la arena para estimar la conductividad hidráulica correspondiente. Este mismo proceso sucede tanto en la parte superior del yacimiento donde está el crudo y el gas, como en la inferior donde está el agua. No obstante, es bueno tener presente que los patrones de fracturabilidad son diferentes en ambas zonas del yacimiento.

Como se ve, éste es un proceso dinámico que requiere ir ajustando la conductividad hidráulica con el tiempo pues tanto la fracturabilidad de la arena como la conductividad hidráulica dependen de ambos, la humedad presente en la arena y el nivel de esfuerzos efectivos. Es muy importante tener en mente que cada yacimiento tiene una granulometría diferente la cual tiene un comportamiento particular con los esfuerzos confinantes, según se evidencia de los resultados de los experimentos mostrados en este artículo. El uso de patrones de fracturabilidad obtenidos con las muestras de arena seca al horno serán marcadamente diferentes

de los reales dependiendo de la naturaleza de los granos de arena, la fracción que predomine durante la explotación y el nivel de humedad de los granos con el fluido correspondiente en las distintas zonas del yacimiento.

Finalmente, en un yacimiento con arena bien gradada puede haber arrastre de las fracciones finas de la arena, particularmente en las primeras etapas de producción, lo cual también incide en la fracturabilidad de los tamaños de la arena que permanece en el yacimiento. Los conceptos anteriores aplican también para los casos de producción secundaria con inyección de agua. En esos casos, la adecuada estimación de la fracturabilidad de los granos depende de su estado de "mojabilidad" o humedad estimada para ese momento.

XI. CONCLUSIONES

El patrón de fracturamiento para las fracciones de ambas arena no silíceas y silíceas de yacimiento en presencia de diferentes humedades de dos fluidos con distintas viscosidades es complejo y no sigue un patrón específico con la viscosidad o con el contenido de humedad. Esto indica que las interacciones de las fuerzas de los meniscos con los granos y la estructura de la arena causada por la humedad influyen de manera no predecible directamente en el fracturamiento a distintas presiones de las fracciones

de esa arena. Adicionalmente, el fracturamiento de la arena silíceo es más complejo que el de la arena no silíceo.

La naturaleza del fluido presente en los vacíos de la arena y el contenido de humedad de la arena con dicho fluido cambian el patrón de fracturabilidad de los granos al aumentar la presión. Es posible entonces inferir que la conductividad hidráulica de la arena se ve afectada por esas mismas variables, es decir, la viscosidad del fluido y el contenido de humedad de la arena con dicho fluido. Por ende, utilizar parámetros de fracturabilidad obtenidos con arenas secas sin impregnación puede conducir a errores significativos en las estimaciones de las granulometrías, las relaciones de vacíos y las conductividades hidráulicas de arenas de yacimientos.

De la misma manera, se evidencia que las conductividades hidráulicas son distintas en las zonas del yacimiento (petróleo y de agua), no solo por la viscosidad de los fluidos sino por la fracturabilidad de los granos en cada una de esas zonas. Dicha fracturabilidad depende de la humedad de los granos a medida que se explota el yacimiento. Si bien la estructura de la arena en los ensayos está íntimamente relacionada con el contenido de humedad al preparar la muestra, también se sabe que el arrastre de arena durante la explotación del yacimiento genera patrones de porosidad y relación de vacíos que estarán asociados con la humedad producto del fluido que se mantiene en contacto con los granos. En consecuencia, los patrones en este artículo pueden considerarse representativos de las condiciones de los yacimientos a medida que progresa la explotación de los mismos.

En relación con la naturaleza del grano, es decir su resistencia, vemos que en general los granos de la arena no silíceo se fracturan más que los granos de la arena silíceo, tal como era de esperarse.

De nuevo, la naturaleza de los granos, su granulometría y el contenido de humedad, además de la viscosidad del fluido influyen de manera no predecible en el patrón de compresibilidad de las arenas debido a lo complicado del proceso de fracturamiento de los granos y su reacomodo durante el proceso de incremento de carga.

Los cambios en la conductividad hidráulica son mucho más grandes (casi un orden de magnitud), para la mayoría de los ensayos realizados en la arena no silíceo con ambos fluidos. En otras palabras, el fracturamiento es mucho más importante que la viscosidad para esta arena. Para la arena silíceo, sin embargo, ambos factores son similarmente importantes y se debe considerar el nivel de fracturamiento con la viscosidad del fluido para establecer el cambio relativo que experimentará esta arena. De hecho, las variaciones están entre el 12% y el 57% para el agua, mientras que para el fluido viscoso el rango de variación está entre 28% y 58%. Como se ve, el cambio relativo con el fluido viscoso es menor que para el agua para la arena silíceo de yacimiento. Esto se debe a que la resistencia de los granos de la arena silíceo es bastante mayor que la de la otra arena. Esto conduce a menor fracturabilidad aunque su patrón es difícil de describir con un patrón único. La influencia de los meniscos del fluido entre los granos es significativa

para los cambios en la conductividad hidráulica. En efecto, los cambios de conductividad hidráulica con el fluido viscoso resultaron mayores que con el agua para la arena silíceo de yacimiento.

XII. REFERENCIAS

- [1] Lambe, T.W. and Whitman, R.V., Soil Mechanics, Wiley, 1969.
- [2] Das, B. and Sobham, K., Principles of Geotechnical Engineering, CENGAGE Learning, 8th Edit, 2012.
- [3] Echezuría, H., Cantillo, C. y Lira, M., "Compactación De Arenas Limpias Bien Gradadas Con Distintos Contenidos De Humedad", en Tekhné, Vol. 15, UCAB 2014.
- [4] González, J. y Longa, J., Caracterización De Tres Muestras Diferentes De Arenas Mediante El Ensayo De Consolidación Unidimensional A Altas Presiones, Trabajo Especial de Grado, Ingeniería Civil, UCAB, Nov. 2013.
- [5] Murillo Alice y Andreina Reyes., Influencia De La Viscosidad Del Fluido En El Fracturamiento Y La Conductividad Hidráulica De Arenas Sometidas A Altas Presiones, Trabajo Especial de Grado, Ingeniería Civil, UCAB, Jul. 2014.
- [6] Chacón Anabel y Belandria Yaneiska, M., Cambios En La Conductividad Hidráulica De Las Arenas De Yacimiento Para Distintos Fluidos, Trabajo Especial de Grado, Ingeniería Civil, UCAB, Oct. 2014.
- [7] Biscontin, G., Cola S., Pestana, J. M. and Simonini, P., "Unified Compression Model for Venice Lagoon Natural Silts", Journal Of Geotechnical And Geoenvironmental Engineering, ASCE, Vol. 133, No. 8, pp 932-942, August 2007.