

# Construcción y caracterización de sand packs

## Construction and Characterization of sand packs

Abraham, Facundo\*, González, Esteban, Frigerio, Malvina  
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional del Comahue  
Buenos Aires 1400, Neuquén, Argentina  
\*acucipo@hotmail.com

### Resumen

*El objetivo de este trabajo fue el de analizar los detalles de construcción de muestras tipo sand pack, su utilización en ensayos petrofísicos de laboratorio y presentar una propuesta de sistematización del armado, operación y propiedades de este tipo de muestras. Si bien las muestras tipo sand pack son muy utilizadas en los laboratorios de petrofísica como alternativa a las muestras de pozo o bien para estudios de simulación, hay escasa información sobre alguna metodología que describa su armado o alguna caracterización petrofísica relacionada a su textura, granulometría, heterogeneidad, etc. En vista de esto se realizó una búsqueda bibliográfica y un análisis de los trabajos consultados, tanto en los procedimientos del armado, en los escasos casos en que se aportó el dato, como en su utilización y resultados. Posteriormente se construyeron en el laboratorio cinco muestras de sand pack de distinta granulometría empleando una arenisca extraída de un pozo productor de petróleo impregnada con hidrocarburo. Los cinco sand pack se caracterizaron a través de la medición y cálculo de sus propiedades petrofísicas básicas, porosidad, permeabilidad y densidad de gran. Posteriormente se calcularon la tortuosidad y los Indicadores de Unidad de Flujo: RQI (Índice de Calidad de Yacimiento) y FZI (Índice de Zona de Flujo), como parámetros de evaluación de su heterogeneidad. Los ensayos se llevaron a cabo en el laboratorio CEPCom (Centro de Estudios Petrofísicos del Comahue) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue.*

**Palabras clave:** Sand pack, armado, caracterización, heterogeneidad, unidad de flujo.

### Abstract

*The aim of this study was to analyze the details of construction of sand pack samples used in petrophysical laboratory tests and submit a proposal for systematization of construction, operation and properties of these samples. Sand pack samples are widely used in petrophysical laboratories as an alternative to well samples or for simulation studies, but little is known about construction methodology or petrophysical characterization of texture, grain size, heterogeneity, etc. We conducted a literature search and analysis of procedures when data was provided. Five sand pack samples were constructed in our laboratory with different granulometry using a sandstone from an impregnated core. Sand packs were characterized through basic petrophysical properties, porosity, permeability and grain density. Heterogeneity of sand packs was tested through Tortuosity and Flow Indicators Units, RQI (Reservoir Quality Index) and FZI (Flow Zone Index). These indexes were calculated for each one. The tests were conducted in CEPCom laboratory (Comahue Petrophysics Studies Center), Faculty of Engineering, Comahue National University.*

**Key words:** Sand pack, construction, characterization, heterogeneity, unit flow.

### 1 Introducción

El entendimiento de los principios que gobiernan el movimiento de las fases líquidas en el subsuelo es esencial en los yacimientos de hidrocarburos. Los flujos multifásicos son tradicionalmente estudiados en laboratorio con muestras reales extraídas de testigos corona (plugs) o con muestras denominadas “sintéticas”: bereas y sand pack. A diferencia de los plugs y bereas, los sand pack permiten aislar varia-

bles para poder estudiar los efectos de las homogeneidades y/o heterogeneidades, como por ejemplo la cementación, el contenido de arcillas, presencia de sales, material orgánico, minerales, etc. Se realizó una extensa recopilación bibliográfica con énfasis en los trabajos donde se utilizan muestras o modelos físicos tipo sand pack para realizar ensayos de laboratorio. Se encontró que en la mayor parte de los trabajos no se explicitan las características de su textura, granulometría y heterogeneidad, las que gobiernan sus propiedades petrofísicas. Además, en la mayoría de estos informes no se proporcionan los detalles de construcción y

operación de este tipo de muestras. (Abraham 2012).

Debido a que los sand pack muestran un alto grado de variabilidad tanto en las condiciones de los ensayos como en los materiales utilizados, se intenta en este trabajo realizar una sistematización de su preparación y medición de las propiedades petrofísicas. Se construyeron y ensayaron cinco tipos de sand pack de diferente granulometría y se comparó su textura con las propiedades petrofísicas de cada uno de ellos. Se sugiere además la aplicación del cálculo de los índices de unidad de flujo: RQI (Reservoir Quality Index/Índice de Calidad de Yacimiento), FZI (Flow Zone Index/Índice de Zona de Flujo) (Amaefule, y col., 1993) y HT (Tiab flow unit characterization /Caracterización de unidad de flujo de Tiab) como un parámetro de evaluación de su heterogeneidad. (Tiab y col., 2004)

## 2 Generalidades de los sand pack

Un sand pack es un cuerpo o agregado de material compactado, generalmente de tamaño arena (0.0525 mm a 2 mm) con proporciones variables de material fino (0.0075 mm a 0.0525 mm), construido a partir de material “artificial” o un material “natural” consolidado o friable proveniente del mismo yacimiento a estudiar o similar. Su aplicación es muy amplia. En la industria de los hidrocarburos, se utilizan principalmente para modelar en laboratorio la heterogeneidad litológica de los yacimientos y su interacción con los fluidos presentes, las soluciones inyectadas y/o los microorganismos (bacterias) indígenas o alóctonas. Se trata de intentar reproducir en laboratorio los efectos de esta heterogeneidad, causante de canalizaciones y pérdidas de eficiencia en los barridos, durante los procesos de inundación. Otra aplicación muy frecuente es durante el diseño de proyectos de recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR) para evaluar la retención de los químicos y/o polímeros inyectados, su capacidad de aumentar la recuperación de petróleo, etc. Esta técnica de modelización permite la elección de las mezclas químicas más eficaces y la mejor estrategia de inyección para los yacimientos de petróleo.

A pesar de que los sand pack no duplican algunas características del material “real” como el grado de compactación, la permeabilidad, etc. son diseñados como una guía para futuros estudios con plugs y como un sistema muy exitoso para la obtención de datos a ser aplicados en el desarrollo de un yacimiento.

A diferencia de las bereas, los sand pack permiten modelar en el laboratorio una mayor variedad de condiciones de la roca almacén y operacionales, lo que posibilita contar con más información para la implementación en el campo del sistema de recuperación bajo estudio.

La construcción de un sand pack es fácil, rápida y económica y a diferencia de los plugs o testigos de pozo, no presentan algunos de los problemas asociados con estas muestras como la preservación, el hecho de ser una muestra única, la alta inversión de capital, los requerimientos de

equipos especializados, etc. En cambio, tienen grandes ventajas para muchos ensayos que se realizan por duplicado, en paralelo o de manera secuencial, a diferentes temperaturas o caudales de inyección, para la inyección de diferentes soluciones, aguas y petróleos, etc. Además permiten realizar un gran número de ensayos simultáneos con las variables necesarias en una serie de pruebas de recuperación de petróleo. Tal versatilidad y ventajas no son posibles con la utilización de plugs. Aunque su tamaño varía de acuerdo a las necesidades, los sand pack se suelen construir de 152 mm de largo y 38 mm de diámetro para su utilización en celdas de empaquetamiento triaxiales.

Según sea el modelo de yacimiento que se quiera representar pueden ser construidos como homogéneos, heterogéneos o canalizados. Un ejemplo es la realización de ensayos de flujo sobre sand pack canalizados para estudiar la eficiencia volumétrica de barrido en yacimientos heterogéneos de petróleo pesado (Ma y col., 2007). En este trabajo se propone esta técnica experimental para volver a evaluar la efectividad de las mezclas de químicos elegidas durante el proceso de selección (screening), presentándola como una herramienta confiable para la implementación a escala de campo de los proyectos de recuperación terciaria en este tipo de yacimientos.

En la bibliografía consultada se describen otras aplicaciones como la utilización de muestras construidas con Teflon (mojante al petróleo), alumina (mojante al agua) y acero inoxidable (mojabilidad intermedia) para estudiar las curvas de permeabilidad relativa del sistema petróleo-agua (Lefebvre du Prey 1973), la construcción de muestras compactadas de polvo de teflón para inyectarlas y estudiar las características del flujo y la retención de polímeros (Dominguez y col., 1977), construcción de un sand pack con un 5% en peso de montmorillonita para estudiar su estabilización con el uso de poliacrilamidas y soluciones de distinta salinidad (Zaitoun y col., 1996), estudio del efecto del tamaño y geometría del grano sobre la saturación residual de petróleo después de una inyección de agua (Yunan 2008), ensayos de métodos microbiológicos aplicados a la recuperación mejorada de petróleo (Hitzman y col., 2003), estudio de la utilización de ultramicrobacterias (UMB) para evitar la canalización durante los procesos de recuperación secundaria (Cusack y col., 1992), investigación experimental del flujo de espuma en medios porosos homogéneos y heterogéneos (Apaydin y col., 1998).

## 3 Reseña de las metodologías utilizadas en los ensayos con sand pack

En los ensayos de barrido o inyección se utilizan celdas metálicas de forma cilíndrica, huecas, con una camisa de goma radialmente deformable que se ubica en el interior de las mismas. Los sand pack se empaquetan en el interior de esta camisa, sellada en los extremos y con conexiones por las que el fluido presurizado puede ser inyectado dentro de la muestra en una cara y descargado desde la otra cara.

En el espacio anular que queda entre la celda metálica y la camisa se coloca otra conexión para inyectar fluido para presurizar radialmente la muestra. Se utilizan varias conexiones en las paredes de la celda en comunicación con la camisa con dispositivos de medición como sondas de presión. Antes de cada prueba, la celda debe ser limpiada con un solvente por ejemplo "Varsol" o Acetato de Etilo, luego enjuagada con agua caliente hasta quedar limpia y libre de solventes y finalmente secada al aire. En el caso de realizar varios sand pack y para asegurar las mismas propiedades como por ejemplo la humectabilidad, se suele utilizar un tipo de material de características conocidas como la arenisca Ottawa o U.S. Silica (Ma y col., 2007).

Es importante, previo a realizar el empaquetado del material, asegurarse de que todas las superficies (celda, líneas de conexión, material de la muestra etc.) queden limpias y libres de detergentes y/o solventes.

Uno de los problemas más difíciles a resolver durante el empaquetamiento del sand pack en las celdas es que el material quede distribuido uniformemente de manera que la muestra resulte lo más homogénea posible sin zonas o puntos concentrados de partículas de diferentes tamaños de malla. La vibración es el método más ampliamente aplicado para empaquetar arena. La celda se posiciona verticalmente y se conecta a un vibrador neumático durante un determinado tiempo para garantizar un paquete compacto, asegurar una densidad homogénea y evitar la formación de heterogeneidades o capas de distinta granulometría. Muchas veces no se llega a tener éxito debido a la decantación de finos por el efecto gravitatorio. La compactación por vibración puede realizarse en dos etapas, la primera mientras se va llenando la celda a bajas revoluciones y la segunda una vez completado el llenado, a altas revoluciones por dos horas. Otra metodología consiste en compactar, luego de haber llenado completamente la celda, durante 20 minutos. Menos frecuentemente se compacta mediante la aplicación de un flujo de agua de saturación por ambos extremos.

La bibliografía muestra que la forma de preparación previa del material y la construcción de los sand pack varían de acuerdo a su utilización. A continuación se presenta un resumen de algunos trabajos consultados, los pasos y tratamientos previos que se realizaron al material y en algunos casos la metodología de empaquetamiento. Estos procedimientos se aplicaron tanto a sand pack homogéneos como heterogéneos.

**Aplicación 1: Efecto del tamaño y geometría del grano sobre la saturación residual de petróleo después de una recuperación secundaria.** (Dale y col., 1949)

**Preparación:** La arena fue previamente lavada y secada antes de su empaquetado con ácido clorhídrico para remover sales (particularmente aquellas de hierro) y deshacerse de partículas finas, seguido por un baño de agua destilada hasta que no se detectaron cloruros. El material orgánico no removido se destruyó mediante el calentamiento de la arena en un horno a temperaturas de aproximadamente 426°C (800°F). Los finos (partículas menores a 0.062 mm) se ta-

mizaron antes de cargar el núcleo de arena

**Aplicación 2: Simulación de canales de distinta permeabilidad para recuperación mejorada de petróleo.** (Wu y col., 2011).

**Preparación:** La celda (llena con agua de formación) se conectó verticalmente a un vibrador neumático y la pantalla o canal se posicionó en el centro de la celda. Las arenas se cargaron paso a paso para llenar la celda. Primero, se añadió la arena gruesa (> 0.5 mm) en el canal o pantalla, y luego se añadió la arena fina (0.125 a 0.25 mm) en el espacio anular entre la pantalla y la celda. Después del vertido de la arena se encendió el vibrador neumático a una velocidad lenta por más de 20 minutos para asegurar un paquete apretado. Luego se continuó vibrando a una velocidad relativamente alta durante 2 horas.

**Aplicación 3: Inundaciones en sand pack con agua carbonatada.** (Dong y col., 2011).

**Preparación:** Se realizó un lavado y secado de la arena antes de su empaquetado, con el fin de separar las partículas finas (menores a 0.125 mm). Se empaquetó por flujo de agua de saturación por ambos extremos.

**Aplicación 4: Recuperación mejorada de petróleo por reanimación ultramicrobacterial,** (Cusack y col., 1992).

**Preparación:** La arena (> 0.125 mm) se filtró y calentó en un horno a temperaturas de aproximadamente 850 °C durante 4 horas para remover y eliminar el material orgánico u otro material que pudiera estar presente (como la piritita de hierro y las arcillas fusibles) y para esterilizar la arena.

**Aplicación 5: Flujo de espuma en medios porosos homogéneos y heterogéneos,** (Li y col., 2006).

**Preparación:** El empaquetado de arena se hizo con un vibrador neumático a medida que se vertía la arena en la celda. No se interrumpieron las vibraciones durante el proceso vibratorio.

En el caso de que se requiera representar canales o zonas de alta permeabilidad se deben diseñar sand pack canalizados. Ma y col., (2007) determinaron la mezcla óptima a inyectar en un yacimiento basándose en una serie de resultados de pruebas en sand pack homogéneos, realizaron luego la inundación química en un sand pack canalizado para probar la eficacia de esta mezcla en yacimientos heterogéneos. La Fig. 1 muestra fotos del sand pack canalizado a medio empaquetar (A) y los canales o zonas de alta permeabilidad (B) contruidos con arena gruesa (0.42 mm a 0.25 mm) empaquetada en el canal y arena fina (0.149 mm a 0.125 mm) colocada en el anular entre la pantalla y las paredes de la celda. En este trabajo el sand pack canalizado fue construido de manera que se permitió la comunicación de los fluidos entre las zonas de alta y baja permeabilidad durante el proceso de desplazamiento. Si se quiere evitar el flujo cruzado, se debe colocar dentro y/o por fuera del canal de alta permeabilidad una barrera constituida por una camisa de teflón termo contraíble (Apaydin y col., 1998).

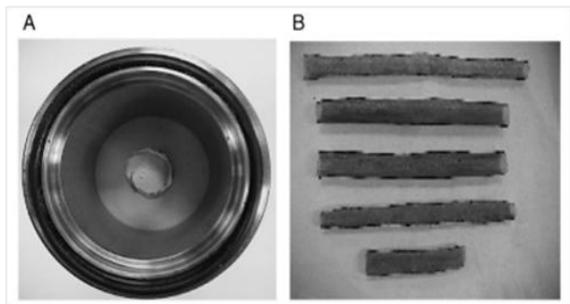


Fig. 1. Fotografías de un sand pack canalizado. A: a medio empaquetar, B: canales de alta permeabilidad, (Ma,Dong y col., 2006)

Una vez completado el ensayo, se retiraron las tapas de los extremos de la celda y se tomaron fotos de las áreas transversales del sand pack cerca de los dos extremos para comparar visualmente las distribuciones de la saturación de petróleo residual en el canal y en el anillo. Se pudo observar que la saturación de petróleo en el canal fue mucho menor que en el anillo lo que confirmó la existencia de fenómenos de canalización de agua.

#### 4 Construcción y caracterización de muestras de sand pack

Para estudiar las propiedades petrofísicas de los sand pack y poder caracterizarlos, se procedió a preparar en nuestro laboratorio tres tipos de material de diferente granulometría: material fino (menor a 150  $\mu\text{m}$ , arena fina a muy fina), medio (150 a 300  $\mu\text{m}$ , arena fina a media) y grueso (300 a 600  $\mu\text{m}$ , arena mediana), Tablas 1 y 2.

Este material se obtuvo de un trozo friable de testigo corona compuesto por una arenisca impregnada en petróleo proveniente de un pozo productor de un yacimiento de la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina (profundidad 1035.55 a 1045.55 metros bajo boca de pozo). Para el armado de los sand pack se siguió el siguiente procedimiento:

**Molienda:** El material que se utilizó debido a la friabilidad del testigo, estaba disgregado, no obstante se realizó una “molienda” en forma manual utilizando un mortero de goma para desagregar los grumos aislados evitando que se produjera la rotura de los granos o clastos originales.

**Lavado:** El lavado de la muestra se realizó con un solvente orgánico (tolueno puro) mediante el método de Rall y Taliaferro (Fig. 2). El proceso consistió en un ciclo cerrado de evaporación - condensación del solvente que extrajo el petróleo por disolución.



Fig. 2. Lavado de la muestra. Método de Rall y Taliaferro

Se adaptaron los lavadores, utilizando probetas de lavado, y se colocaron en el interior de las mismas filtros con malla N° 100 (apertura 150  $\mu\text{m}$ ) con reborde de cinta de teflón para poder lavar la mayor cantidad de material friable posible en el menor tiempo, evitando el desplazamiento de los granos. El lavado se realizó durante 2 días con un total de 28 horas netas.

**Secado:** Posteriormente al lavado se procedió a secar la muestra en un horno a temperatura constante de 60 °C y humedad controlada, durante 26 horas en forma continua y sin interrupción.

**Tamizado:** Una vez seco, se tamizó el material con tres tamices para poder realizar varios sand pack de granulometría homogénea y heterogénea, Tablas 1 y 2.

Tabla 1. Mallas utilizadas

Malla	Apertura [ $\mu\text{m}$ ]	Numero de malla
MALLA 1	150	100
MALLA 2	300	50
MALLA 3	600	30

Tabla 2. Tamaño de grano obtenido por tamizado

Material	Tamices [ $\mu\text{m}$ ]	Tamaño de grano [ $\mu\text{m}$ ]
Arena Fina/muy fina	Malla 3, 2 y 1	Menores a 150
Arena Fina/Media	Malla 3 y 2	150 – 300
Arena Gruesa	Malla 3	300 – 600

**Armado:** Se construyeron cinco sand pack combinando las diferentes granulometrías obtenidas por tamizado. El método de armado fue por medio de vibraciones manuales (de 20 a 30 minutos) a medida que la arena se colocaba en la celda de trabajo. La Tabla 3 especifica las características granulométricas y dimensiones de cada sand pack.

Tabla 3. Características granulométricas y dimensiones

Sand Pack	Tipo Arena	Diámetro [mm]	Radio [mm]	Longitud [mm]
ARENA GRUESA	100% Arena Gruesa	37.768	18.884	83.173
MEZCLA 1	50% Arena Gruesa 50% Arena Media	37.768	18.884	74.720
MEZCLA 4	33.33% Arena Gruesa 33.33% Arena Media 33.33% Arena Fina	37.768	18.884	76.030
ARENA MEDIA	100% Arena Media	37.768	18.884	77.020
MEZCLA 2	50% Arena Gruesa 50% Arena Fina	37.768	18.884	73.520

### 5 Medición de las propiedades petrofísicas de los sand pack

Se midieron las propiedades de cada sand pack a condiciones standard (STD), la densidad de grano y su permeabilidad al líquido.

Para medir la porosidad STD de los sand pack se utilizó un Porosímetro de Helio marca Ruska Modelo 1060-861, modificado con conexión 230 VAC ± 10%, 50/60 Hz, 0,5 Amp. Cable con ficha europea y tierra y alimentación de helio 200-300 psi, con presión regulada ¼ NPT. Las mediciones se realizaron a temperatura constante.

La permeabilidad al gas STD se midió con un equipamiento que opera haciendo pasar gas nitrógeno a presión regulada a través de la muestra (de longitud y diámetro conocidos) empaquetada en una celda tipo Fancher con 200 psi de presión de confinamiento. La cara de salida de la muestra se mantuvo a presión atmosférica, un manómetro de precisión midió la diferencia de presión entre la cara de entrada y la de salida, y con la ayuda de un caudalímetro de burbuja conectado a la salida se determinó el caudal. Luego se calculó la permeabilidad aplicando la fórmula de Darcy.

Para saturar los sand pack y luego medir la permeabilidad al líquido, se utilizó Agua sintética denominada 2 API como sustituto del agua de formación, filtrada a 0.2 µm, su composición y propiedades físicas se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4. Composición y propiedades AGUA 2API

Composición	Propiedades Físicas
Para cada 1000 cm3 de solución:	ρ = 1.11 gr/cm3 a 25°C
150 gr. de Cloruro de Sodio (NaCl)	
11 gr. de Cloruro de Calcio (CaCl2)	μ = 1.29 cp a 25 °C
8.2 gr. de Cloruro de Magnesio (MgCl2)	

Para saturar los sand pack se hermetizaron mediante tapones metálicos, dejando una conexión a una bomba de vacío para eliminar el gas contenido en la muestra. Transcurrido el periodo de vacío ( 20 a 30 minutos), se incorporó el fluido de saturación (agua 2 API) a una presión hidrostática no muy elevada para evitar que el fluido se canalice y la saturación de la muestra no resulta completa. El tiempo de saturación fue de 40 a 120 minutos, dependiendo del volumen poral, granulometría y porosidad del sand pack.

La permeabilidad al líquido se midió sobre los sand pack limpios y bajo presión de sobrecarga o confinamiento. Para calcular la permeabilidad al líquido se utilizó la fórmula de Darcy para líquidos incompresibles.

$$K_{liq} = \frac{(W_{ll} - W_v) \cdot \mu \cdot 1000 \cdot L}{\rho \cdot A \cdot \Delta T \cdot \Delta P} \tag{1}$$

$K_{liq}$  = permeabilidad al líquido [mD]

$W_{ll}$  = peso de vaso lleno [gr]

$W_{vac}$  = peso de vaso vacío [gr].

$\rho$  = densidad del fluido inyectado [gr/cm3]

$\mu$  = viscosidad del fluido inyectado [cp].

$L$  = longitud del sand pack [cm].

$A$  = área de la sección transversal perpendicular a la dirección del flujo [cm2].

$\Delta T$  = tiempo de llenado del vasito [seg].

$\Delta P$  = diferencia de presiones en entrada y salida [atm].

### 6 Resultados de los ensayos petrofísicos realizados en los sand pack

En la Tabla 5 se presentan la porosidad obtenida y la densidad de la arena utilizada

Se realizaron 4 mediciones de la Permeabilidad al gas en cada sand pack, y se tomó el valor promedio para obtener un valor consistente. Se midió haciendo pasar un volumen de 45 cm3 de gas nitrógeno en cada medición, de viscosidad de 0.018 cp, en celda de empaquetamiento tipo Fancher con 200 psi de presión de confinamiento, 1 Atm de presión en cara de salida, y un área de 11,197 cm2. Se cal-

culó la  $K_g$  para cada ensayo y finalmente, se tomó un valor de  $K_g$  promedio para cada sand pack.

Tabla 5. Peso, volúmenes y porosidad de sand pack

Sand Pack	PSP [gr]	Vs [cm <sup>3</sup> ]	Vap [cm <sup>3</sup> ]	VP [cm <sup>3</sup> ]	$\phi$ [%]
ARENA GRUESA	142.9	53.7	93.1	39.4	42.4
MEZCLA 1	135.0	51.3	83.7	32.3	38.6
MEZCLA 4	136.0	50.2	85.1	34.9	41.1
ARENA MEDIA	130.5	49.0	86.2	37.2	43.2
MEZCLA 2	131.8	49.5	82.3	32.8	39.9

Las Tablas 6 y 7 muestran las mediciones del tiempo (t), caudal (q),  $p_t$  (presión) realizadas durante los ensayos y los valores de permeabilidad al gas ( $K_g$ ) calculados. Para cada sand pack se presenta además el valor de permeabilidad promedio ( $K_{gProm}$ ).

Tabla 6. Permeabilidad al gas para Arena Gruesa y Mezclas 1 y 4

Sand Pack	t [seg]	q [cm <sup>3</sup> /s]	$p_t$ [atm]	$K_g$ [D]	$K_{gProm}$ [D]
ARENA GRUESA	73.0	0.616	1.000236	33.90	33.90
	73.1	0.616	1.000236	33.80	
	73.0	0.616	1.000236	33.90	
	73.3	0.614	1.000236	33.70	
MEZCLA 1	40.4	1.114	1.000560	23.20	23.30
	40.2	1.119	1.000560	23.30	
	40.4	1.114	1.000560	23.20	
	40.0	1.125	1.000560	23.40	
MEZCLA 4	55.7	0.808	1.004176	2.20	2.31
	55.4	0.812	1.004176	2.30	
	55.1	0.817	1.004176	2.30	
	54.9	0.820	1.004176	2.30	

Durante este ensayo puede tardarse más tiempo para lograr la estabilidad debido a que si la  $S_w$  no es del 100%, el aire que queda en el sand pack se extrae junto con los efluentes lo que prolonga el tiempo de medición y estabilización. También se debe tener mucha precaución de que no ingrese aire al sand pack durante el proceso de conexión a la bomba de vacío utilizando una llave estranguladora manual conectada a la salida de la celda.

Se pudo determinar además que con un contenido del 30% de arena fina se disminuye considerablemente las permeabilidades tanto al gas ( $K_g$ ) como al líquido ( $K_w$ ) de los sand pack.

Tabla 7. Permeabilidad al gas para Arena Media y Mezcla 2

Sand Pack	t [seg]	q [cm <sup>3</sup> /s]	$p_t$ [atm]	$K_g$ [D]	$K_{gProm}$ [D]
ARENA MEDIA	73.0	0.616	1.000544	13.63	13.60
	72.7	0.619	1.000544	13.69	
	73.3	0.614	1.000544	13.57	
	73.4	0.613	1.000544	13.56	
MEZCLA 2	47.3	0.951	1.008517	1.27	1.28
	47.2	0.953	1.008517	1.28	
	47.2	0.953	1.008517	1.28	
	47.2	0.953	1.008517	1.28	

Tabla 8. Permeabilidad absoluta al líquido para cada sand pack

Sand Pack	$\Delta T$ [seg]	$\Delta p$ [atm]	$K_w$ [mD]	$K_w$ - Promedio [mD]
ARENA GRUESA	305.8	0.0140	6606.40	6527.90
	303.1	0.0140	6623.2	
	299.9	0.0140	6535.20	
	299.8	0.0140	6347.10	
MEZCLA 1	299.8	0.0240	2729.80	2734.50
	300.2	0.0240	2714.50	
	299.9	0.0240	2739.10	
	300.1	0.0240	2754.80	
MEZCLA 4	309.2	0.0157	549.90	537.60
	305.0	0.0157	529.80	
	300.5	0.0157	535.60	
	301.6	0.0157	535.20	
ARENA MEDIA	902.3	0.027	2406.10	2645.30
	502.0	0.027	2642.80	
	561.6	0.027	2765.50	
	406.6	0.027	2767.10	
MEZCLA 2	302.0	0.1378	6606.40	82.40
	299.8	0.1378	6623.20	
	300.1	0.1378	6535.20	
	299.9	0.1378	6347.10	

Posteriormente se midió la permeabilidad absoluta al líquido. Se realizaron 4 mediciones por muestra y se halló un valor promedio.

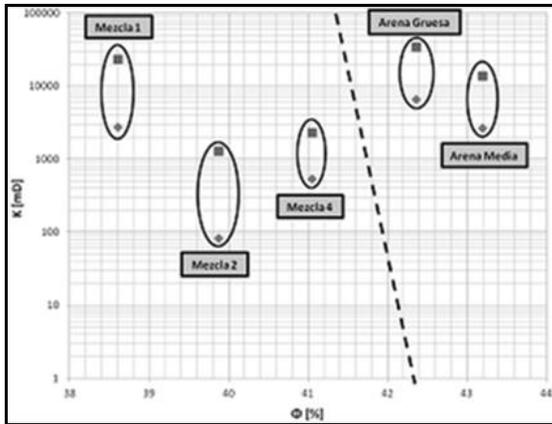


Fig.3 Relación Kw, Kg / Φ para cada sand pack. Kw (♦), Kg (■)

En la Fig. 3 se observa que los sand packs construidos a partir de una sola granulometría tienen valores de porosidad y permeabilidad mayores a los sand packs construidos con dos o tres granulometrías distintas, excepto en el caso de la Mezcla 1 (50% Arena Gruesa- 50% Arena Media) cuyos valores de permeabilidad son semejantes a los sand pack de granulometrías homogéneas. Existe también un aumento de la porosidad al disminuir el tamaño de grano en los sand pack homogéneos debido a que para un volumen fijo de un determinado grano, su equivalente volumétrico en granos de menor tamaño contendrá más espacios vacíos, aumentando de esta forma la porosidad en todo el medio. Los valores obtenidos para las Mezclas 2 y 4 muestran que la permeabilidad (tanto al gas como al agua) es también función de la uniformidad granular y del tamaño de grano.

**7 Cálculo de la tortuosidad (τ) y del factor de zonificación efectivo (KT)**

La tortuosidad es una propiedad geométrica del medio poroso que refleja la longitud de la trayectoria de flujo a escala microscópica. Cuanto más larga sea la trayectoria de flujo, mayor será la tortuosidad del medio. En este caso la tortuosidad se calculó a partir de dos correlaciones distintas, una estimación aproximada de la tortuosidad en función del factor de resistividad de la formación (Ekwere, 2007) (2) y la ecuación propuesta por Tiab y col., 2004 (3).

$$\tau = \phi \cdot F \tag{2}$$

$$\tau = \phi \cdot \left[ 1 + f_G \cdot \left( \frac{1}{\phi^m} - 1 \right) \right] \tag{3}$$

donde:

$f_G$ : factor de geometría interna del medio poroso.

$\phi$ : porosidad del medio poroso.

m: factor de cementación.

Considerando que el sand pack puede asimilarse al ca-

so de un medio compuesto por arena no consolidada, los factores de geometría interna y de cementación toman los valores de 1.49 y 1.09 respectivamente, por lo que la ecuación utilizada fue

$$\tau = \phi \cdot \left[ 1 + 1.49 \cdot \left( \frac{1}{\phi^{1.09}} - 1 \right) \right] \tag{4}$$

Para obtener un único valor de tortuosidad que sea consistente con ambas ecuaciones se calculó un promedio del valor obtenido por cada correlación.

En el cálculo de los factores de forma de poros, de zonificación efectivo y de índices de unidad de flujo se tuvo que utilizar un diámetro de grano promedio para cada sand pack, para ello se promediaron los valores extremos de los rangos de tamaño de grano que permite tamizar cada malla. Se consideró además que los granos de la arena utilizada se aproximan al modelo de granos del tipo esférico, por lo que el cálculo del área de superficie específica por unidad de volumen de grano se realizó teniendo en cuenta la Fig.4.

Forma de grano	Modelo	Valor de $S_{gv}$
		$9/d_g$
		$6/d_g$
		$6/d_g$
		$5/d_g$
		$4/d_g$
		$\pi$

Fig. 4 Consideraciones de Tiab para el  $S_{gv}$

Kozeny - Carman definieron una constante llamada factor de zonificación efectivo “ $K_T$ ” que cuantifica la medida en que un medio poroso se torna más complejo que un manajo de tubos capilares. Carman señaló que la constante  $K_T$  es en realidad una combinación compleja de dos variables: el factor de forma de los poros  $K_{ps}$  y la tortuosidad “ $\tau$ ”. Así,  $K_T$  es una función tanto de la forma y tamaño de cada poro y grano en particular, de su distribución y orientación relativa a la dirección general del flujo de fluido, tortuosidad, cementación y tipo de sistema poral (es decir, intergranular, intercrystalina, vugular o fracturada). El  $K_T$  se expresa (Tiab y col., 2004)

$$K_T = K_{ps} * \tau \quad (5)$$

donde:

Kps: factor de forma de los poros

$\tau$ : tortuosidad

### 8 Unidades de flujo. Cálculo de los Índices de calidad de reservorio

La metodología de zonificación de los yacimientos a través de las unidades de flujo fue definida por Amaefule y col. (1993) y se basa en que la mayoría de los yacimientos son en algún grado heterogéneos, no uniformes. Estas unidades de flujo se deben en parte a las heterogeneidades microscópicas que controlan la distribución de permeabilidad. Esta metodología permite realizar modelos de permeabilidad más ajustados ya que en cada yacimiento, cada unidad de flujo tiene relaciones petrofísicas únicas que la diferencian del resto.

En este trabajo se presenta la aplicación de esta metodología para definir y caracterizar las muestras de sand pack y su grado de heterogeneidad, tal como se realiza con las muestras de corona o plugs.

Amaefule y col, introdujeron el concepto de Índice de Calidad del Reservorio (RQI), teniendo en cuenta la distribución de los poros y granos, las dimensiones de las gargantas porales, y otros parámetros microscópicos de la roca almacén. Se define el RQI como:

$$RQI = \sqrt{\frac{K}{\phi}} = \frac{1}{S_{Vgr} \cdot \sqrt{K_T}} \cdot \left( \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right) \quad (6)$$

donde:

K: permeabilidad del medio poroso.

$\phi$ : porosidad del medio poroso.

$S_{Vgr}$ : área de superficie específica por unidad de volumen de grano

$K_T$ : factor de zonificación efectivo (constante)

$\phi_e$ : volúmen poral

$1 - \phi_e$ : volúmen de grano

El Índice de Zona de Flujo (FZI) que se define como

$$FZI = \frac{1}{S_{Vgr} \cdot \sqrt{K_T}} \quad (7)$$

donde:

$S_{Vgr}$ : área de superficie específica por unidad de volumen de grano

$K_T$ : factor de zonificación efectivo (constante)

RQI y FZI se expresan en micrómetros o  $\mu\text{m}$  También pueden expresarse como:

$$RQI = FZI \cdot \phi_z \quad (8)$$

Donde  $\phi_z$  es la relación del volumen poral al volumen de grano

$$\phi_z = \frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \quad (9)$$

donde:

$\phi_e$ : volúmen poral

$1 - \phi_e$ : volúmen de grano

El factor "Caracterización de unidad de flujo" de Tiab (HT) combina las propiedades petrofísicas con las geológicas. HT se expresa en micrómetros<sup>-2</sup> o  $\mu\text{m}^{-2}$  (10) y (11)

$$H_T = K_T \cdot S_{Vgr}^2 = \frac{1}{K} \cdot \left[ \frac{\phi_e^3}{(1 - \phi_e)^2} \right] \quad (10)$$

$$H_T = \frac{1}{FZI^2} \quad (11)$$

Una vez obtenidos los índices, se requiere un análisis de los ensayos de laboratorio y los datos de perfilaje de pozo para encontrar relaciones significativas entre las mediciones microscópicas y macroscópicas y así establecer la zonificación del yacimiento.

Tabla 9 Mezcla 1 y Arena Gruesa

PROPIEDAD DEL SAND PACK	ARENA GRUESA	MEZCLA 1
Rango de tamaño de grano [ $\mu\text{m}$ ]	300 – 600	150 – 600
dg [ $\mu\text{m}$ ]	450	375
SVg [ $\mu\text{m}^{-1}$ ]	0.0133	0.0160
$\phi$ [%]	42.4	38.6
Kw [mD]	6527.9	2734.5
Kw [ $\mu\text{m}^2$ ]	6.444	2.699
Kg [D]	33.9	23.3
$\tau$ Tiab [adimensional]	1.402	1.434
F [adimensional]	3.627	4.169
$\tau$ Ekwere [adimensional]	1.536	1.609
$\tau$ Promedio [adimensional]	1.469	1.522
KT [adimensional]	199.726	220.832
Kps [adimensional]	135.932	145.113
RQI [ $\mu\text{m}$ ]	3.900	2.644
FZI [ $\mu\text{m}$ ]	5.307	4.206
HT [ $\mu\text{m}^{-2}$ ]	0.0355	0.0565

Tabla 10 Mezclas 4 y 2 y Arena Media

PROPIEDAD DEL SAND PACK	MEZCLA 4	ARENA MEDIA	MEZCLA 2
Rango de tamaño de grano [ $\mu\text{m}$ ]	0 - 600	150 - 300	0 - 150 300 - 600
$d_g$ [ $\mu\text{m}$ ]	300	225	262.5
$S_{vg}$ [ $\mu\text{m}^{-1}$ ]	0.0200	0.0267	0.0229
$\Theta$ [%]	41.1	43.2	39.9
$K_w$ [mD]	537.6	2645.3	82.4
$K_w$ [ $\mu\text{m}^2$ ]	0.531	2.611	0.081
$K_g$ [D]	2.31	13.6	1.28
$\tau_{\text{Tiab}}$ [adimensional]	1.413	1.395	1.423
F [adimensional]	3.801	3.522	3.972
$\tau_{\text{Ekwere}}$ [adimensional]	1.561	1.521	1.584
$\tau_{\text{Promedio}}$ [adimensional]	1.487	1.458	1.503
$K_T$ [adimensional]	938.147	134.543	4124.698
$K_{ps}$ [adimensional]	630.937	92.256	2743.533
RQI [ $\mu\text{m}$ ]	1.137	2.459	0.452
FZI [ $\mu\text{m}$ ]	1.632	3.233	0.681
$H_T$ [ $\mu\text{m}^2$ ]	0.3753	0.0957	2.1549

La Fig. 5 muestra cómo se relacionan la tortuosidad y la porosidad para los distintos sand pack. Se puede observar que existe una correspondencia negativa entre las dos variables en juego. La tortuosidad se hace cada vez más grande a medida que la porosidad disminuye. Cuanto menor es la porosidad, más larga es la longitud de la trayectoria del flujo. A medida que los sand pack se tornan más heterogéneos en relación a su granulometría, la tortuosidad crece, debido a que el flujo es obstaculizado por los granos de menor tamaño.

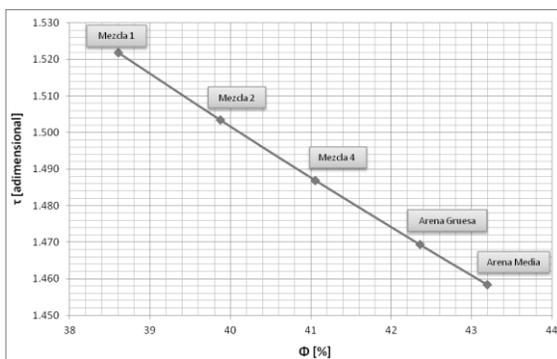


Fig.5 Tortuosidad vs porosidad para cada sand pack.

### 9 Conclusiones y recomendaciones para el armado de sand pack

A partir de las experiencias obtenidas durante la realización de este trabajo, Se recomienda tener especial atención en la selección de tamaño y forma de granos, la evaluación del contenido de material fino, el empaquetamiento

y la compactación para el armado de sand pack homogéneos o heterogéneos.

Se debe realizar la molienda con sumo cuidado para no romper los granos o dejar grumos que pudieran afectar la textura de la arena.

Realizar un tamizado adecuado a la granulometría que se pretende representar. La presencia de material fino distribuido en forma no homogénea y una deficiente compactación alteran la textura.

En el método de empaquetamiento vibratorio, aunque es el más usado universalmente, debe tenerse en cuenta el posible movimiento de finos por el efecto gravitatorio. En este método, el tiempo de vibración modifica el arreglo intergranular. Cuanto mayor sea el tiempo de vibración, mayor será la acomodación de los granos y las propiedades petrofísicas serán más uniformes, siempre y cuando la muestra tenga buena selección de granos. En muestras con mayor variabilidad granulométrica se observó decantación de finos por efecto gravitatorio.

No utilizar elevados gradientes de presión al efectuar mediciones de permeabilidad ya que puede ocasionar medidas erróneas. Se debe tener en cuenta el grado de compactación de las muestras al momento de aplicar presión, debido a que se puede ocasionar movimientos de finos y modificar la textura del sand pack.

Usar grasa siliconada y/o cinta de teflón en todas las conexiones involucradas en un ensayo de medición de laboratorio, para que de esta forma se mantenga la hermeticidad del sand pack, evitando fugas de fluidos que provoquen pérdidas de presión, lo que provocaría mediciones erróneas.

Para realizar vacíos eficaces mediante la utilización de la bomba de vacío, y saturar sand pack sin la presencia de bolsones de aire, se debe usar llaves estranguladoras (válvulas) manuales entre la conexión de la bomba de vacío y el sand pack, evitando de esta forma la entrada de aire.

La tortuosidad y la heterogeneidad granular son dos variables que siempre están presentes en los medios porosos y tienen correspondencia entre sí. En los sand pack se verifica que existe una relación positiva entre ambas.

Los índices de unidad de flujo RQI (Índice de Calidad de Yacimiento), FZI (Índice de Zona de Flujo) y HT (Caracterización de unidad de flujo de Tiab) son muy útiles para definir la calidad de los sand pack, ya que ponderan todas las variables que entran en juego en su caracterización petrofísica. Puede observarse que a mayor RQI y FZI, las propiedades petrofísicas de los sand pack mejoran.

### Referencias

Abraham FA, 2012, Caracterización Petrofísica De Sand packs, Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero en Petróleo, Universidad Nacional del Comahue, pp. 97.  
 Amaefule JO, Mehmet A, 1993, Enhanced reservoir description using core and log data to identify hydraulic (Flow) units and predict permeability in uncored intervals/wells, 68th Annual Technical Conference and Exhibi-

- tion, Texas, SPE Technical Papers No. 26436. pp.16
- Apaydin OG, Bertin H, Castanier LM, Kovscek AR, 1998, An Experimental investigation of foam flow in homogeneous and heterogeneous porous media, SUPRI TR 112 Report, DE-FG22-96BC14994, U.S. Department of Energy
- Cusack F, Singh S, McCarthy C, Grieco J, De Rocco M, Nguyen D, Lappin-Scott H, Costerton JW, 1992, Enhanced oil recovery, three-dimensional sand pack simulation of ultramicrobacteria resuscitation in reservoir, Journal of General Microbiology, Vol.138, pp. 647-655
- Dale CB, MacFarlane RM, Hughes RV, Breston JN, 1949, The effect of pore size on oil recovery when flooding long unconsolidated sand cores. Pennsylvania Grade Crude Oil Association, Thirteenth Technical Conference on Petroleum Production, State College, Pennsylvania No. 54.
- Dominguez JG, Willhite GP, 1977, Retention and flow characteristics of polymer solutions in porous media. Society of Petroleum Engineers Journal, Vol. 17 (02), pp. 111-121.
- Dong Y, Dindoruk B, Ishizawa C, Lewis E J, 2011, An experimental investigation of carbonated water flooding. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, pp.16
- Ekweke JP, 2007, Petrophysics, Publicación del Department of Petroleum and Geosystems Engineering, University of Texas, Austin, USA.
- Hitzman DO, Stepp AK, Dennis DM, Graumann LR, 2003, Innovative MIOR process utilizing indigenous reservoir constituents, Final Technical Report, publicación del U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Fossil Energy, National Petroleum Technology Office, Tulsa, Oklahoma, USA.
- Lefebvre du Prey EJ, 1973, Factors affecting liquid-liquid relative permeabilities of a consolidated porous medium, SPE Journal, Vo.13, No. 1, pp. 39-47
- Li B, Hirasaki G.J, Miller C.A, 2006, Upscaling of foam mobility control to three dimensions, SPE Technical Paper No. 99719, en SPE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa.
- MS Li, R, Yan, W, Liu, S, Hirasaki, G, & Miller, C, 2010, Foam mobility control for surfactant enhanced oil recovery. SPE Journal, Vol 15, No. 4, pp. 928-942.
- Ma S., Dong M., Li, Z., Shirif, E., 2007, Evaluation of the effectiveness of chemical flooding using heterogeneous sand pack flood test, Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 55, pp. 294-300
- Tiab D, Donaldson EC, 2004, Petrophysics, Elsevier inc., Gulf Professional Publishing, Burlington, USA. pp. 926
- WuYD, Shirif E, 2011, Study of alkaline/polymer flooding for heavy oil recovery using channeled sand pack, SPE Reservoir Evaluation & Engineering, Vol. 14, No. 3, pp. 310-319.
- Yunan M, 2008, Effects of grain size and grain geometries on residual oil saturation after water flooding, Journal Teknologi, Vol. 49, pp.271-279
- Zaitoun A, Berton N, 1996, Stabilization of montmorillonite clay in porous media by polyacrylamides. In SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette, Louisiana, Conference paper, SPE No. 31109, 6 pp.

**Recibido:** 16 de enero de 2015

**Aceptado:** 12 de enero de 2016

**Facundo Alfredo Abraham:** Ingeniero en Petróleo egresado de la Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina. Trabaja en el área de Petróleo y Energía, comenzó como Ingeniero de Campo en la Empresa Weatherford en operaciones en Argentina. Actualmente es Coordinador de Ingeniería SDS - UBD/MPD en Weatherford, Neuquén.

**Esteban Luis Gonzalez:** Ingeniero en Petróleo egresado de la Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina. Desde hace más de 20 años se desempeña en la misma Universidad como Docente e Investigador, en las áreas de Producción de Petróleo y Gas y de Reservorios. Es Director del Centro de Estudios Petrofísicos del Comahue (CEPCom). Correo electrónico: [esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar](mailto:esteban.gonzalez@fain.uncoma.edu.ar)

**Malvina Leonor Frigerio:** Geóloga egresada de la Universidad Nacional de La Plata, Buenos Aires, Argentina. Desde hace más de 20 años se desempeña en el área de exploración y geología de reservorios tanto en el ámbito privado como público. Actualmente es docente de la Universidad Nacional del Comahue, de la carrera de Ingeniería en Petróleo. Correo electrónico: [mlfrigeri@gmail.com](mailto:mlfrigeri@gmail.com)