

PUNTOS EXTREMOS DE SATURACIÓN. MEDICIÓN EN LABORATORIO Y TRASLADO DE LA INFORMACIÓN AL RESERVORIO

M. A. Crotti* y R. H. Cobeñas**

*** Inlab S.A., ** Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)**

Resumen

En los medios porosos naturales, los puntos extremos de saturación de fluidos se emplean principalmente para la evaluación de reservas y como parámetro para correlacionar otras propiedades.

En este trabajo se analizan los valores de Saturación de Petróleo Residual (S_{or}) y Saturación Irreducible de Agua (S_{wirr}) obtenidos, al aplicar diferentes metodologías de medición, sobre más de 70 muestras clásicas provenientes de 6 yacimientos diferentes ubicados en las Cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge. Entre los resultados y metodologías analizados se encuentran diferentes mecanismos de desplazamiento por barrido y el empleo de equilibrios capilar-gravitatorios.

En general, se observó que la eficiencia de barrido es notablemente superior durante los desplazamientos realizados en base a equilibrios capilar-gravitatorios que mediante cualquier otro mecanismo. Además, en este estudio, se explican las diferencias encontradas experimentalmente entre las metodologías presentadas, discutiendo las limitaciones y aplicabilidad de cada resultado a la correcta caracterización del reservorio. Los resultados experimentales examinados muestran que resulta necesario reproducir, a nivel de laboratorio, los diferentes mecanismos de producción que ocurren a escala de reservorio.

Introducción

Es un hecho aceptado que muchos de los datos básicos, empleados por los reservoristas, deben obtenerse mediante mediciones de laboratorio. Algunas de estas mediciones no son cuestionadas, en tanto que otras generan controversias. Como ejemplo de la primera situación se puede mencionar la porosidad mientras que un ejemplo del segundo tipo lo constituyen las propiedades de los puntos extremos de saturación obtenidas, regularmente, a través de curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa.

La porosidad obtenida en el laboratorio se emplea para ajustar otras metodologías de medición tal como perfiles de pozo y sirve de base para el desarrollo y empleo de numerosas correlaciones. Como ya se expresó anteriormente, se acepta que este dato de laboratorio es generalmente representativo, siendo su mayor limitación, la representatividad de la corona.

Por el contrario, los “Puntos Extremos de Saturación” en el que se incluyen saturación de agua irreducible (S_{wirr}), saturación de petróleo residual (S_{or}), saturación de gas residual (S_{gr}) y saturación de gas crítica (S_{gc}) no gozan del mismo grado de aceptación y credibilidad. Estos puntos identifican el límite de saturación en que una fase deja de comportarse de manera estática para presentar movilidad dentro del sistema poral.

Dichos puntos extremos, particularmente la saturación residual de petróleo, juegan un rol principal en la evaluación de las eficiencias de desplazamiento y en la aplicabilidad de proyectos de recuperación asistida. En general para la evaluación de un proyecto de inyección de agua se recurre a las curvas de permeabilidad relativa medidas en laboratorio y “promediadas” dinámicamente mediante la construcción de pseudo-funciones¹.

Las curvas de laboratorio incluyen no sólo los puntos extremos de saturación y de permeabilidad, sino el comportamiento de los puntos intermedios de saturación, donde ambas fases resultan móviles. Sin embargo, pese a que integran un solo paquete de información, los puntos extremos de

saturación tienen diferente exactitud y representatividad que las curvas completas de permeabilidad relativa. Por un lado, es necesario construir toda la curva de desplazamiento para evaluar correctamente la saturación residual de petróleo. Por otro lado, la forma de las curvas es mucho más dependiente de variables del desplazamiento (relación de viscosidades, caudal, etc) que los puntos extremos¹.

Adicionalmente el uso que hace el reservorista de las curvas de permeabilidad relativa y de los extremos de saturación y permeabilidad, es también notoriamente diferente. A continuación se mencionan algunos ejemplos de estas diferencias en el uso:

1. Para correlaciones y evaluación de reservas se emplean sólo los puntos extremos.
2. Durante la etapa de ajuste de un simulador numérico suele modificarse, por diferentes motivos, principalmente la forma de la/s curva/s mientras que los puntos extremos de saturación resultan casi inalterables.
3. En la derivación de la pseudo-funciones de permeabilidad relativa, la influencia relativa de las diferentes fuerzas (viscosas, capilares y/o gravitatorias), así como las heterogeneidades, afectan la forma de las pseudo-funciones, pero no los puntos extremos.
4. En muchos métodos simplificados de derivación de la pseudo-funciones de permeabilidad relativa, sólo se emplean los puntos extremos.

Objetivos del Estudio

En muchos trabajos se describen las limitaciones y características de las principales metodologías de obtención de las curvas de permeabilidad relativa en laboratorio^{2,3,4}. Los objetivos del estudio surgen de algunas de las preguntas fundamentales asociadas a la medición y uso de los puntos extremos de saturación. Entre estas preguntas se encuentran:

- Los puntos extremos son valores únicos?
- Dependen sólo del medio poroso y de los juegos de fluidos?, o son dependientes de los mecanismos de desplazamiento y/o direcciones de flujo?.
- Son valores interdependientes?.
- Cómo deben medirse, para ser trasladados a la escala de reservorio?.

Comentarios Generales

A fin de responder adecuadamente a las preguntas antes formuladas, es necesario resaltar algunos puntos relacionados con la generación y empleo de estos valores:

- Los datos de Sw_{irr} más frecuentes de laboratorio se obtienen a partir de saturación de coronas, desplazamiento inmiscible horizontal o curvas de presión capilar. En sistemas laminados y mojables al agua (muy frecuentes en el laboratorio) cuando se realizan desplazamientos con petróleo, suelen obtenerse saturaciones de agua finales superiores a la Sw_{irr} . Esto obedece a que el barrido con la fase hidrocarbonada (no mojante) se limita a caudales que no dañen el medio poroso. En esas condiciones, la diferencia de presión entre las fases puede no superar las presiones capilares propias de las láminas menos permeables. Esta característica explicaría algunos casos de rocas muy permeables y porosas que arrojan elevados valores de Sw_{irr} durante los barridos de laboratorio.
- A las saturaciones residuales (o irreductibles) puede llegarse por medio de barridos inmiscibles horizontales, barridos inmiscibles verticales, equilibrios capilar-gravitatorio o imbibición. Los datos de So_r de laboratorio se obtienen principalmente de desplazamiento inmiscible horizontal, sin embargo debe tenerse en cuenta que la condición de So_r se obtiene por dos vías netamente diferentes. Estas son:
 - ? Inyectar “infinitos” volúmenes porales en barridos inmiscibles (proceso típico de laboratorio).
 - ? Período “infinitamente” largo en los equilibrios capilar-gravitatorio (los tiempos propios de

la escala de reservorio son mucho más dilatados que los empleados en el laboratorio).

- La So_r depende de la saturación de agua inicial. Luego de un barrido inmiscible, la cantidad de petróleo atrapado en la red poral es función de la cantidad de petróleo que ingresó al sistema poral. De este modo, todo proceso que afecte la saturación de agua inicial de un barrido, afecta también la So_r .
- La Sg_c originada en un “gas drive” producto de la despresurización de un yacimiento (gas drive interno) es diferente de la originada por la inyección de gas (gas drive externo). La saturación de gas media, necesaria para permitir el flujo de gas difiere notablemente en ambos procesos.
- Las muestras de laboratorio suelen comportarse, generalmente, de manera heterogénea^{5,6} dado que la heterogeneidad habitualmente encontrada en la escala de reservorio se extiende hasta la escala de laboratorio. Estos medios heterogéneos presentan características especiales tales como:
 - ? Suelen obtenerse diferentes resultados en los barridos horizontales y verticales. El origen de esta diferencia obedece a que los barridos horizontales producen inyecciones diferenciales en las diferentes capas mientras que en los barridos verticales (o en flujo cruzado), por todas las capas circula el mismo caudal.
 - ? La red poral es única, pero las gargantas porales suelen diferir en cantidad y tamaño de acuerdo con la dirección de flujo.
 - ? Debido a la cantidad de fenómenos concurrentes, no es posible establecer “a priori” la relación de eficiencias entre barridos verticales y horizontales.

Y para poner toda esta información dentro de un contexto de aplicación debe tenerse en cuenta que:

- En el reservorio, los barridos verticales se presentan en la expansión de casquetes de gas, en el avance de acuíferos basales, en los flujos cruzados entre las capas menos permeables y más permeables de las formaciones heterogéneas.
- Los equilibrios capilar-gravitatorios se favorecen en formaciones de elevada permeabilidad vertical, con fluidos poco viscosos, con elevadas diferencias de densidad y con tiempos de explotación muy extendidos (bajos caudales).

Descripción del Estudio

Con el fin de responder a los objetivos planteados y teniendo en cuenta la serie de comentarios generales aquí mencionados, se condujo un estudio sistemático de los factores que afectan dos de los puntos extremos de saturación (Sw_{irr} y So_r), una vez fijado el medio poroso y los fluidos presentes en el mismo. Para ello, se analizaron los resultados de ensayos de laboratorio sobre diferentes geometrías y empleando distintos mecanismos de desplazamiento. Este análisis abarcó el estudio de más de 70 muestras procedentes de 6 yacimientos diferentes ubicados en las cuencas Neuquina y del Golfo San Jorge. En todos los casos analizados se emplearon muestras clásticas con granulometría variable entre arenisca fina y conglomerados y se emplearon dos geometrías diferentes para realizar los diferentes desplazamientos. Estas son:

- Muestras cúbicas⁵. Permiten realizar estudios direccionales sobre muestras de mayor volumen que las convencionales y presentan la ventaja de que con ellas se emplea exactamente el mismo medio poroso para los diferentes barridos.
- Muestras direccionales. En este caso se recurrió a muestras convencionales (horizontales y verticales), que permiten hacer operaciones más simples y son adaptables para estudios en centrífugas de alta velocidad.

A los efectos del presente estudio, se comparó la eficiencia de barridos horizontales, barridos verticales y equilibrios capilares. En los barridos horizontales y verticales se empleó una metodología convencional, que en el caso de las muestras cúbicas se encuentra descripta en el **Apéndice**. Para el estudio de equilibrio capilar-gravitatorio se empleó una centrífuga de alta velocidad siguiendo los lineamientos del método USBM⁷ para determinación de mojabilidad,

adaptado para determinación de puntos extremos de saturación.

Análisis de Resultados

Durante el estudio se observó la dependencia de la So_r con la dirección de barrido. Como ejemplo de ello, la **Tabla 1** muestra los resultados del análisis de una muestra cúbica típica. En la misma, adicionalmente a los valores de Sw_{irr} y So_r , se presentan los puntos extremos de permeabilidad y el cómputo del porcentaje de recuperación de petróleo en la muestra. Este último valor es calculado mediante la ecuación 1 y se expresa en porcentaje del petróleo original “in situ” (POIS).

$$\text{Porcentaje de recuperación} = \frac{(1 - Sw_{irr} - So_r)}{(1 - Sw_{irr})} \dots\dots\dots (1)$$

Debido a la dependencia de la So_r con la saturación de agua inicial, la Sw_{irr} de esta muestra, se obtuvo siempre empleando la misma dirección de flujo, por lo que resulta coincidente en todos los barridos. En la misma, los cuatro barridos horizontales, realizados a diferentes caudales y en direcciones perpendiculares, muestran una recuperación aproximada del 60% del POIS, en tanto que los barridos verticales conducen a una recuperación más efectiva y cercana al 70% del POIS.

Como resultado del análisis de la dependencia de los puntos extremos con los mecanismos de drenaje, se presenta la **Tabla 2** en la que se incluye un resumen de todas las mediciones realizadas. Tal como se muestra allí, existe una muy notable diferencia en la recuperación promedio obtenida por las diferentes vías de desplazamiento, siendo acentuadamente superior la recuperación medida durante los desplazamientos realizados en base a equilibrios capilar-gravitatorios que mediante cualquier otro mecanismo.

Conclusiones

1. Los puntos extremos de saturación dependen en gran medida de los mecanismos de desplazamiento. Asimismo, resultan también dependientes de la dirección de flujo.
2. Para igualdad de los demás parámetros del sistema, la mayor recuperación suele lograrse a través de equilibrios Capilar-Gravitatorios.
3. Las técnicas simples de laboratorio (barridos horizontales), no siempre conducen a la obtención de saturaciones residuales. En muestras heterogéneas y/o poco permeables, esta situación debe analizarse en detalle antes de escalar los resultados a condiciones de reservorio.
4. Cuando los puntos extremos de saturación se obtienen por desplazamiento (empuje viscoso), se requieren virtualmente “infinitos” volúmenes porales inyectados. Este proceso puede realizarse en el laboratorio, pero no en el reservorio.
5. Cuando los puntos extremos de saturación se obtienen por equilibrio entre las fuerzas capilares y gravitatorias se requiere sólo un volumen de agua por cada volumen de petróleo desplazado. Este equilibrio depende del tiempo y no de los volúmenes inyectados. En este caso los tiempos muy prolongados son factibles en el reservorio, pero no en el laboratorio.
6. Para que el reservorista pueda disponer de un rango de valores posibles para los puntos extremos de saturación, es recomendable obtenerlos por todas las vías en que los fenómenos de desplazamiento ocurren en el reservorio:
 - ? Barridos horizontales, paralelos a los planos de estratificación.
 - ? Barridos verticales, normales a los planos de estratificación.
 - ? Equilibrio entre la presión capilar y las fuerzas gravitatorias. Es recomendable el método de la centrífuga pues permite efectuar con relativa facilidad ensayos de imbibición y de drenaje.
 - ? Imbibición. Este mecanismo cobra importancia, para la determinación de So_r , en los reservorios donde la gravedad es una fuerza de escasa relevancia y en que las características de la roca (capas muy heterogéneas), o de los fluidos (petróleos muy viscosos) originan canales de conducción preferenciales, dificultando el barrido por acción de las fuerzas viscosas.

Es tarea del reservorista identificar los valores a emplear en cada parte del reservorio, en base a los mecanismo que considere predominantes en las distintas áreas del mismo y tomar la información de laboratorio originada en circunstancias equivalentes.

7. Si la evaluación de la eficiencia vertical de barrido (E_v) se realiza en base a barridos horizontales, se obtendrán resultados pesimistas para los reservorios en que predominen los flujos cruzados o las fuerzas gravitatorias. Al realizar, un ajuste de historia de producción durante una simulación numérica, en los casos en que se evalúe una menor E_v , se estimará una mayor eficiencia areal de barrido (E_a). Esto conduce a una mala predicción de la saturación de hidrocarburos en el reservorio y deriva en el hecho de que los pozos “infill” contacten una cantidad de petróleo diferente a la prevista en base a cálculos o simulaciones numéricas. En todo caso, la más exacta predicción de la eficiencia vertical permitirá hacer una mejor diagramación en la distribución de pozos.

Nomenclatura

E_a	=	Eficiencia areal.
E_v	=	Eficiencia vertical.
H_1	=	Dirección horizontal.
H_2	=	Dirección horizontal (perpendicular a H_1).
$K_o@S_{w_{irr}}$	=	Permeabilidad efectiva al petróleo en saturación irreducible de agua, L2, md.
$K_w@S_{o_r}$	=	Permeabilidad efectiva al agua en saturación residual de petróleo, L2, md.
POIS	=	Petróleo original “in situ”.
S_{g_c}	=	Saturación crítica de gas.
S_{g_r}	=	Saturación de gas residual.
S_{o_r}	=	Saturación de petróleo residual.
$S_{w_{irr}}$	=	Saturación de agua irreducible.
VP	=	Volumen poral.
z	=	Dirección vertical.

Bibliografía

1. Dake, L.P.: *The Practice of Reservoir Engineering*, Elsevier Science Publisher, Amsterdam, The Netherlands (1994).
2. Geffen, T.M., Owens, W.W., Parrish, D.R., and Morse, R.A.: “Experimental Investigation of Factors Affecting Laboratory Relative Permeability Measurements,” *Trans. AIME* (1951), **192**, 99.
3. Honarpour, M., Koederitz, L., and Harvey, A.H.: *Relative Permeability of Petroleum Reservoirs*, CRC Press, Boca Raton, U.S.A. (1986).
4. Bennion, D.B., and Thomas, F.B.: “Recent Improvements in Experimental and Analytical Techniques for the Determination of Relative Permeability Data from Unsteady State Flow Experiments,” presented at the SPE 10th Technical Conference and Exposition, June 26-28, 1991.
5. Crotti, M.A., and Rosbaco, J.A.: “Relative Permeability Curves: The Influence of Flow Direction and Heterogeneities. Dependence of End Point Saturations on Displacement Mechanisms,” SPE 39657, Presented at the XI SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 19-22, 1998.
6. Huppler, H.D.: “Numerical Investigation of the Effects of Core Heterogeneities on Waterflood Relative Permeabilities,” *Trans. AIME* (1970), **249**, 381.
7. Donaldson, E.C., Thomas, R.D., and Lorenz, P.B.: “Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency”, *SPEJ* (March 1969), 13.

Factores de Conversión al Sistema Internacional

$$\text{md} \times 9.869\,233 \times 10^{-4} = \text{mm}^2$$

Tablas

TABLA 1 – RESULTADOS DE FLUJOS MULTI-DIRECCIONALES

<i>Dirección de Flujo</i>	Caudal [cm ³ /seg]	Sw _{irr} [% VP]	Ko@Sw _{irr} [mD]	Kw@So _r [mD]	So _r [% VP]	<i>Recuperación de Petróleo [%POIS]</i>
H₁	4.0	24.0	5.43	0.564	29.9	60.7
H₁	2.0	24.0	4.85	0.417	29.0	61.9
H₂	4.0	24.0	3.82	0.362	30.4	60.0
H₂	2.0	24.0	3.65	0.355	29.9	60.7
Z	2.0	24.0	1.21	0.106	23.7	68.8
Z	1.0	24.0	1.10	0.099	22.4	70.5

TABLA 2 – RESUMEN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

	<i>Barrido Horizontal</i>	<i>Barrido Vertical</i>	<i>Equilibrio Capilar-Gravitatorio</i>
<i>Promedio de Recuperación [% POIS]</i>	54.1	61.0	75.0
<i>Diferencia con el Estudio Convencional [% Recuperación Adicional]</i>	0.0 %	12.8 %	38.6 %

Apéndice

Seguidamente se describe la metodología convencional empleada para la realización de los ensayos de barrido sobre muestras cúbicas:

1. Extracción de la muestra cúbica de 70 mm de lado. Esta muestra posee un volumen 5 veces superior al de las muestras habituales de 38 mm de diámetro.
2. Lavado para eliminación de agua, petróleo y sales del medio poroso.
3. Fabricación de suplementos de aluminio con goma para reemplazar los laterales eliminados durante la extracción del cubo.
4. Medición de la porosidad y permeabilidad al gas en las tres direcciones de la muestra.
5. Saturación con agua de formación.
6. Medición de la permeabilidad absoluta al agua en la dirección de la máxima permeabilidad horizontal (H₁).
7. Barrido con petróleo en la dirección H₁ hasta obtener Sw_{irr}.
8. Medición de la permeabilidad efectiva al petróleo en condiciones de agua irreductible (Ko@Sw_{irr}).
9. Ensayo de desplazamiento, por inyección de agua, a caudal fijo. Esta inyección se continuó hasta inyectar 10 volúmenes porales de agua.
10. Medición de la permeabilidad efectiva al agua en condiciones de petróleo residual (Kw@So_r).
11. Repetición de las etapas 7 y 8. Estas mediciones pueden hacerse siempre según H₁ para garantizar el mismo estado inicial del sistema, o realizarlo en las diferentes direcciones de

barrido. En el primer caso sólo se busca caracterizar la dependencia de la So_r con la dirección de flujo, a igualdad de las demás condiciones del sistema.

12. Giro de la muestra para emplear otra dirección de barrido.
13. Repetición de las etapas 9 a 12, hasta completar toda la secuencia de ensayos.
14. Lavado de las muestras para el cierre del balance volumétrico.
15. Cálculo.

Curriculum Vitae de los autores

El Lic. Marcelo Crotti es profesor de la cátedra “PETROFÍSICA Y FLUIDOS DE RESERVORIO” de la carrera de Ingeniería en Petróleo (ITBA) y Director Adjunto del Posgrado en Ingeniería de Reservorios (ITBA). Gran parte de su carrera profesional la desarrolló en INLAB S.A. en cuyo laboratorio se caracterizan rutinariamente muestras de rocas y fluidos de reservorios.

El Ing. Rafael Cobeñas es profesor de tiempo parcial del ITBA en las cátedras correspondiente a las materias de grado y posgrado de “SIMULACIÓN DE RESERVORIOS”. Se ha graduado de “Master of Science in Petroleum Engineering” en la Universidad de Texas A&M, USA. Profesionalmente se ha desarrollado en Valdez Rojas y Hogg S.A. donde ha participado en proyectos de simulación, estudios de caracterización de reservorios y estudios de reservas.