



Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*



Jornadas de Evaluación
y **Desarrollo** de
Reservorios **Tight**

Buenos Aires, 19 y 20 de agosto de 2009

El IAPG organizó las Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight* (*tight sands*). El encuentro se hizo en las instalaciones del Centro Argentino de Ingenieros, entre el 19 y el 20 de agosto.

La declinación mundial de la producción y el incremento continuo de la demanda de hidrocarburos hace que la explotación de gas de fuentes no convencionales, tales como el gas de arenas compactas, se convierta en el gran desafío de la industria.

Las importantes reservas y su potencial a largo plazo, sustentadas por precios de gas atractivos, convierten al gas de arenas compactas (*tight sands*) en uno de los baluartes del futuro energético mundial.

La producción de estos reservorios implicará un esfuerzo de sinergia importante entre los distintos actores que intervienen en todas las fases de desarrollo, desde la comprensión del mecanismo de los reservorios, la incorporación de tecnología hasta el análisis económico y financiero exhaustivo de las inversiones para realizar¹.

Las Jornadas estuvieron destinadas a la discusión y al análisis de las experiencias recogidas hasta el presente, en el mundo y en nuestro país, y a las posibilidades concretas de llevar adelante este tipo de proyectos. Se puso énfasis en la descripción de los aspectos geológicos, tecnológicos y económicos asociados.

En esta oportunidad, se repasaron las cuencas sedimentarias argentinas y se analizaron las posibilidades de encontrar acumulación de gas de baja permeabilidad.

Además, se presentaron distintos proyectos de empresas que representan a este sector de la industria. Las presentaciones se orientaron al intercambio de opiniones, conocimientos y experiencias con los asistentes. Se puso énfasis en los aspectos tecnológicos relevantes del tema en las Jornadas.

Las exposiciones estuvieron a cargo de especialistas en las distintas temáticas abordadas, quienes fueron invitados por el comité organizador.

Participó de las exposiciones el representante de la Secretaría de Energía, Miguel Hassekief, y disertaron consultores y representantes de las siguientes compañías:

Total Austral; Pan American Energy; Pluspetrol; YPF; Magnitude; Petrobras; Baker Hughes; Weatherford; Schlumberger; BJ Services; Halliburton; Williams Production RMT Company y CAPEX.

Puntos sobresalientes del evento

Las presentaciones que se hicieron en el encuentro resaltaron variados aspectos. Petrotecnia dará un panorama general sobre lo abordado.

Según la presentación de Daniel Boggetti², titulada *Possibilidades de gas de baja permeabilidad en Argentina*, cuando hablamos de *reservorios tight* nos referimos a reservorios de tipo cerrado en los que las moléculas de gas no pueden fluir sin ayuda hacia los pozos productivos. Se trata de proyectos que desafían las técnicas de exploración, de perforación, de terminación y de producción.

Generalmente, están constituidos por rocas antiguas, con escasez de capas arenosas porosas y permeables de cierto espesor. La porosidad y la permeabilidad se han reducido por compactación, cementación, recristalización y cambios químicos durante su larga y compleja historia de soterramiento.

En los reservorios convencionales, las permeabilidades varían entre 0.01 a 0.5 *darcy*, pero en los reservorios *tight*, estas características pueden ser tan bajas como una fracción de *milidarcy* o incluso pueden encontrarse en el rango de los *microdarcy*.

Los *Basin-Centered Gas Systems* (BCGS) son acumulaciones continuas, saturadas en gas, anormalmente presurizadas (sobre o sub presurizadas), que comúnmente carecen de un contacto inferior con agua y se desarrollan en reservorios de baja permeabilidad. Se reconocen dos tipos principales –directo e indirecto– elacionados principal-



mente al tipo de materia orgánica original. La historia de soterramientos / levantamientos (termal) genera distintas fases de evolución que hace que ambos modos sean muy diferentes.

Se considera cualquier tipo litológico como potencial reservorio para un BCGS si se presentan porosidades y permeabilidades bajas (<13% y <0.1 mD respectivamente).

Los reservorios están saturados en gas, con muy poca o improductivas cantidades de agua y presentan un contacto superior con agua (en forma contraria con las condiciones que se encuentran en yacimientos de gas convencionales).

Los criterios de búsqueda que podrían aplicarse para hallar reservorios *tight* en la Argentina incluyen la consideración de:

- Zonas más profundas de las cuencas productivas conocidas.
- Cuencas productivas en trampas no convencionales (*sweet spots* con sellos de presión en flancos y en sinclinales).
- Zonas de cuencas productivas y no productivas con querógenos tipo III con bajo grado de madurez térmica. Sistema no convencional directo.
- Cuencas de *offshore* con depósitos sedimentarios

jóvenes ricos en materia orgánica de (gas biogénico).

- Cuencas carboníferas con R_o entre 0,8 y 1,0% con permeabilidad y presencia de acuíferos (metano de mantos de carbón).
- Tipos de querógeno (amplía el número de cuencas).
- Historia geológica (alzamiento / soterramiento, zonas móviles dentro de la cuenca o con anomalías térmicas).
- Reservorios de baja permeabilidad con manifestaciones de gas.
- Zonas con anomalías de presión.

Frank Piñerua³, de Weatherford, hizo referencia a la toma de presiones en reservorios *tight sands*. La presión de formación es el dato más certero para mostrar el tamaño y salud de un yacimiento, de entre todas las herramientas y técnicas existentes en la rama de servicios del perfilaje a hoyo abierto (*open hole logging*). Ya sea tomado en un sólo pozo, o en varios contenidos en el mismo yacimiento, con esta información, los geólogos pueden determinar:

- La presión original del yacimiento (nuevo).
- La presión actual del yacimiento (por inyección o por producción).



- El contacto agua/hidrocarburo.
- Los límites del yacimiento.
- La movilidad de los fluidos presentes en el yacimiento.

Esta última característica, quizás tome una preponderancia superior al ser la que otorga la información para evaluar el cómo se puede obtener (extraer) en superficie el objetivo fundamental, el hidrocarburo.

En formaciones de baja permeabilidad esta informa-

ción toma mayor relevancia. En esta condición, una arena de interés ofrece la mayor dificultad (resistencia) al aporte de su contenido dado que la baja permeabilidad podría estar asociada a la falta o limitada comunicación entre sus poros; su capilaridad y tortuosidad poseen las estructuras más finas que aminoran -de manera importante- el movimiento del fluido, Así, se extiende el tiempo de recuperación. Por ende, es necesario más tiempo para evaluar.

La MFT (probador de formaciones) es una herramienta de diámetro reducido (2.4" mínimo y 2.8" máximo) que ha mostrado tener un acercamiento importante en la evaluación de arenas de baja permeabilidad.

Al ser centralizada, como complemento del diámetro reducido, el ensayo, prueba o toma de presión puede emplear mayor cantidad de tiempo (más de 1 hora), lo que reduce significativamente el riesgo de atascamiento por pega diferencial.

La superficie de contacto con la pared del hoyo es de no más de 2.5". Con un capilar reducido (el más corto del mercado, 9cc), se puede proporcionar datos de capacidad de flujo de la formación más cercanos a la realidad, minimizar el efecto de almacenaje en el capilar y proyectar más directamente la recuperación en la cámara de 40cc (Chamber). Esta es quizás la característica más importante y que se complementa con la habilidad de controlar el volumen y rata de muestreo desde manera variable y desde superficie.

En la Argentina, esta herramienta ha mostrado acercamientos en formaciones como Lajas y Molles, pertenecientes a la cuenca neuquina, en las que se han podido medir permeabilidades (estabilizadas) desde 0.26 mD en adelante.

Por último, la presentación *Tecnologías de Perforación y Completación para Aplicar a Yacimientos de Tight Gas de Denis Pi*, de San Antonio Internacional, resumió que la producción de gas de arenas compactas, comparativamente, es menor que la producción de gas de un pozo perforado en reservorios convencionales. Por lo tanto, se debe perforar un número mayor de pozos para equiparar este desbalance.

Los procesos de optimización y mejora continua serán de aplicación directa y efectiva para reducir los costos de perforación y terminación masiva.

Las técnicas avanzadas, como la perforación horizontal multilateral, las tecnologías de gerenciamiento de presión y los equipos de perforación adaptados a múltiples pozos por locación serán de aplicación normal en este tipo de reservorio.

Las tecnologías aplicadas en la cementación y estimulación de los pozos deberán dar resultados óptimos para tener el recupero de hidrocarburo necesario. La perforación masiva de pozos implicará también un desafío para la reducción del impacto ambiental. Por lo tanto, la menor producción de este tipo de pozo deberá ser compensada por un mayor desarrollo tecnológico. ■

Para mas información:

congreso@iapg.org.ar - www.iapg.org.ar

Notas

- 1 Pi, Denis. *Tecnologías de Perforación y Completación para aplicar a Yacimientos de Tight Gas*. (Presentación). En Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, miércoles 19 de agosto de 2009.
- 2 Boggetti, Daniel. *Posibilidades de gas de baja permeabilidad en Argentina*. (Presentación). En Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, miércoles 19 de agosto de 2009.
- 3 Piñerua, Frank. *Toma de Presiones en Reservorios de Baja Permeabilidad (Tight Sands)*. (Presentación). En Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, miércoles 19 de agosto de 2009.