



S U M A R I O

- 1 Crecimiento Institucional
- 2 Spe-Argentina Comision Directiva 2010 - 2011
- 3 Crecimiento Institucional
- 3 24° World Gas Conference en la Argentina (IGU)
- 3 Award propuestos por la SPE
- 4 V Seminario Estratégico de la S.P.E.
- 4 Cursos de la SPE Argentina 2010
- 5 Día del Petróleo 2009
- 5 Gimor 2009
- 6 Actividades 2009-2010
- 7 Workshop Jóvenes Profesionales: "Tight Gas Sand Reservoirs"
- 8 Evaluación y Producción de gas no convencional - Shale GAS
- 12 Detección e identificación de oportunidades en yacimientos maduros con recuperación asistida
- 15 SPE BOARD en Argentina

Las notas publicadas son responsabilidad de sus respectivos autores.

Envíenos sus comentarios: info@spe.org.ar

DISCURSO INICIAL DEL PRESIDENTE

Crecimiento Institucional



Quiero comenzar expresando mi agradecimiento, por el reconocimiento de todos mis colegas para este momento. Ser designado Presidente de esta prestigiosa organización, es un verdadero honor para quienes entendemos la importancia que tiene la difusión y transmisión de conocimientos relacionados con la industria hidrocarburífera que nos nuclea.

Continúa en página 2 »

CURRICULUM VITAE DE JORGE E. MEAGGIA

Jorge E. Meaggia se graduó como Ingeniero Mecánico en la Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional de Buenos Aires. Una vez graduado, estuvo 4 años como Jefe de Trabajos Prácticos en la Cátedra de Maquinas Térmicas II.

Comienza sus actividades laborales en 1973 en CEMISA (Centro de Maquinarias Industriales) productora de motores a gas, para el accionamiento de aparatos individuales de bombeo mecánico, donde recorre los principales yacimientos del país, principalmente YPF y Bidas.

En 1985 funda su propia empresa Gaspetro S.A. continuando con la actividad anterior donde se dedica además a la fabricación de equipos industriales, grupos eléctricos, motobombas y representaciones del exterior, contando con una dotación de 60 personas.

En 1999 se traslada a New Hampshire - USA - para trabajar para Foster Power Generation empresa dedicada a la comercialización de turbogeneradores de 20 a 500 MW como Gerente de Ventas Internacionales.

En el 2000 Petrolera Santa Fe (Devon Energy), operadora de áreas petroleras (E&P), lo incorpora como Gerente de Compras y Logística en Buenos Aires; esta empresa fue adquirida por Petrobras en 2003.

A partir de ese momento desempeña tareas Comerciales y de Marketing en Champion Technologies, como Gerente para Latinoamérica y Wenlen como Gerente Comercial.

En 2005 hasta la actualidad ejerce la función de Gerente de Desarrollo de Negocios en Schlumberger Argentina S.A. para Argentina - Bolivia - Chile (ABC).

Miembro activo de la SPE y el socio vitalicio más joven del Club del Petróleo de Buenos Aires.

Spe-Argentina Comision Directiva 2010 - 2011



Presidente

Section Chairman

Jorge E. Meaggia

Secretario

Secretary

Andres Cremonini

Tesorero

Treasurer

Alejandro Luppi

Vicepresidente 1°

Director

Julio Shiratori

Vicepresidente 2°

Director

Miguel Laffitte

Comité de Capacitacion y Desarrollo Educativo

Vocal 1°

Committee Chairperson

Miguel Lavia

Vocal 8°

Committee Member

Carlos Olier

Julio Shiratori

Norberto Galacho

Comité de Capítulos Estudiantiles, Becas y Desarrollo Profesional

Committee Member

Hugo Carranza

Vocal 2°

Juan Manuel Ubeda

Ing. Mariano F. Raverta

Committee Member

Hernan Buijs

Comité de Jóvenes Profesionales

Committee Chairperson

Emiliano Sosa

Comité de Transferencia de Tecnología

Vocal 3°

Committee Chairperson

Eduardo Barreiro

Vocal 4°

Committee Member

Jorge Albano

Comité de Comunicación Institucional (Revista CONTACTO)

Committee Chairperson

Miguel Laffitte

Comité de Tecnico - V Seminario Estrategico

Vocal 5°

Committee Chairperson

Hugo Carranza

Comité de Programación y Organización de Reuniones Técnicas

Vocal 6°

Committee Chairperson

Miguel Fryziak

Vocal 7°

Committee Member

Victor Gorosito

Órgano de fiscalización

Revisor de cuentas

Auditor

Guillermo Teitelbaum

Revisor de cuentas

Auditor

Enrique Lagrenade

Crecimiento Institucional

DISCURSO INICIAL DEL PRESIDENTE

« viene de tapa

Justamente la misión de la SPE es:

- proveer el intercambio de información relevante para la actividad;
- incrementar las capacidades de nuestros profesionales;
- promover el estudio de las disciplinas técnicas aplicables;
- capacitar a estudiantes en las nuevas técnicas disponibles.

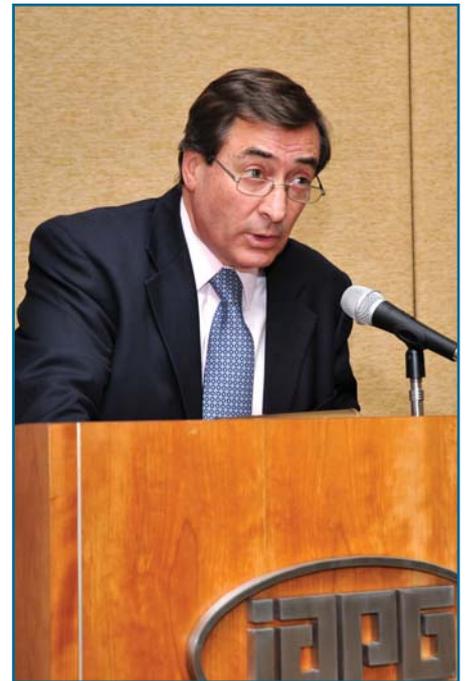
Para esta misión es necesaria, no sólo la dedicación de tiempos y esfuerzos para llegar a los objetivos planteados en cada comisión, sino también un sostenido crecimiento institucional. Este crecimiento se materializará con el apoyo de las compañías del sector, operadoras y de servicios, enviando a su personal para su especialización, difusión de los conocimientos adquiridos y para enriquecer este proceso a través de sus opiniones. Es así como estamos organizando para Noviembre de este año el “**V Seminario Estratégico**”, con la temática de: “**ARGENTINA y LA ENERGIA – Los Próximos 20 años**” donde convocaremos a los principales organismos públicos y privados para exponer y debatir sus ideas.

Estamos viviendo lo que me gustaría llamar “el momento de la consolidación institucional”, esto es, el tiempo propicio

para afianzar los logros alcanzados en varias décadas de un compromiso permanente, y reforzar nuestra función de apoyo a más de 75,000 profesionales asociados alrededor del mundo. Es en esta tarea donde quiero concentrar el esfuerzo, y me satisface comentarles que muchos colegas y colaboradores ya han comenzado a elaborar propuestas y generar inquietudes.

Tenemos muchas ideas y pensamientos que hemos estado discutiendo para cumplir con estas metas, pero prefiero comentarles ahora que los esfuerzos se concentrarán en organizar y reforzar las tareas inherentes al perfeccionamiento profesional. No obstante, no descuidaremos la generación de iniciativas que apuntalen las necesidades de capacitación y desarrollo de nuestros colegas asociados, en el marco de los crecientes desafíos propios de un mundo que cada vez requiere de mayores conocimientos específicos y más profesionalismo.

Deseo además hacer especial hincapié en nuestra revista Contacto, el medio oficial de difusión de la SPE Argentina, donde publicamos notas de opinión y nuestras acciones. Ampliaremos su difusión y esperamos recibir material de lectores e incrementar el apoyo de las instituciones a la misma, como parte de ese crecimiento.



Para finalizar, quiero comentarles que creo profundamente en la importancia de las ideas y de la efectiva implementación de los proyectos, pero también que todo gran logro es el producto de la construcción diaria, paso a paso, siempre a través del esfuerzo común y el trabajo conjunto. Esto se construye entre todos. Los invito a sumarse y acompañarme en este nuevo periodo.

Ing. Jorge E. Meaggia,
Presidente SPE Argentina
2010-2011

24° World Gas Conference en la Argentina (IGU)

El IAPG organizó entre el 05 y el 09 de Octubre del 2009 la Conferencia Mundial de Gas en los predios de la Sociedad Rural Argentina. El evento contó con una exposición de 300 proveedores donde se mostró lo más avanzado de la tecnología en uso en la industria. El lema del WGC fue “El desafío energético global: revisión de las estrategias para el gas natural”



El acto inaugural en el Luna Park fue presidido por la Sra Presidente de la Nación Argentina Dra Cristina Fernandez de Kichner, fue presentada por el Ing. Ernesto Lopez Anadon en su carácter de presidente de la International Gas Union, la SPEA participó en este acto con la asistencia de su presidente el Ing Miguel Angel Laffitte.

Award propuestos por la SPE

Fueron propuestos por la SPEA como postulantes a los reconocimientos regionales para Latinoamérica y el Caribe en honor a sus meritos personales y profesionales:

Hugo Carranza
(Service)

Hernán Buijs
(Young Profesional)

Alberto Khatchikian
(Formation Evaluation)

Jorge Valle
(Management and Information)

Juan Rosbaco
(Reservoir Description and Dynamics).

SPE Argentina y la Energía

V Seminario Estratégico

Los próximos 20 años

En este seminario, al igual que en los anteriores, se expondrán aspectos técnicos, económicos y estratégicos de la cuestión energética, desde las diferentes visiones de la oferta, la demanda y las políticas nacionales.

Esta comunicación tiene por objeto invitarlos a reservar en sus agendas los días arriba mencionados para asistir y participar activamente en esta quinta edición del tradicional Seminario Estratégico de la SPE, de modo de asegurar el éxito del encuen-

tro, que dependerá del intercambio amplio y fecundo de ideas acerca de cómo debemos encarar el futuro energético de nuestro país y de qué manera podremos contribuir a que ese futuro satisfaga las expectativas de la sociedad.

Jorge E. Meaggia

Presidente de SPE de Argentina Asoc. Civil y Chairman de la Argentine Petroleum Section de la Society of Petroleum Engineers.

Se llevará a cabo los días | Lugar de encuentro

16 y 17 de Noviembre | **Ciudad Autónoma de Buenos Aires**

Cursos SPE Argentina 2010

Reservoir Geomechanics

Desde el 10 al 14 de Mayo de 9 a 18 hs.

Buenos Aires

Empresa Asociada: Bauerberg Klein

Dictado en Inglés con traducción simultánea por *Dr.M.Dusseault*.

Instalaciones de Superficie (Facilities) Nivel 1

Desde el 31 de Mayo al 4 de Junio de 9 a 18 hs.

Neuquén

Empresa Asociada: MFG Oil & Gas S.A

Dictado en español por *Ing. Juan M. Ubeda*.

Aplicaciones de la Ingeniería de Reservorios

Desde el 31 de Mayo al 4 de Junio de 9 a 18 hs.

Buenos Aires

Empresa Asociada: Consultor

Dictado en español por *Dr. M. Dusseault*.

Levantamiento Artificial y Eficiencia Global

Desde el 14 al 18 de Junio de 9 a 18 hs.

Comodoro Rivadavia

Empresa Asociada: MFG Oil & Gas S.A

Dictado en español por *Ing. Juan M. Ubeda*.

New Heavy Oil Production Technologies

Desde el 17 al 18 de Junio de 9 a 18 hs.

Buenos Aires

Empresa Asociada: Bauerberg Klein

Dictado en Inglés con traducción simultánea por *Dr. M. Dusseault*.

Integrated Reservoir Analysis

En Agosto a confirmar de 9 a 18 hs.

Buenos Aires

Empresa Asociada: Next

Dictado en Inglés con traducción simultánea por *Dr. Gary Gunter*.

Día del Petróleo 2009

El SPE Argentina participa del Comité Organizador del Almuerzo que conmemora el Día del Petróleo y el Gas, el día 12 de diciembre del 2009 se realizó el encuentro donde el mensaje a la Industria fue realizado por el Ing Ernesto Lopez Anadon y el cierre y brindis le fue solicitado al Ing Eduardo Rochi reflejando la foto un momento emotivo del evento.



Gimor 2009

Previo al almuerzo se realizó una ceremonia de entrega de premios y reconocimientos, le correspondió a la SPEA entregar en la misma el primer premio otorgado al trabajo realizado para el GIMOR 2009 por los Ingenieros Fernando Silva y Jorge Vega de la empresa TGN. En la foto en nombre de la SPEA hacen entrega del mismo los Ingenieros Hugo Carranza y Miguel Angel Laffitte.



Actividades 2009-2010

Una amplia y jerarquizada actividad fue organizada por la SPE de Argentina en 2009. Estas actividades contaron con el apoyo y el beneplácito de nuestros socios y de los profesionales en general.



1. CONFERENCIAS

Esta actividad continuó siendo el centro de reunión e intercambio de ideas y conocimiento de nuestros socios.

Los temas tratados y sus disertantes fueron:

Abril 15. Conferencia de Francisco Albanati bajo el título de “Pitfall to Avoid in Assessing Artificial Lift Run-Life Performance”.

Junio 10. El tema tratado fue “Crisis y Empleo en la Industria del Petróleo y Gas en la Argentina”, a cargo de Carlos Valeiro.

Agosto 5. Gastón Francese trató el tema “Metodología de Toma de Decisiones en Contextos de Alta Incertidumbre”

Septiembre 16. Agostinho Calderon, de Brasil, se ocupó de hacernos conocer el tema “Open Hole Gravel Packing: New Trends and What we Are Doing to Overcome the Challenges”.

Octubre 1°. Exequiel Espinosa, titular de ENARSA, se ocupó del tema “El Estado como partícipe y protagonista en el Desa-

rollo de Proyectos Energéticos”.

Diciembre 10. “Certificación de Reservas y Recursos. Actualización de Normativas de la Resolución SE N° 324.06”, tema abordado por

Marzo 10, 2010. Marina Voskanian nos habló sobre “Incentives to Revitalize Mature Fields in an Environmentally Safe Manner. California Case Studies of Government Industry Collaborations”.

2. CURSOS

Se continuaron desarrollando cursos a cargo de colegas locales y extranjeros, los cuales contaron con la adhesión entusiasta de socios y no socios.

Abril 20-24. Unconventional Gas Exploitation, por el Dr. Roberto Aguilera.

Octubre 19-23. Aplicaciones de la ingeniería de Reservorios, a cargo del colega Dr. Mario Bernardi.

Diciembre 9-15. Curso “in-house” en Pan

American Energy, Comodoro Rivadavia, a cargo del Ing. Juan Manuel Úbeda, sobre el tema “Facilities, Nivel 1”.

3. SEMINARIOS, CONGRESOS, ATW, y otros

Tuvo lugar la siguiente actividad en estas modalidades:

Agosto 6-7. “Keys to Effective Mature Waterflood Management”, a cargo del SPEI

Octubre 15. En los salones locales del I.A.P.G. se realizó una “Jornada de Economía en Petróleo y Gas”, a cargo de los profesionales Jorge Pereczyk, Oscar de Leo, José Sureda y Eduardo Barreiro.

Octubre 5-9. En esta fecha tuvo lugar la destacada World Gas Conference, organizada por el IAPG local y el IGU. La misma además de las sesiones técnicas contó con una muy interesante exposición, en la cual nuestra entidad tuvo la ocasión de contar con un stand y personal a cargo para atender consultas de los visitantes.

Workshop Jóvenes Profesionales: “Tight Gas Sand Reservoirs”

Noviembre 4. Una vez más tuvo lugar una edición del GIMOR (Grupos de Interés de Modelado de Redes, en el cual participaron profesionales de esta orientación.

4. JOVENES PROFESIONALES

Con el habitual empuje juvenil, los jóvenes profesionales tuvieron oportunidad de organizar su actividad propia, en la cual pasaron revista a los temas más importantes de nuestra industria, y según el siguiente detalle:

Abril 1. Mesa Redonda “Geología” a cargo de Karina Mikietink y Juan Manuel Reynaldi.

Mayo 28. Juan Ignacio Gonzalez disertó en la mesa básica de “Perforación”

Junio 4. Eduardo Barreiro se refirió al tem “El Futuro de la Provisión de Gas en la Argentina”.

Junio 16. Mesa básica “Petrofísica y Fluidos de Reservorio” por Lucas Viglione.

Agosto 28. Mesa Redonda “Fracture Stimulation” a cargo de Peter Valko.

Septiembre 24. Tuvo lugar la Mesa Redonda “Modelos integrados de Producción, bajo la dirección de Santiago Salvia.

Marzo 9-10, 2010. Workshop (JP and Board) IAPG.

Help: “Fundación de la Vida en el Hospital Gutierrez de Niños”.

5. STUDENT CHAPTERS

Junio 4. En la Universidad de Cuyo, tuvo lugar la Jornada de Medio Ambiente.

Octubre 10-12. Encuentro universitario de los Capítulos Estudiantiles, en la ciudad de Mendoza.

Scholarships: Se otorgaron las siguientes por universidad:

Universidad Nacional del Comahue: 3

Universidad Nacional de la Patagonia: 1

Universidad Nacional de Cuyo: 5

Préstamos de Honor: Se confeccionó el Reglamento para optar por estos préstamos. El mismo se puede consultar en nuestra página web: spe.org. ar.

6. Revista CONTACTO.

Se publicaron 2 números, los cuales pueden consultarse en nuestra página web.



Los días 9 y 10 de marzo del 2010 se llevó a cabo en el IAPG un workshop bajo la consigna “Tight Gas Sand Reservoirs” en el que se trataron diversos temas relacionados a la explotación de estos reservorios que han sido tradicionalmente dejados de lado en favor de la explotación de otros cuyo desarrollo fue bastante más sencillo y redituable.

Estas presentaciones estuvieron enfocadas específicamente hacia jóvenes profesionales, estudiantes de la industria y contaron con la presencia de importantes referentes de la industria –tanto con representantes de operadoras como compañías de servicios–, y con importantes figuras de la SPE Internacional.

La producción de gas de arenas de baja permeabilidad constituye una realidad que se deberá afrontar en el corto plazo y es un importante desafío para nuestra generación de profesionales.

Existen grandes cantidades de gas almacenadas en formaciones de muy baja permeabilidad alrededor del mundo, la producción de gas de este tipo de reservorio es hoy una realidad en muchos países, y es un desafío que estamos empezando a tratar de resolver en Argentina.

La importancia del desarrollo de tales formaciones radica en que la demanda de energía crecerá de forma muy importante en las próximas décadas y aunque se esté buscando cubrir esa necesidad con ener-

gías alternativas, la realidad es que es la producción de hidrocarburos lo que permitirá continuar en el corto plazo.

Además de una introducción formal a este tipo de reservorios, se trataron diversos temas técnicos como ser la geología, la obtención de información a partir de herramientas de perfilaje, la importancia del daño a la formación, métodos de estimulación y modelos de producción integrados. Por otra parte también se contó con la participación de un representante de la Secretaría de Energía para tratar el “Programa Gas Plus” y sus casos de aplicación.

En conclusión, este evento resultó muy beneficioso para los participantes por la alta calidad de las presentaciones realizadas, que proporcionaron un entendimiento integral de un tema actual y desafiante para los profesionales de esta industria.

Abril 2010

Mauricio Ronchi Darré,
Estudiante de Ingeniería en Petróleo
Instituto Tecnológico de Buenos Aires



Evaluación y Producción de gas no

POR: GUSTAVO CAVAZZOLI, INGENIERO MECÁNICO - SCHLUMBERGER STIMULATION DOMAIN, MANAGER Y RAÚL RACHID,

En este artículo, analizamos las condiciones necesarias para que una formación shale (lutita) genere hidrocarburos, las condiciones necesarias de un yacimiento de gas de shale y la tecnología requerida para explotar y hacer producir esos yacimientos. Además, revisaremos algunas de las prácticas utilizadas en la Formación Barnett Shale del centro-norte de Texas.

Introducción

El "Shale", la más abundante de las rocas sedimentarias, está finalmente obteniendo su valor. Esta roca atravesada por los perforadores en búsqueda de zonas productivas en formaciones de areniscas o carbonatos, ha sido considerada una roca sello durante mucho tiempo. Sin embargo, gracias a la combinación correcta de la geología, la economía y la tecnología, los operadores de EUA y el resto del mundo están prestando gran interés a las shales ricas en materia orgánica. La figura 1 muestra afloramientos de rocas tipo Shale Gas. El Shale Gas es producido únicamente bajo determinadas condiciones. Esta abundante roca sedimentaria de permeabilidad extremadamen-

te baja (ver figura 2), se considera a menudo una barrera natural para la migración del petróleo y el gas. En los reservorios de shale gas, el gas es generado localmente en la roca, ésta actúa a la vez como generadora (roca madre) y como yacimiento. Este gas puede almacenarse intersticialmente en los espacios porosos, entre los granos de rocas o las fracturas del shale, o ser adsorbido en la superficie de los componentes orgánicos. Esta característica contrasta con los yacimientos de gas convencionales, en los que el gas migra desde su roca generadora hacia una arenisca o carbonato donde se acumula en una trampa estructural o estratigráfica, a la que a menudo subyace un contacto gas-agua. No debe sorprender, por ende, que las Shale Gas gasíferas se consideren yacimientos **no convencionales**. A pesar de sus deficiencias obvias, en los Estados Unidos se está apuntando a ciertas shales como objetivos de producción: aquellas que poseen la combinación correcta de tipo de shale, contenido orgánico, madurez, permeabilidad, porosidad, saturación de gas y fracturamiento de la formación. Cuando estas condiciones de la formación son activadas por condiciones económicas favorables, un reservorio de gas no convencional se convierte en un boom. Los reservorios de Shale Gas o "gas de lutita" de nuestros días están levantando vuelo, en gran medida gracias al crecimiento de la demanda de gas, y además, debido al desarrollo de un amplio abanico de tecnologías de avanzada en campos petroleros. Esta tendencia se está expandiendo en

los Estados Unidos, donde el aumento de los precios del gas y el consumo de casi 23 Tpc [651,820 millones de m³] de gas por año están impulsando un crecimiento de la actividad de perforación en tierra firme.

La fuente de hidrocarburos

Las shales comprenden partículas del tamaño de la arcilla y el limo, que han sido consolidadas para formar capas rocosas de permeabilidad ultra baja. Se sabe que algunas lutitas contienen suficiente materia orgánica—y no se requiere mucha— para generar hidrocarburos. La capacidad de las lutitas de generar hidrocarburos depende en gran medida de la cantidad y tipo de material orgánico que contienen; de la presencia de oligoelementos que podrían mejorar la química génesis; y de la magnitud y duración del proceso de calentamiento al que han sido sometidas. La materia orgánica—los restos de animales o plantas—puede ser alterada por efectos de la temperatura para producir petróleo o gas. Sin embargo, antes de que se produzca esta transformación, esos restos deben estar preservados en cierta medida. El grado de preservación tendrá un efecto sobre el tipo de hidrocarburos que la materia orgánica producirá. La mayor parte del material animal o vegetal es consumido por otros animales, bacterias o procesos de descomposición, de manera que la preservación usualmente requiere un proceso de sepultamiento rápido en un ambiente anaerobio que inhiba a la mayoría de los secuestradores biológicos o químicos. Este requisito se satisface en ambientes lacustres u

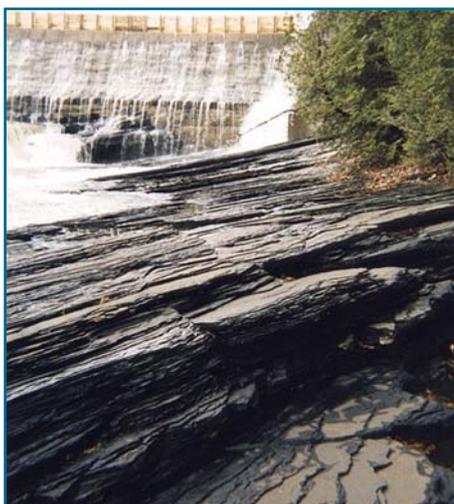


Figura 1: Shale Gas.

Shale in Perspective: Permeability

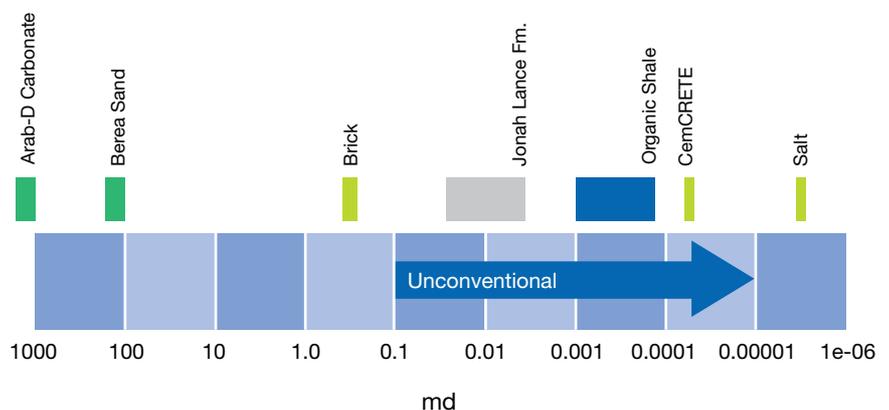


Figura 2: Escala de Permeabilidad.

convencional - Shale GAS

INGENIERO QUÍMICO - SCHLUMBERGER STIMULATION ENGINEER

oceánicos con circulación de agua restringida, donde la demanda biológica de oxígeno excede el suministro, lo que tiene lugar en aguas que contienen menos de 0.5 mililitros de oxígeno por litro de agua. La materia orgánica se cuece lentamente a medida que aumentan la presión y la temperatura, en concordancia con el incremento de las profundidades de sepultamiento. Con ese calentamiento, la materia orgánica se transforma en kerógeno. Dependiendo del tipo de kerógeno producido, los incrementos adicionales de temperatura, presión y tiempo podrán generar petróleo, gas húmedo o gas seco (ver **figura 3**). El kerógeno, un material insoluble formado por la descomposición de la materia orgánica, es el ingrediente principal en la generación de hidrocarburos.

Generalmente los kerógenos marinos o lacustres (Tipos I y II) tienden a producir petróleos, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas. Las mezclas intermedias de kerógenos, especialmente los Tipos II y III, son más comunes en las facies arcillosas marinas.

Madurez de la roca

Los procesos geológicos para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos requieren calor y tiempo. Mediante el incremento de la temperatura y presión durante el proceso de sepultamiento, y posiblemente acelerados por la presencia de minerales catalizadores, los materiales orgánicos liberan petróleo y gas. La actividad microbiana convierte parte de la mate-

ria orgánica en gas metano biogénico. Con el sepultamiento y el incremento de la temperatura, la materia orgánica remanente se transforma en kerógeno. La mayor profundidad de sepultamiento y el incremento del calor transforman el kerógeno para producir bitumen, luego hidrocarburos líquidos y por último, gas termogénico, que empieza con gas húmedo y termina con gas seco. El proceso de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos puede resumirse en general en tres grandes pasos: La **diagénesis**, la **catagénesis** y la **metagénesis**. A medida que el kerógeno evoluciona mediante la madurez asociada con la temperatura, su composición química cambia progresivamente.

Evaluación del potencial generador de la roca

El potencial generador de las rocas es determinado básicamente a través del análisis geoquímico de las muestras de lutita. Las pruebas geoquímicas se realizan sobre núcleos enteros, núcleos laterales, recortes de formaciones y muestras de afloramientos. **El objetivo principal de las pruebas es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos.** En general, cuanto mayor es la concentración de materia orgánica en una roca, mejor es su potencial de generación. Se han desarrollado una diversidad de técnicas geoquímicas sofisticadas para evaluar el contenido orgánico total (TOC) y la madurez de las muestras (ver valores **figura 4**). La actividad intensa de los

rayos gamma se considera una función del kerógeno presente en la lutita. El kerógeno generalmente crea un ambiente reductor que impulsa la precipitación del uranio, lo que incide en la curva de rayos gamma. La resistividad puede ser alta debido a las altas saturaciones de gas, pero varía con el contenido de fluido y el tipo de arcilla. Las densidades volumétricas son a menudo bajas debido al contenido de arcilla y la presencia de kerógeno, que posee un peso específico bajo de 0.95 a 1.05 g/cm³. Las lutitas gasíferas se caracterizan por una intensa actividad de rayos gamma, alta resistividad, baja densidad volumétrica y bajo efecto fotoeléctrico, en comparación con las lutitas normales. Los registros de pozos se utilizan además para indagar la compleja mineralogía de una lutita y cuantificar la cantidad de gas libre presente en los poros de la roca generadora. La herramienta de **Espectroscopía de Captura Elemental ECS*** es muy utilizada a la hora de evaluar shales. La sonda ECS* registra y analiza los espectros de rayos gamma inducidos por las interacciones de los neutrones con la formación. A partir de estas mediciones es posible obtener estimaciones precisas de los componentes de las formaciones, incluyendo arcilla, carbonato, anhidrita, cuarzo, feldespato y mica. Utilizando una combinación de registros de triple combo y registros geoquímicos convencionales, los petrofísicos de Schlumberger pueden determinar el contenido de carbono orgánico de la lutita y calcular el gas adsorbido. Los registros geoquímicos permiten además que los

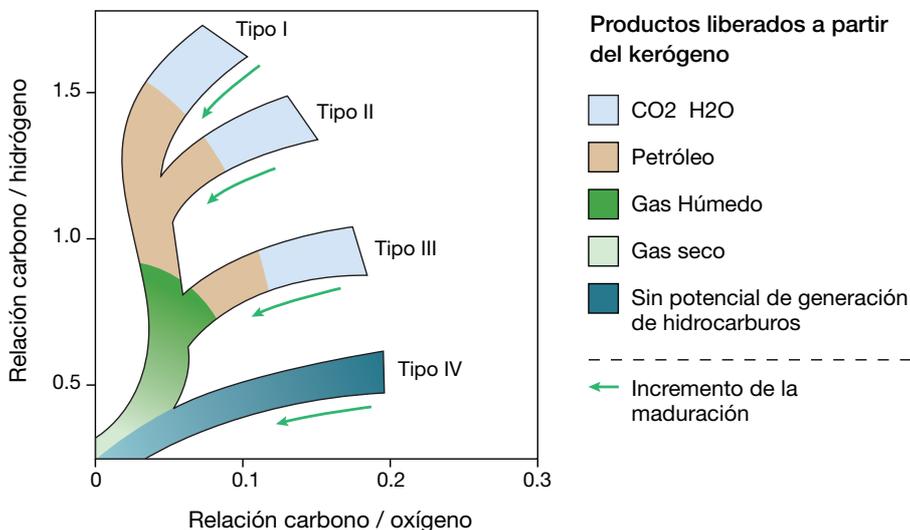


Figura 3: Evolución del kerógeno. (Diagrama de Van Krevelen). Cambios producidos en el kerógeno por el aumento del calor durante el sepultamiento. El kerógeno pierde oxígeno principalmente al emitir CO₂ y H₂O; luego, comienza a perder más hidrógeno al liberar hidrocarburos.

Figura 4: Calidad del kerógeno.

Contenido orgánico total, % en peso	Calidad de Kerógeno
< 0.5	Muy Pobre
0.5 a 1	Pobre
1 a 2	Regular
2 a 4	Buena
4 a 12	Muy Buena
> 12	Excelente

petrofísicos diferencien distintos tipos de arcillas y sus respectivos volúmenes, información crítica para el cálculo de la productividad y para la determinación del fluido a utilizar durante los tratamientos de fracturamiento hidráulico subsiguientes. En la Formación Barnett Shale y en otras cuencas, se están utilizando la sonda ECS* y la herramienta integrada de adquisición de registros con cable Platform Express*, junto con técnicas de interpretación avanzadas, para calcular las saturaciones de gas y el gas en sitio, y para caracterizar la litología.

Evaluación del Gas en sitio en Shales

La producción de Shale Gas, en el largo plazo y con regímenes económicos, depende principalmente del **volumen de gas en sitio, la calidad de la terminación y la permeabilidad de la matriz**. Antes de la perforación de nuevos pozos, los registros históricos, tales como las secciones de afloramientos, los mapas geológicos de campo de las lutitas ricas en contenido orgánico y los datos de pozos previos, pueden resultar vitales para la elaboración de estimaciones preliminares del gas de lutita en sitio. Los recortes de formaciones, a menudo son retenidos para análisis futuros. Si están disponibles, estos recortes pueden enviarse al laboratorio para el análisis del contenido orgánico y la madurez. Durante las primeras etapas de una campaña de perforación en lutitas gasíferas, la extracción de núcleos

desempeñará un rol significativo en un programa de evaluación de formaciones. Los núcleos de lutita proveen mediciones directas que los geocientíficos utilizan para determinar el gas en sitio. El gas está contenido en los espacios porosos y en las fracturas, o se encuentra adherido en sitios activos de la superficie, en la materia orgánica contenida en una lutita. En conjunto, esta combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de una lutita. Mediante la determinación de las proporciones de gas intersticial y gas adsorbido bajo condiciones de yacimiento, los geocientíficos pueden calcular el gas en sitio utilizando una variedad de técnicas. La **figura 5** muestra un registro típico de formaciones de Shale Gas.

Principales parámetros del yacimiento de Shale Gas

En la tabla de la **figura 6** se muestran los principales parámetros a tener en cuenta a la hora de evaluar las características de un reservorio Shale Gas. La experiencia en múltiples cuencas de gas de lutita de los Estados Unidos ha demostrado que los yacimientos de gas de lutita deben satisfacer o exceder estos parámetros para ser comercialmente viables.

Almacenamiento del gas en formaciones Shale

El metano adsorbido en la superficie del kerógeno se encuentra en equilibrio con el

metano libre presente en la lutita. La isoterma de Langmuir fue desarrollada para describir este equilibrio, a una determinada temperatura constante. Esta relación se describe mediante dos parámetros: el volumen de Langmuir, que describe el volumen de gas a una presión infinita; la presión de Langmuir, que es la presión a la que el contenido de gas es igual a la mitad del volumen de Langmuir. Los parámetros de Langmuir se miden en ensayos de núcleos, mediante el ajuste de los resultados a la fórmula de Langmuir (ver **figura 7**). En las lutitas que siguen una curva similar, la adsorción constituye un mecanismo muy eficaz para el almacenamiento de gas a baja presión (menos de 100 lpc); por el contrario, no resulta eficaz a altas presiones, ya que el gas sorbido se aproxima a su asíntota cuando la presión es superior a 2,000 lpc [13.8 MPa].

Estimulación de Yacimientos de Shale Gas

Las fracturas naturales, aunque beneficiosas, normalmente no proveen trayectorias de permeabilidad suficientes para soportar la producción comercial en las lutitas gasíferas. **La mayoría de las lutitas gasíferas requieren tratamientos de fracturamiento hidráulico**. Los operadores frecuentemente bombean tratamientos de fluido a base de agua, de baja viscosidad (slick water) y apuntalantes en las lutitas de alta presión, moderadamente profundas, habitualmente encontradas a profundidades que oscilan entre 1,524 y 3,048 m

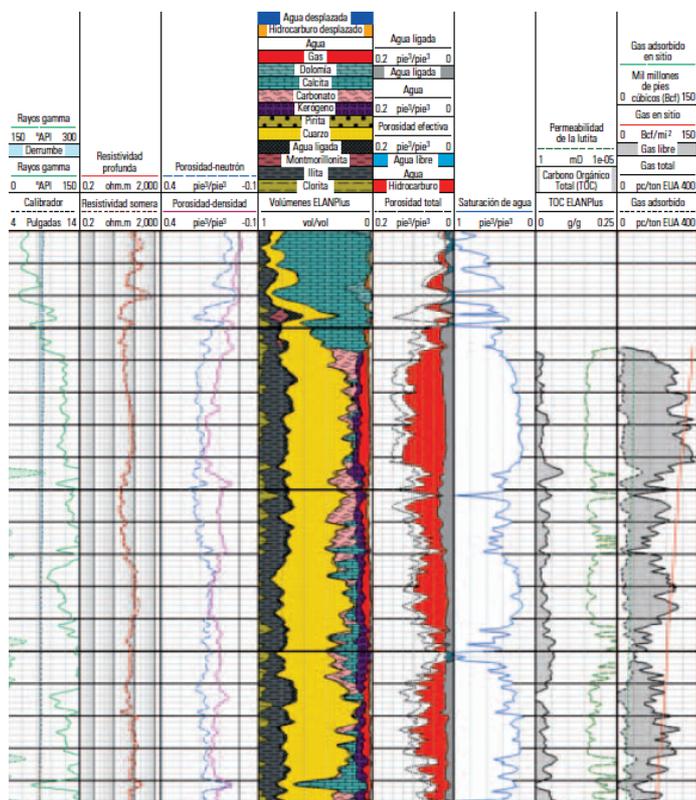


Figura 5: Registros de la Formación Barnett Shale. Los primeros tres carriles presentan las mediciones de la herramienta Platform Express*. El Carril 4 presenta los resultados de un modelo petrofísico generalizado de lutita gasífera, basado en los datos Platform Express* y ECS*, que han sido procesados con el análisis avanzado de registros multiminales ELANPlus. Este programa ayuda a cuantificar la mineralogía, el kerógeno y la porosidad rellena con gas y agua. Los carriles restantes cuantifican la porosidad total y efectiva, la saturación de agua, el contenido TOC, la permeabilidad de la matriz, el gas en sitio y el gas acumulado. Los valores del gas en sitio y el gas acumulado se calculan tanto para el gas libre como para el gas adsorbido.

Figura 6: Parámetros de reservorio shale Gas.

Parámetro	Valor mínimo
Porosidad	> 4%
Saturación de agua	< 45%
Saturación de petróleo	< 5%
Permeabilidad	> 100 nanodarcies
Contenido orgánico total	> 2%

La isoterma de Langmuir

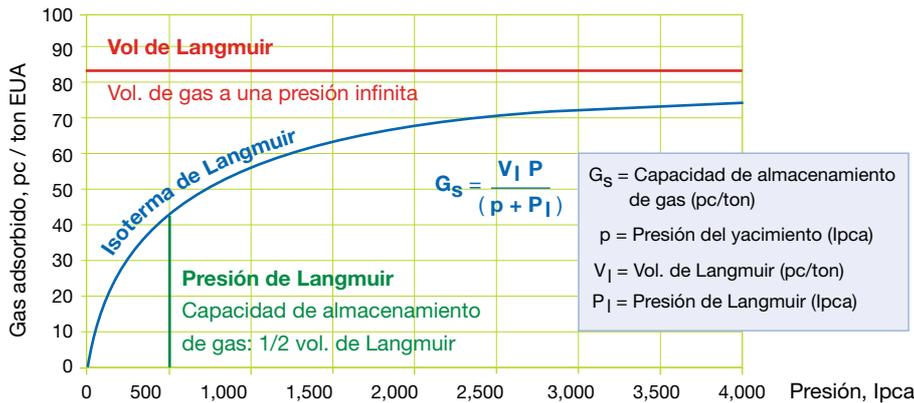


Figura 7: Isoterma de Langmuir.

[5,000 y 10,000 pies]. En las lutitas más someras, o aquellas que poseen presiones de yacimiento bajas, se bombean comúnmente fluidos de fracturamiento energizados con nitrógeno. El fluido, bombeado a alta presión, fractura la lutita. En teoría, los granos de apuntalante se acuñan en las fracturas, manteniéndolas abiertas una vez detenido el bombeo. En la Formación Barnett Shale, los tratamientos de estimulación han evolucionado a lo largo de la vida productiva de este reservorio. En 1997, Mitchell Energy comenzó a evaluar los tratamientos de estimulación con agua (slick water). Estos tratamientos establecen canales de fracturas largos y anchos, que utilizan el doble del volumen de los fracturamientos masivos con fluido reticulado. Estos tratamientos se han convertido en práctica normal en la Formación Barnett Shale (ver figura 8). Por otra parte, la reducción de los costos de estimulación permitió a los operadores terminar los intervalos de la Formación Barnett Superior, mejorando así las EUR en aproximadamente 20%, o un porcentaje mayor. Si bien en las operaciones de fracturamiento de la Formación Barnett Shale se utilizan comúnmente agua y arena, algunos operadores de otros lugares consideran que no se ha transportado suficiente apuntalante

dentro de sus fracturas inducidas. Durante dichas operaciones de fracturamiento, puede suceder que el fluido no cree fracturas lo suficientemente anchas para dar cabida a los granos de apuntalante. En otros casos, los granos bombeados hacia el interior de una fractura se precipitan de la suspensión del fluido que los transportó. En cualquiera de ambos casos, el resultado es una fractura más pequeña, que provee menos permeabilidad que la pretendida. Para superar estos problemas, algunos operadores emplean la tecnología de fluido de fracturamiento sin polímeros ClearFRAC* o fluido a base de fibras FiberFRAC* para mantener los apuntalantes suspendidos durante períodos prolongados. Ambos fluidos mantienen el apuntalante en las fracturas a medida que las mismas se cierran lentamente. De este modo, las fracturas permanecen abiertas una vez que el pozo es puesto en producción.

El monitoreo microsísmico indica que estos tratamientos están activando las fracturas naturales perpendiculares al esfuerzo horizontal máximo. Esta activación no ocurre con tanta frecuencia con los fluidos viscosos. Dicho monitoreo permite calcular el Volumen Estimulado Efectivo (ESV) que está

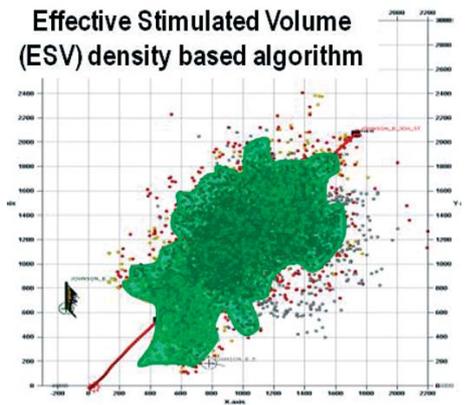
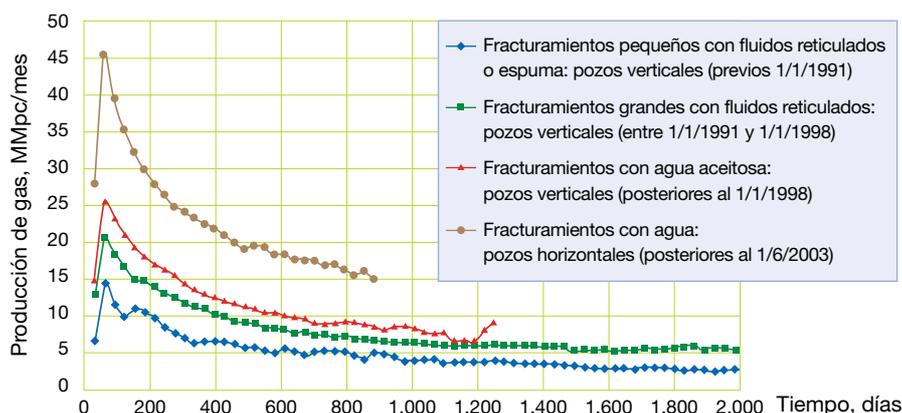


Figura 9: ESV determinado por StimMAP (MAP: Es marca registrada de Schlumberger).

directamente relacionado con la producción de pozo (ver figura 9) Además del aumento de los precios del gas, el mejoramiento de las técnicas de perforación horizontal, y el desarrollo de prácticas de estimulación económicas y eficaces fueron clave para el éxito comercial de los pozos de Shale Gas.

Referencias

- Schlumberger Oilfield Review Publication –Production de Gas desde su origen – Invierno 2006/2007.
- Unlocking the Unconventional Oil and Gas Reservoirs: Utilization of Real Time Microseismic Monitoring and Hydraulic Fracture Diversion Technology in the Completion of Barnett Shale Horizontal Wells Author G. Waters, H. Ramakrishnan, J. Daniels, and D. Bentley, Schlumberger, and J. Belhadi, and D. Sparkman, Devon Energy OTC 20268-MS 2009.
- Petrophysical Considerations in Evaluating and Producing Shale Gas Resources Author C.H. Sondergeld, SPE, University of Oklahoma; K.E. Newsham, SPE, J.T. Comisky, SPE, and M.C. Rice, SPE, Apache Corp; and C.S. Rai, SPE, University of Oklahoma SPE 131768-MS 2010.

Figura 8: Desempeño mejorado con tecnología en desarrollo. Con la evolución de la tecnología de perforación y fracturamiento a través de los años, los operadores de la Formación Barnett Shale observaron cambios asombrosos con respecto a las técnicas empleadas previamente.

Detección e identificación de en yacimientos maduros con

ALVARO BUGARI, ITBA

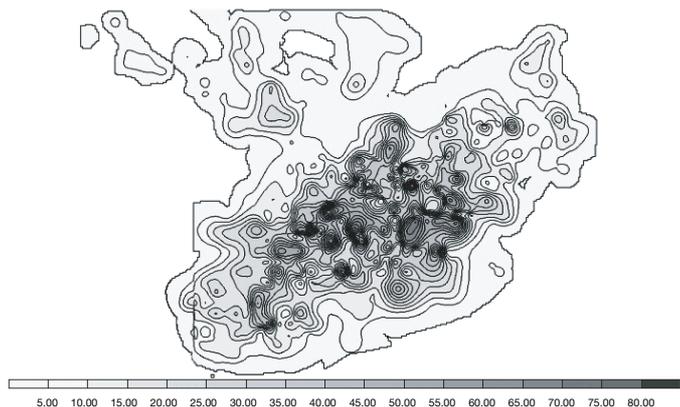


Figura 1: Mapa de Espesor Útil [m].

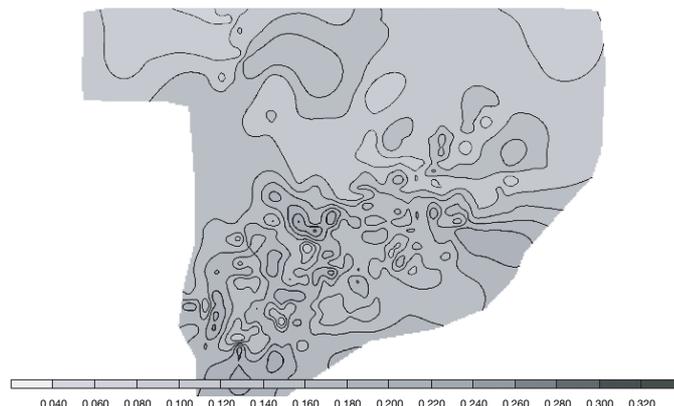


Figura 2: Mapa de Porosidad.

Abstract

Este trabajo apunta al descubrimiento de áreas con oportunidad de desarrollo en yacimientos maduros en que se esté realizando recuperación secundaria, analizando para ello un mapa de espesor de petróleo (que multiplicado por un área indica el POIS de la misma) y los fluidos producidos e inyectados dentro de esa misma zona. De esta manera se obtiene un factor de recuperación para cada área estudiada (especialmente útil en campos mallados) y se analiza cuales de ellas presenten oportunidades de mejora.

Se estudiarán a modo de resultado dos tipos principales de mejora a realizar en las mallas: la modificación de los caudales de inyección, o la perforación in fill dentro de la zona analizada, utilizando para ello una serie de gráficos que se detallaran a lo largo del trabajo.

Introducción

Para estudiar la viabilidad de este análisis primero habrá que definir a que se llama yacimientos maduros. Serán para este trabajo los yacimientos en donde la recuperación primaria haya sido reemplazada por un proyecto de secundaria, específicamente uno de mallas (y no uno de inyección peri-

férica), y en que los volúmenes porales de agua inyectados sean apreciables.

Por ser las campañas de perforación, de reparaciones de pozos, de conversiones de pozos a inyectores, y de trabajos de campo similares; usualmente irregulares en el tiempo, se crean, en yacimientos maduros, zonas en que el factor de recuperación es inusualmente bajo, así como también zonas con recuperaciones inesperadamente altas. Esto se debe a que, con el correr de los años, las condiciones de operación del campo han ido variando. Ya sea por caídas de pozos, aperturas de pozos nuevos, proyectos de barridos incompletos o mal desarrollados; o incluso quizás por heterogeneidades imprevistas o ignoradas, tecnologías existentes al momento de realizar los trabajos, u otros factores de tipo social o político.

En resumen, en yacimientos con mucha historia (temporal, tecnológica y política) es muy probable encontrar zonas anómalas con acumulación de hidrocarburos pobremente explotados. Estas zonas son las que en este trabajo se intentará identificar, estudiar y aprovechar.

Método

Construcción del mapa necesario.

Para hallar esas zonas deberá construirse un mapa especial, indicativo del petróleo original in situ encerrado en un diferencial de área para un reservorio específico. Que al multiplicarlo por cada área (comúnmente por el área de las mallas centradas en los productores). Para obtenerlo se parte de los mapas de espesor útil, porosidad y saturación de agua. Partiendo la ecuación del POIS:

$$POIS = \frac{\text{Área} \cdot H_U \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

en la que el único dato faltante sería el área, se despeja de la siguiente manera:

$$\frac{POIS}{\text{Área}} = \frac{H_U \cdot \phi \cdot (1 - S_w)}{B_o}$$

A la razón POIS dividido Área se la llamará en adelante Índice de Petróleo:

$$IP = \frac{POIS}{\text{Área}}$$

Oportunidades recuperación asistida

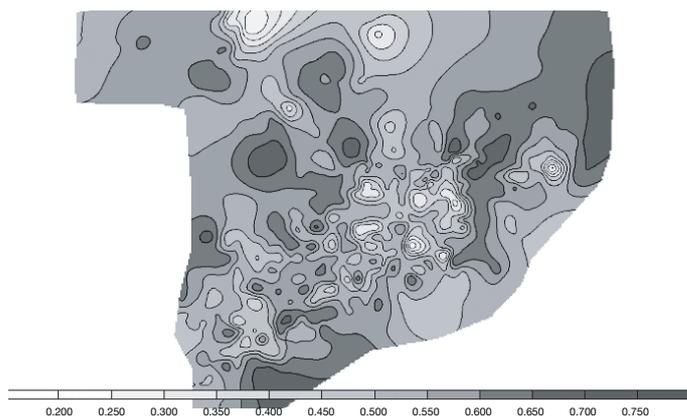


Figura 3: Mapa de Saturación.

que representa el volumen de petróleo original in situ en un diferencial de área. Por comodidad se llamará a la distribución areal del IP: mapa de POIS, ya que visto en planta es un sencillo indicador de petróleo original. Los mapas mencionados previamente se muestran en las figuras 1, 2, 3 y 4.

Elección de los sectores a estudiar

Obtenido este mapa se procede a dividir el campo en sectores similares. En este caso, sin embargo, la palabra “similares” tiene un amplio significado. Habrá que juzgar con detenimiento qué factores se tendrán en cuenta a la hora de tomar decisiones, ya que pueden influir tanto los históricos, como los técnicos, geológicos, etc. En algunos casos se opta por agrupar los pozos con similar historia geológica, o similar plan de desarrollo, con similares propiedades petrofísicas, o por zonas geográficas. El criterio quedará a cargo de la persona que esté realizando el estudio, pero lo más recomendable es testear más de una división antes de decidirse, para de esta manera, no dejar de lado singularidades que pudiesen afectar los resultados.

En la figura 5 se muestra la división del ejemplo, realizada a partir una conjunción de factores (posición geográfica, acreaje, historia) en los sectores que se creyeron convenientes para su estudio.

Esta división incluye únicamente el 88% de POIS mapeado ya que el resto es marginal o se encuentra en zonas en donde no es rentable perforar.

Los puntos verdes llenos representan productores activos en la formación, es decir, contactan al menos una capa. Los azules son inyectores que cumplen las mismas condiciones. Los puntos vacíos representan pozos inactivos (productores o inyectores según sea su color).

Debido a la gran cantidad de pozos que abarca cada polígono no hace falta que la partición de inyección o producción de los que quedan en los bordes sea tan rigurosa. Una simple división angular es suficiente para resolver cualquier situación.

Análisis de los sectores

Dividido el campo de este modo se estudia un grupo de curvas indicadores para cada área, que no sólo dará una primera idea de las condiciones actuales del campo sino que además ayudará a verificar que la subdivisión del campo es la más conveniente.

Las más destacables son las de RAP vs. Np y RAP vs. VPI, que sirven para estudiar la evolución del corte de agua en función de acumuladas temporales; e

incluso más útil aun la familia de curvas que se muestra en la figura 6.

En trazo grueso se muestra la evolución histórica de las áreas y en trazo fino el pronóstico a fin de vida útil. Esta gráfica entrega mucha información de los sectores, como por ejemplo: la ordenada al origen es la recuperación por primaria previa a la inyección de agua, la severidad de la pendiente es un indicador de la efectividad del proyecto de secundaria, los quiebres de las curvas hacia arriba y abajo indican cambios en el régimen de inyección y producción, aperturas y cierres de pozos u optimizaciones de los mismos.

Si combinamos la figura 6 con la figura 7 se puede realizar un estudio minucioso de la situación actual, futura y proyectada de cada sector. Se dividieron, en este caso, las áreas en flancos sur y norte, ya que en la zona norte hay una gran superposición de capas mientras que en la zona sur la mayor parte del POIS se encuentra solamente en dos (y de propiedades petrofísicas relativamente distintas a las del norte) (ver figura 7 y 8).

Las líneas en negro muestran la situación óptima de factor de recuperación a fin de vida útil vs acreaje para las mallas en cada zona. En el flanco norte hay dos rectas debido a que los sectores en el centro del mapa

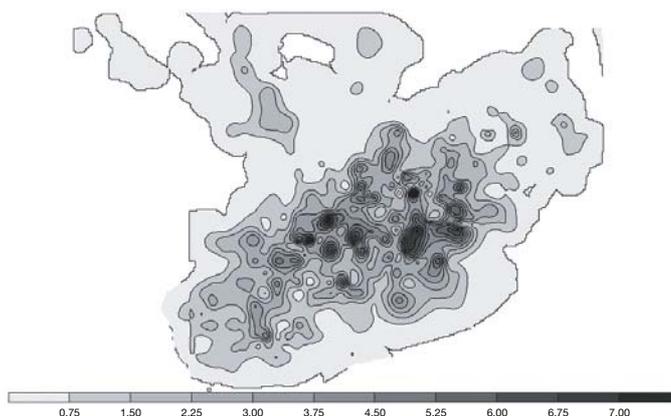


Figura 4: Mapa de POIS [m³/m²].

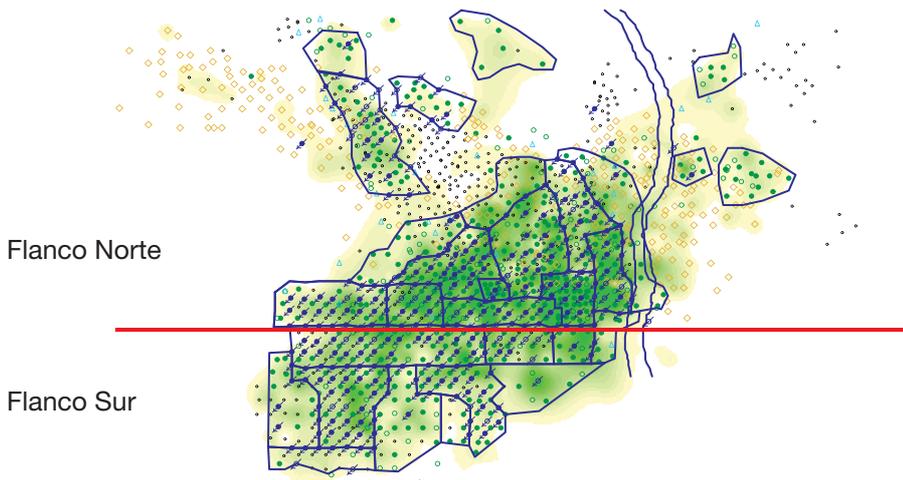


Figura 5: Áreas seleccionadas para el estudio.

donde se encuentra la mayor acumulación de POIS se comportan de forma distinta a los que se encuentran sueltos en el norte.

Detección de oportunidades

Las oportunidades se presentan cuando los puntos se encuentran debajo de su línea negra correspondiente y se interpretan de la manera explicada a continuación.

A fin de vida útil, es decir a RAP igual a 100, las áreas alcanzarán el punto mostrado, sin embargo en varios casos este punto representa valores de recuperación muy inferiores a los de sus mallas vecinas. Es decir que si las condiciones se mantuviesen ese sector no recuperaría lo mismo que su análogo. Estas son las situaciones que se deben revertir. Existen muchas maneras de hacerlo, ya sea optimizando la inyección, regulando las relaciones caudal de inyección-caudal de producción, etc.

Sin embargo, la mayor oportunidad se encuentra en la densidad de pozos por unidad de área comúnmente representado como el acreaje (Nº de pozos / Área del sector en acres). Se puede observar, siguiendo las rectas negras, como el factor

de recuperación aumenta proporcionalmente respecto de la disminución del acreaje, es decir que a mayor número de pozos en un determinado área el factor de recuperación será mayor, dentro de un rango lógico. Habiéndose demostrado al menos en otro caso (otro sector) la viabilidad de un cierto acreaje, se puede suponer con un alto nivel de certeza que perforando nuevos pozos en los sectores de acreajes altos se aumentará el factor de recuperación correspondientemente (ver figura 9).

Las líneas en rojo representan el menor acreaje perforado en la zona, en este caso siendo de 8. Por lo tanto se apunta a que todos los sectores alcancen este valor. Por supuesto, la decisión deberá superar una evaluación económica para estudiar la rentabilidad de cada caso.

Conclusiones

Sectorizando el campo con recuperación asistida y estudiándolo de manera conveniente se pueden hallar áreas en que el factor de recuperación es bajo y que presentan oportunidad de futuros desarrollos. Estudiando los fluidos producidos e inyec-

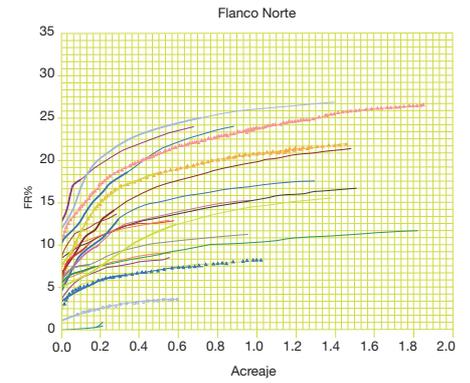


Figura 6: Factores de recuperación de las áreas seleccionadas vs. volúmenes porales inyectados.

tados, el petróleo original en fondo y el acreaje de cada zona se puede realizar un estudio profundo de la situación actual de cada sector y proyectar la situación futura esperada. Además, una vez descubierta la zona con potencial se estudian en detalle sus parámetros para determinar cuál es la mejora posible, ya sea de optimización de la recuperación secundaria o de disminución del acreaje. Con este método existe la posibilidad de realizar el mismo estudio dentro de un área determinada, tanto para localizar puntualmente la zona deseada como para no desaprovechar zonas que parecerían ser normales por estar promediadas con otras de mayor recuperación.

Una de las limitaciones que presenta este método es la exclusividad de sus condiciones iniciales (larga y compleja historia de desarrollo del campo, de producción e inyección, etc.), sin embargo es habitual encontrar campos petrolíferos con historias similares. Otra limitación importante es que este estudio se vuelve muy complejo en caso de existir inyección periférica siendo necesaria una sectorización especial.

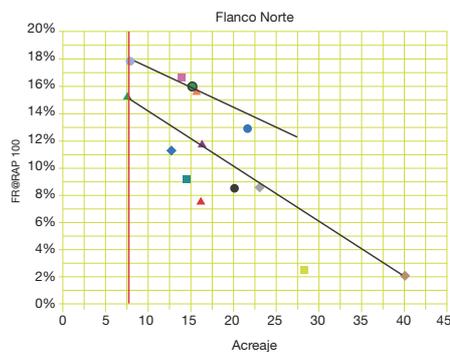


Figura 7: Factores de recuperación de la zona norte vs acreaje.

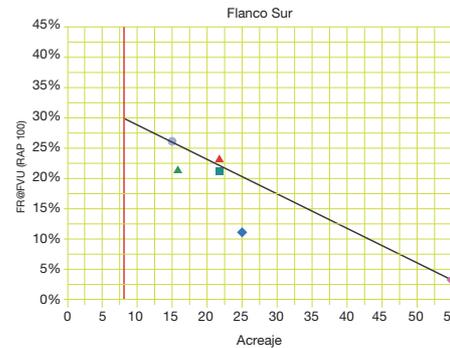


Figura 8: Factores de recuperación de la zona sur vs acreaje.

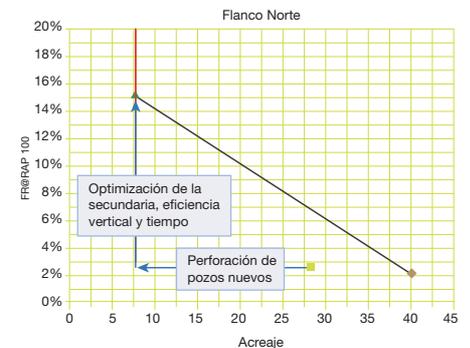


Figura 9: Ejemplo de optimización del sector.

SPE BOARD en Argentina

En el mes de marzo el Board del SPEI se reunió en la Argentina, como parte de las actividades la Sección Argentina organizó un encuentro el 12 de Marzo del 2010, la participación del Board y funcionarios del SPE fue plena. En el encuentro el Ing Miguel Angel Laffitte hizo una exposición de las actividades y planes de la Sección Argentina.

El presidente del SPEI Behrooz Fattahi agradeció la atención y agasajo del SPEA y realizó una breve síntesis de las acciones desarrolladas en su gestión y los planes que desean desarrollar y son motivo de la reunión del Board en Buenos Aires.



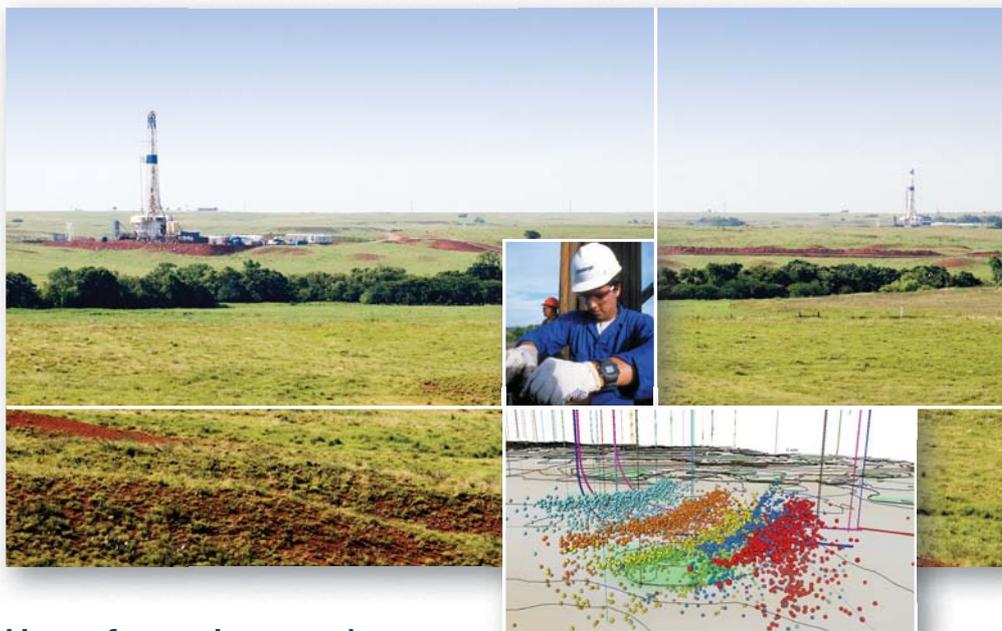
SPE Board of Directors en Buenos Aires

NAME	POSITION
Ahmed Abou-Sayed	Technical Director, Production & Operations
Ken Arnold	Vice President
Kamel Bennaceur	Technical Director, Management & Information
Georgeann Bilich	SPE Staff Director, Communications
Jane Boyce	SPE Staff Director, Member Services & Programs
Ford Brett	Technical Director, Drilling & Completions
Steve Byrne	SPE Staff Director and Chief Financial Officer
Ruben Caligari	Regional Director, Latin America & Caribbean
Helen Chang	Regional Director, Canada
John Donachie	Regional Director, North Sea
Josh Etkind	At-Large Director
Behrooz Fattahi	2010 President
Solange Ferreira	SPE Senior Manager, Latin American Activities
Bill Furlow	SPE Senior Manager, Business Development
Cordella Wong Gillett	SPE Managing Director, Asia Pacific
Stephen Graham	SPE Managing Director, Americas
Holly Hargadine	SPE Senior Manager, Technical Activities
Billy Harris	Regional Director, Southwestern North America
Hosnia Hashim	Regional Director, Middle East
Paul Jones	Technical Director, Projects, Facilities & Construction
Arnis Judzis	Regional Director, Rocky Mountain North America
Roy Knapp	Regional Director, Mid-Continent North America
Tom Knode	Technical Director, Health, Safety, Security, Environment & Social Responsibility
Katie Krug	SPE Manager, Board Relations
Alain Labastie	2011 President
Liz McDonald	SPE Senior Manager, Membership
Dean McPhearson	Regional Director, Eastern North America
Alek Musa	Regional Director, Africa
Gene Narahara	Technical Director, Reservoir Description & Dynamics
Waleed Refaay	SPE Managing Director, Middle East, North Africa, & India
Mark Rubin	SPE Executive Director
Sam Sarem	Regional Director, Western North America
Lawrence Slade	SPE Managing Director, Europe, Russia Caspian & Sub-Saharan Africa
Glenda Smith	SPE Senior Manager, Technical Publications
Sid Smith	Regional Director, Gulf Coast North America
Rick Tompkins	Regional Director, Russia & the Caspian
Robert Wyatt	SPE Staff Director, Information Technology

Shale Gas

Liberamos el verdadero potencial

Impacto Medible es una marca de Schlumberger. © 2010 Schlumberger. 10-UG-01035



Un enfoque integrado

Para liberar el potencial de su reservorio de shale gas, es esencial contar con una perforación integrada y un programa de evaluación y estimulación para cada pozo o yacimiento. Este enfoque tiene en cuenta el modelo geológico y los parámetros críticos del reservorio para asegurar su éxito a largo plazo.

Participamos en las operaciones de shale gas más importantes del mundo. Realizamos evaluaciones comerciales de shale gas para más de 2.000 pozos y alrededor de 15.000 operaciones de estimulación. Desarrollamos tecnologías y procesos de marca registrada para entender las complejidades de su reservorio: para maximizar su producción de shale gas.

www.slb.com/shalegas

Experiencia Global | Tecnología Innovadora | **Impacto Medible**

Schlumberger



Argentine Petroleum Section

Society of Petroleum Engineers
ARGENTINE PETROLEUM SECTION

Maipú 645 4°A. (1006) Buenos Aires

Tel: 4322-1079 / 4322-3692

E-mail: info@spe.org.ar • Homepage: www.spe.org.ar