

Sesión regular

# **GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO**

Organizadores:

Javier Arellano Gil  
Enrique Coconi Morales

GP-1

## SIMULACIÓN DEL FLUJO DEL GAS A TRAVÉS DE LA ROCA GENERADORA USANDO LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN R

Tuexi Martínez Bryan, Soto Villalobos Roberto, Aguilar Madera Carlos Gilberto y Molina Espinosa Lázaro  
Facultad Ciencias de la Tierra, Universidad Autónoma de Nuevo León  
tuexi95@gmail.com

En este trabajo se presenta procedimientos por computadora para simular el flujo de gas dentro la roca generadora y como este se ve afectado por presión, temperatura y distancia, usando la ecuación de calor para interpretar esto. El procedimiento consiste en tomar datos de las condiciones en que se presenta la roca generadora y que ocurre con la aplicación de presión, cambio de temperatura y a diferentes secciones de distancia de la roca generadora. Como herramienta para el proceso digital se utilizan paquetes especializados para el lenguaje de programación R donde se simula el flujo de gas de la roca generadora con condiciones de presión, temperatura y distancia, con datos reales tomados de otros análisis de trabajo.

GP-2

## FLUJO MULTIFÁSICO EN UN MEDIO POROSO

Mandujano Sánchez Francisco Javier<sup>1</sup>, Málaga Carlos<sup>2</sup> y Becerra Julián<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Facultad de Ciencias, UNAM  
<sup>2</sup>Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM  
frmas@ciencias.unam.mx

El problema del flujo de n-fluidos inmiscibles a través de un medio poroso se plantea utilizando las n-1 ecuaciones de conservación de masa junto con una ecuación para el campo de presión local, obtenida a partir de consideraciones de equilibrio mecánico en el volumen del poro. De esta manera, el problema resulta en n-1 ecuaciones de transporte-difusión y una ecuación de difusión no lineal para la presión. Se muestran algunos resultados para el caso del flujo de una sola fase a través de un medio poroso heterogéneo.

GP-3

## CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN LA CASITA EN AFLORAMIENTOS DEL NE DE MÉXICO, Y APLICACIÓN EN PRUEBAS DE PRESIÓN EN UN YACIMIENTO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO

Flores Álvarez José Salvador, Aguilar Madera Carlos Gilberto y Velasco Tapia Fernando  
Facultad Ciencias de la Tierra, Universidad Autónoma de Nuevo León  
ipfsflores@hotmail.com

En este trabajo se presenta la caracterización petrofísica de rocas de lutita de la Formación La Casita en afloramientos del NE de México. Se presentan pruebas de laboratorio a condiciones de alta presión, cercanas a 6000 psi. Esto con la finalidad de obtener datos de entrada para un modelo matemático para la interpretación de pruebas de incremento de presión en un yacimiento del Norte de México, cuya litología es análoga a la Formación La Casita. El rifting del Mesozoico medio fue fundamental para el desarrollo del Noreste de México en una secuencia sedimentaria del Jurásico Tardío, que incluye lutitas negras del Kimmeridgiano-Tithoniano. Durante este periodo, se acumularon potentes espesores de lutitas gasíferas, en los cuales ocurre la mayor acumulación de materia orgánica y, consecuentemente, es donde se concentra la generación de hidrocarburos tanto de gas como de aceite. Actualmente, esta unidad es considerada como una de las principales rocas de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el norte del país y en gran parte del Golfo de México. Los yacimientos de aceite y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello. Para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico múltiple, para inducir el flujo de fluidos desde la matriz al pozo. Una de las maneras de caracterizar los yacimientos de lutita es a través de pruebas de presión. Estas pruebas se interpretan utilizando modelos matemáticos adecuados. En este trabajo se utiliza el modelo propuesto por Cossio y colaboradores (Cossio et al., 2013, SPE 153715), el cual considera flujo en fracturas verticales con conductividad finita y características fractales. El modelo de Cossio se adaptó para aplicarse a un yacimiento del NE de México que ha sido sometido a fracturamiento hidráulico, y se utilizaron como datos de entrada para la petrofísica de La Casita. Los resultados de este trabajo, además de los datos petrofísicos, son los diferentes parámetros del yacimiento, tales como el daño, geometría, entre otros.

GP-4

## ANÁLISIS CUALITATIVO DE SISMO-FACIES PARA YACIMIENTOS COMPLEJOS EN AMBIENTES CARBONATADOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE MEJORES OPORTUNIDADES DE EXPLOTACIÓN

Cabrera Alarcon Andres Manuel<sup>1</sup> y Galicia Andrés Cintya<sup>2</sup>  
<sup>1</sup>Pemex Exploración y Producción, PEP  
<sup>2</sup>Paradigm Mexico  
andres.manuel.cabreraa@pemex.com

El desarrollo de los campos petroleros se encuentra en función de la presencia del sistema petrolero completo y funcional, en donde cada elemento juega un papel fundamental para el éxito geológico-económico del proyecto de explotación de hidrocarburos. Por lo que el presente trabajo se enfocará en el análisis cualitativo de sísmo-facies o facies-sísmicas que sean asociadas a características petrofísicas de la roca almacén para identificar las mejores oportunidades de explotación de las reservas probadas. El área de estudio corresponde a un campo petrolero con producción y reservas probadas en donde el yacimiento de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano se cataloga como geología compleja por la presencia de diversos eventos tectónicos como intrusiones salinas y esfuerzos compresivos, desde el punto de vista sísmico esto repercute en la calidad del dato, pues a estas profundidades la sísmica presenta complicaciones como lo es la atenuación, agravar la relación señal-ruido, reducción del ancho de banda y por consiguiente baja resolución; bajo estas dificultades el reto consiste en determinar las mejores áreas de producción hacia las cuales dirigir los pozos de desarrollo. La metodología del análisis de sísmo-facies toma las bondades que ofrece la información sísmica arealmente y los datos de pozos verticalmente, permitiendo estudiar a mayor detalle el yacimiento. El principio de la clasificación de sísmo-facies pretende definir geometrías y rasgos geológicos mediante parámetros como la amplitud, continuidad, configuración y frecuencia, basados en el agrupamiento de trazas modelo que representan la propiedad según el volumen sísmico o la combinación de estos. Con esto se pretende realizar el análisis de acuerdo a la disponibilidad de diferentes levantamientos sísmicos y estudios especiales como lo es la inversión sísmica simultánea a fin de generar mapas y cubos de sísmo-facies supervisados por los registros geofísicos de pozos y evaluaciones petrofísicas con el objetivo de conocer mejor el yacimiento y las zonas con mejores condiciones de roca almacén que sustenten la posición estructural hacia la cual se proponen las localizaciones.

GP-5

## MODELADO DE VELOCIDADES EN ZONAS DE ALTA COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL EN EL GOLFO DE MÉXICO

Martínez Leobardo de Jesús<sup>1</sup>, Torres José Roberto<sup>2</sup> y Suárez David<sup>1</sup>  
<sup>1</sup>Pemex Exploración y Producción  
<sup>2</sup>Paradigm Geophysical  
leobardo.jesus.martinez@pemex.com

El Yacimiento Yaxche Cretácico es uno de los de mayor interés económico debido a su elevada producción acumulada de aceite de 32?API, que a través del pozo Yaxche-1 en el año de 1993, puso al descubierto un campo de alta complejidad geológica en la región marina, en donde su producción en carbonatos naturalmente fracturados ha traído como consecuencia la invasión temprana de agua en la mayoría de los Pozos. La presencia de sal alóctona-autóctona, cuerpos carbonatados (oligoceno), discordancias de tipo erosivo tanto en Terciario como en la entrada del Cretácico, así como fallas lítricas sin depositacionales en el Terciario, entre otras características, son uno de los grandes retos para las diversas tecnologías que actualmente existen. En este estudio se muestra de que manera empleando tecnología especializada y metodologías bien constituidas, es posible construir modelos de velocidades que representen las múltiples variaciones de velocidad y cambios geológicos que son clave para el éxito de un modelo de velocidades. La metodología de trabajo que aquí se aplicó, comienza en realizar un exhaustivo análisis y control de calidad de las velocidades disponibles, como es el caso de velocidades de pozos, o bien las procedentes del dato sísmico (Velocidades RMS) convertidas a intervállicas y que posteriormente sirven como guía de las intervállicas de pozo, pero solo en algunos intervalos del Terciario. Previamente a la distribución de velocidades, se realizó un análisis estratigráfico y estructural para la construcción del Modelo Estructural en Tiempo de alta resolución que represente en volumen toda la columna estratigráfica, cambios de espesores, desplazamientos por fallas, intrusiones salinas, deformaciones, etc., para posteriormente distribuir por distintos métodos geoestadísticos las velocidades a los distintos niveles estratigráficos, no sin antes hacer un análisis de direcciones de aportes sedimentario, para determinar la anisotropía que debe llevar cada distribución de velocidades en cada intervalo. Una vez construido un campo de velocidades intervállicas y realizado los controles de calidad necesarios, se transformó en velocidades promedio y se empleó un factor de corrección para calibrar con los marcadores de todos los pozos, de esta manera, al hacer la conversión de los horizontes, estos coincidían con los marcadores de pozos con una variación de +/- 3metros. Se realizó la conversión del dato sísmico de tiempo a profundidad, así como la interpretación de fallas, cuerpos de sal alóctonos-autóctonos y carbonatados.

GP-6

## ESTUDIO PETROFÍSICO DE LA FORMACIÓN PIMIENTA MEDIANTE LA EVALUACIÓN DE REGISTROS GEOFÍSICOS AL NORTE DE LA CUENCA TAMPICO-MISANTLA

Galicia Montes Fernanda<sup>1</sup> y Aquino L. Ambrosio<sup>2</sup><sup>1</sup>Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM<sup>2</sup>Instituto Mexicano del Petróleo, IMP

fernanda.galiciam@hotmail.com

En este trabajo se determina la porosidad, el tipo de distribución espacial de arcilla y el contenido orgánico total de los intervalos que conforman a la formación Pimienta del Jurásico Superior Tithoniano al norte de la Cuenca Tampico-Misantla. La importancia de esta cuenca radica en que se le han asociado  $4.7 \times 10^{12}$  pc de gas en lutitas y  $5.5 \times 10^9$  bpce de aceite en lutitas (de acuerdo con informes del Departamento de Energía de Estados Unidos), siendo la tercera cuenca en importancia de recursos no convencionales precedida por las cuencas de Burgos y Sabinas. Actualmente existen más de 200 pozos perforados hasta nivel JSK con infraestructura desarrollada, en el área de estudio, sin embargo no se dispone de sísmica 3D ni de información de núcleos, únicamente de información adquirida con registros geofísicos convencionales. La metodología desarrollada en el presente trabajo consiste en el análisis petrofísico de pozos mediante diferentes técnicas para comprobar la existencia de las condiciones básicas de un play no convencional, los resultados de estas evaluaciones se presentan a manera de resultados preliminares y se comparan con información de núcleos obtenida de campos análogos. Las técnicas usadas incluyen los métodos ampliamente probados en la literatura y la aplicación de la nueva técnica de inversión petrofísica de registros de pozos. Finalmente, se realiza la comparación de las diferentes técnicas utilizadas.

GP-7

## DELIMITACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ABANICOS SUBMARINOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DE ATRIBUTOS SÍSMICOS EN UN YACIMIENTO TERCIARIO

Tienda Bazaldúa Martha Elena<sup>1</sup>, Galicia Andrés Cintya<sup>2</sup>,Cruz García Gabino<sup>3</sup> y Campero Cervantes Monserrat<sup>3</sup><sup>1</sup>PEMEX Exploración Y Producción<sup>2</sup>Paradigm México<sup>3</sup>PEMEX Exploración y Producción  
marthatienda@gmail.com

En un yacimiento de hidrocarburos donde la columna geológica se constituye por sedimentos terrígenos del Cenozoico (areniscas) pertenecientes a un ambiente sedimentario subacuático de talud, el reto consta en delimitar los geo-cuerpos, como lo son los abanicos de talud y canales distributarios asociados al modelo de depósito. Esto con el objetivo de apoyar en la continuidad al desarrollo del campo definiendo las áreas con mayor potencial, en lo que se refiere a la calidad de roca almacén. Para alcanzar dicho objetivo, se plantea el análisis de atributos sísmicos que permitan realzar las características de la señal sísmica. Como parte de los insumos se tienen dos volúmenes sísmicos, producto de una secuencia de procesamiento hasta la migración en dominio de los tiempos diferenciados por su tipo de adquisición. El volumen A corresponde a la unión de diferentes levantamientos sísmicos migrado con el algoritmo Kirchhoff y con frecuencias dominantes en una banda de los 16 Hz. Mientras que el volumen B corresponde a una adquisición full azimuth migrada con el algoritmo VTI (Vertical Transversal Isotropy) y con frecuencia dominante en una banda de los 12 Hz. Para complementar el análisis se hace uso de ambos volúmenes, debido a que estos utilizan distintos algoritmos para la migración en tiempo, por lo tanto las frecuencias dominantes son diferentes, impactando directamente a la resolución vertical que se tiene en la sísmica y por ende a la identificación de los diferentes abanicos. La metodología utilizada consiste en seleccionar una ventana de tiempo alrededor del horizonte de interés; por lo que el primer reconocimiento del área de estudio se realiza mediante técnicas como la opacidad, permitiendo resaltar altas amplitudes representativas de estos paquetes de areniscas. Posteriormente, a través del cálculo de atributos de traza compleja se generan diferentes volúmenes, los cuales se utilizan de insumos para la clasificación de sísmo-facies. Finalmente, para calibrar los mapas de sísmo-facies, éstos se supervisan con la información de pozos disponibles, tales como registros de rayos gamma, datos de producción, etc.; y de esta manera definir geometrías y rasgos geológicos asociados al ambiente sedimentario para la delimitación de los abanicos.

GP-8

## DISTRIBUCIÓN ESPACIAL DE FRACTURAS EN LAS FORMACIONES AGUA NUEVA Y SAN FELIPE, COMO ANÁLOGAS A YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS EN EL NORESTE DE MÉXICO

Del Ángel Juárez Raúl Edgardo, Dávila Harris Pablo y Zavala Arriaga María Mercedes

Instituto Potosino de Investigación Científica y Tecnológica, IPICYT

raul.delangel@ipicyt.edu.mx

Los yacimientos naturalmente fracturados (YNF) presentan una gran oportunidad para la recuperación de hidrocarburos, ya que la mayor parte del hidrocarburo que se extrae proviene de este tipo de yacimientos tanto en México como a nivel mundial. Un YNF es un volumen de roca que es afectado por fracturas, y estas en conjunto forman una red que permite el flujo de hidrocarburos y otros fluidos. El conocer la orientación general del sistema de fracturas nos ayuda a conocer la anisotropía de la permeabilidad por lo que es de gran importancia durante la planeación y desarrollo de los pozos. En el área de la Cuenca Tampico-Misantla, las formaciones Agua Nueva y San Felipe actúan como rocas almacenadoras en varios sistemas petroleros dentro la zona. Estas constan de capas de caliza intercaladas con lutitas bien estratificadas y fracturadas. Sin embargo, estudiar la distribución de las fracturas en el subsuelo no es sencillo, ya que la resolución de los métodos geofísicos no alcanzan las fracturas de menor apertura. También, debido a que el espaciamiento entre las fracturas comúnmente es mayor que el diámetro de un pozo, no es posible recuperar muestras representativas para su estudio. El objetivo de este trabajo es conocer la distribución espacial de las fracturas en las formaciones Agua Nueva y San Felipe a partir de afloramientos ubicados en la parte oriental del Estado de San Luis Potosí dentro de la Sierra Madre Oriental, para con ello realizar un escalamiento (pasar de un orden de magnitud a otro mayor) y así, conocer la frecuencia de las fracturas que pudieran estar afectando significativamente al yacimiento. Para esto se realizaron mediciones de fracturas en una dimensión (scanline) en un total de 10 afloramientos y 25 secciones delgadas. Se documentaron cerca de 3,000 fracturas, en la mayoría de los casos se apreció una distribución mayormente aleatoria de fracturas y en casos aislados una leve tendencia a agruparse. Se encontró impregnación de hidrocarburo en la mayoría de los afloramientos y una orientación preferencial NE-SW, la cual coincide con las orientaciones de fracturas abiertas que se han reportado para esta zona. Se graficaron las aperturas de fracturas vs su frecuencia acumulada, siendo estas mejor modeladas con ecuaciones de tipo ley de potencia y coeficientes de distribución entre 0.5 y 1.2. Por medio de este coeficiente se calcularon valores de porosidad y permeabilidad para cada zona. Aunque este método considera solo fracturas distribuidas linealmente, que sean de paredes suaves, ignorando la interconexión entre ellas y su secuencia espacial, representa una excelente oportunidad para el estudio de fracturas en el subsuelo, y con ello aportar datos cuantitativos a modelos estáticos y dinámicos y/o evaluar de forma más precisa la mejor zona para realizar perforaciones y lograr intersectar una mayor cantidad de fracturas en campañas de exploración.

GP-9 CARTEL

## ESTIMACIÓN DE POROSIDAD A PARTIR DE LA DIGITALIZACIÓN DE LÁMINAS DELGADAS UTILIZANDO EL LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN R

Rodríguez Ledezma Armando, Briones Carrillo Jorge Alberto,

Soto Villalobos Roberto y Aguilar Madera Carlos Gilberto

Facultad de Ciencias de la Tierra, UANL

armandor15@gmail.com

En este trabajo se presenta un procedimiento por computadora para estimar el volumen de poros en muestras de roca. El procedimiento consiste en obtener láminas delgadas de la muestra de roca, y digitalizarlas para su procesamiento. Tal procesamiento consiste en identificar las cavidades (poros) diferenciándolas de la matriz. Esto permite calcular de manera numérica la porosidad. Como herramienta para el procesamiento digital se utilizan paquetes especializados para el lenguaje de programación R. Esta metodología se utilizó en láminas delgadas de muestras de rocas del NE de México. La porosidad calculada es similar a la reportada en otros trabajos.

GP-10 CARTEL

## COMPORTAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO CON RECICLO

Castillo García Marco Antonio, Castillo García Julio César y Aguilar Madera Carlos Gilberto

Universidad Autónoma de Nuevo León, UANL

mcastillog94@gmail.com

Tres parámetros básicos: Presión, Volumen y Temperatura (PVT) son los que gobiernan fundamentalmente el comportamiento de producción de un yacimiento de gas y condensado volumétrico. Para que el análisis PVT simule correctamente el comportamiento de un yacimiento es fundamental que la muestra sea representativa del fluido (mezcla de hidrocarburos) original en el mismo. La información de estudios PVT es de gran importancia en la identificación de los mecanismos composicionales de los yacimientos. Uno de los principales problemas de los yacimientos de gas

condensado es el mantenimiento de la presión. El mayor problema lo presenta la condensación retrógrada la cual se evita con el ciclaje de gas. El proceso de ciclaje de gas en yacimientos de gas condensado consiste en reinyectar el gas seco al yacimiento una vez que ha sido separado del condensado. El gas de inyección también puede provenir de una fuente externa al yacimiento de estudio. El objetivo de la inyección de gas seco en yacimientos de gas condensado es mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente mayor o cercana a la del punto de rocío) para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrograda. El gas seco es miscible con el gas condensado al primer contacto. De esta manera el ciclaje de gas o el mantenimiento de presión por inyección de gas seco en yacimientos de gas condensado es un caso especial de desplazamiento miscible. Aunque la inyección de gas seco ha sido el método más utilizado en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas condensado, también se han usado otros métodos como la inyección de nitrógeno y agua.