

Trabajos técnicos distinguidos

Del 8 al 12 de mayo pasado tuvo lugar el Congreso Producción 2000 que se hizo juntamente con el III Workshop Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería de Petróleo "J.J. Giambiagi" que se realizó en la ciudad de Puerto Iguazú, Misiones.

El Congreso fue organizado por la Comisión de Producción del IAPG y el III Workshop fue patrocinado por el Centro Latino Americano de Física (CLAF).

La Comisión Organizadora ha distinguido a una serie de Trabajos Técnicos presentados en esa oportunidad de los cuales hoy publicamos sus abstracts.

La versión completa de cada uno de los Trabajos Técnicos distinguidos podrá ser consultada en la Biblioteca o en la página Web del IAPG:

www.iapg.org.ar

Caracterización de reservorios, fase crítica para una adecuada simulación numérica en sistema de doble porosidad, reservorio Sara, campo Víbora, Bolivia

Por Hugo Araujo,
Andina S.A. y Chet Ozgen, Nitec LLC.

El historial de producción del reservorio Sara del campo Víbora refleja una entrada en agua de características drásticas. Una adecuada caracterización del reservorio permitió entender los fenómenos de la distribución de los tipos de roca y de los fluidos, lo cual facilitó obtener un modelo apropiado para la simulación numérica.

En este trabajo se presentan los aspectos relevantes de la caracterización del reservorio Sara del campo Víbora que fueron claves para la construcción de un modelo de simulación numérica de doble porosidad y tres fases (petróleo, gas y agua) en el cual por primera vez en este reservorio se encara la presencia de una red de microfracturas naturales. La simulación en doble-porosidad permitió entender la presencia de contacto agua-petróleo no uniforme atribuido actualmente a la presencia de microfracturas. En pozos más jóvenes dicho contacto se encontró más profundo cuando lo contrario sería lo es-

perado. Además, se determinó una abundancia relativamente mayor de microfracturas asociada a las proximidades de las fallas principales. El modelo de doble porosidad reflejó adecuadamente el comportamiento de este reservorio mostrando un buen ajuste de historia con un comportamiento de entrada de agua muy drástico.

Integración de datos de sísmica y perfiles de pozo aplicando técnicas geoestadísticas. Yacimiento Lomas del Cuy - Cuenca del Golfo San Jorge

Por Mario Atencio, Víctor Sánchez y Eduardo Breda, Repsol YPF; y Benito Saavedra, Tomas Hansen y Jorge Souza, Baker Atlas

En el yacimiento Estancia San Justo - Cerro Doce Grande (zona de Las Heras, Santa Cruz Norte) se intentó describir mediante técnicas geoestadísticas la distribución y las tendencias de los espesores arenosos en un área de algo más de 20km², con 41 pozos perforados y una sísmica 3D interpretada por YPF.

A tal efecto, se seleccionaron los intervalos de interés petrolero sobre los cuales



trabajar, los que se correlacionaron a través del área, y se determinaron los reflectores más adecuados en la sísmica existente, para delimitar las ventanas de tiempo correspondientes. El estudio abarcó siete ventanas de tiempo distintas, de cada una de las cuales se extrajeron 25 atributos sísmicos. Al mismo tiempo se realizó la petrofísica de los pozos perforados, y se obtuvieron totalizaciones y promedios de parámetros petrofísicos. Se encontraron robustas correlaciones entre los parámetros petrofísicos integrados y ciertos atributos sísmicos en 6 de las 7 ventanas en estudio, lo que permitió la aplicación de una técnica denominada *cokriging* para la integración de datos sísmicos y de perfiles de pozo. Como resultado, se generaron mapas de espesores de arenas y relaciones *net/gross* de las zonas de estudio, datos que resultaron de importancia para la ubicación de nuevas locaciones.

Las conclusiones indican que la técnica

ca es aplicable en reservorios del tipo fluvial, de escasa continuidad lateral típicos de esa zona del Golfo San Jorge, obteniéndose indicadores confiables de las distribuciones de los cuerpos arenosos presentes en cada intervalo, datos que adquieren su mayor relevancia para el desarrollo de yacimientos al ser considerados en conjunto con el resto de la información disponible para el área.

Um processo decisório que leva em conta os riscos tecnológicos, ambientais e financeiros

Por Guilherme T. Castro, Petrobras; y Celso K. Morooka, Saul B. Suslick y Ricardo Furtado, Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP)

As metodologias de processo decisório utilizadas pelas companhias de petróleo geralmente só levam em consideração os aspectos econômicos, como valor presente líquido, taxa de retorno, entre outros. Porém para que um empreendimento em E & P consiga ser avaliado de modo abrangente, a metodologia utilizada deve atender proporcionalmente todos os objetivos da companhia, que consideram outros aspectos além do financeiro.

Este trabalho tem por objetivo apresentar uma proposta de modelo decisório que envolve proporcionalmente os principais objetivos da companhia na tomada de decisão, através da utilização da teoria de funções utilidade e multi-atributos.

Além de explanar sobre a teoria matemática da metodologia, este trabalho ilustra a técnica através de um exemplo bastante atual, onde partir de um cenário de um campo em águas profundas com potencial de produção dentre as seguintes opções: uma plataforma Semi Submersível, ou um FPSO (Floating, Production Storage and Offloading), ou ainda uma TLP (Tension Leg Platform).

O problema foi estruturado considerando o riscos técnicos do projeto e faz-se a análise da melhor opção de desenvolvimento levando em consideração os riscos tecnológicos, de segurança, ambientais e financeiros de cada alternativa. Os resultados indicaram que a melhor opção nem sempre é aquela que apresenta os melhores indicadores considerando apenas o aspecto financeiro.

Correlação de parâmetros dinâmicos e estáticos para a obtenção de propriedades de rochas de reservatórios de petróleo

Por Myriam C. A. Costa e Nelson F. F. Ebecken, COPPE/Universidade Federal do Rio de Janeiro y Lucia D. Dillon e José A. Soares, CENPES/Petrobras

O presente trabalho tem por objetivo o estudo da correlação de parâmetros dinâmicos e estáticos obtidos da análise de rochas que compõem os reservatórios de petróleo. Os dados dinâmicos são obtidos in situ, ou seja, na própria localização das rochas através de diversas técnicas de aquisição de dados. Os dados estáticos são produzidos em laboratório, a partir da análise das mesmas rochas retiradas de seus locais de origem, em condições controladas e com a utilização de técnicas e instrumentos de precisão satisfatória.

Com a obtenção desta correlação torna-se possível a predição confiável de propriedades de rochas de reservatórios de petróleo.

Neste projeto foram utilizadas as técnicas de Inteligência Computacional que permitem extrair informações intrínsecas, e eventualmente escondidas, de dados e seus relacionamentos. As técnicas de Inteligência Computacional agrupam Procedimentos Estatísticos, Redes Neurais, Lógica Fuzzy e Algoritmos Genéticos.

Conificación en pozos horizontales: aplicación a la optimización de la producción en el yacimiento El Portón

Por Giovanni Da Prat, Da Prat & Asociados y Pablo M. Carrica, Astra CAPSA

En este trabajo se presentan los resultados de un estudio de evaluación de la conificación de agua y gas en pozos horizontales en reservorios con alto buzamiento y casquete de gas. Se consideraron dos pozos horizontales ubicados en el yacimiento El Portón, los cuales producen del Mb. Troncoso Inferior en el mismo reservorio. Se evaluaron los ensayos de restauración de presión de los pozos mencionados y de pozos vecinos a fin de determinar las propiedades del reservorio

en la zona bajo estudio.

La heterogeneidad vertical fue estimada basándose en perfiles de pozos verticales de la zona y el valor promedio de la permeabilidad se normalizó con el objeto de ajustar el valor obtenido de los ensayos de restauración de presión.

El estudio de conificación se basó en varias correlaciones disponibles en la literatura y en simulación numérica.

Entre las conclusiones relevantes de este estudio está el poder predecir la conificación ante diferentes escenarios de producción, lo que permitió programar la optimización de la producción. Se concluye también que las correlaciones clásicas utilizadas para la predicción de conificación no son válidas para el caso en que las formaciones productivas tengan inclinaciones importantes con casquete de gas, como es el caso de los pozos horizontales del yacimiento El Portón.

El análisis de los ensayos de restauración de presión depende del conocimiento de la geometría afectada al área de drenaje del pozo, aunque los resultados obtenidos son coherentes para todos los pozos de la zona. Cabe mencionar que la interpretación de los ensayos de presión fue posible solamente al integrar la información proveniente de geología y simulación. La metodología desarrollada en este trabajo tiene como principal aplicación la operación óptima de los pozos horizontales bajo geometrías variadas.

Chihuido de la Sierra Negra: una descripción mejorada mediante el concepto de unidades de flujo

Por Jude Amaefule y Vince Eleri, VRMT Int. Houston; y Marta E. Valenzuela y Gustavo Fernández, Repsol YPF, Exploración y Desarrollo Sur

Los reservorios de los Mb. Avilé, Troncoso Inferior y del Agrio Superior en el área de Chihuido de la Sierra Negra se encuentran en una etapa madura de su desarrollo y explotación. El continuo incremento en la producción de petróleo logrado mediante la inyección de agua está estabilizado.

Si bien la mayor parte de las arenas pueden considerarse sedimentológicamente homogéneas, al nivel microscópico

de garganta poral son clasificadas como heterogéneas.

La heterogeneidad a nivel poral controla la distribución inicial y residual de petróleo así como el flujo de los fluidos. Mejorar la descripción de los reservorios se considera la clave para hacer aún más eficiente el manejo de los reservorios y así lograr sostener e incrementar la rentabilidad del campo.

Por lo tanto, se ha realizado un estudio con el objetivo de generar una descripción y caracterización detallada de las arenas y conglomerados de Avilé, Agrio Superior y Troncoso Inferior mediante la aplicación del concepto de unidades de flujo (FZI). Como resultado del mismo se obtiene también una predicción a escala del campo de la permeabilidad, tendencias areales del factor de recuperación y planes de optimización del mismo.

Se presenta una sistemática aproximación a la integración de los abundantes datos de corona y perfiles para lograr una zonificación de los reservorios en familias de unidades de flujo. La identificación y caracterización de las unidades de flujo es de vital importancia para el planeamiento tanto de las terminaciones y reparaciones de pozo como de la inyección de agua.

El atributo de unidades de flujo (FZI), se utilizó para zonificar los reservorios y correlacionar varios parámetros petrofísicos en los intervalos corneados. Los resultados de esta zonificación han sido esenciales para desarrollar un modelo 3D confiable descriptivo de la distribución de permeabilidad y de las saturaciones iniciales y finales.

Basado en las permeabilidades efectivas modeladas se determinaron perfiles de producción e inyección sintético, máximo potencial por-pozo y tendencias del factor de recuperación. Luego, estos datos se utilizaron para ajustar las propiedades del flujo de los fluidos y también como entrada en simuladores para determinar los parámetros de corte petrofísicos óptimos.

Se espera que la implementación sistemática de los resultados obtenidos permita agregar valor al yacimiento gracias a la reducción de la incertidumbre en la determinación de los parámetros petrofísicos, ubicación de nuevos pozos horizontales, reparaciones de pozos, mejor performance del proyecto de inyección de agua.

Estudio de performance de varillas revestidas con bronce-aluminio en Repsol YPF, yacimiento Rincón de los Sauces

Por Diego Olmos y Alejandro F. Ameglio, Metalmecánica S.A.; Rodolfo Tapia, Siderca SAIC y Gustavo Bianchi, Lelio Da Silva, Guillermo Ramirez y Marisa Poli, Repsol YPF

Este trabajo tiene por objeto describir la experiencia de uso de varillas revestidas con bronce-aluminio en los yacimientos Chihuidos de la Sierra Negra y Lomitas de la empresa en el área Rincón de los Sauces (Neuquén).

Este nuevo material fue desarrollado específicamente para ser utilizado en los entornos corrosivos de estos yacimientos. El desarrollo se realizó en forma conjunta entre proveedor-operador cuyo objetivo era obtener una solución técnico-económica para las varillas de bombeo a utilizar en dichos yacimientos.

Primera aplicación multilateral en un yacimiento de gas profundo del Devónico en el norte de la Argentina

Por Luis E. Piasco y Hugo V. Eguía, Pluspetrol E & P y Eduardo Perez Roca, Halliburton Energy Services

El objetivo de este trabajo es describir la primera experiencia obtenida en la perforación de un pozo multilateral en un reservorio depletado y altamente fracturado del Devónico, en el norte de la Argentina (Provincia de Salta). Se perforó el pozo y se utilizó un dispositivo de doble terminación en forma exitosa para la producción de un millón de metros cúbicos de gas proveniente de cada una de las derivaciones del pozo. El costo total del mismo fue de \$ 18,1 millones comparado con \$ 14,5 millones que representa el costo de un pozo vertical simple perforado en el mismo yacimiento. El KOP para la primera derivación se realizó a los 2815m, con una longitud de 1001m (TMD). Para la segunda, el KOP se realizó a los 2763m, con una longitud de 951m (TMD). El pozo fue completado como MLT Nivel 3 con posibilidades de llevarlo al Nivel 5 en el futuro. Por primera vez en el país se utilizó una nueva tecnología de desvia-

ción. El informe muestra el diseño del casing, la aplicación de la nueva tecnología RWD (Reaming While Drilling), la secuencia de perforación, las operaciones de desviación (las dificultades que se presentaron y cómo se resolvieron), el tiempo y los costos totales de esta operación.

Otro punto interesante para destacar es la diferencia de comportamiento experimentada en ambas derivaciones del pozo respecto de la pérdida de fluido en la zona depletada. Los resultados a demostrar son: la reducción de costos debido al reemplazo de dos pozos por uno solo en una zona con grandes dificultades logísticas, la tecnología relativamente nueva aplicada con éxito en un pozo multilateral profundo y altamente desviado, y las mejoras en el diseño del casing con la aplicación de la tecnología RWD en una zona altamente tectónica.

Inyección alternada de agua y gas miscible en un yacimiento de petróleo volátil

Por Raul Dubié, Quintana Minerals Santa Cruz; Roberto Wainhaus, Compañía General de Combustibles; y Osvaldo Jofré, Repsol YPF

El yacimiento Laguna del Oro de la Cuenca Austral Argentina produce petróleo volátil de la formación Springhill a 3000m bbo. Dadas las condiciones cuasi-críticas del petróleo se implementó casi desde un comienzo un programa de mantenimiento de presión y barrido por inyección alternada de agua y gas.

El gas resulta totalmente miscible desplazando con gran eficacia a todo el petróleo que contacta. Sin embargo, a poco de ser inyectado, el gas encuentra caminos preferenciales que disminuyen su eficiencia volumétrica. La inyección de agua en esos caminos corrige en parte este defecto, demostrando en la práctica altos rendimientos.

El presente trabajo describe los pasos que llevaron a la implementación de este método de recuperación, su evaluación teórica y los resultados obtenidos en la práctica.

Habiendo recuperado ya más del 50% del petróleo *in situ*, el campo se encuentra produciendo al 30% de su caudal pico. La evolución de la producción es comparable con las predicciones teóricas obtenidas por simulación numérica que estimaban una recuperación final superior al 70% del petróleo *in situ*.