

INTEGRACIÓN DE MODELOS LITOLÓGICOS EN CARACTERIZACIÓN DE RESERVORIOS ARENOSOS. USOS Y APLICACIONES EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Néstor Acosta^{1,2} y Enrique Estrada²

¹ Baker Hughes Inc. Atlas Div. Centro de Geociencias Comodoro Rivadavia. Nestor.Acosta@bakerhughes.com

² Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco. eeestrada@unpata.edu.ar

INTRODUCCIÓN

Las singularidades que presenta la Cuenca del Golfo San Jorge tanto en sus características sedimentológicas, relaciones estratigráficas y complejidad litológica hacen necesario el contar con métodos descriptivos de detalle que suministren la mayor cantidad de datos acerca de las características de los reservorios productivos.

Se presenta una metodología de caracterización de reservorios que tiene como principal objetivo generar un modelo geológico integrado que incorpore información litológica y mineralógica, con la meta fundamental de optimizar eventuales operaciones involucradas directamente con el incremento de la producción de un área o el aumento y mejoramiento de la distribución de la inyección en proyectos de recuperación secundaria.

Se pretende resaltar que la descripción sistemática y continua de muestras litológicas debería constituir una herramienta esencial tanto durante las etapas de puesta en producción como así también durante el monitoreo de la producción de un área. Los criterios de descripción deberían hacer hincapié en el conocimiento detallado de los constituyentes de la roca: materiales finos intersticiales, sustancias químicas ligantes y fracción clástica, los cuales interactúan con fluidos propios o ajenos al reservorio.

MARCO GEOLÓGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en la parte central de la Patagonia Argentina. Con una superficie estimada de 180000 Km² cubre una importante porción de la provincia de Chubut y el norte de Santa Cruz.

En planta presenta forma irregular y una marcada elongación en dirección este-oeste. Se ubica entre dos altos positivos como son los Macizos del Deseado y Nordpatagónico los cuales controlan su flanco sur en la provincia de Santa Cruz y su flanco norte en Chubut respectivamente (Figura 1). Dentro de los niveles del Grupo Chubut se incluyen la formación Matasiete y su equivalente lateral la formación Pozo D-129 principal roca generadora, como así también los principales reservorios agrupados en las formaciones Mina El Carmen, Castillo y Bajo Barreal

El miembro inferior de la formación Bajo Barreal posee equivalentes de subsuelo que cambian de nombre de acuerdo a su ubicación en la cuenca. Estas formaciones fueron denominadas Comodoro Rivadavia y Cañadón Seco en los flancos norte y sur respectivamente.

Durante el Terciario episodios extensivos combinados a oscilaciones eustáticas determinaron una historia de transgresiones y regresiones con vergencia atlántica, las cuales se hallan representadas en depósitos correspondientes a las formaciones Salamanca, Río Chico, Sarmiento, Patagonia y Santa Cruz.

PROBLEMÁTICA LITOLÓGICA DE LOS RESERVORIOS

Los principales reservorios de la cuenca pertenecen a la Fm. Bajo Barreal y a sus equivalentes los cuales de acuerdo a la distribución areal en la misma cambian de nombre

(formaciones Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol para el flanco Norte y Cañadón Seco y Meseta Espinosa para el flanco Sur respectivamente).

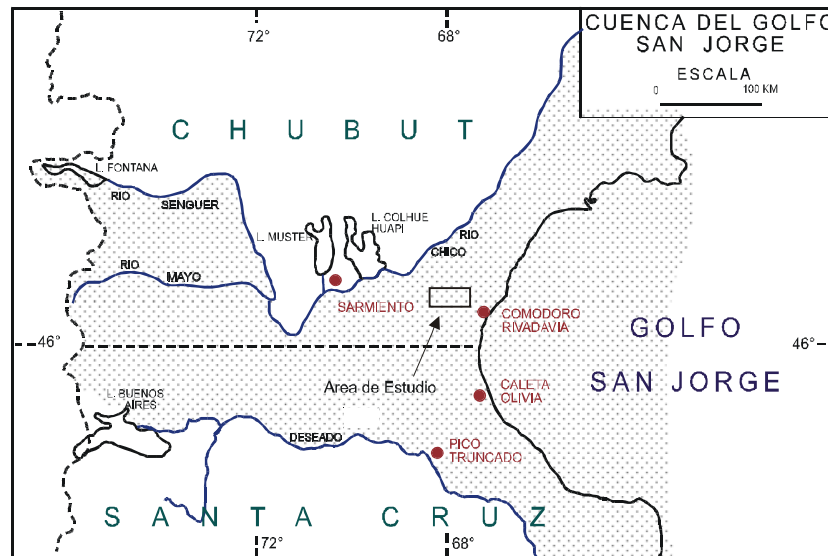


Figura 1. Ubicación geográfica de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Estos depósitos sedimentarios pertenecen a ambientes continentales, desde sistemas colectores de tipo entrelazado pasando por lagos someros, temporarios, barreales hacia sistemas fluviales efímeros y ríos de alta sinuosidad.

La mayoría de estos depósitos arenosos con alta potencialidad para constituir reservorios de hidrocarburos se encuentran depositados en formas canalizadas, de lóbulos y en menor proporción lentes.

Las observaciones realizadas en la presente contribución corresponden en su totalidad a reservorios de la formación el Yacimiento El Trébol entre los 900 y 1000 metros bajo boca de pozo aproximadamente y a varios sectores de la cuenca (Estrada y Brime, 1996; 1998; 1999). Litológicamente se trata de depósitos de areniscas en parte conglomerádicas con matriz arcillosa y en algunos casos tobáceas (Estrada 2002). Las proporciones de material intersticial y la composición mineralógica del mismo muestran claras diferencias que permiten discriminar claramente diferentes tipos de reservorios tal cual se presenta en este trabajo.

METODOLOGÍA PROPUESTA

La presente propuesta de trabajo tiene fuerte sustento en el análisis detallado de todo tipo de muestras de subsuelo (recortes de perforación o cuttings, testigos corona, testigos laterales rotados o de impacto) y en la observación de características litológicas que permiten diferenciar y agrupar tipos de reservorios distintos.

El método propone la integración de perfiles eléctricos de pozos, fundamentalmente con fines interpretativos y para la correlación de detalle la cual resulta una herramienta fundamental para inferir la vinculación entre distintos depósitos que pudieran analizarse. A partir de la información de subsuelo se pretende identificar y describir electrofacies de acuerdo a los criterios establecidos por Serra y Abbott, (1982).

La interpretación de electrofacies volcada gráficamente en mapas paleogeográficos, siguiendo los criterios de Swanson (1972; Halbouty, 1982; Bulling y Breyer, 1989), permitiría limitar áreas de igual respuesta eléctrica a los perfiles. Los estudios litológicos a macroescala (lupa binocular), la evaluación a microescala (estudios petrográficos y difracción de rayos X) y la integración con las distintas electrofacies reconocidas permiten definir y agrupar modelos

litológicos lo cual resulta de vital importancia para generar aplicaciones operativas para cada tipo de reservorio.

ANÁLISIS DE ELECTROFACIES Y CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA DE DETALLE

El objetivo fundamental de este análisis pretende interpretar la distribución espacial de capas arenosas mediante la aplicación de un modelo geológico de sedimentación. La meta principal sería definir un modelo paleoambiental estimativo que permita inferir la variabilidad y distribución de los elementos que lo componen.

Con el objetivo de diferenciar y caracterizar los elementos que componen el paleoambiente considerado se procedería a reconocer sub-ambientes, a interpretar procesos deposicionales, jerarquizando superficies limitantes e intentando establecer un modelo que permita inferir las variaciones laterales de los mismos. De esta manera es posible estimar la representatividad areal de los subambientes y optimizar tareas de correlación estratigráfica las cuales deberán tener un fuerte sustento en la interpretación realizada.

DESCRIPCIÓN DE LITOFACIES E INTEGRACIÓN A ELECTROFACIES

La interpretación geológica de perfiles eléctricos tiene en cuenta características tales como arreglo de curvas de potencial espontáneo, tipo de contactos, espesores permeables y número de intercalaciones por capa.

La descripción de muestras realizada con lupa binocular tiene por finalidad obtener un conocimiento detallado de las características litológicas (proporción y composición de los clastos, composición del cemento, presencia de alteraciones típicas de materiales finos solubles, consolidación, etc.) agrupando en tipos que guarden similitudes entre sí para posteriormente poder relacionar estos a los elementos del paleoambiente interpretado.

A continuación se presentan ejemplos representativos de descripciones de electrofacies reconocidas en la interpretación de numerosos perfiles eléctricos de varios sectores de la cuenca (Acosta *et al.*, 2003). Se asocia la respectiva descripción litológica tipo que permite definir los modelos litológicos para reservorios arenosos en donde predomina matriz de tipo arcillosa

Modelo Litológico 1:

Arenisca: gris blanquecino en parte amarillenta, fina a mediana, angular a subangular, regular selección, vidrio, líticos tobáceos, cuarzo, abundante matriz arcillosa, leve reacción al HCl, poco consolidada a friable, porosidad visual mala. Rastros puntuales de hidrocarburo seco.

Electrofacies A: presenta una base neta y plana, regular a ninguna intercalación arcillosa, arreglo granodecreciente en la vertical, forma general de campana, regular a buena deflexión de la curva potencial espontáneo.

Modelo Litológico 2:

Arenisca: gris castaño claro, fina a mediana, subangular, mala selección, cuarzo, líticos, probable vidrio escaso, láminas aisladas de mica, muy escasa matriz arcillosa, muy leve y lenta reacción al HCl poca a moderada consolidación, porosidad visual regular a buena. Presenta marcada laminación paralela.

Electrofacies B: base neta y plana, abundantes intercalaciones arcillosas, arreglo no bien definido con tendencia grano y estratodecreciente, forma general de bloque aserrado, buena a muy buena deflexión de la curva de potencial espontáneo.

Modelo Litológico 3:

Arenisca: gris blanquecino, en partes gris castaño oscuro, mediana, subangular a escaso subredondeado, regular a mala selección, cuarzo, vidrio, líticos tobáceos, se diferencian claramente dos tipos de matriz: una arcillosa y otra más abundante con componentes tobáceos y escasos arcillosos, leve a moderada reacción al HCl, moderada a buena consolidación, PV regular mala. Presenta una marcada laminación paralela, exagerada por las diferencias en la coloración (claras alternadas con castañas) y en las características de la matriz.

Electrofacies C: base no definida, arreglo grano y estratocreciente, abundantes intercalaciones arcillosas, forma general de embudo, regular deflexión de la curva potencial espontáneo.

Los distintos modelos litológicos son determinados sobre la base de características litológicas, mineralógicas y texturales, tanto de los clastos como de los materiales finos intersticiales que componen la matriz ya que estos son los que interactúan con los distintos fluidos presentes en el reservorio.

Aplicando el concepto de secuencias elementales para la representación de la expresión vertical de una combinación de electrofacies genéticamente relacionadas, se entiende que esta sería la expresión de la sedimentación de una parte concreta de un medio sedimentario (Figura 2). En algunos flancos de la cuenca del Golfo San Jorge es posible la identificación de medios sedimentarios como los siguientes:

Canales Activos: compuesto por las electrofacies tipo A con arreglo de los cuerpos grano y estratodecreciente en la vertical, la geometría en corte de los cuerpos se interpreta de base cóncava hacia arriba y techo plano, el espesor es variable entre 2.5 y 5 metros aproximadamente. Corresponden al modelo litológico 1

Depósitos Lobulados: involucra solo a las electrofacies tipo C presenta el típico arreglo grano y estratocreciente en la vertical, la geometría del cuerpo sería lobulada en planta, de base plana y techo convexo, presenta abundantes intercalaciones arcillosas y un espesor de 2 a 12 metros.

Se trataría de cuerpos lobulados en planta compuestos por amalgamación de cuerpos lenticulares menores. Corresponden al modelo litológico 3.

Canales Amalgamados: involucra únicamente a la electrofacies tipo B. El arreglo general suele no distinguirse, en ocasiones es grano y estratodecreciente, la geometría se interpreta de base cóncava y techo plano. Se distingue por el importante espesor que varía entre los 6 a 10 metros aproximadamente y la forma aserrada de su contorno (forma de bloque aserrado en la curva de potencial espontáneo)

Se interpretan cuerpos arenosos tabulares amalgamados correspondientes al modelo litológico 2. Podría tratarse de cuerpos multihistóricos que indican la superposición de distintos eventos de sedimentación.

Todas estas inferencias e interpretaciones pueden ser corregidas, complementadas y modificadas mediante el uso de otras herramientas adicionales tales como interpretaciones realizadas sobre testigos corona o mediante el uso de perfiles de alta resolución (imágenes de pozo, perfiles de buzamiento, etc.)

ESTUDIOS A MICROESCALA

Los estudios petrográficos y de difracción de rayos X permiten agrupar características similares en cuanto a proporción de minerales de arcilla, cemento y matriz dando lugar a la integración con los modelos litológicos descritos anteriormente (Estrada *et al.*, 2003), generando los modelos litológicos integrados.

Estos modelos están fundamentados en el reconocimiento realizado con la lupa binocular, en la variedad de macroformas reconocidas e identificadas mediante interpretación geológica de registros eléctricos (curvas de potencial espontáneo) y en la integración de los estudios a microescala que son los que generarán las principales aplicaciones prácticas.

Si bien existe una gran heterogeneidad tanto areal como vertical para los reservorios de la cuenca las observaciones realizadas en diversos sectores de la misma permiten resumir las características generales de depósitos sedimentarios en donde predomina matriz de tipo arcillosa de la siguiente manera:

Depósitos de Canales Activos y Depósitos Lobulados (modelo litológico integrado 1 y 3).

Fueron agrupados dado que presentan características similares en los porcentajes de matriz, y porosidad de los dos tipos de depósitos, granulometría variable entre 1.5 y 0.25 mm para cuarzo, feldespatos y líticos. Datos petrográficos del sector Norte de la Cuenca Golfo San

Jorge (Estrada *et al.*, 2003) muestran buena porosidad, principalmente intraclástica, producto de disolución de granos altamente reactivos con fluidos circulantes por la roca reservorio (Figura 2). Los poros mayores tienen tamaños entre 0.15 y 0.2 mm dependiendo del tipo de granulometría de la arenisca, mientras que los menores tienen entre 0.05 y 0.07 mm. Los granos líticos y de cuarzo que rodean poros tienen entre ellos contactos largos. La matriz arcillosa es medianamente abundante y principalmente de tipo esmectítica (70-90%) minoritariamente caolinítica (30-10%). La distribución de la matriz y los poros es heterogénea, concentrándose en sectores, el cemento carbonático no es muy abundante. Este modelo integrado presenta una regular a buena calidad como roca reservorio.

Depósitos de Canales Amalgamados (modelo litológico integrado 2).

Estos depósitos suelen presentar excelentes condiciones como rocas reservorios. Datos petrográficos (Estrada *et al.*, 2003) muestran que la granulometría de la fracción clástica varía de 1.5 a 2.2 mm para los constituyentes cuarzo, feldespatos y líticos (Figura 2). El tamaño de los poros puede variar en los poros mayores en un rango entre los 0.15-0.10 mm en algunas muestras o de 0.25-0.20mm en otras, pero siempre mostrando una buena porosidad, mientras que los poros menores varían entre 0.08 y 0.05 mm.. Petrográficamente estos depósitos presentan porosidad intergranular e intragranular, con texturas de empaquetamientos no homogéneos y de poros sobredimensionados (Schmidt y Mc Donald, 1978), mostrando en general una buena porosidad. Los líticos sedimentarios y volcánicos son abundantes, como las patinas de óxidos de hierro sobre los líticos deformados, mostrando en algunos casos contactos largos y en otros puntuales. La matriz es escasa, y principalmente de composición esmectítica, el cemento carbonático es escaso. La distribución de los poros es heterogénea, pero en relación a otros modelos es la mejor regularidad presente en la distribución de los poros. Podemos decir que este modelo integrado presenta buena a muy buena calidad como roca reservorio.

APLICACIONES

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA ESTIMULACIONES CON ÁCIDOS

Con la determinación de las propiedades litológicas y mineralógicas y con el reconocimiento de los distintos modelos litológicos que componen los materiales intersticiales finos y los clastos de las macroformas reconocidas se propone una metodología de trabajo a emplear en operaciones de estimulación ácida cuyo objetivo sea la remoción de partículas arcillosas que obturan gargantas porales.

Los puntos fundamentales de esta propuesta que pretende establecer un criterio que permita decidir una estimulación que no afecte la calidad del reservorio, establecer de antemano el comportamiento y la respuesta de los modelos frente a una estimulación ácida se podrían resumir en las siguientes etapas:

Determinación del modelo litológico:

Descripción detallada de muestras correspondientes a la capa a estimular mediante lupa binocular. Se propone ajustar la determinación del modelo con un estudio expeditivo y rápido de la matriz mediante difracción de rayos X. Se deberían comparar las muestras de la capa analizada con los modelos determinados para el área en cuestión.

Interpretación del tipo de reservorio:

Conocidas las propiedades petrofísicas generales de cada una de las macroformas se procedería a identificar a cual de ellas pertenece el reservorio a estimular. Esto se realiza mediante la interpretación geológica de perfiles eléctricos. Mediante correlaciones estratigráficas de detalle se ajusta la geometría del cuerpo y la conectividad con sondeos vecinos. Se deberá tener en cuenta la disposición areal en el contexto de mapas isopáquicos.

Ensayos de laboratorio:

Determinar la respuesta de los distintos modelos litológicos integrados frente a

tratamientos de estimulación ácida mediante la realización de ensayos de solubilidad y de flujo.

Seguimiento continuo:

Evaluar experiencias en reservorios idénticos (mismo tipo litológico) teniendo en cuenta experiencias en sondeos vecinos.

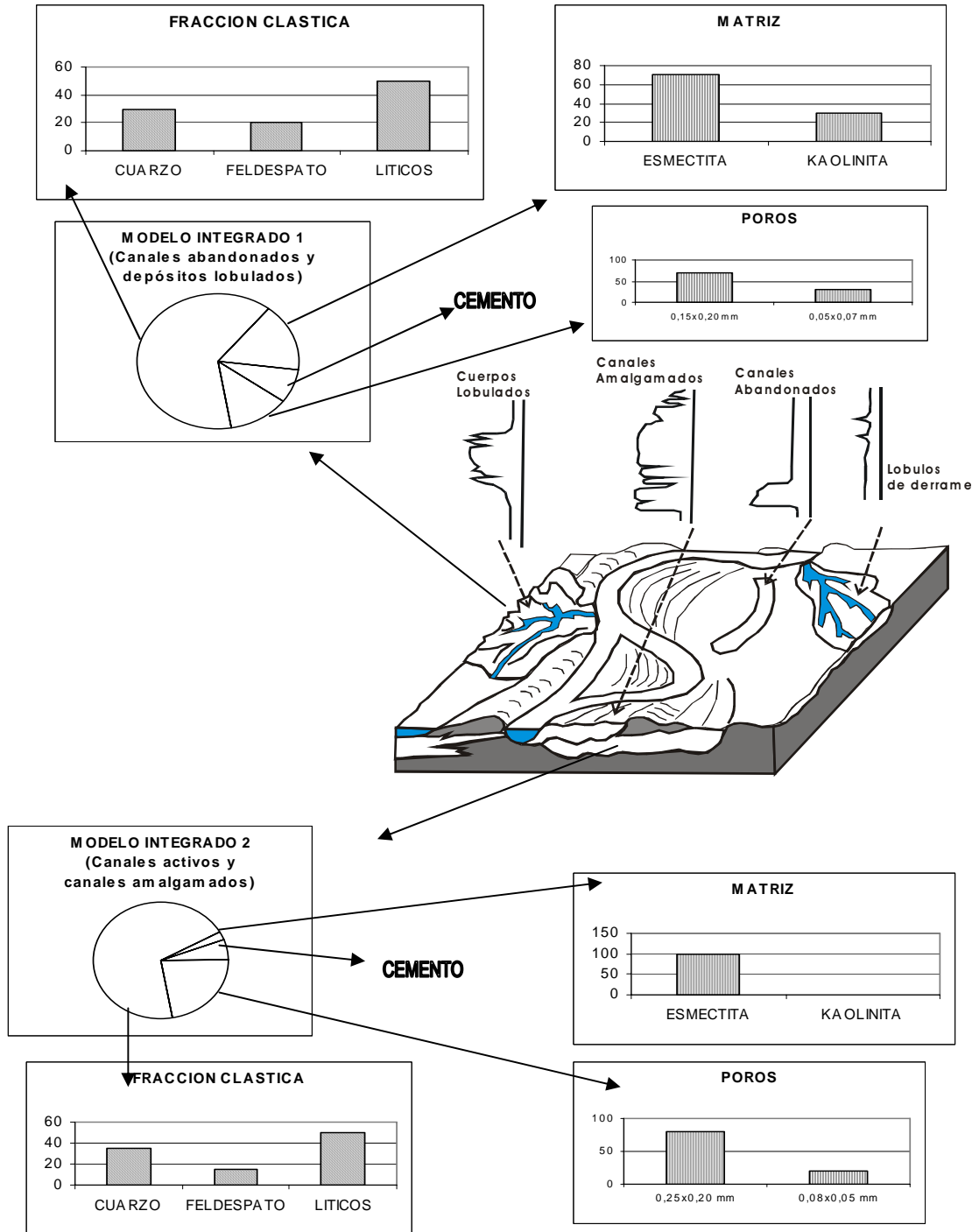


Figura 2. Modelos integrados para asociaciones de facies de un ambiente fluvial idealizado.

RECOMENDACIONES

Se presenta un ejemplo de resumen generalizando algunas recomendaciones tendientes a conocer de antemano la interacción entre el agua de inyección, sistemas ácidos y materiales finos en modelos litológicos integrados pertenecientes a reservorios de matriz arcillosa de la Cuenca del Golfo San Jorge (Estrada *et al.*, 2003).

Depósitos de canal y Depósitos Lobulados (modelo litológico integrado 1y 3):

Presenta gran sensibilidad al agua, por lo cual se propone la utilización de estabilizadores de arcilla (en base K o Na) dado que las arcillas presentes, principalmente esmectíticas producen un intercambio catiónico con las aguas de inyección, pudiendo llegar a expandirse y reducir considerablemente el volumen poral.

Se recomienda el monitoreo continuo mediante estudios de compatibilidad de agua dado los inconvenientes que ocasionaría la dilución de agua de inyección debido a mezclas con aguas de distinta salinidad.

Mantener una temperatura acorde a la estabilidad de la esmectita, para evitar la formación de illita la cual posee propiedades migratorias que ocasionarían obturamientos de gargantas porales (no superar los 65 °C).

En caso de estimulaciones mediante fracturas se recomienda la utilización de un agente sostén con una granulometría compatible con la de la roca reservorio, la cual posee un promedio de 1.5 a 0.5 mm.

Depósitos de Canales Amalgamados (Modelo litológico integrado 2):

Este modelo es el que mejor calidad de roca reservorio posee, escasa matriz, escaso cemento y buena porosidad (el tamaño de poro varía entre 0.25 y 0.20 mm.)

Debería tenerse en cuenta la utilización de agentes quelantes en aquellos casos en donde el cemento posea una composición siderítica (CO_3Fe), dado que la reacción del mismo con el HCl produciría la formación de hidróxidos de hierro obstructivos.

En cuanto a la utilización de HF se propone la utilización de bajas concentraciones a los efectos de evitar atacar el esqueleto de la roca y dañar el reservorio. Cabe mencionar que la granulometría es homogénea presentando valores promedio entre 1.0 y 2.0 mm.

CONCLUSIONES

La presente contribución quiere mostrar una metodología de trabajo predictiva que integra información litológica y mineralógica y que permite estimar la ubicación de áreas con mejor o peor calidad de reservorio mediante el uso de mapas paleogeográficos.

Esta propuesta de trabajo resulta predictiva dado que todos los elementos que componen un paleoambiente sedimentario pueden ser identificados por métodos indirectos de subsuelo ya sea mediante interpretación geológica de perfiles eléctricos y/o descripción detallada de tipos litológicos.

El uso de modelos litológicos integrados para entender la interacción del sistema fluido-roca presentado de esta manera permite generar aplicaciones, como la presentada, que optimizan la recuperación de hidrocarburo.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece la revisión del trabajo realizado por el Dr. Luis Cazau y a la incalculable colaboración de Juan Carlos Sciutto y de Juan Felippa para la realización de este trabajo,

REFERENCIAS

Acosta, N., Felippa, J. y Estrada, E., 2003. Caracterización integrada de Reservorios en el flanco norte cuenca Golfo San Jorge. 2º Jornadas Nacionales de Society of Professional Well Log Analysis.

Taller de Evaluación de Formaciones. www.fcn.unp.edu.ar/sedimentología/abstracts.html
Comodoro Rivadavia.

- Bulling, T. P. y Breyer, J. A., 1989. Exploring for subtle traps with High Resolution Paleogeographic Maps: Reklaw 1 Interval (Eocene) South Texas. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*, 73: 24-39.
- Clavijo, R., 1986. Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca del Golfo San Jorge. *Boletín de Informaciones Petroleras*. N° 9: 15-32. Buenos Aires.
- Estrada, E., Tunik, M., Quediman, B., 2003. Estudios a microescala en "Proyecto piloto diseño de sistema de estimulación ácida. Yacimiento Diadema Argentina". 78 Inédito.
- Estrada, E., 2003. Problemática de los minerales de las arcillas en el desarrollo de un Yacimiento". 2º Jornadas Nacionales de Society of Professional Well Log Analysis. Taller de Evaluación de Formaciones. www.fcn.unp.edu.ar/sedimentología/abstracts.html. Comodoro Rivadavia
- Estrada, E., 2002. Ceolitas de las formaciones Cañadón Seco y Mina del Carmen Cuenca del Golfo San Jorge. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Actas en CD Trabajos técnicos. 17-estrada.pdf. Mar del Plata.
- Estrada, E y Brime, C., 1999. Transformación progresiva del interestratificado I/S con la diagénesis en la Cuenca del Golfo San Jorge: Estudio mediante microscopía electrónica de transmisión de alta resolución. 14º Congreso Geológico Argentino. Acta 1: 456-459.
- Estrada, E y Brime, C., 1998. Formación Autigénica de illita, en Cretácico Superior de Koluel Kaike (Cuenca del Golfo San Jorge). 7º Reunión Argentina de Sedimentología. Actas 1: 59-68
- Estrada, E. y Brime, C., 1996. Filossilicatos de las formaciones Meseta Espinosa y Cañadón Seco (Cretácico Superior, sector SE de la Cuenca del Golfo San Jorge). 6º Reunión Argentina de Sedimentología. Actas: 363-367
- Figari, E., Strelkov, E., Laffite, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R., Villar, H., 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigráfica y Geoquímica. *Boletín de Informaciones Petroleras*. N° 60: 54-90. Buenos Aires.
- Gonzalez M.; Taboada R. y Stinco L., 2002. Los reservorios del Flanco Norte. En Schiuma, M, Hinterwimmer, G. y Vergami, G (Eds.) *Rocas Reservorios de las cuencas productivas de la Argentina*. 5º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 135-153.
- Hechem, J., Homovc, J. y Figari, E. 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. 11º Congreso Geológico Argentino. San Juan. Actas 3: 173-176.
- Lesta, P., 1966. Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. 3º Jornadas Geológicas Argentinas.: 251-287, Buenos Aires.
- Schmidt, V. y Mc Donald, D. A., 1978. Secondary reservoir porosity in the course of sandstone diagénesis: *American Association of Petroleum Geologist Continuing Education Course Note Series* 12: 125p.
- Serra, O. y Abott, H. T., 1982. The contributions of loggings data to sedimentology and stratigraphy. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22: 117-131.
- Swanson, D.C, 1972. Integrated Approach to search for stratigraphic traps in RE.King, ed., *Stratigraphic oil and gas fields-clasification, exploration, methods and case histories: American Association of Petroleum Geologist*, memoir 16: 19-41.