

MODELADO DE SISTEMA PETROLERO EN AMBIENTES DE FAJA PLEGADA Y CORRIDA: EJEMPLOS DEL SUBANDINO DE PERÚ Y BOLIVIA

Juan Spacapan¹, Ignacio Brisson², Pablo Giampaoli³, Emilio Rocha⁴,
Facundo Fuentes⁵, Marcos Comerio⁶, Matías Di Benedetto⁷

1: YPF-Tecnología S.A. juan.b.spacapan@ypftecnologia.com

2: YPF S.A. ignacio.brisson@ypf.com

3: YPF S.A. pablo.giampaoli@ypf.com

4: Pluspetrol S.A. emilio.rocha@pluspetrol.com

5: YPF S.A. facundo.fuentes@ypf.com

6: YPF-Tecnología S.A. marcos.comerio@ypftecnologia.com

7: YPF S.A. matias.dibenedetto@ypf.com

Palabras clave: Modelado de Sistemas Petroleros, Fajas plegadas y corridas, Generación y migración de Hidrocarburos

ABSTRACT

The exploration of oil and gas in fold-and-thrust belts (FTB) is considered a risky activity due to the complex of structural styles and the difficulty in analyzing the processes of migration, charge and preservation of hydrocarbons during the tectonic evolution of structures in such areas. A method that contributes to improve the understanding of these factors and optimize risk assessment is the Basin and Petroleum System Modelling (BPSM). The present study shows two examples of the application of this methodology at different scales of work in areas intensely deformed by horizontal compression. The restoration of burial, deformation, exhumation and erosion coupled with accurate calculations of compaction, temperature, maturity and pressure, allow the analysis of deformation at different scales. The first example is a regional-scale model that covers the Huallaga-Marañón basin systems in Perú. Simulations indicate that the growth of the FTB affected the degree of thermal maturity of the source rock, as well as the timing of generation-expulsion and conditioned the long-distance of hydrocarbon migration to the fields in the southern Marañón. The second example explores an individual structure located in the southern Sub-Andean of Bolivia. In this case, modelling results show that the sequence of local deformation conditioned the distribution and magnitude of pore pressures and consequently the migration and charge of reservoirs located at different structural levels. Both study cases reveal that structural evolution is a critical factor in the location of potential oil and gas accumulations, affecting not only the development of petroleum system elements but also the magnitude and distribution of pore pressures that condition the movement of fluids in the subsurface. BPSM is considered as an effective tool for mitigating uncertainty and exploratory risk in areas of high structural complexity.

INTRODUCCIÓN

El modelado de cuencas y sistemas petroleros (MCSP, por sus siglas en inglés) ha tenido un impacto en las decisiones de la industria relacionadas con la exploración y nuevas oportunidades de riesgo en la última década. Aunque BPSM es ampliamente utilizado por los gobiernos, la industria y academia, una gran variedad de desafíos técnicos permanecen aún por comprender (Baur *et al.* 2018). Estos se relacionan principalmente a las condiciones de generación de hidrocarburos (cinética), migración, tiempo, alteración *in situ* de fluidos, escenarios tectónicos complejos y cómo recrear las propiedades de las rocas en los modelos de una manera razonable. Los avances en estos temas tendrán efectos importantes en los flujos de trabajo a futuro en la industria hidrocarburífera.

Especialmente, las plataformas de MCSP han permitido avanzar en los últimos años con la exploración de petróleo y gas en fajas plegadas y corridas (FPC), que en general suele ser una actividad de riesgo debido a la complejidad de los estilos estructurales involucrados, la caracterización geométrica de la trampa, la definición de los cierres estructurales y la dificultad en caracterizar los procesos de migración carga y preservación de los hidrocarburos. Las reconstrucciones estructurales son una parte importante del modelado de cuencas en regiones tectónicamente complejas porque proporcionan la variación de las geometrías a través del tiempo, las cuales son críticas para estimar historia del soterramiento y predicción de vías de migración de fluidos (Hantschel y Kauerauf 2009). Las secciones estructurales se incluyen en el *software* de simulación Petromod (módulo Teclink, que resuelve la superposición de las unidades modeladas), se integran datos medidos (los más superficiales) e interpolados/interpretados (los más profundos) de litologías y propiedades de rocas generadoras que arrojan buena representación al presente. Los modelos funcionan mediante backstripping a través la eliminación progresiva de capas de sedimentos más antiguos, restauración de fallas y descompactación del sedimento/roca subyacente en cada paso de tiempo sucesivo.

Este estudio presenta dos ejemplos en los cuales se aplicó esta metodología a diferentes escalas de investigación en zonas intensamente deformadas por compresión horizontal. El primer caso de estudio es de escala regional y abarca el sistema de cuencas de Huallaga y Marañón en Perú. A partir de los análisis del MCSP se describen e interpretan una serie de procesos que tiene un impacto de primer orden en la distribución de fluidos en los ambientes de FPC, de los cuales se destacan: (1) la exhumación tectónica, (2) duplicación estructural, y (3) migración lateral a escala de cuenca.

El segundo caso de estudio investiga una estructura individual situada en el Subandino Sur de Bolivia. En este caso el modelado muestra que la incorporación del esfuerzo horizontal durante la compresión condicionó la distribución y magnitud de las presiones porales, el fracturamiento, y en consecuencia la migración y carga de los reservorios situados en los distintos niveles estructurales. Asimismo, los MCSP muestran que la repuesta mecánica de los sellos durante los eventos de

compresión horizontal es un factor crítico ya que controla la magnitud de las sobrepresiones y las alturas de las columnas de hidrocarburos simuladas.

CASO DE ESTUDIO 1: CUENCAS HUALLAGA-MARAÑÓN EN PERÚ

Las subcuencas subandinas de Marañón y Huallaga se ubican en la zona de transición Andino-Amazónica (Fig. 1) (Baby *et al.* 2005). Se interpretan como los componentes de un amplio sistema de cuencas de retroforeland, donde el área subandina de Huallaga es correlacionado con el tope de cuña y el área de Marañón representa el foredeep (Hermoza *et al.* 2005; Calderón *et al.* 2017). Históricamente, los reservorios clásticos del Cretácico involucran las Formaciones: Vivian, Chonta, Agua Caliente y Cushabatay han sido los objetivos primarios en la Cuenca de Marañón, Huallaga y Ucayali (Fig. 1) (Chalco y Valencia 2008). Cabe destacar que el reservorio más importante es la Formación Vivian con espesores promedio de 90 m y porosidades y permeabilidades de 15% 1000 mD respectivamente (Mathalone 1995). Adicionalmente, otras unidades como el miembro Eoceno basal de la Formación Pozo, el Miembro Cetico de la Formación Chonta o bien la Formación Cushabatay se identifican como potenciales reservorios. Diferentes autores han identificado que las facies carbonáticas del Grupo Pucará o bien las areniscas eólicas basales de la Formación Sarayaquillo podrían actuar como reservorios de hidrocarburos en las cuencas de Huallaga y Marañón (Díaz 2002).

El petróleo generado en la Cuenca de Marañón ha sido correlacionado mediante biomarcadores e isótopos con roca madre marinas del Triásico-Jurásico y del Cretácico Tardío (Calderón *et al.* 2017). La expulsión de crudo comenzó en el Cretácico y perdura hasta la actualidad (Chalco y Valencia 2008). Estos petróleos están contenidos en anticlinales Cretácicos-Terciarios o en trampas estratigráficas Cretácicas, dentro de reservorios de areniscas fluvio-estuarinas o marinas. Existen dos sistemas petroleros probados en la actualidad: (1) sistema petrolero Pucará-Cético, ubicado en la parte central y sur de la cuenca, y (2) el sistema petrolero Chonta-Vivian, en la parte norte de la misma. Asimismo, el sistema Pucará-Pucará ha sido mencionado con frecuencia como un sistema petrolero probable, no comprobado en la actualidad (Chalco y Valencia 2008).

El MCSP presentado en este trabajo tiene una extensión de 560 km y comprende diferentes regiones morfoestructurales como la Cordillera Oriental, la FCP de Huallaga y la cuenca de Marañón (Fig. 1). La restauración secuencial de la deformación ha sido calibrada mediante la utilización de datos sísmicos, geoquímica, temperaturas de fondo de pozo, termocronología, y variaciones de espesor de los depósitos sinorogénicos terciarios. En los modelos realizados se han asumido diferentes mezclas litológicas para los principales reservorios considerados durante las simulaciones (Fig. 1). Se tuvieron en cuenta como potenciales reservorios las unidades, Vivian, Cetico, Agua Caliente, Cushabatay, sección basal de Sarayaquillo (areniscas eólicas), y las facies carbonáticas del Grupo Pucará como las unidades Condorsinga y Chambará.

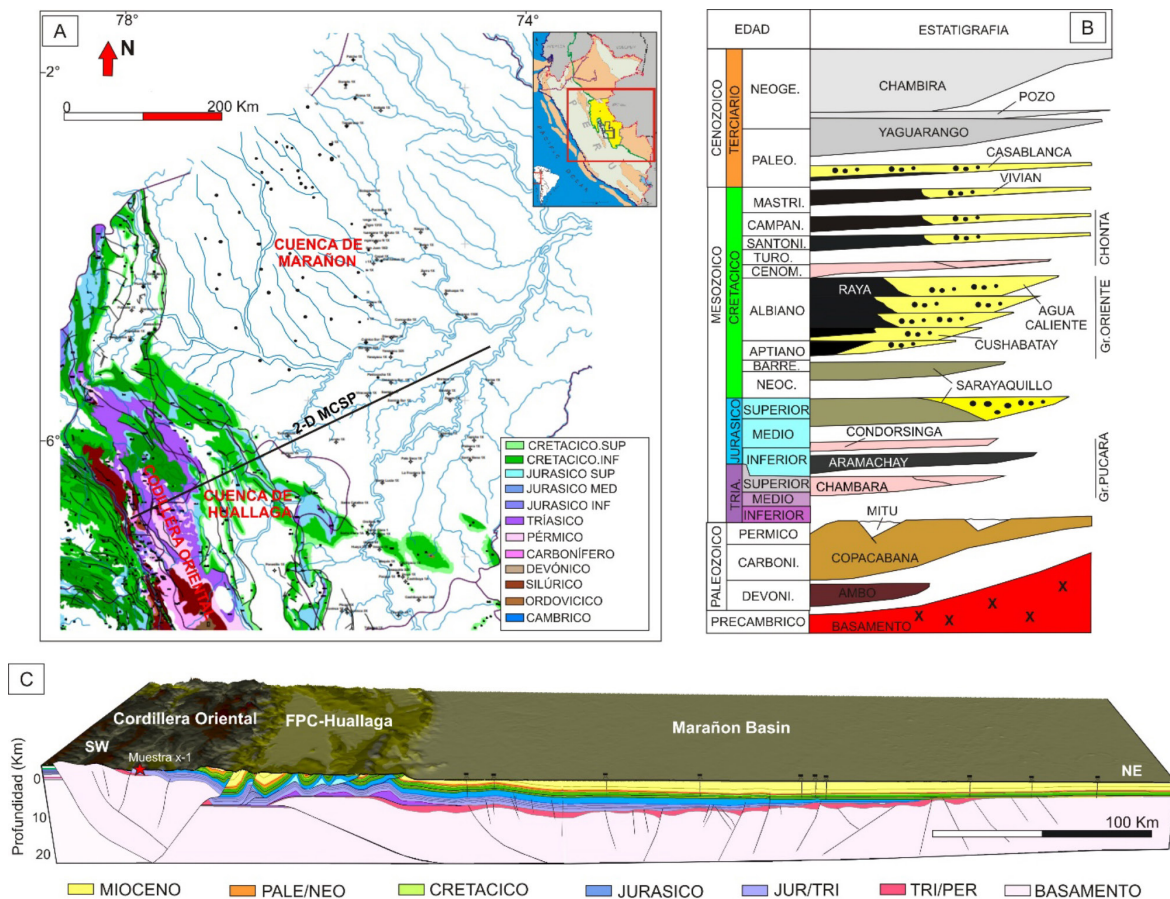


Figura 1. a) Mapa esquemático donde se indica la distribución del sistema de cuencas Huallaga-Marañón en Perú y la traza del modelo a escala regional que se presenta en este trabajo (2-D MCSP). b) Estratigrafía de síntesis de la región con la posición de las principales unidades roca madre y reservorios. c) MCSP 2-D que abarca desde la Cordillera Oriental, FPC de Huallaga y la cuenca de Marañón con el mapeo de las principales estructuras y unidades.

Roca madre

Las unidades del Cretácico Tardío (formaciones Chonta y Raya), y la Formación Aramachay (Grupo Pucará) del Triásico/Jurásico han sido consideradas clásicamente como las principales rocas generadoras de los hidrocarburos de la Cuenca de Marañón (Chalco y Valencia 2008; Calderón *et al.* 2017). Las unidades generadoras cretácicas están compuestas por niveles de pelitas ricas en materia orgánica intercalados con niveles de caliza correspondiéndose a depósitos marinos poco profundos (Calderón *et al.* 2017). Numerosos estudios consideran a la Formación Aramachay (Grupo Pucará) con suficiente carbono orgánico total (COT), espesor y madurez para generar las cantidades comerciales de hidrocarburos que se encuentran actualmente en los campos productivos situados en el sector oriental de la Cuenca de Marañón (Mathalone 1995). El intervalo de roca madre del Grupo Pucará corresponde a un carbonato bituminoso con intercalaciones de pelitas ricas en materia orgánica conocida como la Formación Aramachay (Mathalone 1995). Esta roca madre aflora en la Cordillera Oriental y en la zona de transición de la Cordillera Oriental-Huallaga

(Fig. 1). Los depósitos principales del Grupo Pucará fueron controlados por la subsidencia regional asociada a la etapa de postrift y las inundaciones marinas ocurridas durante el Triásico Tardío y el Jurásico Temprano (Rosas *et al.* 2007). Para caracterizar el potencial generador de la Formación Aramachay en el área de estudio, se han utilizado datos geoquímicos publicados recientemente por Calderón *et al.* (2017) y se han incorporado nuevos análisis realizados a partir de muestras de afloramiento, en sectores de la Cordillera Oriental (Fig. 2). Los estudios realizados comprenden pirólisis, petrografía orgánica, microscopia electrónica y cinética. Las muestras analizadas en esta posición de la cuenca muestran que la Formación Aramachay contiene querógenos tipo II con un valor promedio de COT de 3.24% (Chalco y Valencia 2008). La mayor parte de las muestras analizadas se encuentran en el inicio de generación a ventana de petróleo principal a (0.58 – 1.2 %Ro).

La transformación del querógeno a petróleo y gas durante el soterramiento de la roca madre procede a través de una serie de reacciones semi-reversibles controladas por cinéticas químicas de primer orden (Burnham 2017). El comportamiento de una cinética química se basa en los parámetros A (Factor de frecuencia) y E (Energía de activación) los cuales describen la descomposición térmica del querógeno a hidrocarburo (Burnham 2017). Ambos parámetros son específicos para cada querógeno y, por lo tanto, controlan la velocidad y el comienzo de la transformación térmica del querógeno a petróleo y gas. En la muestra x-1 ubicada en la Cordillera Oriental (ver ubicaciones en Fig. 1c) se realizó una cinética química específica en la Formación Aramachay que permitió ajustar una serie de procesos de los cuales se enumeran; 1) La velocidad a la que sucederá la transformación térmica del querógeno a hidrocarburo, 2) La temperatura a la cual comenzará la reacción, 3) Discriminar las fracciones de hidrocarburos generadas en función de los rangos de temperatura, 4) Determinar una relación entre los valores de Tasa de Transformación vs reflectancia de la vitrinita. La distribución de energía de activación obtenida para la Formación Aramachay muestra que esta se corresponde a un querógeno Tipo II (Fig. 2g).

Evolución tectónica y transformación del querógeno

La evolución tectónica del sistema de cuencas Huallaga-Marañón fue reconstruida en 9 pasos de tiempo, guiada por la interpretación sísmica, geología de superficie y análisis termocronológico (Grupo Mitú) presentados en la Fig. 3. Los datos termocronológico de (U-Th)/He en apatitas obtenidos de granos individuales, muestran un enfriamiento con una edad central de 21.03 ± 2.68 Ma, aunque con un conjunto de datos de edad menor (8.11 ± 0.15 Ma). En base a los resultados anteriormente mencionados se recrearon las etapas temporales que comprenden los principales pulsos de deformación regional; 32 Ma, 21 Ma, 18 Ma, 15 Ma, 12 Ma, 8 Ma, y el estado presente (Fig. 3). Los rasgos morfoestructurales principales observados en la Fig. 3 son el resultado de la evolución tectónica Cretácica a Cenozoica de esta parte de los Andes Centrales. De manera

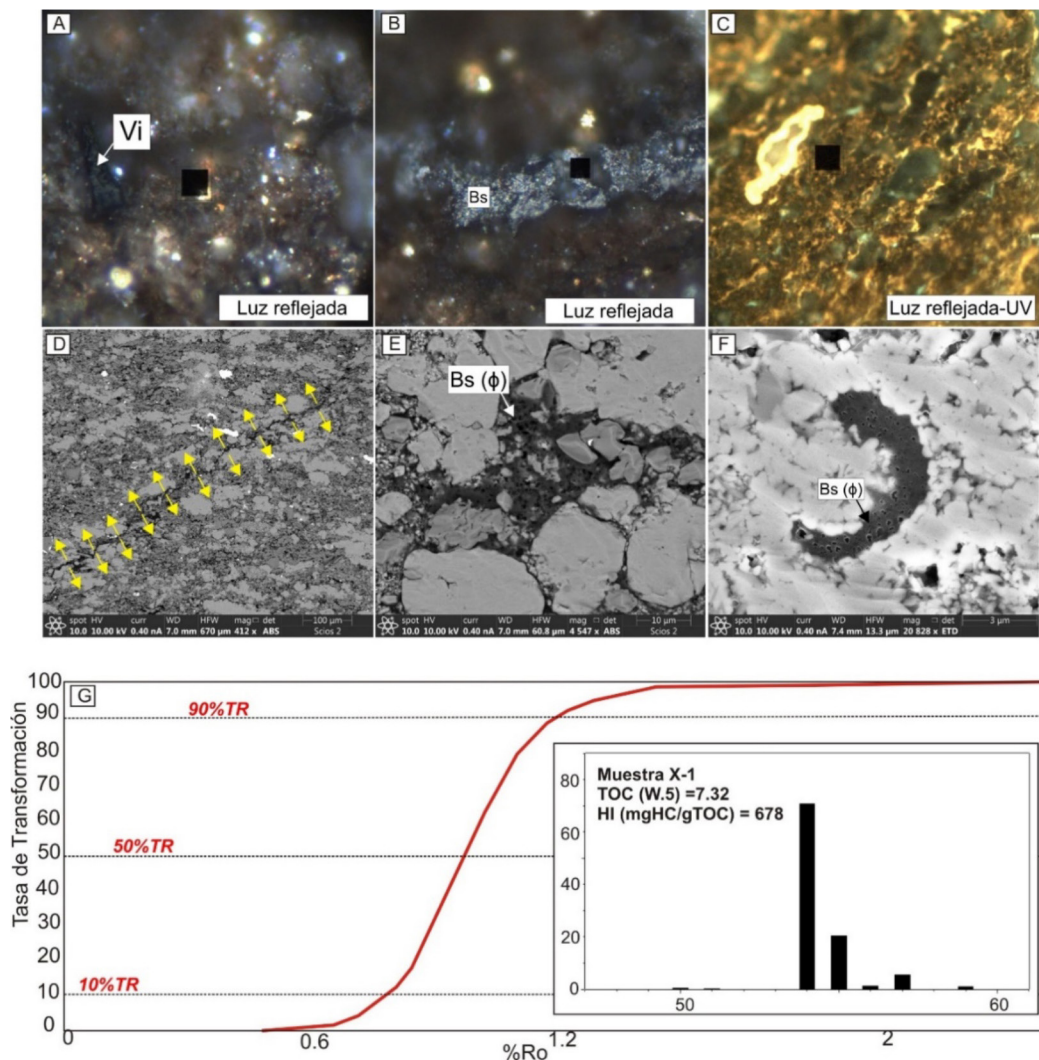


Figura 2. a,b, c) Resultados de los análisis de petrología orgánica, microscopía de luz reflejada (b,c) donde se observan partícula de vitrinita (Vi) y bitumen sólido (bs) como relleno de fracturas. c) microscopía de luz reflejada (luz ultra-violeta). Notar el color marrón-amarillo dorado del material algal. d, e, f) Imágenes de microscopía electrónica de barrido con fractura (flechas en amarillo) rellena de bitumen sólido. En algunos casos el bitumen sólido muestra desarrollo de porosidad orgánica, típico de roca madre térmicamente maduras. g) Tasa de Transformación (%) vs. %Ro. Ejemplo de cinética química para la muestra x-1. Energía de Activación en Kcal/mol.

resumida, la misma se habría iniciado en el Cretácico Superior de la Cordillera de la Costa y está representado por plegamiento de alta longitud de onda y emplazamiento del Batolito de la Costa, acompañado de movimientos de rumbo dextral y plegamiento oblicuo (Pfiffner *et al.* 2013). Dentro del marco de la formación y evolución de las cuencas de antepaís andinas, la Cuenca Huallaga ha sido interpretada como un depocentro de tope de cuña, mientras que la Cuenca Maraón se correspondería con la zona de antifosa andina actual que se continúa hacia el norte en la Cuenca Oriente de Ecuador (Hermoza *et al.* 2005). El estilo estructural estaría dado por la combinación de una tectónica de piel delgada y gruesa (Eude *et al.* 2015; Calderón *et al.* 2017), evidenciada por la presencia de pliegues y corrimientos de baja longitud de onda situados por encima de fallas de basamento con actividad sísmica cortical poco profunda.

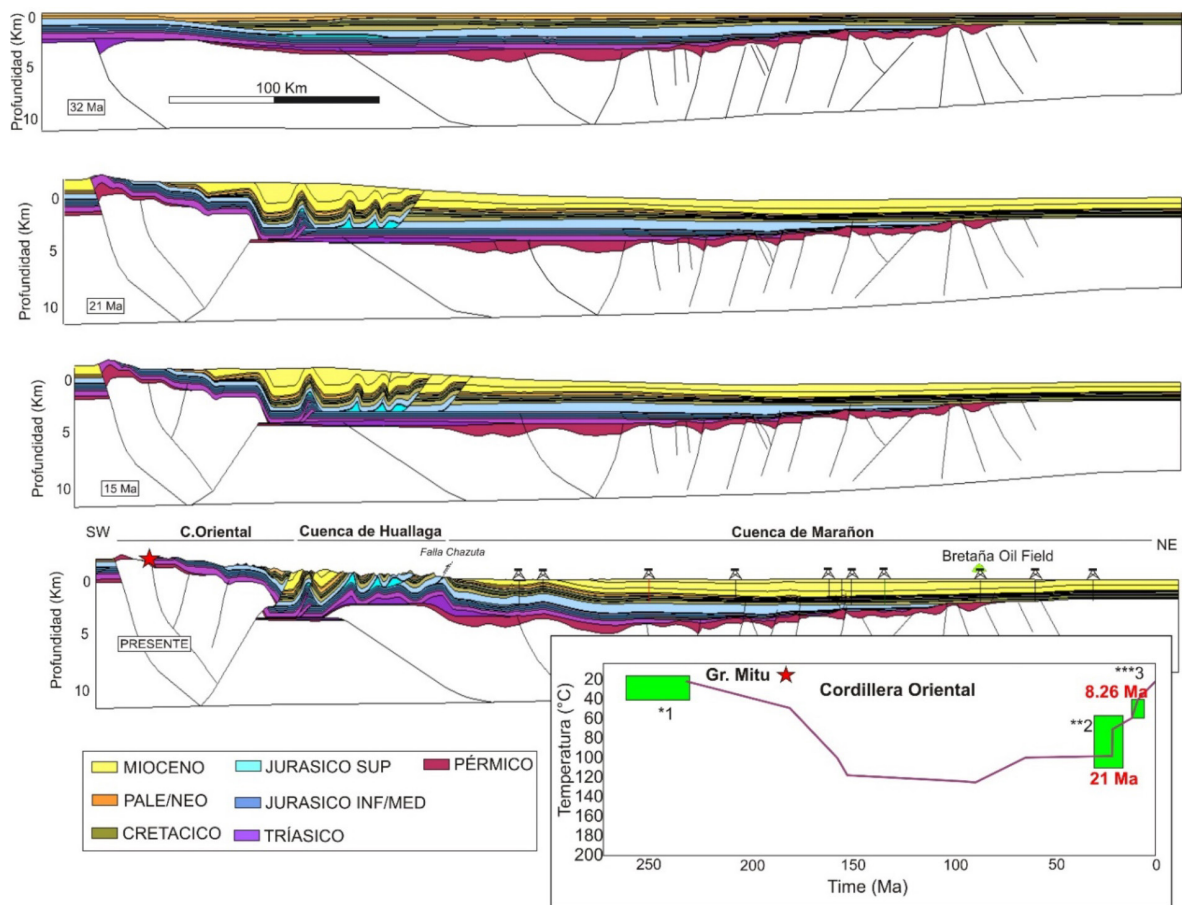


Figura 3. Evolución tectónica-estructural regional que atraviesa desde la Cordillera Oriental al sistema de cuencas Huallaga-Marañón desde los 32 Ma al estado presente. Los datos termocronológicos en apatitas muestran un enfriamiento principal a los ca. 21 Ma, con un conjunto de datos de edad menor (ca 8 Ma).

La relación de Tasa de Transformación (TT) definida por Tissot y Welte (1984) es la relación entre el hidrocarburo formado a partir del querógeno y la cantidad total de hidrocarburo que el querógeno es capaz de generar y depende del modelo cinético utilizado para la roca generadora. La Figura 4 representa la evolución de la madurez térmica para las tres potenciales roca madre ubicadas en el sistema de cuencas subandinas Huallaga-Marañón. En la Cuenca de Huallaga a los 32 Ma, la Formación Aramachay alcanza una TT del 97% a una madurez térmica de 1.1 %Ro, mientras que hacia la Cordillera Oriental se encontraría inmadura debido a una disminución del espesor de los sedimentos sinorogénicos terciarios (Fig. 4). En la Cuenca de Marañón, esta unidad habría transformado más de un 95% de su contenido orgánico original a hidrocarburos durante el Cretácico tardío a una madurez térmica de 1.3 %Ro.

A los 21 Ma se habría producido el levantamiento tectónico de la Cordillera Oriental en la posición SW del modelo. Durante este proceso el esfuerzo térmico se detiene temporalmente manteniendo “fría” la cocina de las unidades generadoras con valores de reflectancia simulados de 0.58 %Ro cercanos a los medidos en las muestras de afloramiento (Fig. 2h y 4). Estos valores

indican que el espesor de los sedimentos sinorogénicos terciarios en la Cordillera Oriental fue bajo, lo que permitiría mantener las cocinas inmaduras en esta posición de la cuenca durante el proceso de exhumación. Asimismo, la repetición estructural producto del crecimiento de la FCP de Huallaga genera una componente de engrosamiento estructural, la cual desencadena la reactivación de las cocinas jurásicas (incremento en la tasa de generación de Hc) ubicadas en el bloque bajo de la faja plegada (Fig. 4). El engrosamiento estructural (sobrecarga tectónica) tiene el mismo efecto que un rápido soterramiento por sedimentación, generando un incremento de la sobrepresión producto del desequilibrio de compactación. Durante este proceso la roca madre se sobrepresiona hasta alcanzar el límite de fractura, permitiendo que los fluidos retenidos se expulsen y carguen los reservorios locales (ver extracción en tiempo 1, Fig. 4e). Durante este tiempo, en la Cuenca de Maraón, el craqueo secundario de los petróleos retenidos en la Formación Aramachay desencadenaría la subsecuente expulsión de grandes volúmenes de gas. Las unidades generadoras cretácicas Raya y Chonta se encontrarían en ventana de petróleo principal (0.95 %Ro) y ventana de petróleo temprana (0.7 %Ro) respectivamente. Sin embargo, debido a su escaso contenido de materia orgánica el volumen de hidrocarburos generado en ambas cocinas sería bajo.

En el estado actual se puede observar que la distribución y magnitud de la madurez térmica para el sistema de cuencas Huallaga-Maraón estuvo controlada en parte por la relación entre los pulsos de exhumación tectónica y la variación del espesor de los sedimentos sinorogénicos terciarios (Fig. 4a). El modelo muestra que la Cordillera Oriental se encontraría inmadura (Curva A en Fig. 4d), mientras que, hacia la FCP de Huallaga, la mayor parte de las facies generadoras jurásicas quedarían en ventana de gas seco (>95 TT%) (Curva B en Fig. 4d). En el sector Oeste de la Cuenca de Maraón, la roca madre Aramachay se encontraría prácticamente agotada en la actualidad, sin ningún potencial generador, con valores promedios de 2.3 %Ro (ventana de gas seco) (Curva C en Fig. 4d), mientras que hacia el Este habría alcanzado una TT del 70% a una madurez térmica de 0.98%Ro (Curva D en Fig. 4d).

Modelo de migración

El entendimiento de las acumulaciones de hidrocarburos es, en gran medida, similar a comprender los procesos de migración del petróleo. En la actualidad, el foco por parte de la industria hidrocarburífera no se dedica únicamente a la localización de yacimientos, sino que se dirige cada vez más a predecir la calidad y cantidad de las acumulaciones de petróleo (Baur *et al.* 2018). El modelado dinámico de la migración del petróleo es, por lo tanto, una herramienta esencial para mejorar la predicción de acumulaciones, su cantidad y calidad. Hay tres métodos principales de migración: flujo de Darcy, invasión percolación y el Flow Path (Hantschel y Kauerauf 2009). Cada método se basa en diferentes supuestos y rendimientos. El flujo de Darcy asume que, durante las migraciones, las velocidades están controladas por las permeabilidades y los fluidos en función

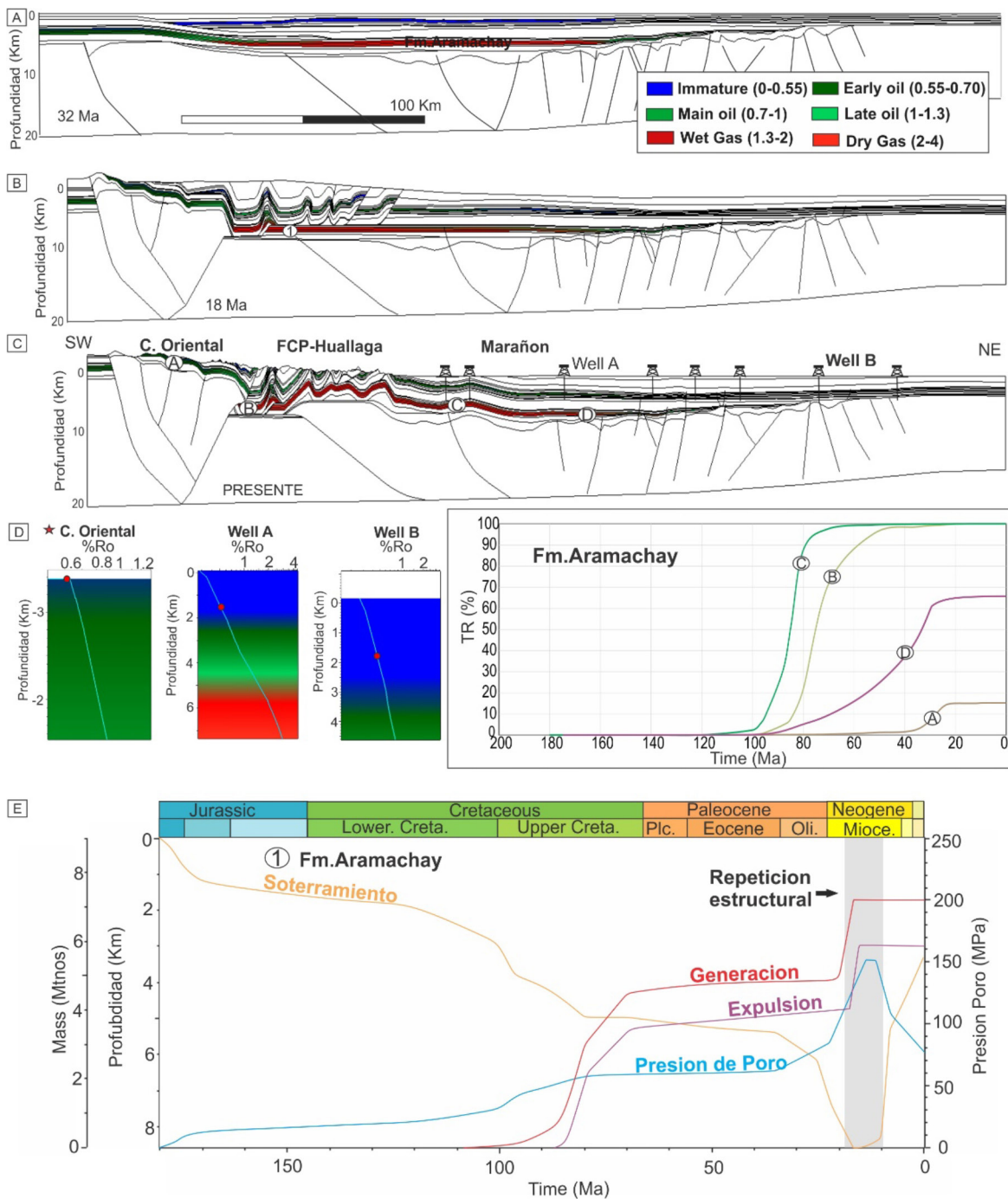


Figura 4. a, b, c) Modelo mostrando la evolución de la madurez térmica obtenida para las etapas temporales 32 Ma, 18 Ma y Presente. d) Modelos 1-d mostrando las calibraciones de la madurez térmica obtenida en la Cordillera Oriental, Pozo A y B. Extracción en tiempo de la tasa de transformación (TT) para la unidad Aramachay en las posiciones de la Cordillera Oriental (círculo A), Cuenca de Huallaga (Círculo B), Marañón Oeste (Círculo C) y Marañón Este (Círculo D). e) Extracción en tiempo para la formación Aramachay (Punto 1, en Fig. b) mostrando los efectos de la repetición estructural en la generación y expulsión de hidrocarburos.

de la viscosidad, y por lo tanto son una manera para describir correctamente la sincronización de los procesos de flujo. En la Figura 5 se pueden observar los resultados del modelado dinámico

de la migración de hidrocarburos realizado en base al algoritmo *Darcy Flow*. Durante los 70 Ma (Cretácico Superior), antes del comienzo de la compresión regional, la Formación Aramachay se sobrepresiona como resultado del desequilibrio de compactación acoplado a la expansión volumétrica producto de la generación de hidrocarburos líquidos. La sobrepresión desencadena la subsecuente expulsión de hidrocarburos líquidos que tienden a cargar las facies carbonáticas jurásicas y las areniscas basales de la Formación Sarayaquillo en el sector Oeste de la Cuenca de Maraón (Fig. 5). El modelo muestra que las migraciones laterales habrían sido efectivas a lo largo de estas cuencas recorriendo distancias mayores a los 300 km a través de las areniscas eólicas basales de la Formación Sarayaquillo. Aunque la migración lateral parece ser efectiva a través de la base de esta unidad (Diaz 2002), no se descarta que otras unidades como las areniscas basales del Grupo Pucará hayan contribuido al transporte lateral de fluidos hacia el este de la Cuenca de Maraón.

A los 18 Ma, el continuo levantamiento de la Cordillera Oriental y crecimiento de la FCP de Huallaga tuvo un impacto de primer orden en la magnitud y distribución de presiones en las unidades generadoras jurásicas. En la Cordillera Oriental se produce un descenso abrupto de la presión respecto a los 70 Ma, producto de la liberación masiva de fluidos asociado a los diferentes pulsos de levantamiento tectónico. El levantamiento tectónico y la subsecuente erosión asociada reducen el esfuerzo vertical, disminuyendo la presión de poro requerida para mantener el equilibrio con la columna suprayacente. En el bloque bajo de la cuenca de Huallaga el engrosamiento tectónico promueve un incremento de la sobrepresión y la subsecuente expulsión de los fluidos retenidos en la unidad generadora jurásica, que tienden a cargar las trampas locales (Fig. 5). En el sector Oeste de la Cuenca de Maraón, el craqueo secundario de los petróleos retenidos en la Formación Aramachay impulsa la generación de grandes volúmenes de gas que tienden a cargar los reservorios jurásicos locales. Hacia el Este de la cuenca, parte de los petróleos acumulados en los reservorios cretácicos comienzan a migrar verticalmente a través de los sistemas de fallas verticales cargando las facies clásticas de la Formaciones Vivian y Cetico.

En el Time Step Presente, se observa que en la Cuenca de Huallaga la expulsión tardía de gas sería el resultado del craqueo secundario de los petróleos retenidos en los sinclinales profundos (Fig. 5). Sin embargo, la inversión de grandes bloques de basamento durante el Mioceno promueve el levantamiento vertical de la Faja plegada causando una pérdida parcial de los volúmenes de hidrocarburos retenidos en el área. En el Oeste de la Cuenca de Maraón, el modelo muestra que grandes volúmenes de gas quedarían alojados en los reservorios jurásicos profundos ubicados en grandes trampas de basamento generadas durante la inversión tectónica Miocena. Hacia el extremo más oriental de la Cuenca de Maraón, parte de los petróleos previamente acumulados tienden a remigrar a través de sistemas de fallas verticales cargando las facies clásticas de la Formaciones Vivian y Cetico. Estas acumulaciones compuestas por un 95% de petróleo representan la composición de los fluidos actuales que se producen en aquellos yacimientos (Fig. 5). Consideramos que el

tiempo de la reactivación de las estructuras podría ser un proceso importante para la redistribución de hidrocarburos dentro de la cuenca y en las trampas individuales debido a cambios en la configuración estructural.

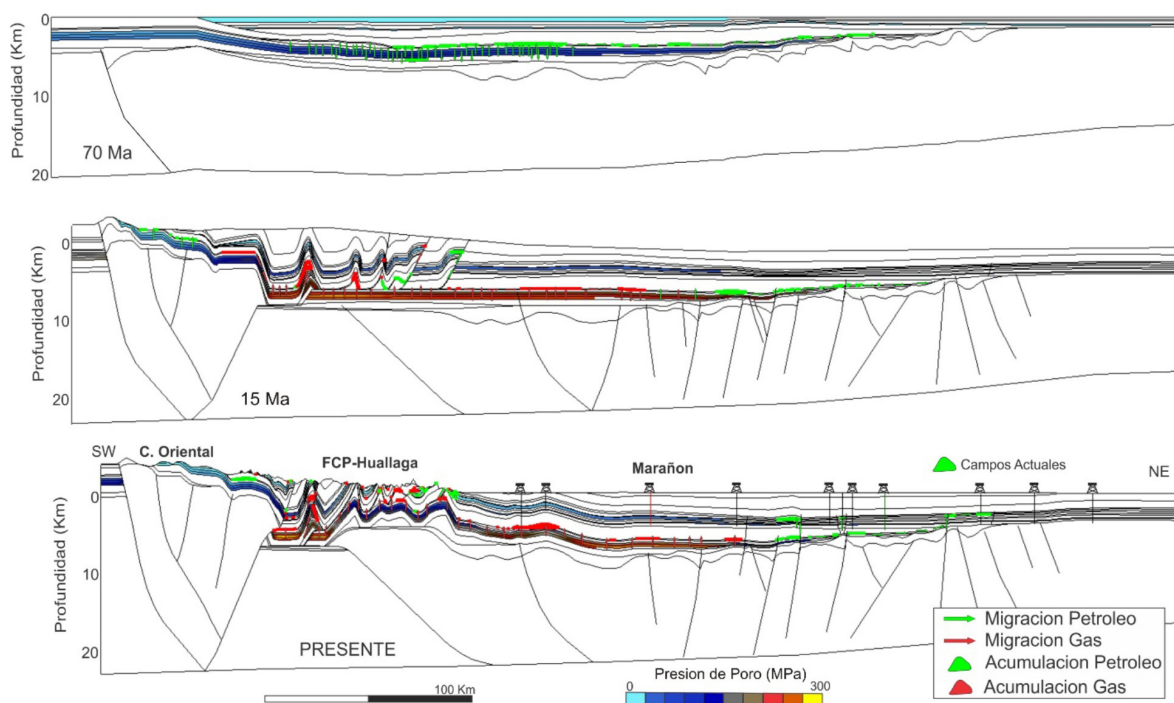


Figura 5. Modelo 2-d mostrando la distribución de presión de poro (solo para las unidades generadoras) y las principales acumulaciones obtenidas de la simulación dinámica de la migración.

CASO DE ESTUDIO 2: SUBANDINO SUR DE BOLIVIA

La faja plegada y corrida subandina del sur de Bolivia y el noroeste de Argentina está compuesta de una pila estratigráfica de ~10 km de espesor de depósitos post-ordovícicos a neógenos que se han acortado sobre un despegue ubicado en los horizontes Silúrico a Ordovícico Superior (Fuentes *et al.* 2018). Las acumulaciones de hidrocarburos en esta FPC incluyen una variedad de plays, con reservorios de edades comprendidas entre el Devónico y el Neógeno. Los grandes yacimientos de gas, sin embargo, están acotados a estructuras profundas que involucran reservorios de edades devónicas. Sin embargo, geometría y el cierre de la trampa son generalmente las fuentes de máxima incertidumbre para cualquier proyecto de exploración en el Subandino sur de Bolivia (Fuentes *et al.* 2018). Los elementos del sistema petrolero identificados incluyen niveles de roca madre alojados en la Formación Los Monos, a los cuales se podrían agregar secuencias generadoras dentro de la Formación Icla. Los reservorios visualizados corresponden a las areniscas cuarcíticas fracturadas de las Formaciones Huamampampa, Icla y Santa Rosa. La

configuración de las trampas estaría asociada a la presencia en subsuelo de estructuras positivas profundas, no observables con la información sísmica disponible, pero cuyo desarrollo puede vincularse a la posición y geometría de los anticlinales y sinclinales generados en la columna sedimentaria suprayacente. Estas trampas estarían selladas por las pelitas de la Formación Los Monos, las cuales han mostrado evidencias de sobrepresión y saturación de gas en intercalaciones arenosas atravesadas por los sondeos existentes. Siguiendo a Cruz *et al.* (2008) en la zona petrolera del Subandino Sur existe una importante sobrecarga terciaria y las pelitas negras de la Formación Los Monos constituyen la principal roca generadora de petróleo y gas. En esta región el sistema petrolero puede definirse como Los Monos-Huamampampa. Adicionalmente, se presume que la Formación Kirusillas (Silúrico) pudo constituir otro intervalo generador, aportando algo de gas a los reservorios más antiguos, como Santa Rosa, por lo que se propone un sistema petrolero adicional, Kirusillas-Santa Rosa (Cruz *et al.* 2002).

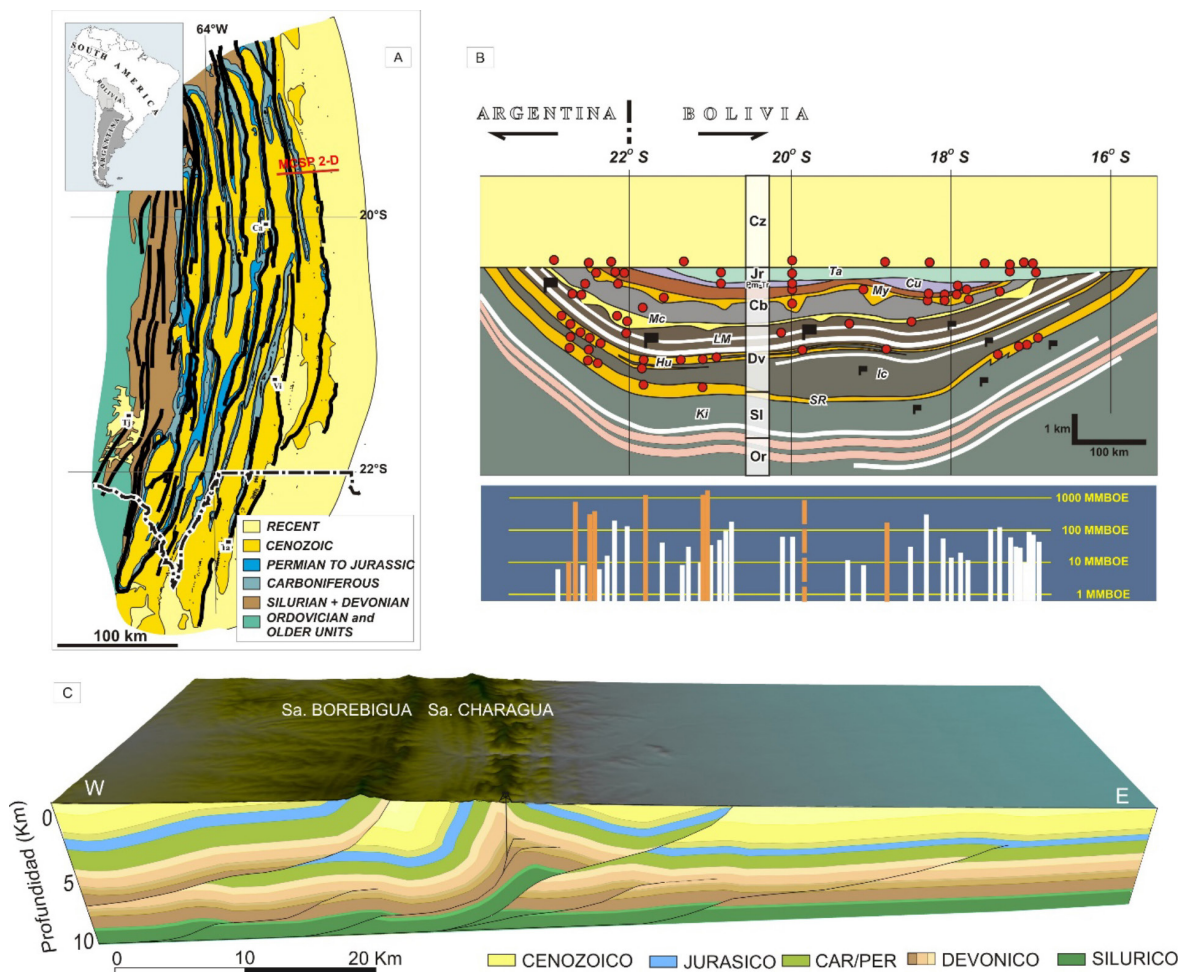


Figura 6. a) Mapa geológico donde se muestra la traza del modelo a escala local que se presenta para el Subandino Sur de Bolivia (2-D MCSP). b) Estratigrafía de síntesis de la región con la posición de las principales unidades roca madre y reservorios (tomado de Fuentes *et al.* 2018). c) Esquema estructural utilizado en el modelo 2-d que abarca desde la sierra de Borebigua y la Sierra de Charagua.

El MCSP 2-D presenta una extensión en sentido O-E de 68 km y abarca diferentes serranías locales como la sierra de Borebigua y la sierra de Charagua (Fig. 6). La restauración secuencial de la deformación ha sido calibrada mediante la utilización de datos sísmicos, geoquímica, temperaturas de fondo de pozo, y termocronología. Se tuvieron en cuenta como potenciales reservorios las unidades Iquirí, Huamampampa, Icla y Santa Rosa.

Roca madre

La única roca generadora comprobada en el Subandino Sur es la que corresponde a los niveles pelíticos de la Formación Los Monos, sin que existan evidencias de peso que indiquen generación en niveles más antiguos (Dunn *et al.* 1995; Cruz *et al.* 2008). Sin embargo, las Formaciones Icla y Kirusillas se mantienen como potenciales rocas madres cuyo potencial generador merece ser analizado con más detalle. La materia orgánica de la Formación Los Monos es de tipo marino, mixta, acumulada en ambiente subóxico. El querógeno se caracteriza por ser no estructurado (amorfo), de tipo II/III a III. Cruz *et al.* (2008) sugiere que “debido a su carácter parcialmente refractario y bajo contenido orgánico requiere niveles relativamente altos de estrés térmico para comenzar la etapa de expulsión de hidrocarburos”. Los valores típicos de carbono orgánico total (COT) son de alrededor de 1%, y el índice de hidrógeno (HI) se ubica entre 100 y 500 mgHC/g COT (Moretti *et al.* 2002; Cruz *et al.* 2008). La información geoquímica disponible de la Formación Icla es relativamente pobre respecto de la que se dispone para la Formación Los Monos. Esta unidad es considerada una importante unidad generadora en la zona de Santa Cruz de la Sierra, al norte de la zona de estudio (Moretti *et al.* 2002). También se la menciona como roca generadora en la zona inmediatamente al norte de la zona de estudio (yacimientos Río Seco, Tacobo y Tajibos) (Cruz *et al.* 2002). En esta zona la calidad de esta roca generadora varía de pobre a moderada, raramente buena. El carbono orgánico total original promedio es de 1% o menor, llegando ocasionalmente a 2%. El querógeno es de tipo II/III a III con capacidad de generación de gas y petróleo (Cruz *et al.* 2002).

Evolución tectónica y transformación del querógeno

El modelo estructural utilizado como input al MCSP representa de manera esquemática la situación geométrica de la serranía de Charagua a la latitud del pozo que atraviesa parte de la sección superior de las unidades Devónicas (Fig. 7). La evolución cinemática de la estructura de Charagua no está definida con precisión, al igual que lo que ocurre en gran parte del Sistema Subandino. A nivel regional, recientes estudios indican el inicio de la deformación en la parte occidental del Subandino ca. 7.5-2.5 Ma (Hernández *et al.* 2021). Edades de termocronología obtenidas por YPF S.A. en el marco del área de estudio, indican que el inicio de la deformación para

la sierra de Charagua habría comenzado a partir de 2.5 Ma (Fig. 7). Esta deformación posiblemente haya continuado en forma más o menos ininterrumpida hasta la actualidad en la zona del frente orogénico. Las estructuras de Charagua y Borebigua, habrían continuado su evolución, quedando las restantes estructuras profundas mayormente inactivas. Este es un mecanismo que puede estar afectado tanto por cuestiones mecánicas locales como regionales, básicamente controlado por el mantenimiento de la cuña orogénica en estado crítico.

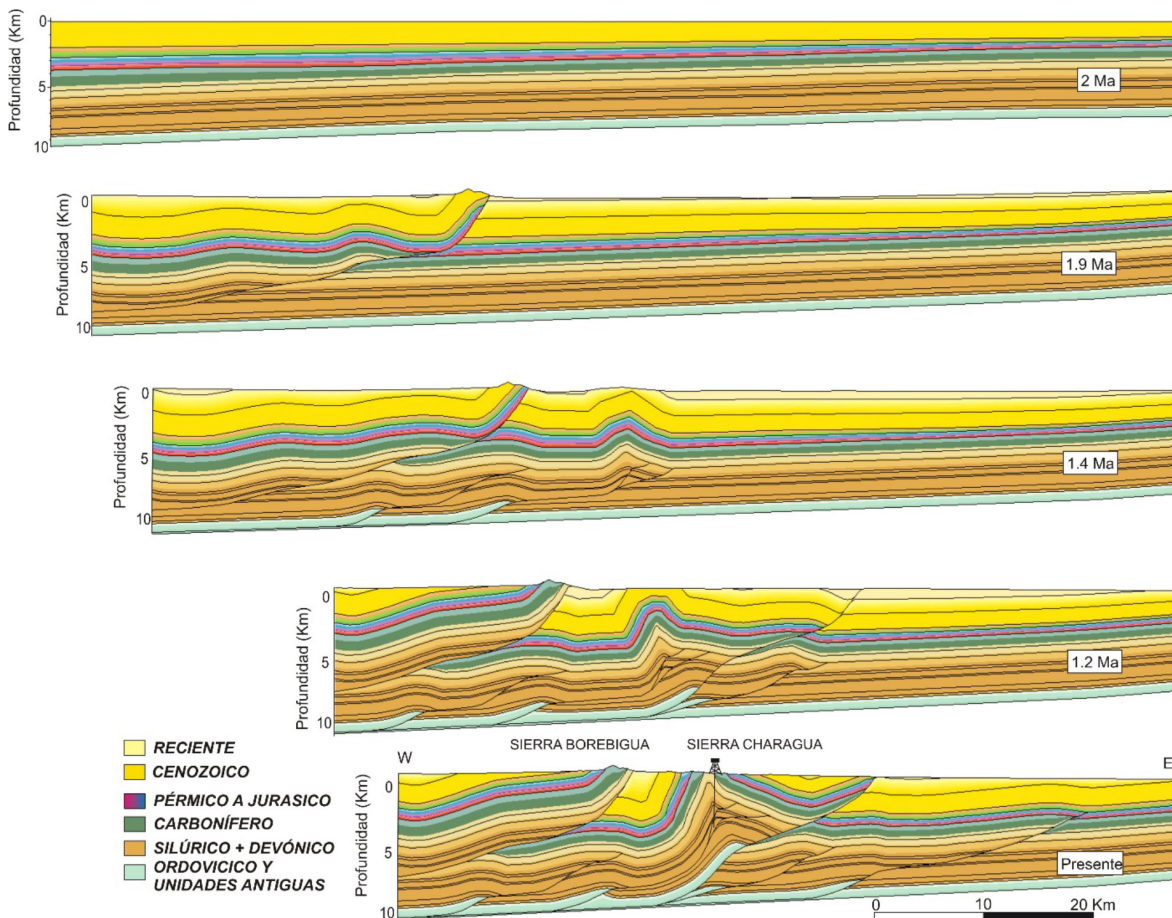


Figura 7. Evolución tectónica-estructural utilizada como input en el MCSP desde los 2 Ma al estado presente.

Los resultados del modelo 2-d muestran que la Formación Kirusillas habría transformado un 90% de su contenido orgánico a hidrocarburos a partir de los 300 Ma (Pérmico) a una madurez térmica de 1.2%Ro (Fig. 8). La Formación Icla habría convertido un 50% de su contenido orgánico a hidrocarburos a una madurez térmica de 1.4%Ro a los 244 Ma, mientras que el 95% se alcanzaría a los 145 Ma (Fig. 8). En base a las simulaciones realizadas se depende que la conformación de la estructura profunda durante el cenozoico tardío posdata la generación y expulsión calculada de Kirusillas lo que introduce un riesgo de sincronización con esta unidad (Fig. 8). Asimismo, la

Formación Icla presenta un tiempo de sincronización más adecuado respecto al crecimiento de la trampa durante el Plioceno. Sin embargo, la extracción en tiempo (Puntos 1 y 2 en Fig. 8) muestra que un segundo pulso de expulsión de gases tardíos ocurre en las Formaciones Kirusillas e Icla durante el crecimiento de la estructura de Charagua a los 2 Ma. El momento relativo en la que sucede la carga de hidrocarburos y la formación de trampa es un factor crítico para comprender los tamaños de las acumulaciones de hidrocarburos prospectadas. La roca madre puede retener un volumen significativo de hidrocarburos absorbido en el querógeno y dentro de su sistema de poros. Si la unidad generadora se exhuma a profundidades menores después del máximo soterramiento, se genera una reducción de la presión de poro ya que, particularmente la fase gaseosa retenida en el sistema poral se expulsa dando lugar a un evento de descarga adicional que favorece la carga de los reservorios locales. Este proceso de carga por exhumación (English *et al.* 2016), resultaría de particular interés ya que mejora los tiempos de sincronización entre la expulsión tardía de fluidos y el crecimiento de la trampa estructural.

Por otro lado, en la Formación Los Monos se detecta una clara disminución de la tasa de transformación desde el oeste hacia el este, vinculado a un menor espesor de la columna sedimentaria en el mismo sentido (Fig. 8). Las mayores tasas de transformación de querógeno a hidrocarburos (60%) ocurren en el sinclinal profundo ubicado entre la sierra de Borebigua y la sierra de Charagua (Fig. 8). Con los inputs y parámetros utilizados el hidrocarburo expulsado de la Formación Los Monos es tardío y presentaría un tiempo de sincronización adecuado para cargar las cuarcitas fracturadas de la Formación Huamampampa durante el crecimiento de la estructura de Charagua.

Compresión horizontal y presión de poro

La predicción de presiones en el Subandino sur de Bolivia es de vital importancia para el entendimiento de la distribución de fluidos y para la ingeniería de perforación (Starck 2018; Vaamonde 2018). La magnitud de las sobrepresiones en el área es de suma importancia ya que pudo haber desempeñado un papel fundamental en dos factores (1) la activación de los niveles de despegue ubicados en las lutitas sobrepresionadas de la Formación Los Monos (Rocha y Cristallini 2015), (2) habría controlado las alturas de las columnas de hidrocarburos almacenadas en la Formación Huamampampa (Starck 2018). La distribución de sobrepresiones en las cuencas sedimentarias depende de la magnitud de los mecanismos generadores, como así también de la distribución de los elementos sellantes (litologías finas y fallas) (Osborne y Swarbrick 1997). Los compartimientos de presión se encuentran en diversas cuencas sedimentarias en todo el mundo (Hunt 1990). Básicamente se definen por potenciales hidráulicos calculados a partir de mediciones de presión, pero pueden estar evidenciados por diferencias mineralógicas, composición de los hidrocarburos, resistividad eléctrica, densidad de las pelitas, velocidades sísmicas, entre otros

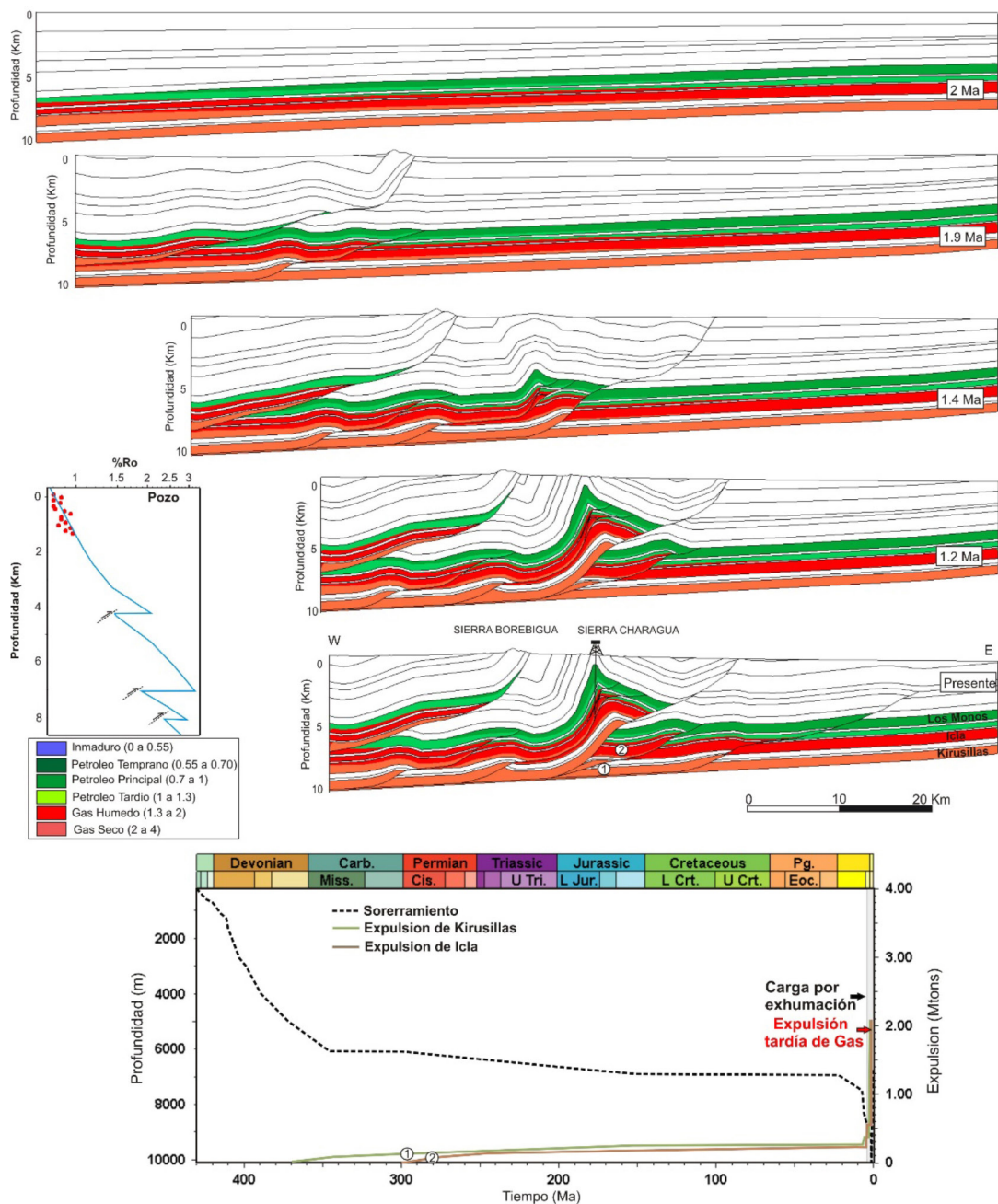


Figura 8. Evolución de la madurez térmica a través del tiempo para las principales unidades generadoras consideradas para el Subandino Sur de Bolivia. El modelo 1-D muestra la calibración de la madurez térmica para el pozo situado en la Sierra de Charagua. La extracción en tiempo (Puntos 1 y 2 en estado Presente) muestra los efectos de la carga por exhumación en la expulsión póstuma de fluidos en la Formación Icla y Kirusillas.

(Bradley y Powley 1994). Un sello de presión restringe el flujo de fluidos y se forma donde las gargantas porales se cierran efectivamente, es decir donde la permeabilidad se aproxima a cero. Siempre que la presión de fluido dentro del compartimiento exceda la presión de fractura del sello, este último se fracturara permitiendo que los fluidos se escapen. A lo largo del tiempo geológico un compartimiento de presión puede comportarse como un sistema hidráulico cerrado o abierto,

lo cual modificara las condiciones hidrodinámicas del mismo. Un sistema hidráulico cerrado no presenta continuidad de fluidos a través de los elementos sellantes (Hunt 1990). Contrariamente en los sistemas hidráulicos abiertos se produce una migración de fluidos a través de los sellos regionales ya sean fallas o bien condiciones de roturas de las capas sellantes debido a la presión ejercida por la columna de hidrocarburos (Hunt 1990). Una manera indirecta de aproximar la magnitud y distribución de las sobrepresiones en el MCSP es asumir diferentes valores de permeabilidad para los sistemas de fallas que delimitan los compartimientos de presión. En el modelo del Subandino Sur de Bolivia en base a la distribución de los sistemas de fallas se definieron ocho compartimientos de presión, los cuales fueron enumerados desde el C1 hasta el C8 (Fig. 9). Asimismo, se utilizaron los valores de presión de poro medidos en el Pozo ubicado en la Sierra de Charagua para calibrar los diferentes escenarios de presión obtenidos durante las simulaciones. En base a los valores de permeabilidad asumidos para las fallas (Fig. 9a) y con el fin de recrear y calibrar la evolución hidráulica de cada uno de los compartimientos de presión definidos en el modelo 2-d se testaron diferentes casos. En el caso 1 donde todas las fallas son impermeables el modelo muestra que no hay flujo de fluidos a través de los sellos, lo cual promueve una conservación de las presiones en cada uno de los compartimientos analizados (Fig. 9b). En este caso los valores de presión simulados (Curva Negra en modelo 1-d) no ajustan con los medidos en el Pozo (Círculos rojos en modelo 1-d) ya que alcanzan valores cercanos a la presión litoestática. En el caso 2 las fallas se consideraron moderadamente permeables, favoreciendo un movimiento parcial de los fluidos a través de los sellos (Fig. 9c). Parte de los fluidos retenidos en los compartimientos drenan lo cual causa un descenso de las presiones respecto al caso 1 (compartimientos cerrados). En este escenario los datos de presión simulados ajustan con los datos de presión medidos en el Pozo (ver modelo 1-d). Finalmente, en el caso 3, donde todas las fallas se consideraron abiertas se produce un drenaje activo de los fluidos a través de los sellos transversales, causando un descenso abrupto de las presiones de poro respecto a los escenarios 1 y 2 (Fig. 9d). En este escenario las presiones simuladas quedan cercanas al gradiente hidrostático. De los diferentes escenarios se considera que el Caso 2 presentó los mejores ajustes con los datos de presión de poro medidos en el Pozo. La permeabilidad asumida para los sistemas de fallas en el Caso 2 favorece la conectividad hidráulica entre la roca madre profunda y los reservorios clásticos superiores.

Los cambios en el estado de esfuerzos de la roca pueden resultar de la compresión vertical (enterramiento), como de la compresión horizontal, debido a fuerzas tectónicas. En una cuenca donde no ocurre compresión lateral, los esfuerzos horizontales son iguales o menores que los verticales. El Subandino Sur de Bolivia ofrece un escenario geológico ideal en donde se pueden testear los efectos de la compresión lateral en: (1) la magnitud de las sobrepresiones, (2) fracturamiento de los reservorios clásticos (Ej. Huamampampa) y (3) rotura de los sellos regionales y pérdida de fluidos. Los mismos principios de generación de sobrepresión debido a la compactación y drenaje incompleto pueden ser aplicados cuando el volumen poral es reducido por esfuerzos horizontales

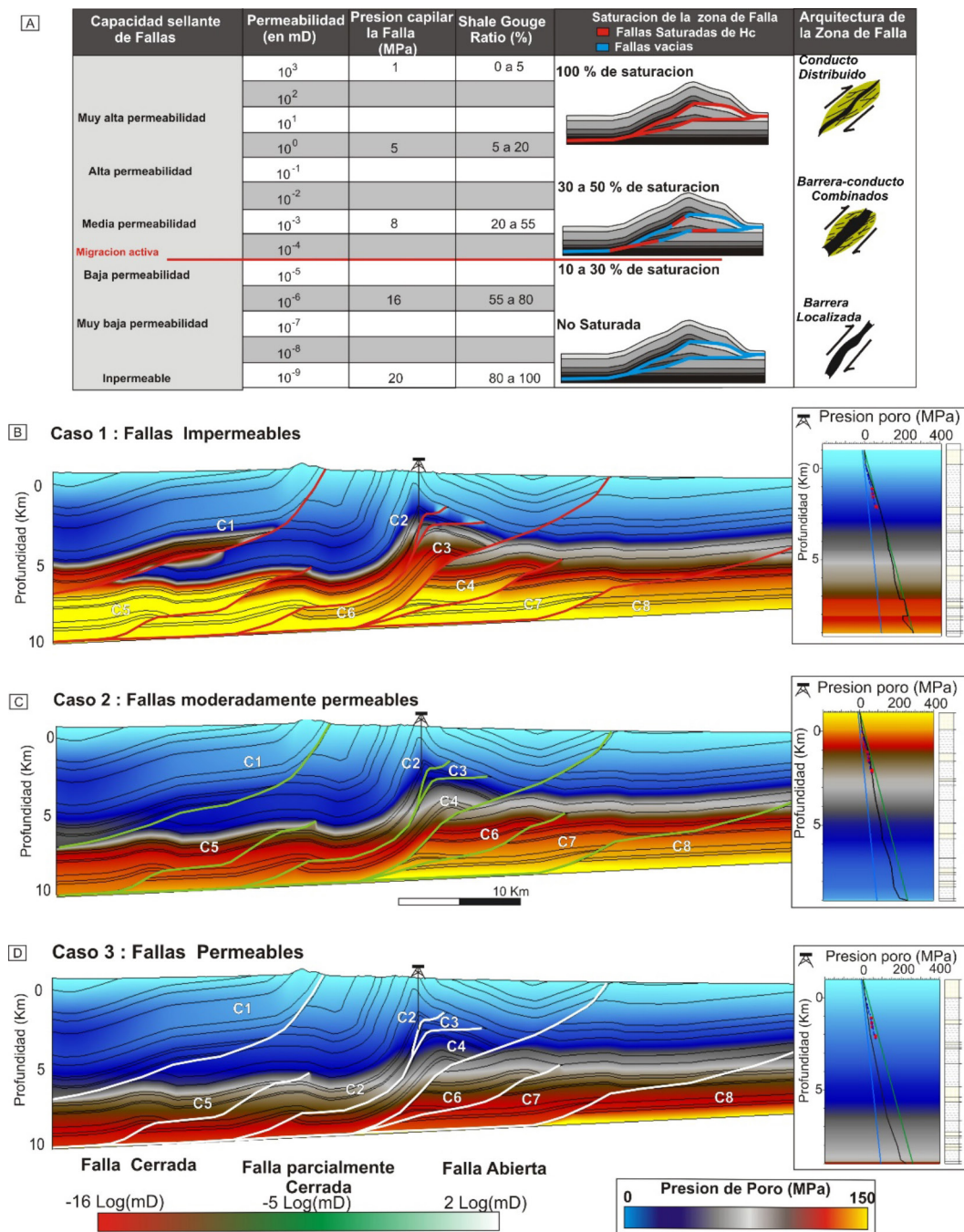


Figura 9. a) Esquema mostrando los valores de permeabilidad asumidos para caracterizar la capacidad sellante de una falla. b, c, d) Resultados obtenidos de las simulaciones variando la permeabilidad de las fallas. De los diferentes escenarios se considera que el caso 2 presentó los mejores ajustes con los datos de presión de poro medidos en el Pozo (ver modelos 1-D).

compresivos (Osborne y Swarbrick 1997). El *software* Petromod® permite simular dos escenarios de esfuerzos completamente diferentes. En el caso base solo el esfuerzo vertical es considerado y el sistema de presiones esta solamente regulado por las variaciones en la columna sedimentaria, este tipo de modelos se conoce como modelos de Terzaghi. Los modelos poroelástico o poroplásticos

asumen una relación fundamental entre el esfuerzo, presión poral, y deformación dependiendo del coeficiente de Biot y coeficiente de Poisson considerado. Estos modelos incorporan el efecto del acortamiento horizontal produciendo cambios en el esfuerzo medio lo cual conlleva a un incremento del sistema de presiones asociado al aumento en la tasa de compactación horizontal. La Fig. 10 muestra la evolución temporal de la presión de poro y del esfuerzo medio en función de las tasas de acortamiento estimadas para cada paso temporal considerado en el modelo. Cuando se produce el máximo acortamiento a los 1 Ma, los sedimentos se compactan horizontalmente y los fluidos no drenan generando un incremento regional de la presión de poro (Fig. 10c) respecto a las etapas temporales previas (Figs 10a, b). En el estado actual se observa un descenso de las presiones de poro respecto al *time step* 1 Ma, ya que parte de los fluidos tienden a drenar a través de los sistemas de fallas y fracturas generadas (Fig. 10d). Las simulaciones muestran que el aumento de la compactación vertical (desequilibrio de compactación) y la compactación horizontal (esfuerzos tectónicos) son dos mecanismos que promueven un aumento regional de la presión de poro vinculado al drenaje incompleto de los fluidos retenidos. Además de los dos mecanismos generadores de sobrepresiones anteriormente mencionados, la expansión volumétrica producto de la generación de hidrocarburos, especialmente gas, se considera como un tercer mecanismo que contribuye a aumentar las sobrepresiones en las unidades generadoras (Starck 1999; Rocha y Cristallini 2015).

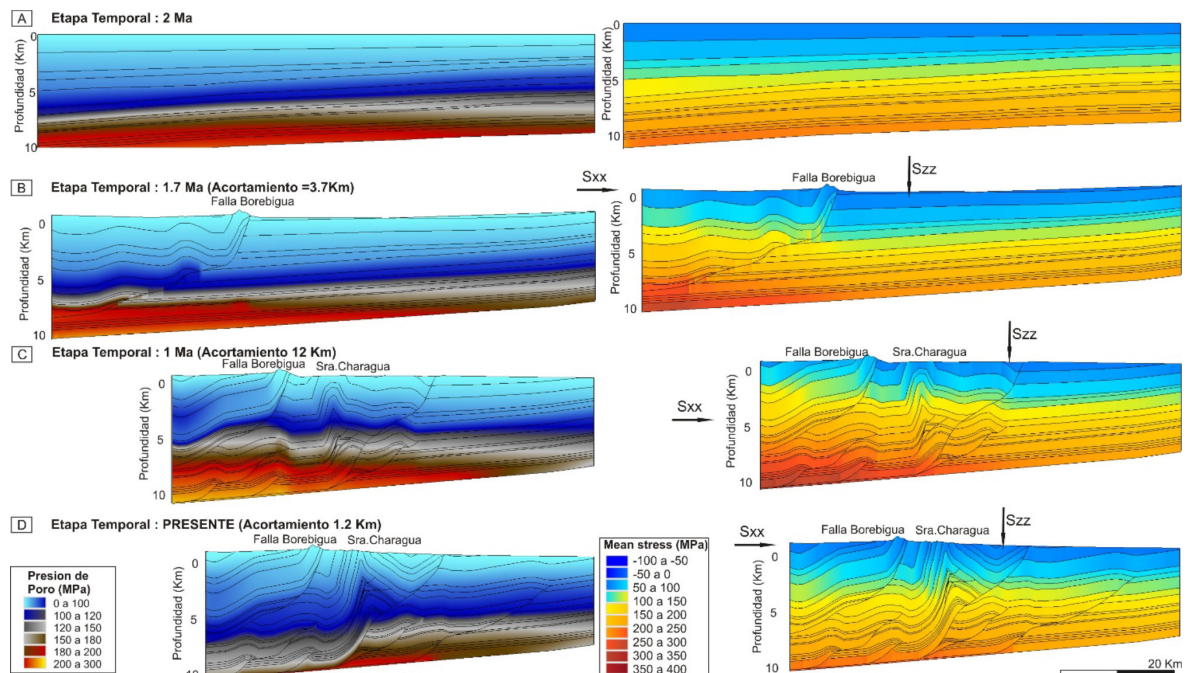


Figura 10. a, b, c, d). Evolución de la presión de poro y del esfuerzo medio (mean stress) obtenidos de las simulaciones. Cuando se produce el máximo acortamiento a los 1 Ma, los sedimentos se compactan horizontalmente y los fluidos no drenan generando un incremento regional de la presión de poro respecto a las etapas temporales previas.

Rotura y sellos

Es importante resaltar que la relación entre el esfuerzo medio efectivo/presión poral se verá afectada por la magnitud de los acortamientos calculados en cada *time step*, lo cual controlará en parte las condiciones de fracturabilidad de las unidades y por ende la capacidad de drenaje de estas. Las plataformas de modelado de cuencas describen el fracturamiento natural de las rocas en base a los criterios de fractura de Mohr-Coulomb y Griffith (Hantschel y Kauerauf 2009). Las fracturas generadas durante los eventos de compresión horizontal, o bien aquellas desarrolladas durante el máximo soterramiento pueden ser observadas a través del parámetro *stress over failure* (Fig. 11). Si el *stress over failure* calculado supera el límite de fractura (se asume 0 para esta condición) se genera una rotura de la unidad, desencadenando un aumento de la permeabilidad en la misma. Estas condiciones resultarían adecuadas para recrear los eventos de fracturamiento y carga de la Formación Huamampamapa durante los diferentes pulsos de compresión horizontal. La extracción en Tiempo 1, muestra que las cuarcitas de la Formación Huamampamapa presentan dos eventos de fracturamiento uno asociado al máximo soterramiento (2 Ma) y el otro asociado al máximo pulso de

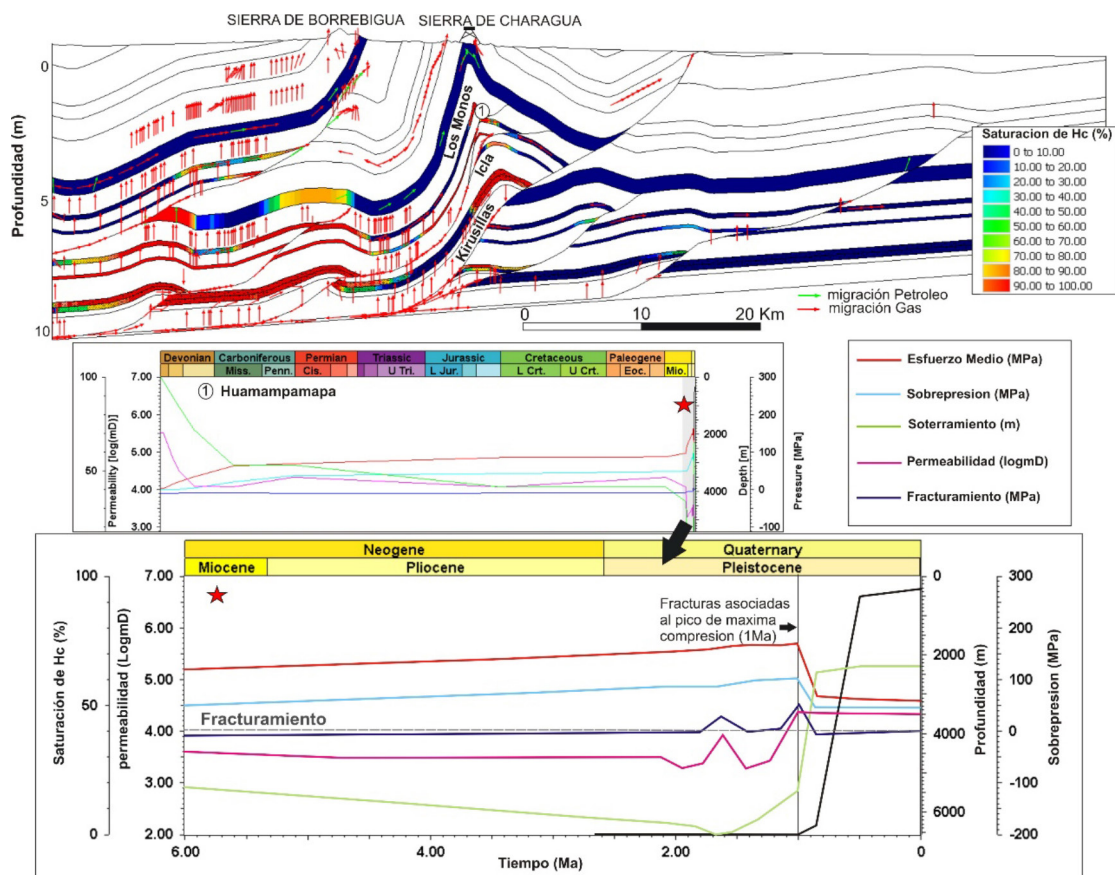


Figura 11. Modelo 2-d mostrando los vectores de migración y porcentaje de saturación para los reservorios Iquiri, Huamampamapa, Icla (arenas), y Santa Rosa. La extracción en tiempo para la Formación Huamampamapa muestra que durante el pico máximo de desplazamiento horizontal (1 Ma) la unidad se fractura incrementando su permeabilidad. Durante este proceso se produce la carga del reservorio fracturado.

compresión horizontal (1 Ma) (Fig. 11). El ultimo pulso de fracturamiento produce un incremento de la permeabilidad (curva rosa en Fig. 11) favoreciendo la carga de hidrocarburos (curva negra en Fig. 11) durante la exhumación de la estructura. A partir de los 0.95 Ma la disminución del esfuerzo medio y el incremento en la permeabilidad inducen un descenso de la sobrepresión en la unidad.

Aunque la incorporación de la deformación horizontal al modelo 2-d explica adecuadamente el proceso de fracturamiento y carga de la Formación Huamampampa, también pueden afectar la preservación de los sellos regionales (Fig. 12). La degradación de los sellos durante los eventos de deformación regional dependerá en gran medida del comportamiento mecánico considerado. Si se asume un comportamiento isótropo-elástico el sello se dilata durante la deformación dando lugar a la creación de permeabilidad de fractura. Por el contrario, si se asume un comportamiento Isótropo-plástico el sello se deforma sin rotura y no se genera permeabilidad de fractura o bien es mínima. Con el fin de evaluar el efecto del comportamiento mecánico en la degradación de los sellos y su impacto en las alturas de las columnas de hidrocarburos simuladas se asumieron tres tipos de sellos, denominados A, B y C de acuerdo con la clasificación presentada por Skerlec (1999). Los sellos clase A y B presentan un comportamiento Isótropo-plástico con un porcentaje de esmectita de 40% y 20% respectivamente. Por el contrario, para el sello clase C se asumió una pelita con un comportamiento puramente isótropo-elástico. Si se comparan las condiciones de rotura asumiendo un comportamiento plástico o elástico para el sello de la Formación Los Monos se puede observar que la magnitud de la rotura de la unidad es notoriamente diferente y por ende las alturas finales de las columnas hidrocarburos simuladas en la Formación Huamampampa. En la Figura 12 el parámetro *stress over failure* (condición de fracturamiento > 0) muestra que el sello Clase C se dilata generando permeabilidad de fractura durante el comienzo de la compresión regional (curva negra en Fig. 12). En este escenario, la rotura del sello promueve el escape de fluidos induciendo una altura de la columna de hidrocarburos mínima en la Formación Huamampampa (Fig. 12b). Por el contrario, utilizando un comportamiento plástico para la Formación Los Monos la magnitud de la rotura durante los eventos de compresión regional es mínima (sello clase B, curva marrón en Fig. 12a) o bien nula (sello clase A, curva verde en Fig. 12a). Disminuyendo el contenido de esmectita al 20% (sello clase B) reduce la efectividad del sello, mientras que aumentar el contenido de esmectita al 40% (sello clase A) da como resultado un sellado altamente efectivo. Los modelos que asumen sellos con un comportamiento plástico muestran que no se generan fugas de hidrocarburos (dilatancia mínima o nula) y se generan mayores columnas de hidrocarburos respecto a los modelos que consideran sellos puramente elásticos (Fig. 12b). Sin embargo, es importante remarcar, que la utilización de un sello clase A para la Formación Los Monos produce un sellado casi perfecto generando sobrepresiones cercanas a la litoestática, incluso a poca profundidad. Se considera que este escenario no es realista para el caso de estudio ya que no ajusta con los datos de presión medidos en el Pozo. Es importante remarcar, que las simulaciones muestran que largas columnas de hidrocarburos se generan en la Formación Santa Rosa si se consideran un comportamiento mecánico plástico para la Formación Icla (Figs. 12c y b).

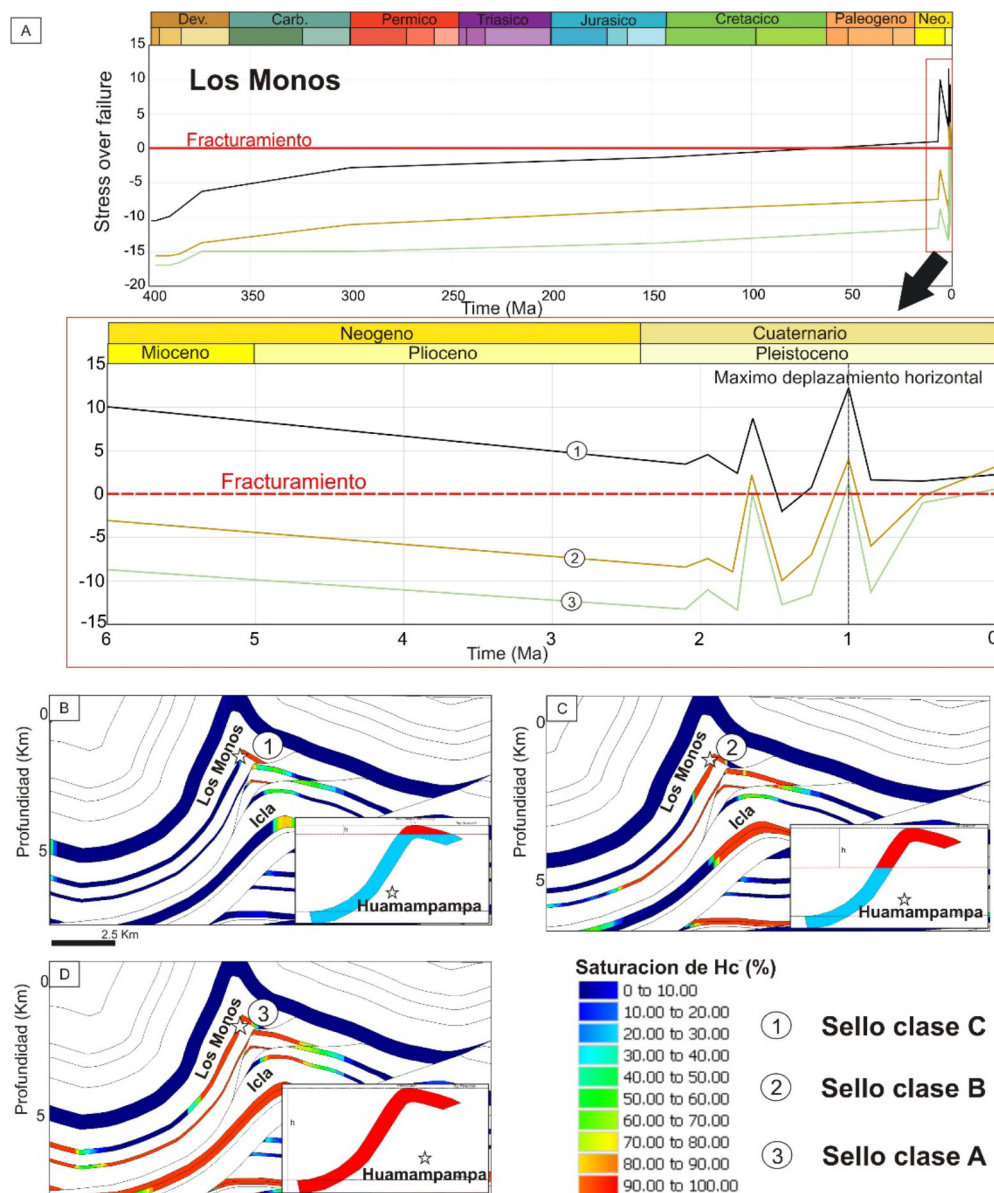


Figura 12. a) Extracción en tiempo para la Formación Los Monos en la Sierra de Charagua mostrando las condiciones de rotura según el tipo de sello asumido (ver explicación en el texto). b, c, d) Alturas de las columnas de hidrocarburos obtenidas en la Formación Huamampampa en función del tipo de sello considerado para la Formación Los Monos. Los modelos que asumen sellos con un comportamiento plástico (Figs d y c) muestran que no se generan fugas de hidrocarburos (dilatancia mínima o nula) y se generan mayores columnas de hidrocarburos respecto a los modelos que consideran sellos puramente elásticos (Fig. b).

DISCUSIÓN Y CONSIDERACIONES FINALES

En ambos casos de estudio se observa que la restauración por etapas del enterramiento, eventos de deformación, exhumación y erosión acoplado con cálculos acoplados de compactación, temperatura, madurez, comportamiento mecánico y presión, permiten analizar los procesos que controlaron la generación, expulsión y entrapamiento de hidrocarburos en ambientes de FCP.

Las simulaciones muestran que algunos procesos y parámetros particulares deben ser tenidos en cuenta cuando se analizan prospectos exploratorios en ambientes compresivos (Fig. 13). La repetición estructural aumenta el esfuerzo térmico incrementando el grado de madurez de las cocinas. Este proceso da como resultado un componente de engrosamiento estructural (sobrecarga tectónica) que tiene el mismo efecto que un rápido soterramiento por sedimentación (Burgreen-Chan *et al.* 2016), en donde el desequilibrio de compactación acoplado con la generación de hidrocarburos contribuye al aumento de las sobrepresiones y la expulsión póstuma de los fluidos retenidos en las rocas generadoras. La magnitud de este proceso dependerá de la velocidad de exhumación, espesor del apilamiento tectónico y volumen de roca madre afectado. Los resultados del modelo muestran que durante el crecimiento de la FCP de Huallaga el apilamiento tectónico afectaría un volumen considerable de las unidades generadoras jurásicas. Durante el Mioceno, este proceso induce una segunda fase de expulsión de fluidos que tienden a entramparse en las estructuras locales o bien migrar lateralmente hacia la cuenca de Maraón.

El proceso de carga por exhumación resulta de particular interés ya que favorece los tiempos de sincronización entre la expulsión de fluidos tardíos y el crecimiento de la estructura (Fig. 13). Históricamente, las FCP exhumadas han sido vistas como de mayor riesgo en la exploración de petróleo y gas convencional debido a que gran parte de los fluidos se pierden durante aquel proceso (English *et al.* 2016). Sin embargo, la mayoría de estos ambientes se caracterizan por registrar diferentes eventos de exhumación en algún momento de su historia, este mecanismo subestimado podría resultar atractivo respecto a la carga tardía de hidrocarburos. En el modelo del Subandino sur de Bolivia la carga por exhumación podría favorecer la expulsión de la fase gaseosa retenida en el querógeno y sistema poral de las Formaciones Icla y Kirusillas dando lugar a un evento de descarga adicional que favorece la carga de los reservorios locales, particularmente de las Formaciones Huamampampa y Santa Rosa. Los resultados de las simulaciones son consistentes con los resultados obtenidos por Schneider *et al.* 2018, el cual sugiere que durante la fase andina la expulsión está controlada por la deformación y por lo tanto se anula el riesgo de sincronización. La utilización de modelos poroelástico o poroplásticos es esencial en el modelado de sobrepresiones dentro de una FCP ya que tiene en cuenta el acople entre la evolución del estado de esfuerzos, la presión del fluido y el comportamiento mecánico de la masa rocosa (Fig. 13). Este tipo de modelos considera dos comportamientos dependientes del tiempo: (1) acoplamiento de sólido a fluido en el que un cambio en el esfuerzo provoca un cambio en el poro presión, y (2) acoplamiento de fluido a sólido en el que un cambio en la presión intersticial provoca un cambio en el volumen (Wang 2000). Los resultados del modelo del Subandino boliviano muestran que el crecimiento de la sobrepresión producto de la compresión lateral es factible, pero poco entendida actualmente debido a la complejidad geológica de la cuenca. La compresión lateral puede resultar en una rápida acumulación de sobrepresión, pero también en una rápida liberación de presión durante los períodos de movimiento y apertura de las fallas y fracturas. Por lo tanto, la conservación de

la sobrepresión se verá afectada por el estado local de estrés dentro de las capas y por cualquier reactivación o crecimiento de las fallas y fracturas preexistentes. Las simulaciones muestran que la incorporación de la compresión horizontal a los MCSP es esencial para predecir las condiciones de fracturamiento y carga de los reservorios del Subandino sur de Bolivia. Los cambios en el estado de estrés regional en áreas sobrepresionadas pueden inducir una redistribución significativa de fluidos. Aunque un comportamiento elástico se considera adecuado para recrear las condiciones de rotura y carga de los reservorios clásticos, puede resultar inapropiado para caracterizar el comportamiento mecánico de las unidades sellantes cuando se modifican los esfuerzos regionales. Si se consideran sellos puramente elásticos estos se dilatan en respuesta al esfuerzo horizontal promoviendo la pérdida de fluidos a treves de estos. Por el contrario, si se considera una deformación plástica para los sellos, la rotura de estos de acuerdo con las condiciones de esfuerzos regionales y las presiones de poro resultantes se abordan correctamente. El comportamiento plástico sumado a la generación de hidrocarburos en la Formación Los Monos conduce a la generación de altas sobrepresiones las cuales ejercen un sellado hidrodinámico efectivo sobre la fase de hidrocarburo acumulada en la Formación Huamampampa. El resultado del modelo muestra que la magnitud de la sobrepresión en los sellos afecta el tamaño de las columnas de hidrocarburos, sellos muy sobrepresionados inducen grandes volúmenes de hidrocarburos en los reservorios que se encuentran por debajo (Vaamonde 2002) (Fig. 13). La máxima sobrepresión de fluido que se puede desarrollar debajo de un sello se verá afectada por el régimen tectónico, el estado local de estrés diferencial, y la presencia o ausencia de arquitectura frágil heredada dentro del sello (Sibson 2003). Sin embargo, es necesario considerar que comportamientos extremadamente plásticos (ej; % de esmectita) pueden generar sellos casi perfectos, exagerando la magnitud de las sobrepresiones y las alturas de hidrocarburos simuladas. Los resultados obtenidos muestran que la relación entre la capacidad

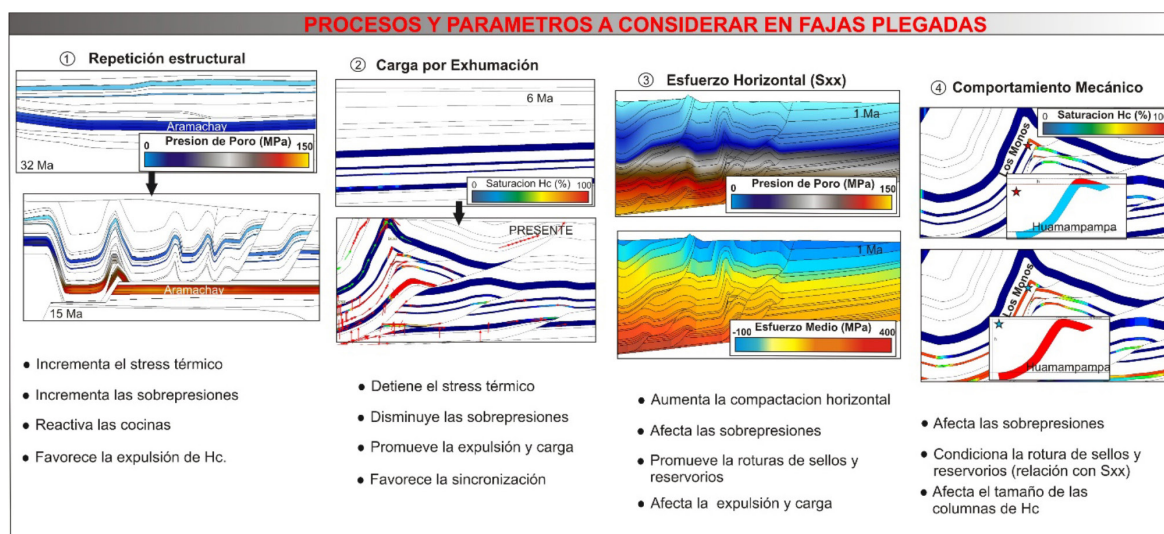


Figura 13. Esquema mostrando parte de los procesos y variables críticas a considerar en la evaluación de sistemas petroleros en ambientes compresivos propuestos en este trabajo.

sellante, comportamiento mecánico, condiciones de esfuerzos regionales, profundidad y presión de poro podría resultar de interés para prospectar y predecir el tamaño de las acumulaciones presentes en los diferentes reservorios del Subandino sur de Bolivia.

AGRADECIMIENTOS

Este estudio se publica con el permiso de YPF y YTEC. Los autores agradecen especialmente a Ricardo Manoni (YPF) por la revisión interna del trabajo. Agradecimiento especial a Carlos Cruz y Luis Constantini por la lectura y fructíferos comentarios que mejoraron sustancialmente la calidad del presente trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Baby, P., Hermoza, W., Navarro, L., Bolaños, R., Espurt, N., Roddaz, M., Brusset, S. y Gil, W., 2005. Geodinámica miopliocena de las cuencas subandinas peruanas: un mejor entendimiento de los sistemas petroleros. INGEPET (EXPR3-PB-20) 14.
- Baur, F., Hosford Scheirer, A. y Peters, K., 2018. Past, present, and future of basin and petroleum system modeling. AAPG Bulletin, 102(4), 549-561.
- Burgreen-Chan, B., Meisling, K.E. y Graham, S., 2016. Basin and petroleum system modelling of the East Coast Basin, New Zealand: a test of overpressure scenarios in a convergent margin. Basin Research 28, 536-567.
- Burnham, A.K., 2017. Global chemical kinetics of fossil fuels. How to model maturation and pyrolysis Springer International Publishing AG.
- Bradley, J.S. y Powley, D.E., 1994. Pressure compartments in sedimentary basins: A review, in Ortoleva, P.J., ed., Basin compartments and seals: American Association of Petroleum Geologists Memoir 61, p. 3-26.
- Calderón, Y., Vela, Y., Hurtado, C., Bolaños, R., Baby, P., Eude, A., Roddaz, M., Brusset, S. y Calvès, G., 2017. Petroleum systems restoration of the Huallaga-Marañon Andean retroforeland basin, Perú.
- Chalco, A. y Valencia, K., 2008. Petroleum systems of the Marañon Basin-Perú. In VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas) (pp. cp-266). European Association of Geoscientists & Engineers.
- Cruz, C.E., Sylwan, C. A. y Villar, H.J., 2002. La Cuenca de Tarija, Bolivia y noroeste de Argentina: ¿Sistema petrolero único o múltiples sistemas petroleros? In V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar Del Plata. Instituto Argentino de Petróleo y Gas CD Rom.
- Cruz, C., Oller, J., Di Benedetto, M., Pereira, M. y Villar, H., 2008. Los sistemas petroleros devónicos del subandino sur y pie de monte de la cuenca de Tarija. IAPG, Bolivia, pp.
- Diaz, G. 2002. Paleogeografía del Grupo Pucará en el Norte del Perú (entre las cuencas Bagua, Marañón, Santiago, Huallaga). INGEPET'99. III international seminar. Exploration and exploitation of petroleum & gas. Perupetro. Lima, Perú. INGEPET'99 EXPR-3-GD-14. Pp.16.

- Dunn, J.F., Hartshorn, K.G. y Hartshorn, P.W., 1995. Structural styles and hydrocarbon potential of the Subandean thrust belt of southern Bolivia. In: Tankard AJ, Suárez RS, Welsink HJ (eds) Petroleum basins of South America. AAPG Mem 62:523–543
- English, J.M., English, K.L., Corcoran, D.V. y Tous-saint, F., 2016. Exhumation charge: The last gasp of a petroleum source rock and implications for unconventional shale resources. AAPG Bulletin, 100(1), 1-16.
- Eude, A., Roddaz, M., Brichau, S., Brusset, S., Calderon, Y., Baby, P. y Soula, J.C., 2015. Controls on timing of exhumation and deformation in the northern Peruvian eastern Andean wedge as inferred from low temperature thermochronology and balanced cross section. Tectonics, 34(4), 715-730.
- Fuentes, F., Starck, D. y Rocha, E., 2018. Geometry and kinematics of structures of the southern sub-Andean fold-thrust belt of Bolivia. In: Zamora, G., McClay, K.R., Ramos, V.A. (Eds.), Petroleum Basins and Hydrocarbon Potential of the Andes of Peru and Bolivia, vol. 117. AAPG Memoir, pp. 437-458.
- Hantschel, T. y Kauerauf, A.I., 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer Science & Business Media.
- Hermoza, W., Brusset, S., Baby, P., Gil, W., Roddaz, M., Guerrero, N. y Bolaños, R., 2005. The Huallaga foreland basin evolution: Thrust propagation in a deltaic environment, northern Peruvian Andes. Journal of South American Earth Sciences, 19(1), 21-34.
- Hunt, J.M., 1990. Generation and migration of petroleum from abnormally pressured fluid compartments. AAPG bulletin, 74(1), 1-12.
- Mathalone, J.M.P. y Montoya, M.R., 1995. Petroleum geology of the Sub-Andean basins of Peru, in Petroleum Basins of South America, edited by A. J. Tankard, R. Suarez Soruco, and H. J. Welsink, pp. 423–444, Geol. Soc., London, doi:10.1306/D9CB6E11-1715-11D7-8645000102C1865D.
- Moretti, I., Labaume, P., Sheppard, S.M. y Boulègue, J., 2002. Compartmentalisation of fluid migration pathways in the sub-Andean Zone, Bolivia. Tectonophysics, 348(1-3), 5-24.
- Pfiffner, O.A. y González, L., 2013. Mesozoic–Cenozoic evolution of the western margin of South America: Case study of the Peruvian Andes. Geosciences, 3(2), 262-310.
- Osborne, M.J. y Swarbrick, R.E., 1997. Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: A reevaluation. AAPG bulletin, 81(6), 1023-1041.
- Rocha, E. y Cristallini, E.O., 2015. Controls on structural styles along the deformation front of the Subandean zone of southern Bolivia. Journal of Structural Geology, 73, 83-96.
- Rosas, S., Fontboté, L. y Tankard, A., 2007. Tectonic evolution and paleogeography of the Mesozoic Pucará Basin, central Peru. Journal of South American Earth Sciences, 24(1), 1-24.
- Schneider, F., Constantini, L., Mayta, R., Rousse, S., & Esquivel, J. 2018. Contribución a la Evaluación del Potencial Petrolífero del Subandino Sur de Bolivia. In X Congreso de Exploración y Desarrollo.
- Sibson, R.H., 2003. Brittle-failure controls on maximum sustainable overpressure in different tectonic regimes. AAPG, 87(6), 901-908.
- Skerlec, G.M., 1999. Treatise of Petroleum Geology/ Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. Chapter 10: Evaluating Top and Fault Seal.

- Starck, D., 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca de Tarija: IV Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos Acta, Mar del Plata, Argentina: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, p. 63–82.
- Starck, D., 2018. Pressures in the los Monos-Huamapampa system and their control in hydrocarbon fields'occurrence and size. In AAPG Latin America & Caribbean Region, Optimizing Exploration and Development in Thrust Belts and Foreland Basins.
- Tissot, B.P. y Welte, D.H., 1984. From kerogen to petroleum. In Petroleum formation and occurrence (pp. 160-198). Springer, Berlin, Heidelberg.
- Vaamonde, D., 2002. La formación los monos: su capacidad como roca sello. IV Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos Acta, Mar del Plata, Argentina: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- Veiga, R., 2012. Generación y Expulsión de Hidrocarburos en el Centro-Sur de la Cuenca de Marañón-Perú. Análisis de Riesgos Geológicos en el Sistema Petrolero Chonta. In 11th Simposio Bolivariano-Exploración Petrolera en las Cuenas Subandinas (pp. cp-330).
- Wang, H., 2000. Theory of Linear Poroelasticity with Applications to Geomechanics and Hydrogeology. Princeton University Press, Princeton, New Jersey.

