

MODELADO MULTIDIMENSIONAL DE SISTEMAS PETROLEROS EN LA CUENCA DE MALVINAS, *OFFSHORE* ARGENTINA

Ignacio Brisson¹, Juan Spacapan², David Giunta¹, Nicolás Seoane¹, Laura Loss¹, Juan Lovecchio¹, Eric Cayo³,
Julieta Ventisky⁴, Néstor Bolatti¹

1: YPF S.A. ignacio.brisson@ypf.com, david.giunta@ypf.com, francisco.seoaneborracer@ypf.com,
maria.loss@ypf.com, juan.lovecchio@ypf.com, nestor.bolatti@ypf.com

2: Y-TEC. juan.b.spacapan@ypftecnologia.com

3: UNISINOS, ericcayo@gmail.com

4: Y-TEC/CONICET. julieta.ventisky@ypftecnologia.com

Palabras clave: Modelado, sistema petrolero, Malvinas

ABSTRACT

Petroleum systems analysis includes identifying, describing, and quantifying the constitutive elements and evaluating the performance of involved system processes. The latter is carried out through petroleum systems modeling.

In this contribution we show a multidimensional approach (1D, M1D, 2D, 3D, probabilistic modeling) applied in the Malvinas Basin, as new data were acquired, and knowledge of the subsurface was consolidated. This process contributed to identifying critical elements and processes, visualizing actions to reduce the perceived risk of leads/prospects, and creating a portfolio of opportunities in a complex basin.

We applied a workflow in successively more complex simulation resolution for addressing key petroleum systems processes identification and efficiency evaluation. 1D modeling on exploration wells (burial/exhumation/thermal) allowed to define critical time and depth for the hydrocarbon generation onset and the thermal equilibrium stage of the interpreted source rocks. As most wells are located on the periphery of oil and gas kitchens, multi-1D models (M1D, 1D models extrapolated with grids) allowed a preliminary visualization of the kitchen size and running probabilistic models for charge (available hydrocarbons volume in the system) and synchronization risks, with auspicious results to move into the migration/trapping evaluation in three dimensions.

The 3D modeling of the foreland basin (excluding the fold and thrust belt, due to software limitations) allowed to compute volumes for generated, expelled, and trapped hydrocarbons, assess properly hydrocarbon migration (in a 3D perspective), trap stability, trap charge and spill, and the hydrocarbons composition and phase. This modeling helped identifying a relatively narrow kitchen at the foredeep trough, which despite of being prolific enough to charge the main leads and prospects, didn't prove long distance lateral migration to far-located *plays*.

With 2D modeling we addressed this issue on regional transects including the fold and thrust belt. A complex reconstruction of the deformation history discloses an additional hydrocarbon charge generated/expelled in the deformed kitchens to the south and proved long-distance migration to the edges of the basin. These high-resolution models provided extremely precise insights on

migration mechanisms (via carrier beds vs faults vs fine-grained matrix), accumulation, sealing, and preservation of hydrocarbons through time in a variety of *plays*.

This evaluation suggests that models with increasing complexity allow identification of the key elements and the critical processes, as well as probabilistic simulation contribute to adjust the outreach of simulations in order to reduce risks, and thus optimize time and resources.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca de Malvinas se desarrolla íntegramente en el *offshore* argentino, en la porción más austral de la placa Sudamericana. Limitada al oeste por el Alto de Río Chico y al este por el Alto de las Islas Malvinas, tiene una geometría triangular en planta con un eje de disposición meridional que hunde hacia el sur hasta la falla transcurrente que lo relaciona con la vecina placa de Scotia (Fig. 1 A). El avance del conocimiento sobre el marco geológico de la región sugiere una evolución compleja, a una cuenca extensional mesozoica de rumbo nor-noroeste se sobrepone ortogonalmente una faja plegada y corrida de rumbo este-oeste con una cuenca de antepaís cenozoica. Para más detalles del marco geológico, el lector es referido a los trabajos de Galeazzi (1998), Ghiglione *et al.* (2010), Raggio *et al.* (2011), Baristead *et al.* (2012 y 2013), Lovecchio *et al.* (2019) y referencias ahí mencionadas.

El relleno de la cuenca se inicia con la depositación de secuencias de synrift en el Triásico tardío y Jurásico temprano a medio (Serie Tobífera y equivalentes) dominado mayormente por facies volcánicas, con preservación de algunos intervalos lacustres intercalados hacia el oeste de la cuenca Austral. Por encima de una discordancia regional que indica la ruptura continental del Mar de Weddell hacia el sur, inicia la depositación en un ambiente de margen pasivo de las secuencias transgresivas correspondientes a la Formación Springhill compuesta de sedimentos aluviales, costeros a marinos someros. La Formación Springhill es cubierta por una espesa sucesión de pelitas marinas de la Formación Inoceramus Inferior. La sedimentación durante el resto del Cretácico es predominantemente fina. Una importante discordancia cercana al tope del Cretácico marca el inicio de la compresión desde el sur y de la fase de antepaís. El relleno sedimentario para el intervalo Cretácico tardío-Paleoceno está compuesto por limolitas y areniscas glauconíticas, denominadas Areniscas Glauconíticas, a la que se sobreponen sedimentos de ambiente marino profundo de edad Paleoceno-Eoceno media. Durante el Paleógeno dominan los sistemas progradantes desde el norte, mientras que la configuración de la cuenca rota en el Neógeno, cuando el aporte principal se torna axial, desde el oeste.

A pesar de los avances en la comprensión de la evolución geológica de la cuenca, la evaluación de sus sistemas petroleros no ha sido publicada más que con un abordaje parcial de la cuenca por

Biddle *et al.* (1986), Yrigoyen (1989), Robbiano (1989), Robbiano *et al.* (1996), Sasche *et al.* (2016) en la margen oeste; y por Platt y Phillip (1995), Vayssayre *et al.* (2008) y Vayssayre (2009) en el sector sur oriental de la cuenca.

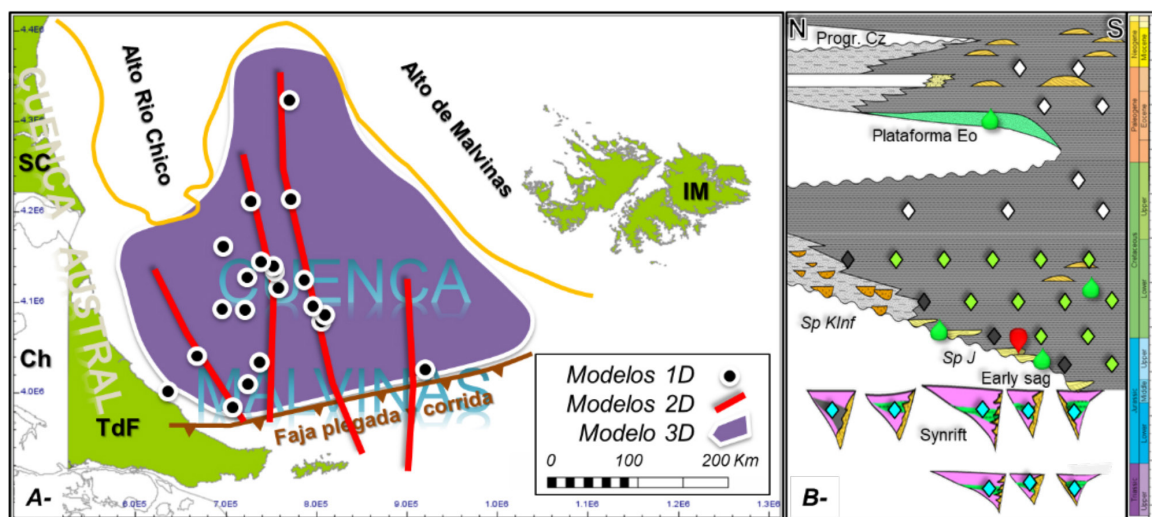


Figura 1. A- Mapa índice con ubicación de los modelados; SC: Santa Cruz, TdF: Tierra del Fuego, IM: Islas Malvinas, Ch: Chile. B- Carta estratigráfica (basada en Lovecchio 2019). Rombos: niveles generadores probados (negros y verdes), hipotéticos (blancos) y especulativos (celestes). Gotas/burbuja: hidrocarburos testeados/muestreados en los pozos Salmon, Calamar, Lapa, Krill y Ciclón. Sp: Fm. Springhill (principal *carrier* y reservorio).

El análisis de sistemas petroleros incluye identificar, describir y cuantificar los elementos que los componen y evaluar la performance de los procesos que participan. Esto último se realiza a través del modelado de sistema petrolero. Esta actividad es particularmente relevante en la Cuenca de Malvinas, donde el principal riesgo exploratorio está relacionado con la carga de hidrocarburos, el entrapamiento (tamaño y eficiencia) en objetivos del *play* Springhill y la migración a través de la espesa secuencia pelítica (posición, sincronización y eficiencia de fallas) en objetivos Cenozoicos.

En esta contribución mostramos la evaluación multidimensional en etapas (modelados 1D, M1D, 2D, 3D, probabilístico) aplicada a la cuenca de Malvinas. Este proceso contribuyó a identificar los elementos y procesos críticos, visualizar acciones para reducir el riesgo percibido de leads/prospectos y consolidar un portafolio de oportunidades exploratorias. El flujo de trabajo utilizado en este reporte se sintetiza en la Fig. 2.

SISTEMAS PETROLEROS

La Cuenca de Malvinas es una vasta cuenca de frontera, pero con un sistema petrolero activo probado lo que la hace atractiva como objetivo exploratorio. A la fecha cuenta con 19 pozos

exploratorios perforados principalmente en el flanco oeste de la cuenca, sobre el Alto de Río Chico. De ellos, entre 1979 y 1991, 17 tuvieron objetivo principal en las areniscas cretácicas de la Formación Springhill extendiendo el *play* productivo de la vecina cuenca Austral de Santa Cruz y Tierra del Fuego en el onshore continental y en el *offshore* con los yacimientos Carina, Aries, Vega Pléyade, entre otros. Más recientemente (2004 y 2010), dos pozos exploraron objetivos cenozoicos sin resultados positivos. Sólo seis de ellos tuvieron evidencias de hidrocarburos en forma de rastros, muestras, ensayos y acumulaciones subeconómicas.

La Cuenca de Malvinas, al igual que la mencionada cuenca Austral (Pittion y Arbe 1999; Rodríguez *et al.* 2008) se caracteriza por un largo período de depositación de rocas generadoras durante el Cretácico temprano, que probablemente haya comenzado en el Jurásico, que es la que

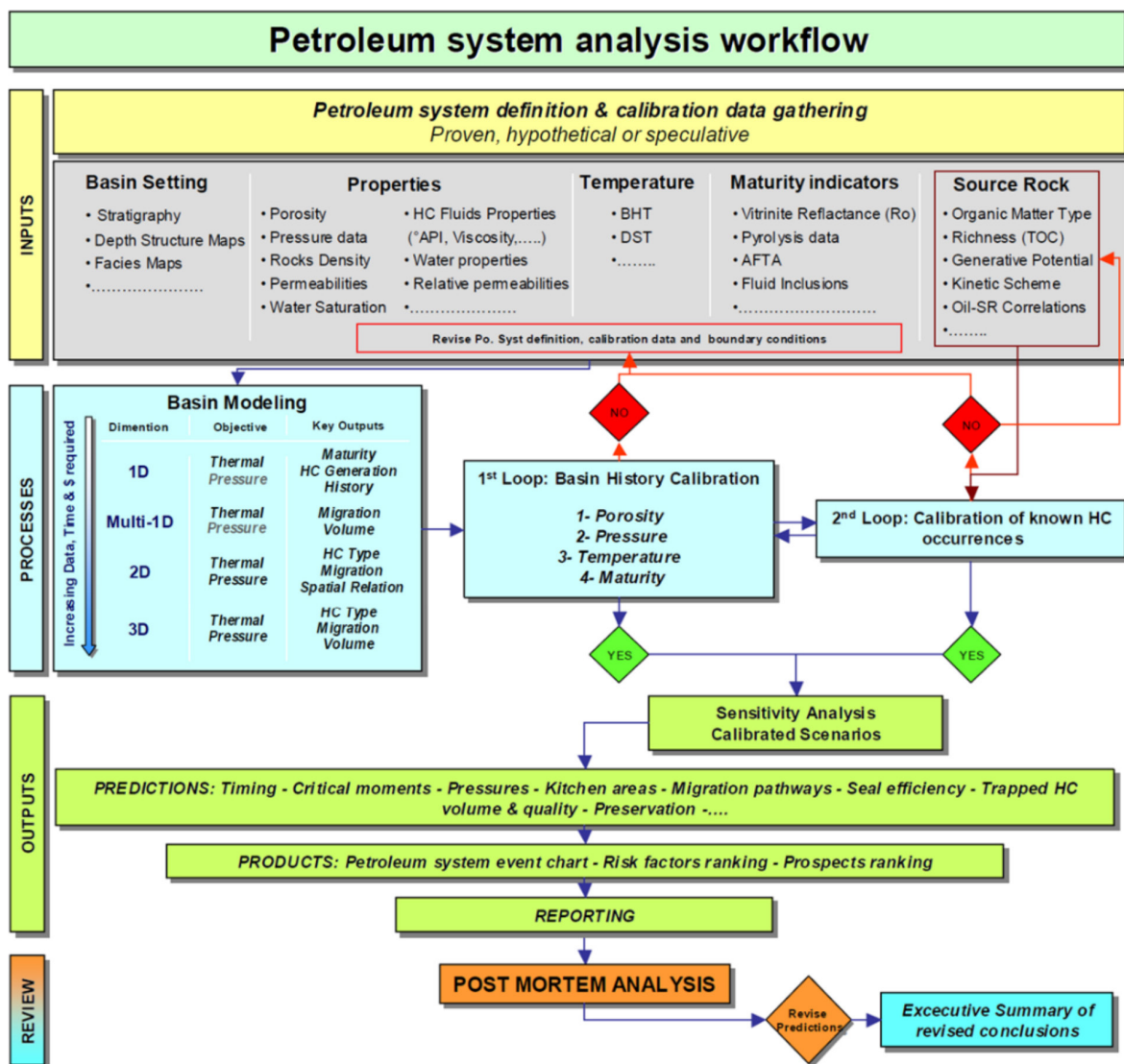


Figura 2. Flujo de trabajo en análisis de sistemas petroleros aplicado en la Cuenca de Malvinas (Sciamanna *et al.* 2005).

proveyó los hidrocarburos que se han analizado en los pozos (Fig. 1B). Este intervalo generador se compone de dos facies orgánicas relacionadas al backstepping de Springhill: (i) carbones y (ii) querógenos marinos con abundante aporte terrestre y (iii) otra a la inundación Cretácica inferior compuesta por materia orgánica terrígena (Decastelli 1984; Decastelli y Arias 1989; Sasche *et al.* 2016). Adicionalmente, pero aún no probadas como proveedoras de significativas de carga a la cuenca, existe una espesa sección marina profunda con variable potencial generador en el Cretácico Superior y en el Cenozoico.

Las arenas transgresivas de Springhill forman un manto relativamente continuo que facilita el drenaje y la concentración de hidrocarburos en potenciales acumulaciones. Por encima, una espesa secuencia de grano fino conforma un sello regional eficiente. Eventualmente, fallas que conectan el carrier regional inferior de la Formación Springhill con depósitos turbidíticos cenozoicos aislados conforman potenciales reservorios, de alto interés de exploratorio.

Para la evaluación de las rocas generadoras de la cuenca se contó con datos geoquímicos de algún tipo (roca y/o fluidos) de 18 pozos (Fig. 3), que si bien es un porcentaje muy alto de los sondeos perforados es extremadamente escaso para entender acabadamente sus características en tan vasta región. Favorablemente, el set de datos cubre toda la columna estratigráfica (desde el basamento al Pleistoceno) aunque las muestras fueron tomadas en campañas diferentes y analizadas en diferentes laboratorios lo que introduce incertidumbre en su interpretación (por ejemplo, el tren quebrado de madurez de vitrinita en profundidad, Fig. 3, A). Problemas de nomenclatura

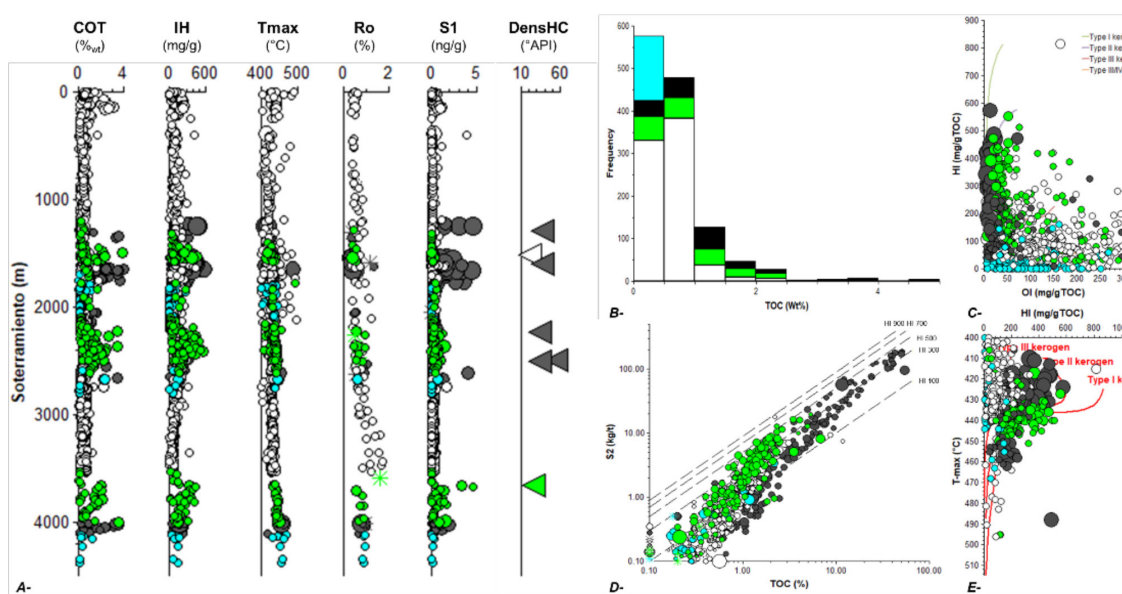


Figura 3. Determinaciones geoquímicas y relaciones analíticas relevantes clasificadas por intervalo estratigráfico (acorde a Fig. 1, B). Verde: Cretácico inferior marino, Negro: Lutitas de Springhill, Blanco: Cretácico superior y Cenozoico, Celeste: niveles pre-Springhill. A- Datos/relaciones en profundidad bajo el fondo marino (offshore) y bajo la superficie (costa de Tierra del Fuego). B- Riqueza orgánica actual. C- Pseudo Van Krevelen. D- Potencial remanente vs. Riqueza actuales. D- Potencial remanente vs. Madurez. Diámetro de los círculos proporcional al COT en A, C y E, y al Tmax en D.

y edades se resolvieron utilizando intervalos basados en los horizontes sísmicos interpretados. Complementariamente, se muestrearon niveles “euxínicos” (Malumián y Caramenz 2002) de la Formación La Barca (Paleoceno tardío) en la costa de Tierra el Fuego, cuyos resultados analíticos fueron incorporados en este estudio.

Los datos (Fig. 3) muestran que: a) las rocas relacionadas a la transgresión e inundación Jurásica-Cretácica Inferior son más ricas y con más rendimiento potencial que las más jóvenes; b) que las asociadas a las lutitas de Springhill están enriquecidas en material carbonoso que eleva significativamente el contenido orgánico medido; y c) que la mayoría de los pozos (con excepción de uno) penetran los niveles generadores principales en estado inmaduro. Relacionado a este último punto, se manifiesta un gradiente de degradación del índice de Hidrógeno (*proxy* de generación) por debajo de los 3500 m de soterramiento en el más profundo de los pozos que penetraron unidades de edad mesozoica, lo que ubica las cocinas potencialmente más importantes en el sur de la cuenca, incluyendo la reciente faja plegada y corrida.

Las características de estas dos facies orgánicas principales se muestran en los petróleos analizados (Fasola, 2020) con señal de origen marino-algal-moderadamente reductor (en dos pozos) y señal de ambiente mixto-menos reductor-influencia de plantas superiores (en otros dos) que confirman a los niveles del Jurásico Superior-Cretácico Inferior como proveedores comprobados de hidrocarburos en la cuenca, en línea con postulados similares anteriores para las cuencas Austral y Malvinas (por ej. Sachse *et al.* 2016).

Paralelamente, las muestras de hidrocarburos muestreados/ensayados en los pozos se alojan desplazados decenas de kilómetros en planta y ascendidos miles de metros a través del carrier principal (Springhill) desde las cocinas activas en el sur, y traspasados hacia niveles superiores habiendo atravesado espesas secciones de sedimentos finos, lo que confirma (aún con pocos datos disponibles) la viabilidad de migraciones lateral y vertical eficientes en la región.

Adicionalmente, la detección de slicks de petróleos en la superficie marina, de gases termogénicos en muestras de fondo marino, y evidencias recientes y pasadas de movimiento de fluidos detectados en la sísmica (Baristead *et al.* 2012), alientan a mejorar la percepción de riesgos asociados a volumen y migración en la cuenca.

MODELADO 1D, M1D Y PROBABILÍSTICO

Los modelos unidimensionales se realizaron en cada uno de los pozos perforados con el objeto de chequear consistencia de las interpretaciones, entender la historia de enterramiento/exhumación (Fig. 3, A-B) y lograr una calibración preliminar, a través de optimizar inputs (estratigrafía, litologías, geoquímica, etc.) y parámetros (temperaturas actuales y en el tiempo geológico, eventos erosivos principales, magnitud y distribución de presión de poro, etc.).

Estos inputs y parámetros no son discutidos aquí en extenso, son el resultado de una profunda re-evaluación de la geología de la cuenca, ajuste de correlaciones y edades, recalibración de paleogeografías y paleoambientes (facies y paleo profundidad de agua) en base a pozos y sísmica. Las condiciones de borde para los modelados fueron deducidas del modelo de evolución de la corteza para la historia de flujo de calor basal y de evacuación de calor en la interfase agua/sedimento de acuerdo con la interpretación consolidada siguiendo las reglas de modelado recomendadas en la academia e industria (Sciamanna *et al.* 2005, Hantschel y Kauerauf 2009; Peters *et al.* 2017 y Baur *et al.* 2018).

De esta forma, datos y condiciones de borde pudieron ser extrapolados al área de las potenciales cocinas (volumen de roca enriquecida en materia orgánica que esté o haya alcanzado la madurez para generar hidrocarburos de algún tipo) dada la posición periférica de la mayoría de los sondeos a pesar del natural incremento de flujo de calor asociado al ascenso de basamento hacia el norte y la reducción de la columna sedimentaria que se manifiesta con altos gradientes geotérmicos en esta misma zona (Fig. 4, C-D).

Consecuentemente, fue posible calcular los *depth* y *time triggers* (umbrales de soterramiento y de edad geológica de tope/inicio de las ventanas de generación de hidrocarburos) de la zona fuente de hidrocarburos en forma determinística o incluyendo distribuciones de probabilidades de las principales propiedades estudiadas/interpretadas (área, espesor, riqueza, cinéticas, erosiones, regímenes térmicos, etc.) que resultaron favorables en la apreciación de la chance de carga y de sincronización.

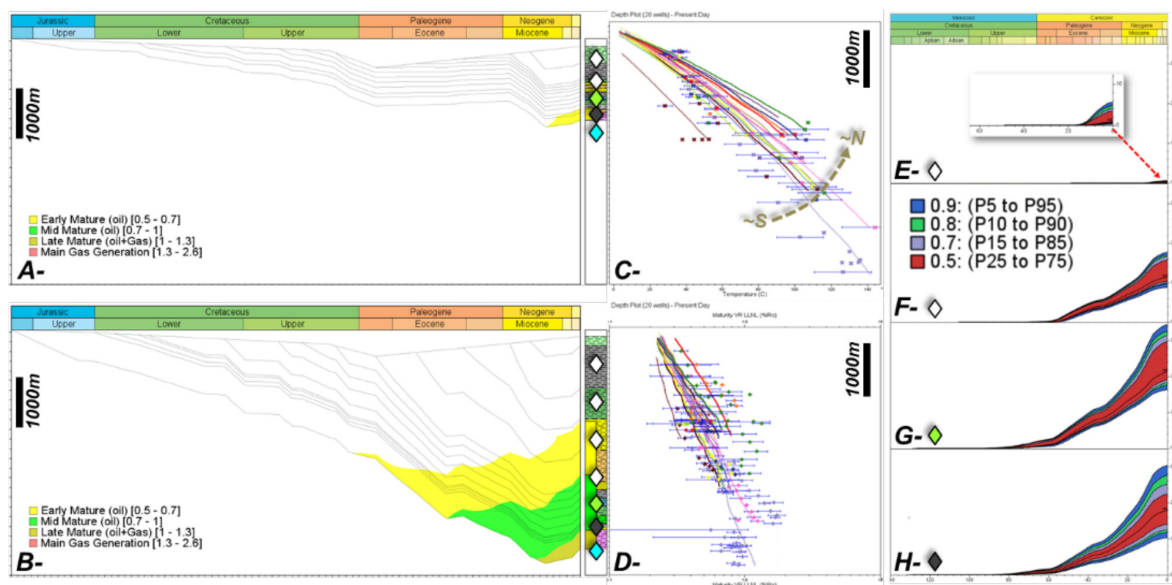


Figura 4. Modelos 1D. Diagramas geohistóricos en pozos perforados al norte (A-) y sur (B-) de la Cuenca de Malvinas. C- Mediciones de temperatura bajo el nivel del mar. D- Medición de reflectancia de vitrinita bajo el nivel el mar. Modelos 1D probabilístico: distribución de probabilidad de generar en el tiempo geológico para las rocas generadoras cenozoicas (E), cretácica superior (F), cretácica inferior (G) y Springhill (H) en una posición representativa de la cocina. Eje vertical en E-H en mgHC/gTOC (0-350).

Dada la geometría de la cuenca (pendiente general hacia el sur), la historia de enterramiento/exhumación deducida de los datos de pozo y sísmica, calibrado con trenes de compactación, paleotermómetros (reflectancia de Vitrinita y pirólisis), y termocronología, indica que la cuenca se encuentra en su gran parte a máximo soterramiento en el presente (con excepción de exhumación sobre el margen occidental, Ghiglione *et al.* 2010, Raggio *et al.* 2011 y Baristeas *et al.* 2013) lo que asegura un abastecimiento de hidrocarburos continuo, hasta el presente desde las principales rocas generadoras consideradas (Fig. 4, E-H).

La combinación de modelos unidimensionales permitió obtener mapas de distribución de propiedades de rocas generadoras en condiciones medidas al presente y restauradas a condiciones depositacionales utilizando cinéticas de transformación querógeno/hidrocarburo de laboratorio específicas realizadas en los laboratorios de YPF Tecnología.

MODELADO 3D

Los cálculos alentadores de volúmenes generados/expulsados 1D probabilístico y multi 1D determinístico dieron lugar a la confección de un modelo 3D donde estratigrafía, geometría y evolución de enterramiento/exhumación y térmica fueran adecuadamente acoplados para evaluar eficiencia de migración y entrapamiento (Fig. 5).

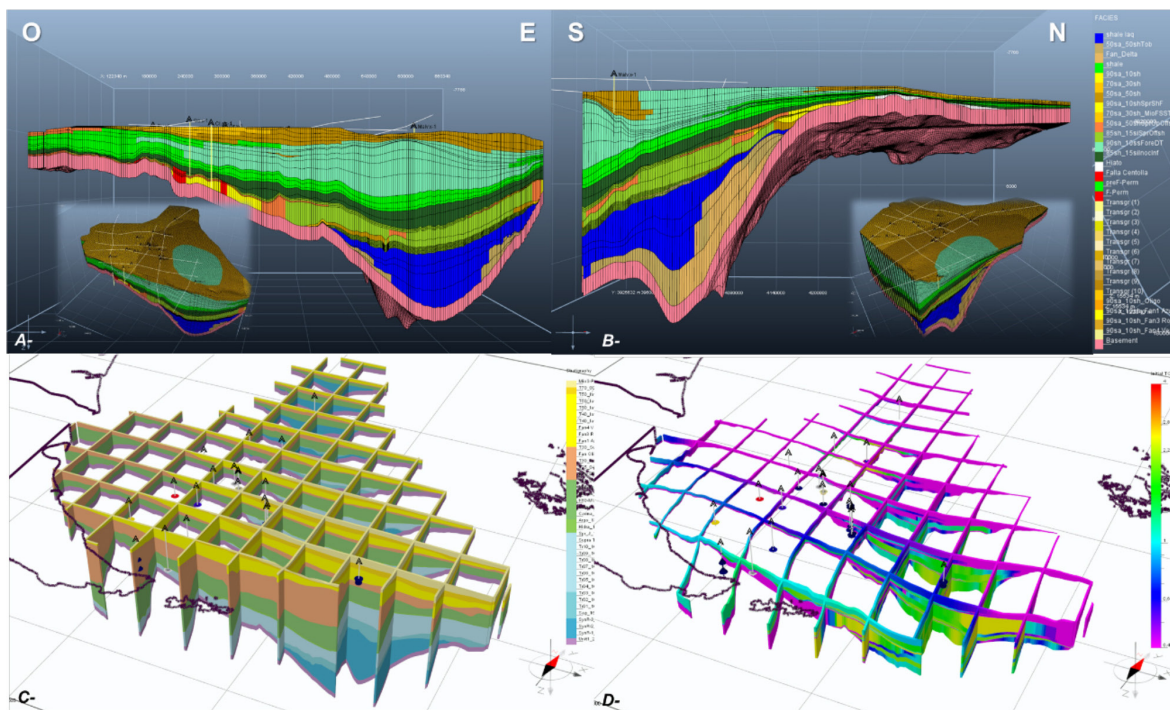


Figura 5. Modelo 3D. Vistas del modelo físico del foreland de la cuenca Malvinas. Geometría actual y distribución de facies (colores) en secciones y bloques cortados de forma arbitraria en sentido oeste-este (A) y sur-norte (B). Diagramas de paneles de C- estratigrafía (colores según la carta cronoestratigráfica del IUGS, 2022) y D- Contenido orgánico total promedio original (escala logarítmica 0.4-4%peso).

La Fig. 6 (A-D) muestra los resultados principales de la simulación que se caracteriza por la identificación de una conspicua cocina bien definida hacia el sur de la Cuenca de Malvinas desarrollada sobre unidades enriquecidas en materia orgánica de edad Titoniana hasta Cretácica, con variado grado de transformación (diferentes cinéticas) y productividades (distintos querógenos) sometidos a diferentes niveles de maduración dada la forma en cuña de toda la cuenca. No incluidas en las figuras, se realizaron cálculos con la roca madre especulativa de synrift que en cualquier caso alcanza la transformación total, y en determinadas posiciones, muy tempranamente.

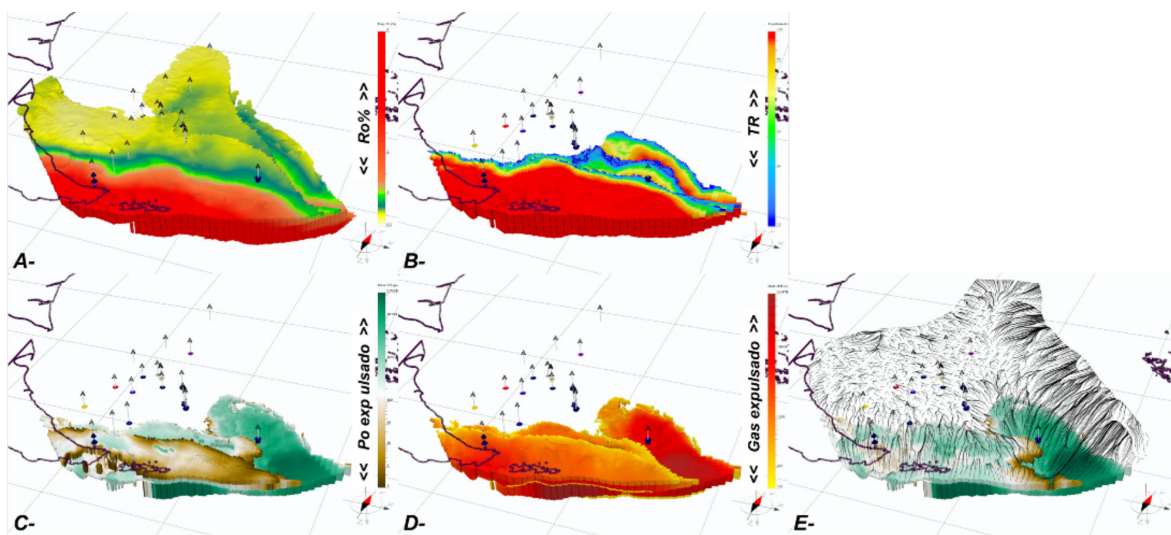


Figura 6. Modelo 3D. Propiedades calculadas. A - Madurez de Vitrinita (con filtro de COT >0.5%). B - Tasa de transformación >10%. C - Petróleo expulsado (acumulado en kg/m²). D - Gas expulsado (acumulado en kg/m²). E - Líneas de flujo para un horizonte Cretácico Inferior (en color: Petróleo expulsado de las cocinas jurásica y cretácica temprana).

Por otro lado, la simulación indica que las rocas generadoras cenozoicas alcanzan solamente el estadio inicial de generación con un aporte no muy significativo de hidrocarburos expulsados al sistema fuera de la faja plegada y corrida.

El análisis de la geometría a escala de cuenca indica que la cocina calculada se encuentra favorablemente situada para cargar las trampas ubicadas por encima y pendiente arriba (Fig. 6, E). A esa escala se verifica que la cocina más prolífica simulada en 3D si bien se ubica paralela al frente de la faja plegada y corrida muestra una extensión hacia el norte en una posición que favorece, a priori, el alto de Malvinas inmediatamente pendiente arriba, en detrimento del alto de Río Chico, más alejado y de menor pendiente. Esta geometría regional implica el desarrollo de columnas de hidrocarburos potenciales mayores hacia el alto de Malvinas que hacia el alto de Río Chico lo que introduce un riesgo de sello comparativamente mayor en las cuñas (potenciales trampas) desarrolladas sobre este flanco.

El modelo tridimensional con su evolución geométrica en el tiempo geológico muestra grandes y estables áreas de drenaje que potencialmente habrían capturado hidrocarburos de las cocinas focalizándolos hacia el foreland. Gran parte de los diversos *plays* presentes en la Cuenca de Malvinas pudo someterse a evaluación de carga, migración, acumulación y preservación en este tipo de simulación, incluyendo cierres periféricos a las cocinas y cuñas de arena *updip* (tipo Austral, Sotelo *et al.* 2005) turbiditas en manto y canalizadas, depósitos relacionados a fallas de rift entre otros.

Las estructuras cerradas en cuatro direcciones que probaron acumulaciones reales son favorablemente cargadas en las simulaciones con gran variación de *inputs* en el análisis de sensibilidades, incluyendo la presencia o ausencia alternativa de rocas generadoras en el rift y en el sag (Fig. 7). El modelado full 3D (ambos cálculos, Darcy e Invasión-Percolación) muestran drenaje lateral por Springhill (*carrier*) y acumulación en la trampa donde desarrolla una columna de hidrocarburos suficiente para filtrar/fracturar los sellos locales hasta ubicarse en los reservorios de edad cenozoica (simulando una representación de la realidad).

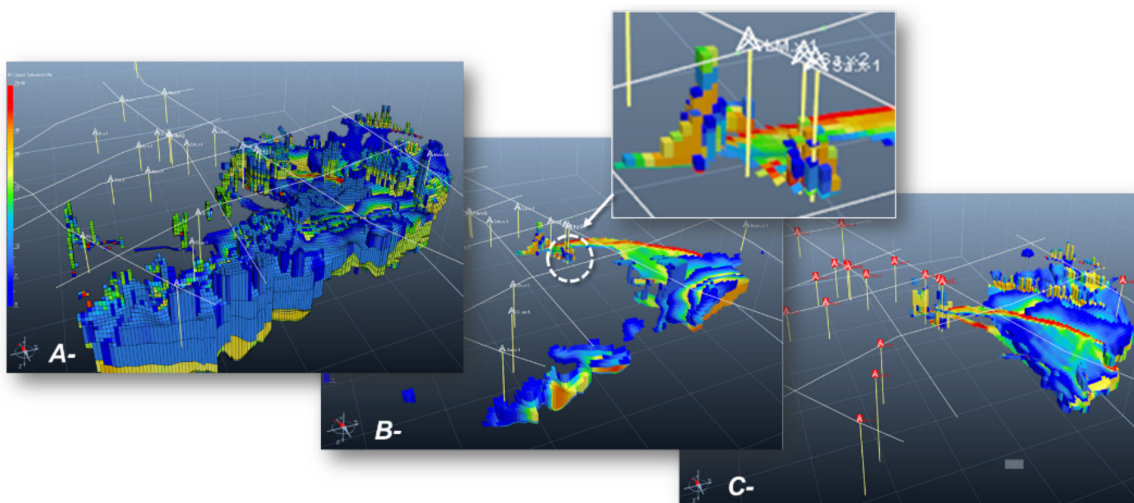


Figura 7. Modelo de migración 3D, saturación de hidrocarburos al presente (migración *full 3D Darcy*). A - Todas las rocas generadoras. B - Rocas generadoras cretácicas y cenozoicas; ampliación con detalle de carga a los reservorios Eoceno en el pozo Salmón desde la acumulación en areniscas de Springhill. C - Roca generadora especulativa marina al tope del *sinrift*.

Estas estructuras se encuentran llenas hasta *spill point* pero el volumen desbordado calculado es escaso, lo que relacionamos con el tamaño reducido de las cocinas incluidas en el modelo 3D por lo que consideramos que el volumen de hidrocarburos generados y expulsados en la faja plegada y corrida que se especula (y como se calcula en 2D, ver próxima sección) es fundamental para que los hidrocarburos alcancen posiciones alejadas y carguen prospectos en posiciones más periféricas de la Cuenca de Malvinas.

Las cuñas de Springhill asociadas a rotación de bloques extensionales de basamento como cierres en tres direcciones contra falla pendiente arriba, que son muy visibles en la sísmica, presentan una configuración favorable para capturar carga de las cocinas ubicadas pendiente abajo, amplias y estables áreas de drenaje y presumiblemente moderado riesgo de fuga por yuxtaposición favorable contra el basamento (sello lateral por falla, *across fault*). El modelado muestra en este *play* riesgos que se relacionan con el filtrado por el plano de falla a niveles superiores (*along fault*), con la presencia/espesor del reservorio dada la imprecisión en la determinación de los ciclos arenosos de Springhill (solo sísmica 2D al momento de este estudio) que van desapareciendo hacia el norte y con el barrido del petróleo por gas tardío desde el sur (Fig. 8, A). La registración de sísmica 3D podría en el futuro reducir significativamente parte de estos riesgos. El modelo 3D sin involucrar las cocinas de la faja plegada y corrida también alerta sobre un riesgo de carga (volumen de hidrocarburos disponibles para llenar las trampas) cuando se consideran solo las cocinas locales dentro de la zona no deformada actual.

Especularmente hacia el alto de Malvinas, pero dependiendo del acuñaamiento propio (sin fallas) de Springhill para conformar eventualmente trampas, se predicen altas saturaciones de hidrocarburos con el riesgo máximo asociado a la imprecisión del borde depositacional de cada ciclo de la unidad y la misma percepción de riesgo en cuanto a calidad de hidrocarburos y reservorio (Fig. 8B).

Un tipo diferente de *play* lo constituyen los depósitos turbidíticos cenozoicos que tienen un evidente riesgo de carga por migración a través de la espesa sección pelítica cretácica y cenozoica. El modelo confirma este *play* como válido y atractivo obteniéndose saturaciones favorables en la mayoría de los escenarios calculados. El modelo también alerta que no solo la conductividad a lo largo del plano de falla (*along fault*) es crítica para transportar un volumen significativo de hidrocarburos a estos reservorios, sino también el tiempo geológico en el que funcionaron, habiendo drenado eventualmente petróleo o gas preferentemente en diferentes momentos, particularmente en la zona sur de la Cuenca de Malvinas (Fig. 8, C).

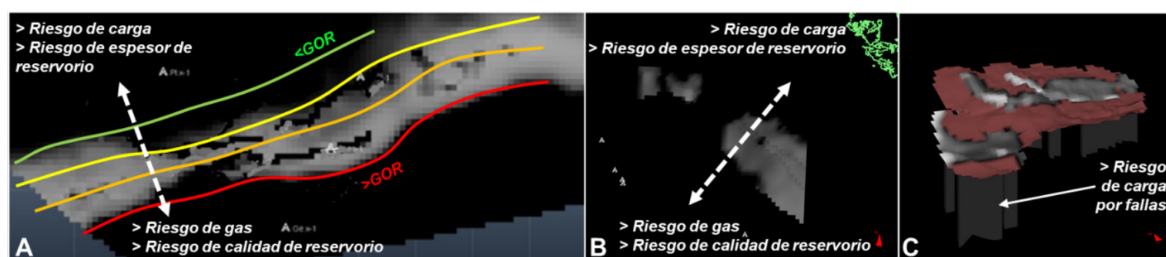


Figura 8. Captura del cálculo de saturación de hidrocarburos (escala relativa de saturación: gris más claro >SHC) y riesgos percibidos del *play*. A - Springhill en bloques rotados por fallas en el sector sur de la cuenca. B - Springhill en cuñas hacia el alto de Malvinas. C - Turbiditas cenozoicas (en marrón: arenas con baja SHC; en la flecha: fallas con baja SHC al presente que fueran modeladas como conductos a los 10Ma).

MODELADO 2D INCLUYENDO LA FAJA PLEGADA Y CORRIDA

En la Cuenca de Malvinas se identifican de sur a norte tres regiones principales: la faja plegada interna, la faja plegada externa y el antepaís, las dos primeras (genéricamente faja plegada y corrida) quedaron fuera de las simulaciones en 3D por limitaciones de *software* y fueron objeto de simulaciones en 2D que se describe a continuación (Fig. 9).

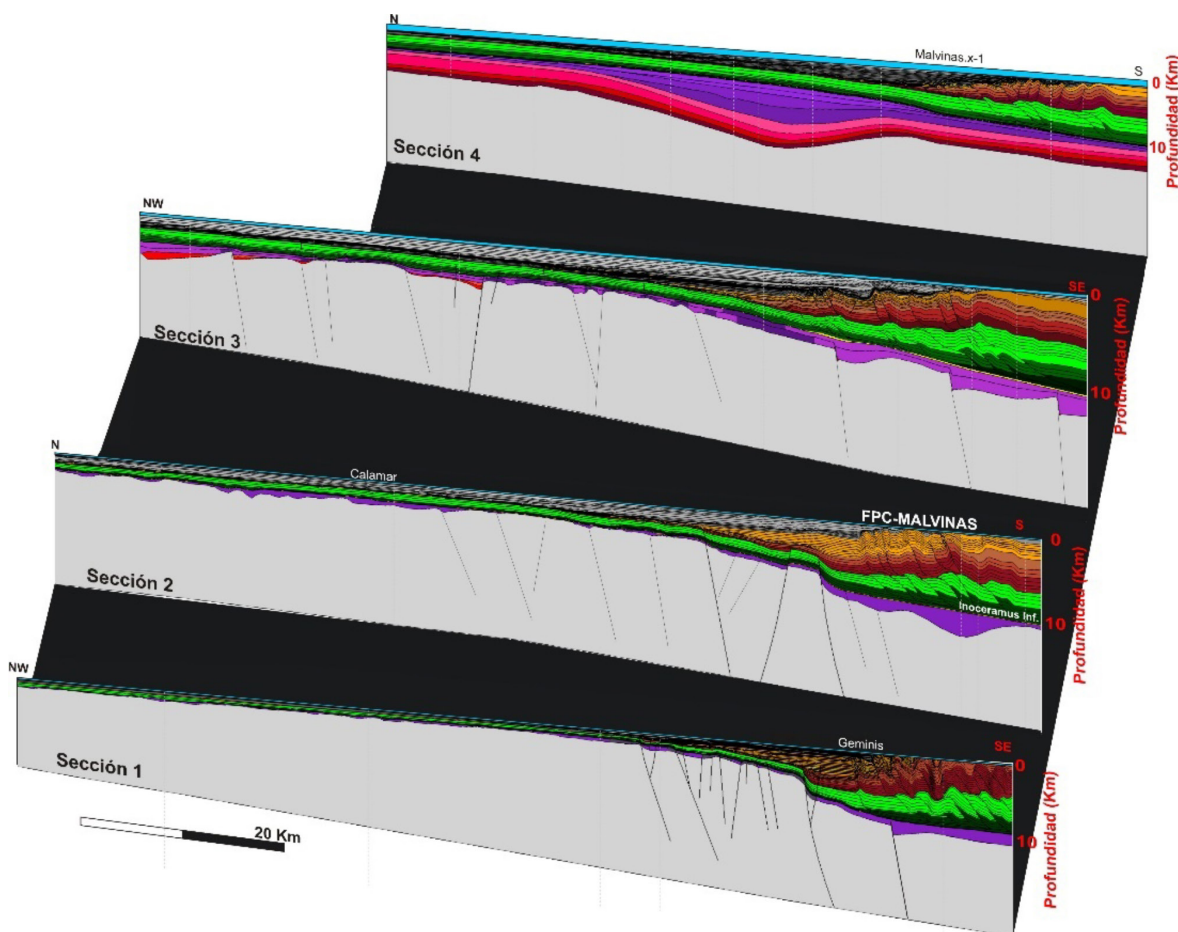


Figura 9. Secciones estructurales balanceadas incluyendo la faja plegada y corrida y el antepaís de la Cuenca de Malvinas sobre la que se realizaron los modelados 2D de sistemas petroleros. Ubicación de los cortes en la Fig. 1.

En los modelos 2D se mantuvo el esquema de las rocas generadoras lutitas generadoras de Springhill, Cretácico Inferior, Cretácico Superior y Cenozoico como en las simulaciones anteriores. Las simulaciones realizadas muestran que las cocinas principales en la Cuenca de Malvinas estarían ubicadas en el ámbito de la faja plegada y corrida, pudiéndose observar una clara disminución del gradiente de transformación y madurez para las rocas generadoras principales (Jurásico Superior-Cretácico Inferior) desde el sur hacia el norte. Asimismo, el aumento de columna sedimentaria de edad Miocena-Pliocena hacia el este habría promovido pulsos de generación de hidrocarburos más recientes respecto a la porción oeste de la cuenca.

En cuanto a la roca madre de edad cenozoica se observó un potencial generador extremadamente bajo, en parte debido a sus pobres características orgánicas originales y también porque se encontraría inmadura en toda la región del antepaís.

Los cálculos volumétricos muestran que la roca madre probada (Jurásico Superior-Cretácico Inferior?) habría generado un volumen de hidrocarburos del orden de los 10^{11} m^3 en el ámbito de la faja plegada y corrida de Malvinas que fue en parte retenido/craqueado/perdido en la faja plegada y corrida y en parte migrado hacia el antepaís a lo largo del tiempo. Considerando una eficiencia mínima de expulsión y migración los volúmenes calculados son considerablemente significativos.

La fuerte pendiente actual del basamento de la cuenca es producto del avance de la faja plegada y corrida desde el sur del tiempo que condiciona el inicio de la generación en secuencia desde el Cretácico en la Faja interna hasta la actualidad en el antepaís, proveyendo, favorablemente, un potencial flujo continuo de hidrocarburos a lo largo de un intervalo de tiempo muy largo para

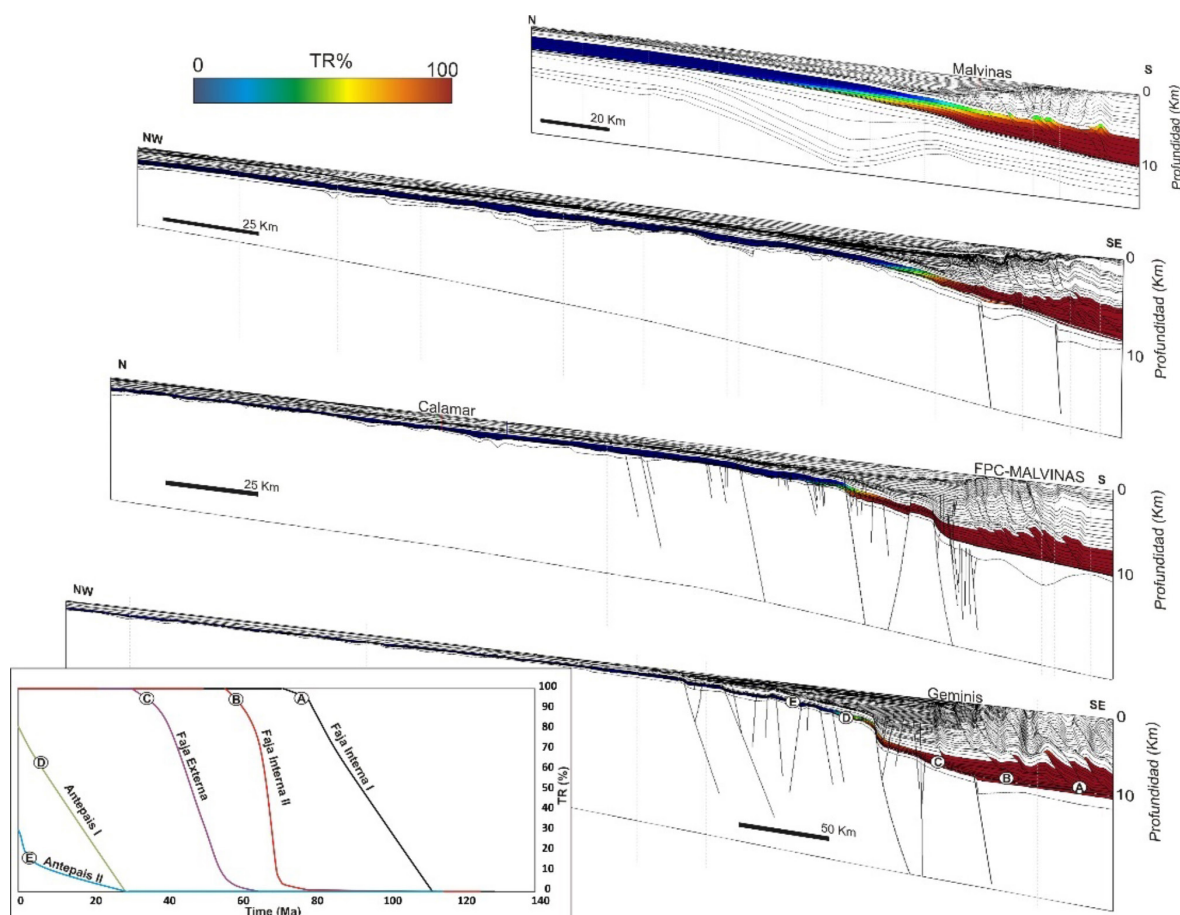


Figura 10. Tasa de transformación (TR%) calculada en las secciones regionales al presente. Detalle de la evolución de la tasa de transformación calculada a lo largo de una sección 2D mostrando gran diferencia en inicio de la generación de hidrocarburos, y eventualmente pico y agotamiento en el tiempo geológico hasta el presente según la posición en la rampa/escalón regional de la Cuenca de Malvinas que se considere.

trampas muy viejas (en general las asociadas a Springhill). Pero esta característica incrementa el riesgo de sincronización en *plays* con reservorios/trampas jóvenes en particular muy cerca de la faja plegada y corrida (Fig. 10).

En las diferentes secciones analizadas se pudo observar que los procesos de migración desde la faja plegada y corrida hacia el antepaís estarían fuertemente condicionados por la capacidad de la Formación Springhill para transmitir fluidos. Variables tales como el contenido de materia orgánica de la roca generadora, la continuidad, permeabilidad y ángulo del *carrier*, y las condiciones de sobrepresión habrían influenciado la migración y los tipos de fluidos acumulados en el antepaís de la Cuenca de Malvinas. Las simulaciones mostraron migración lateral de larga distancia en los casos de alta permeabilidad en la Formación Springhill confirmando que incluir el volumen de hidrocarburos proveniente de la faja plegada y corrida incrementa la chance de carga de prospectos alejados en el borde de cuenca.

Adicionalmente, la variación en la permeabilidad de los sistemas de falla a través del tiempo geológico habría controlado los procesos de migración vertical y carga de reservorios cenozoicos, los que registraron acumulaciones positivas. Estos resultados con cálculos diferentes en 2D (fallas como objetos) son similares a los calculados en 3D (*strings* de celdas de la grilla) soportaría que es un *play* con configuración geométrica y sincronización adecuadas para ser considerado atractivo (Fig. 11).

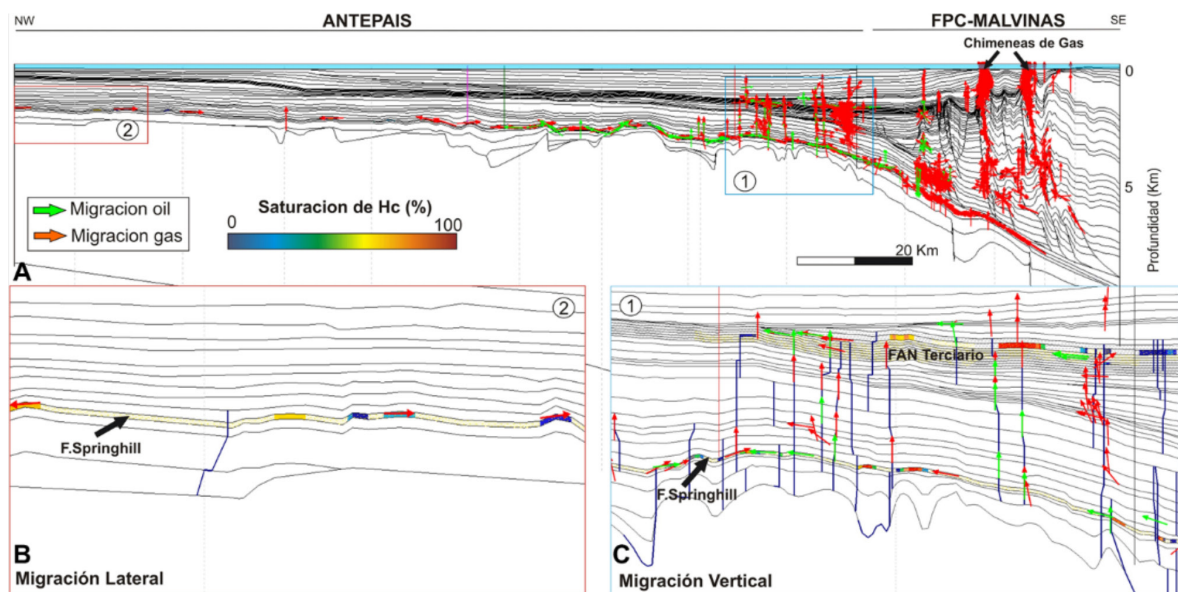


Figura 11. Resultados del modelado 2D. A - Saturación de hidrocarburos y vectores de migración de gas y petróleo calculados al presente. B - Detalle de evidencia de migración lateral de larga distancia. C - Detalle que muestra que las fallas pueden funcionar como conductos adecuados para transportar hidrocarburos desde el *carrier* regional a reservorios cenozoicos a través de una espesa sección de sedimentos finos.

CONCLUSIONES

El análisis de sistemas petroleros incluye identificar, describir y cuantificar los elementos que los componen y evaluar la performance de los procesos que participan. Los elementos esenciales son objeto de estudio normal en el flujo de trabajo de geocientistas y será más sólido cuantos más datos medidos/registrados estén disponibles. En el caso de la cuenca Malvinas, siendo una región de exploración de frontera, son mayormente indirectos, y los directos/medidos extremadamente escasos al momento de este análisis. Los procesos esenciales, por su parte, se evalúan a través del modelado de sistemas petroleros.

El modelado multidimensional en etapas (1D, M1D, 2D, 3D, probabilístico) aplicada en la Cuenca de Malvinas contribuyó a identificar los elementos y procesos críticos, visualizar acciones para reducir el riesgo percibido de *plays/leads*/prospectos y consolidar un portafolio de oportunidades en una cuenca poco explorada:

1. La etapa inicial de modelado 1D en los pozos perforados permitió entender y calibrar la historia de enterramiento/exhumación y térmica, a partir de los cuales se calculó el tiempo y profundidad críticos para la generación de hidrocarburos y el estado de equilibrio térmico de las rocas generadoras (a máximo soterramiento al presente en casi toda la cuenca y con erosión localizada hacia la margen oeste).

2. En la Cuenca de Malvinas los pozos están en su mayoría en la periferia de las cocinas por lo que los modelos 1D aportaron solo información del estado de equilibrio térmico de los niveles generadores, confirmando que la cuenca está a máximo soterramiento fuera del área influencia del alto de Rio Chico. Modelar las cocinas requirió construir un modelo multi-1D, extrapolando los 1D con grillas lo que permitió una visualización inicial del tamaño de las cocinas y correr modelos probabilísticos de carga (volumen de hidrocarburos disponible para llenar las trampas) y de sincronización que resultaron adecuados y alentaron a sofisticar el análisis a 3D real.

3. El modelado 3D, del antepaís permitió obtener volúmenes generados, expulsados y atrapados, evaluar adecuadamente la migración (proceso esencialmente tridimensional), la estabilidad de las trampas, la secuencia de llenado, el patrón de desbordamiento y, con razonable precisión, la composición y fase de los hidrocarburos. Esta simulación identificó una cocina relativamente estrecha en la fosa de antepaís que de todas formas resultó proveer suficiente carga para los prospectos principales, aunque no probó la migración lateral de larga distancia a *leads*/prospectos ubicados en el borde de cuenca, presumiblemente relacionado con la escasez de hidrocarburos producto de la limitación de las cocinas en el modelo.

4. Las simulaciones en 2D de secciones regionales que incluyen a la faja plegada y corrida permitieron compensar la deficiencia obtenida en la simulación 3D. La compleja reconstrucción de la historia de deformación permitió introducir en el sistema hidrocarburos adicionales generados en las cocinas deformadas del sur en cantidad, composición y fase a lo largo del tiempo geológico

en forma precisa. Estos modelos de alta resolución proporcionaron información precisa sobre los mecanismos sutiles que controlan la migración (por ej., a través de un *carrier*, fallas y matriz de sedimentos de grano grueso y fino, etc.), la acumulación, la integridad de las trampas y la preservación de hidrocarburos a través del tiempo en una variedad de *plays*.

5. El modelado 2D mostró que ignorar el aporte de hidrocarburos generados en las zonas tectónicamente complejas, por falta de datos o problemas topológicos de los softwares de simulación, puede influir negativamente la evaluación de riesgos de carga de determinados *plays* (en este caso los alejados en los bordes de cuenca) que requieren mucho volumen expulsado en el sistema ser atractivos. También expuso un incremento en el riesgo de sincronización, en particular para los *plays* cenozoicos, permitiendo una mejor alocaación de chances en sendos *plays*.

6. En áreas de frontera como es la Cuenca de Malvinas, el modelado de sistemas petroleros contribuyó adicionalmente a comprender la distribución y características de los elementos esenciales al validar escenarios posibles (facies, niveles generadores, riqueza, etc.) con resultados que reproducen la realidad de los datos medidos conocidos (calibración en pozos, distribución de ocurrencias de hidrocarburos, acumulaciones, *sepes/slicks*, etc.) robusteciendo el entendimiento del funcionamiento y potencial exploratorio de una región.

7. Finalmente, se concluye que esta experiencia sugiere que modelados progresivamente más complejos permiten identificar el elemento y proceso crítico y programar el alcance de las simulaciones de acuerdo con el riesgo que quiera analizarse, y optimizar así tiempo y recursos.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a YPF por permitir publicar este estudio, a P. Kress y a Oscar López-Gamundi por sus contribuciones durante la revisión técnica del manuscrito. Agradecimiento especial a S. Galeazzi por la lectura crítica y edición del texto final.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|---|---|
| Baur, F., Hosford Scheirer, A., & E. Peters, K., 2018. Past, present, and future of basin and petroleum system modeling. AAPG Bulletin, 102(4), pp. 549-561. | Baristeads, N., Anka, Z., di Primio, R., Rodríguez, J.F., Marchal, D., Dominguez, F. 2013. New insights into the tectono-stratigraphic evolution of the Malvinas basin, offshore of the southernmost Argentinean continental margin. Tectonophysics 604, pp. 280-295. |
| Baristeads, N., Anka, Z., di Primio, R., Rodríguez, J.F., Marchal, D., Dominguez, F. 2012. Distribution of hydrocarbon leakage indicators in the Malvinas basin, offshore Argentine continental margin. Marine Geology 332-334, pp. 56-74 | Biddle, K. T., Uliana, M.A., Mitchum JR, R. M., Fitzgerald, M. G., Wright, R. C., 1986. The stratigraphic and structural evolution of the central |

- and eastern Magallanes Basin, southern South America. *International Association of Sedimentologists Special Publication 8*, pp. 41-61.
- Decastelli, O. 1984. Posibilidades de generación de hidrocarburos en Cuenca Austral. *Boletín de Informaciones Petroleras*, Buenos Aires. Vol. 1, pp. 17-32.
- Decastelli, O., Arias, W. 1989. Niveles carbonosos de la Formación Springhill como generadores de hidrocarburos. 1° Congreso Nacional de Exploración de Hidrocarburos, Buenos Aires, Actas 1, pp. 279-302
- Fasola, M., 2020. Caracterización geoquímica de petróleos y extractos de la Cuenca Malvinas. YPF, reporte inédito.
- IUGS, 2022. International Chronostratigraphic Chart v2022/02. International Commission on Stratigraphy. www.stratigraphy.org.
- Galeazzi, J. S., 1998. Structural and Stratigraphic Evolution of the Western Malvinas Basin, Argentina. *AAPG Bulletin*, V. 82, No. 4 (April 1998), pp. 596-636.
- Ghiglione, M., Quinteros, J., Yagupsky, Bonillo-Martínez, P., Hlebszevitch, J., Ramos, V., Vergani, G., Figueroa, D., Quesada, S., y Zapata, T., 2010. Structure and tectonic history of the foreland basins of southernmost South America. *Journal of South American Earth Sciences* 29 (2010), pp. 262-277. Elsevier.
- Hantschel, T., & Kauerauf, A. I., 2009. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling. Springer Science & Business Media. Jones, D., J. McCarthy, D., and Dodd, T., 2019. Tectonostratigraphy and the petroleum systems in the Northern sector of the North Falkland Basin, South Atlantic. *Marine and Petroleum Geology* 103 (2019) pp. 150-162.
- Lovecchio, J. P., Naipauer, M., Cayo, L. E., Rohais, S., Giunta D., Flores, G., Gerster, R., Bolatti, N., Joseph, P., Valencia, V., and Ramos, V., 2019. Rifting evolution of the Malvinas basin, offshore Argentina: New constraints from zircon U-Pb geochronology and seismic characterization. *Journal of South American Earth Sciences* 95, Elsevier. 102253. <https://doi.org/10.1016/j.jsames.2019.102253>.
- Malumián, N. y Caramés, A., 2002. Foraminíferos de sedimentitas ricas en carbono orgánico: Formación La Barca, Paleoceno superior, Tierra del Fuego, República Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 57 (3), pp. 219-231.
- Peters, K., Schenk, O., Hosford Scheirer, A., Wygrala, B., and Hantschel, T., 2017. Basin and Petroleum System Modeling. In: Hsu, C.S., Robinson, P.R. (eds) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. Springer Handbooks. Springer, Cham. Pp. 381-417. https://doi.org/10.1007/978-3-319-49347-3_11.
- Pittion, J. L. & Arbe, H. A., 1999. Sistema petrolero de la cuenca Austral. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas I, pp. 239-250.
- Platt, N. H. y Phillip, P. R. 1995. Structure of the southern Falkland Islands continental shelf: initial results from new seismic data. *Marine and Petroleum Geology*, Vol. 12(7), pp. 759-771.
- Raggio, F., Welsink, H., Fiptiani, N., Prayitno, W., Gerster, R. 2011. Cuenca Malvinas. Simposio Cuencas Argentinas: visión actual. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata 2011, pp. 1-16.
- Robbiano, J. A., 1989. Cuenca Austral sector costa afuera. G. A. Chebli and L. A. Spalletti, eds., *Cuencas Sedimentarias Argentinas*: Universidad

- Nacional de Tucumán, Serie Correlación Geológica 6. pp. 493-512.
- Robbiano, J. A., Arbe, H. A. y Gangui, A. 1996. Cuenca Austral marina. V. A. Ramos y M. A. Turic, eds, Geología y recursos naturales de la plataforma continental Argentina: 13th Congreso Geológico Argentino y 3d Congreso de Exploración de Hidrocarburos, Relatorio. pp. 323-341.
- Rodríguez, J. F., Miller, M. y Cagnolatti, M. J., 2008. Sistemas petroleros de cuenca Austral, Argentina y Chile. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas, C. E. Cruz, J. F. Rodríguez, J. J. Hechem, H. J. Villar, eds. IAPG. pp. 1-32.
- Sachse, V. F., Anka, Z., Littke, R., Rodríguez, J. F., Horsfield, B., and di Primio R., 2016. Burial, temperature and maturation history of the Austral and western Malvinas basins, southern Argentina, based on 3D basin modelling. Journal of Petroleum Geology, Vol. 39(2), pp 169-191.
- Sotelo, D., López Angriman, A., Martínez, E., y Pecuch, D., 2005. Entrampamientos de Hidrocarburos en la Formación Springhill en las áreas de concesión Tierra del Fuego, Cuenca Austral. Vol. Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp 521-539.
- Sciamanna, S. Brisson, I. y Veiga, R., 2005. Flujos de trabajo en el Análisis de Sistemas Petrolíferos. YPF, reporte inédito.
- Vol. Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas, VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp.33-51.
- Vayssaire, A., 2009. Comparison between Darcy and Invasion Percolation simulations of kilometer scale hydrocarbon migration across fine grained sediments. An example from the Malvinas basin, offshore Argentina. AAPG Hedberg conference: "Basin and Petroleum System Modeling: New Horizons in Research and Applications". May 3-7, 2009 – Napa, California, USA. Search and Discovery Article #90091©2009 AAPG.
- Yrigoyen, M. R., 1989. Cuenca de Malvinas. G. A. Chebli and L. A. Spaletti, eds, Cuencas Sedimentarias Argentinas: Serie Correlación Geológica 6, Universidad Nacional de Tucumán. pp. 481-491.