

EVALUACIÓN DE UN RESERVORIO DE GAS DEPLETADO PARA ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL – FORMACIÓN RAYOSO, CUENCA NEUQUINA

Mercedes Perissé¹, Rayén P. Ferreyro Elizondo¹, Pablo A. Vázquez¹, Elanor Díaz¹, Marcia J. Faviana¹,
Álvaro E. Pose¹, Damián E. Hryb¹, M. Victoria David¹, Laura Constanzo¹, Teresa M. Piqué²

1: YPF S.A. mercedes.perisse@ypf.com, rayen.ferreyroelizondo@ypf.com, pablo.vazquez@ypf.com,
elanor.diaz@ypf.com, marcia.faviana@ypf.com, alvaro.pose@ypf.com, damian.hryb@ypf.com,
maria.david@ypf.com, laura.g.constanzo@ypf.com

2: Y-TEC S.A., CONICET. teresa.m.pique@ypftecnologia.com

Palabras clave: Modelado de subsuelo multidisciplinario, Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural, Fm. Rayoso, Cuenca Neuquina

ABSTRACT

Underground Natural Gas Storage (UNGS) allows storing the surplus of gas production during low consume seasons (summer) and withdrawing it during high demand periods (winter). They complement the development of gas fields (e.g. Vaca Muerta unconventional play) and optimize the transport capacity in main pipelines, increasing their use in summer for the UNGS filling and supplying specific markets in winter. Thus, they constitute the most effective and economical way to support peak demand.

The only UNGS project in Latin America was established in 2001 and belongs to YPF: Diadema (Golfo San Jorge Basin, Argentina). Using the expertise gained in its development and operation, YPF started the studies to search new potential sites to convert to UNGS in Neuquén Basin, Argentina.

This work focuses on the analysis of the Rojo Horizon, one of the gas-bearing layers of Rayoso Formation, as a potential reservoir for gas storage. For that purpose, a data acquisition plan, involving petrophysical and geomechanical laboratory tests in well cores, well logging, extended pressure test and continuous well pressure monitoring, was carried out. The formation was evaluated with a multidisciplinary perspective, based on the information acquired, including the development and calibration of static, dynamic, petrophysical and geomechanical models.

Considering trap characteristics, seal efficiency, reservoir petrophysical properties and appropriate volumetric parameters, it is concluded that Rojo Horizon fulfills the technical requirements to be satisfactorily converted into an Underground Natural Gas Storage.

INTRODUCCIÓN

Los Almacenamientos Subterráneos de Gas Natural (ASGN) son instalaciones que permiten acumular gas natural en estado gaseoso. En épocas de exceso de oferta es posible almacenar el gas

en el subsuelo para luego extraerlo cuando la demanda aumenta, e inyectarlo a los sistemas de transporte o distribución. De esta manera, constituyen una herramienta capaz de abastecer gas de pico en un corto periodo de tiempo.

Además, los almacenamientos permiten mantener la producción de gas flat, independizándola de la estacionalidad de la demanda, complementando el desarrollo de los yacimientos de gas y extendiendo la vida útil de las instalaciones asociadas.

Por otro lado, son capaces de optimizar la capacidad de transporte en los gasoductos troncales: incrementan su uso en épocas de baja demanda, y abastecen mercados específicos en invierno, logrando liberar espacio en los gasoductos para la producción de los yacimientos restantes.

Incrementando la oferta de gas en invierno, los ASGN permiten desplazar parcialmente las importaciones de combustibles alternativos (GNL y gas natural), así como también funcionar como back up para posibles exportaciones.

El desarrollo de ASGN es técnicamente factible en Argentina y, en consonancia con una política energética que busca reducir los costos de suministro de energía en el corto y mediano plazo, ha demostrado ser la forma más eficiente y económica de abastecer la demanda de gas de invierno con producción nacional y maximizar la capacidad del sistema de transporte en invierno.

Existen más de 650 almacenamientos operativos en el mundo, distribuidos principalmente en Europa y Estados Unidos. En el subsuelo, el gas puede ser almacenado en cavernas (salinas o minas abandonadas) o en medios porosos (acuíferos salinos o reservorios depletados de hidrocarburos), siendo estos últimos los más comunes. En este caso, el gas es inyectado en una formación geológica con buenas propiedades petrofísicas, en una estructura o trampa que lo contenga lateralmente y con un sello que impida la migración vertical del gas. Por este motivo, a la hora de realizar la selección de un yacimiento depletado para ser convertido a ASGN es de gran importancia realizar una caracterización integral del reservorio, sello y trampa, a través de modelos de subsuelo, con el fin de determinar su aptitud.

En Latinoamérica existe un único ASGN operativo desde 2001 denominado Diadema. Perteneció a YPF y se encuentra ubicado en la Cuenca Golfo San Jorge, en cercanías a la ciudad de Comodoro Rivadavia, en Argentina. En los últimos 20 años, se ha ganado experiencia durante su desarrollo y operación, incluyendo la expansión de la planta de compresión y tratamiento y la caracterización del subsuelo mediante modelos integrados. Utilizando el expertise adquirido, se encaró una búsqueda de nuevos sitios potenciales para ser convertidos a ASGN en Cuenca Neuquina y se seleccionó un primer candidato: el Horizonte Rojo (Hz. Rojo), una de las capas gasíferas depletadas de la Formación Rayoso, emplazada a 500 metros de profundidad.

El objetivo del siguiente trabajo consiste en presentar el flujo de trabajo llevado a cabo para analizar el Hz. Rojo como potencial almacén, abordado con una mirada multidisciplinaria,

incluyendo la confección y calibración de modelos estático, dinámico y geomecánico que permitan caracterizar el reservorio, el sello y la trampa de manera integrada. Con el fin de contar con una evaluación más robusta, se llevó a cabo un plan de adquisición de datos que involucró la extracción de testigos corona, ensayos de laboratorio petrofísicos y de mecánica de rocas, registros de pozo, ensayos extendidos de presión y monitoreos.

Antecedentes

Como fase inicial, se realizó un modelo conceptual integrando la información existente de la Fm. Rayoso: informes regionales, dos cubos sísmicos 3D (3D ATI y 3D Segmento 5), datos de pozos, etc. La ubicación de la zona de estudio es de carácter confidencial por lo que no podrá ser proporcionada en esta publicación.

La Fm. Rayoso corresponde a una unidad clástico-evaporítica acumulada en un ambiente continental, depositada durante el Cretácico temprano, en la última fase de post-rift de la Cuenca Neuquina, marcando su desconexión con el Océano Pacífico. Se extiende por más de 15000 km² con espesores máximos que superan los 1200 m (Zavala y Ponce. 2011).

El resultado de estudios regionales indica que la Fm. Rayoso se habría acumulado en un cuerpo lacustre somero y perenne de salinidad variable, en el cual alternaban períodos húmedos y de extrema aridez. Esta ciclicidad se refleja en secuencias predominantemente pelíticas (Rayoso Evaporítico / Cortejo de Contracción / Lago Salino Restrungido-Marginal) y en secuencias mayormente clásticas (Rayoso Clástico / Cortejo de Expansión / Lago Salobre).

En un primer estudio, se llevó a cabo la interpretación de la sísmica disponible, identificando horizontes y fallas, y un análisis petrofísico preliminar del reservorio. Posteriormente, para complementar la información existente, se realizó una visita e interpretación de los afloramientos caracterizando la geometría de los cuerpos, el arreglo interno de las facies identificadas y la heterogeneidad de las capas, comparando estos resultados con los datos de subsuelo (Fig. 1).

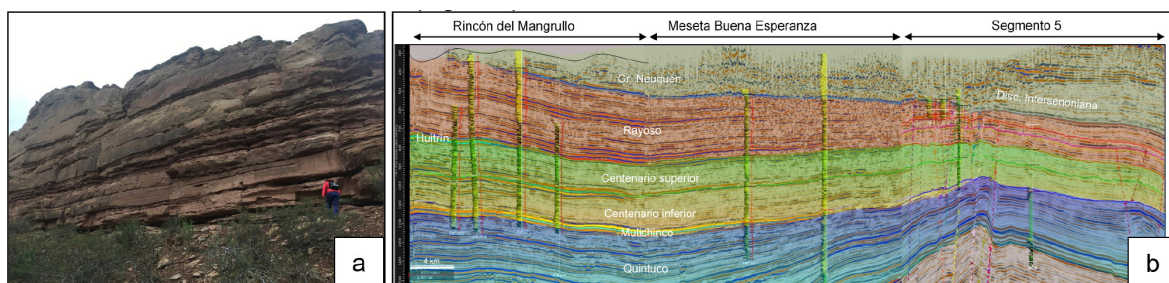


Figura 1. a. Afloramiento Fm. Rayoso. b. Sección sísmica interpretada.

Asimismo, durante este primer análisis, se realizó un balance de materia a partir de los datos de producción y presiones de los pozos del área, obteniendo un análisis volumétrico preliminar. En base a estos resultados, se generó un plan de adquisición de datos con el objeto de reducir las incertidumbres identificadas y completar los modelos de subsuelo.

METODOLOGÍA

Con el objetivo de obtener una representación simplificada del subsuelo que permita, a través de simulaciones dinámicas, analizar el comportamiento de los fluidos durante la operación del almacenamiento subterráneo, se realizó un modelado integrado de subsuelo. Dicho modelo incluyó estudios estáticos, geomecánicos y dinámicos, y fue alimentado por la información obtenida durante el plan de adquisición de datos, generado a partir de los resultados del modelo conceptual.

Plan de Adquisición de Datos

Como parte del plan de adquisición se perforó un pozo en el cual se registraron perfiles incluyendo algunos especiales tales como resonancia magnética e imágenes resistivas y acústicas. Además, se extrajo un testigo corona de más de 37 metros y 16 testigos laterales rotados del reservorio y sus sellos. Las muestras extraídas fueron utilizadas para realizar los siguientes estudios de laboratorio:

- Descripción sedimentológica y construcción de un perfil tipo Selley con descripción de litofacies y facies, estructuras sedimentarias, superficies límite, impregnación de hidrocarburos, abundancia y definición visual al microscopio de la porosidad e interpretación del ambiente de depositación.
- Ensayos de Petrofísica Básica en condiciones estándar (STD - Standard) y de reservorio (NOBP – Net Over Burden Pressure) para definir porosidad, permeabilidad, densidad de roca y salinidad del agua de formación.
- Ensayos Petrofísica Especial incluyendo permeabilidades relativas, cortes delgados para estudios petrográficos y diagenéticos, Difracción de Rayos X (DRX) de roca total y fracción arcilla, imágenes de Microscopía Electrónica de Barrido (MEB) y medición de presiones capilares. En el sello se realizaron análisis especiales tales como medición de presión umbral o de desplazamiento, factor de formación, DRX y MEB.
- Estudios geomecánicos como ensayos de compresión uniaxial (UCS), de compresión con confinamiento o triaxial (TRX), ensayo de tracción por compresión diametral o Brazilian tests (BRZ), ensayo de dureza Brinell (BHN) y ensayos de ciclado tanto de la roca sello como reservorio.

Descripción sedimentológica y análisis paleoambiental

Los tramos de corona extraídos durante la perforación del nuevo pozo fueron descriptos indicando tamaño de grano, selección, contenido de matriz, color, estructuras sedimentarias presentes, superficies limitantes y presencia de concreciones y concentraciones anómalas de materia orgánica.

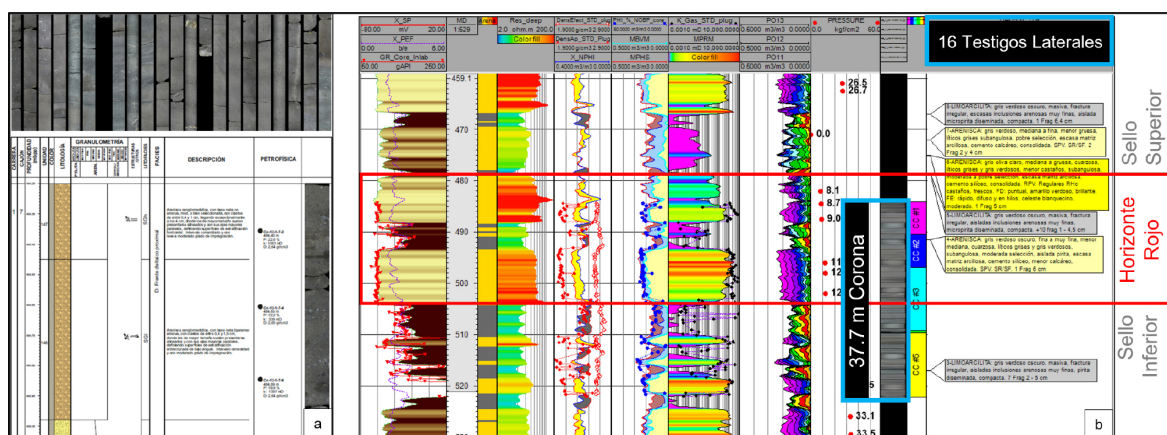


Figura 2. a. Parte del tramo coronado en donde se muestra la interpretación de las litofacies en el último track. b. Perfiles realizados en pozo coronado.

La información obtenida fue volcada en perfiles columnares “tipo Selley” (Fig. 2). La clasificación empleada durante el análisis sedimentológico para la denominación de las litologías que componen las diferentes unidades fue la clasificación de Folk *et al.* (1970) para rocas silicoclásticas. Para el análisis paleoambiental se procedió primeramente a la definición de 19 litofacies (caracterizadas por una litología específica y una determinada estructura sedimentaria), las que luego fueron agrupadas en 4 asociaciones de facies sedimentarias, permitiendo caracterizar distintos subambientes depositacionales:

- Asociación de Facies A (fangolitas apiladas): prodelta desarrollado en sistema lacustre
- Asociación de Facies B (areniscas finas y fangolitas): frente deltaico distal y transición a prodelta
- Asociación de Facies C (areniscas gruesas medianas): frente deltaico proximal (barras de desembocadura)
- Asociación de Facies D (areniscas gruesas a muy gruesas): frente deltaico proximal – transición a canales distributarios terminales

De base a techo, las facies se disponen según ciclos con tendencias grano y estrato crecientes, y en menor medida granodecrecientes. Dadas sus características y asociación, es posible interpretar que la sedimentación se dio en un ambiente fluvio-deltaico de un cordón litoral lacustre (Fig. 3).

En este marco, la asociación de Facies A se caracteriza por una sedimentación de baja energía en condiciones de pobre oxigenación, en sectores relativamente distales del sistema, particularmente el prodelta. Este subambiente recibía partículas finas, y ocasionalmente restos carbonosos, producto de plumas en suspensión aportadas desde el sistema alimentador (fluvial), las cuales decantaban próximas a los “pies” o sectores más distales de las barras de desembocadura. Esta interpretación es coherente con la laminación levemente inclinada que se observa en la facies. El pasaje y/o transición con y entre las demás asociaciones de facies (B, C y D), registra una progresiva somerización del sistema, caracterizada por la progradación de barras de desembocadura en el cuerpo de agua. En este sentido, la asociación de Facies B, predominantemente de grano fino, tipifica sedimentación en los sectores más distales de las barras como así también hacia los límites laterales de las mismas. Su ocurrencia por encima de A marca la transición desde el prodelta al frente deltaico distal. Este subambiente recibía sedimento arenoso a areno-limoso a partir de explayamientos distales (desde las barras), y excepcionalmente producto de flujos densos, desarrollados durante crecidas fluviales. El arreglo rítmico que presentan algunos intervalos de la facies refleja procesos decantación de partículas aportadas por overflow que alternaban con corrientes de fondo, y posiblemente turbiditas.

Las asociaciones de facies C y D se caracterizan principalmente por sedimentación en el frente deltaico, en sectores medios a proximales de las barras de desembocadura, y en menor medida

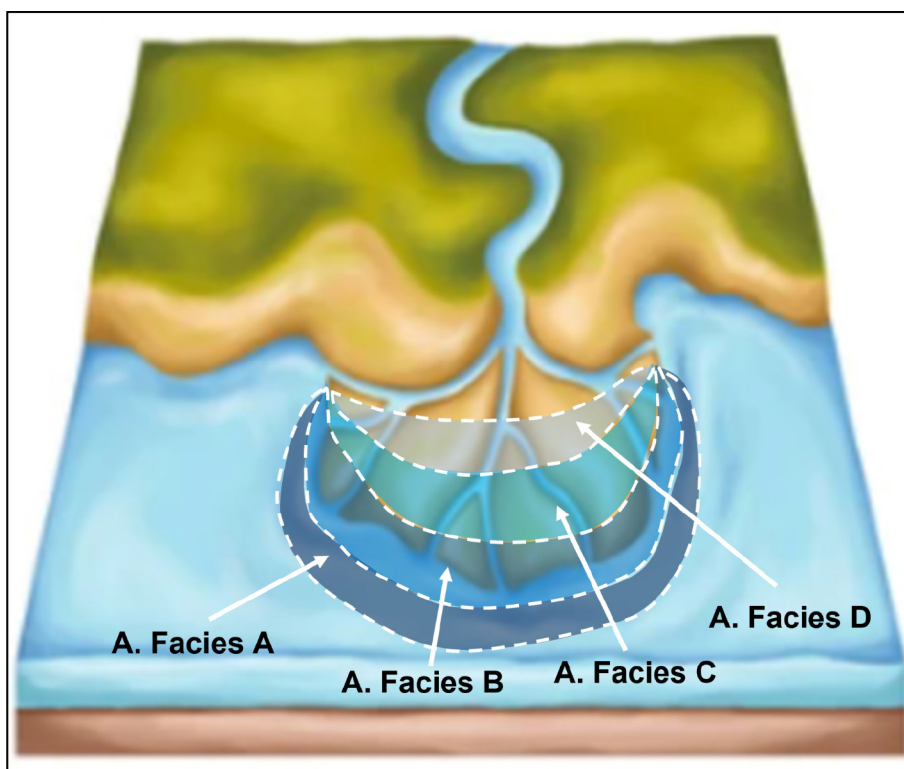


Figura 3. Modelo paleoambiental inferido: sistema fluvio-deltaico desarrollado en un cordón litoral lacustre.

en canales distributarios terminales de la franja litoral lacustre. El frente deltaico también recibía material a partir de descargas hiperpícnicas durante crecidas fluviales. Pausas en las descargas habrían permitido la acumulación localizada de fango sobre las barras y canales, que eventualmente era retrabajado durante etapas de crecientes. En adición, y en función de las estructuras atribuibles a grietas de sinéresis presentes en las facies, es posible interpretar cambios relativos en la salinidad del cuerpo de agua en el que se desarrollaba el delta.

Ensayos petrofísicos

Con el objetivo de caracterizar las propiedades petrofísicas del reservorio y los sellos, se realizaron ensayos de petrofísica básica y especial en las muestras de la corona y testigos laterales.

Mediante los ensayos de petrofísica básica se obtuvieron datos de porosidad, permeabilidad y densidad aparente y efectiva en condiciones estándar (STD) y de reservorio (NOBP).

A través de la caracterización petrográfica y composicional de las muestras se definieron los diferentes componentes de la roca (clastos, matriz, cemento y porosidad) y sus cantidades relativas. La singularización del sistema poral (tortuosidad, tamaño de gargantas porales, etc.) permitió un mejor entendimiento del comportamiento petrofísico de las distintas muestras, particularmente con respecto a la permeabilidad (fisuras, interconexiones, etc.).

Se realizaron cortes delgados que fueron analizados con microscopio óptico y, en algunos casos, con microscopio electrónico de barrido (MEB). Los cortes fueron descriptos y clasificados texturalmente según la clasificación de Folk *et al.* (1970) para rocas silicoclásticas y Folk (1962) para rocas carbonáticas (Fig. 4).

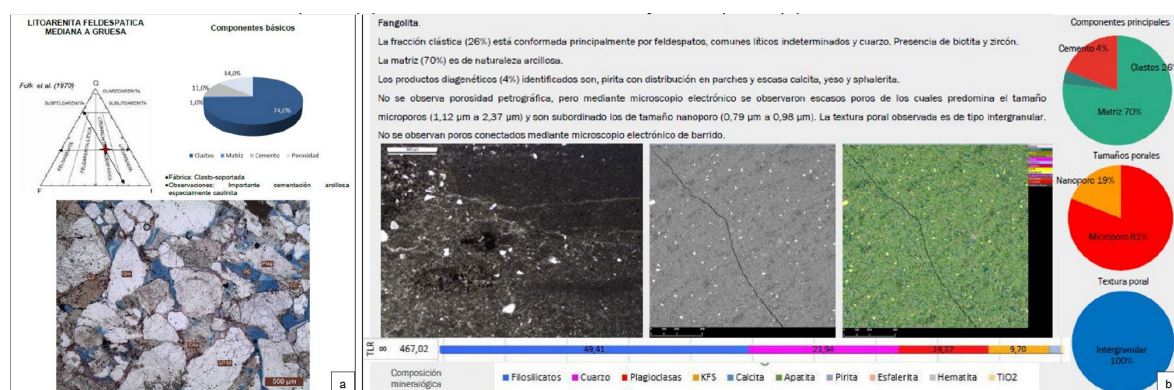


Figura 4. a. Descripción petrográfica muestra Hz. Rojo. b. Descripción petrográfica muestra sello.

A partir de los estudios de difracción de rayos x (DRX) se identificó y cuantificó las fases cristalinas y la fracción arcillas. Se observa heterogeneidad composicional dentro de las unidades definidas. Además, las muestras correspondientes a sellos presentan porcentajes de filosilicatos superiores a 35% o importantes contenidos de cemento calcáreo y/o silíceo en su composición.

Por otro lado, se realizaron ensayos de presión umbral para verificar la eficiencia de los sellos del pozo, evaluando cambios al incrementar la presión poral desde 50 a 500 psi. Para esto se incrementó la presión en escalones de 50 psi mientras se medía la presión de salida de manera constante. Los estudios se llevaron a cabo en dos muestras correspondientes al sello Intrarrojo y al sello inferior. En ninguna de las 2 muestras ensayadas la presión de la cara de entrada llegó a transmitirse en la cara de salida, con lo cual podría inferirse que la Presión Umbral tiene un valor más alto que 500 psi. Para corroborar esto, al finalizar la inyección a un $\Delta p = 500$ psi, sin despresurizar la cara de entrada, se desconectó el sensor de la cara de salida, se colocó una trampa de agua y un caudalímetro de gas, y no se constató producción alguna de agua en ambos casos.

Se midieron las presiones capilares por inyección de mercurio a partir de las cuales se estimó el diámetro de las gargantas porales y la saturación de la fase mojante, y la permeabilidad en aquellas muestras que no fue posible medirla aplicando un factor litológico.

El análisis de los resultados permite observar la diferencia entre las rocas reservorio y sello (Fig. 5). Además, el comportamiento de los sellos Intrarrojo e inferior (en los cuales también se hizo ensayos de presión umbral) es similar a los TLR 16 (Candeleros – sello regional) y TLR 8 (Sello Superior Hz. Rojo) pudiendo extrapolar los resultados obtenidos de presión umbral.

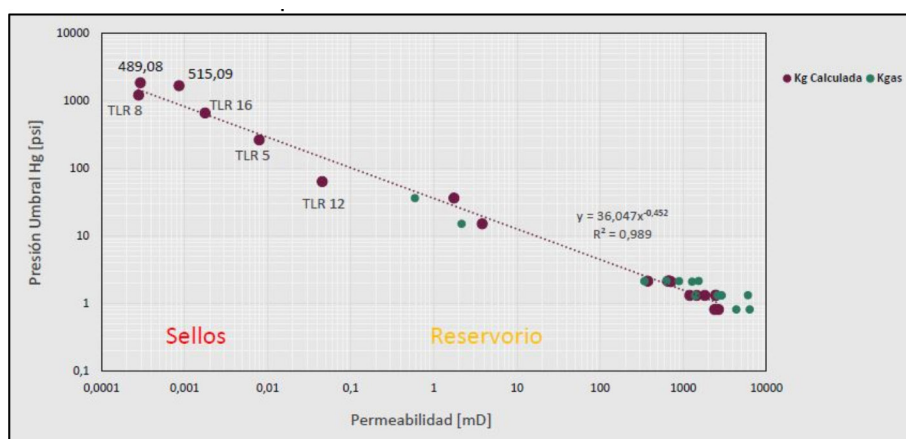


Figura 5. Presión Umbral por inyección de mercurio vs Permeabilidad.

Ensayos geomecánicos

El objetivo de estos estudios fue caracterizar mecánicamente las muestras de corona realizando ensayos de resistencia al rayado (scratch test), compresión uniaxial (UCS), compresión con confinamiento (TRX), ensayo de tracción por compresión diametral (BRZ) y ensayo de dureza Brinell (DB). Adicionalmente, verificar la resistencia de las muestras frente a 1000 ciclos de carga y descarga, simulando las condiciones de inyección y extracción (Fig. 6).

A través de los ensayos se calculó el módulo de Young y coeficiente de Poisson, tanto estáticos como dinámicos, UCS, ángulo de fricción interna y coeficiente de Biot. Las muestras fueron agrupadas según carrera y litología.

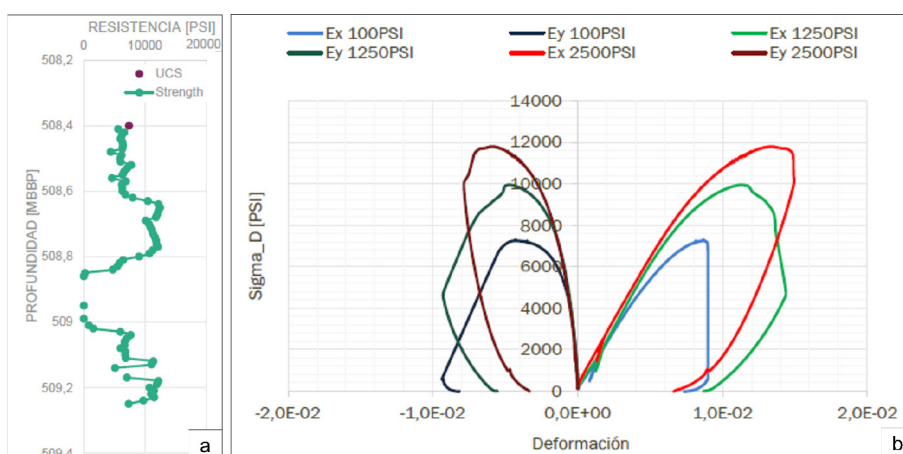


Figura 6. a. Ensayo de resistencia al rayado. b. Resultado de ensayos UCS y TRX de muestras de sello.

El ensayo de carga cíclica se realizó bajo distintas condiciones de esfuerzos y a velocidad de carga constante. Para todas las muestras, la deformación que experimentaron durante los 1000 ciclos de carga y descarga fue poco significativa frente a lo que mostró el ensayo de rotura.

A su vez se midió el tiempo de tránsito de ondas P y S sobre la muestra que se sometió a carga cíclica antes y después de los 1000 ciclos de carga y descarga para evaluar si la elasticidad de la muestra se vería alterada por el ensayo. También se realizó una microtomografía a la muestra antes del ciclado para evaluar su integridad, después del ciclado para observar la aparición de microfisuras por la carga cíclica y una vez más, después de la rotura.

Por último, se analizó la variación de Sigma_1 con el confinamiento (Sigma_3) (Fig. 7a) y el diagrama de Mohr para los casos en que las muestras rompieron por corte (Fig. 7b). Se agregó en otro color el punto correspondiente a la rotura de la muestra después de los 1000 ciclos de

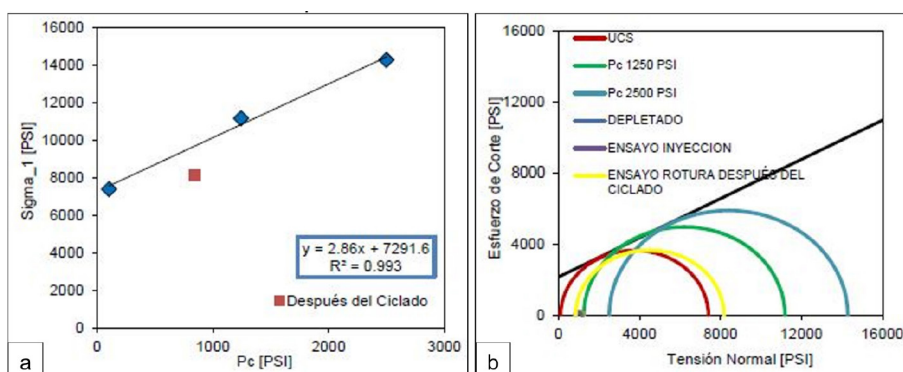


Figura 7. a. Variación de Sigma 1 con el confinamiento. b. Envolventes de Mohr-Coulomb, en círculo rojo se indican los resultados del ensayo de ciclado para su comparación.

carga cíclica y el círculo de Mohr correspondiente al ensayo. Esto se hizo a modo de visualizar el efecto de la carga cíclica sobre la muestra, aunque estos resultados no se utilizaron para calcular las constantes de la envolvente de falla de Mohr.

MODELADO DE SUBSUELO

A partir de la información existente y la obtenida durante el plan de adquisición de datos se procedió a la confección y calibración de los modelos de subsuelo, incluyendo análisis estáticos, geomecánicos y dinámicos con el objetivo de determinar la aptitud del Hz. Rojo como reservorio almacén.

Modelo estático

Se realizó un modelado estático 3D de la Formación Rayoso con el objeto de lograr una representación simplificada que permitiera construir un modelo dinámico del reservorio, para analizar el comportamiento de los fluidos durante la operación del almacenamiento.

El modelo geológico se construyó en base a estudios sísmicos estructurales, los datos obtenidos de las muestras de roca extraída y la interpretación petrofísica de 32 pozos de la zona.

Para la elaboración del modelo petrofísico se ajustaron los parámetros petrofísicos a los datos obtenidos de los ensayos realizados sobre el testigo corona, acotando incertidumbres identificadas en análisis preliminares. Con los resultados se definió el volumen de finos (Vsh), porosidad (Phie) y saturación de agua (Sw).

El Vsh se calculó a partir de las curvas de rayos gamma (GR) y Densidad (Den)/Neutrón (Neu) debido a que estos perfiles fueron registrados en la mayoría de los pozos. El método utilizado para el GR fue el método curvo. Se utilizaron como curvas de control el potencial espontáneo (SP) y la resistividad (Res). Se generó una curva de salida por cada indicador de arcilla seleccionado, utilizándose el mínimo valor obtenido.

Por su parte, se generaron dos modelos de porosidad según los registros disponibles y la calidad de estos, estableciendo un orden de prioridad: densidad y sónico. Estos modelos fueron calibrados con datos de la corona junto a las curvas de porosidad provenientes del perfil de RMN. Para el modelo de porosidad por densidad, los valores de densidad de arcilla se tomaron de los crossplot Den/Neu. Una vez calibradas las interpretaciones con el modelo de densidad, se procedió a calibrar el modelo con el perfil sónico.

Para el cálculo de Sw se utilizó el modelo de Simandoux Modificado ya que logró un mejor ajuste con los resultados de los ensayos de la corona.

En cuanto a la permeabilidad, se definieron dos modelos. Uno, por analogía con un pozo y otro estableciendo una ley K-Phi por facies, según los datos de laboratorio de la corona. Este

último, muestra mejor representatividad de los datos de corona y el perfil de resonancia. Así, se obtuvo un modelo simple y robusto, capaz de ser propagado a todos los pozos del yacimiento, especialmente a aquellos más antiguos y/o con sets de perfiles más limitados.

El análisis facial llevado a cabo en la corona, presentado en la sección “Descripción sedimentológica y análisis paleoambiental”, fue utilizado para generar el modelo de electrofacies (Fig. 8). Utilizando el método de *cluster analysis* se buscó representar las litofacies a partir de la repuesta eléctrica de los perfiles de Gamma Ray, Densidad y parámetros litológicos calculados como M y N. Así, se encontró una buena correlación y se logró diferenciar las asociaciones de facies C y D (amarillo y naranja, respectivamente) consideradas como facies reservorio debido a sus mejores propiedades petrofísicas. Las asociaciones de facies A y B, consideradas como no reservorio, se las unificó en una sola electrofacies (gris). Este modelo de electrofacies se propagó al resto de los pozos a través de redes neuronales.

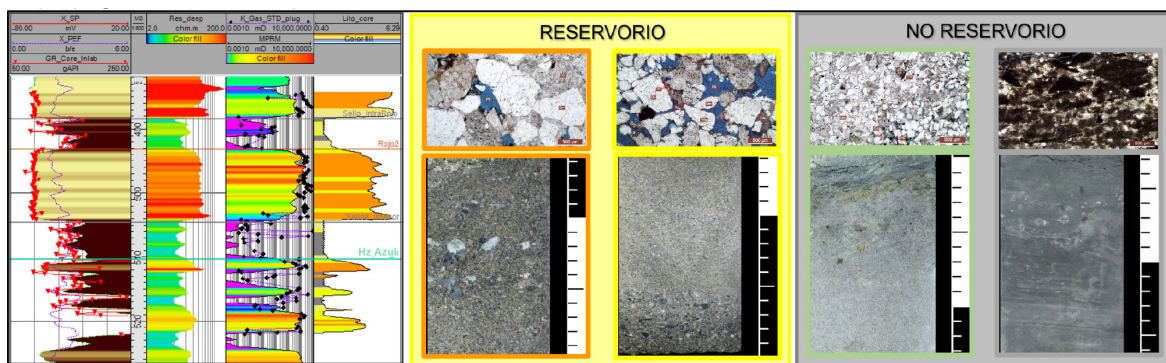


Figura 8. Tramo de corona en donde se muestra la interpretación de las electrofacies en el último track y las variaciones petrofísicas de las distintas facies. En color amarillo y naranja se representan las asociaciones de facies C y D. En color gris, las asociaciones de facies A y B.

Las electrofacies resultantes del modelo se agrupan según diferentes tendencias, lo que significa que responden a diferentes leyes K-Phi (Fig. 9).

Los modelos petrofísico y de facies se utilizaron como input del modelo estático 3D y se propagaron a todos los pozos del área. La confección del modelo estático 3D consistió en los siguientes pasos principales: modelado estructural, modelado de propiedades, cálculo volumétrico y análisis de sensibilidades.

Como parte del modelado estructural, se realizó el modelado de fallas, de horizontes y la construcción de la grilla. Para el modelado de fallas (Fig. 10) se consideró únicamente aquellas con mayor rechazo. Esta serie de fallas limitan el almacenamiento hacia el este. Hacia el sur, el límite está dado por el *spill point* y la falla principal. Las fallas fueron modeladas como sellantes, lo cual

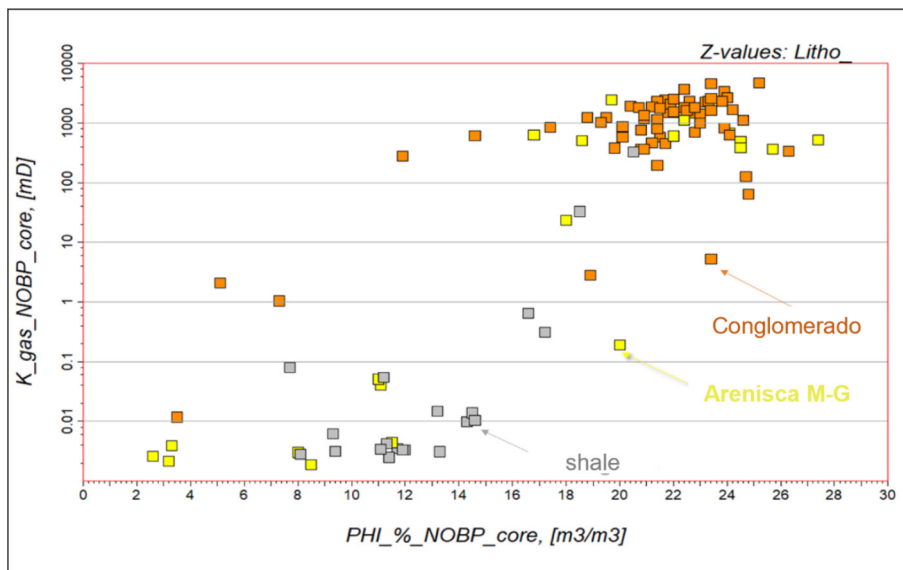


Figura 9. Gráfico K-Phié STD de los datos de muestras de la corona del en función de las electrofacies.

concuera con el análisis de presiones y producciones, y con la distribución de fluidos iniciales, a excepción de 2 de ellas que se consideran no sellantes debido al alto *Net to Gross* (NTG) y los resultados de la interpretación de ensayos de interferencia.

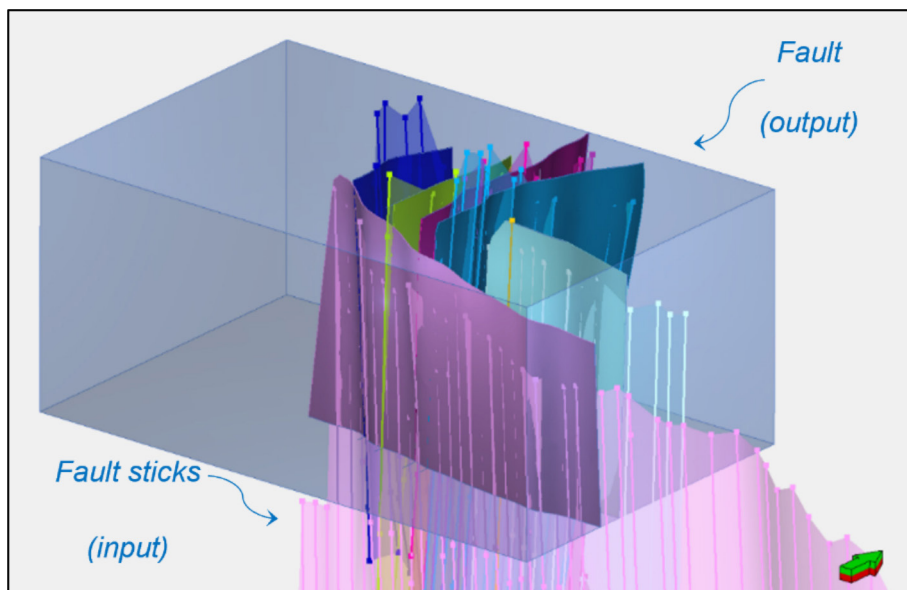


Figura 10. Modelado de fallas a partir de las fallas interpretadas en la sísmica, el modelo sólo considera 6 fallas.

El modelado de horizontes (Fig. 11) se realizó desde el tope de la Fm. Centenario hasta la base del Grupo Neuquén (discordancia Intersenoniana). Las superficies que se consideraron input del modelo surgen de la interpretación sísmica (Cent_Sup, X_Verde, X_Azul y Base_Gr_Nqn) del cubo en profundidad. Para el resto de las superficies se consideraron las mismas ajustadas

a la profundidad de los topes de cada secuencia. La interpretación del Hz. Rojo fue refinada, identificando dos niveles arenosos Rojo 1 y Rojo 2, separados por el sello Intrarrojo que actúa como barrera parcial entre ambos reservorios, evidenciado por los resultados de datos de presión disponibles (realizados con ensayador de formación).

Para la confección de la grilla estructural se definió un tamaño de celda de 50 x 50 m que permitió capturar las heterogeneidades del reservorio y tener un modelo con un número de celdas capaz de realizar los procesos de modelado en un tiempo razonable y definir las zonas.

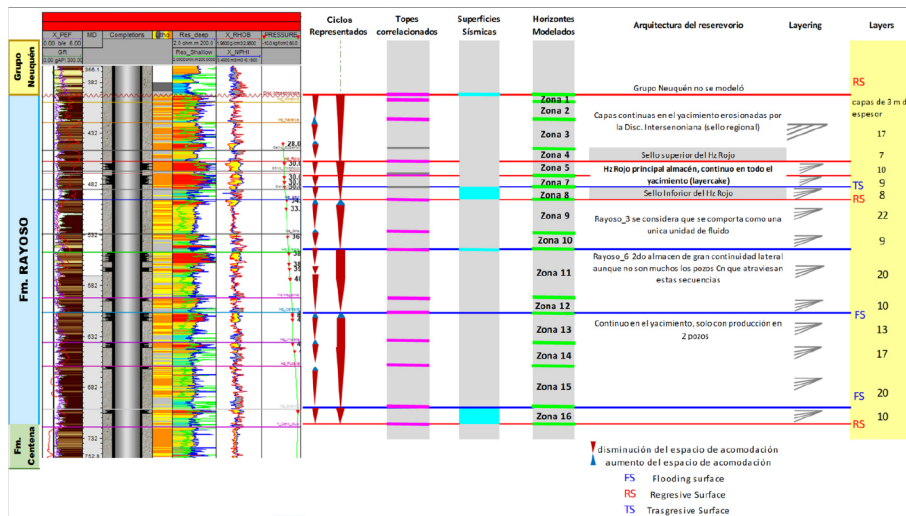


Figura 11. Esquema depositacional con el que se modeló la Fm. Rayoso.

Para el escalado de cada secuencia se consideró un número de layers tales que el espesor promedio sea de 2 m, excepto en los Hz. Rojo 1 y Rojo 2 cuyo espesor promedio es 1 m, con la intención de refinar el modelo en la secuencia donde se almacenaría el gas. El sello Intrarrojo, dada su heterogeneidad y variabilidad de espesor, fue modelado con layers de 2 m siguiendo la superficie de la base (tope del Hz Rojo 2).

Para las secuencias que se ven afectadas por la erosión de la discordancia Intersenoniana, zona 1 y 2, se decidió hacer un layering siguiendo la superficie base con un espesor de 3 m debido a los cambios de espesor que se evidencian en la misma.

A partir del escalado del modelo se obtuvo una grilla con 9.343.980 celdas de 50*50*1.88 m promedio, lo que está representado en 222 layers y dividido en 48 regiones que surgen a partir de la compartimentalización que generan las fallas, quedando definidos 3 sectores diferenciados por fallas.

El modelado de propiedades consistió en la propagación del modelado de facies y petrofísico. En primer lugar, se realizó el cálculo del *Net to Gross* (NTG) a partir de la curva de arcillosidad (V_{sh}), diferenciándose dos electrofacies, arenas y pelitas, usando un cutoff de $V_{sh} < 20\%$. Por

encima de este valor, solo quedan las pelitas, donde se agrupan, para simplificar el modelo, arcillas, limos y arenas muy finas, ya que todas estas litologías carecen de interés por su pobre calidad de reservorio. Mediante el método Sequential Indicator Simulation (SIS) se modeló considerando la distribución de areniscas-pelitas en la vertical y los variogramas para cada una de las secuencias. La propiedad en el modelo se denomina NTG_20 y presenta altos valores de areniscas para la Fm. Rayoso (Fig. 12a).

La curva Litho surge a partir del modelo de electrofacies. Al igual que en el caso del NTG, se usaron variogramas para cada una de las secuencias y la distribución en la vertical con propagado probabilístico Sequential Indicator Simulation (Fig. 12b). Las facies no reservorio se encuentran representadas en color gris (areniscas muy finas y pelitas) y las facies reservorio en amarillo (areniscas medias a gruesas) y naranja (areniscas gruesas y conglomerados).

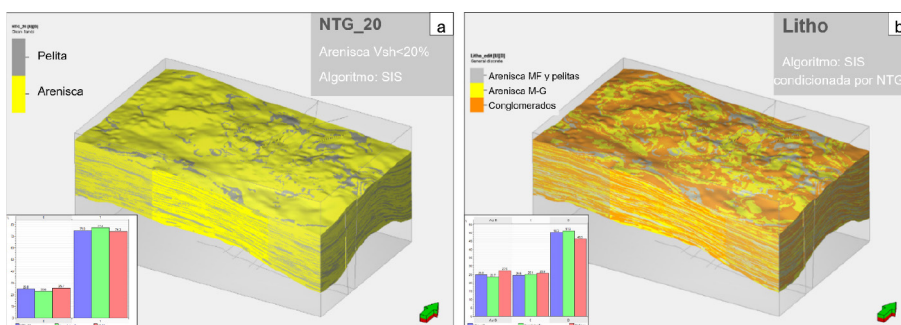


Figura 12. a. Modelo de *Net to Gross*. b. Modelo de facies: facies reservorio en naranja y amarillo; facies no reservorio en gris. Se muestra el histograma de distribución de cada modelo (barras azules), de escalado (barras verdes) y de datos de perfiles (barras rosas).

Se generó un modelo de Porosidad Efectiva (Phie) usando el método estocástico basado en píxeles Sequential Gaussian Simulation (SGS). Para realizar este modelo se hicieron transformaciones (“input truncation” para eliminar valores anómalos y “normal score transformation” para normalizar los datos) y se trabajó independientemente cada facies en cada secuencia, poblándolo con bias a las facies Litho (Fig. 13).

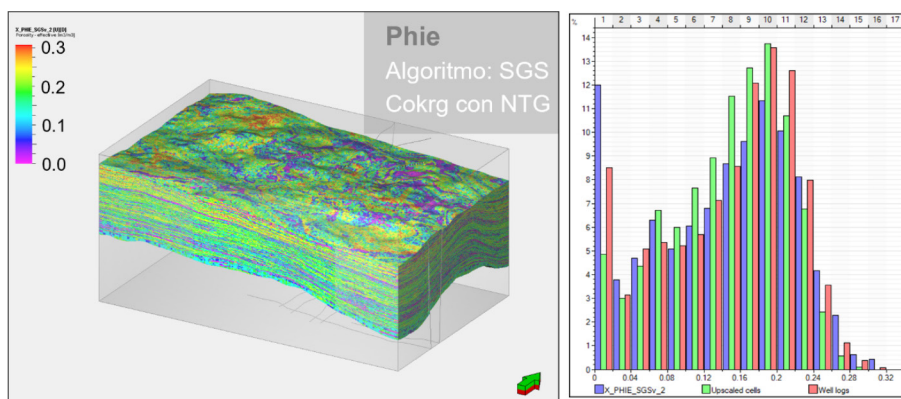


Figura 13. Modelo de porosidad. Se muestra el histograma de distribución de Phie del modelo (barras azules), Phie del escalado (barras verdes) y Phie de los datos de perfiles (barras rosas).

Se generaron 3 modelos para obtener una grilla poblada con permeabilidad:

- Perm_Ley (Fig. 14): se calcula la grilla a partir de una Ley K-Phi con los datos de la corona.
- Perm_Ley_facies (Fig. 15): para esta grilla se calculan leyes K-Phi para las facies de areniscas y conglomerados, ya que la permeabilidad en las fangolitas se calculó como cero.
- X_Perm (Fig. 16): se construye la grilla a partir del escalado del punto medio del perfil de permeabilidad de la interpretación petrofísica con bias al NTG. Para el poblado se utiliza un algoritmo probabilístico de píxeles *Sequential Gaussian Simulation* (SGS) y los datos se analizaron ajustando a una distribución normal score.

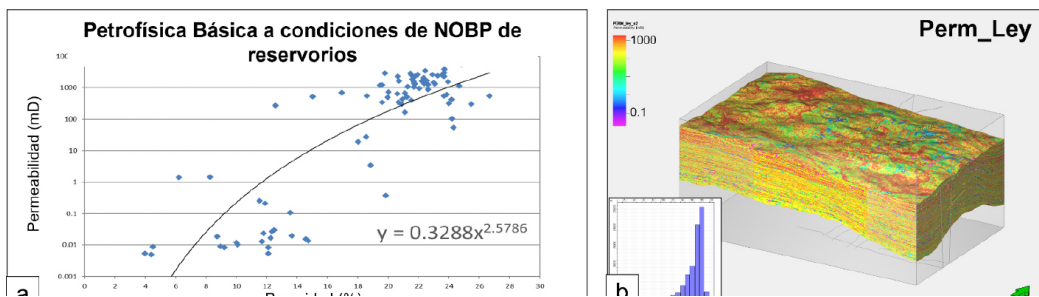


Figura 14. a. Gráfico K-Phi en donde se consideraron todos los datos a la función utilizada para el poblado de permeabilidad. b. Modelo de Permeabilidad Perm_ley a partir de una única ley K-Phi junto con histograma de distribución de los datos de la variable.

$$\text{Perm_Ley} \\ \text{PERM_ley} = 0.3288 * \text{Pow}(\text{X_PHIE} * 100, 2.5786)$$

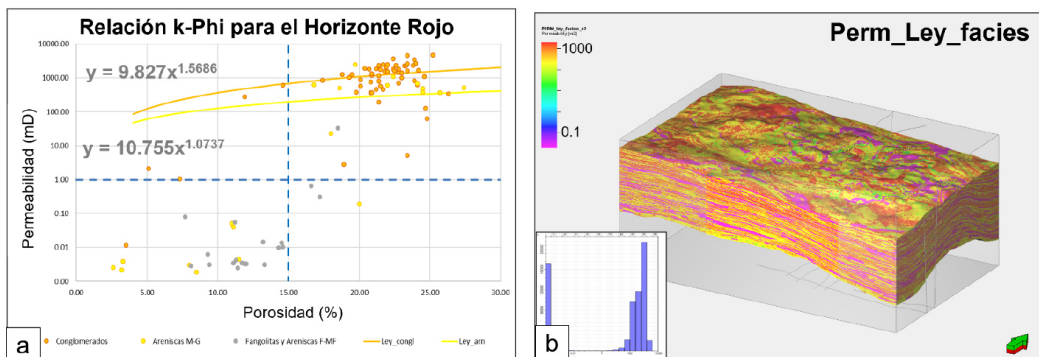


Figura 15. a. Gráfico de relación K-Phi por facies en el que se determinaron 2 leyes, una para las areniscas y otra para los conglomerados. b. Modelo de Permeabilidad Perm_ley_facies calculado a partir de la ley K-Phi considerando una ley para facies areniscas medias y gruesas y otra para los conglomerados y areniscas conglomerádicas, junto con histograma de distribución de los datos de permeabilidad.

Perm_Ley_facies
 $PERM_ley_facies = If (Litho < 3, 0, If (Litho = 3, 10.755 * Pow (100 * X_PHIE, 1.0737), 9.827 * Pow (100 * X_PHIE, 1.5686)))$

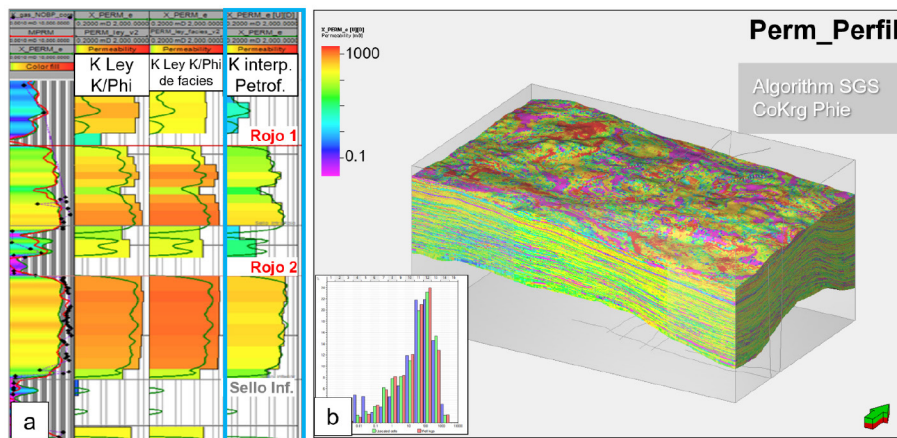


Figura 16. a. Curva interpretada de la permeabilidad comparada con los 3 modelos. b. Modelo de permeabilidad X_Perm junto con histograma de distribución de permeabilidad del modelo (barras azules), permeabilidad del escalado (barras verdes) y permeabilidad de los datos de perfiles (barras rosas).

Comparando los tres modelos se observa que el último es el que muestra mejor ajuste ya que honra los datos de corona y de resonancia.

En cuanto al modelado de fluidos, como en el área sólo el gas y el agua están presentes, se analizaron los contactos de estos fluidos para cada nivel. Se consideraron los ensayos de producción, control geológico y registros de perfiles de las capas de la Fm. Rayoso para determinar los límites gas/agua. Se estimaron los GDT (gas down to – gas más bajo comprobado) y WUT (water up to) para cada pozo.

Al sur del spiltpoint, se observa que pozos a igual posición estructural no se encuentran saturados en gas, por lo que se desestimó dicha zona como saturada en gas. Al igual que al este de la falla que separa en regiones diferentes al casquete con respecto al bloque este, quedando la mineralización concentrada en el alto del anticlinal (Fig. 17).

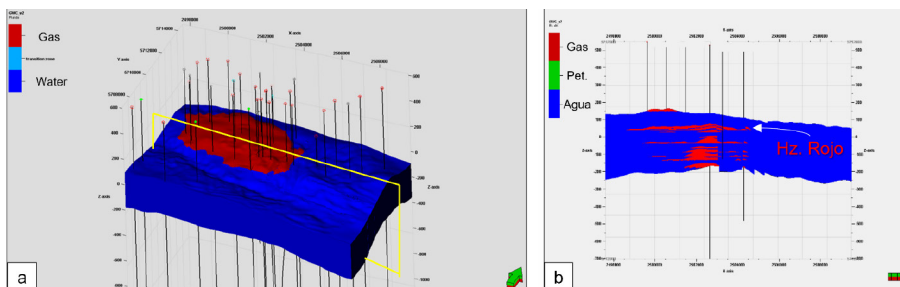


Figura 17. a. Modelo de fluidos, representando arealmente el casquete del Hz. Rojo. b. Reservorios mineralizados de la Fm. Rayoso (multicapa).

El modelado de Saturación de Agua (S_w) se generó a partir del modelado de permeabilidad a través de dos métodos: logarítmico (Fig. 18) y potencial (Fig. 19). En ambos casos se saturó con gas

sólo por encima del contacto para cada una de las zonas en las que está comprobada la producción de gas (por ensayo o PLT).

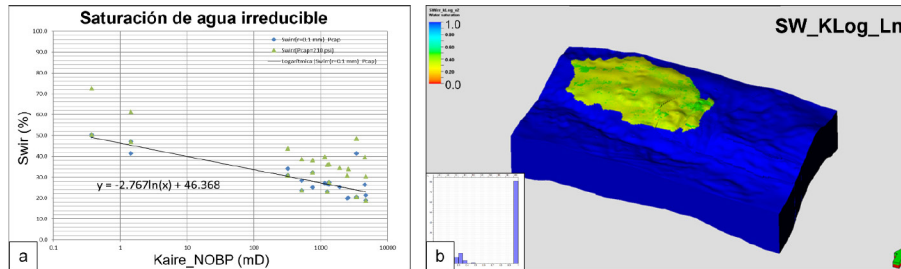


Figura 18. a. Gráfico de la relación logarítmica Perm-SWirr (Permeabilidad-Saturación de agua irreducible): datos de los ensayos de Purcell (inyección de mercurio) en puntos azules, datos de ensayo de estados restaurados (plato poroso) en puntos verdes. b. Modelo de saturación de agua calculado a partir del modelo de permeabilidad (X_PERM) junto con histograma de distribución de la SW en el Hz Rojo.

$$\begin{aligned} \text{SW_KLog_Ln} &= \text{If} (X_PERM < 0.1, 1, (-2.767 * \ln(X_PERM) + 46.368) / 100) \\ \text{SWirr_kLog_Ln} &= \text{If} (WOC = 0, \text{SW_kLog_LN}, 1) \end{aligned}$$

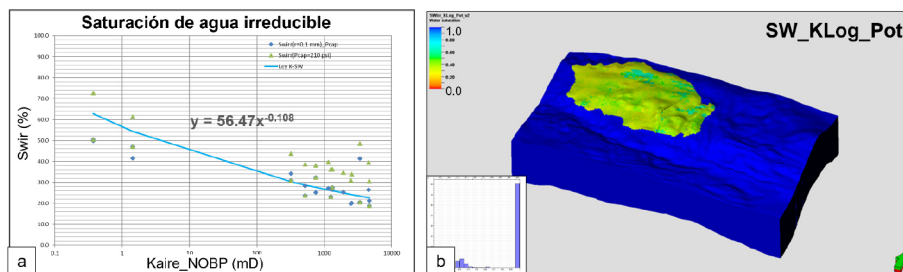


Figura 19. a. Gráfico de la relación potencial de Perm-SWirr (Permeabilidad-Saturación de agua irreducible): datos de los ensayos de Purcell (inyección de mercurio) en puntos azules, datos de ensayo de estados restaurados (plato poroso) en puntos verdes. b. Modelo de saturación de agua generado con el modelo de permeabilidad (X_PERM) junto con histograma de distribución de la SW en el Hz Rojo.

Finalmente, se completaron los cálculos volumétricos con el fin de proporcionar una estimación de los volúmenes de gas originales (OGIP). Se realizó una corrida volumétrica inicial (Caso Base) para la Fm. Rayoso teniendo en cuenta los parámetros a continuación:

Parámetros para el Análisis de Sensibilidad – Caso Base Rayoso					
Variable	Unidad	Mínimo	Medio	Máximo	Observaciones
NTG	m/m	0	-	1	Arenas Vsh<20%
Phie	Fracción	0.15	0.18	0.3	Cutoff Phie>0.15
Sw	Fracción	0.26	0.47	0.7	2 modelos condicionados por permeabilidad
Facies		Arena			No considerado
Bg	m³/m³	0.019	0.03	0.048	Cromatografía y presión del horizonte
GWC	m	147	-	-176	Según las zonas y regiones

Figura 20. Resumen de los valores grillados usados para el cálculo volumétrico del Caso Base para todo Rayoso.

Puntualmente para el Hz. Rojo 1 y Rojo 2 se hicieron 60 realizaciones equiprobables en el Uncertainty Workflow (Fig. 21). Para estas realizaciones se manejaron 3 variables:

- WGC para el Hz. Rojo entre 38 y 42.
- NTG con diferentes semillas, al modificar este se modifican: Litho, Phie y Perm que están atadas a las facies.
- *Cut Off* de Phie entre 12 y 15%, se utiliza en el cálculo el filtro de las celdas con porosidades por debajo de estos *cut off* como no reservorio.

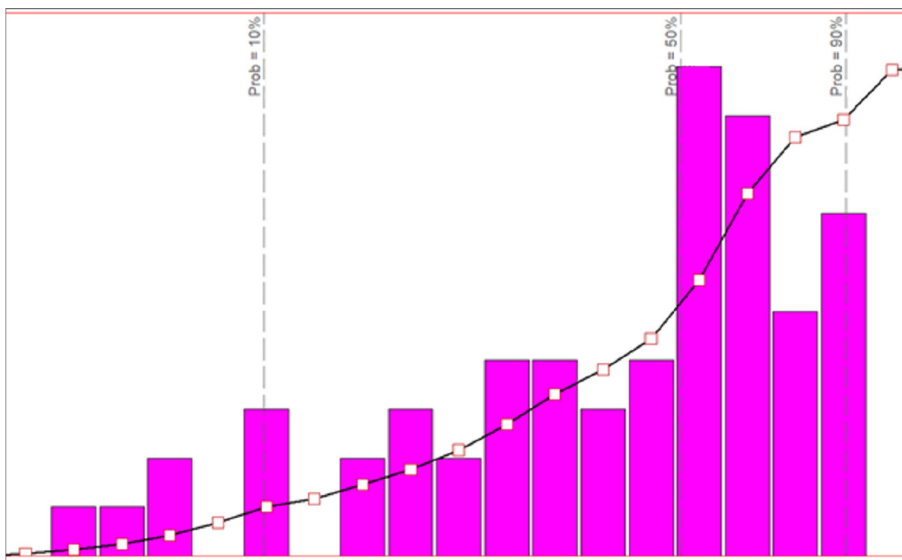


Figura 21. Histograma de distribución del volumen de gas original en el horizonte Rojo 1 y Rojo 2 calculado para 60 casos utilizando la sensibilidad a las variables.

Los nuevos cálculos volumétricos permitieron reducir el rango de incertidumbres. Adicionalmente, se observa que Rojo 2 presenta una cuarta parte del volumen total y se encuentra mayormente saturado en agua.

Finalmente, se realizaron mapas de espesor neto de gas para el Hz. Rojo 1 y en función de estos se ubicaron posibles locaciones para pozos inyectores/productores y monitores con 2 alternativas de distanciamiento entre pozos. A partir de estos se hizo un ranking de las ubicaciones que se utilizan como puntos de diseños para las alternativas.

Modelo Geomecánico

Con el fin de contribuir al análisis del Hz. Rojo como posible reservorio almacén, se confeccionó un modelo geomecánico cuyo objetivo fue caracterizar mecánicamente las rocas que componen el Hz. Rojo y su sello, y comprender el comportamiento de ambos niveles ante los ciclos de inyección-producción a los que se verían sometidos durante la operación del almacenamiento.

Para ello, en una primera instancia se realizó un modelo geomecánico 1D (análisis 1DMEM) con la información incorporada del plan de adquisición de datos. En función a los ensayos de mecánica de rocas, se determinaron las correlaciones entre los módulos dinámicos y estáticos permitiendo la estimación de las curvas estáticas del modelo. También se estimaron las magnitudes de los esfuerzos horizontales, calibrados con datos duros provenientes del nuevo pozo perforado. Según los resultados obtenidos, la columna estratigráfica se encuentra, principalmente, en régimen transcurrente, aunque en determinadas profundidades podría estar en régimen normal; además, la orientación del Esfuerzo Horizontal Máximo es en sentido E-O, en función a lo observado en la imagen de pozo. De esta manera se logró estimar y calibrar las curvas que componen al modelo, otorgándole mayor confiabilidad (Fig. 22).

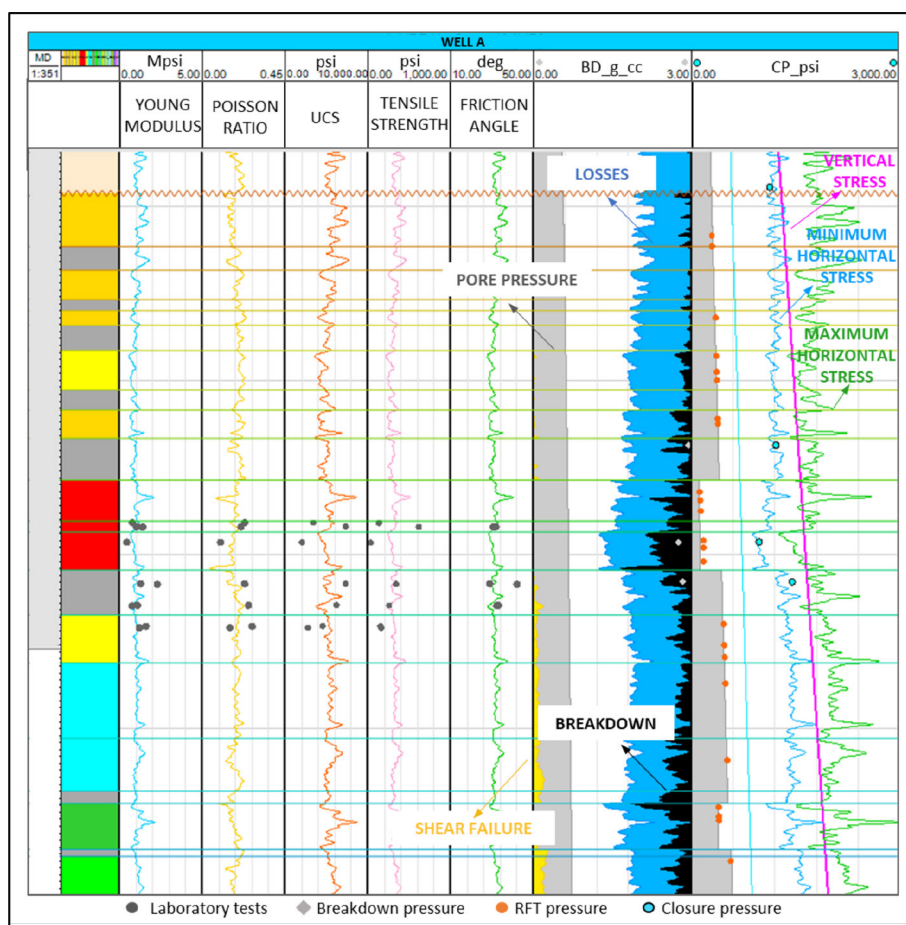


Figura 22. Magnitudes de esfuerzos estimadas y puntos de calibración utilizados para ajustar las curvas.

Para evaluar la posible reactivación de fallas preexistentes, se realizó un análisis comparativo de la envolvente de resistencia de tipo Mohr-Coulomb de fallas teóricas, asumiendo diferentes tipos de relleno según la literatura (arcillas, filosilicatos o cataclasita).

Utilizando la estimación actual de esfuerzos del modelo geomecánico 1D se graficaron los círculos de Mohr (semicírculo) correspondientes al estado inicial del reservorio (presión original) y estado depletado (presión actual) para el Hz. Rojo (Fig. 23a). Suponiendo un comportamiento elástico, al presurizar el reservorio uniformemente hasta la presión original, el reservorio y las fallas serían sometidos a esfuerzos ya experimentados por las mismas sin reactivación aparente. Además, comparando la distancia entre cada estado de esfuerzos (semicírculos) y cada uno de los criterios de falla planteados (rectas), se puede observar que en ambas condiciones están a una distancia similar de los criterios de falla y en estados de esfuerzos ya experimentados por el reservorio.

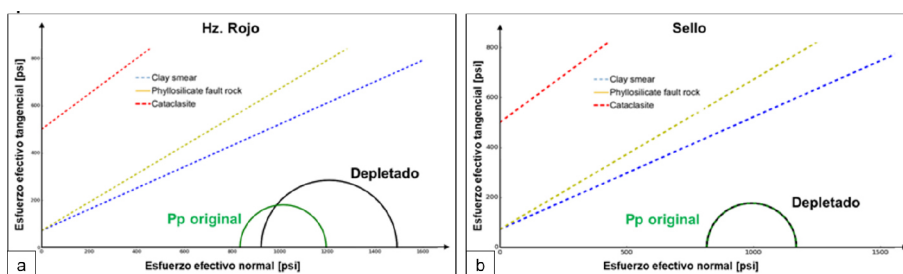


Figura 23. a. Círculo de Mohr para el Hz. Rojo para el estado actual depletado (línea negra) y para la presión original (línea verde). b. Círculo de Mohr para el Sello para el estado actual depletado (línea negra) y para la presión original (línea verde). Se observa que para ambos casos los criterios de falla teóricos se encuentran por encima de los círculos.

En el caso del sello, considerando un modelo 1D con presurización uniforme del reservorio, no se observan cambios en el estado de esfuerzos durante la depletación y presurización (Fig. 23b).

Para poder considerar efectos locales debidos a una presurización no homogénea, se realizó un modelo geomecánico 2D (análisis 2DMEM). Este modelo permite aplicar diferentes curvas de presurización partiendo del estado depletado y evaluar el impacto en las tensiones, tanto del reservorio como del sello, en función a la condición de presurización: muy heterogénea, medianamente heterogénea u homogénea.

Al graficar el estado de esfuerzos mediante diagramas de Mohr (Fig. 24), podemos observar que tanto el reservorio como el sello están por debajo del criterio de falla, incluso en la condición de presurización muy heterogénea, la cual resulta la más desfavorable.

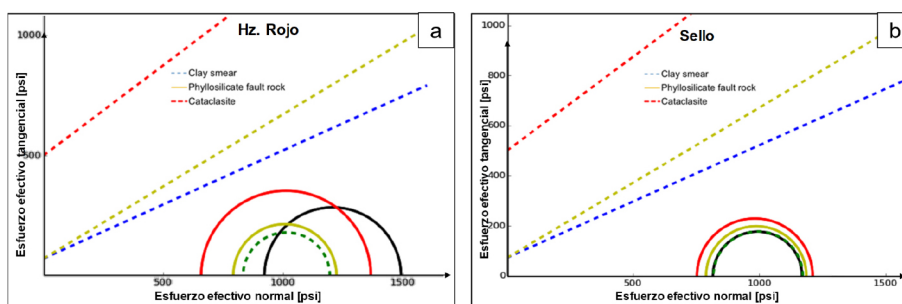


Figura 24. a. Diagrama de Círculo de Mohr para el reservorio a partir de los resultados del modelo 2D. b. Diagrama de Círculo de Mohr para el sello a partir de los resultados del modelo 2D. En ambos casos se analiza el estado de esfuerzos ante distinta presurización: muy heterogénea (semicírculo rojo), medianamente heterogénea (semicírculo amarillo) u homogénea (semicírculo verde). Estado depletado (semicírculo negro).

A partir del ensayo de ciclado diseñado pudo evaluarse si la roca experimenta algún tipo de degradación por la carga y descarga cíclica que implica la inyección y extracción de gas. Cada una de las muestras ensayadas fue sometida a ciclos de compresión-descompresión hasta cumplir un total de 1000 ciclos o llegar a la ruptura (lo que sucediera primero). En el caso de que la muestra no rompiera antes del número de ciclos estipulado, una vez concluido el ensayo de fatiga se la sometió a un ensayo de resistencia a la compresión para así poder calcular sus propiedades elásticas estáticas y de resistencia remanentes.

Todas las muestras completaron los 1000 ciclos sin mostrar signos de degradación notoria de sus propiedades. Una vez finalizado el ensayo se analizó la integridad de la muestra mediante microtomografía para luego volver a aplicar carga axial con confinamiento hasta llegar a la ruptura. La carga axial requerida para romper la muestra fue mucho mayor a la utilizada en los ensayos de ciclado (Fig. 25): en verde se observa el resultado de los 1000 ciclos de inyección-extracción y en azul las magnitudes de tensión y deformación necesarias para poder romper la muestra. Estos resultados indicarían que los ciclos de inyección-extracción no generarían deformaciones significativas sobre las rocas que comprenden el reservorio y el sello.

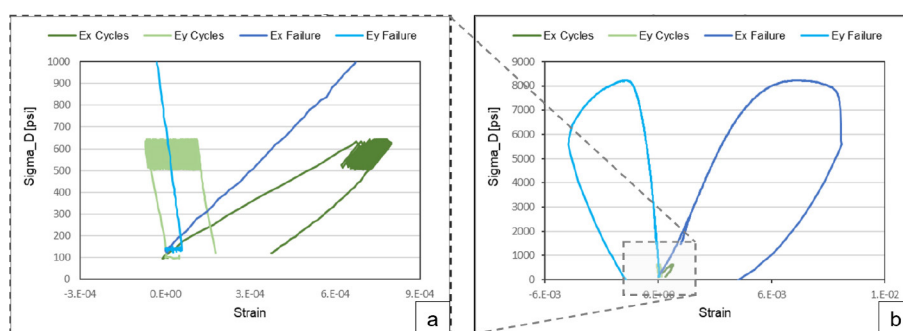


Figura 25. a. Resultados de la carga cíclica aplicada sobre muestra del Hz. Rojo (verde). b. Misma muestra llevada a rotura (azul).

Modelo Dinámico

El modelado dinámico se construyó con el objetivo de acotar las incertidumbres en las variables principales del reservorio, estimar rangos de volumen de gas in situ y evaluar diferentes estrategias de desarrollo para el ASGN. Luego podrá ser utilizado como una herramienta predictiva durante la operación del almacenamiento.

En una primera instancia, se realizó la revisión y actualización de la información disponible de la Fm. Rayoso, incluyendo datos de producción, presión e intervenciones de pozos, y estudios de balance de materia. Según el análisis de producciones y presiones (Fig. 26), se observa que el Hz. Rojo 1 es una de las secuencias más productivas de la Fm. Rayoso. El Hz. Rojo 2 muestra un grado de depletación diferente evidenciando una desconexión hidráulica parcial con Rojo 1.

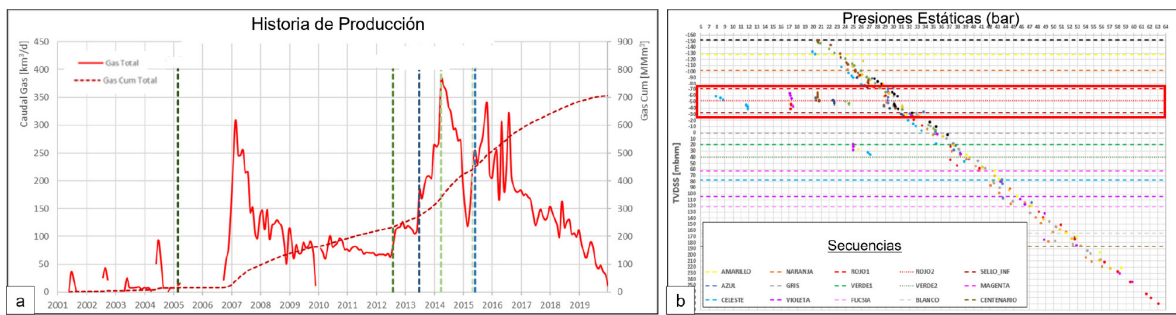


Figura 26. a. Producción de gas de la Fm. Rayoso. b. Evolución de los datos de presión estática por secuencia.

Por otra parte, se realizó la estimación del contacto de gas-agua inicial por secuencia en base a los resultados de los ensayos individuales de terminación y de reparaciones de los pozos, y al pronóstico mediante la interpretación de los perfiles sónico y densidad (para detectar el gas) y de las resistividades eléctricas (para determinar presencia de agua). En todos los casos se estimaron los GDT y los WUT ya que ninguno de los contactos iniciales de fluidos pudo ser visto en forma directa.

Como ejemplo se presenta el contacto gas-agua estimado para el Hz. Rojo 1 (Fig. 27). Además se observa el espesor neto de la secuencia junto con las líneas de contorno estructural al tope de la capa y se indican los fluidos estimados por ensayos y por perfiles.

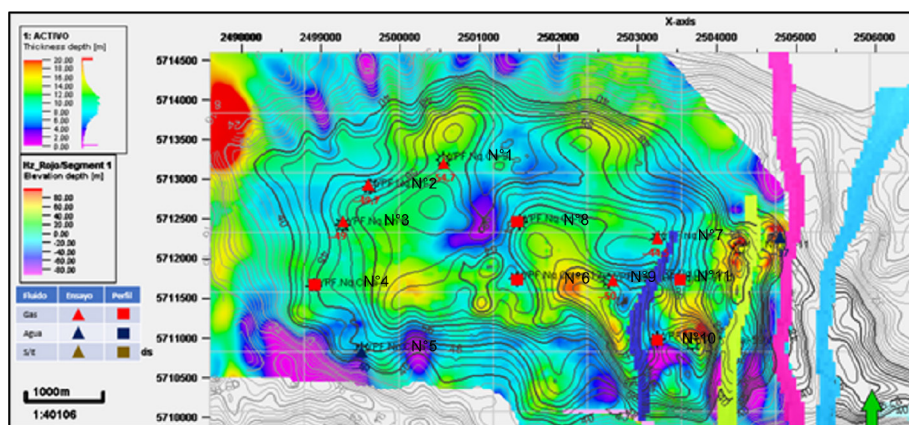


Figura 27. WGC inicial del Hz. Rojo 1. Se muestra el espesor neto de la secuencia, fallas principales, líneas de contorno estructural al tope de la capa, fluidos estimados por ensayos (triángulos), fluidos estimados por perfil (cuadrados) y tipo de fluido (gas en rojo, agua en azul y petróleo en marrón).

Los límites del modelo dinámico fueron establecidos en base a los definidos durante el workflow estático y, a fin de preservar las heterogeneidades del modelo estático, no se realizó ningún escalado sobre el dinámico. Los mapas de espesores netos de las diferentes secuencias muestran los límites estratigráficos, mientras que los límites estructurales de las fallas y *spill point* del sector sur muestran las discontinuidades en la acumulación de gas. Las fallas identificadas en

el área fueron consideradas como sellantes, a excepción de 2 de ellas que fueron consideradas comunicantes (fallas azul y amarilla), evidenciado por ensayos de interferencia y análisis de presiones llevados a cabo en el área.

Se incorporaron los nuevos análisis petrofísicos básicos y especiales obtenidos de los datos de la nueva corona. Especialmente en lo referente a las leyes de permeabilidad, permeabilidades relativas con sus puntos extremos, presiones capilares y compresibilidad de la formación. La distribución de la calidad de roca (porosidad, permeabilidad y saturación de agua irreducible) se estimó a partir de los datos de la corona y de la interpretación de perfiles para cada uno de los pozos, contribuyendo al modelo integral.

Se realizó un ajuste histórico de los fluidos y de las presiones estáticas y dinámicas de todos los pozos que presentan datos, obteniéndose un Caso Base de ajuste calibrado a partir del cual se realizaron análisis de sensibilidades y de incertidumbres. Este procedimiento se realizó para todo el volumen del almacenamiento (Fig. 28a), para cada Horizonte (Fig. 28b) y para cada pozo (Fig. 29).

La evolución de la presión estática promedio de cada nivel se ajustó con las presiones estáticas provenientes de los datos obtenidos con ensayador de formación referenciados al datum del WGC respectivo (no se incluyeron para estos análisis los gradientes estáticos). El ajuste alcanzado es fruto de la asignación automática que realiza el simulador numérico a partir de las hipótesis mencionadas para el ajuste histórico del Caso Base.

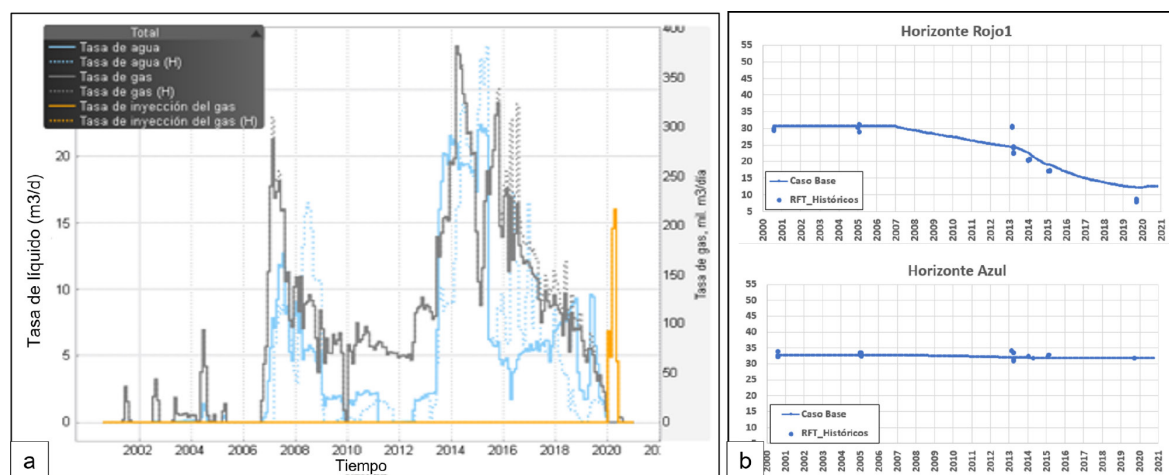


Figura 28. a. Ajuste histórico global de fluidos del Caso Base: producción de gas (gris), producción de agua (celeste). Datos observados (línea punteada), datos simulados (línea llena). b. Ejemplo de ajuste histórico sectorial de las presiones estáticas por nivel del Caso Base: mediciones de presión con ensayador de formación en puntos referenciados al datum del WGC del nivel respectivo.

A nivel local, se realizó el ajuste de los perfiles de ensayos de presión y producción para cada pozo obteniéndose buenos resultados, tal como se observa a continuación.

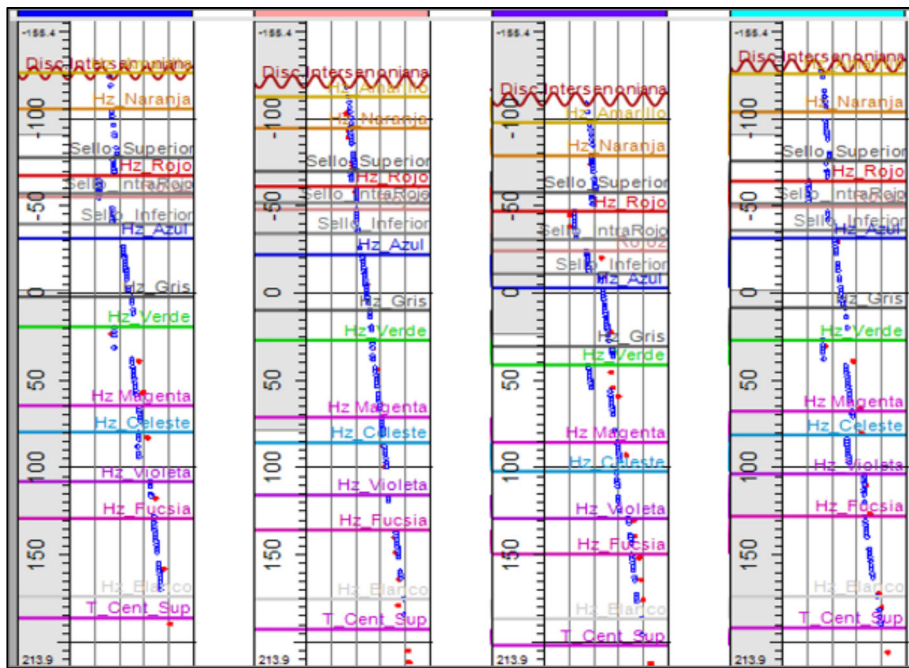


Figura 29. Ajuste histórico local de la presión estática de los pozos con datos ensayador de formación: datos de ensayos (puntos rojos), datos simulados (azul).

Luego del ajuste histórico del Caso Base se obtuvo una nueva volumetría para el Hz. Rojo. La principal zona productiva corresponde al Hz. Rojo 1, la cual domina el comportamiento de la presión promedio, y en menor medida al Hz. Rojo 2 que está más afectado por el contacto gas/agua.

La nueva información incorporada durante el plan de adquisición, junto con la integración con el flujo de trabajo del modelado estático aplicados a la calibración en la distribución de fluidos y el ajuste histórico de presiones, permitió mejorar el modelo dinámico 3D reduciendo las incertidumbres acarreadas de estudios anteriores. Esto queda evidenciado observando la variación del gas in place por secuencia para el modelo inicial y actual (Fig. 30).

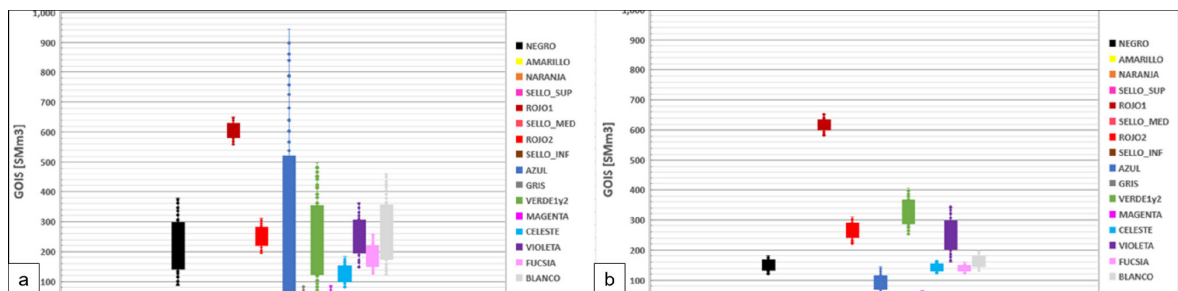


Figura 30. Estimación de gas in place (GOIS) por secuencia: a. Modelo inicial. b. Modelo actual.

El modelado dinámico 3D es una buena herramienta para definir el mejor escenario de desarrollo para el ASGN. Esto puede lograrse mediante la comparación de simulaciones estocásticas predictivas de producción e inyección. Por ello, se plantearon distintas alternativas de desarrollo basadas en un ranking de locaciones de pozos con diferentes distanciamientos en función a los mapas de *Net to Gross* del Hz. Rojo 1 obtenidos del modelo estático, las terminaciones y su eficiencia como inyector/productor en el proceso de almacenamiento (Fig. 31). Las mejores locaciones se ubican en las zonas de alto espesor en la parte central de la burbuja de gas y van empeorando hacia los bordes.

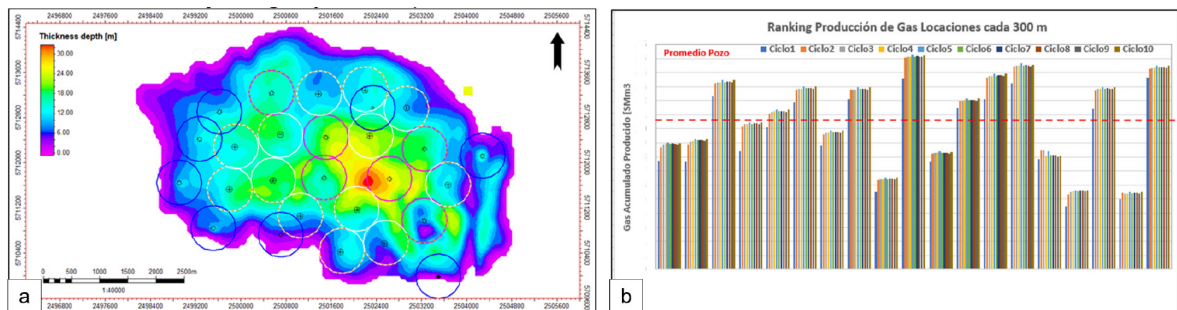


Figura 31. a. Alternativa de desarrollo de ASGN. b. Ranking de producción de gas de pozos por ciclo para un distanciamiento de locaciones con un radio de 300 m.

Posteriormente se diseñaron escenarios para mantener un caudal de producción constante objetivo variando el número de pozos, las estrategias de inyección y las presiones dinámicas. Luego se analizó el impacto de estos parámetros sobre el volumen del *Working Gas* (volumen operativo del ASGN). Los resultados de la simulación muestran mayores volúmenes en los escenarios con menor presión dinámica de producción y mayor presión de inyección respecto del Caso Base (Fig. 32a).

Finalmente, se plantearon escenarios para analizar la duración del tiempo de mantenimiento de un caudal constante de producción de gas (*plateau*), variando la presión mínima de producción. Los resultados muestran que a menor caudal de gas y menor presión dinámica de producción se obtienen mayores tiempos de producción constante así como también mayores volúmenes de *working gas* (Fig. 32b).

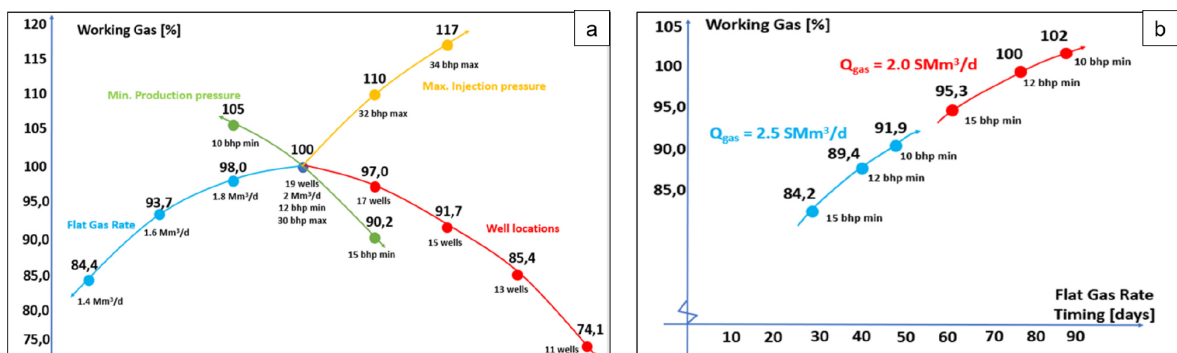


Figura 32. a. Sensibilidad al *Working Gas* de los primeros escenarios planteados. b. Sensibilidad al *Working Gas* según días de mantenimiento de caudal de producción constante.

Es de importancia mantener actualizado el modelo integral con los datos de producción, inyección y presiones tanto de los pozos inyectores/productores como de los monitores para poder contar con un modelo de alta capacidad predictiva.

CONCLUSIONES

Se realizó un modelado 3D integrado de un sitio potencial a ser convertido a Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural (ASGN) en Cuenca Neuquina. El reservorio seleccionado corresponde al Horizonte Rojo (Hz. Rojo), una de las capas gasíferas de la Formación Rayoso. El análisis del reservorio y del sello se abordó desde una perspectiva multidisciplinaria, involucrando la construcción y calibración de modelos estático, geomecánico y dinámico, sustentados por la información adquirida en un plan de adquisición de datos elaborado para tal fin.

El modelo estático permitió obtener una representación simplificada del subsuelo a través de la caracterización de las rocas que componen el reservorio y el sello y el análisis de las estructuras presentes en el área. Durante este proceso, la interpretación del Hz. Rojo fue refinada, identificando dos niveles arenosos Rojo 1 y Rojo 2, separados por un sello (Intrarrojo) que actúa como barrera parcial entre ambos reservorios. Luego del modelado estructural y de propiedades, se realizaron cálculos volumétricos y mapas de espesor neto de gas para ambos niveles del Hz. Rojo. Los análisis del modelo estático fueron utilizados como input para las simulaciones dinámicas.

Mediante el análisis geomecánico 1D y 2D del proceso de inyección-producción se obtuvo los estados tensionales a los cuales estarían expuestos el reservorio y el sello, quedando por debajo de los posibles criterios de falla para fallas preexistentes, y muy por debajo de la resistencia de la roca intacta. De los resultados obtenidos durante el ensayo de ciclado, se puede inferir que la deformación producto de la inyección-producción es poco significativa tanto en el sello como en el Hz. Rojo.

A través del modelado dinámico, luego del ajuste histórico a nivel global, sectorial y local, se obtuvo una nueva volumetría para el Hz. Rojo. La principal zona productiva corresponde al Hz. Rojo 1, mientras que el Hz. Rojo 2 se ve más afectado por el contacto gas/agua. La nueva información incorporada en el plan de adquisición de datos, sumado a la integración de los flujos de trabajo estático y dinámico, permitió mejorar el modelo 3D reduciendo así las incertidumbres del modelo inicial. Por otro lado, el modelo dinámico fue empleado para definir el mejor escenario de desarrollo para el almacenamiento, mostrando mejores resultados en aquellos casos con menor presión dinámica de producción, mayor presión de inyección y menor caudal de extracción.

La integración de los modelos de subsuelo permitió evaluar las propiedades del reservorio, el sello y la trampa, y estudiar el posible comportamiento de las rocas y los fluidos durante la operación del almacenamiento, reduciendo incertidumbres acarreadas de modelos anteriores.

Según los resultados obtenidos, se concluye que el Horizonte Rojo y su sello cumplen con los requisitos técnicos de subsuelo para ser convertido a un Almacenamiento Subterráneo de Gas Natural.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Amaefule, J., 1993. Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells. SPE 26436, p 205-220, Texas.
- Asensio M., 2017. Modelo geológico de la Fm. Centenario en la plataforma noroccidental Neuquina. YPF S.A. Informe Inédito, Mendoza.
- Barros P., Campos H., Pedersen G., Plink-Bjorklund P., Moscariello A. y Morettini E., 2016. New insights into the cretaceous Rayoso Formation: a regional overview of a large fluvial fan and implications for reservoir prediction. AAPG ACE, Calgary.
- Cabaleiro, A., Cazau, L., Lasalle, D., Penna, E. y Robles, D. 2002. Los reservorios de la Formación Centenario. Simposio de Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 407-425., Mar del Plata, Argentina.
- Cain, W. M., 1989. Reservoir Fluid Property Correlations-State of the Art. SPE Reservoir Engineering 18571, p. 266-272.
- Cain, W. M., 1990. The Properties of Petroleum Fluids 2nd Edition. PennWell Books, Tulsa.
- Carlson, M., 2003. Practical reservoir simulation: using, assessing, and developing results. PennWell. Tulsa.
- Cristallini, E., 2004. Panorama estructural de la región de Sierra Barrosa., YPF S.A. Informe Interno, Buenos Aires.
- Hawkins, B. C., 1991. Applied Petroleum Reservoir Engineering: 2nd Edition. Prentice Hall, New Jersey.
- Maretto, H. y Sattler, F., 2014. Entrampamiento en la Fm. Rayoso en el engolfamiento y la plataforma nororiental de la cuenca neuquina. Una síntesis práctica de un modelo prospectivo exitoso. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG. p. 39. Mendoza, Argentina.
- Marteau, M., 2002. Los reservorios de la Formación Rayoso Cretácico Inferior (Barremiano- Aptiano), Cuenca Neuquina – Argentina. Simposio de Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p. 511-528. Mar del Plata, Argentina.
- Pángaro, F., A. T. Melli, P. Malone, M. Cevallos, A. Soraci, A. Mosquera y Hyung, J. K., 2005. Modelos de Entrampamiento de La Dorsal De Huinacul, Cuenca Neuquina, Argentina. Las trampas de hidrocarburos de las cuencas petrolíferas argentinas. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Actas 331-356. Mar del Plata, Argentina.
- Ponce J., Zavala C., Marteau V. y Drittani D., 2002. Análisis estratigráfico y modelo paleoambiental para la Fm Rayoso (Cretácico Inferior) en la Cuenca Neuquina, Pcia. del Neuquén. XV Congreso Geológico Argentino. Artículo 235. El Calafate, Argentina.

- Rodriguez, J.J. y Santistevan P., 2001. Diadema Project – Underground Gas Storage In A Depleted Field, In Patagonia, Argentina. SPE 69522. Buenos Aires, Argentina.
- Scheuber, E., Bogdanic, T., Jensen, A., y Reutter, K.-J., 1994. Tectonic development of the North Chilean Andes in relation to plate convergence and magmatism since the Jurassic. In Reutter, K.-J., Scheuber, E., Wigger, P.J. (eds.) *Tectonics of the Southern Central Andes, Structure and evolution of an active continental margin*, p. 121-139, Springer-Verlag.
- Sibson, R., 1995. Selective fault reactivation during basin inversion: potential for fluid. *Geological Society London Special Publications* 88, p. 3-19.
- Somoza, R., 1998. Updated Nazca (Farallon)–South America relative motions during the last 40 My: implications for mountain building in the central Andean region. *Journal of South American Earth Sciences*, 11, p. 211–215.
- Tiab, D., 2004. *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Elsevier, Oxford.
- Zavala C. y Ponce J. 2011. La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén, Argentina.