

## Trabalho 51

### **Paradigmas del Funcionamiento de un Almacenamiento Subterráneo de Gas**

(Paradigms of Underground Gas Storage Operation)

***Autores:***

Patricia Bonoris – Rodolfo Vizcarra – Jorge Buciak

***Empresa:***

Compañías Asociadas Petroleras S.A.

## **1. Introducción**

En enero de 2001 se puso en marcha un almacenamiento subterráneo de gas en el Yacimiento Diadema (Prov. del Chubut, Argentina). La comprensión de su funcionamiento se logró a través de la integración de la interpretación de sísmica 3D y de la simulación dinámica.

El problema inicial a resolver fue que el modelo estático del cual disponíamos no permitía reconstruir, convenientemente, la historia original de producción de gas del reservorio. Por lo tanto, no era factible lograr un entendimiento de su funcionamiento en inyección-producción; esto también imposibilitaba proponer ampliaciones significativas.

Era evidente que si no rompíamos los paradigmas establecidos no íbamos a poder solucionar el problema planteado. Por tal motivo, convocamos para el estudio a profesionales que carecían de preconceitos sobre el tema a resolver. La modalidad de trabajo consistió en dejar que los especialistas en geofísica y geología efectuaran su interpretación en forma aislada, al igual que los profesionales que realizaban el análisis de la simulación dinámica; luego, en una segunda etapa, se produjo la integración de estas ciencias para llegar a un entendimiento acabado sobre el funcionamiento del reservorio.

El resultado final fue satisfactorio, se obtuvo una comprensión del almacenamiento muy diferente a la original. Como ejemplos se pueden mencionar: las fallas que se suponían sellantes en la evaluación inicial fueron reemplazadas por un sistema de fallas abiertas; también se manifestó que el contacto de agua hacía las veces de una barrera de baja permeabilidad. Esto último se explica porque para presiones bajas el reservorio se comporta como de reducida extensión, en cambio para presiones más importantes el contacto de agua se desplaza y de esta manera el cambio de transmisibilidades permite suponer que el reservorio incrementa su extensión areal de manera significativa.

En conclusión, esta comprensión final permitió sentar bases sólidas para triplicar la posibilidad del almacenamiento inicial previsto. En este trabajo presentaremos la información inicial disponible y el proceso de adquisición de conocimiento que ayudó a la consolidación del proyecto.

## **2. Desarrollo del Trabajo**

### **2.1 Objetivos del Estudio**

El objetivo principal del estudio fue determinar para el Almacenamiento Subterráneo de gas el *Volumen Útil Actual* y el *Volumen Útil Máximo* de operación, así como también disponer de una interpretación aceptable que permitiera calcular las inversiones necesarias para llegar a ese Volumen Útil Máximo.

### **2.2 Comentarios Generales – Ubicación Geográfica**

El Yacimiento Diadema está ubicado a 27 Km al noroeste de la Ciudad de Comodoro Rivadavia - Provincia del Chubut - República Argentina. En el Adjunto Nro. 1 se observa la ubicación del área con los gasoductos principales; el proyecto se desarrolla en la parte Norte del área mencionada.

A finales del año 2000 se confeccionó un acuerdo entre CAPSA y Repsol-YPF por el cual CAPSA cedía un reservorio de gas depletado a Repsol-YPF hasta un volumen útil de operación y por un plazo determinado; tomando esta última la operación de ese reservorio con la única finalidad de utilizarlo como almacenamiento subterráneo de gas. En contrapartida Repsol-YPF se comprometía a entregar un volumen diario de gas a CAPSA para el consumo de su operación.

El gas que se inyecta en el reservorio proviene de yacimientos propiedad de Repsol-YPF ubicados en el sur de la República Argentina, es transportado por el Gasoducto General San Martín y la distribuidora Camuzzi hasta llegar a una vinculación final que lo lleva a la parte Norte del área. La presión en el punto de entrega de Camuzzi es de aproximadamente 50 Kg/cm<sup>2</sup>, presión a la cual se inyecta. Durante el período de producción, la presión debe ser incrementada para entrar en condiciones en la distribuidora. En el Adjunto Nro. 2 se observa con más detalle la ubicación de los puntos principales.

El objetivo del almacenamiento es suministrarle gas durante los meses de invierno a Comodoro Rivadavia y así permitir que el volumen excedente sea transportado por el Gasoducto San Martín a la Provincia de Bs. As. Hasta la fecha se ha suministrado gas a Comodoro Rivadavia durante dos períodos invernales en forma continua.

### **2.3 Descripción del Reservorio**

El reservorio en cuestión está ubicado en la cuenca del Golfo San Jorge y se denomina Banco Verde (Formación Salamanca) , es un monoclinal controlado por fallas directas que separa al yacimiento en una serie de bloques (al menos esto es lo que creíamos inicialmente). La columna estratigráfica de la formación en estudio se presenta en el Adjunto Nro. 3

La profundidad promedio del reservorio es de aproximadamente 640 mbbp (metros bajo boca de pozo) correspondiente a 160 mbnm (metros bajo el nivel del mar). La unidad Banco Verde se encuentra representada por un paquete de areniscas con intercalaciones arcilíticas de unos 20 m de espesor total, corresponden a un ambiente estuárico.

El reservorio Banco Verde es un yacimiento semiagotado de gas con una presión original (antes de empezar la producción) de  $25 \text{ kg/cm}_{\text{abs}}^2$  a 160 mbnm, con un acuífero de empuje pasivo cuyo contacto inicial se ubicaba en 180 mbnm.

Las primeras perforaciones, en el Cateo O, datan del año 1930, efectuándose la explotación del reservorio de gas entre los años 1940 y 1950. La acumulada de gas total en el reservorio Banco Verde fue de aproximadamente 400 Millones de  $\text{m}^3$ .

En la tabla siguiente se detallan algunas características petrofísicas del Banco Verde, la información petrofísica fue consolidada con una corona obtenida durante la perforación del pozo I-161, con la cual se ajustaron los puntos extremos y la curva de permeabilidad relativa. Originalmente, el yacimiento era de gas seco sin prácticamente  $\text{CO}_2$  o gases inertes.

|                                 |        |
|---------------------------------|--------|
| Porosidad promedio              | 33 %   |
| Permeabilidad absoluta promedio | 400 md |
| Espesor permeable promedio      | 15 m   |
| Saturación de agua              | 35 %   |

## 2.4 Evolución de la Inyección-Producción de gas del Almacenamiento

La inyección de gas en forma continua comenzó en enero de 2001, anteriormente a esta fecha hubo un período de pruebas donde se efectuaron ensayos que permitieron realizar análisis preliminares. En el gráfico del Adjunto Nro. 4 se presenta la historia de inyección y producción de gas desde el comienzo del almacenamiento, en el mismo se puede observar la acumulada de gas inyectado retenido en cada momento en el reservorio.

En el gráfico se destaca que la inyección máxima alcanzada fue de 0,9 Millones de  $\text{m}^3/\text{día}$ , en tanto que la producción máxima llegó a 0,6 Millones de  $\text{m}^3/\text{día}$ . Durante el período de invierno de 2003 se extrajo un promedio de casi 0,5 Millones de  $\text{m}^3/\text{día}$  de gas. El volumen máximo inyectado retenido en el reservorio fue de 286 Millones de  $\text{m}^3$  en abril del 2003, al 30 de septiembre del mismo año la acumulada de gas inyectado retenido fue de 210 Millones de  $\text{m}^3$ .

A septiembre de 2003 el número de pozos inyector-productores era de 7, siendo 12 los pozos de monitoreo. En el mapa del Adjunto Nro. 5 se observa la ubicación de estos pozos, los cuales se encuentran superpuestos arealmente con proyectos de recuperación secundaria y pozos de primaria en explotación (de niveles profundos).

## 2.5 Seguimiento de Presiones y Ensayos

Al comienzo de la inyección en el Cateo O, se había documentado una presión inicial de aproximadamente  $8 \text{ kg/cm}_{\text{abs}}^2$ . Como referencia, al culminar el ciclo de inyección en mayo de 2003, la presión al mismo nivel de referencia fue de  $25 \text{ kg/cm}_{\text{abs}}^2$ , similar a la presión original.

Se destacan a continuación las siguientes mediciones de presión y los ensayos realizados:

El ***seguimiento de las presiones de boca de pozo*** se efectúa prácticamente en forma diaria tanto en los pozos inyector-productores, como así también en los pozos de monitoreo; realizándose ***gradientes estáticos*** en los pozos ubicados en el contacto de agua. Estas mediciones permiten monitorear en forma continua la evolución de la presión durante el llenado y vaciado del reservorio. A modo de ejemplo, en el Adjunto Nro. 6 se presenta la evolución de presiones del pozo O-8 en los tres ciclos de inyección-producción.

Los ***ensayos de inyektividad*** a diferentes caudales con su posterior recuperación de presión, ayudaron a definir caudales y presiones de inyección, como así también factores de daño de la formación, radios de investigación, determinación de fallas y barreras de baja permeabilidad.

Los ***ensayos de producción*** por orificios crecientes y con su recuperación de la presión final permitieron definir la cantidad de pozos productores necesarios y las fórmulas características para cada pozo. Como ejemplo el caudal absoluto del pozo O-11 dio 500 Mil m<sup>3</sup>/día.

Se efectuaron ***ensayos de interferencia*** con la finalidad de establecer la comunicación de los niveles permeables entre los pozos involucrados. A modo de ejemplo en la prueba realizada en el pozo O-11, se observó que la transmisibilidad entre el O-11 y el O-15 fue 100 veces mayor a la transmisibilidad entre el O-11 y O-9. El ensayo fall-off presentó una permeabilidad efectiva al gas de 630 md, mostrando una fractura de 19 m de largo, extendiéndose a 30 m con una inyección del doble del caudal inicial (300 Mil m<sup>3</sup>/día), la conductividad de la fractura fue de 75 Mil mdft. La fractura en estas condiciones es beneficiosa al permitir mayores caudales con menores presiones de admisión.

## 2.6 Observaciones efectuadas durante la inyección de gas:

En la ***primera etapa de inyección*** desde enero a mayo de 2001 se inyectaron 45 Millones de m<sup>3</sup> de gas; inicialmente la inyección se efectuó en 3 pozos (O-10, O-11 y O-15) acondicionados para esta finalidad, los mismos están ubicados en el bloque estructural central del Cateo O (Zona XI). En el Adjunto Nro. 7 se presenta el mapa estructural inicial con la ubicación de los distintos bloques. Según esta interpretación este bloque debería estar delimitado por las fallas denominadas B y C.

Debido a esta inyección se observó un incremento significativo de la presión en todos los pozos ubicados en el Bloque XI, un leve aumento de presión en el pozo O-34 ubicado en el Bloque VII, y también en los pozos de monitoreo I-12 e I-45, ubicados al sur de la falla A. En tanto que el pozo de monitoreo O-35 (Bloque XII) ubicado al norte de la falla C no evidenció ningún tipo de incremento en la presión.

Por los datos obtenidos durante este primer ciclo de inyección se podría inferir que existiría una comunicación entre los Bloques XI y VII (Sur de la falla B) y entre los Bloques VI y VII (Sur de la falla A) y que hacia el norte de la falla C, durante este período de inyección, no se detectó una vinculación entre bloques.

Otro hecho significativo se observó en el pozo de monitoreo O-8, el gradiente inicial medido en este pozo mostraba una columna de agua, pero al incrementarse la presión el mismo se gasificó como consecuencia del descenso del nivel de agua en la estructura.

Posteriormente, debido a estas conclusiones se decidió extender el área de inyección-producción al cateo I, para lo cual se acondicionaron los pozos I-22 e I-12 como inyectores, y se perforaron dos pozos el I-160 y el I-161.

La **segunda etapa de inyección** fue de agosto de 2001 a mayo de 2002, llegándose a un volumen acumulado de inyección de gas de 223 Millones de m<sup>3</sup>. En el cateo H se observó un incremento de presión en el pozo de monitoreo H-10; contrariamente, el pozo de monitoreo H-13 nunca registró aumento alguno.

Debido a los datos obtenidos en esta segunda etapa, se pudo inferir que el nivel de agua en el contacto evidenció un corrimiento de unos 10 m. Además se observó una continuidad manifiesta entre los bloques: XI, VII, VI y V. Los pozos de monitoreo H-13 y O-38 hasta la fecha no evidenciaron incremento en la presión.

En la **tercera etapa de inyección** que fue de octubre del 2002 a abril de 2003, se pudieron confirmar las hipótesis presentadas; en esta etapa se repitió prácticamente el ciclo de inyección anterior.

## 2.7 Interpretaciones efectuadas:

Se decidió profundizar el estudio debido a dos factores: primero debíamos auditar el Volumen Útil de operación pactado (100 Millones de m<sup>3</sup>) que Repsol-YPF estaba utilizando y segundo, como consecuencia del buen funcionamiento del almacenamiento, se presentaba como muy conveniente ampliar dicho Volumen Útil.

Para esto efectuamos una interpretación utilizando el cubo sísmico obtenido en el área Diadema (sísmica 3D registrada en octubre de 1999). Los parámetros básicos de esta registración fueron los siguientes: distancia entre líneas de fuentes (vibradores) 240 m., distancia entre líneas de receptores 240 m., cobertura nominal 56 y un bin de 30 m x 30 m. Estos parámetros permitieron una estadística confiable en los niveles someros de esta interpretación, con la evaluación de esta información se avanzó en el conocimiento estructural sedimentario del área.

El atado tiempo profundidad para la interpretación de esta información se realizó con un cubo de velocidades generado para el área a partir de VSP, check shots y perfiles acústicos. Se trabajó con la migración después de suma y se interpretó un horizonte reflector sísmico coincidente con el Banco Verde. Se trata de un horizonte de buena continuidad lateral y un sistema de fallas que lo interrumpen, de fácil reconocimiento. Con esta interpretación se confeccionó un plano isócrono sísmico que fue el marco geológico del estudio posterior. La interpretación obtenida se presenta en el Adjunto Nro. 8, donde se observa claramente que las fallas A y B estaban abiertas.

El modelo utilizado para la simulación dinámica consta de un grillado de 100x56x1. Las dimensiones del mismo, expresadas en metros, son de 51x51, con un espesor permeable promedio de 16 m. Este modelo representa un reservorio de unas 1460 Hectáreas.

Cuando efectuamos la simulación dinámica, en una primera etapa, utilizamos el modelo inicial (Adjunto Nro. 7), en la etapa del History Matching debimos también suponer que las fallas eran inexistentes, llegando a conclusiones similares.

Finalmente, ya utilizando la última interpretación (Adjunto Nro. 8), volvimos a simular nuevamente el reservorio y logramos llegar a una interpretación que entendemos reconstituye la realidad en forma bastante ajustada.

Sólo a modo de ejemplo, en el Adjunto Nro. 9 se presenta el mapa de presiones a diciembre de 2000, a la misma fecha el mapa de saturaciones de gas se muestra en el Adjunto Nro. 10. Para abril de 2002 los mismos mapas se pueden observar en los Adjuntos Nro. 11 y 12, respectivamente.

Cuando se incrementa la presión ocurre un hecho bastante inusual, se produce el desplazamiento del contacto de agua hacia la parte baja de la estructura permitiendo la vinculación gas con gas entre los Bloques XI, VI y VII, produciéndose un incremento efectivo del reservorio y de las transmisibilidades.

Se destaca que el modelo dinámico actualmente responde en forma directa al incremento de la presión (etapa de llenado) y posterior reducción de la presión (etapa de vaciado); se comprueba así que para las presiones de trabajo el reservorio presenta condiciones de estanqueidad por demás satisfactorias.

Inicialmente, el Proyecto estaba orientado a dos reservorios Banco Verde y Glauconítico (ambos de la Formación Salamanca), dada esta interpretación vemos que no será necesario utilizar el reservorio Glauconítico, de esta manera se evitará la utilización de mayores colchones.

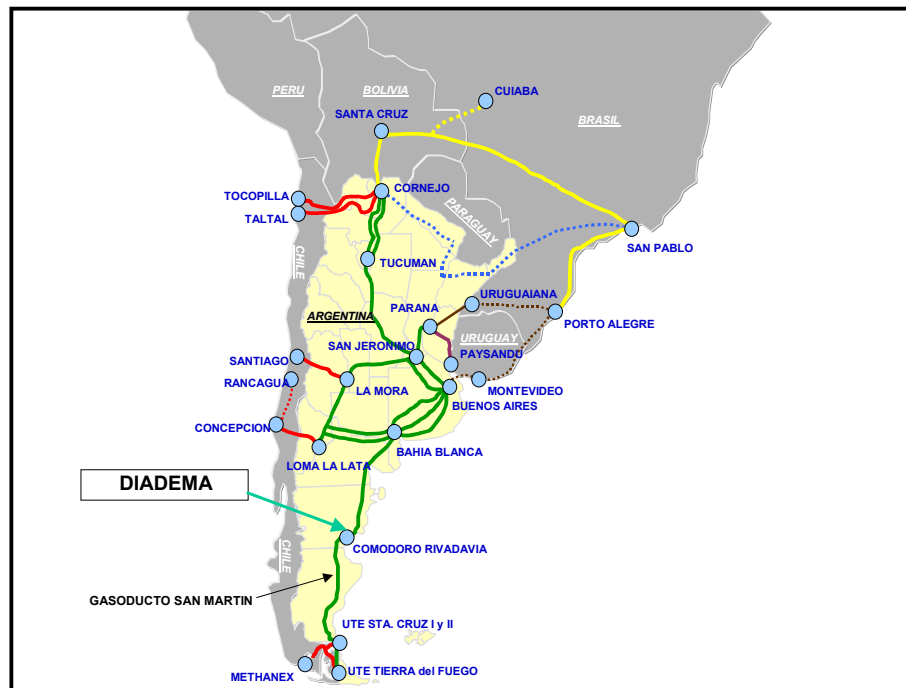
Finalmente, supusimos para los pronósticos de producción-inyección una ampliación hacia la zona denominada cateo H, que de acuerdo a la última interpretación, del otro lado de la barrera de baja permeabilidad, presenta características excelentes para ser utilizada dentro del almacenamiento. Con esta extensión, la incorporación de 8 pozos inyectores-productores y la reducción de  $3 \text{ kg/cm}^2$  en la presión de admisión, sería factible lograr triplicar la capacidad actual de almacenamiento. Otra alternativa evaluada fue la posibilidad de incrementar la presión máxima de trabajo. De resultar exitoso este hecho se podrían reducir las inversiones, pero antes de llevarlo a cabo se deben efectuar pruebas de campo.

### **3- Conclusiones**

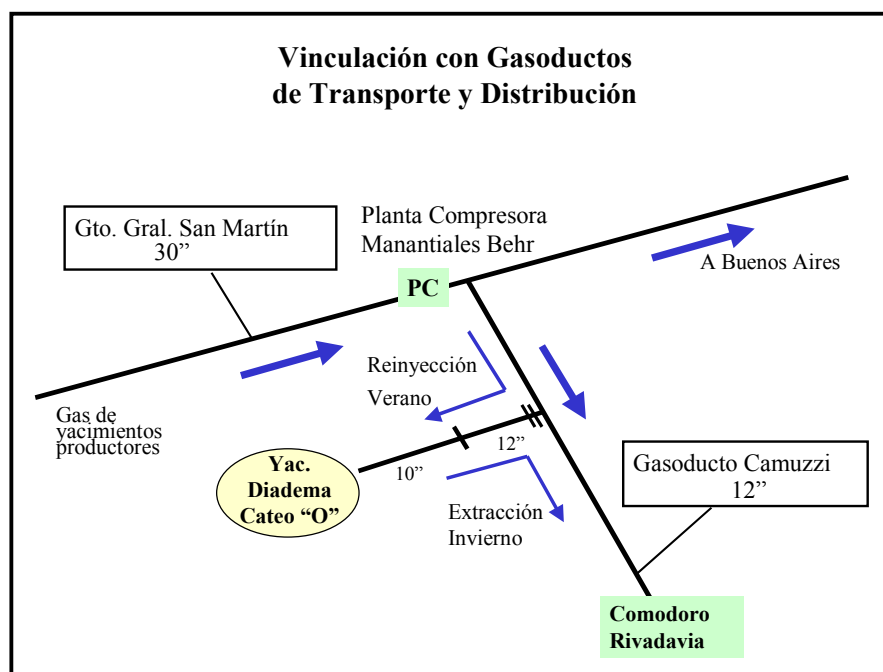
Entre las conclusiones más significativas se deben destacar:

- Mediante un estudio interdisciplinario hemos podido llegar a un grado de comprensión del funcionamiento del Almacenamiento que entendemos es ampliamente satisfactorio para cumplir con los objetivos inicialmente propuestos.
- El funcionamiento dinámico del reservorio está convenientemente modelado por la discretización efectuada con la simulación, con lo cual se está en condiciones de avanzar en futuras ampliaciones del proyecto de una manera precisa.
- El comportamiento del reservorio en cuestión, a las presiones de trabajo utilizadas, reúne condiciones óptimas de estanqueidad que le confieren características excepcionales.

- Finalmente, es factible incrementar el Volumen Útil Actual de operación de 100 Millones de  $m^3$  a un valor de 300 Millones de  $m^3$  con una mínima inversión.



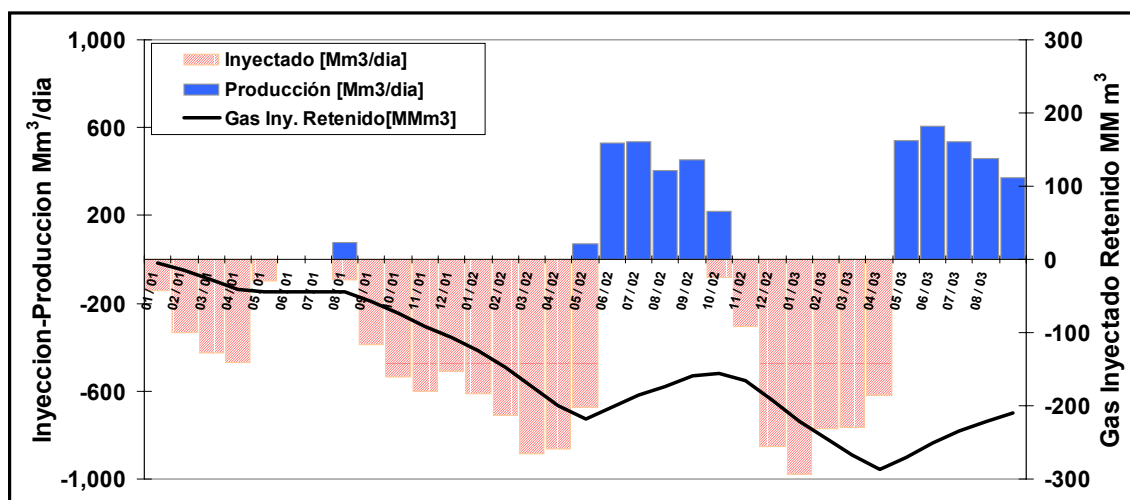
*Adjunto Nro. 1 Ubicación del área y Gasoductos Principales*



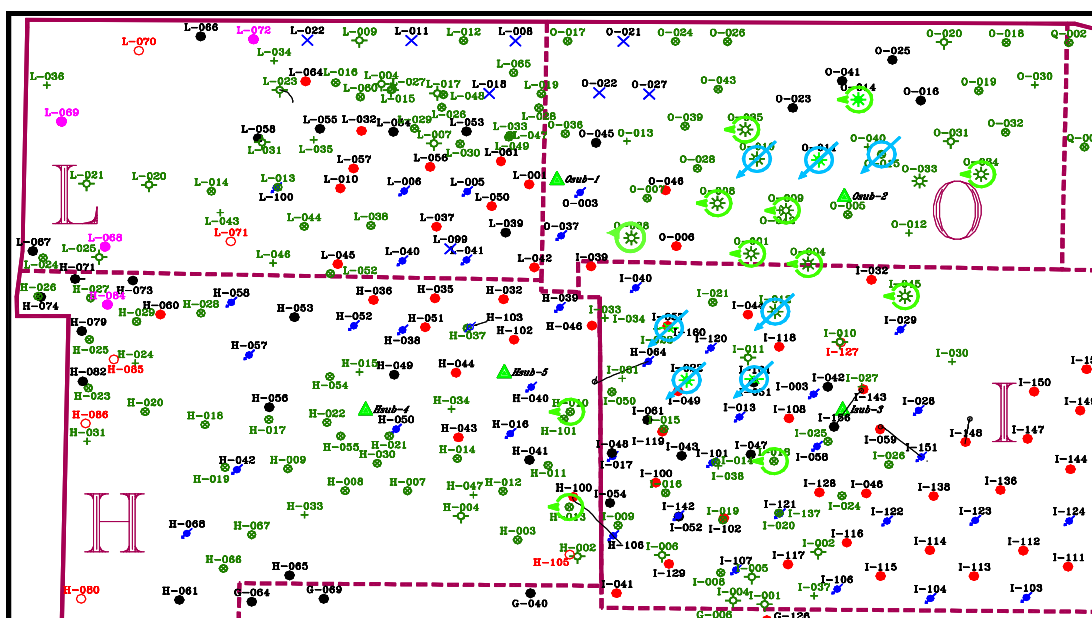
Adjunto Nro. 2 Esquema de los Puntos Principales.

| Formación            |  | Miembro           |
|----------------------|--|-------------------|
| Patagonia            |  |                   |
| Sarmiento            |  |                   |
| Río Chico            |  |                   |
| Salamanca            |  |                   |
| Yacimiento El Trébol |  | Banco Verde       |
|                      |  | Fragmentos Shales |
|                      |  | Glauconítico      |
|                      |  | Continental Beds  |
|                      |  | Interm. Zone A    |
|                      |  | Up. Gamet Zone    |
|                      |  | Interm. Zone B    |

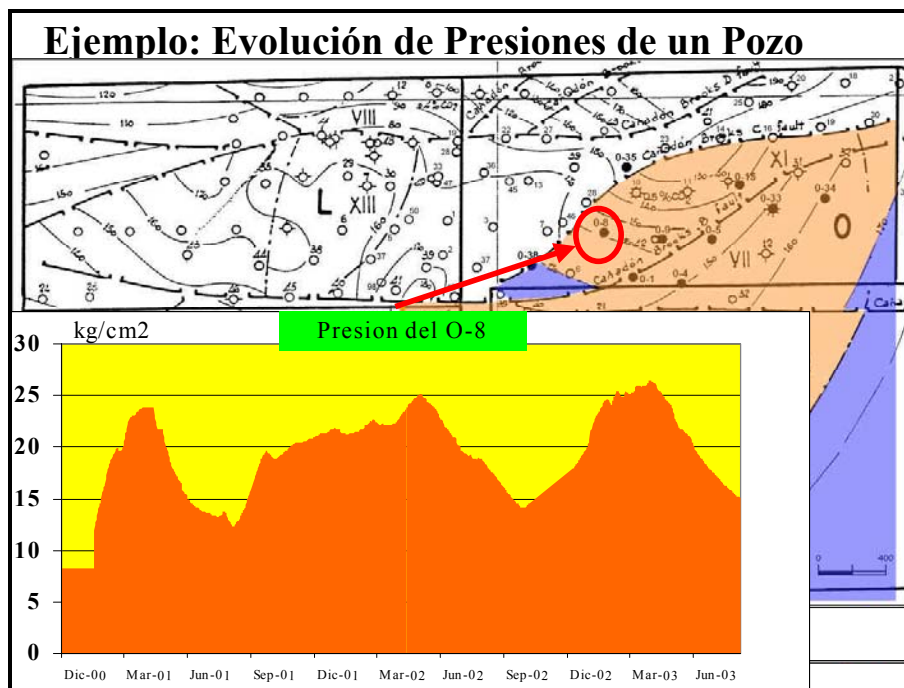
Adjunto Nro. 3 Columna estratigráfica.



Adjunto Nro. 4 Historia de Inyección-Producción y Gas Inyectado Retenido

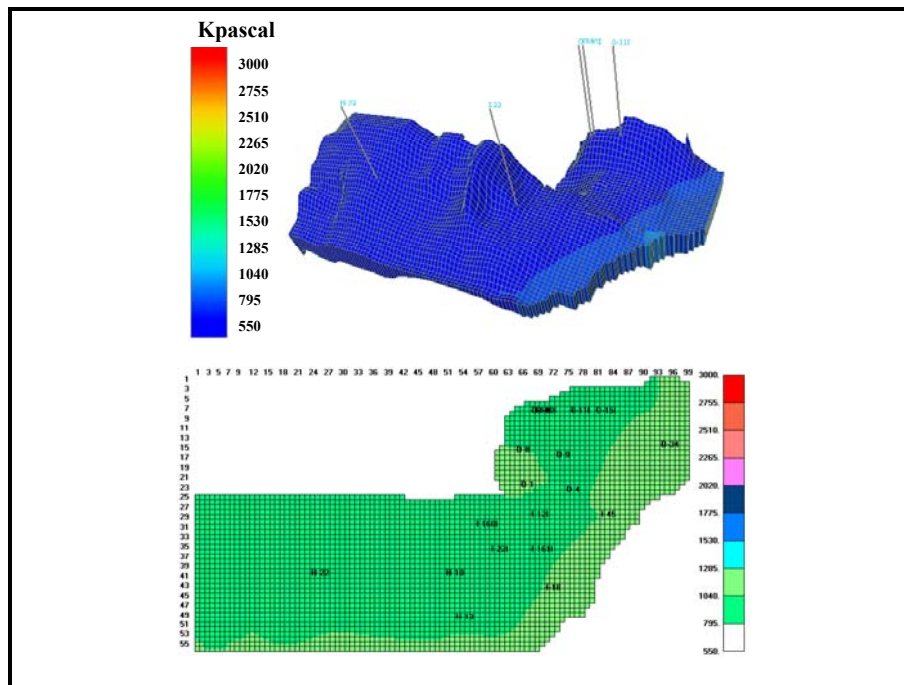


Adjunto Nro. 5 Ubicación de los Pozos en el Área

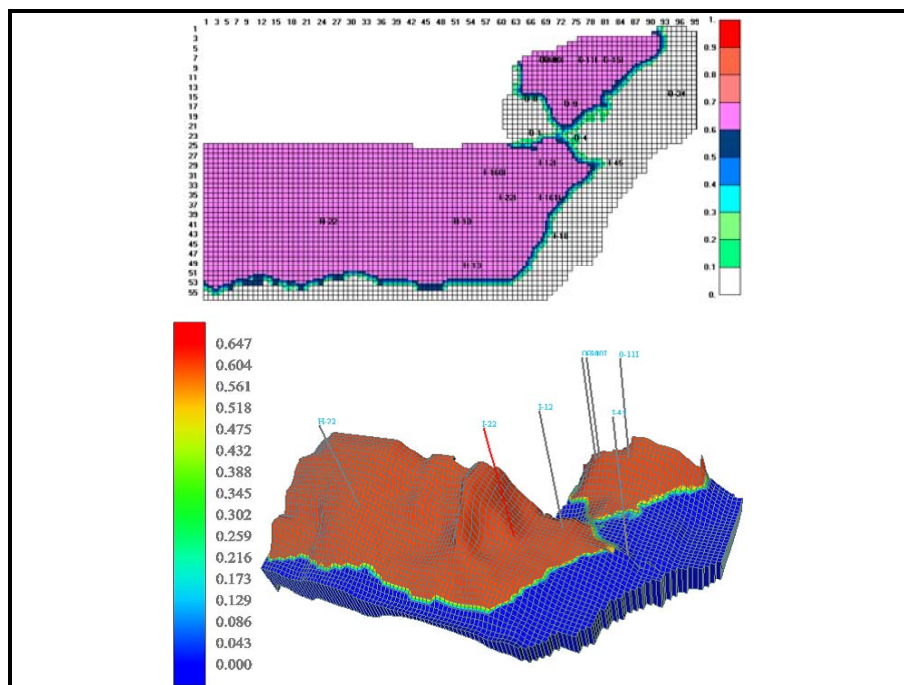


Adjunto Nro. 6 Evolución de Presiones de un pozo ejemplo (O-8).

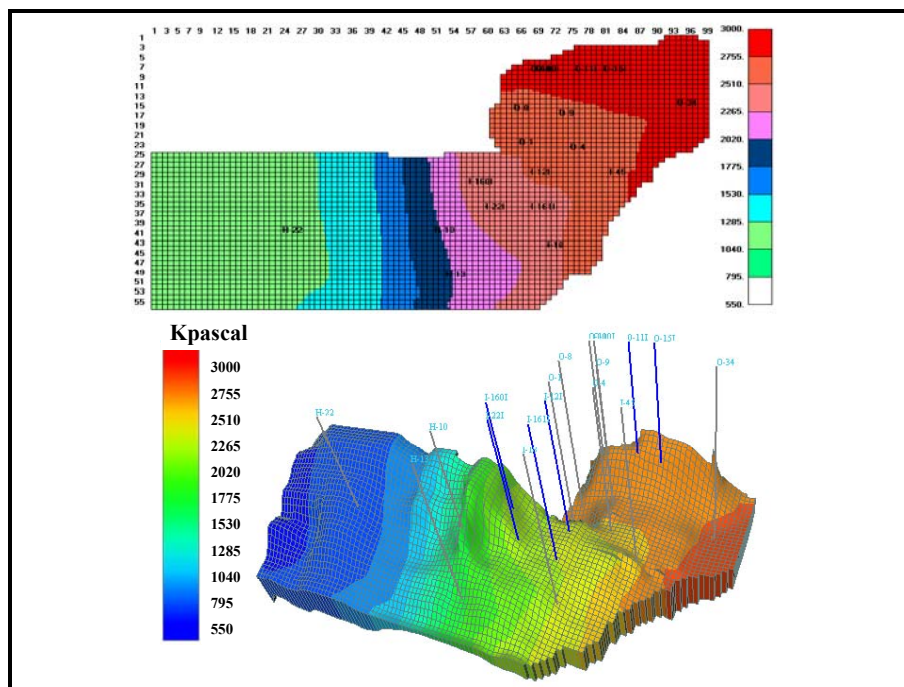
*Adjunto Nro. 8 Interpretación Actual*



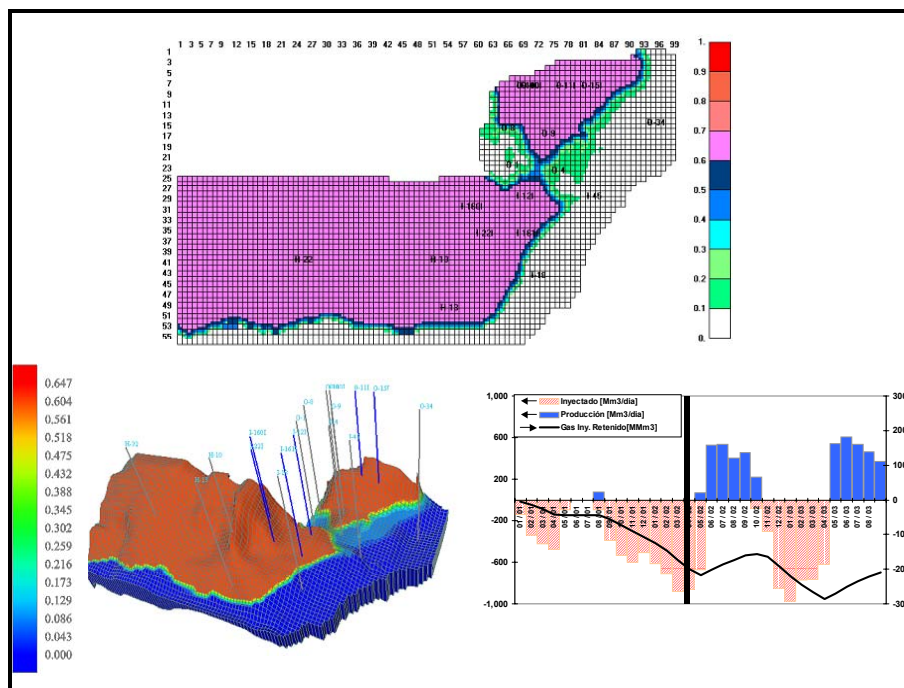
*Adjunto Nro 9 Mapa de Presiones a diciembre 2000*



*Adjunto Nro. 10 Mapa de saturación de gas a diciembre 2000*



Adjunto Nro. 11 Mapa de Presiones abril de 2002



Adjunto Nro. 12 Mapa de saturación de gas a abril de 2002

#### **4- Referencias Bibliográficas**

- 1- Diadema, The First Underground Storage Facility For Natural Gas in Argentina. Consideratons Regarding Environmental Protectio, Safety And Quality. WGC Tokio 2003. Rodríguez J.J. and Morisseau J.M.
- 2- Diadema Project – Underground Gas Storage in a Depleted Field in Patagonia, Argentina, SPE 69522. 2001. Rodríguez J.J. and Santistevan P.
- 3- Underground Gas Storage in the World. Situtation in the Argentina Republic. SPE 382243. Bariloche – Argentina. Year 1997. Correa Nacul, Evandro and Rodríguez, J.J.
- 4- Use of a depleted field as a natural underground storage facility – Second Gas Lat. Congress – November 15 through 20, 1992, Salta – Argentina. Weiner, Adolfo G. And Arguello, Jorge