

Inyección alternada de agua y gas miscible en un yacimiento de petróleo volátil

Raúl Dubié
Quintana Minerals Santa Cruz

Oswaldo Jofré
YPF – Repsol

Roberto Wainhaus
Compañía General de Combustibles

Introducción

El yacimiento Laguna del Oro perteneciente a la cuenca Austral, está ubicado a 200 Km al NO de la ciudad de Río Gallegos en la provincia de Santa Cruz, Argentina. Fue descubierto y está siendo operado por Quintana Minerals Santa Cruz en el marco de la UTE Santa Cruz I, formada por la mencionada, YPF-Repsol, Compañía General de Combustibles y Südelektra. (Ver ubicación en la Figura 1) La estrategia de desarrollo y producción del campo, materia de este trabajo, fue llevada a cabo por personal de todas estas empresas, desde sus respectivos niveles gerenciales hasta sus departamentos de Geología e Ingeniería. En especial, los autores desean mencionar principalmente a W. Summers de Südelektra y B. Morris y L. Dickson de Quintana.

El pozo descubridor LDO-x1 encontró en Febrero/95 la formación Springhill correspondiente al Cretácico Inferior a 3000 mbbp produciendo 481 m³/d de petróleo surgente por orificio de 14 mm con relación gas-petróleo (RGP) de 338 m³/m³ sin agua.

Desde esa fecha hasta Ago/96 se perforaron los pozos LDO-2, 3, 4, 5 y 6 de los cuales sólo el LDO-3 resultó improductivo al encontrar mala calidad de reservorio en el flanco Oeste. Los restantes pozos resultaron con productividades semejantes al primero. La presión inicial medida fue de 306 Kg/cm². Estos pozos completaron el desarrollo inicial del campo.

Posteriormente, en 1998 se necesitaron más pozos para mantener el nivel de producción por lo que se adicionaron el LDO-7, 8 y 9. El LDO-9 resultó improductivo por las mismas razones que el LDO-3, quedando los otros en producción. La Figura 2 muestra un plano estructural e isopáquico del campo, generado con información de los pozos y de sísmica 2D existente en el área. La trampa es un anticlinal formado por dos culminaciones al NE y SO del campo. Los pozos LDO-4 y 8 encontraron el contacto agua-petróleo a 2772 m bnm mientras que los LDO-3 y 9 documentaron una pérdida de permeabilidad hacia el Oeste del anticlinal.

A partir de los perfiles y coronas de estos pozos se obtuvo información sobre la litología de esta formación. La misma consiste en una capa de arenisca marina de unos 25 m de espesor total en la cual pueden distinguirse tres secciones con características diferentes. La sección superior denominada Upper White (UW) es la de mejor calidad con permeabilidades en el orden de 1 Darcy. La sección intermedia, Lower White (LW) tiene permeabilidad variable del orden de 50 a 200 mD y la inferior, Green (G), no es considerada roca reservorio ya que tiene permeabilidades menores a los 3 mD. La porosidad, que en el White es del orden del 13%, es mucho más baja en el Green (4%). La Figura 3 muestra un perfil típico de este reservorio.

Figura 1

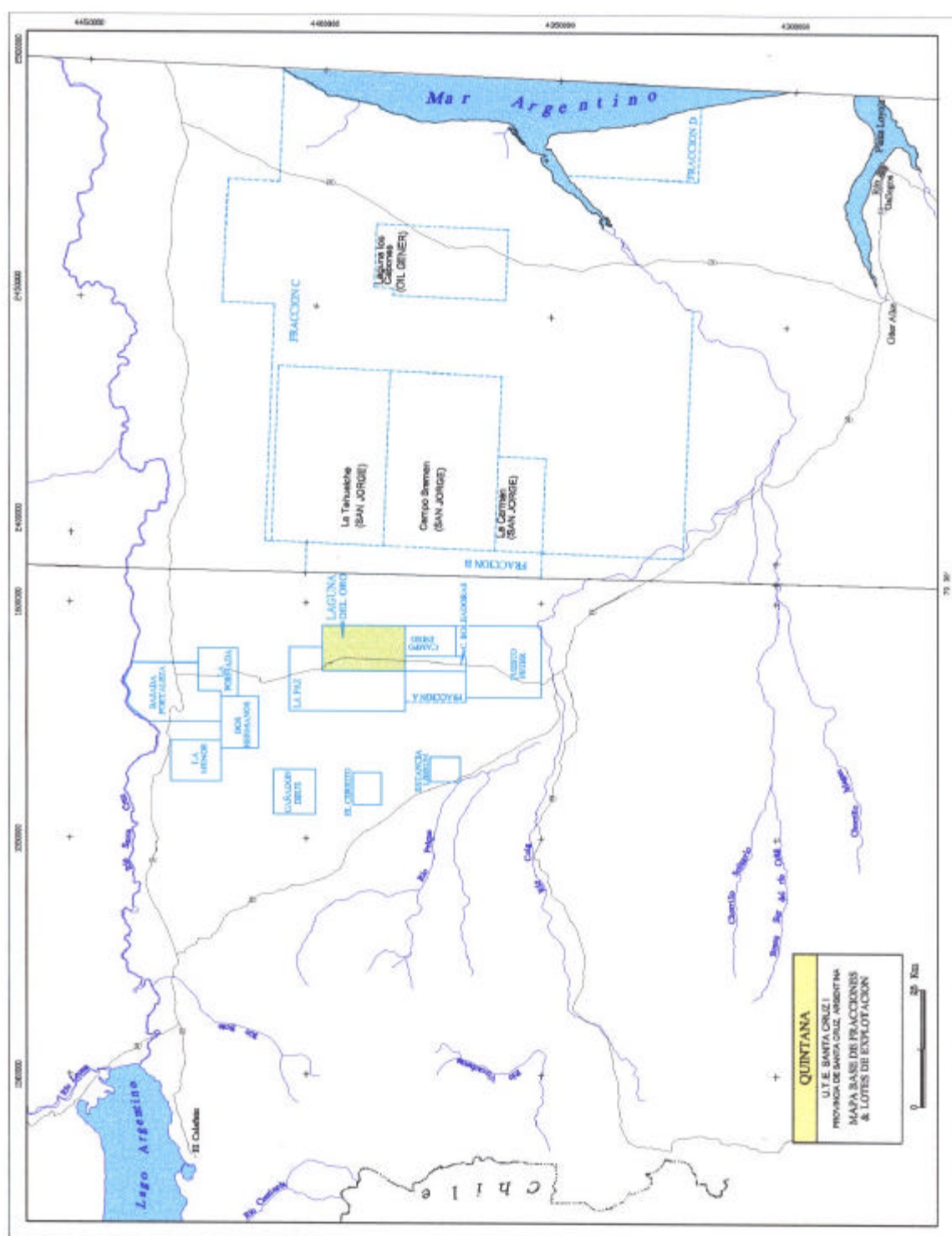
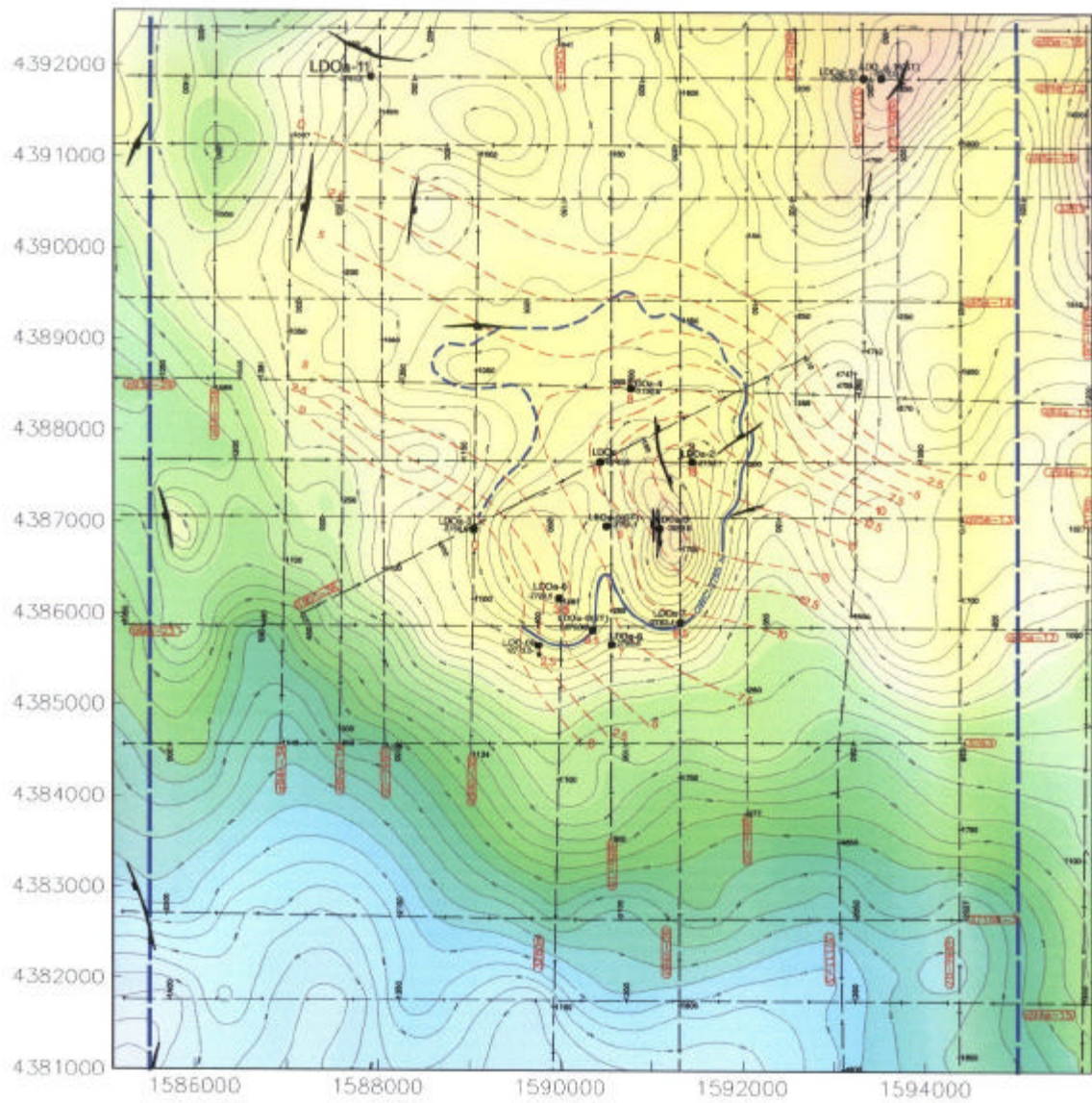


Figura 2



0 1000 2000 3000 4000 5000
METERS

-2675.4 - 2763.6 - 2842 - 2920.4 - 3008.6 - 3087 - 3175.2

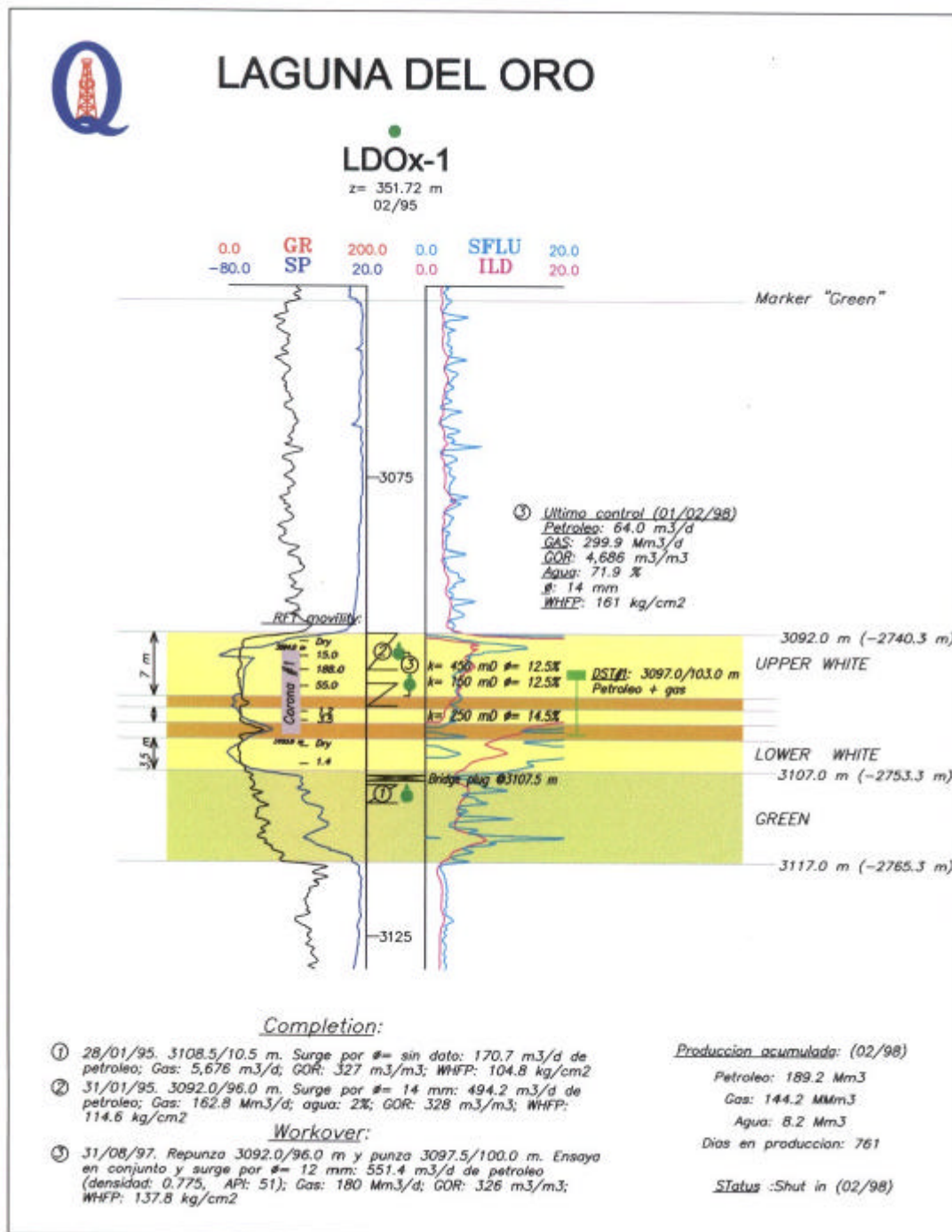
----- espesor de arena neta

QUINTANA MINERALS SANTA CRUZ INC.

U.T.E. SANTA CRUZ 1
PROVINCIA DE SANTA CRUZ
ARGENTINA
LAGUNA DEL ORO
MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD
Fm Springhill

Author: W.A.	Scale: 1:50,000
Date: 2000	Scale: 1:50,000
Revised: 2000	Scale: 1:50,000
Scale: 1:50,000	Scale: 1:50,000

Figura 3



Estrategia de desarrollo

Si bien el fluido de reservorio puede ser confirmado sólo analizando una muestra representativa en laboratorio, algunos datos iniciales de producción tales como la relación gas-petróleo, la densidad del líquido de tanque y el color fueron usados como indicadores de la presencia de petróleo volátil. De todos modos, inmediatamente se tomaron muestras para ensayo PVT.

En el siguiente cuadro se pueden ver las principales características del fluido producido en Laguna del Oro y su comparación con las que debe tener un crudo para ser definido como petróleo volátil (Ref. 7).

Características del Fluido	Volátil Oil	Laguna del Oro
Gravedad API	> 42°	46°
Factor de Volumen de Formación (Bo)	> 1.9	3.1
Color	Naranja, Verde, Marrón	Naranja
Relación Gas Petróleo	300 a 600 m ³ /m ³	520 m ³ /m ³
Fracción Molar de Heptanos y Superiores	> 12.5%	16.30%
Forma de la Curva de Factor de Volumen	Forma de "S"	Ver Figura 5

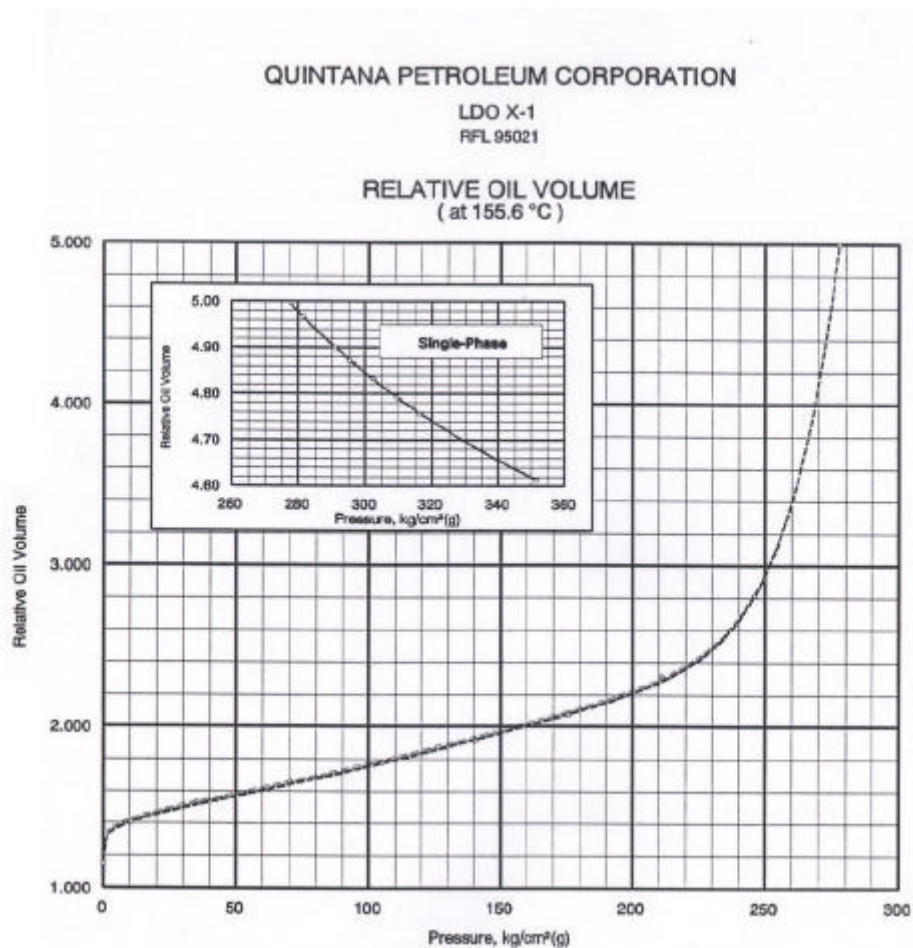


Figura 5

A los tres meses de puesto en producción el LDO-1, se observó una fuerte caída en la presión del campo. En Jun/95 se habían acumulado 90 Mm³ de petróleo que representan un 4% del petróleo original in-situ (POIS) estimado en 2216 Mm³ y la presión se redujo de 306 a 282 Kg/cm² (8%). A esa altura ya se contaba con dos ensayos PVT realizados en distintos laboratorios que confirmaron las características especiales del hidrocarburo.

El petróleo resultó un volátil –oil con un punto de burbuja (Pb) entre 270 y 277 Kg/cm² (Ref.4, 5). El factor de volumen inicial (Boi) fue de 3.1 m³/m³. Al ritmo de producción inicial, se calculó que en dos meses más se llegaría al Pb (ver Figura 9). El petróleo se encontraba cerca del punto crítico y en laboratorio, con sólo 7 Kg/cm² por debajo del Pb la gasificación alcanzaba al 25% del volumen total. Con 35 Kg/cm² por debajo del Pb la gasificación alcanzaba al 50%.

Con este cuadro de situación, en Septiembre/95 se tomó la decisión de mantener la presión por encima del Pb mediante la inyección del gas producido y agua. Se restringió la producción de 900 a 130 m³/d pues se calculó mediante un balance de materiales inicial que contábamos con un empuje parcial de agua que podía reponer unos 400 m³/d en fondo (Boi=3.1). Se monitoreó la presión estática para comprobar que no continuaría cayendo. Mientras tanto se montaron las instalaciones para inyectar gas en el LDO-2, el pozo más alto de los disponibles y se perforaron los LDO-4 y 5.

Se comenzó la inyección de gas en Abril/96. Esta decisión también solucionaba el problema ecológico de la disposición del gas. Se realizaron estudios complementarios de fluido para averiguar las condiciones de miscibilidad de ese gas. Estos estudios indicaron que a 290 Kg/cm² teníamos miscibilidad total en laboratorio (ver Figura 6). Por este motivo se decidió mantener el campo por encima de este valor. Para ello fue necesario inyectar más gas que el producido. El caudal de gas inyectado fue del orden de 600 Mm³/d para una producción de petróleo de 1000 m³/d (Bg=0.005).

También en este período se comenzó un estudio de simulación de reservorio con un modelo composicional (Ref. 6). Se ajustó una ecuación de estado para el hidrocarburo y luego se ajustó la pequeña historia de producción. Se realizaron corridas predictivas para analizar distintas estrategias de producción y también para optimizar la locación de los pozos restantes a perforar. De este modo se eligió la ubicación del LDO-6 perforado en Agosto/96 con resultado productivo.

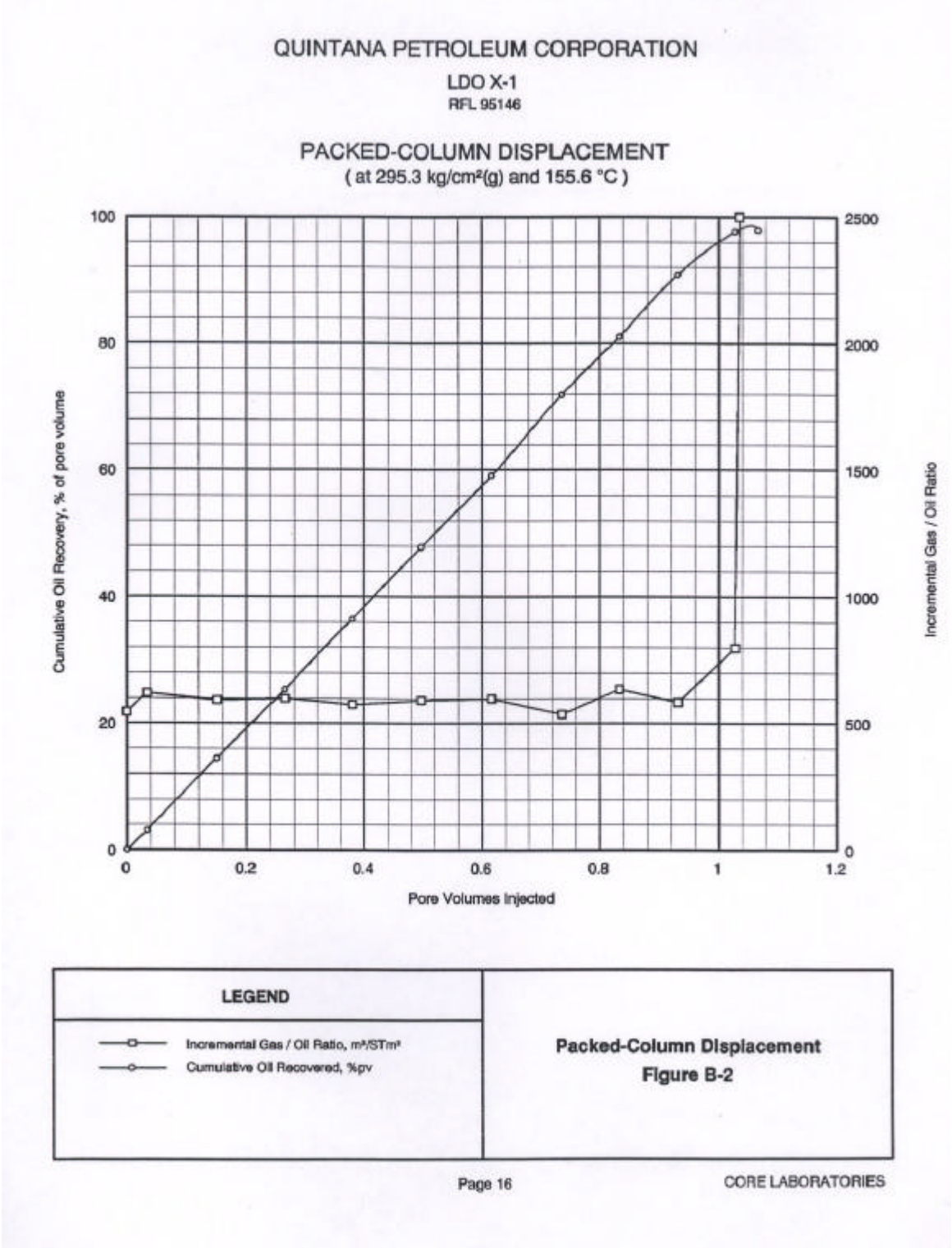
Las alternativas de explotación analizadas fueron, en primer lugar un caso base de descompresión sin inyección de fluidos. Luego se analizó la inyección de gas, inyección de agua e inyección de ambos fluidos en forma segregada, simultánea y alternada.

La inyección segregada consistía en inyectar gas en el tope de la estructura (LDO-2) y agua en un pozo del flanco como el LDO-4. La inyección simultánea simulaba la inyección de ambos fluidos simultáneamente en ambos pozos. Este método ya fue sugerido por Caudle y Dyes en 1957 como modo de optimizar el barrido.

Finalmente se hicieron corridas simulando la inyección alternada en ambos pozos, es decir inyectar gas en uno y agua en el otro, alternando los fluidos a una frecuencia fija. Las corridas debían indicar qué frecuencia de cambio de fluidos permitía alcanzar recuperaciones similares a las obtenidas teóricamente por inyección simultánea. También se analizó qué combinación de caudales de inyección de gas y de agua optimizaba la recuperación. En todos los casos el caudal total inyectado compensaba los volúmenes extraídos. En el cuadro siguiente pueden verse las recuperaciones predichas en función del POIS. El caso óptimo fue el de inyección alternada donde la frecuencia de cambio era de un mes y la relación de volúmenes agua/gas en condiciones de fondo tendía a la unidad. La predicción fue de una recuperación del 72% del POIS.

Tomada la decisión de implementar este método, se utilizó el pozo LDO-3 para producir agua de niveles Terciarios y se montaron las instalaciones para inyección alternada en los pozos LDO-2 y 4. Esta operación se viene realizando desde Junio/97.

Figura 6



Predicciones teóricas obtenidas por simulación del reservorio

Método de Recuperación	Mm3	% POIS
Petróleo Original in-situ (POIS)	2216	100.0
Descompresión	1071	48.3
Inyección de gas	1397	63.0
Inyección de agua	892	40.3
Iny. Gas y agua segregados	1338	60.4
Iny. Gas y agua simultáneos	1606	72.5

Inyección simultánea de agua y gas miscible

Si bien la inyección de gas miscible genera un frente de densidad y composición variable que barre el petróleo con muy alta eficiencia de barrido, la tendencia a mantenerse en el tope de la estructura y formar lenguas hacia los productores disminuye en gran medida su eficacia. En pocas palabras, la eficiencia vertical del empuje con gas es baja.

La idea de inyectar agua en los mismos pozos inyectores de gas, parte del supuesto que el agua tenderá a ocupar los espacios por los que pasó el gas, disminuyendo drásticamente la permeabilidad relativa del gas en esos lugares y obligándolo a encontrar otros caminos hacia los pozos productores.

Este efecto se produce en el pozo inyector extendiéndose hacia el interior del reservorio hasta que la segregación gravitacional logra separar ambos fluidos. Esta distancia depende de varios factores. Retomando el trabajo de Caudle y Dyes, Stone en 1982 y Jenkins en 1984 propusieron un desarrollo teórico para evaluar la eficiencia del método.

Suponiendo un reservorio homogéneo Jenkins llega a una estimación de esa distancia calculando una relación entre fuerzas viscosas y gravitacionales (VGR)

$$VGR = (\text{constante} * Q_i) / (\Delta\rho * K_v * M * L * W) \quad \dots\dots\dots (1)$$

donde Q_i es el caudal total inyectado en condiciones de reservorio

$\Delta\rho$ es la diferencia de densidades entre agua y gas en las mismas condiciones

L es la distancia inyector – productor

W es el ancho de la malla

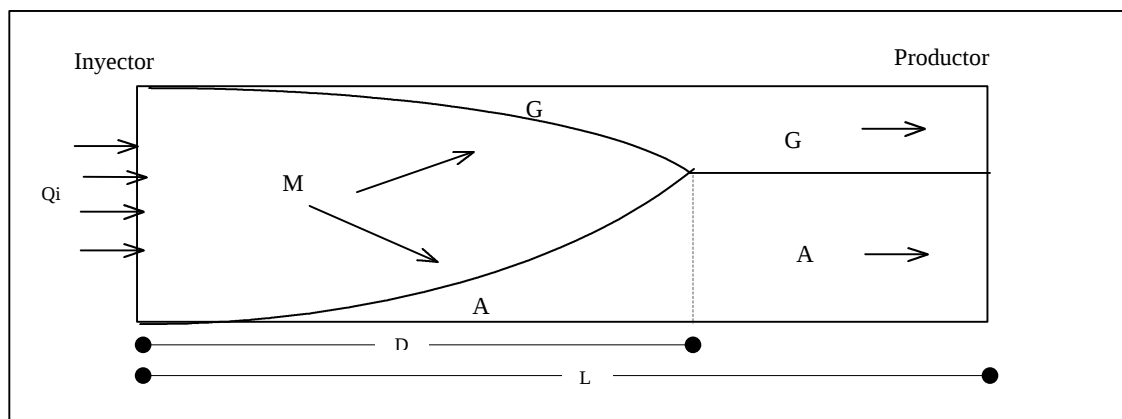
K_v es la permeabilidad vertical y

M es la suma de las movilidades del agua y el gas en la zona de mezcla

La Figura 7 muestra un esquema de este razonamiento. Partiendo del pozo inyector hacia el productor se extiende una zona M donde, en condiciones estacionarias fluyen ambos fluidos. A medida que se segregan se forman en la parte superior una zona G barrida por el gas miscible y en la inferior una zona A barrida por el agua. Jenkins considera que en las zonas G y M la eficiencia de barrido es del 100% y en la zona A es la correspondiente al barrido con agua. Dependiendo de los factores mencionados en (1) puede calcularse la forma de estas zonas y el factor VGR que coincide con la distancia fraccional de la zona M, es decir el cociente entre la distancia máxima que se extiende D y la longitud inyector-productor L .

$$VGR = D / L \quad \dots\dots\dots (2)$$

Figura 7 Esquema de inyección simultánea

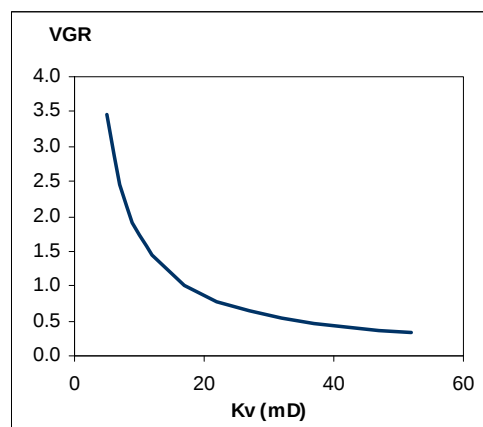


De los factores mencionados puede considerarse que tanto la densidad como la movilidad de los fluidos se mantendrán aproximadamente constantes y el caudal inyectado es manejado por el operador. Entonces toda la heterogeneidad y la incerteza del cálculo se concentran en el valor de K_v que es altamente variable en la realidad.

En la Figura 8 se muestran las estimaciones calculadas para nuestro caso, donde se obtienen para permeabilidades verticales variando entre 5 y 50 mD valores de VGR entre 3.4 y 0.34 lo que indica una fuerte dependencia del método a la existencia de barreras horizontales de flujo, como las intercalaciones arcillosas. En este caso las intercalaciones resultarán beneficiosas, impidiendo la segregación posiblemente más allá de la distancia inyector-productor.

Figura 8

Q_i (m ³ /d) *	3075
ρ_w (g/cm ³) *	0.769
ρ_g (g/cm ³) *	0.176
K_v (mD)	5
L (m)	1000
W (m)	1000
M (1/cp)	0.36
(*) en condiciones de fondo	



Historia de producción / inyección / presión

Durante todo el proyecto se monitoreó la presión de reservorio (Figura 9) y se controló el balance de volúmenes inyectados y producidos que en condiciones de reservorio debería mantenerse aproximadamente nulo para mantenerse sobre el Pb (Figura 10).

Figura 9

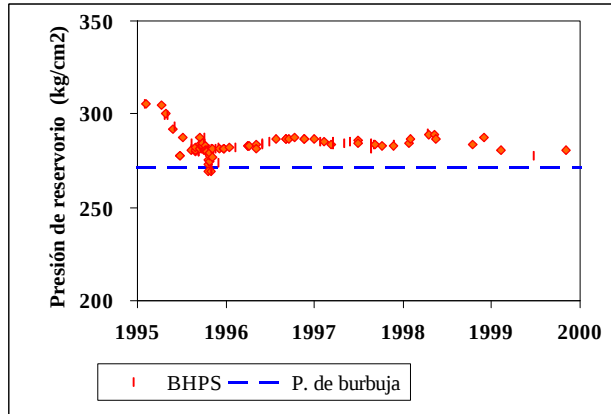
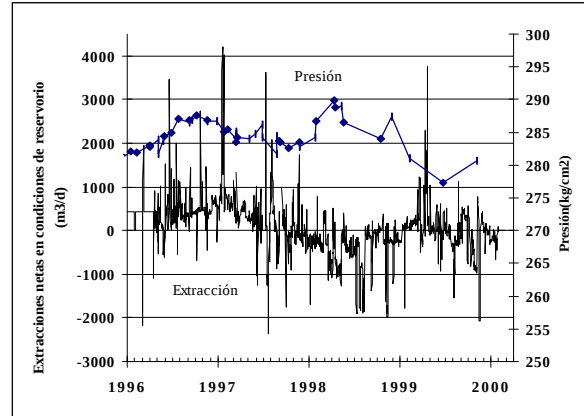


Figura 10



Hasta 1998 el yacimiento produjo de los pozos LDO-1, 5 y 6 inyectando en LDO-2 y 4. En esa fecha se cerraron el LDO-5 por alta RGP y el LDO-1 por alto corte de agua. Se perforaron a continuación los LDO-7 y 8 al sur de la estructura.

Hasta Dic/99 el campo acumuló 1079 Mm³ correspondiente a un 49% del POIS esperándose una recuperación final del orden del 60% del POIS. Este valor podrá incluso incrementarse al cambiar la inyección de gas rico a gas seco prevista para este año 2000 y luego con la descompresión final del campo. En las Figuras 11 a 15 se grafica la historia de producción y de inyección comparadas con las predicciones obtenidas de la simulación del reservorio.

Figura 11

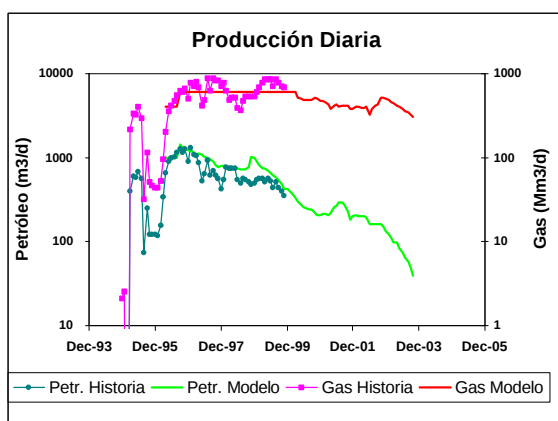


Figura 12

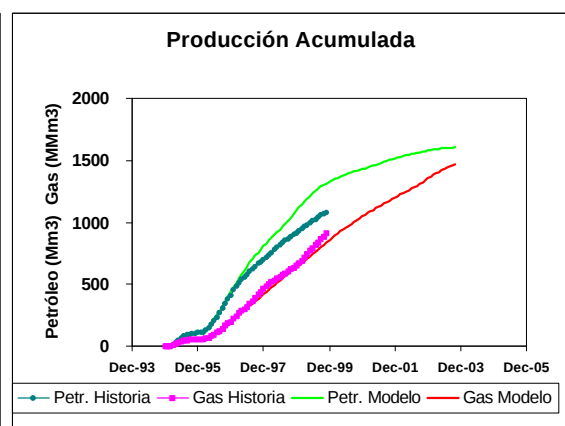


Figura 13

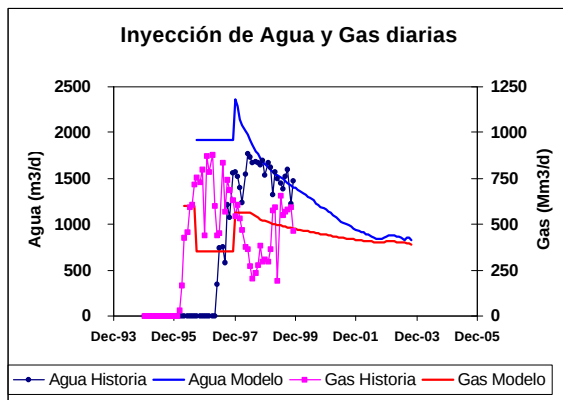


Figura 14

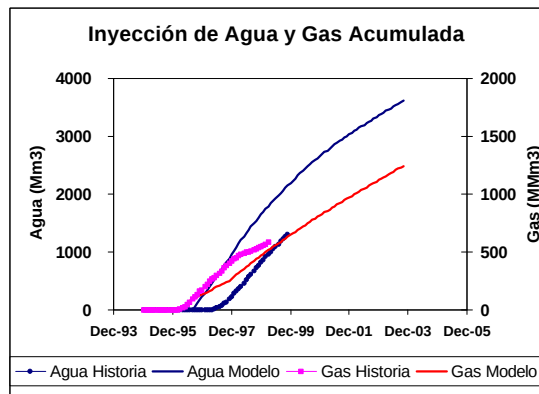
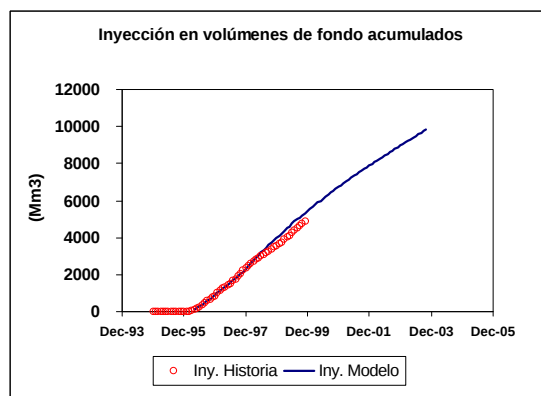


Figura 15



La diferencia entre el resultado obtenido y el previsto por la simulación se adjudica en primer lugar a un excesivo volumen de gas inyectado al comienzo, que tuvo lugar por un retraso en la implementación de la inyección alternada.

También, visto los resultados en los pozos LDO-1 y 5 no anticipados por la simulación, se estima la existencia de una zona central de mejor calidad de roca que en los flancos Este y Oeste por lo que la inyección habría corrido preferencialmente por una zona más restringida que lo previsto.

Finalmente, la existencia de barreras de flujo, pudo establecer zonas con deficiente barrido. Por este motivo se analiza la alternativa de cambiar los puntos de inyección al efecto de disminuir posibles bolsones de petróleo sin barrer.

Conclusiones

Independientemente de algunas dificultades en la implementación y la posible existencia de zonas poco influenciadas por la inyección, como ocurre en todo proyecto de recuperación secundaria, se considera que este ha sido un proyecto exitoso. La aplicación de un método simple y de bajo costo logró obtener altos índices de recuperación en un campo que no permitía la perforación de demasiados pozos.

Si bien la alta permeabilidad de la formación ayuda a obtener altas recuperaciones, su distribución vertical resulta desfavorable a la inyección del gas miscible y desmejora la expectativa de producción.

La caracterización del tipo de fluido al comienzo de la explotación fue determinante para definir la estrategia de producción del campo. El análisis de los mismos, basados en muestras verdaderamente representativas, resultó crucial para tomar las decisiones adecuadas en tiempos cortos, dadas las características especiales del reservorios.

Referencias

1. Caudle B.H., Dyes A., "Improving Miscible Displacement by Gas-Water Injection", SPE TP 8038
2. Stone H., "Vertical Conformance in an Alternating Water-Miscible Gas Flood", SPE 11130
3. Jenkins M.K., "An Analytical Model for Water/Gas Miscible Displacements", SPE 12632
4. Core Laboratories Venezuela S.A., Reservoir Fluid Study, Field "Laguna del Oro"
5. INLAB S.A. –Laboratorio, Estudio PVT, Muestra de Volatil-Oil
6. SAH S.A. Holditch & Associates, Inc. Reservoir Simulation Study of the Laguna del Oro Field, Austral Basin, Argentina.
7. William D. McCain Jr, "Black Oils and Volatile Oils-What's the difference"