



Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina.

Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio

Por *Luis Álvarez, Fabio Peñacorada y Emmanuel d'Huteau* (YPF)
Santiago Pérez Millán y Roberto Sentinelli (Baker Hughes)

Los autores realizan una descripción de las características geológicas del reservorio, así como de los problemas con que se topan durante la vida productiva del pozo y de los resultados que obtienen durante los diferentes tratamientos de estimulación que efectúan.

El presente trabajo resultó seleccionado por el Comité Organizador del Congreso Latinoamericano de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos 2012.

El yacimiento Loma La Lata está ubicado en la provincia del Neuquén, Argentina. Fue descubierto en 1977 y ha producido de la formación Sierras Blancas desde septiembre de 1978. Actualmente es el campo de gas más importante de la Argentina. Hasta el momento, tiene una producción de gas acumulada de 219,000 Mm³ con una producción diaria de 15 Mm³/d.

La formación Sierras Blancas es una arena eólica encontrada entre los 2.900 y 3.000 metros de profundidad. Luego de ser punzada, requiere de la fracturación hidráulica para sustentar una producción comercial de gas. Tras

32 años de intensiva producción, parte de este yacimiento ha perdido su presión de reservorio original. Para intentar recuperar completamente las reservas disponibles, fue necesario aplicar nuevas técnicas de estimulación sobre pozos nuevos y viejos.

La progresiva reducción en la presión del reservorio generó la necesidad de realizar sucesivos cambios en los tratamientos de estimulación hidráulica, desde tratamientos convencionales con fluido base agua hasta los más recientes tratamientos con fluidos energizados. En los reservorios de baja presión, los tratamientos convencionales implican operaciones de limpieza de fluido de larga duración y costosas, mientras que los tratamientos con CO₂ no garantizaron la mejora de producción deseada. Sin embargo, los pozos estimulados con un fluido de baja carga polimérica y energizado con N₂ excedieron las expectativas de producción debido a las buenas capacidades del transporte de agente de sostén, la alta saturación de gas lograda en la zona invadida y –muy importante para un reservorio de baja presión– la rápida limpieza del fluido inyectado.

Este escrito describe las características geológicas del reservorio, los problemas encontrados durante la vida de producción de los pozos y los resultados obtenidos durante los diferentes tratamientos de estimulación hidráulica aplicados.

Loma La Lata

El yacimiento de gas y condensado de la formación Sierras Blancas de Loma La Lata fue descubierto en 1977 a partir de la perforación del pozo YPF.Nq.LLL.x-1, con un caudal inicial de 325.000 m³/d de gas y 84 m³/d de condensado, por orificio de 14 mm y 137 kg/cm² de presión dinámica en boca, se convirtió en uno de los yacimientos más importantes de la historia de YPF S.A. y de la actividad petrolera en general. Se encuentra ubicado en el centro de la Cuenca Neuquina.

El desarrollo del yacimiento comenzó con la perforación de 4 pozos de extensión. Las necesidades de gas de ese momento no eran las actuales, por lo que la actividad con ese objetivo no fue muy agresiva en las primeras etapas. Con el paso del tiempo, el requerimiento energético cambió, y el desarrollo puso en evidencia el tamaño de la acumulación: más de 280.000 millones de m³ de gas (10 Tcf) en la formación Sierras Blancas, más los líquidos asociados, lo que lo convierten en el mayor yacimiento descubierto hasta ahora en la cuenca, posición de la que difícilmente sea desalojado en el futuro.

A partir de 1988, el desarrollo del campo se intensificó, y alcanzó el máximo de perforaciones a fines de la década de 1990 en la zona de mejores condiciones de reservorio.

El programa de terminación en este yacimiento dependía de la zona en la cual se encontraba el pozo. Así, en la zona central, donde las condiciones petrofísicas eran las mejores, el punzado era suficiente para poner el pozo en producción, pero pronto se vio que esto no aseguraba el óptimo drenaje de la formación por la heterogeneidad del reservorio, lo que obligó a estimular el pozo con fracturas hidráulicas.

A lo largo de la vida del yacimiento, se aplicaron distintas metodologías y fluidos de fractura: petróleo, gel base agua, a veces energizada o espumada con CO₂, baja concentración de *proppant* en formación, etc. Esta variedad de metodologías permitió realizar, a lo largo de la historia, varias campañas de reparaciones para incrementar tanto la producción como el recobro de reservas.

La última campaña realizada, que es la que trataremos en este trabajo, fue llevada a cabo entre febrero del 2008 y noviembre del 2009. Todos estos tratamientos fueron refracturación de la formación Sierras Blancas. En la etapa inicial del yacimiento, la presión de formación era de 320 kg/cm² a una profundidad de referencia de 2.700 mbnm. En el 2008, esta presión había bajado en la zona central del yacimiento a valores inferiores a 70 kg/cm² por lo cual fue necesario encontrar nuevas alternativas para fracturar y producir Sierras Blancas en dichas condiciones. Desde este punto, surgieron varias preguntas:

- ¿Cuál es la presión mínima de formación por la cual se puede estimular y obtener una respuesta positiva de la producción para este reservorio?
- ¿Cuál es la metodología de fractura adecuada para conseguir una rápida recuperación del fluido de fractura inyectado?
- ¿Cuál es la mejor relación costo-beneficio?

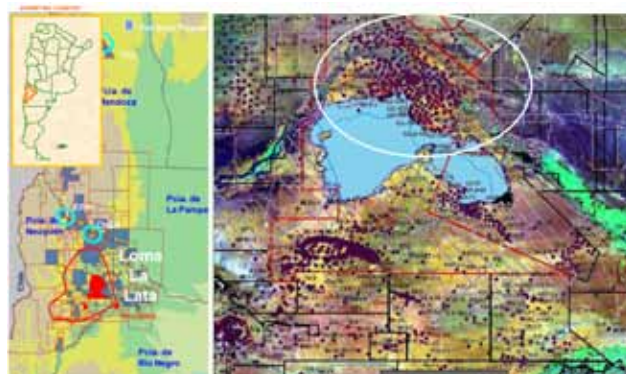


Figura 1. Ubicación del yacimiento Loma La Lata.

Ubicación

El campo Loma La Lata está ubicado en la provincia del Neuquén en los departamentos de Confluencia y Añelo. Geográficamente se encuentra en la zona central de la provincia, al norte del embalse Los Barreales y a ambos márgenes del río Neuquén. Dista 90 km en dirección NNW de la capital de la provincia, y 100 km al NNE de la localidad de Plaza Huincul-Cutral C6. La localidad de Añelo se encuentra dentro del área del campo (figura 1).

YPF S.A. tiene el 100% de participación de este bloque y, además, lo opera.

Los pozos seleccionados para esta prueba se encuentran ubicados en el sector central y sudeste del yacimiento.

Estratigrafía

La Cuenca Neuquina representa una extensa cuenca de tras-arco desarrollada durante gran parte de su historia entre un arco magmático situado al Oeste y el antepaís constituido por el Macizo Nordpatagónico y el Sistema de la Sierra Pintada, al Sur y el Este respectivamente (Legarre-

ta y Gulisano, 1988, Uliana y Legarreta, 1993). El relleno sedimentario de la cuenca comprende depósitos continentales y marinos que van desde el Triásico superior al Terciario inferior (figura 2).

La columna estratigráfica en la zona de estudio la podemos sintetizar en orden decreciente de antigüedad:

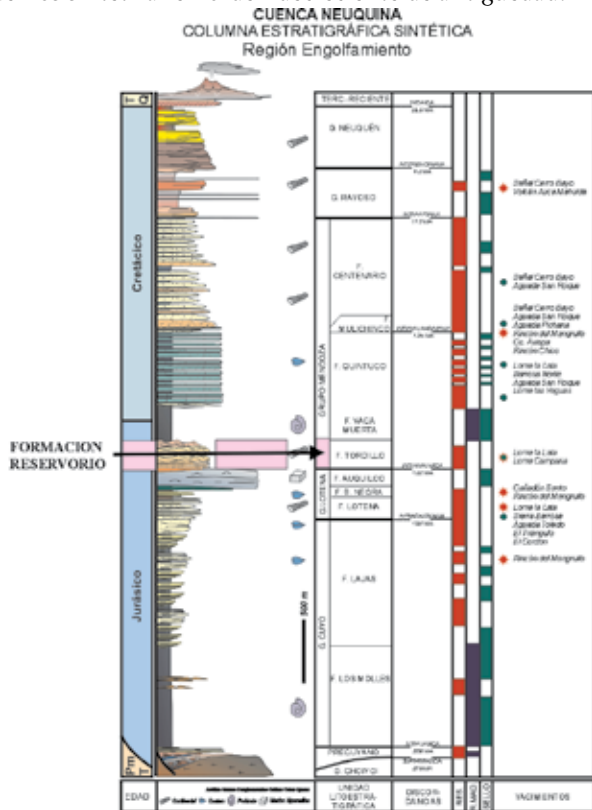


Figura 2. Columna estratigráfica tipo del área centro de la cuenca.

Grupo Lotena: comprende a las formaciones Lotena (areniscas y pelitas), Barda Negra (calizas) y Auquilco (yeso).

Formación Tordillo: formada principalmente por areniscas de grano fino, asignadas a un ambiente eólico, correspondiente al Jurásico superior. Históricamente la formación Tordillo ha sido denominada en subsuelo con dos nombres formacionales distintos: formación Catriel para sus facies impermeables y formación Sierras Blancas para las permeables.

Formación Quintuco-Vaca Muerta: esta secuencia corresponde a una importante ingresión marina de

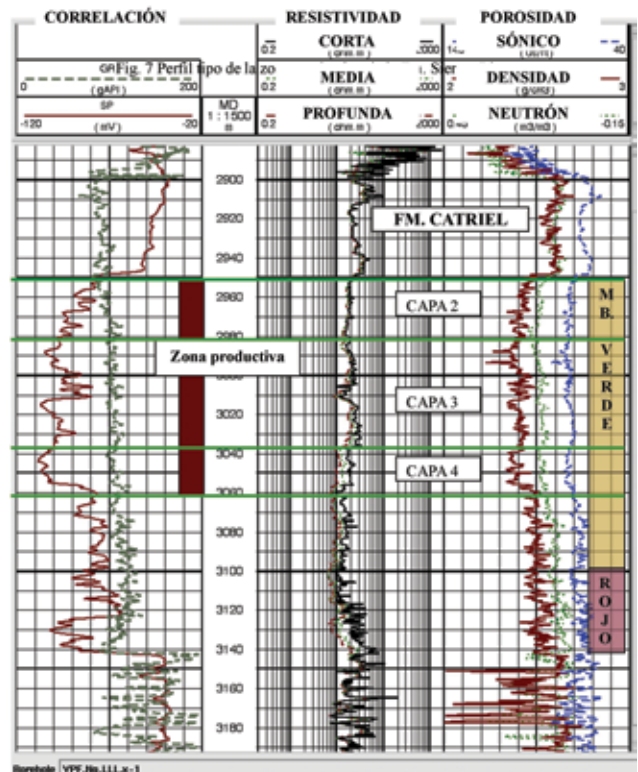


Figura 3. División estratigráfica local, según su visualización a través de perfiles.

edad Jurásica superior a Cretácico inferior y está compuesta por arcillitas, fangolitas, calizas y areniscas calcáreas de plataforma carbonática, que son las principales rocas generadoras de la cuenca.

Descripción del reservorio

La mineralización se encuentra en la formación Sierras Blancas de 220 m de espesor promedio y resulta de una combinación de trampa estructural/estratigráfica-diagenética y se emplaza en el flanco nororiental de un gran anticlinal de forma cómica denominado alto de Sauzal Bonto, que presenta, en términos generales, un buzamiento no mayor a 4° en dirección NE (figura 4).

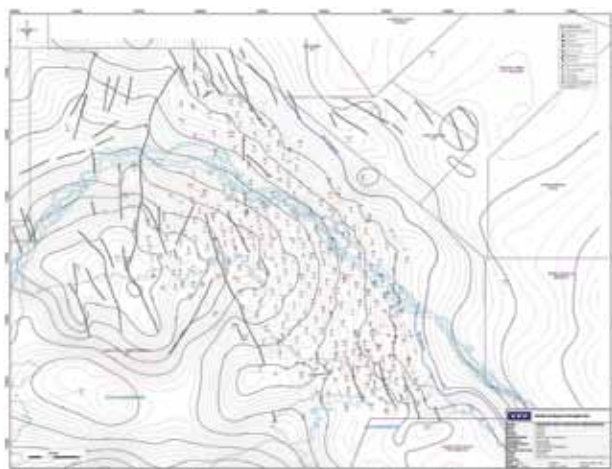


Figura 4. Mapa estructural al tope de la formación Sierras Blancas.

Inicialmente, la formación Sierras Blancas fue subdividida en dos miembros: rojo en el tramo inferior y el verde en el superior. Este último es el reservorio del yacimiento Loma La Lata (Muñoz et ál., 1984, De Vera et ál., 1996).

En trabajos posteriores (Maretto et ál., 2005), se determinó que en el ámbito de Loma La Lata, existirían al menos 2 secuencias con 4 subunidades, claramente diferenciables. Una secuencia inferior, que involucraría el miembro rojo y que se denominó como capas 4 y 5, incluiría dos subunidades: una fluvial a la base y un sistema de dunas de tipo barjanoide hacia el techo.

La secuencia superior incluye al miembro verde y la formación Catriel, que fueron denominados capas 2 y 3 (figura 3), correspondientes a cuerpos de dunas e interdunas, que presentan altos valores de permeabilidad (hasta 50 mD).

Las propiedades petrofísicas de los reservorios se encuentran fuertemente controladas por eventos diagenéticos más que por procesos depositacionales. Como consecuencia los *cutt off* de porosidad pueden llegar a 6,5% y los de permeabilidad de 0,01 mD.

Una condición limitante muy importante que se consideró en la selección de los pozos por reparar fue el contacto agua-gas que en el sector sureste del yacimiento se ubica entre 2.710 a 2.740 mbnm.

Esquema de pozo

La mayoría de los pozos son desviados en forma de S, siendo verticales en la zona de interés. La terminación

está compuesta por una cañería intermedia de 7" hasta el tope de la formación Quintuco, aproximadamente entre los 1.800 a 2.200 m, seguida de un *liner* de 5" hasta la profundidad final del pozo. Luego de bajar el *liner* es cementado a través de toda la zona productiva.

El pozo es finalmente terminado con un *packer* de 7" colocado por sobre el colgador del *liner* con un *tubing* de producción de 2 7/8" hasta superficie. Debajo del *packer*, generalmente, queda una cañería de extensión de 2 7/8" o 2 3/8" hasta unos metros por encima de la zona de interés.

El intervalo de interés es punzado a través del *tubing* y luego estimulado con fractura hidráulica. Después de la estimulación, el pozo es puesto en producción.

Tratamientos anteriores

En los últimos 10 años, los tratamientos han evolucionado en función de los cambios en las condiciones del reservorio, de las tecnologías y de los conocimientos disponibles, basándose en diferentes concepciones de diseños.

Considerando la presión existente, se diseñaron fracturas no muy largas. Luego, se incrementó el largo y la conductividad del *near wellbore*. Con la aparición de nuevos fluidos se optimizó el volumen de las fracturas y se incrementó aún más la conductividad en el NWB, pero rápidamente se observó que dicho incremento excesivo de la concentración no generaba un mayor incremento de producción.

En todos los casos, el volumen de los tratamientos es variable ya que el espesor de "*net pay*" varía a lo largo del yacimiento y las fracturas deben quedar por encima del nivel de agua. Sin embargo, la tendencia actual fue reducir el volumen total de fluido y también reducir fuertemente el porcentaje del *pad* dentro de este total.

Resultados de la campaña de reparaciones

Se evaluaron distintas alternativas: fracturas hidráulicas con geles *crosslinkados*, base agua, sin energizar y energizados con CO₂ o N₂, etc. Luego se seleccionaron los 11 pozos candidatos y se programaron y realizaron las fracturas utilizando las distintas alternativas descriptas. El resultado general de la campaña fue muy bueno. Entre varias conclusiones, mencionamos dos muy importantes: confirmar el límite de presión de fractura necesario para obtener resultados positivos y la metodología de fractura con mejores resultados y costos más bajos.

En la tabla 1, se describen las estimulaciones realizadas.

Un solo pozo (el número 5) no respondió a la estimulación programada, quedó sin producción, tres quedaron con una producción diaria menor a los 30.000 m³/d de gas y los restantes 7 con producciones que variaron entre 110.000 a 50.000 m³/d.

A partir de estos resultados, se pudo establecer 70 kg/cm² como límite de presión necesaria para estimular y el tratamiento con mejor respuesta fue la energizada con N₂, el cual trataremos en detalle.

Tratamientos con baja presión de reservorio

Descripción del fluido

El fluido inyectado durante el bombeo filtra desde las

Pozo	Fecha	Zona punzada m	Compañía	Tipo de fractura	Datos de la fractura	Bolsas		Presión de reservorio kg/cm ²
						Programadas	A formación	
1	29-Feb-08	2993 / 3005	1	Convencional	Pres.Rupt.: 2170 psi, Pres.Máx.: 8500 psi, Pres. Fin.: 8500 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 0 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 5400 psi, Caudal Prom.: 22 bbl-min, Potencia Prom: 2779 HHP, Colchón: 14000 gal, Tratam.: 15000 gal, Desplaz.: 0 gal	742	562 Arenamiento	165
2	14-Mar-08	3003 / 3076	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 8870 psi, Pres. Fin.: 8870 psi, P.C.I.: 7620 psi, P.C.F.: 0 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 7250 psi, Caudal Prom.: 19 bbl-min, Potencia Prom: 3376 HHP, Colchón: 8484 gal, Tratam.: 11907 gal, Desplaz.: 2091 gal	1045	1026	69
3	25-May-08	3139.2 / 3145.2	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 9000 psi, Pres. Fin.: 9000 psi, P.C.I.: 5550 psi, P.C.F.: 500 psi @ 2 min., Pres.Prom.: 5100 psi, Caudal Prom.: 19.3 bbl-min, Potencia Prom: 2413 HHP, Colchón: 10500 gal, Tratam.: 14230 gal, Desplaz.: 0 gal	1379	1114 Arenamiento	70
4	15-May-08	3010 / 3045	1	Convencional	Pres.Rupt.: 5000 psi, Pres.Máx.: 6560 psi, Pres. Fin.: 5140 psi, P.C.I.: 2930 psi, P.C.F.: 3400 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4800 psi, Caudal Prom.: 24 bbl-min, Potencia Prom: 2824 HHP, Colchón: 22000 gal, Tratam.: 25600 gal, Desplaz.: 3623 gal	1640	1639	132
5	16-Jun-08	2961 / 2967	2	Espuma de CO2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 5500 psi, Pres. Fin.: 5120 psi, P.C.I.: 3000 psi, P.C.F.: 1400 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 5000 psi, Caudal Prom.: 18 bbl-min, Potencia Prom: 2206 HHP, Colchón: 8789 gal, Tratam.: 15520 gal, Desplaz.: 1890 gal	1424	1400	60
6	15-Jun-09	3021 / 3072	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 4866 psi, Pres.Máx.: 6560 psi, Pres. Fin.: 4766 psi, P.C.I.: 2323 psi, P.C.F.: 6490 psi @ 5 min., Pres.Prom.: 5300 psi, Caudal Prom.: 12 bbl-min, Potencia Prom: 1819 HHP, Colchón: 21000 gal, Tratam.: 24140 gal, Desplaz.: 2315 gal	1360	1360	305
7	22-Ene-09	3028 / 3050	3	Convencional	Pres.Rupt.: 830 psi, Pres.Máx.: 4850 psi, Pres. Fin.: 3172 psi, P.C.I.: 4850 psi, P.C.F.: 1350 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 3600 psi, Caudal Prom.: 24.5 bbl-min, Potencia Prom: 2206 HHP, Colchón: 20850 gal, Tratam.: 25050 gal, Desplaz.: 3700 gal	1541	1541	90
8	22-Jun-09	3046 / 3103	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 7400 psi, Pres. Fin.: 3461 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 7400 psi @ 0 min., Pres.Prom.: 3464 psi, Caudal Prom.: 16 bbl-min, Potencia Prom: 1326 HHP, Colchón: 13650 gal, Tratam.: 16768 gal, Desplaz.: 546 gal	1520	1277 Arenamiento	100
9	27-Oct-09	3136 / 3185	3	Convencional	Pres.Rupt.: 2820 psi, Pres.Máx.: 7370 psi, Pres. Fin.: 5287 psi, P.C.I.: 7218 psi, P.C.F.: 5049 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4100 psi, Caudal Prom.: 18.2 bbl-min, Potencia Prom: 2080 HHP, Colchón: 20075 gal, Tratam.: 12389 gal, Desplaz.: 0 gal	652	454 Arenamiento	120
10	09-Nov-09	3031 / 3044.5	3	Espuma de N2	Pres.Rupt.: 0 psi, Pres.Máx.: 4180 psi, Pres. Fin.: 4180 psi, P.C.I.: 2000 psi, P.C.F.: 840 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 3500 psi, Caudal Prom.: 15 bbl-min, Potencia Prom: 1475 HHP, Colchón: 35093 gal, Tratam.: 22593 gal, Desplaz.: 9030 gal	906	906	100
11	03-May-08	3036 / 3058.5	1	Convencional	Pres.Rupt.: 5100 psi, Pres.Máx.: 4700 psi, Pres. Fin.: 4700 psi, P.C.I.: 0 psi, P.C.F.: 1070 psi @ 10 min., Pres.Prom.: 4000 psi, Caudal Prom.: 22 bbl-min, Potencia Prom: 2157 HHP, Colchón: 23000 gal, Tratam.: 24090 gal, Desplaz.: 2436 gal	1520	1520	140

Tabla 1. Resumen de las estimulaciones realizadas en la campaña.

caras de la fractura hacia la formación lo que reduce la permeabilidad relativa al gas en la región invadida. Bajo circunstancias ideales, este daño puede ser removido fácilmente dado que la caída de presión (DP) a través de la zona dañada es suficiente para poner en movimiento este fluido y así recuperar la mayor parte. Desafortunadamente, en los casos de baja presión de reservorio no ocurrirá lo mismo. La caída de presión en la zona invadida no será suficiente para remover el daño.

La solución en este caso es el empleo de un fluido energizado que permita crear cierta saturación de gas en la zona invadida o de daño y, así, facilitar la recuperación del fluido de fractura.

La permeabilidad en la formación Sierras Blancas varía entre valores moderados a altos, por lo cual se trata de crear fracturas con alta conductividad. Los tratamientos convencionales son llevados a cabo con fluido base agua y concentraciones finales de agente de sostén que van de las 12 lb/gal a las 16 lb/gal. Los valores de presión de cierre, típicamente varían entre 4.500 y 6.000 psi, por lo cual se emplea arena bauxita malla 20/40.

En los pozos donde la presión de reservorio está por debajo de su valor original se ha denotado devolución de agente de sostén seguido del tratamiento de fractura

hidráulica, lo cual se ha minimizado mediante técnicas presentes en la industria.

Por lo expresado anteriormente, el diseño de estimulación de fractura hidráulica adecuado debe contemplar:

- Energía en el fluido de fractura.
- Un fluido con buenas características de transporte del agente de sostén.
- La minimización de la devolución del agente de sostén postratamiento.

Las mezclas de fluidos con porcentaje de gas en condiciones de fondo superior al 52%, fluidos denominados espumados, tienen limitaciones en la capacidad de transporte del agente de sostén. Este límite podría fijarse entre las 5 lb/gal y las 7 lb/gal dentro de la fractura. Para lograr el transporte de mayores concentraciones de agente de sostén se decidió energizar el fluido base con porcentajes de gas que varían de un 15% a un 40% dependiendo de la presión de reservorio presente. De esta forma la capacidad de transporte del agente de sostén queda en función directa del fluido base utilizado. Los trabajos realizados utilizaron como fluido base un gel reticulado de baja carga polimérica que, según el grado de depletación del pozo, variaba de 20 a 25 lb/1.000 gal.

El fluido fue energizado mediante gas nitrógeno (N_2). Este se bombea en fase gaseosa y no es reactivo en formación. Este trabajo sienta un precedente para la utilización del nitrógeno en altas temperaturas (225 °F) y profundidades (3.000 m). En la literatura, existen numerosas comparaciones entre la utilización del nitrógeno y la del dióxido de carbono para energizar el fluido. No existe un modelo matemático para describir el porcentaje de gas nitrógeno que filtra en las caras de las fracturas. Sin embargo, se considera que este filtrado es el mecanismo que permite que el nitrógeno ponga en movimiento el fluido dentro de la zona de daño.

En la tabla 2 podemos apreciar un tratamiento típico. En todos los casos se realiza un primer bombeo de calibración y se observa la declinación de presión. De esta forma, se descartan problemas de fricción y se ajustan diferentes parámetros como el porcentaje del colchón en función del *leak off* observado, el caudal, etc. La experiencia nos indicó que la formación Sierras Blancas presenta cierta sensibilidad a los cambios de caudales por lo que se programó realizar un único cambio en el caudal de nitrógeno y de líquido antes de comenzar con la primera concentración de agente de sostén. El porcentaje promedio de N_2 para el caso típico es de 35%. La tabla 3 muestra las condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento.

Agente de sostén

En las últimas concentraciones se utilizó un agente de sostén especialmente diseñado para minimizar su devolución durante la vida productiva del pozo. Este agente de sostén contiene un 20% de su mismo material, bauxita, pero con forma angular. El angulado de un cierto porcentaje de los granos del agente de sostén interactúa con los granos esféricos y generan una especie de trabado que disminuye el movimiento de granos hacia el pozo, una vez que la fractura ha cerrado y que el pozo se ha puesto en producción.

Limpieza posfractura

Para disminuir el tiempo de permanencia del fluido en formación, reducir los tiempos de limpieza y los costos de la operación es necesario abrir el pozo inmediatamente, de este modo se aprovecha la energía remanente otorgada por la expansión del nitrógeno. Esta energía permite poner en movimiento el fluido en la zona cercana a la cara de la fractura,

sobrepasar los efectos de capilaridad y aumentar la recuperación del fluido de fractura.

La apertura del pozo se realiza en forma controlada y bajo la técnica de cierre forzado.

Para la apertura inmediata de los pozos postratamiento fue necesario diseñar un cabezal especial. Este cabezal permite que una vez finalizada la operación, se cierran las líneas de fractura, y seguidamente se fluye el pozo a través de una omega, controlando la apertura mediante un orificio preestablecido. La figura 5 presenta el diseño implementado para las estimulaciones realizadas.

Se coloca, además, un cabezal de presión para permitir el monitoreo continuo de la presión de boca de pozo du-

Etapa	Fluido	Volumen en el fondo	Concentración arena (lb/gal)		Arena		Caudal N ₂	Caudal sucio
	(l)	(gas)	(Sup.)	Fdo	Bls	Tipo	(scfm)	(bpm)
Minifrac	Gel reticulado 20#	6.000	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0
DZTO	Gel lineal 20#	3.330	0.0	0.0	0.0		0	0.0
Parada		0	0.0	0.0	0.0		0	0.0
Pad	Gel reticulado 20#	20.000	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0
1° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	1.4	1.0	30.0	B	7.044	14.4
2° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	2.9	2.0	60.0	B	7.033	14.4
3° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	4.3	3.0	90.0	B	7.022	14.4
4° ETAPA	Gel reticulado 20#	5.000	5.9	4.0	200.0	B	7.012	14.4
5° ETAPA	Gel reticulado 20#	3.000	7.5	5.0	150.0	B	7.003	14.4
6° ETAPA	Gel reticulado 20#	2.000	7.6	5.0	100.0	B FC	7.267	14.2
7° ETAPA	Gel reticulado 20#	2.000	9.2	6.0	120.0	B FC	7.260	14.2
8° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.500	10.9	7.0	105.0	B FC	7.253	14.2
9° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.000	12.7	8.0	80.0	B FC	7.247	14.2
10° ETAPA	Gel reticulado 20#	1.000	14.5	9.0	90.0	B FC	7.242	14.3
DZTO	Gel lineal	3.330	0.0	0.0	0.0		8.820	13.0

B: Bauxita 20/40

B FC: Bauxita 20/40 con control de producción de arena.

Tabla 2. Diseño de estimulación de fractura hidráulica típico.

rante su fluencia. El circuito también permite la limpieza de los equipos de fractura sin la necesidad de desarmar y reconectar líneas de bombeo.

Los pozos son abiertos inicialmente por orificios de 4 mm. Si en el tiempo aproximado de 6 horas no se observa devolución de agente de sostén, se los pasa a 6 mm por un tiempo de ensayo de 24 horas. Luego de este tiempo, se incrementan los diámetros de orificio a 8 mm y 10 mm durante el mismo período de tiempo.

Punzados (m):	3031-3044	Gradiente fractura (psi/ft):	0.5
Presión reservorio (psi):	1.620	NVF:	1.260
Permeabilidad (md):	0.5	Temperatura (°F):	225

Tabla 3. Condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento.

Conclusiones

- El uso de nitrógeno en los tratamientos de fractura reduce drásticamente los tiempos de limpieza del pozo postratamiento. Asimismo, permite obtener una alta conductividad de la fractura a través del transporte de altas concentraciones de agente de sostén.
- Esta metodología impacta en el rendimiento de la producción de los pozos con un aumento significativo en el caudal de gas inicial. La aceleración en la producción de gas obtenida se traduce directamente en un beneficio económico que hace viable proyectos dirigidos al desarrollo de yacimientos de gas maduros depletados. La mínima presión para poder estimular y obtener una respuesta positiva de la producción fue determinada para este reservorio de 70 kg/cm².