

Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio – Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina

Luis Alvarez (1), Fabio Peñacorada (1) Emmanuel d'Huteau (1) y Santiago Perez Millan, Roberto Sentinelli (2).

(1) YPF S.A., Talero 360, (8300) Neuquén, Argentina

(2) Baker Hughes

ABSTRACT

El yacimiento Loma La Lata está ubicado en la provincia de Neuquén, Argentina. Fue descubierto en el año 1977 y ha producido de la formación Sierras Blancas desde septiembre de 1978. Actualmente es el campo de gas más importante de Argentina. Al día de hoy, 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 2900 y 3000 m de profundidad. Luego de ser punzada requiere de la fracturación hidráulica para sustentar una producción comercial de gas. Después de 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 de 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.

INTRODUCCION

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 325000 m³/d de gas y 84 m³/d de condensado, por orificio de 14 mm y 137 kg/cm² de presión dinámica en boca, convirtiéndose en uno de los yacimientos más importantes de la historia de YPF y de la actividad petrolera en general. Se encuentra ubicado en el centro de la cuenca Neuquina,

El desarrollo del yacimiento comenzó con la perforaron 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, alcanzando el máximo de perforaciones a fines de la década del 90 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 propano 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 re-fracturación 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 2700 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.

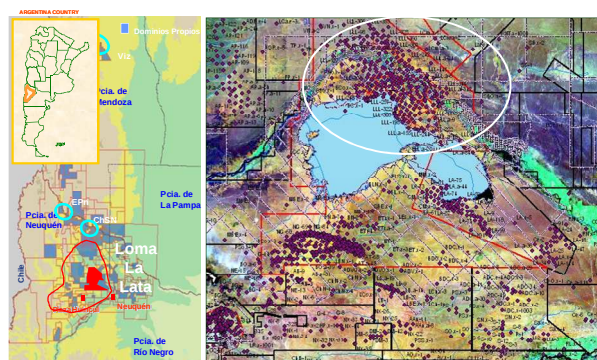


Figura 1. Ubicación del yacimiento Loma la lata

UBICACIÓN

El campo Loma la Lata está ubicado en la Provincia de 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

subsuelo con dos nombres formacionales distintos: F. Catriel para sus facies impermeables y Fm Sierras Blancas para las permeables.

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

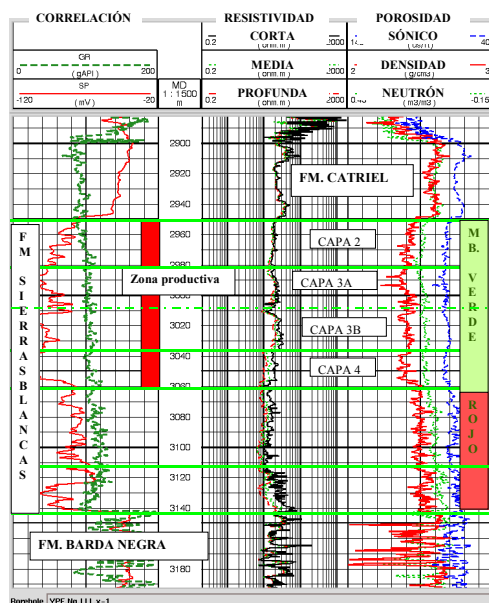


Fig. 3 División estratigráfica local, según su visualización a través de perfiles

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 Bonito, presentando, en términos generales, un buzamiento no mayor a 4° en dirección NE. (Figura 4)

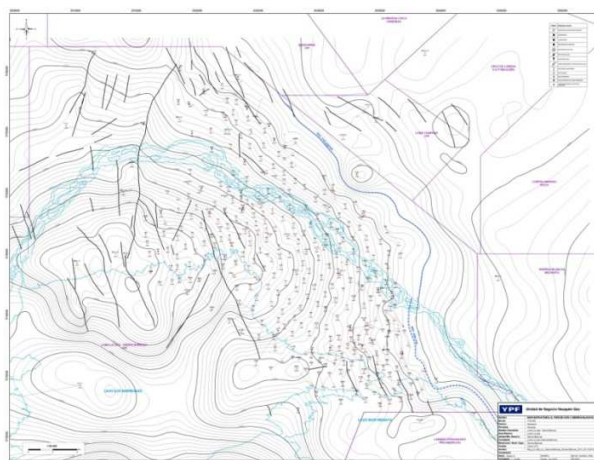


Fig. 4 Mapa estructural al tope de la F. Sierras Blancas

Inicialmente, la Formación Sierras Blancas fue subdividido 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 al, 1984, De Vera et al 1996)

En trabajos posteriores (Maretto et al, 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 denominaron 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 Fm, Catriel, que fueron denominadas capas 2 y 3. (Figura 3) correspondiente 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 a reparar fue el contacto agua – gas que en el sector sureste del yacimiento se ubica entre 2710 a 2740 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 1800 a 2200 m, seguida de un Liner de 5” hasta la profundidad final del pozo. Luego de bajar el Liner el mismo 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 entonces se diseñaron fracturas no muy largas. Luego se incrementó el largo y la conductividad el 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 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 de reducir el volumen total de fluido y también reducir fuertemente el porcentaje del pad dentro de este total.

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.: 6660 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.: 3030 gal	906	906	100
11	03-May-08	3038 / 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

RESULTADOS DE LA CAMPAÑA DE REPARACIONES

Se evaluaron distintas alternativas: fracturas hidráulicas con geles crosslinkeados, 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 y en el anexo 1 se grafican las curvas de producción de los pozos involucrados en la campaña.

Un solo pozo (el numero 5) no respondió a la estimulación programada, quedando sin producción, tres quedaron con una producción diaria menor a los 30000 m³/d de gas y los restantes 7 con producciones que variaron entre 110000 a 50000 m³/d.

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

TRATAMIENTOS CON BAJA PRESION DE RESERVORIO.

Descripción del fluido:

El fluido inyectado durante el bombeo, filtra desde las caras de la fractura hacia la formación reduciendo la permeabilidad relativa al gas en la región invadida. Bajo circunstancias ideales este daño puede ser removido fácilmente dado que la caída de presión (ΔP) a través de la zona dañada es suficiente para poner en movimiento este fluido y así en 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 4500 y 6000 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 de agente de sostén pos tratamiento.

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/1000 gal.

El fluido fue energizado mediante gas Nitrógeno (N_2). El mismo 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 (3000 m). En la literatura existen numerosas comparaciones entre la utilización del nitrógeno y el 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.

ETAPA	FLUIDO	VOLUMEN EN FONDO	CONCENTRACION ARENA (lb/gal)		ARENA		CAUDAL N2	CAUDAL SUCIO
	(lts)	(gal)	Sup.	Fdo	bls	Tipo	(scfm)	(bpm)
Minifrac	Gel Reticulado 20#	6000	0.0	0.0	0.0		8820	13.0
DZTO	Gel lineal 20#	3330	0.0	0.0	0.0		0	0.0
Parada		0	0.0	0.0	0.0		0	0.0
Pad	Gel Reticulado 20#	20000	0.0	0.0	0.0		8820	13.0
1° ETAPA	Gel Reticulado 20#	3000	1.4	1.0	30.0		7044	14.4
2° ETAPA	Gel Reticulado 20#	3000	2.9	2.0	60.0		7033	14.4
3° ETAPA	Gel Reticulado 20#	3000	4.3	3.0	90.0		7022	14.4
4° ETAPA	Gel Reticulado 20#	5000	5.9	4.0	200.0		7012	14.4
5° ETAPA	Gel Reticulado 20#	3000	7.5	5.0	150.0		7003	14.4
6° ETAPA	Gel Reticulado 20#	2000	7.6	5.0	100.0	F C	7267	14.2
7° ETAPA	Gel Reticulado 20#	2000	9.2	6.0	120.0	F C	7260	14.2
8° ETAPA	Gel Reticulado 20#	1500	10.9	7.0	105.0	F C	7253	14.2
9° ETAPA	Gel Reticulado 20#	1000	12.7	8.0	80.0	F C	7247	14.2
10° ETAPA	Gel Reticulado 20#	1000	14.5	9.0	90.0	F C	7242	14.3
DZTO	Gel Lineal	3330	0.0	0.0	0.0		8820	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

En la tabla 2 podemos apreciar un tratamiento típico. En todos los casos se realiza un primer bombeo de calibración y se observa la declinatoria 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 indico que la formación Sierras Blancas presenta cierta sensibilidad a los cambios de caudales por lo que se programo 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 N₂ para el caso típico es de 35%. La tabla 3 muestra las condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento.

Punzados (m):	3031-3044	Gradiente Fractura (psi/ft):	0.5
Presión Reservorio (psi):	1620	NVF:	1260
Permeabilidad (md):	0.5	Temperatura (°F):	225

Tabla 3: condiciones de reservorio para los cálculos del tratamiento

Agente de sostén.

En las últimas concentraciones se utiliza un agente de sostén especialmente diseñado para minimizar la devolución del mismo 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 generando una especie de trabado lo cual 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 post fractura.

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 aprovechando así 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, sobre pasando los efectos de capilaridad y aumentando 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 pos tratamiento fue necesario diseñar un cabezal especial. El mismo permite que una vez finalizada la operación se cierren las líneas de fractura, y seguidamente se fluye el pozo a través de una omega, controlando la apertura mediante un orificio preestablecido. La fig. 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 durante la fluencia del mismo. 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 orificio 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 incrementa los diámetros de orificio a 8 mm y 10 mm durante el mismo periodo de tiempo.

ESQUEMA DE CABEZA DE POZO Y DE LÍNEAS PARA ESTIMULACIÓN CON N₂

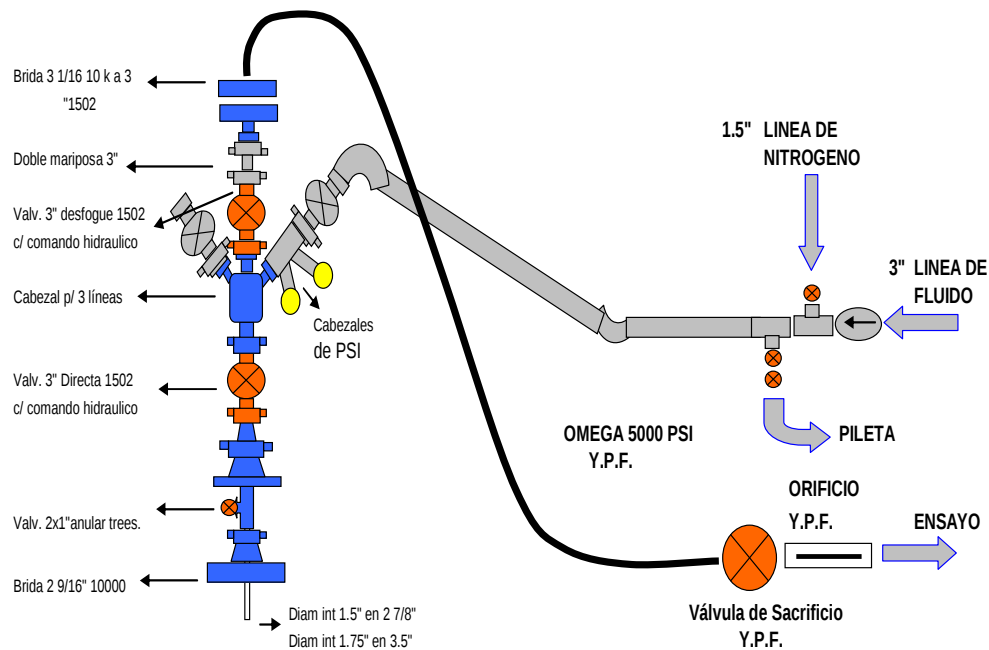


Fig. 5 Esquema de cabeza de pozo y de líneas para estimulación con N₂

CONCLUSIONES

- El uso de Nitrógeno en los tratamientos de fractura reduce drásticamente los tiempos de limpieza del pozo post-tratamiento. Así mismo 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.
- Esta metodología de fractura, permite una recuperación más rápida del fluido de fractura inyectado respecto a los demás tratamientos convencionales hasta el momento realizados.
- Indirectamente esta metodología trajo un ahorro importante en tiempos y costos en la etapa de terminación, ya que no fue necesario recurrir al coiled tubing para poner en marcha la fluencia de la fractura realizada, situación que no se puede evitar con fracturas convencionales donde siempre se debe recurrir a un gas lift para la fluencia.
- La metodología de trabajo permite realizar el bombeo del tratamiento a través de la instalación final de producción evitando ahogos o maniobras posteriores que demoran la puesta en producción del pozo.

Agradecimientos.

Agradecemos a YPF S.A. y a Baker Hughes la autorización para la publicación de este trabajo y a todos aquellos que de una forma u otra ayudaron a la confección del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

De Vera, H., Limeres, A., Calarco, J., Grinberg, M. y Cottone, S., 1996. Estudio de reservorio campo Loma La Lata – gas. Informe inédito YPF.

Hechem, Jorge J. y Ricardo Veiga, 2002 Loma la Lata, Enseñanzas del pasado y algunas preguntas para el futuro. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.

Frieauf, Kile E. and Mukul M. Sharma, 2009. Fluid Selection for Energized Hydraulic Fractures. SPE 124361. University of Texas at Austin

Legarreta, L y C. Gulisano, 1988. Análisis estratigráfico secuencial de la cuenca Neuquina (Triásico superior - Terciario inferior), Argentina. X Congreso Geológico Argentino, Tucumán

Maretto, H. y De Vera, H. 2001. Bitumen y comportamiento de pozos en el yacimiento Loma La Lata: sumario y análisis de nueva información. BIP, en prensa

Maretto, H y L. Rodriguez, 2005. Yacimiento Loma La lata, Descripción de las Condiciones de Acumulación en la Formación Sierras Blancas. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Las Trampas de Hidrocarburos en las Cuencas Productivas de Argentina, Mar del Plata, Argentina. pp. 271-288.

Modern Fracturing – Enhancing Natural Gas Producing- Chapter 7 Fracturing Fluids and Formation Damage, 2007. Michael J. Economides, Tony Martin.

Muñoz, M., Giusiano, M. y Conti Persino, A. 1984. El origen eólico de la Formación Tordillo (Miembro Verde), en el yacimiento Loma La Lata, provincia del Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas V: 315-323

Peroni, G. Di Mario, J. y Arregui, C. 1984. Estudio estadístico de perfiles de buzamiento aplicado al análisis de paleoambientes - Formación Tordillo (cuenca Neuquina), provincia del Neuquén. IX Congreso Geológico Argentino, Actas V: 243-257

Veiga, R., Maretto, H. Y Verzi, H., 2001. Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca Neuquina (Argentina). Boletín de Informaciones Petroleras, Año XVIII, N°67:50-63

Veiga, Ricardo, Hernán Verzi y Hernán Maretto. Mayo 2003. Yacimiento Loma La Lata. Modelado Bidimensional en el Ámbito Central de la Cuenca Neuquina. Argentina. YPF. Informe Inédito.

Uliana, M.A. & Legarreta, L., 1993. Hydrocarbon Habitat in a Triassic-to-Cretaceous Sub-Andean Setting: Neuquén Basin, Argentina. Journal of Petroleum Geology. Vol. 16 (4):397-420.

Anexo 1: Curvas de producción de los pozos de la campaña de reparaciones 2008-2009

