

EXPERIENCIA DE FRACTURAS ÁCIDAS EN EL YACIMIENTO LINDERO ATRAVESADO, NEUQUÉN, ARGENTINA

Juan C. Antoci
Pan American ENERGY
Luis A. Anaya
BJ Services Co.

Introducción

El uso de ácidos orgánicos e inorgánicos para la estimulación de pozos petrolíferos y gasíferos es una técnica ampliamente difundida en la industria. De todos los ácidos conocidos, el que es utilizado con mayor frecuencia es el ácido clorhídrico (HCl) y en casos especiales (altas temperaturas, altas velocidades de reacción o generación de subproductos dañinos) es reemplazado por ácidos orgánicos más débiles tales como el acético o fórmico.

Del mismo modo, las técnicas utilizadas indican la utilización de los ácidos como cabeceras para mejorar los caudales de admisión o para la limpieza de punzados, bombeos matriciales (con presiones de bombeo por debajo de las presiones de fractura) en el caso de tratar areniscas y bombeos a caudales de fractura (con presiones de bombeo por encima de las presiones de fractura) en el caso de formaciones calcáreas.

En este trabajo desarrollaremos básicamente la técnica de fractura ácida aplicada con marcado éxito para la estimulación y desarrollo de un horizonte nuevo en un yacimiento gasífero maduro ubicado en la cuenca neuquina en la provincia de Neuquén en la República Argentina.

Yacimiento Linero Atravesado, Neuquén

El yacimiento Lindero Atravesado pertenece a la cuenca sedimentaria neuquina, está ubicado en la provincia de Neuquén, Rep. Argentina, a 27 km. Al Noroeste de la ciudad de Neuquén y es actualmente operado por la compañía Pan American ENERGY, subsidiaria de BP Amoco.

Este yacimiento ocupa un área de 518 km², de forma poligonal de 17 km. de ancho y 37 km. de largo, se encuentra dividido en dos zonas, la parte Oriental y la Occidental, ambas zonas productoras de petróleo y gas. En la parte Occidental una fracción del área, aproximadamente 25% se encuentra debajo del lago Mari Menucos.

En la porción Occidental del Yacimiento Lindero Atravesado, los objetivos principales de desarrollo fueron en un comienzo, los reservorios de las Fm. Sierras Blancas y Lotena. Conforme se avanzó en el conocimiento del área, se encontraron niveles de interés petrolífero en niveles carbonático-dolomíticos de la Fm. Quintuco suprayacente. Los mismos fueron ensayados aprovechando programas de reparación, existiendo inicialmente tres pozos (Nq LA-9, Nq LA-10 y Nq LA x-3) en producción de esos niveles denominados Capa Cero en el Este de Lindero Occidental.

La producción acumulada y reservas asociadas, ameritaron un estudio basado en información de pozos existente y datos sísmicos 3D en esa zona, para evaluar el potencial de desarrollo de la Capa Cero; de cuyo resultado da origen a la perforación de pozos para desarrollar este horizonte en reserva.

Consideraciones Estructurales Estratigráficas

En el Este del yacimiento Lindero Atravesado Occidental, los sedimentos Cretácico Superiores de la formación Quintuco han sido comprobados productores de petróleo en un intervalo denominado Capa Cero.

Dicha capa se halla en la zona entre 2455 a 2570 mbbp (en gral.) y se trata de un intervalo calcáreo gris blanquecino de grainstone oolítico en ocasiones dolomitizado, con escasas arenas, que puede presentar intercalaciones de limoarcilitas gris verdoso e impregnaciones y rastros de hidrocarburos.

La conformación del tope de la estructura en la zona de los pozos LA x-1, LA x-3; es la de un anticlinal cerrado asimétrico, de rumbo NO-SE, con un flanco Norte suave buzando hacia el NE y el otro más abrupto y fallado al Sur, buzando al SO. El eje de la estructura se hunde suave al NO y en forma más pronunciada al SE y presenta dos culminaciones; la más importante al Sur del Nq LA- 10 y Oeste del Nq LA x-3 y otra en las cercanías del pozo Nq LA-77, con cotas isobáticas en los ápices de -2098 y -2109 msnm respectivamente. Esta configuración estructural responde a un complejo juego de fallas que afecta mayormente a niveles más profundos y que controlan su geometría.

En dichas fallas, la principal es del tipo de desplazamiento de rumbo, con origen en basamento y que con orientación NO-SE, se extiende lateralmente hacia Lindero Oriental en tanto que verticalmente llega a cortar los niveles de la Capa Cero, ya cerca de su "tip line". Tiene asociadas las fallas clásicas en echelón de este ambiente, una de las cuales, con rumbo NNO-SSE y bloque bajo al Este, es responsable del abrupto hundimiento del eje al SE y la silla estructural que le continúa, que separa este anticlinal de una pequeña nariz (también relacionada a falla secundaria) y el plunge Oeste de la estructura braquianticlinal de la zona del Cx-1 en el sector Oriental.

Las fallas secundarias, no trepan en la columna mas allá de los intervalos Catriel o basales de Vaca Muerta, por lo que no adicionan un factor de entrapamiento para la Capa Cero.

La base del intervalo de la Capa Cero es estructuralmente concordante con lo descrito para el tope, en tanto que la Capa Cero considerada como intervalo estratigráfico, posee una potencia de 20125 m amplia extensión areal en el yacimiento y se identifica generalmente con una SP granocreciente, pero sólo posee desarrollo permeable en el sector que nos compete .

Estudios regionales efectuados por Carozzi et al. postulan la presencia de una orla oolítica en el área de El Cruce y Sierras Blancas, que ejercería influencia en la extensión de la faja dolomítica al Este (Miembro Inferior Quintuco Zona LA Oriental-Río Neuquén).

Una interpretación preliminar considera a estos cuerpos como barras oolíticas o depósitos de grainstone de una extensión un poco más amplia, con una elongación casi Norte - Sur en un ambiente subtidal somero (regresivo con dirección de Este a Oeste) y distribución intermitente de elásticos provenientes del Sur y Este.

Un análisis en mayor detalle permite subdividir la Capa Cero en dos secciones Superior e Inferior de acuerdo con las indicaciones de micropérfil y el set de perfiles comúnmente usado.

La primera de ellas se extiende en todo el sector norcentral del yacimiento, con espesores permeables y útiles de hasta 5 m y totales de hasta 12 m.

La sección inferior se halla presente con espesores útiles de hasta 3 m y totales de hasta 12 m. con una media de 5m en un área similar a la anteriormente descripta.

La Capa Cero inferior se ha depositado en dos cuerpos, con elongación general Norte-Sur, que presentan mayor espesor en sus partes medias y menor en sus extremos (eje mayor de los cuerpos) y una fila de pozos (LA-59, 22, 49, 78, y 76) donde esta no se depositó.

Respecto de la Capa Cero Superior, presenta una continuidad mayor de esta capa e igual calidad a la Capa Cero Inferior (dada por los valores menores de espesor y una igual distribución de valores, mayores en la parte media y menores en los extremos, en dirección a su eje mayor).

El modelo geológico descrito, en conjunto con la correlación del techo y la base de dicha Capa, fueron integrados y convalidados con la interpretación de los datos de amplitudes sísmicas y con las velocidades obtenidas de inversión de traza sísmica.

Metodología

A fin de pronosticar la ubicación, extensión y desarrollo poroso/permeable de la Capa Cero, se efectúa la correlación de parámetros de pozo con atributos sísmicos y geoestadísticos. Posteriormente, se establecen modelos para dichos parámetros en función de los atributos sísmicos de mejor correlación, lo que permite mapear la extensión y variación de cada parámetro en particular. Por último, combinando los mapas de porosidad, saturación y permeabilidad además de considerar la posición estructural y performance de pozos; se identifican los mejores lugares para futuras ubicaciones de desarrollo, el número de ellas con su reserva asociada y los parámetros necesarios para el estudio probabilística de la reserva asociada al proyecto, que se utilizará para su análisis económico.

Es así que se han obtenido modelos de porosidad máxima y promedio en función de velocidades de inversión de traza sísmica, saturación de agua y espesor permeable. También se hizo un ajuste (modelo) local del espesor permeable que predicen los métodos geoestadísticos utilizados y descriptos para la recomendación de ubicación de pozos

A partir de esos modelos, se generan mapas de espesores permeables, porosidades, y saturaciones, los que multiplicados entre sí, permiten obtener una grilla cuyo valor puntual es el espesor neto de petróleo ($H_u \times \Phi \times S_o$) en la unidad de superficie del nodo considerado, los que integrados en un área particular (ej. radio de drenaje), permiten obtener una estimación del volumen in situ para esa superficie. Las áreas con nodos de mayor valor, equivalen a los "sweet spots" con la mejor combinación de porosidad, saturación y espesor permeable, factibles de desarrollar en la estructura; criterio que permitió, iniciar el desarrollo.

Fracturas Ácidas

El objetivo de este tipo de tratamientos es inyectar ácido dentro de la formación a una presión lo suficientemente alta para abrir fracturas naturales o para fracturar –romper– la formación. El método es ampliamente utilizado tanto en calizas como en dolomitas.

Inicialmente, un colchón de fluido es inyectado a un caudal superior al que la matriz puede aceptar de manera que se causa un incremento en la presión lo suficientemente alta para sobrepasar los esfuerzos compresivos de la tierra y los esfuerzos tensiles de la roca. En este punto, la formación falla por ruptura y se forma una fractura.

La fractura hidráulica es el proceso de crear una fractura mediante la inyección de fluidos dentro de la formación a presiones mayores que las de ruptura de la misma, de esta manera se rompe la roca y se extiende este punto de rompimiento utilizando presión hidráulica. El caudal de inyección tiene que ser lo suficientemente alto y la permeabilidad de la formación lo suficientemente baja para que

la pérdida de fluido no sea excesiva de manera que la presión pueda incrementar lo suficiente para fracturar la formación o para abrir fracturas naturales existentes.

Normalmente, se inyectan agentes de sostén con fluidos para mantener la fractura abierta en areniscas y se utilizan ácidos para grabar las caras de las fracturas promoviendo que ellas no sean parejas mediante la creación de canales o “worm-holes” para prevenir que se cierren completamente en las formaciones carbonáticas. La fractura empaquetada o grabada actuará como un canal de alta conductividad para mover los fluidos hacia las cercanías del pozo con mayor facilidad.

En pozos de baja a mediana temperatura, el control de la pérdida de fluido del ácido es la consideración más importante. En pozos de alta temperatura, la distancia de penetración efectiva del ácido está limitada por un rápido consumo, por tanto, se deberá utilizar ácidos retardados (gelificados y/o reticulados).

Primera consideración de éxito o fracaso, penetración del ácido o longitud de fractura; el primer factor de éxito para obtener una fractura ácida es conseguir la creación de una longitud apropiada; sin embargo, el ácido posee características propias que hacen que no sea tan fácil alcanzar este objetivo. La primera de ellas es su viscosidad, básicamente la del agua, lo cual ocasiona que el ácido se filtre muy rápidamente a través de las paredes de la formación o peor aún, a través de las fracturas naturales propias de un carbonato; de esta manera es imposible generar geometría de fractura y menos aún poder extender la misma.

La segunda característica del ácido que trabaja en contra de conseguir una longitud de fractura apropiada es la velocidad de reacción del mismo con las formaciones carbonáticas. Esta característica hace que el ácido se consuma rápidamente en las cercanías del pozo perdiendo su capacidad de seguir grabando las paredes a distancias mayores del pozo.

Molon y Fox reportaron en 1983 el uso de goma xántica como agente de retardo de la velocidad de reacción del ácido. Incrementando la viscosidad del ácido se consigue mejorar la eficiencia del fluido y reducir la velocidad de reacción.

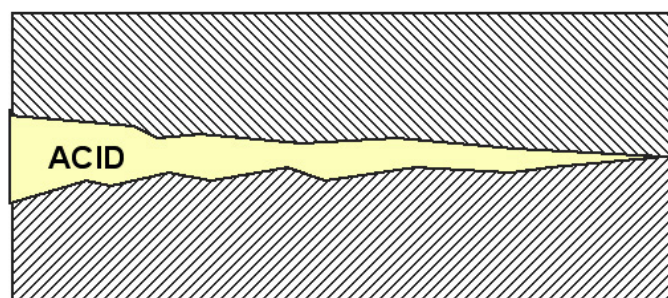
La solución encontrada en la industria y optimizada con un nuevo sistema desarrollado recientemente es el reticulado del ácido. Muchas compañías anteriormente pudieron gelificar el ácido pero se comprobó que los valores de viscosidad no eran lo suficiente altos para obtener longitudes de fractura; algunas consiguieron reticarlo pero fracasaron en el paso siguiente que consiste en “romper” el fluido: esto es, que retorne a su viscosidad original, la del agua, para una efectiva recuperación del mismo y limpieza del pozo y evitar de esta manera taponar la formación con ácido no roto.

Mediante este nuevo sistema optimizado se consigue un fluido de viscosidades elevadas que restringe la pérdida de fluido hacia la formación permitiendo la generación y extensión de una fractura. Adicionalmente, se consigue retardar la acción corrosiva del ácido controlando la velocidad de reacción del mismo con la formación y permitiendo el bombeo a distancias mayores a partir de las cercanías del pozo. De esta manera se consiguen longitudes de fractura elevadas que conllevan a la obtención de fracturas efectivas. Y como último punto, se puede romper el fluido retornándolo a viscosidades originales para una fácil recuperación y limpieza del pozo.

Segunda consideración de éxito o fracaso, grabado o “etching” de las paredes; conforme el ácido fluye a lo largo de la fractura, porciones de las caras de la fractura son disueltas. A partir de que el ácido fluyente tiende a grabar de una manera no uniforme para crear canales conductivos los cuales usualmente permanecerán abiertos cuando la presión de bombeo sea liberada y la fractura se cierre. Pero esta asunción funcionará siempre y cuando el ácido grave de manera diferenciada la formación en función de la heterogeneidad de la roca, presencia de materiales que reaccionen con diferentes velocidades al paso del ácido.

Algunos de los fracasos observados en la industria se debieron, lamentablemente investigados después de hacer los trabajos, a la homogeneidad de la formación y al grabado uniforme de la formación al paso del ácido, quedando caras uniformes que no tienen conductividad una vez que se libera la presión hidráulica.

Una forma de generar el grabado diferencial a falta de heterogeneidad, es la técnica denominada como “visco fingering”. La misma consiste en el bombeo de ácidos de diferentes viscosidades, el más viscoso delante; de manera que el menos viscoso ingresa dentro del más viscoso a modo de “dedos”. Como la viscosidad confiere al ácido propiedades de retardo, los dos ácidos mencionados tienen velocidades de reacción diferentes; de esta manera se consigue la reacción diferenciada del ácido sobre la formación.



La fractura ácida involucra la inyección de ácido a la formación a un caudal superior al que la formación puede aceptar a través de sus canales de flujo

Estimulación de la formación Quintuco en Lindero Atravesado

En vista sobre todo de la composición mineralógica de la formación Quintuco Capa Cero y ante los pobres resultados de producción después del punzado de las capas, se decidió realizar la estimulación de las mismas utilizando la técnica de fractura ácida explicada en párrafos anteriores. Los diseños realizados contemplaron:

Volúmenes:

El volumen recomendado y utilizado de ácido fue de 1000 galones por cada metro de capa; como la capa tenía un espesor uniforme de 10 mts en casi todos los pozos, los tratamientos fueron de 10,000 galones de HCl al 15% divididos en un 60% de ácido reticulado y un 40% por ácido gelificado por razones explicadas en párrafo superior.

Caudales

El caudal de bombeo en un trabajo de fractura, bien sea ácido o con agente de sostén, debe ser aquel que permita romper y mantener la fractura abierta para la creación de una eficiente geometría de fractura. Para mantener la fractura abierta es necesario que el caudal de bombeo sea superior al caudal de pérdida de fluido hacia la formación. Con la utilización de fluidos de baja viscosidad (gelificados) el caudal necesario para fracturar es elevado en vista del alto caudal de pérdida de fluido.

Con la utilización del sistema reticulado en la estimulación de estos pozos, en vista de las altas viscosidades del fluido y por ende su bajo caudal de pérdida de fluido, se consiguió reducir considerablemente los caudales de bombeo con la consiguiente disminución en las presiones de tratamiento involucradas. Estas reducciones de caudal y presiones tuvo un impacto directo en la potencia desarrollada durante los trabajos, ítem fundamental en los costos de todo tratamiento de fractura. Por tanto, se consiguió un ahorro sustancial monetario que permitió utilizar este dinero en tratamientos más grandes o en apertura de otros horizontes.

Resultados

En este punto mencionamos las características previas, ensayos preliminares, ensayos posteriores al tratamiento y situación actual de algunos de los pozos tratados. Se mencionan los tres cimeros pozos de la campana inicial de reparación en pozos antiguos y además, los pozos más resaltantes de las nuevas campanas de perforación desarrolladas en años subsiguientes.

LA x-3: En 1968 ensayó este nivel mediante DST comprobando surgencia débil de gas y recuperando dos tiros de inyección emulsionado con petróleo. Posteriormente en enero de 1998 punzó 2594.5/98.5 (Sup.) y ensayó 741 litros/hora PF; 7% agua con nivel en 2314 m. Se realiza una estimulación ácida inyectando 142 barriles de ácido gelificado + 95 barriles de ácido normal al 15%, con un caudal promedio de tratamiento de 8 bpm. Se desarrolla una presión máx. de 6050 psi y una presión de admisión de 5800 psi. Presión instantánea: 4600 psi. Presión final: 5900 psi.

Luego de acidificada la capa surgió por 50 mm: 3962 I/h fluido de formación; 25% Agua; Presión dinámica: 60 psi.

La producción acumulada actual (febrero 2002) para gas es de 5.8 MMm³ y 39.1 Mm³ de petróleo,

Nq LA-9: en enero de 1998 se punzó 2550.5/54.5m (Inf.) el cual ensayado produjo 153 I/h fluido; 2% agua con nivel en 2493 m. Se realiza una estimulación ácida inyectando 143 barriles de ácido gelificado + 95 barriles de ácido normal al 15%, con un caudal promedio de tratamiento de 8 bpm. Se desarrolla una presión máx. de 6400 psi. Presión de admisión de 6100 psi. Presión de ruptura de 4400 psi. Presión instantánea: 5000 psi. Presión final: 6000 psi. Luego de estimulado quedó con 1400 I/h PF; 60% agua y nivel en 1 800 m.

Al punzar un tramo superior (2539/44m), se comprobó falta de aislación con el punzado inferior. El ensayo en conjunto indicó 1420 litros/hora, 45% agua y nivel en 1980 m.

Su producción acumulada actual (Febrero 2002) es de 10.9 Mm³ de petróleo y 2.5MMm³ de gas.

Nq LA-10: durante la terminación del pozo en 1973, se punzaron los tramos 2543.4/44.3m (Inf.) y 2536.7/39.2m (Sup.). Ensayado por entre columna por orificio de 1/2" descargó 5 m³ de petróleo quedando sin presión. En 48 hs. de cierre acumuló una presión estática de 3000 psi, descargando 2 m³ de petróleo y ahogándose nuevamente. Al constatarse una pérdida en el tubing se procedió a cerrar la entre columna.

En noviembre de 1997 se repunzaron las zonas 2543.3/44.3 (Inf.) y 2536/39m (Sup.) ensayando por pistoneo 120 litros/hora; 10% agua, con nivel semiagotado. Se realiza una estimulación ácida inyectando, 140 barriles de ácido gelificado + 95 barriles de ácido normal al 15%, con un caudal promedio de tratamiento de 8 bpm. Desarrollando una presión máx. de 6400 psi. Presión de admisión: 6000 psi. Presión de ruptura: 4450 psi. Presión instantánea: 4900 psi. Presión final: 6000 psi. El ensayo post-estimulación se extrae: 2020 litros/hora de fluido; 5% agua, nivel en 1800 m.

Su acumulada actual (febrero 2002) es de 16.6 Mm³ de petróleo.

Presiones de formación semejantes tomadas en el ABLA-9 (Capa Inf.) y en el LA x-3 (Capa Sup.) de 244 y 243 Kg./cm² podrían estar indicando que ambas secciones se hallan comunicadas. La permeabilidad derivada de estos ensayos oscila entre 2,8 y 1,6 mD.

Durante la campaña de los años 2000 y 2001 se perforaron varios pozos, los más representativos son :

Nq LA-96: Durante la terminación en septiembre del año 2000 se punzó la zona 2469/72 m., se realizó el ensayo de producción, se extrajo: 390 lts./hs. De fluido con 15% de agua, 85 % de petróleo, nivel 2310 metros.

Se realiza una estimulación ácida, inyectando: 59 barriles de ácido reticulado 15% + 12 barriles de ácido gelificado al 15% + 47 barriles de ácido normal estas dos ultimas etapas con 1100 SCF de N₂ por barril a un caudal de 4.7 bpm. Presión máxima: 6300 psi. Presión de ruptura: 5050 psi. Presión promedio: 4850 psi. presión final: 6300 psi.

Se realiza el ensayo post tratamiento, se extrajo : 3510 lts/hs. Surge por 50 mm. Presión dinámica 40 psi. 1% de agua, 99% de petróleo.

Acumulada de petróleo (febrero 2002) 20.4 Mm³.

Nq LA-98: Durante la terminación en septiembre del año 2000 se punzó la zona 2485.5/89.5 m., se realizó el ensayo de producción, se extrajo: 4000 lts./hs. de fluido con 3% de agua, 97 % de petróleo, por surgencia con orificio de 50 mm.

Se realiza una estimulación ácida, inyectando 59 barriles de ácido reticulado 15% + 12 barriles de ácido gelificado al 15% + 47 barriles de ácido normal, estas dos ultimas etapas con 1100 SCF de N₂ por barril a un caudal de 6 bpm. Presión máxima: 7050 psi. Presión de ruptura: 7050 psi. Presión promedio: 4000 psi. presión final: 3680 psi.

Se realiza el ensayo post tratamiento, se extrajo: 11880 lts/hs. Surge por 50 mm. Presión dinámica 100 psi. 3% de agua, 97% de petróleo. Acumulada de petróleo (febrero 2002) 44.3 Mm³.

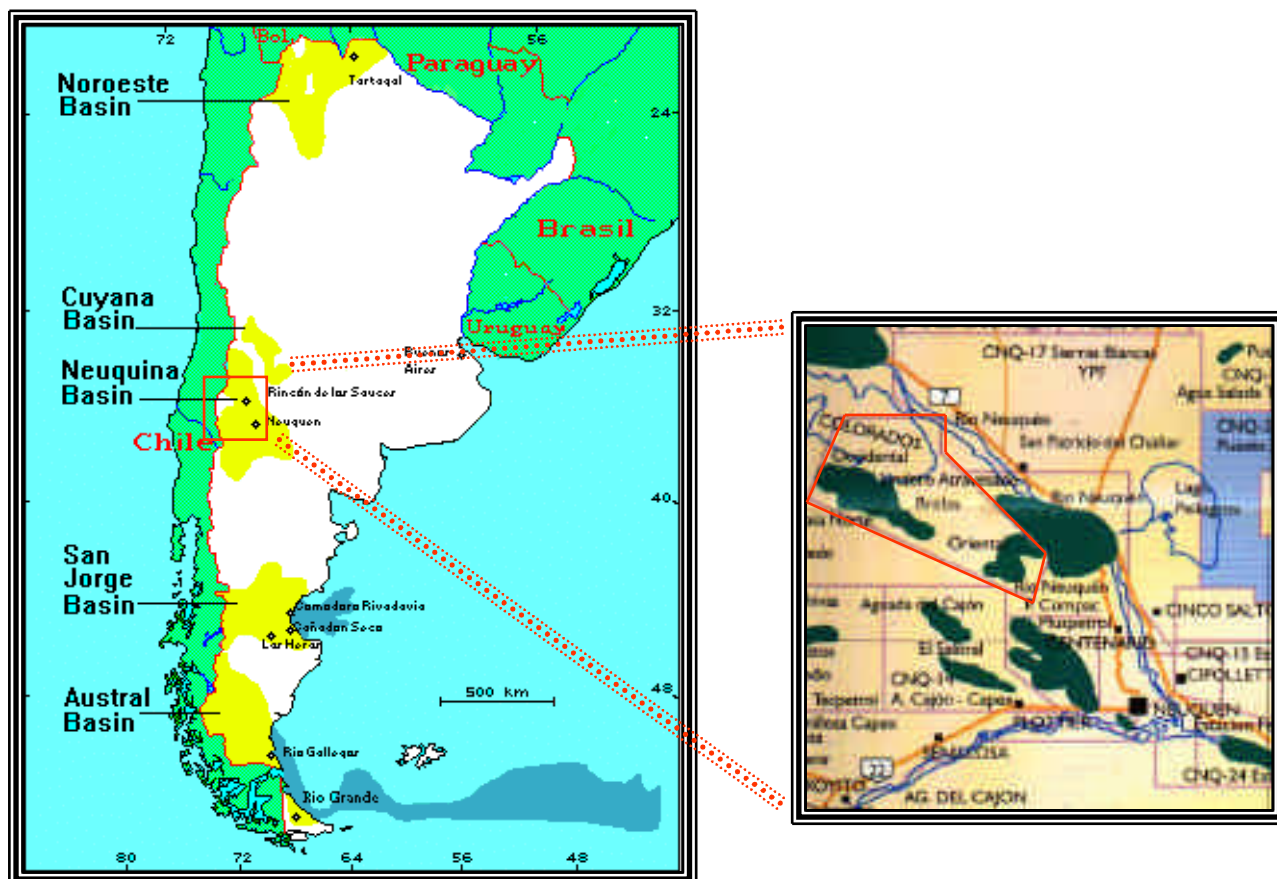
Adicionalmente, durante las campaña de perforación del año 2000, se extrajo una corona del pozo Nq LA-98, que sirvió para realizar ensayos de solubilidad y gravado, para verificar la acción del ácido sobre las paredes de la formación con los tratamientos que se venían realizando. Estos ensayos fueron hechos en los laboratorios de la compañía de servicios en la ciudad de Neuquén: los resultados (fotografías) se pueden observar al final de este documento. Además, se verificaron resultados de la formación como una porosidad del 24% y una permeabilidad de 70 mD. La composición de mineralogía del testigo indico: el Difracto grama de Rayos X indica que la formación está compuesta en un 90% por Dolomía, 8% de cuarzo, 2% de calcita y 1% de feldespatos.

Conclusiones

- Σ Con la aplicación de la técnica de estimulación (fracturamiento ácido) más conveniente para el tipo de yacimiento (calcáreo) a desarrollar, se consiguió la explotación económica del mismo. Esto permitió elevar el valor nominal del yacimiento en función del incremento de reservas y del incremento de producción diaria de hidrocarburos.
- Σ Mediante el trabajo continuo entre la compañía operadora y la compañía de servicios en el estudio de nuevas propuestas y resultados de las mismas, se consiguió la optimización de una técnica para hacer la misma lo más económica posible.
- Σ Se comprobó el funcionamiento de una técnica, fractura ácida, con la utilización de un sistema recientemente desarrollado que permitió aplicar productos y sistemas recientemente desarrollados para optimizar una técnica y obtener de ella un beneficio optimizado.
- Σ El trabajo desarrollado en Pan American ENERGY sirvió como ejemplo para que otras operadoras con yacimientos que producen del mismo horizonte aplicaran la misma tecnología con resultados igualmente satisfactorios.

Bibliografía

- 1.1. "Acidizing Fundamentals" SPE Monograph Volume 6 – Henry L. Doherty Series
B.B. Williams; John L. Gidley & Robert S. Schechter
1979
- 1.2. "Production Enhancement with Acid Stimulation"
Leonard Kalfayan
PennWell Corporation – 2000
- 1.3. "Treatment Optimization of Acid Fracturing in Carbonate Formations" – paper SPE 15165
T.N. Olsen & G.K. Karr
1986
- 1.4. "Design of Acid Fracturing Treatments" – paper SPE N° 3720
B.B. Williams & D.E. Nierode
1972
- 1.5. "Natural Fractured Reservoirs"
Dr. Roberto Aguilera
Penwell Corporation - 2000



Ubicación geográfica del yacimiento Lindero Atravesado

LINDERO ATRAVESADO STRATIGRAPHIC COLUMN

COLUMNA ESTRATIGRAFICA			LITOLOGIA	DESCRIPCIÓN LITOLOGICA	PROGNOSIS Mbbp TVD	PRODUCCION
CRETACICO	Superior	Gr. NEUQUEN		Areniscas y areniscas conglomeráticas multicolores, intercalados c/ limolitas y arcillitas rojas y castañas.	626	
		F. RAYOSO		Areniscas y fangolitas rojas.	1054	
	Inferior	F. CENTENARIO		Areniscas líticas y arcólicas de grano fino, mediano y grueso. Limolitas, arcillitas, fangolitas gris verdoso y castaño rojizo.	2038	
		F. QUINTUCO		Calizas, calizas políticas, arenosas arcillosas y dolomíticas, castaño y gris claro. Intercalaciones anhidrita gris blanquecina y arcillitas calcáreas gris verdoso.	2400	
JURASICO	Superior	F. VACA MUERTA		Maigas, gris oscuro a negras, bituminosas. Arcillitas gris oscuro. Calizas gris claro.	2580	
		F. CATRIEL		Areniscas muy finas a medianas, arcíticas, verde claro.	2712	
		F. SIERRAS BLANCAS		Areniscas de grano mediano a fino hasta muy fino cuarzosas, gris blanquecina hasta la base, gris a su. Cuarcos med/Gr. gris medio.	2800	
	Medio	F. LOTENA		Areniscas y conglomerados feldespáticos rojos, con intercalaciones de arcillitas castaño rojizas.	2900	
		Fm PTA ROSADA		Areniscas conglomeráticas grises-rojizas. Arcillitas grises y rojizas.	3000	
		Fm LAJAS		Areniscas gris blanquecina media a gruesa cuarzo-llica; matriz arcillosa. Intercala arcillitas gris medio.	3540	
		Fm LOS MOLLES		Areniscas gris blanquecina media fina.	3800	
		"PRECUYANO"		Tobas nodulíferas, amarillo verde claro. Pebas, areniscas y conglomerados rojizos gris oscuro.	4560	
PERMO TRIASICO		Grupo CHOIYOI		Aglomerados y brechas volcánicas. Tobas gris verdoso; rosado. Porfiritas, Areniscas finas a conglomerados.	4760	

Columna estratigráfica del yacimiento Lindero Atravesado, Provincia de Neuquén, Republica Argentina



Corona de formación Quintuco Capa Cero



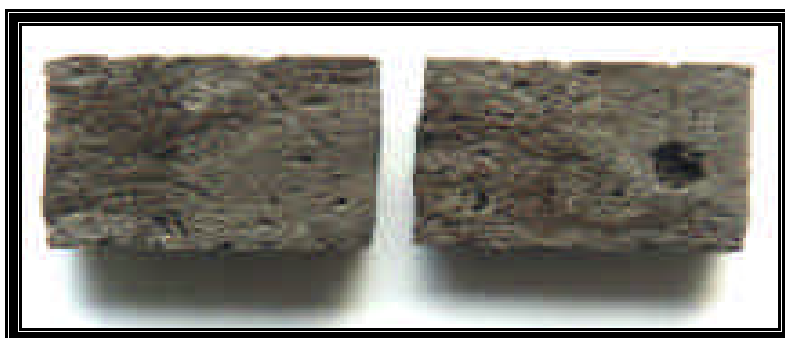


Corona de formación Quintuco Capa Cero





Testigos de formación Quintuco capa Cero antes del tratamiento.



Testigos de formación Quintuco Capa Cero después del tratamiento.