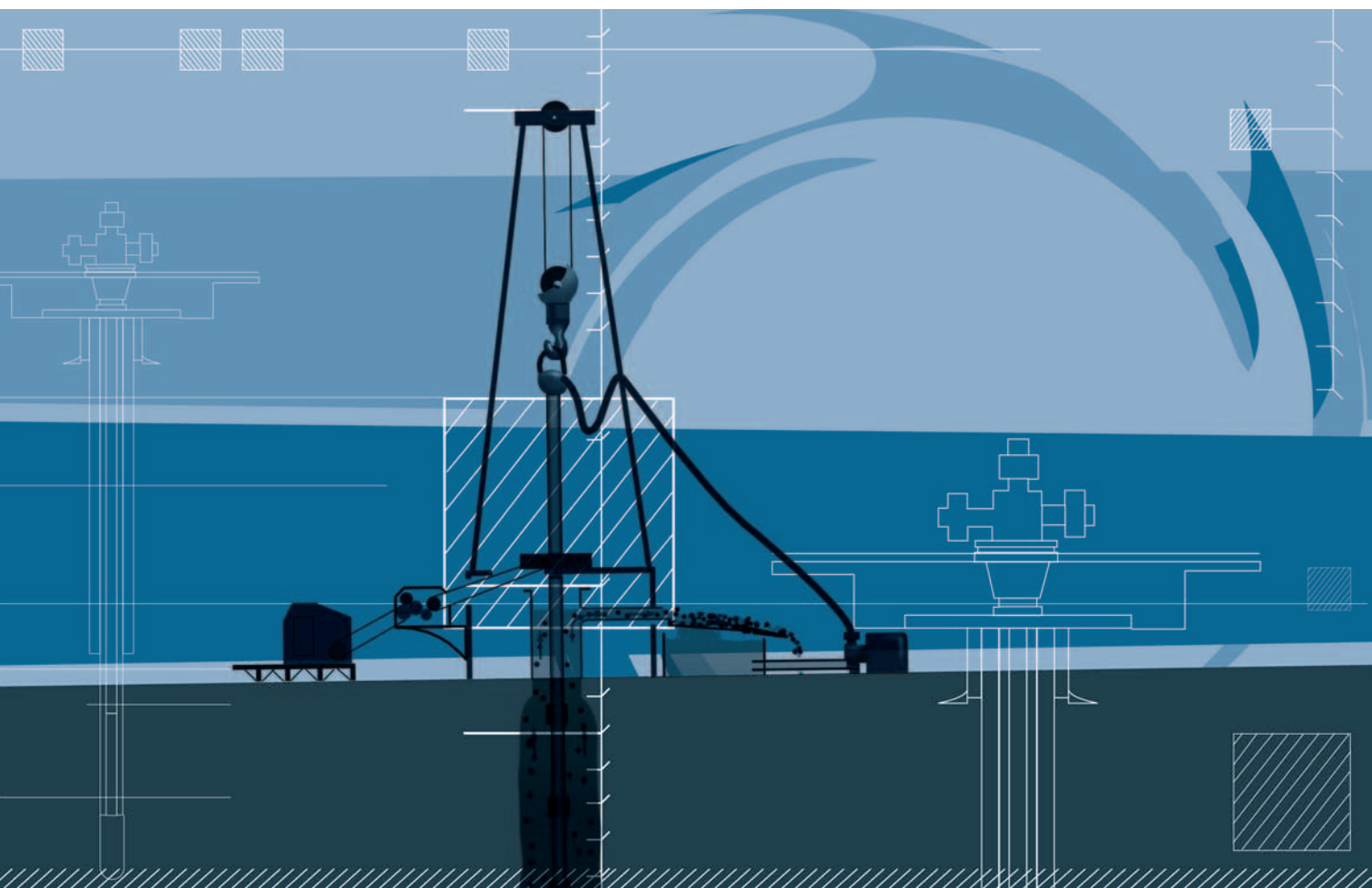


# Optimización económica en la terminación y estimulación de yacimientos maduros y marginales

Por **Norah Scianca** (Pluspetrol SA) y **Gustavo Kruse** (Halliburton Argentina SA)



Congreso de  
**Perforación**

terminación, reparación y servicio de pozos

Este trabajo técnico fue presentado durante el Congreso de Perforación, Terminación, Reparación y Servicio de Pozos, realizado en Buenos Aires del 3 al 5 de octubre de 2005.

**C**hallacó es un yacimiento maduro, con empuje natural de agua y en recuperación secundaria, localizado a 30km de Cutral-co, Neuquén. La producción del mismo se caracteriza por el alto corte de agua y gran caudal. Hasta el año 2003, en la terminación de los pozos perforados, se buscaba estimular los diferentes niveles productivos de forma económica y rápida. A tal efecto, se intentaba agrupar varias zonas productivas en una única estimulación hidráulica que se realizaba por *casing* para, de esta manera, disminuir los gastos inherentes a la potencia en la estimulación y a los tiempos del equipo en la terminación. Desafortunadamente la respuesta del pozo a estos tratamientos era aleatoria, ya sea en términos de producción u operativos. En muchos casos, los arenamientos durante la estimulación ocasionaban un incremento en los costos y una merma en la producción.

Planteado así el problema, a partir de 2004 se comenzó un proceso de terminación de pozo que condujo no sólo a optimizar la producción sino también a erradicar los arenamientos prematuros. Para ello se comenzó a fracturar las capas por *tubing*, se utilizaron técnicas de análisis integradas que condujeron a la optimización de las fracturas, disminuyeron el volumen de fluido utilizado, y generaron fracturas más conductivas y de costo similar a aquellas realizadas por *casing*, pero con la diferencia de lograr una producción cinco veces superior a la obtenida en campañas anteriores, además de tener una declinación casi inexistente durante los primeros seis meses de producción. La capacidad de análisis que proporcionan los simuladores de fractura colaboró en la obtención de estas fracturas más conductivas y ha permitido asegurar la continuidad de explotación de estos yacimientos de manera económica y eficaz.

## Introducción

Este yacimiento maduro y marginal, actualmente tiene dos formaciones productivas: Tordillo y Challacó y

pertenecen al grupo Cuyo.

Históricamente, para minimizar el costo de las estimulaciones, los niveles productivos de este yacimiento se fracturaban por *casing* en forma convencional o bien con la técnica de entrada limitada, a fin de abarcar varios intervalos. Los resultados de producción fueron variados (generalmente caracterizados por una rápida declinación de la misma en corto tiempo) y, en cuanto a la operación, se produjeron varios arenamientos.

El análisis integral de la propuesta técnica económica planteado para las estimulaciones condujo a cambiar la modalidad de fracturar las capas productivas. Se propuso fracturar por *tubing* y con minifrac previo. Con los datos obtenidos del minifrac se calibra el SF y, con los datos de producción, se calibran el programa de análisis de perfiles (PAP) y el de evaluación técnica económica que se utilizan en este análisis integrado. Este análisis permite elegir el tratamiento de fractura (volumen, cantidad de agente de sostén) en función de los indicadores económicos utilizados en la industria y, de esa manera, lograr diseñar fracturas muy conductivas que generan altas producciones y con muy baja declinación de las mismas.

## Formaciones Tordillo y Challacó

La profundidad promedio de los pozos es 1100mts y en cada pozo se han identificado dos formaciones productivas: Challacó y Tordillo.

*Formación Challacó:* cuenta con ocho niveles de interés, compuestos por areniscas y conglomerados con intercalaciones de arcilitas y limolitas. Los cuerpos arenosos tienen de 10 a 15m de espesor separados por niveles arcillosos de 5 a 20m de espesor. Estos niveles arcillosos corresponden a depósitos de mantos de inundación y, debido a su distribución areal, permitieron efectuar una correlación geológica más ajustada. La porosidad promedio varía de 16% a 20% y la permeabilidad absoluta de 50 a 400mD.

*Formación Tordillo:* se depositó en

forma discordante sobre Challacó y en un ambiente de depósito fluvial. Su fase permeable está compuesta por areniscas y conglomerados cuarzosos de espesores promedios de 10m, mientras que su fase impermeable son limolitas arcillosas. La porosidad promedio es del 10% y la permeabilidad absoluta de 3 a 10mD.

La presión estática del reservorio es de 1000psi y una característica a destacar es la elevada viscosidad del petróleo en fondo (promedio: 20cp) y su bajo punto de burbuja (promedio: 290psi).

Estos reservorios siempre se han comportado como subsaturados, cuyo mecanismo de drenaje es el empuje hidráulico. El mecanismo de producción es por expansión monofásica con restitución de presión por acción de un acuífero activo en la mayor parte del yacimiento. A pesar de esto, se pueden identificar dos modelos bien diferenciados de evolución de producción:

- a) la acción del acuífero es claramente manifiesta, con producción bruta constante y con el porcentaje de agua que aumenta rápidamente para luego continuar con la producción con valores generalmente mayores al 80% durante un largo período.
- b) modelo donde no se manifiesta el empuje de agua, debido a la baja permeabilidad, que muestra una producción bruta que declina y con un porcentaje de agua que aumenta sin superar el 70%.

## Historia de estimulación en el yacimiento

En este yacimiento usualmente se ha preferido realizar las estimulaciones hidráulicas bombeando el gel de fractura por *casing*. Cuando se ha necesitado estimular diferentes zonas de distintos gradientes de fractura y separadas por espesores no muy grandes de arcilla se ha recurrido a la técnica de entrada limitada. En general, el número de bolsas de agente de sostén utilizadas en cada fractura variaba entre 120 a 250 y el caudal promedio de 20bpm. Las escasas experiencias de

fracturas por *tubing* han tenido, en algunos casos, el inconveniente de la formación de un tapón de arena en la sarta, con la consiguiente pérdida de tiempo operativo y, en consecuencia, mayores gastos.

Estas malas experiencias de fractura por *tubing* inclinó la preferencia de terminar los pozos sin sarta de tratamiento. Por otro lado, hasta ese momento, la operadora consideraba aceptable el nivel de producción obtenido mediante la estimulación hidráulica por *casing*.

A partir del año 2004 y con el análisis integrado de la propuesta técnica económica, se comenzó a fracturar por *tubing* y de esta manera, se redujo el grado de incertidumbre asociado a las estimaciones por *casing* en la faz operativa y se obtuvieron mejores resultados desde el punto de vista de la producción.

## Análisis integrado de la propuesta técnica económica

Para llegar a una propuesta técnica económica aceptable se recurrió a técnicas de análisis integradas. Estas téc-

nicas abarcan:

- Análisis de perfiles.
- Evaluación técnica económica.
- Diseño de la fractura.
- Retroalimentación del ciclo.

Esta técnica de análisis integrado se simplifica con el empleo de programas específicos de computación que se utilizan en cada una de las diferentes etapas, y que están convenientemente vinculados unos con otros.

El objetivo de esta técnica consiste en lograr la mayor rentabilidad de la inversión que se realiza en un pozo productor.

### Análisis de perfiles

Un PAP permite procesar los datos obtenidos del registro del pozo abierto y calcular aquellas variables que influyen en la geometría de la fractura, como por ejemplo la permeabilidad y las propiedades mecánicas de la roca. Además, se pueden procesar otras variables que intervienen en el cálculo de reservas (porosidad, porosidad efectiva), pronosticar la producción (saturación de los diferentes fluidos) y zonificar el pozo para identificar las zonas de interés, en función de criterios tales como saturación al agua,

mínima porosidad y permeabilidad, etcétera.

### Evaluación técnica económica de la propuesta

Los datos procesados en el PAP se migran al Programa de Evaluación Técnica Económica (PETE) donde quedan identificadas las zonas productivas del pozo. Una vez seleccionadas las zonas a estimular se definen los diferentes escenarios de estimulación de cada zona, para lo que se tiene en cuenta:

- La sarta de tratamiento.
- Tipo de tratamiento: fractura hidráulica, fractura ácida, acidificación y control de arena.

Para el caso de fractura hidráulica, la definición del escenario continúa con:

- Intervalo de iniciación: para el caso en que se estimulen al mismo tiempo dos intervalos.
- Caudal y volumen máximo de tratamiento.
- Fluido de fractura (costo por galón, costo fijo, gravedad específica, reología, fricción, coeficiente de revoque, etcétera).
- Agente de sostén (costo por unidad, costo fijo, concentración

### Average Log Properties

Job number	Zone number	Zone name	Top MD	Bottom MD	Pay Length	Initial Skin	$\phi_e$ %	$\phi_e H$ ft	Sw %	Ko md	KoH md*ft	Kw md	KwH md*ft
0	16	16	3608	3609	1,3	0,0	8,31	0,11	19,11	7,92	10,40	0,0159	0,02
0	14	14	3609	3636	26,9	0,0	12,07	3,25	96,95	0,380	10,22	38,4	1032,95
0	13	13	3636	3639	1,0	0,0	4,36	0,04	7,25	1,45	1,42	0,0000	0,00
0	12	12	3640	3720	80,7	0,0	13,93	11,24	89,52	1,27	102,52	50,3	4058,37
0	11	11	3720	3725	2,0	0,0	5,62	0,11	7,38	3,35	6,60	0,0000	0,00
0	10	10	3725	3756	26,2	0,0	10,74	2,82	93,92	0,0869	2,28	34,7	911,47
0	9	9	3756	3909	15,1	0,0	7,13	1,08	10,04	7,69	115,99	0,0003	0,00
0	8	8	3909	3929	8,5	0,0	4,80	0,41	79,96	0,0142	0,12	0,593	5,06
0	7	7	3929	3962	30,5	0,0	7,59	2,32	88,28	0,0054	0,17	3,54	107,95
2	6	Zona 2	3963	3995	15,4	0,0	5,42	0,84	26,31	1,90	29,30	0,200	3,08
0	5	5	3996	4018	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,0000	0,00	0,0000	0,00
0	4	4	4018	4023	4,9	0,0	7,95	0,39	86,03	0,0271	0,13	3,60	17,73
0	3	3	4024	4036	0,3	0,0	2,41	0,01	26,04	0,0171	0,01	0,0001	0,00
1	2	Zona 1	4036	4051	14,1	0,0	7,56	1,07	21,62	6,80	95,94	0,200	2,82
0	1	1	4051	4100	1,0	0,0	6,15	0,06	100,00	0,0000	0,00	2,74	2,70
Avg All Pay			3963	4051			6,44		24,07	4,24		0,200	
Avg Selected			3963	4051			6,44		24,07	4,24		0,200	
Sum All Pay			3963	4051	29,5			1,90			125,24		5,91
Sum Selected			3963	4051	29,5			1,90			125,24		5,91

Figura 1. Tabla de propiedades promedio obtenidas del procesamiento del perfil.

## Escenario de estimulación

Máximo volumen de tratamiento	15.000 gals
Caudal de tratamiento	12 bpm para zona 1 (zona 2 en el PETE) 14 bpm para zona 2 (zona 6 en el PETE)
Sarta de tratamiento	Tubing 2 7/8"
Fluido Gel reticulado base agua, concentración	25 Lb/Mgal
Agente de sostén Arena Común	12/20
Máxima Concentración	5 lb/gal

Figura 2. Escenario de estimulación propuesto.

final, gravedad específica, presión de confinamiento, conductividad).

- Potencia hidráulica (costo según rango de presiones).

Las variables que definen los escenarios están asociadas al costo del trata-

miento. Además, existen variables que el programa utiliza para realizar el pronóstico de producción, por ejemplo:

- Propiedades de los fluidos de reservorio (gravedad específica, punto de burbuja, factor volumé-

trico, viscosidad).

- Presión de fluencia en fondo.
- Área de drenaje.

Otros datos que se ingresan al programa para el cálculo de los indicadores económicos son: costos fijos de construcción del pozo, costo mensual operacional, costo del tratamiento del agua producida, etcétera.

El PETE vincula sus datos al SF y ambos trabajan en forma conjunta y generan diez tratamientos diferentes para cada una de las zonas y escenarios seleccionados. En una tabla de resumen se muestran las características de cada fractura simulada y sus correspondientes indicadores económicos: valor presente neto, tasa inter-

### Summary – Job 1 (Zone Number 2)

Scen.	Treat Volume	Proppant Amount	Propped Fracture Length	Average Proppant Conc	Fracture Cond	Qo	Qw	Estimated Recovery		Well Life	NPV	IRR	Increment. ROI per length
	gal	lb	ft	lb/ft <sup>2</sup>	md*ft	bpd	bpd	bbl	%	yr	US Dollar	%	
1	15.000	44.224	181	0,80	4705	273	18,1	93.940	29,5	14,8	3.493.081	8071	3,23
1	13.500	39.908	173	0,79	4672	268	17,7	93.934	29,5	14,8	3.484.876	8133	3,48
1	12.000	35.819	164	0,79	4676	263	17,2	93.914	29,5	14,8	3.476.370	8170	4,51
1	10.500	31.492	155	0,78	4618	257	16,8	93.900	29,5	14,8	3.464.956	8172	5,56
1	9000	27.089	145	0,76	4490	249	16,3	93.880	29,5	14,8	3.450.647	8084	5,78
1*	7500	22.673	135	0,75	4423	242	15,8	93.851	29,5	14,8	3.435.944	8009	7,27
1	6000	17.602	123	0,73	4266	232	15,1	93.815	29,5	14,8	3.415.731	7836	9,48
1	4500	11.788	110	0,68	3956	220	14,5	93.766	29,5	14,8	3.386.749	7513	16,29
1	3000	7160	92	0,60	3462	201	13,5	93.677	29,4	14,8	3.343.170	6891	33,04
1	1500	2532	62	0,46	2567	169	11,8	93.408	29,4	14,8	3.253.893	5615	65,74

\*Selected treatment - Production based on propped fracture length.

Figura 3. Tratamientos propuestos para la zona 1.

### Summary – Job 2 (Zone Number 6)

Scen.	Treat Volume	Proppant Amount	Propped Fracture Length	Average Proppant Conc	Fracture Cond	Qo	Qw	Estimated Recovery		Well Life	NPV	IRR	Increment. ROI per length
	gal	lb	ft	lb/ft <sup>2</sup>	md*ft	bpd	bpd	bbl	%	yr	US Dollar	%	
1	15.000	48.724	145	1,02	6095	182	17,8	98.777	42,2	14,8	3.156.074	6004	9,87
1	13.500	43.896	137	1,00	6026	176	17,4	98.577	42,1	14,8	3.129.039	5957	10,79
1	12.000	39.153	130	0,99	5921	170	16,9	98.420	42,1	14,8	3.099.904	5899	11,84
1	10.500	34.264	122	0,97	5822	163	16,5	98.173	41,9	14,8	3.067.914	5807	14,10
1*	9000	29.438	113	0,95	5692	155	16,0	97.910	41,8	14,8	3.029.974	5660	16,33
1	7500	24.484	104	0,92	5514	147	15,5	97.589	41,7	14,8	2.985.316	5452	19,55
1	6000	19.552	93	0,88	5243	137	14,9	97.171	41,5	14,8	2.932.236	5162	19,21
1	4500	14.416	84	0,80	4757	128	14,3	96.709	41,3	14,8	2.878.082	4895	28,94
1	3000	9402	71	0,71	4140	115	13,5	95.944	41,0	14,8	2.798.788	4411	46,16
1	1500	3998	50	0,55	3165	95	12,0	94.264	40,3	14,8	2.666.587	3590	73,35

\*Selected treatment - Production based on propped fracture length

Figura 4. Tratamientos propuestos para la zona 2.

na de retorno y retorno de la inversión (NPV, IRR, ROI son sus siglas respectiva en inglés). El tratamiento de mayor NPV es el más rentable económicamente aunque no necesariamente deba ser elegido.

### Diseño de fractura

Elegido el tratamiento en función de sus indicadores técnicos y económicos, el próximo paso es encontrar el esquema de bombeo que, respetando el caudal y volumen de tratamiento, logre la longitud empaquetada de fractura y la concentración areal del tratamiento seleccionado. Para seleccionar dicho esquema de bombeo se corre el simulador con esquema de bombeo simplificado, que solamente tiene en cuenta el volumen sucio y el caudal de bombeo (etapa única) para determinar la eficiencia de fluido. Con el valor de eficiencia hallado se modela el esquema de bombeo para la cantidad de agente de sostén que corresponde al tratamiento seleccionado y se verifica que se obtenga la longitud empaquetada y la concentración areal buscadas.

### Retroalimentación del ciclo

La retroalimentación del análisis integrado se completa con el análisis de la producción del pozo, la cual se compara con el pronóstico de producción realizado en la etapa de evaluación técnica económica. Si se observa diferencia entre lo que produce el pozo y lo que se había pronosticado se puede realizar el ajuste de algunas variables para lograr la concordancia entre ambos valores.

Esa concordancia puede lograrse al modificar la geometría de fractura resultante del *matching* de presiones netas o bien al cambiar otras variables tales como área de drenaje, viscosidad de fluido de reservorio, presión de fluencia en producción, etcétera.

Existen algunas variables que fueron encontradas en el minifrac y que no se pueden modificar, como la presión de cierre de la capa, el tipo de pérdida de fluido (*leak off*), eficiencia del fluido de minifrac y presión de

reservorio. La concordancia de presiones netas no determina en forma absoluta la geometría de fractura y requiere de otras mediciones que ayuden a modelarla. Por ejemplo, para medir la altura se pueden realizar registros de temperatura antes y después de fracturar y/o utilizar trazadores radioactivos. Una aproximación más cercana para realizar la medición de fractura consiste en la utilización de *tiltmeters* y geofonos.

## Nueva propuesta: fractura por *tubing* con minifrac previo y optimizada técnica y económicamente

Las formaciones Tordillo y Challacó casi siempre habían sido estimuladas por *casing*. A partir del año 2004 una nueva compañía de bombeo inició sus operaciones en el yacimiento y propuso un cambio en la metodología de estimulación: esti-

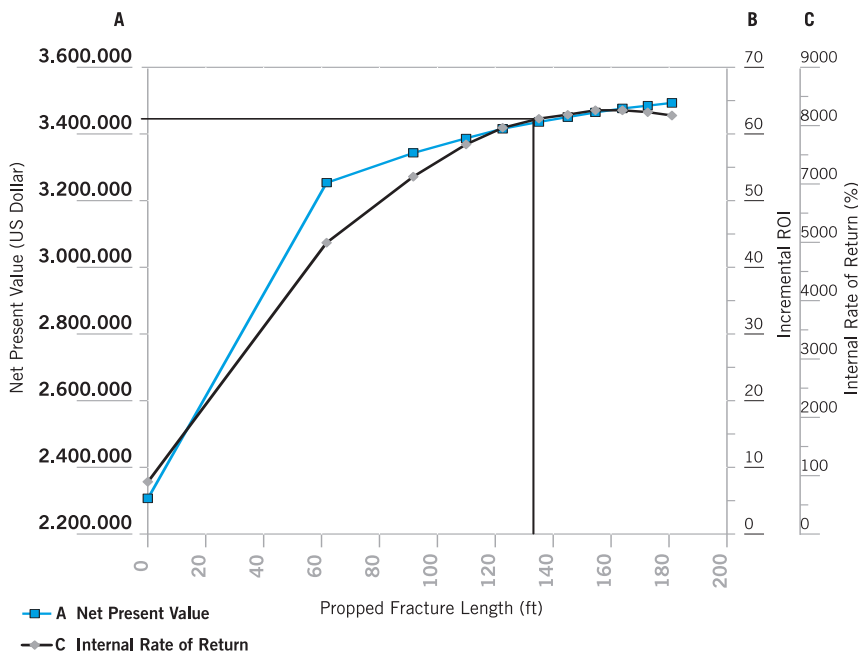


Figura 5. Indicadores económicos para las estimulaciones de la zona 1.

mular por *tubing*, con minifrac previo, para contar con los datos que permitan optimizar técnica y económica-

mente los tratamientos.

El cambio de metodología fue gradual: se comenzó fracturando por

*casing* y con tratamientos similares a los usualmente utilizados y gradualmente fue modificándose la forma de fracturar hasta llegar a la implementación de la nueva metodología a partir del pozo NA 1061. Esta metodología consistía en:

- a. Fracturas por *tubing*.
- b. Minifrac previo (para verificar y ajustar los datos de diseño, a fin de optimizar las fracturas).
- c. Mínimo caudal de fractura, para reducir potencia.
- d. Reducción del porcentaje del colchón.
- e. Incremento del número de bolsas por metro punzado.
- f. Búsqueda del *tip screenout* (TSO) durante el bombeo de la última concentración de agente de sostén.

El objetivo principal de los cambios propuestos consistía en lograr fracturas más conductivas. Este tipo de fracturas se logran colocando la mayor parte del agente de sostén bombeado en la zona de interés y para alcanzar

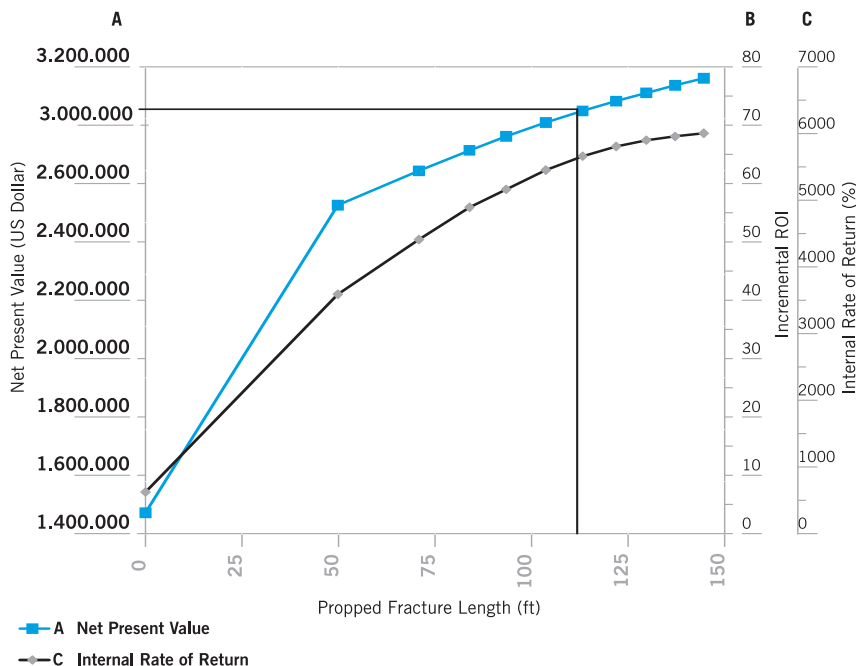


Figura 6. Indicadores económicos para las estimulaciones de la zona 2.

este objetivo se requería de un bombeo de minifrac que permitiría ajustar los parámetros de diseño de la estimulación hidráulica.

Si bien la realización de un minifrac previo acrecentaba el costo inicial del tratamiento, el ajuste de los parámetros de diseño que se obtenían del mismo permitían bajar el caudal del tratamiento y, por ende, la potencia del mismo, con lo que se notó que prácticamente estas fracturas –las realizadas por *tubing*– tendrían un costo similar o ligeramente inferior a las que habitualmente se realizaban en el yacimiento hasta ese momento.

A continuación se discute cada uno de los ítem que tiene incidencia económica:

### Potencia

Para un mismo caudal de tratamiento, la potencia requerida para una fractura por *casing* resulta menor que una realizada por *tubing*, debido a la mayor fricción del fluido al utilizarse una sarta de menor diámetro. En la práctica, generalmente las fracturas por *casing* y sin minifrac previo se diseñan con un caudal mayor que el estrictamente necesario, para cubrirse de riesgos eventuales inherentes a la falta de control que se tienen cuando

se bombea por *casing*. En cambio, en las fracturas por *tubing* y con minifrac previo, el menor volumen de desplazamiento brinda un tipo de reacción adecuado para corregir el curso de la operación si ésta así lo requiere.

### Volumen de fluido

En las fracturas por *casing* es aconsejable que el colchón del tratamiento sea como mínimo igual al volumen de desplazamiento, a los efectos de obser-

var el comportamiento del gel de fractura al ingresar a formación. Esto, comparado con una fractura realizada por *tubing*, requeriría mayor volumen de fluido para el colchón del tratamiento. Si se conservara la cantidad de agente de sostén solicitado, porcentualmente el colchón se incrementaría y la geometría y conductividad de fractura obtenidas no serían las deseadas, a no ser que se incremente el número de bolsas de agente de sostén, lo que incrementaría el costo del tratamiento. Por otro lado, en caso de realizarse minifrac, el volumen necesario para éste debería incrementarse, con lo cual aumentaría el costo de los servicios por ser mayor el volumen de fluido bombeado.

### Equipamiento

Para una fractura pequeña por *casing*, como las que usualmente se realizan en este yacimiento, se necesitarían como mínimo dos tanques de fractura: uno para el fluido gelificado y otro para el agua tratada utilizada para el desplazamiento. Además, toda fractura por *casing* tiene el costo adicional del uso del *tresaver*, necesario para proteger la instalación de superficie. Para una fractura por *casing*, entonces, se tendría el incremento de su costo del uso y transporte del tanque adicional requerido, el costo correspondiente a mayor volumen bombeado y, fuera del *ticket* de fractu-

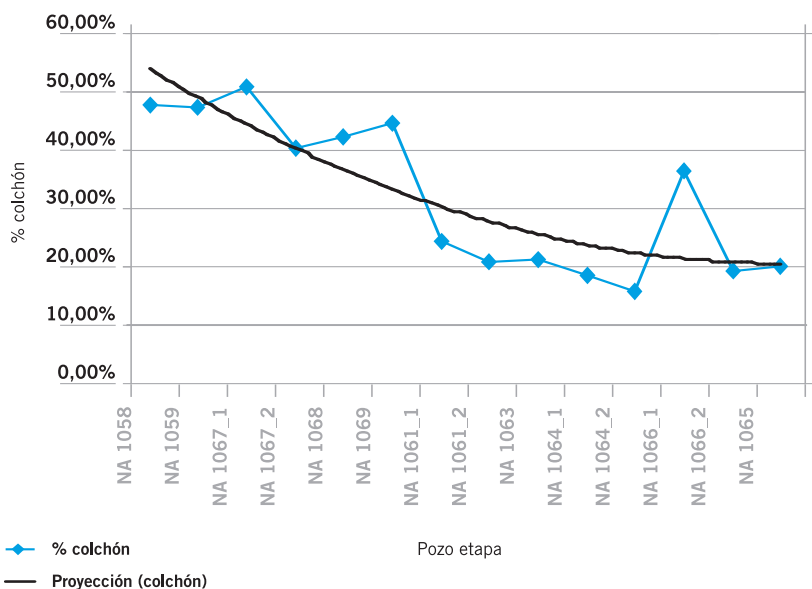


Figura 8. Volumen de colchón (%) utilizado en cada fractura.

■ PROGRAMA DE EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

Zone 1 Requirements						Zone 2 Requirements					
Treat	Propp	Propped	Average	Rate	Qb	Treat	Propp	Propped	Average	Treat	Qb
Volume	Amount	Fracture	Proppant			Volume	Amount	Fracture	Proppant	Rate	
		Length	Conc					Length	Conc		
gals	lbs	ft	lb/ft <sup>2</sup>	bpm	bpd	gals	lbs	ft	lb/ft <sup>2</sup>	bpm	bpd
7500	22.673	135	0,75	12	258	9000	29.438	113	0,95	14	171

■ FRACTURE TREATMENT DESIGN

Zone 1						Zone 2					
Stage	Fluid	Clean	Slurry	Conc 1	Conc 2	Stage	Fluid	Clean	Slurry	Conc 1	Conc 2
		volume	volume					volume	volume		
		gals	gals	ppg	ppg			gals	gals	ppg	ppg
Pad	XL wbf	1500	1500			Pad	XL wbf	1700	1700		
Conc 1	XL wbf	1500	1636	1	3	Conc 1	XL wbf	1400	1559	1	4
Conc 2	XL wbf	2200	2600	3	5	Conc 2	XL wbf	2600	3131	4	5
Conc 3	XL wbf	2200	2700	5	5	Conc 3	XL wbf	2600	3190	5	5
Total Volume (gals)		7400	8436	Type of Proppant		Total Volume (Gals)		8300	9580	Type of Proppant	
Total Proppant (lbs)		22.800		Sand 12/20		Total Proppant (lbs)		28.200		Sand 12/20	

XL wbf: crosslinked water based fluid

■ FRAC RESULTS

Zone 1				Zone 2			
Frac Parameters	Units	Design	Real	Frac Parameters	Units	Design	Real
Frac Length	ft	125,0	146,0	Frac Length	m	128,2	129,5
Total frac Ht	ft	164,4	171,6	Total frac Ht	m	203,4	206,3
Prop Length	ft	109,7	144,9	Prop Length	m	105,5	102,7
Total Prop	Ht ft	145,3	155,2	Total Prop Ht	m	167,2	163,5
Avg. width on Prop.	In.	0,085	0,069	Avg. width on Prop.	In.	0,083	0,076
Prop. Conc.	lb/ft <sup>2</sup>	0,75	0,58	Prop. Conc.	lb/ft <sup>2</sup>	0,84	0,80
Avg. Frac Conductivity	mD-ft	5031	4078	Avg. Frac Conductivity	mD-ft	4920	4512

Figura 7. Pozo NA 1061: Tablas con requerimientos del programa de evaluación técnico económica, diseño de fractura y resultados de las mismas.



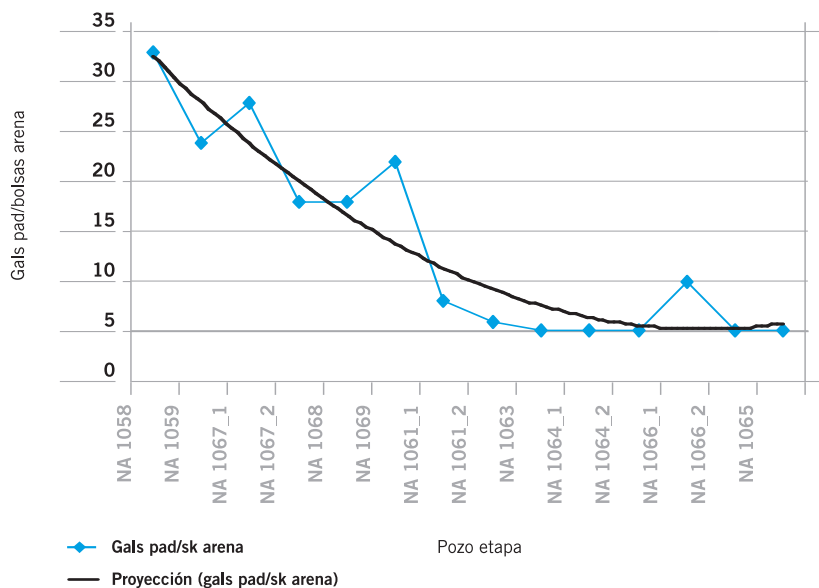


Figura 9. Relación: Gals. de colchón vs. bolsas de arena

ra, se tiene un incremento del tiempo necesario para el transporte y la descarga de fluidos en dichos tanques.

### Control de la fractura durante el bombeo

El mayor volumen de desplazamiento dificulta la toma de decisión en tiempo real cuando se fractura por *casing*. Los pozos de Challacó se entuban con *casing* de 5 1/2", cuya capacidad es cuatro veces superior a la capacidad del *tubing* de diámetro de 2 7/8", es por ello que para un mismo caudal, el volumen de desplazamiento y, por consiguiente, el tiempo de desplazamiento es cuatro veces superior cuando se fractura por *casing* que cuando se hace por *tubing*. El menor volumen de desplazamiento que se tendría en el caso de fracturar por *tubing* permite modificar el régimen de fractura apenas se detecte algún comportamiento anómalo de la presión cuando el gel reticulado y/o las diferentes concentraciones de agente de sostén ingresan a formación. Si se quisiera lograr el mismo control cuando se bombea la fractura por *casing* habría que incrementar el colchón, con lo que se desmejorarían los parámetros de concentración areal y conductividad si se mantiene la misma cantidad de agente de sostén. Para que esto no ocurra, no sólo hay que aumentar el colchón del tratamiento sino que también hay que

incrementar el número de bolsas de agente de sostén en la misma proporción, con el consiguiente incremento del costo de la fractura.

### Ejemplo de análisis integrado para pozo de Challacó

A partir del pozo NA 1061 se comenzó a aplicar la técnica de análisis integrado de la propuesta técnico económica (AIPTE) y como resultado

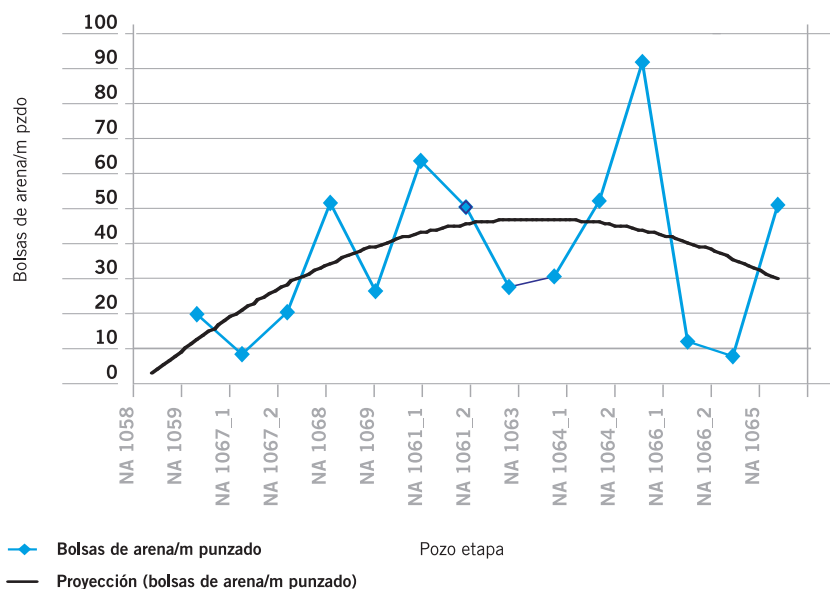


Figura 10. Relación bolsas de arena vs. metros de punzado.

de la misma se notó la reducción de costo del tratamiento (menor volumen de fluido para transportar la misma cantidad de agente de sostén) y aumento de la producción promedio por pozo.

### Pozo Na1061

Este pozo se entubó con *casing* de 5 1/2" y se estimularon dos zonas de interés en Tordillo:  
 Zona 1: 1230.5/35mbbp  
 Zona 2: 1208/10.5 - 1212/15 - 1216.5/18mbbp

### Análisis de perfiles y evaluación técnica económica

El perfil de registro de pozo fue procesado por el PAP y se definieron un total de dieciséis zonas, solamente dos de ellas serían estimuladas: zona 2 (fractura 1) y zona 6 (fractura 2). El PETE importa las variables que necesita del perfil procesado y muestra en una tabla las propiedades promedio (figura 1). Luego se definió el escenario de estimulación (figura 2) y además se ingresaron al programa todos los datos económicos que éste necesitaba para obtener los indicadores económicos que permitían seleccionar el volumen de tratamiento. El simulador de fractura (SF) toma del PETE los datos que necesita para simular diez tratamientos diferentes (volumen de

tratamiento y cantidad de agente de sostén) para cada zona y escenario definidos y presenta en una tabla (figuras 3 y 4, zonas 1 y 2 respectivamente) los parámetros característicos de cada fractura (longitud empaquetada, concentración areal, etc.) y sus correspondientes indicadores económicos (NPV, IRR, ROI).

## Diseño

El tratamiento en cada zona se seleccionó en función de los indicadores económicos y luego se verificó en el SF el esquema de bombeo que permitía alcanzar la geometría de fractura requerida. En las tablas de las figuras 3 y 4, el tratamiento seleccionado está indicado con un asterisco y no necesariamente fue el mayor NPV, sino aquel cuyo NPV superaba el 95% del mayor NPV que muestra cada tabla. Las figuras 5 y 6 muestran gráficamente la relación de los indicadores económicos con la longitud empaquetada de cada uno de los tratamientos

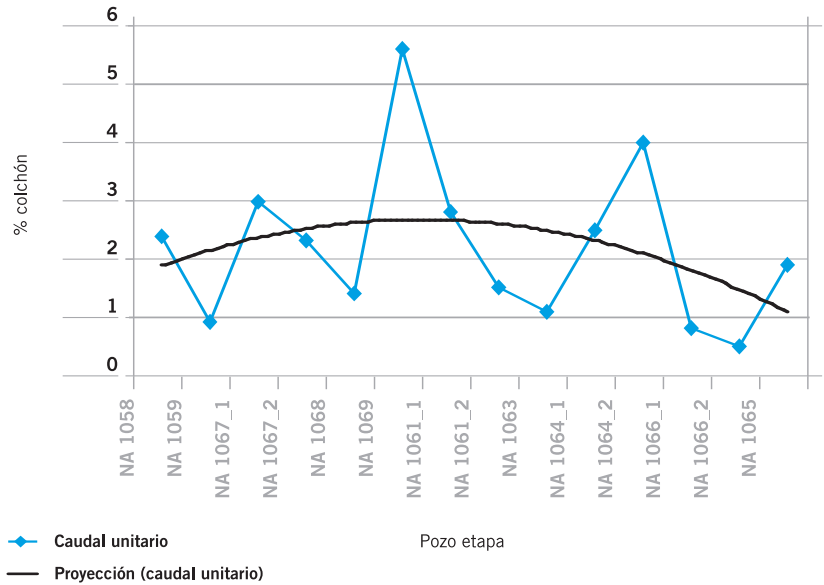


Figura 11. Caudal unitario ded bombeo.

que se indican en las tablas de las figuras 3 y 4.

La figura 7 muestra una tabla donde se resumen:

- a) PETE con los requerimientos de diseño que resultan de la corrida de dicho programa.
- b) Diseño de fractura con el esque-

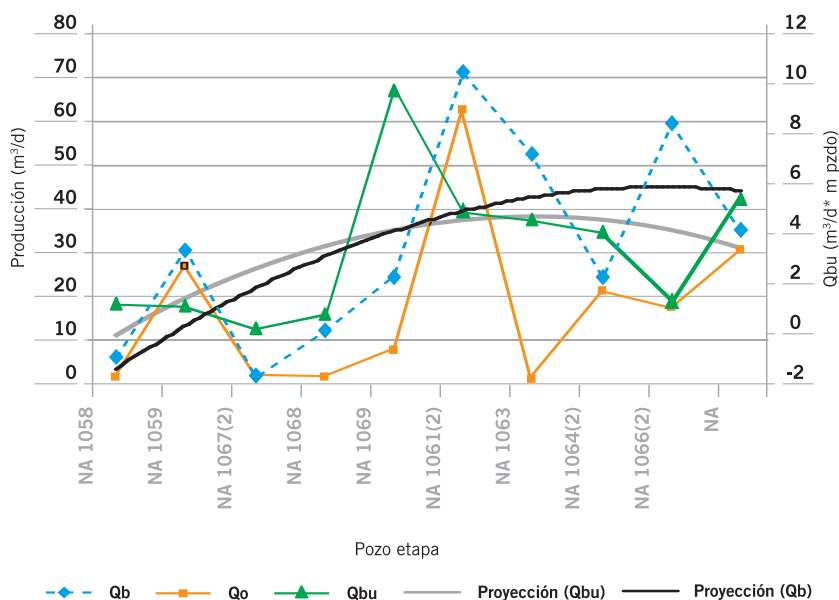


Figura 12. Producción bruta unitaria.

ma de bombeo programado para cada fractura.

- c) Resultados: muestra las características de las fracturas resultantes en la simulación previa y posterior al *matching* del tratamiento. El esquema de bombeo de la simulación previa al trabajo buscó aproximarse a las concentraciones areales y longitudes empaquetadas requeridas por el PETE. Con el bombeo del minifrac se determinaron la presión de cierre, el tipo de pérdida de fluido, la presión de capa, la eficiencia del fluido bombeado y nuevamente se rediseñó la fractura tratando de alcanzar y/o superar los objetivos del diseño.

### Retroalimentación del ciclo

La última etapa del proceso de análisis técnico-económico consta de dos partes:

- calibración del SF durante la etapa del minifrac y,
- calibración de los parámetros del PAP y del PETE.

### Calibración del SF

El minifrac bombeado se realizó con gel lineal y constó de dos partes: 1) desplazamiento del agua tratada del

pozo a formación y registro de la declinatoria de presión para calcular la permeabilidad de la formación y la presión de cierre de formación, y 2) bombeo a régimen de fractura con estabilización de la presión de tratamiento, a partir de la cual se realizó la prueba de caudales decrecientes, determinándose en esta etapa las restricciones por tortuosidad o alta fricción en punzados y, lo que es más importante, la presión de cierre, la efi-

ciencia de fluido bombeado, la presión de reservorio y el gradiente de fractura.

Con los datos encontrados se calibró el SF y se verificó si era necesario realizar o no cambios al programa de bombeo. Tanto la permeabilidad como el esfuerzo de cierre resultaron ser mayores a los calculados en la etapa de procesamiento del perfil. Los esfuerzos de cierre de ambas zona fueron incrementados un 7% (200psi) y las permeabilidades fueron seis veces superiores a las calculadas. La permeabilidad de la zona 1 encontrada en el minifrac fue de 6mD y de la zona 2, de 2mD. Pese a tener mayores permeabilidades, la eficiencia del fluido bombeado (gel lineal) fue en ambos casos de 80%, razón por la cual no fue necesario realizar grandes cambios en los programas de fractura. Solamente se modificó el programa de la zona 1, donde el caudal fue 12.6bpm en lugar de 12bpm.

### Calibración de los programas de análisis de perfiles y de evaluación técnica económica

Estos programas se calibran con los datos obtenidos del minifrac y con los datos de producción. El esfuerzo mínimo horizontal calculado en el PAP debía coincidir con el esfuerzo de cierre encontrado en el minifrac, para

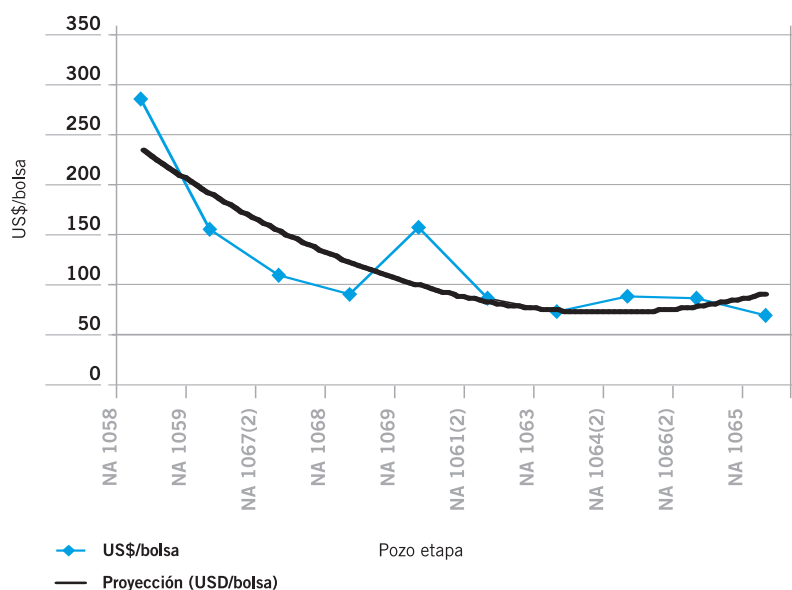


Figura 13. Costo unitario de bombeo por cada bolsa de agente de sostén.

ello fue necesario modificar algunos parámetros de dicho programa para lograr la concordancia de los mismos. También en el PAP fue necesario revisar el cálculo de las saturaciones de cada fluido y verificar en el simulador de producción y/o PETE si con las modificaciones realizadas se lograba la concordancia entre la producción real y la pronosticada. Este ciclo de revisión es iterativo y la calibración de los programas utilizados ayuda a comprender mejor el yacimiento y programar estimulaciones técnica y económicamente más efectivas.

## Campaña de fractura, año 2004

La campaña del año 2004 incluyó la terminación de diez pozos con catorce etapas de fracturas en total. La tabla de la figura 17 muestra los pozos y las estimulaciones realizadas en la campaña del año 2004, así como también los de la campaña de 2003. A partir del pozo NA 1061 se comenzó a aplicar la técnica del AIPTE y como resultado de la misma se notó una reducción notable del colchón del tratamiento.

A partir de los datos primarios de la tabla de la figura 17, se encontraron las relaciones entre diversos parámetros y se muestran en la tabla de la figura 18. Previa a la descripción de cada una de las relaciones encontradas, se definirán algunos términos:

- \* Espesor punzado (m pzdo): espesor medido desde el tope del punzado superior a la base del punzado inferior, cuando se tiene una estimulación que abarca más de dos intervalos punzados.
- \* Caudal unitario de bombeo (bpm/m pzdo): se define como el caudal de fractura dividido por la longitud del intervalo punzado.
- \* Producción bruta unitaria ( $m^3/d/m$  pzdo): relación entre la producción bruta y el espesor punzado.

### Volumen del colchón de tratamiento

El colchón se redujo notablemente al pasar de un valor máximo de 50% a un mínimo de 15,45%. En los trabajos iniciales se tiene un promedio de 50%

y hacia el final de la campaña, de 19% (figura 8).

### Relación: galones de colchón vs. bolsa de arena

Se redujo el volumen de fluido limpio necesario para bombear cada bolsa de arena y se pasó de 35gals/bolsa a tan solo 5gals/bolsa (figura 9).

### Relación: bolsas de arena vs. metros punzados (espesor punzado)

La figura 10 muestra una tendencia alcista en esta relación, lo cual estuvo en concordancia con los principios de diseño buscados: mayor concentración areal y mayor conductividad en la fractura. Si bien hacia el final de la campaña se nota una baja en dicha tendencia, esto se debió más a cuestiones presupuestarias que a cambio de las premisas de diseño.

### Relación: caudal unitario de bombeo

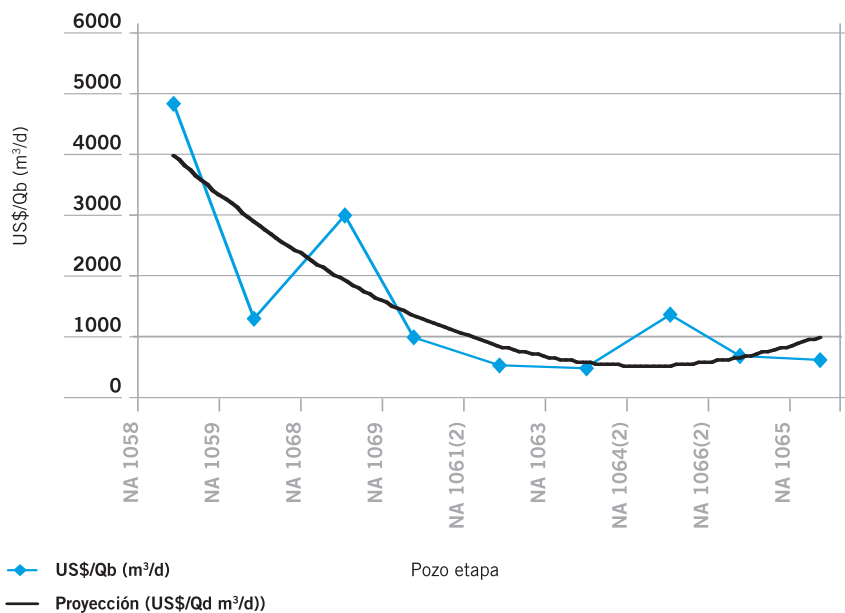


Figura 14. Costo de tratamiento vs. producción bruta.

La figura 11 muestra que el caudal unitario de bombeo tiende a disminuir. Esta tendencia señala que los requerimientos de potencia para fracturar un determinado espesor productivo disminuyen con el correr de la campaña. El minifracc previo y su análisis contribuyen notablemente al ajuste de caudal.

#### Producción bruta unitaria

En la figura 12, la producción bruta unitaria muestra un notable incremento hacia el final de la campaña. Por ejemplo, en los cuatros primeros pozos se tiene un promedio de 0.8 (m³/d/m pzdo) y el promedio de los últimos seis pozos se incrementó a 5 (m³/d/m pzdo), siendo éste un 625%.

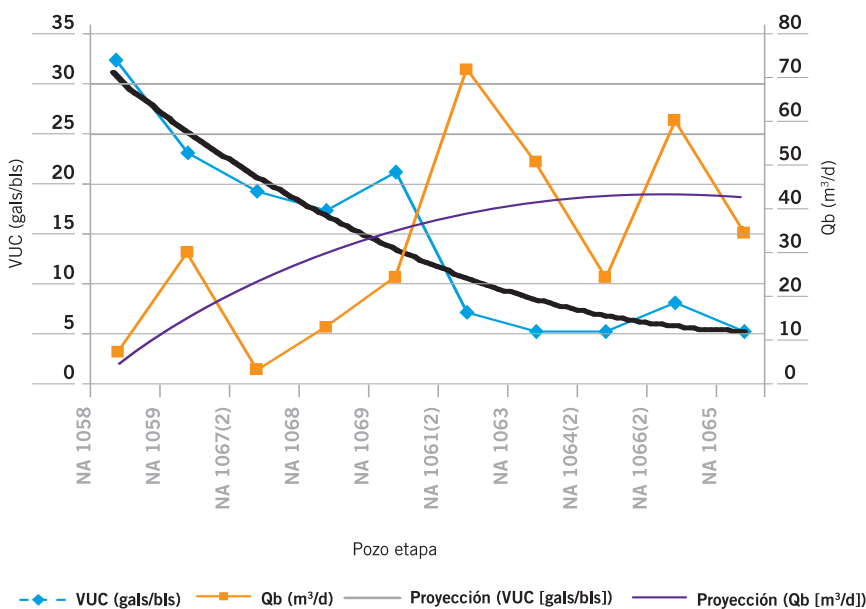


Figura 15. Relación caudal unitario de colchón (VUC) vs. producción bruta.

#### Costo unitario de bombeo por cada bolsa de agente de sostén

Este valor se obtiene de dividir el costo total de la fractura por el número de bolsas bombeadas. En el primer pozo de la campaña, en el que se mantuvieron los parámetros de diseño que se aplicaban al yacimiento, dicho costo fue de us\$286, mientras que para la última fractura fue de us\$68, lográndose una reducción del 76%. La figura 13 muestra gráficamente esta tendencia.

#### Relación: costo de tratamiento vs. producción bruta (us\$/m³ QB)

¿Cuál es la incidencia del costo de una fractura para producir un m³/d de fluido de un pozo? La figura 14 muestra la respuesta. El costo de la fractura dividido la producción bruta da por resultado la incidencia del costo de producción de un metro cúbico por día debido a la fractura. La optimización técnica económica redujo notablemente el costo de producción, pasó de us\$2577 (promedio de los cuatro primeros pozos de la campaña) a us\$764; la reducción fue de un 70%.

#### Relación: volumen unitario de colchón vs. producción bruta

Se define como volumen unitario de colchón (VUC) al volumen de fluido limpio para bombear cada bolsa de agente de sostén. A medida que el VUC decrece se incrementa la producción bruta, según se observa en la figura 15. Para los primeros cinco pozos de la campaña el VUC promedio fue de 23,4gals/bolsa y se redujo a 6gals/bolsa para los últimos cinco pozos. Esto representa una reducción de un 75%. La producción se incrementó en un 225%.

#### Relación: bolsas de arena por metro vs. producción bruta

La figura 16 muestra que el incremento en el número de bolsas por metro punzado fue acompañado con un incremento de la producción bruta. Al comparar nuevamente la primera mitad de la campaña con la segunda, se ha tenido un incremento del 80% en las bolsas por metro de punzado y los datos de producción mostraron un incremento del 250%.

Pozo	Punzado		Sarta	Espesor m	Volúmenes de tratamiento			Colchón %	Arena bolsas	Q bpm	Q/m bpm/m
	Tope m	Base m			Colchón gals	V. Conc gals	Total gals				
	2003										
Na 1048	999,0	1004,0	CSG	5,0	2200	2000	4200	52,4	60	12,0	2,4
NA 1055	1001,2	1029,2	CSG	28,0	5700	5800	11.500	49,6	220	20,5	0,7
NA 1056	1025,0	1049,0	CSG	24,0	6600	7300	13.900	47,5	235	19,5	0,8
<b>2004</b>											
NA 1059	1192,0	1219,0	CSG	27,0	6200	7110	13.310	46,6	261	25,0	0,9
NA1067_2	1123,5	1129,5	CSG	6,0	5500	8365	13.865	39,7	313	14,0	2,3
NA 1068	960,0	975,5	CSG	15,5	7500	10.500	18.000	41,7	423	22,0	1,4
<b>2004</b>											
NA 1058	981,0	986,0	TBG	5,0	3420	3850	7270	47,0	103	12,0	2,4
NA1067_1	1150,0	1155,0	TBG	5,0	3000	3000	6000	50,0	106	15,0	3,0
NA 1069	985,5	988,0	TBG	2,5	3500	4500	8000	43,8	160	14,0	5,6
NA1061_1	1230,5	1235,0	TBG	4,5	1855	5905	7760	23,9	228	12,6	2,8
NA1061_2	1208,0	1218,0	TBG	10,0	1700	6600	8300	20,5	282	14,6	1,5
NA 1063	1066,5	1078,0	TBG	11,5	1840	7010	8850	20,8	360	12,6	1,1
NA1064_1	1219,0	1223,0	TBG	4,0	1100	5050	6150	17,9	210	10,0	2,5
NA1064_2	1204,0	1206,0	TBG	2,0	850	4650	5500	15,4	184	7,9	4,0
NA1066_1	1029,0	1049,5	TBG	20,5	2800	5000	7800	35,9	270	16,0	0,8
NA1066_2	975,5	999,5	TBG	24,0	1100	4700	5800	19,0	210	12,5	0,5
NA1065	1244,0	1250,5	TBG	6,5	1500	6200	7700	19,5	333	12,1	1,9

Figura 17. Resumen de campañas 2003 y 2004.

## Diseños: campaña 2003 vs. campaña 2004

En el año 2003 se realizaron las terminaciones de los pozos NA 1048, NA 1055, NA 1056, en los cuales las estimulaciones hidráulicas se bombearon por *casing*. Las tablas de las figuras 17 y 18 resumen las campañas de los dos años, muestran los volúmenes, la cantidad de agente de sostén, el caudal de cada operación de fractura y las relaciones existentes entre dichas variables entre sí y con los datos de producción.

La tabla de la figura 19 muestra en forma resumida las relaciones promedio que caracterizaron a las fracturas por *casing* de ambas campañas y las de las fracturas por *tubing* de la campaña 2004.

Desde la campaña de fractura por *casing* del año 2003 se pasó a la campaña de fractura por *tubing* de 2004. Entre ellas hubo una etapa de transición que abarcó fracturas por *casing* y por *tubing* donde se comenzó a modificar gradualmente el criterio de diseño, hasta aplicar por completo el aná-

lisis integrado para elaborar la propuesta técnica económica.

Parte de esa evolución se refleja en el porcentaje de colchón utilizado en los diseños. En 2003, las fracturas por *casing* utilizaban un colchón del 50%, luego las primeras fracturas del 2004 redujeron el colchón al 42% y hacia el

final de la campaña se tenía un promedio de 20%. La variación del volumen del colchón, junto con el incremento del número de bolsas de agente de sostén por metro punzado lograron reducir el costo de los tratamientos (menor volumen de tratamiento) y la producción se incrementó en un 500%.

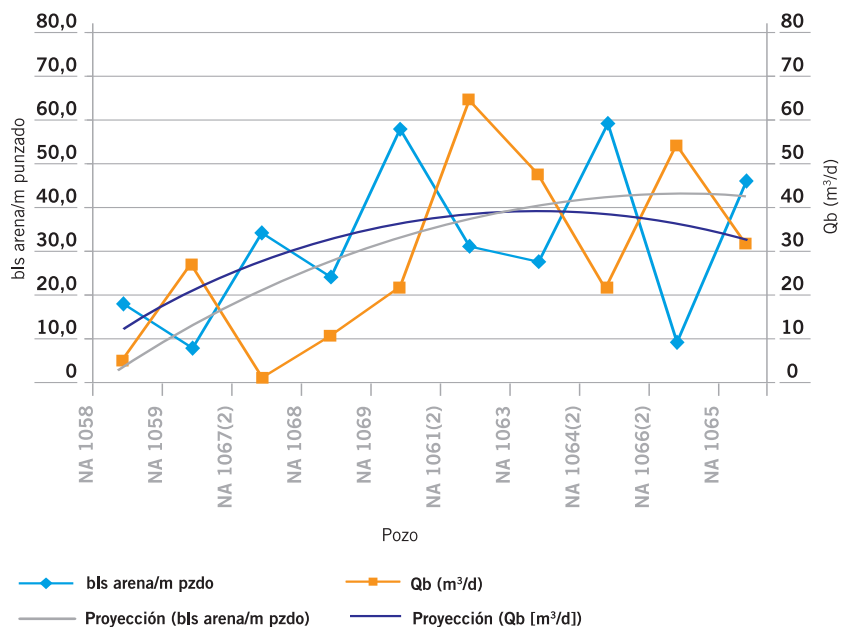


Figura 16. Relación bolsas de arena por metro de punzado vs. producción bruta.

Relaciones	Campaña		
	2003 - CSG	2004 - CSG	2004 - TBG
Bolsas/m pzdo	9,0	20,6	25,6
Gals pad/bolsa	28,0	19,0	9,0
Gals conc./bolsa	29,0	26,0	23,0
Gals Trat/bolsa	57,0	45,0	32,0
QB promedio (ensayo)	51,3	47,0	59,4
QB unitario promedio (m <sup>3</sup> /d/m)	0,50	1,00	3,03
QB promedio (producción)	7,1	14,9	39,3
Qbe/Qbp (%)	13,8	27,0	66,2

Figura 19. Resumen de parámetros de diseño y de producción.

La relación Qbe/Qbp (producción durante el ensayo/ producción al mes de fracturar) es un indicador de la tasa de declinación de la producción referida a la producción inicial. Cuanto más alto sea el valor de esta relación, menor será la declinación de la producción. El valor de este indicador fue del 66% en los pozos de la campaña 2004 en los cuales se aplicó el análisis integral de la propuesta técnica económica (tabla de la figura 20). Los gráficos de las figuras 20 y 21 muestran las curvas de producción típica de un pozo de la campaña 2003 y otro de la campaña 2004.

## Conclusiones

El análisis integrado para la elaboración de propuestas técnica y econó-

mica hizo económicamente viable la continuación del desarrollo de estos yacimientos marginales y maduros. La aplicación de este análisis integrado no significó un incremento importante en el costo de la operación (solamente un 12,5%) si se tiene en cuenta que la producción promedio de los pozos se ha incrementado un 500%.

El proceso iterativo que es propio de esta técnica de análisis integral facilitó

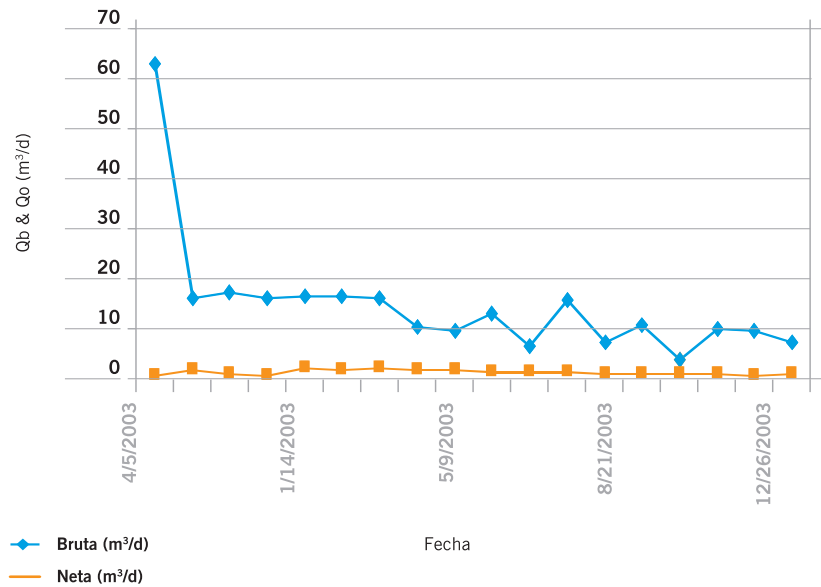


Figura 20. Campaña 2003: curva de producción típica de un pozo. La producción rápidamente alcanza su valor de estabilización.

Pozo	Punzado		Relaciones				Ensayo		Producción		Qbe/Qep
	Tope	Base	bls/m	gal pad	gal Trat/	gal Trat/	Qbe	Qoe	Qbp	Qop	
			pz	bls	bls	bls					
	m	m	Gals/bls	Gals/bls	Gals/bls	Gals/bls	m3/d	m3/d	m3/d	m3/d	%
<b>2003 - CSG</b>											
Na 1048	999,0	1004,0	12,0	37	33	70	15,3	0,0	4,5	0,4	29,4
NA 1055 *	1001,2	1029,2	7,9	26	26	52	76,3	3,8	130,7	6,5	NA
NA 1056	1025,0	1049,0	9,8	28	31	59	62,4	0,0	9,8	1,3	15,4
<b>Valores promedios</b>			<b>9,0</b>	<b>28</b>	<b>29</b>	<b>57</b>	<b>51,3</b>	<b>1,3</b>	<b>7,1</b>	<b>0,9</b>	<b>13,8</b>
<b>2004 - CSG</b>											
NA 1059	1192,0	1219,0	9,7	24	27	51	60,0	36,0	30,4	26,9	50,7
NA1067_2	1123,5	1129,5	52,2	18	27	44	24,0	8,9	2,0	0,5	8,3
NA 1068	960,0	975,5	27,3	18	25	43	58,3	5,8	12,3	1,5	21,1
<b>Valores promedios</b>			<b>20,6</b>	<b>19</b>	<b>26</b>	<b>45</b>	<b>47,4</b>	<b>16,9</b>	<b>14,9</b>	<b>9,6</b>	<b>27,0</b>
<b>2004 - TBG</b>											
NA 1058	981,0	986,0	20,6	33	37	71	69,6	4,2	6,0	1,6	8,6
NA1067_1	1150,0	1155,0	21,2	28	28	57	24,0	8,9	2,0	0,5	8,3
NA 1069	985,5	988,0	64,0	22	28	50	55,0	11,0	24,5	7,4	44,5
NA1061_1	1230,5	1235,0	50,7	8	26	34	60,5	46,0	71,6	61,9	118,3
NA1061_2	1208,0	1218,0	28,2	6	23	29	60,5	46,0	71,6	61,9	118,3
NA 1063	1066,5	1078,0	31,3	5	19	25	52,8	1,1	52,8	1,1	100,0
NA1064_1	1219,0	1223,0	52,5	5	24	29	62,4	10,0	24,3	21,0	38,9
NA1064_2	1204,0	1206,0	92,0	5	25	30	62,4	10,0	24,3	21,0	38,9
NA1066_1	1029,0	1049,5	13,2	10	19	29	67,2	13,4	59,9	17,2	89,1
NA1066_2	975,5	999,5	8,8	5	22	28	67,2	13,4	59,9	17,2	89,1
NA1065	1244,0	1250,5	51,2	5	19	23	72,0	64,8	35,3	30,8	49,0
<b>Valores promedios</b>			<b>25,6</b>	<b>9</b>	<b>23</b>	<b>32</b>	<b>59,4</b>	<b>20,8</b>	<b>39,3</b>	<b>22,0</b>	<b>66,2</b>

\* NA1055 es producido con bomba electrosumergible (BES) y no por bombeo mecánico como los demás pozos. No se considera el valor de producción para determinar la producción promedio,

Figura 18. Campañas 2003 y 2004. Relaciones entre parámetros y datos de producción.

el conocimiento del yacimiento. Con la información obtenida del minifrac y de los datos de producción, se calibraron los diferentes simuladores empleados en este proceso y se incrementaron los índices respectivos.

## Nomenclatura

AIPTE: Análisis Integrado de la Propuesta Técnica Económica

Bls: bolsas (referida a bolsas de agente de sostén)

bpd: barriles por día

Conc: En lb/gal

Conc 1: concentración inicial de agente de sostén en una etapa de bombeo de tratamiento

Conc 2: concentración final de agente de sostén en una etapa de bombeo de tratamiento

IRR: Internal Rate Return (Tasa Interna de Retorno)

Ko (md): permeabilidad relativa al petróleo

Kw (md): permeabilidad relativa al agua

m<sup>3</sup>/d: metro cúbico por día

NPV : Net Present Value (Valor Presente Neto)

ø (%) : porosidad efectiva

PAP: Programa de Análisis de Perfiles

PETE: Programa de Evaluación Técnica Económica

Pz o pzdo: punzado

Q (bpm): caudal de tratamiento

Qb (m<sup>3</sup>/d): producción bruta en metros cúbicos por día

Qb (bpd): producción bruta en barriles por día

Qbu (m<sup>3</sup>/d/m): producción bruta unitaria

Q/m (bpm/m): caudal unitario de bombeo

Qbe (m<sup>3</sup>/d): producción durante ensayo por pistoneo

Qbp (m<sup>3</sup>/d): producción bruta al mes de fracturar

Qoe (bpd): producción de petróleo durante ensayo de pistoneo

Qoe (bpd): producción de petróleo al mes de fracturar

Qo (bpd): producción de petróleo

Qo (m<sup>3</sup>/d): producción de petróleo

Qw (bpd): producción de agua

ROI: Internal on Investment (Retorno de Inversión)

SW (%): saturación al agua

TSO: Tip Screen Out

V. Conc: volumen de fluido limpio para transporte de arena

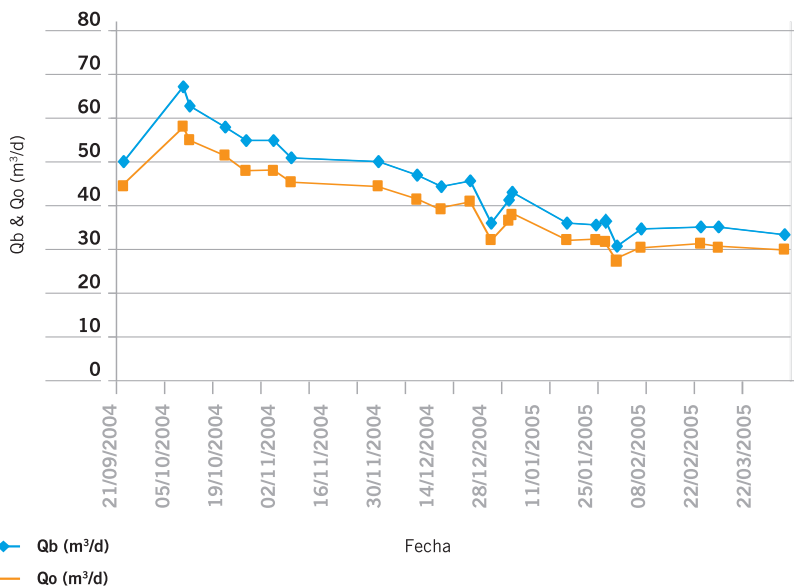


Figura 21. Campaña 2004: curva de producción típica.