Anexo B

OPERACIONES DEL FRACTURAMIENTO

POZO PARAHUACU - 03B

Procedimiento Operativo

1. Rig Dygoil-20 inicia operaciones el 16 de Mayo del 2005 a las 21H00.

2. Controlan pozo con agua filtrada y tratada de 8.3 LPG. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.

3. Desasientan packers con 150000 LBS. Sacan BHA de Bombeo Hidráulico.

4. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9870'. Circulan. Limpian. Sacan.

5. Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Cemento malo en intervalo inferior de arena "TI".

6. Bajan tubería de 3 1/2" punta libre clase "A" hasta 9300'. Circulan. Sacan.

7. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas. Wire line recupera Std. Valve a 9511'. Asientan Omega-Matic a 9707' y Strade Packer a 9515', prueban. Ok. Intenta n realizar prueba de admisión arena "Ti", sin

éxito: 1BPM a 1530 PSI, sube presión de CSG a 900 PSI, comunicación TBG-CSG. Desasientan packers. Sacan.

8. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2". Intentan asentar retenedor a las siguientes profundidades: 9747', 9704', 8672', 9641'. Sin éxito, sacan, se asienta retenedor a 1130', desacoplan Setting Tool. Sacan tubería de 3 1/2".

9. Bajan BHA moledor con junk mill + canasta en tubería de 3 1/2" hasta 1130'. Muelen retenedor de cemento. Sacan.

10. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 2000'. Circulan. Limpian. Sacan.

11. Con cable eléctrico bajan herramienta y asientan tapón CIBP a 9620'.

12. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2".Asientan retenedor a 9530', prueban, ok. Realizan prueba de admisión a arena "Ui" con 15 bls de agua tratada: 2.5 BPM a 2720 PSI.

13. Realizan Squeeze a arena "Ui" con 150 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 30 bls de lechada a 15.8 LPG. Pi=1800 PSI. Bls en la formación= 25, Bls en la cámara=3.6, Bls reversados=1.4. Pcierre=3550 psi. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".

14. Bajan BHA moledor con junk mill + canasta hasta 9530'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9532' hasta 9620' (88'). Muelen CIBP desde 9620' a 9622' (2'). Bajan libre hasta 9853'. Circulan. Limpian. Sacan.

15. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 8953'. Circulan. Limpian. Sacan

16. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 7476' (DV-TOOL a 7483') no pasa. Wire line recupera Std. Valve a 7427'. Sacan.

17. Bajan BHA acondicionador de casing con Water Melon de 6 1/8" hasta 7460', bajan rotando hasta 7490' (30'). Sacan.

18. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9768'. Asientan Ret - Matic a 9700', prueban. Ok. Wire line recupera Std. Valve a 9664'. Realizan prueba de admisión arena "Ti" con 15 Bls de agua tratada: 2.5 BPM a 3131 PSI. Desasientan packer. Sacan.

19. Bajan retenedor de cemento acoplado a stinger en tubería de 3 1/2". Wire line recupera Sdt-valve a 9707'. Asientan retenedor a 9710', prueban, ok. Realizan prueba de admisión a arena "Ti" con 10 bls de agua tratada: 2.5 BPM a 3070 PSI.

20. Realizan Squeeze a arena "Ti" con 120 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 25 bls de lechada a 15.8 LPG. Bls en la formación= 13.8, Bls en la cámara=2.4, Bls reversados=8.8. Pcierre=3500 psi. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".

21. Bajan BHA moledor con junk mill + canasta hasta 9710'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9712' hasta 9865' (153'). Sacan

22. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9865'. Circulan. Limpian. Sacan.

23. Con cable eléctrico bajan herramienta y toman registro USIT-CBL-VDL-GR-CCL desde 9850' a 7850' (2000'), Buen cemento en zonas de interés.

24. Con cable eléctrico bajan cañones convencionales de 4 1/2". Redisparan los siguientes intervalos:

Arena "Ti": 9768' - 9773' (5 ') @ 5 DPP

9790' - 9813' (23 ') @ 5 DPP

25. Bajan BHA de Fractura con DGA (sensores de presión) y Positrieve Packer . Midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9664'. Prueban Tubing con 7000 PSI, Ok. Wire line recupera Std-valve a 9664'. Asientan Positrieve Packer a 9702'. Realizan

prueba de admisión a "Ti" con 20 Bls de Fre-Flow (Gel lineal) a 5 BPM. Pinicial=4454 PSI Pfinal=4362 PSI.

FLUIDO	BPM	Pi(PSI)	Pf(PSI)	TOT.BOMB.
FRE-FLOW	1,3	3170		2
FRE-FLOW	1,9	3465		3
FRE-FLOW	3	3700		4
FRE-FLOW	5	4025		5
FRE-FLOW	8	4584		11,5
FRE-FLOW	10,75	5250		9,1
FRE-FLOW	15	6400		15
FRE-FLOW	13	5600		15
FRE-FLOW	10	5400		4
YF140HTD	11,9	5400	4100	90
YF140HTD	15,2	4430	3800	77
YF140HTD	15,2	3819	3780	86,9

- Realizan Fracturamiento a arenas "Ti" con las siguientes mezclas:

CONCENT.	FLUIDO	BPM	Pi(PSI)	Pf(PSI)	TOT.BOMB.
	PAD	15,2	3551	3359	190,2
1.0 PPA	YF140HTD	15,2	3359	3226	25
2.0 PPA	YF140HTD	15,2	3226	3052	24,9
3.0 PPA	YF140HTD	15,2	3052	2878	26
4.0 PPA	YF140HTD	15,2	2878	2842	27
6.0 PPA	YF140HTD	15,2	2842	3853	45,5
8.0 PPA	YF140HTD	15,2	3853	6280	39

Nota: - Se intenta continuar con desplazamientos, presión llega a 7050 PSI.

- Entra a la formación concentraciones de 1 a 4 lpg de 16/20 C-LITE(soportante). Total en la formación=10846 Lbs

- En la Tubería queda concentraciones de 6 y 8 LPG de 16/20 C-LITE. Total en Tubería=18723 Lbs.

- Resultados del fracturamiento.

	Diseño Inicial	**Ejecuciòn Final**
Volumen de Fluido de Fractura	12000 Gal	14691 Gal
Volumen de Apuntalante	31000 Lbs	10846 Lbs
Longitud de Fractura	160 Pies	32 Pies
Altura de Fractura	36 Pies	23 Pies
Ancho de Fractura	0,32 Pulgadas	0 Pulgadas
Conductividad Efectiva	10974 md-Pie	3983 md-Pie

Nota: - Datos proporcionados por Cìa. Schlumberger en Reporte Post-Fractura

26. Con unidad de Coiled Tubing bajan limpiando Tubería de 3 1/2" (Arena de fracturamiento) hasta 9664' . Sacan Coiled Tubing.

27. Desasientan Positrieve packer a 9702'. Sacan BHA de fractura.

28. Bajan BHA de limpieza con broca y canasta en tubería de 3 1/2" hasta 9746' (tope de arena), rotan no hay avance. Sacan.

29. Bajan BHA de limpieza con Sand Bailer en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5', intentan recuperar arena sin éxito. Sacan.

30. Bajan 1 Tubo de 2 3/8" con pata de mula en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5', aplican peso, circulan, sin éxito no hay penetración. Sacan.

31. Bajan BHA de prueba en tubería de 3 1/2" hasta 9751.5'. Asientan Ret-Matic a 9665', prueban, ok. Con unidad de Coiled Tubing bajan hasta 9751', intentan realizar limpieza de arena bombeando 15 Bls de Gel + 50 Bls de KCl al 3% a 1.2 BPM, sin éxito no hay penetración, sacan Coiled Tubing. Desasientan packer. Sacan BHA de prueba.

32. Bajan Bloque Impresor de 6" en tubería de 3 1/2" hasta 9751', asientan con 6000 Lbs para tomar marca. Sacan sale sin marca.

33. Bajan BHA moledor con Broca + Canasta hasta 9751', perforan arena de fractura desde 9751' hasta 98011' (50'). Bajan libre desde 9801' hasta 9865' (64'). Circulan para limpieza de pozo. Sacan

34. Bajan BHA de limpieza en tubería de 3 1/2" hasta 9871'. Circulan. Limpian. Sacan

35. Bajan BHA de evaluación con Positrieve-Packer en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI cada/20 paradas hasta 9565'. Asientan packer a 9706', prueban, ok. Wire line recupera Std-

valve a 9760' Realizan prueba de admisión a "Ti" con1800 PSI, cae 400 PSI/MIN.

36. Abren camisa de circulación a 9635'. Desplazan Bomba Jet-11K . Intentan evaluar arena"Ti" con camión bomba al tanque bota en locación, sin éxito. Pozo no aporta. Reversan bomba jet (limpia). Desplazan Bomba Jet-10-J . Intentan evaluar arena "Ti" con camión bomba al tanque bota en locación, sin éxito. Pozo no aporta. Reversan bomba jet. Wire line cierra camisa. Realizan prueba de admisión a "Ti" con con 10 BLS de agua: 0.36 BPM a 3000 PSI. Wire line abre camisa de circulación. Desplazan Bomba Jet-10-I . Evalúan arena "Ti" al tanque de la locación:

T.REC=24 BFPD=96 BSW=100% THE=10 Hrs

37. Reversan bomba jet. Wire line cierra camisa. Realizan prueba de admisión a "Ti" con 10 BLS de agua tratada: 0.8 BPM a 3500 PSI. Wire line abre camisa. Desplazan bomba jet. Evalúan arena "Ti" al tanque de la locación:

T.REC=481 BFPD=192 BSW=100% SALINIDAD=4000 ppm Cl-

THE=51 Hrs

38. Reversan bomba jet. Controlan pozo. Desasientan packer a 9706'. Sacan BHA de evaluación.

39. Bajan BHA definitivo para Bombeo Hidráulico con packer Arrow y Cavidad Guiberson PL-II , en tubería de 3 1/2", midiendo, calibrando y probando con 3000 PSI C/20 paradas hasta 9745'.

40. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok. Wire line recupera St. Valve 2 3/8" a 9742'. Desplazan bomba falsa a 8642' Asientan packer Arrow a 9706' con 3000 PSI. Prueban anular con 800 PSI. Ok. Reversan bomba falsa. Desplazan Jet-D-6

41. Realizan prueba de producción a arena "T" con camión bomba al tanque bota de la locación:

TR=64 BFPD=192 BSW=100% SALINIDAD=2000 ppm Cl-

THE=8 Hrs

42. Finalizan operaciones en el pozo Parahuacu-03B el 14-Junio del 2005. a las 06H00.

POZO PARAHUACU - 07

Procedimiento Operativo

1. Rig Perforec-32 inicia operaciones el 10 de Octubre a las 14:00

2. Controlan pozo. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.

3. Desasientan packers. Sacan BHA de Bombeo Hidráulico.

4. Bajan Junk Mill hasta 9670'. Muelen packer F1 de 9670' a 9681'. Bajan libre hasta 9745'. Circulan. Sacan

5. Bajan broca + scraper hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan

6. Toman registros USIT-CBL-VDL desde 9740' a 8700' (1040'), Cemento malo de 9650' a 9600'

7. Bajan CIBP con cable eléctrico hasta 9670'. Asientan CIBP a 9670'.

8. Bajan BHA de evaluación con Positrieve Packer hasta 9606'. Recuperan St. Valve 2 7/8" a 9556'. Asientan R-Matic a 9601'. Prueban anular, ok. Realizan prueba de admisión con 10 bls de agua tratada con 2000 psi a 2.1 BPM. Desasientan packer. Sacan

9. Bajan retenedor de cemento en tubería de 3 1/2". Asientan retenedor a 9610'.

10. Bajan stinger en tubería de 3 1/2". Realizan prueba de admisión a arena "Ts" con 2 bls de agua con 2200 psi a 2 BPM.

11. Realizan Squeeze a arena "Ts" con 150 sxs de cemento tipo "G" + aditivos. Se preparan 31 bls de lechada de 15.8 LPG. Pi=2800 psi, Bls en la formación= 21, Bls en la cámara=2, Bls reversados=8. Pcierre=3600. Sacan stinger en tubería de 3 1/2".

12. Bajan junk mill + canasta hasta 9603'. Muelen retenedor de cemento + cemento desde 9612' hasta 9670' (58'). Muelen CIBP desde 9670' a 9672' (2'). Bajan libre hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan.

13. Bajan broca + scraper hasta 9745'. Circulan. Limpian. Sacan.

14. Con cable eléctrico bajan cañones convencionales de 4 1/2". Disparan el siguiente intervalo:

Arena "Ts": 9652-9666' (14') @ 5 DPP

15. Prueban completación de producción sin packers, ok. Bajan completación de producción para B.H. Con packer FH y C-Packer hasta 9636'. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok. Recuperan Std. Valve de 3 1/2" a 8583' + bajan St. valve de 2 7/8" a 9631'. Asientan packer FH a 9566' y C-Packer a 8679'. Prueban anular, ok

16. Abren camisa a 9548'. Desplazan bomba Jet-C5. Evaluan arena "Ts+i" con el sistema Power Oil a la estación:

TR= 69, BFPD= 264, BPPD= 0, BSW= 100%, SALINIDAD= 2000 ppm Cl-, THE= 6

17. Suspenden operaciones el 21 de octubre a las 01:00

18. Rig Perforec-32 reinicia operaciones el 22 de Diciembre a las 12H00

19. Controlan pozo. Desarman cabezal. Arman BOP. Prueban, ok.

20. Desasientan packers. Sacan completación de B.H en tubería de 3 1/2".

21. Bajan broca + scraper en tuberia de 3 1/2" hasta 9748'. Circulan. Limpian. Sacan.

22. Bajan BHA de Fractura con Positrieve Packer hasta 9622'. Realizan Fractura a arena "Ts+i":

    a) Previo a la Fractura se tomaron 2 Pruebas de B' Up a la arena "Ts+i":

    - 1er B' Up: S=9.72, Pi= 1394.59 psia, Pwf=255 psi, ko= 8.42 md

    - 2do B' Up: S=8.88, Pi=1387.63 psia, Pwf=267 psia, ko= 10 md

    b) Realizan DataFRAC de la siguiente manera:

- Step Rate desde 1.0 BPM hasta 16.0 BPM; se obtienen presiones desde 700 hasta 5100 psi. Se usan 163 bls de PreFLO

- Realizan prueba de calibración con 110 bls de YF135HTD. Desplazan con 85 bls de WF135

- Se encuentra un ISIP de 150 psi. Gradiente de fractura 0.46 psi/ft

c) Realizan Tratamiento Principal con la siguiente cantidad de fluidos:

- 29000 lbs de Carbolite Resinado 16/26 de los cuales ingresa a la formación 28300 lbs

- 460 bls de Fluido de Fractura YF135HTD

Parámetros de Fractura:

- Tasa de bombeo 20 BPM con 2000 - 5023 psia

- ISIP final 1620 psia. Máxima presión en superficie= 4898 psi

- La longitud de la Fractura es de +/- 75'

23. Desasientan Positrieve packer a 9567'. Sacan BHA de fractura

24. Bajan BHA de evaluación con R-Matic y C-Packer hasta 9569. Intentan circular, sin éxito. No existe retorno por presencia de arena de fractura. Sacan

25. Bajan tubería 3 1/2" punta libre hasta 9668'. Intentan circular, sin éxito. Pozo toma 1250 bls de agua. Sacan

26. Bajan tubing Beiler hasta 9678'. Trabajan con movimientos ascendentes y descendentes hasta 9738' . Sacan. Recuperan 300' de arena con crudo contaminado.

27. Bajan nuevo tubing Beiler hasta 9746'. Trabajan con movimientos ascentes y descendentes. Sacan. Recuperan 15' de crudo conaminado

28. Bajan BHA de evaluación con R-Matic y C-Packer hasta 9565'. Asientan R-Matic a 9562' y C-Packer a 8669'. Prueban anular, ok.

29. Abren camisa 3 1/2" a 8600'. Desplazan Bomba Jet-D7 a 8600'. Evaluan arena "Ts+i" con camión bomba al tanque bota en locación:

TR=5721, BFPD=672, BPPD=564, BSW=16%, API=32.5,

SALINIDAD=7200 ppm Cl-, THE=213

30. Pescan Jet-D7 a 8600'. Bajan elementos de presión a 8634'. Desplazan Jet-D7 a 8600'. Continúan evaluando arena "Ts+i" con camión bomba al tanque bota en locación:

TR=6829, BFPD=696, BPPD=612, BSW=12%, API=32.5,

SALINIDAD=7200 ppm Cl-, THE=259 , THE(con elementos)=46

31. Cierran pozo para restauración de presión por 32 horas.

32. Reversan Jet-D7 a 8600'. Recuperan elementos de presión a 8634' (Pws=1386 psi, Pwf=1232 psi) . Controlan pozo. Desasientan packers. Sacan

33. Bajan BHA definitivo para Bombeo Hidráulico con 2 packers Arrow hasta 9651'.

34. Desarman BOP. Arman cabezal. Prueban, ok.

35. Recuperan St. Valve 2 3/8" a 8612'. Bajan St. Valve de 2 3/8" a 9616'. Desplazan bomba falsa a8612'. Asientan packers Arrow a 9579' y 8697'. Prueban anular, ok. Reversan bomba falsa. Desplazan Jet-10J a 8612'.

36. Realizan prueba de producción a arena "Ts+i" con sistema Power Oil a las Estación:

37. **TR=155, BFPD=696, BSW=100%, SALINIDAD=2000 ppm Cl-, THE=6**

38. Finalizan operaciones en el pozo Parahuacu-07 el 13 de Enero del 2005.