

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO, GAS
NATURAL Y PETROQUIMICA**



**ACIDIFICACION A LA MATRIZ EN FORMA SELECTIVA
DE POZOS INYECTORES REENTUBADOS CON TBG 3
1/2" ERFV**

**TESIS PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

ELABORADO POR:

ROBERTO ALBERTO BERMÚDEZ SÁNCHEZ

PROMOCION 95-0

LIMA – PERU

2006

TEMARIO

INDICE

1. Sumario
 2. Introducción.
 3. Descripción Teórica.
 - 3.1. Objetivo de la limpieza.
 - 3.2. Antecedentes.
 - 3.3. Ubicación Geográfica.
 - 3.4. Distribución de los pozos inyectoros.
 - 3.5. Calidad del Agua de Inyección.
 - 3.6. Herramientas para la limpieza.
 4. Especificaciones Técnicas de la Cañería 3 ½" ERFV.
 5. Equipo de Coiled Tubing.
 6. Consideraciones de Seguridad.
 7. Secuencia operativa para la limpieza y estimulación.
 8. Descripción y Armado de la Herramienta de Estimulación en superficie.
 9. Problema surgido durante la primera Operación.
 - 9.1. Problema Ocurrido en el Primer pozo.
 - 9.2. Herramienta de Pesca Utilizada.
 - 9.3. Procedimiento Realizado.
 - 9.4. Procedimiento Propuesto para una siguiente pesca
 10. Resultados de la Estimulación.
 - 10.1. Estimulación Acida.
 - 10.2. Perfiles de Transito de Fluido.
 11. Tiempos de Operación.
 12. Costos de Operaciones.
 13. Evaluación Económica.
 14. Conclusiones y Recomendaciones.
 15. Referencias Bibliograficas.
- ANEXO I Columna Litológica
- ANEXO II Resultados Perfil Transito de fluido
- ANEXO III Planilla análisis Económico

1. SUMARIO.

Debido a problemas de rotura de casing en pozos inyectoros, producto de la corrosión, se decidió reentubar y cementar los mismos con cañería 3 ½" EPOXY REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO (ERFV), DH-2500, para no perder la inyektividad del pozo, lo cual se llevó a cabo en el año 2000. Luego se punzo con cañones de 2", 22,7 gr, entre 3 y 5 capas de 2 o 3 mts cada uno.

Con el tiempo, la presión de inyección se iba incrementando, producto de la inadecuada calidad del agua de Inyección, los pozos debían cerrarse por baja admisión e incremento de presión en superficie, ó diferencias de admisión en las capas, con la consecuente pérdida de producción por la inmovilidad de reservas.

Por lo tanto se propuso realizar una limpieza inicial en dichos pozos y luego efectuar una estimulación ácida selectiva.

Para esto se desarrolló con UNA COMPANIA DE VENTA Y ALQUILER DE TAPON Y PAKER una herramienta versátil y de fácil operación que permitiera realizar operaciones selectivas. En primer lugar se propuso realizar ésta operación con el uso de varillas huecas y un equipo de Pulling, pero al no haber disponibilidad de ambos se programó con el uso de la unidad de Coiled Tubing.

En la primera parte del proyecto, se bajo el Coiled tubing de 1 ½" con un Jet en la punta, para la limpieza del pozo, hasta el fondo, luego se sacaría y se bajaría, en una segunda carrera, el Coiled tubing con un Pkr de diámetro reducido (straddle Paker). Debido a una ineficiente limpieza del pozo, el paker se fijo fuera de profundidad, teniéndose que dejar en pesca, para luego recuperarlo con una unidad de Flush By (equipo de Pulling mas pequeño, que solamente saca y baja Varillas, no puede sacar tubings) y varillas, llevando en la punta una tijera mecánica.

En la segunda parte del proyecto, se decide, como primera carrera, bajar el Coiled Tubing con un centralizador y un rascador especial, para mejorar la limpieza del pozo y luego en la segunda carrera, realizar las estimulaciones selectivas.

Con esta metodología de limpieza y estimulación, no se tuvieron problemas de fijación fuera de profundidad.

Se realizaron las limpiezas en 10 pozos, todos con una profundidad entre 900 y 950 mts, posteriormente, se realizaron algunas pruebas de transito de fluido de algunos pozos, para determinar la inyektividad (volumen de inyección de cada capa estimulada).

2. INTRODUCCION.

Los pozos reentubados con Cañería de 3 ½ ERFV, en el año 2000, al presente, presentaba problemas de taponamiento y por consiguiente, se decide realizar un proyecto, para ver la forma de realizar estimulaciones selectivas.

Por ser el pozo de diametro reducido, las herramientas convencionales actualmente utilizadas en el mercado, estaban descartadas para esta operación. Razon por la cual, se realizaron reuniones con las Cias de Estimulación, de Pulling, de Coiled tubing, de Herramientas de Completacion y la compañía operadora, para ver la forma de realizar el proyecto.

En una segunda etapa, debido a la falta de disponibilidad del equipo de Pulling, se decide realizarlo con una Unidad de Coiled tubing. No se consideró el uso del flush By para todo el proyecto, porque estaba siendo utilizado a tiempo completo en el cambio de bombas y/o Vástagos, en pozos productores.

Luego de varias reuniones, se decide ejecutar el proyecto, de la forma descripta a continuación.

3. DESCRIPCIÓN TEÓRICA.

3.1 Objetivo de la limpieza.

Restaurar la inyección de los pozos, reentubados con cañería 3 ½" EPOXY REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO (ERFV), los cuales se encontraban obturados por carbonatos generados durante la inyección de agua (Recuperación Secundaria). Es vital la inyección de agua, para mantener la producción de los pozos productores de petróleo.

3.2 Antecedentes.

A raíz de los problemas de rotura de casing en pozos inyectoros, producto de la corrosión (pozos perforados en año 1978), se decidió, en el año 2000, reentubar y cementar los mismos con cañería 3 ½" ERFV para no perder la inyectividad del pozo.

Debido a que la presión de inyección se iba incrementando, producto de la no adecuada calidad del agua de Inyección, los pozos debían cerrarse por baja admisión e incremento de presión en superficie, ó diferencias de admisión en las capas, con la consecuente pérdida de producción por la inmovilidad de reservas.

Por lo tanto se quería efectuar una estimulación ácida selectiva. Los pozos tenían entre 3 y 5 capas.

3.5 Calidad del Agua de Inyección.

RESULTADOS

PROCEDENCIA	VOL. FILT (ml.)	TIEMPO (seg)	pH	TEMP °C	T.S.S.* (mg/lit)	HIERRO (p.p.m.)	OXIGENO (p.p.b.)	HIDROC. (p.p.m.)	SULFURO (mg/lit)	CO2 (mg/lit)
POZO A	1000	140	6.80	39.0	7.10	1.60	90	18	1.40	139.80
POZO B	1000	145	6.80	38.0	5.60	1.60	80	10	1.80	89.80
POZO C	1000	143	6.80	40.0	8.10	1.55	100	15	1.80	139.80
POZO D	1000	208	6.90	40.0	6.40	1.40	90	17	1.60	149.80
POZO E	1000	172	6.50	39.0	6.80	1.80	120	22	1.80	139.80
POZO F	1000	180	6.90	39.0	5.20	1.80	120	12	2.00	149.80
POZO G	1000	160	6.50	40.0	4.40	1.45	100	16	1.80	139.80

* TOTAL SOLIDOS EN SUSPENSION

Las condiciones solicitadas son las siguientes:

Total de Sólidos en suspensión: ≤ 10 mg/lts
Contenido de Hierro: ≤ 2 ppm
Contenido de Oxígeno: ≤ 60 ppb
Contenido de Hidrocarburo: ≤ 5 ppm.

Con esto valores, observamos que el contenido de oxígeno e hidrocarburo, están por encima de los valores límites, razón por la cual el contenido de Oxígeno, es el que provoca la corrosión, que ahora no es un factor gravitante, por estar el pozo entubado con cañería plástica (ERFV).

El elevado valor del contenido de Hidrocarburo, provoca que los punzados se bloqueen por la formación de emulsión en la cara de los punzados y las primeras pulgadas del punzado, razón por la cual se utiliza un Solvente y un Surfactante, para el tratamiento del primer y segundo día.

3.6 Herramientas para la limpieza.

En primera instancia, se decidió realizar la limpieza del pozo con una Unidad de Coiled Tubing de 1 ½" y una herramienta tipo Jet en la punta. Luego se realizaría una segunda carrera con un Straddle Paker, que en el primer trabajo, quedó aprisionada en el punzado superior, debido a la presencia de partículas (hilachas) de fibra de vidrio remanentes en zona de punzados y una fina capa de incrustación, por lo que después de esta experiencia, se decide, bajar en una primera carrera de limpieza, las siguientes herramientas:

- Jet de Cia de Coiled Tubing. Diámetro 50 mm (2"). Ver figura 1.
- Scraper diseñado para limpieza de cañería plástica, del diámetro del drift de la cañería plástica. Los flejes están hechos de cable de Wireline Diámetro 80 mm (3.1"). Ver figura 2.
- Centralizador helicoidal, de 73.5 mm (2.9") de diámetro, para ayudar a la centralización. Ver figura 3.

- d. Desconector Hidraulico (Union de Seguridad): 50 mm (2") de diametro.
- e. Flapper Check Valve, para evitar el retorno del fluido, de 54 mm (2 1/8").
- f. Conector Mordaza, de 63.5 mm (2 1/2") de diametro.
- g. Coiled tubing de 38 mm (1 1/2") de diametro y 2000 m de longitud.

Todos estos elemento se bajan como muestra la figura #4.

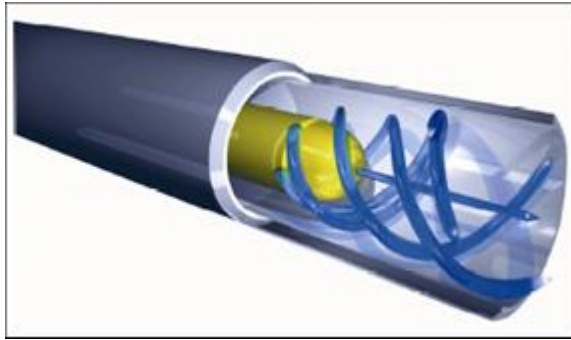


Figura 1. Jet



Figura 2. Scraper



Figura 3. Centralizador Helicoidal, 74 mm.

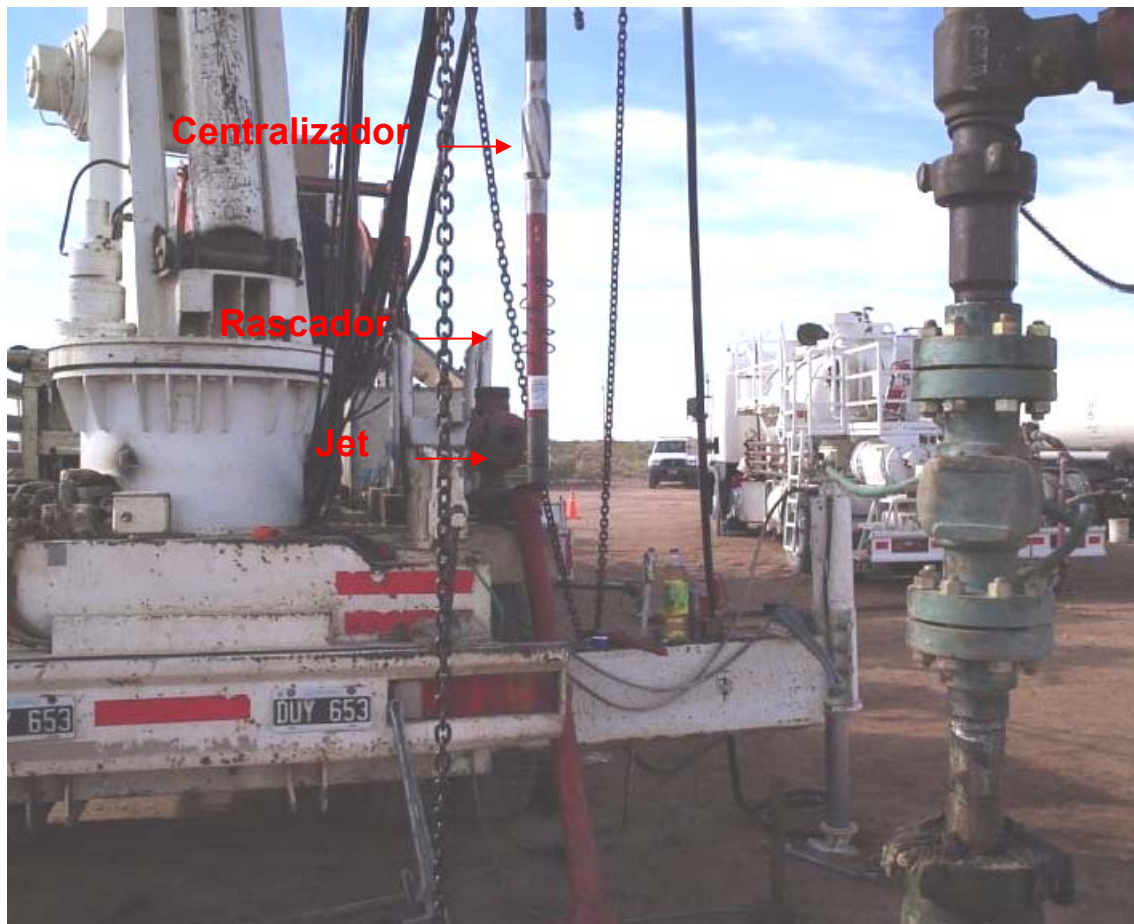


Figura 4. BHA de Limpieza.

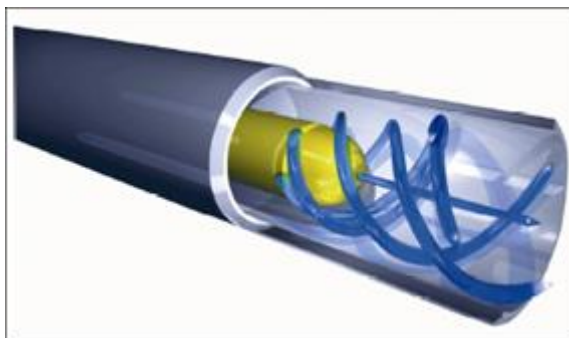
El **Jet lavador**, tiene 4 orificios tangenciales (5 mm) y uno central (8 mm), suministrando un alto torbellino de poder del fluido cuando el jet se desvía debido a la cara curvada del casing, tubing o hueco abierto. La velocidad del jet y el efecto rotacional, comúnmente excede los 460 ft/seg (140 m/seg) y una velocidad de rotación que excede las 8000 rpm. En adición, el flujo guía, controla el chorro del jet de forma tal de mejorar la eficiencia y proyección una vez que entra en el wellbore. La limpieza del chorro removiendo los carbonatos o alguna otra basura, adiciona otro mecanismo de limpieza, la abrasión.

Características Principales

30% mas de eficiencia que limpiadores estándar.

La velocidad del chorro, excede los 460 ft/seg.

La velocidad rotacional del torbellino creado, excede los 8000 rpm.



Habilidad de manejo de múltiples fases de fluidos.

Aplicaciones

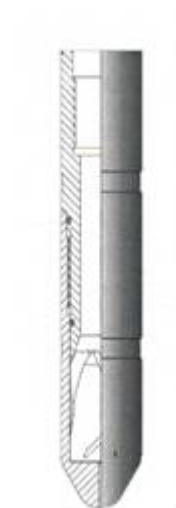
Limpieza en hueco abierto de la costra de lodo.

Lavados estándar utilizando surfactantes y/o dispersantes.

Remoción de carbonatos, sulfuros, residuos de brea, parafinas, asfaltenos, impurezas.

Estimulación ácida (lavado o matricial).

Roturas de incrustaciones duras, utilizando liquido de una sola fase.



Especificaciones Técnicas Jet 50 mm (2")

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	pulg.	pulg.	pulg.	1 ¼" REG
Mm	Kg/m	Mm	mm	Mm	
3 ½"	11.5 – 18	5/8	2.0	5.9	1 ¼" REG
88.9	17.1 – 26.8	16	50	150	

El **Scraper**, mostrado en la figura #2 y en la foto adjunta, no tiene el mismo estilo de los rascadores comunes utilizados en la limpieza de pozos con cañería de acero, ya que estos rascadores, podrian deteriorar las paredes del caño plastico; razon por la cual, se pensó en la construcción de un rascador que no produzca rasgaduras y deteriore las paredes de la tubería plastica.



El cuerpo del rascador esta hecho de tubería de acero de 2 1/8" y con un tejido de cable de Wire line, que cumplen la función de los flejes del rascador.

Especificaciones Técnicas Scraper 3 1/2"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	Pulg.	pulg.	pulg.	1 1/4" REG
Mm	Kg/m	Mm	mm	Mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	3.1	19.8	1 1/4" REG
88.9	17.1 – 26.8	16	80	503	

El **centralizador helicoidal**, cumple la función de centralizar el Jet y el Rascador y así, poder hacer mas eficiente la operación de limpieza de la cañería plastica.

Tambien cumple la función de calibrar el pozo.

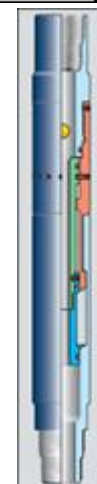


Especificaciones Técnicas del Centraliz. Helicoidal 3 1/2"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	pulg.	pulg.	pulg.	1 1/4" REG
mm	Kg/m	Mm	Mm	mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	2.9	14.9	1 1/4" REG
88.9	17.1 – 26.8	16	73.5	378	

La **Union de Seguridad Hidráulica** (desconector hidráulico) provee medio controlado para la liberación del CT del BHA. En funcionamientos normales el asiento y la camisa estan con presiones equilibradas; por consiguiente, el desconector está insensible a la diferencial de presión entre la tubería y el anular.

Para desconectar, una pelota viajera es dejada caer o bombeada dentro del CT, permitiendo que se asiente en el desconector. Se aplica presión en el CT; los pines de corte, que sostienen el asiento y la camisa en su lugar, se cortan, haciendo que ambos queden liberados. La presión de librado,



depende del número y tipo de pines que unen el asiento y la camisa. Directamente el desconector se separa el dos mitades, permitiendo la recuperación del CT.

Especificaciones Técnicas de la Unión de Seguridad 2''

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg. mm	Lbs/ft Kg/m	pulg. Mm	pulg. Mm	pulg. mm	
3 1/2" 88.9	11.5 – 18 17.1 – 26.8	0.562 14.27	2 50	19 482.6	1 1/4" REG

El **Flapper Check Valve**, es un dispositivo de seguridad estandar usado en operaciones con CT en pozos de petróleo, gas y agua. Obligatorio por la mayoría de operadores y proveedores del servicio. Usado para aplicaciones de pozos dulces y agrios (H2S) y aplicaciones de HPHT.

Previene flujo descontrolado de fluidos del wellbore en caso de una falla de la cañería.

Permite el flujo sin restricciones de fluidos.

Pasaje Interior que permite el paso de pelotas usados en el proceso.

Fácilmente convertible de un servicio normal a un servicio con ácido intercambiando sólo pocas partes.

Rápidamente reparado en campo.

Fácil reemplazo de los flappers.

La doble válvula flapper es la válvula check usado en la mayoría de operaciones con CT. Es montado, lo más cerca posible al tope de la sarta que se baja con el CT, directamente debajo del conector a mordazas, proporcionando una barrera de control total del pozo, dentro del CT contra el wellbore.

La doble válvula Flapper es diseño de manera que el área del flujo de la válvula sea igual a, o más gran que, el área seccional interior de la válvula de asiento. Combina la confiabilidad, mínima restricciones al flujo y la habilidad de bombear tapones limpiadores o dejar caer pelotas hacia la válvula de desconexión, etc.

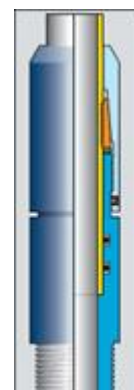
Pelota para desconectores, óxidos, carbonatos, parafina, hidrocarburos secos, u otro material no son una amenaza de tapar la válvula flapper. Permite el pasaje de fluidos bombeados por el CT, pero previendo el flujo de fluidos del wellbore en la dirección opuesta. Así, se previene cualquier daño, que pudiera sufrir el CT.



Especificaciones Técnicas del Flapper 2 1/8"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg. mm	Lbs/ft Kg/m	pulg. mm	pulg. mm	pulg. mm	Pin 1 1/4" REG Box NC12
3 1/2" 88.9	11.5 – 18 17.1 – 26.8	5/8 16	2.125 54	11.8 300	

El **conector de mordaza** de agarre externo para CT es el estándar utilizado dentro de la industria. Porque utiliza la fuerza de tiro de la cabeza del inyector, El conector no requiere ninguna herramienta. El conector estándar se utiliza en alrededor del 80% de los trabajos con el CT.



Especificaciones Técnicas del Conector de Mordazas 2 1/2"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg. mm	Lbs/ft Kg/m	pulg. mm	pulg. mm	pulg. Mm	Pin NC12
3 1/2" 88.9	11.5 – 18 17.1 – 26.8	5/8 16	2.5 63.5	7.9 200	

4. ESPECIFICACIONES TECNICAS DE LA CAÑERÍA 3 ½” ERFV.

El Arte de la construcción de la Tubería ERFV, mediante una precisión en el enrollado es controlado a través de computadoras. La construcción avanzada del filamento-enrollado proporciona el Modulo Axial y la Fuerza de tensión requeridos para aplicaciones dentro del pozo. El sistema de Calidad ERFV esta certificado bajo especificaciones API 15HR, asegurando a los clientes los productos de la mas alta calidad en la industria.

4.1 Tipos de Conexión

La Tubería ERFV esta disponible en dos sistemas de hilos de conexión:

1. La conexión con 4 hilos redondos por pulgada y Oring se caracteriza por la capacidad del sello múltiple y confiabilidad de ambos con una destacada fuerza de tensión a través de la unión.

Este sistema de conexión previene que el lubricante sellador de los hilos, ingrese a la formación en pozos inyectoras, minimizando el daño de formación.

2. La rosca larga API 8RD EUE usado en la Industria del Petróleo según especificación API 5B, Tabla 2.6a (tolerancias según Especificaciones API 15HR).

4.2 Ventajas

- Aproximadamente 1/4 el peso de acero.
- Ensamblado en cualquier clima-no requiere adhesivos.
- Características de flujo Superiores.
- Hilos robustos, para evitar el cruzamiento.
- Excelente resistencia a la corrosión y servicio de larga vida.
- Eléctricamente Inerte.
- Capacidades Excepcionales de presión y cargas axiales.
- Bajo costo de instalación.
- Baja formación de parafina e incrustaciones (carbonatos).
- La tubería plástica se puede instalar usando herramientas comunes de la industria.
- Se puede punzar con cargas comunes.
- La superficie exterior de la cañería ERFV, es excelente, para una adecuada cementación, cumpliendo los mas rigurosos requerimientos medioambientales.



4.3 Especificaciones Físicas

Med. Nom. Pulg (mm)	Codigo TUBING ERFV	Diam. Nom. Exter. pulg(mm)	Diam. Nom. Inter. Pulg(mm)	Espesor de Pared Nom. pulg(mm)	Diam. Exter. Conex. Pulg(mm)	Peso lbs/pie (Kg/M)
3 ½ (90)	DH1200	3.36 (85.3)	2.98 (75.7)	0.190 (4.83)	4.50 (114)	1.75 (2.61)
	DH1500	3.44 (87.4)	2.98 (75.7)	0.230 (5.84)	4.70 (119)	1.90 (2.83)
	DH2000	3.54 (89.9)	2.98 (75.7)	0.280 (7.11)	4.85 (123)	2.65 (3.95)
	DH2500	3.6 (91.4)	2.98 (75.7)	0.310 (7.87)	4.90 (125)	2.90 (4.32)

Nota:

- a. Los tubing, con 4 hilos por pulg. miden 29.5 pies (9 m).
- b. Los tubing de 3 ½", con 8 hilos por pulg, miden 29.25 pies (8.9 M)

Datos Técnicos Generales

- Presion de prueba en Fabrica
 - Esfuerzo axial por Tension
 - Modulo Axial de Elasticidad
 - Modulo de Hoop de Elasticidad
 - Densidad
 - Coeficiente de Expansion Termica
 - Factor de Flujo de Hazen-Williams
 - Relac. de Poissons (Hoop/ Tension)
 - Relac. De Poissons (Tension Axial)
- Presion de Operación x 1.25
 30,000 psi (207 MPa)
 2.7×10^6 psi (1.86×10^4 MPa)
 4.2×10^6 psi (2.90×10^4 MPa)
 0.07 lbs/in³ (Grav. Esp.= 1.95)
 1.0×10^{-5} pug/pulg/°F (1.8×10^{-5} m/m/°C)
 150
 0.30
 0.21

Propiedades de Desempeño

VALORES DE OPERACIÓN				
Medida. Nom. Pulg (mm)	Descrip. TUBING ERFV	Presion Interna Operac. Psi (MPa)	Presion Externa Colapso psi (MPa)	Carga Axial $\times 10^2$ lbs (N)
3 1/2" (90)	DH 1200	1200 (8.3)	800 (5.5)	14.0 (62)
	DH 1500	1500 (10.4)	1000 (6.9)	16.9 (71)
	DH 2000	2000 (13.8)	2000 (13.8)	21.0 (93)
	DH 2500	2500 (17.2)	2500 (17.2)	26.0 (116)

VALORES EXTREMOS TIPICOS						
Medida. Nom. Pulg (mm)	Descrip. TUBING ERFV	Carga Axial en la rosca		Presion de prueba para la rosca Psi (MPa)	Presion Externa de Colapso Psi (MPa)	Carga Axial de Pared $\times 10^2$ Lbs (N)
		lbs	(Kg)			
3 1/2" (90)	DH 1200	70,000	(31,750)	3000 (20.7)	1500 (10)	60 (255)
	DH 1500	70,000	(31,750)	4500 (31.8)	1800 (12)	76 (338)
	DH 2000	70,000	(31,750)	5000 (34.5)	4500 (31)	92 (409)
	DH 2500	70,000	(31,750)	5500 (37.9)	6800 (47)	109 (485)

4.4 Características del Fluido

Las características de fluidos a ser transportado (temperatura, composición química, etc.) determina que tipo de sistema de la resina del epoxy se usará para la fabricación de la tubería. La tubería fabricada con un sistema de resina epoxy con anhídrido satisface la inmensa mayoría de aplicaciones comunes de la industria del petróleo, tales como, crudos dulces o agrios, agua fresca y salmueras. La tubería hecha con el sistema de resina epoxy con anhídrido no debe ser expuesta a servicio continuo por encima de 180°F (82°C). Acidificaciones con HCL al 37% es aceptable.

La tubería fabricada con el sistema de resina epoxy de amina aromático, puede ser usado para fluidos que contengan alto nivel de CO₂, H₂S o en condiciones de alta presión o temperatura hasta 210°F (99°C). En todas las aplicaciones, la compatibilidad química y capacidad física de la tubería, se debe determinar para las condiciones existentes.

4.5 Diseño del pozo

Buen diseño del pozo es esencial para el uso exitoso de la tubería plástica dentro del pozo. La máxima condición de operación debe ser considerada o sino, un daño permanente e irreversible ocurrirá. Si no se tiene en consideración esto, la tubería puede no tener fugas, pero un daño ocurrirá si se disminuye la resistencia a la corrosión y así, disminuir la esperanza de vida de la tubería. La temperatura de fondo o del fluido no debe exceder el rango de temperatura de operación de la tubería plástica.

Herramientas de fondo, tal como, empaaduras, anclas, bombas, etc deben ser compatible con la Tubería. Empaaduras permanentes o recuperables que sostienen presión de ambos lados, son preferibles. Si empaaduras recuperables de tensión se utiliza, se debe tener cuidado de no exceder la capacidad de la tensión axial de la tubería cuando se fije la empaadura o se pruebe el anular con presión. Crossover de acero inoxidable se recomienda cuando se quiera cambiar de roscas de 4 hilos redondo o 8 EUE redondo con conexiones de otras herramientas.

4.6 Instalación

La tubería plástica, se instala utilizando convencionales elevadores, llaves de tubo, llaves de poder. Los elevadores deben ser del tipo "sujetadores" y las llaves capaces de trabajar con bajo torque (< 500 ft-lbs.); se debe usar un indicador del peso. Pinzas y llaves se deben usar sólo en la parte superior, nunca en el cuerpo de la tubería. }Sustitutos de fibra o acero debe ser usado cuando se tensiona la tubería.

La tubería de fibra de Vidrio, debe estar siempre en tensión, nunca en compresión.

4.7 Datos Generales de Ingeniería de la Cañería ERFV

4.7.1 Estiramiento de la Cañería ERFV en el Aire

El estiramiento en el Aire debido al peso de la cañería esta calculada por la siguiente fórmula:

$$E = 1.7N^2/1000$$

Donde:

E = Estiramiento en pulgadas

N = Número de Caños en la instalación.

Cuando la cañería se encuentra sumergida en agua o salmuera, multiplicar el estiramiento o peso en aire por el siguiente factor:

En Salmuera al 10% = 0.448

En Agua = 0.484

4.7.2 Estiramiento debido a la Tension

El estiramiento, debido a la Tension por sobre el peso de la Sarta, es calculado por la siguiente fórmula:

$$Et = Kt.L.N/100,000$$

Donde:

Et = Estiramiento en Pulgadas
 Kt = Factor de Tension de la tabla 1
 L = Tension (libras)
 N = Número de Caños en la Sarta.

Tabla 1

1 1/2"		2 3/8"		2 7/8"		3 1/2"		4 1/2"	
Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt
DH2000	13.26	DH1500	9.58	DH1500	6.77	DH1200	5.71	DH1200	3.90
DH2500	10.56	DH2000	7.84	DH2000	5.44	DH1500	5.71	DH1500	3.21
DH3000	8.71	DH2500	6.73	DH2500	4.52	DH2000	4.60	DH2000	2.85
DH3500	7.37	DH3000	5.88	DH3000	4.03	DH2500	3.37	DH2500	2.52
DH4000	6.47	DH3500	5.38						

4.7.3 Compensación de la Tension por Temperatura

Tensión adicional del tubing es necesaria, si se incrementa significativamente la temperatura de operation respecto a la temperatura de instalación. La tension adicional requerida para prevenir que la sarta quede en posición neutral o en compresión o cuando usamos un paker de tension, un incremento significativo en temperatura, podría librar el paker. El rango de carga axial del tubing, nunca debe ser excedida.

Use la siguiente fórmula para calcular la tensión adicional requerida, para ajustar la expansión termal:

$$T_{ad} = KI \cdot \Delta t$$

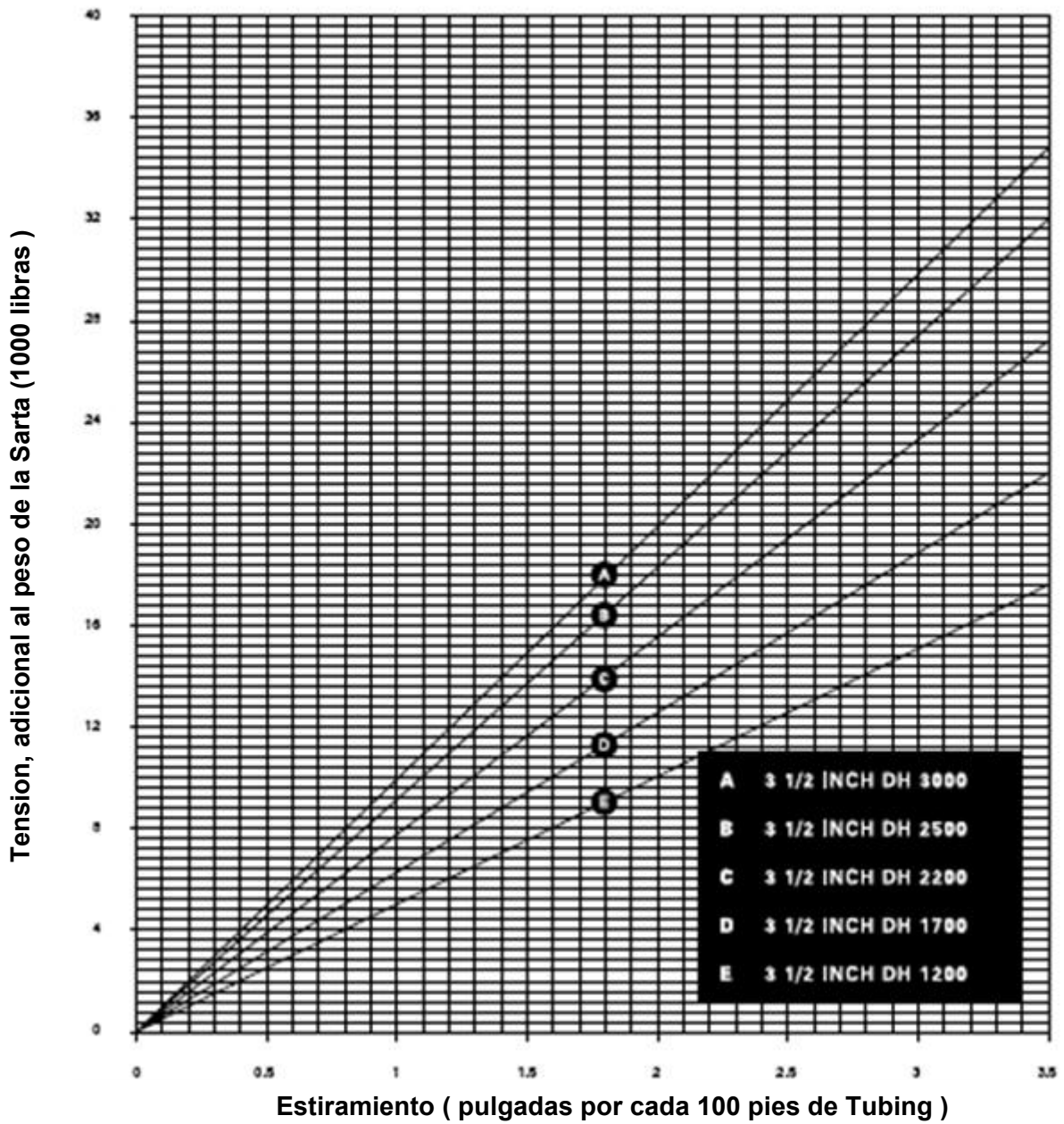
Donde:

Tad = Tensión adicional requerida
 KI = Constrante de la Tabla 2
 Δt = Variación de la Temperatura esperada, sobre la temperatura de instalación. (°F)

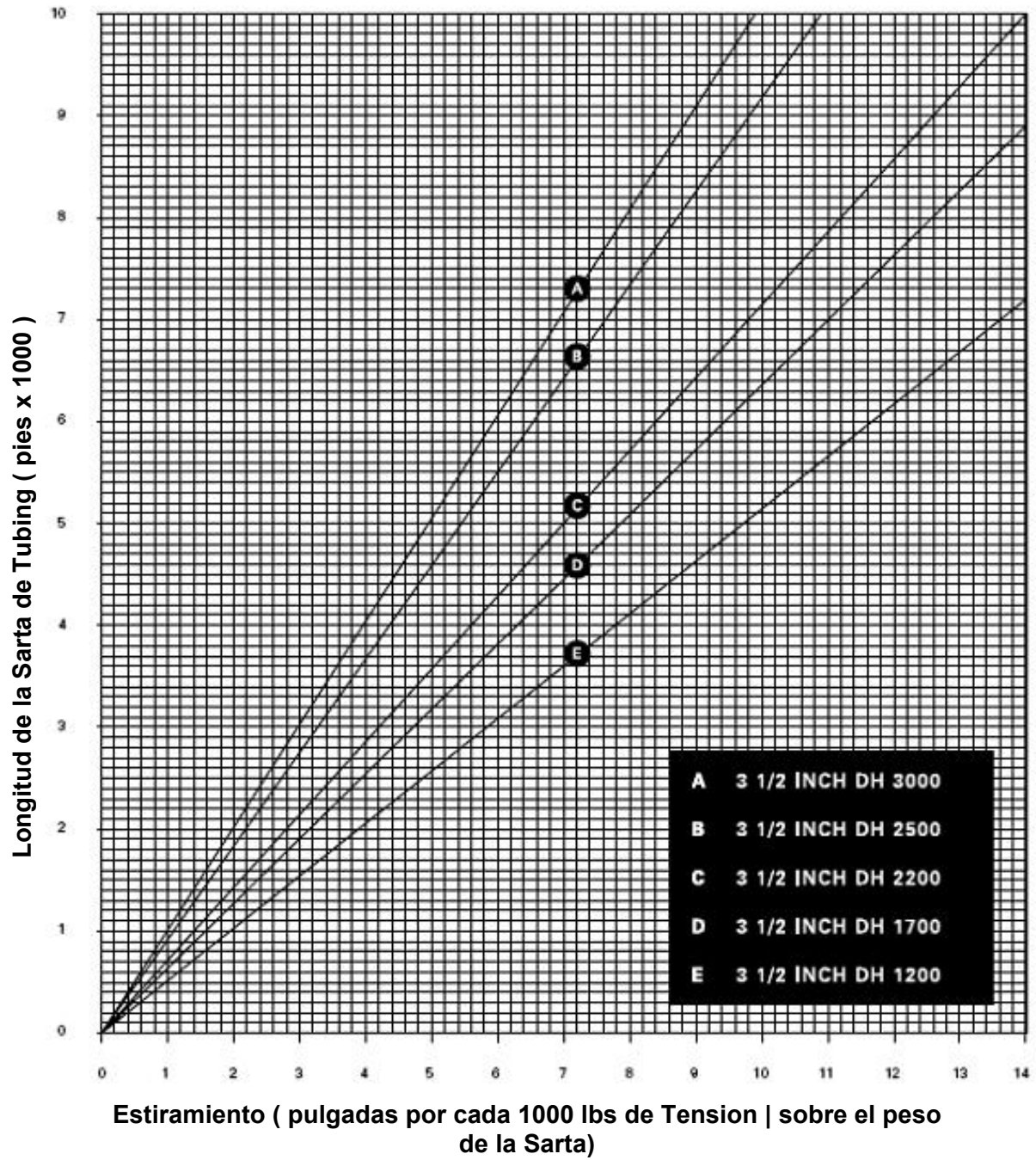
Tabla 2

1 1/2"		2 3/8"		2 7/8"		3 1/2"		4 1/2"	
Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt	Medida	Kt
DH2000	18.4	DH1500	25.5	DH1500	36.0	DH1200	42.8	DH1200	62.8
DH2500	23.2	DH2000	31.2	DH2000	45.0	DH1500	53.2	DH1500	76.2
DH3000	28.1	DH2500	36.3	DH2500	54.1	DH2000	63.7	DH2000	85.8
DH3500	33.2	DH3000	41.6	DH3000	60.7	DH2500	72.6	DH2500	97.0
DH4000	37.8	DH3500	45.5						

Tension vs. Estiramiento



Profundidad vs. Estiramiento



5. EQUIPO DE COILED TUBING





5.1 Características Generales CTU:

- CABEZA INYECTORA, con capacidad para 80,000 lbs
- BOP 3 1/16", con capacidad para 10,000 psi

Información de los Rams
Total
Cuchillas
Cuñas
Parcial

- STRIPPER, con capacidad para 10,000 psi
- COILED TUBING OD: 1 1/2"

Coiled Tubing	1.50 pulg
Pared C.T.	0.125 pulg
D.int. C.T.	1.250 pulg
Cap.int. C.T.	0.792 lts/mt

Peso	1.836 Lbs/ft
	2.73 kg/mt
Límite elástico	43200 lbs
Long. C.T.	2000 mts
Cap.int.total C.T	10.0 bbl
Cabeza Inyectora	80000 Lbs
BOP	10000 psi

5.2 Características Generales del Bombeador:

- Bomba con pistones de 3"
- Switch de corte
- Líneas y accesorios de 15000 psi
- Capacidad de Almacenamiento 4500 Lts
- Indicadores de Presión de Bombeo



5.3 Características Generales de la Grúa Incorporada al CTU

- Capacidad 10 ton
- Altura Máxima: 15 mts
- Patas de Apoyo
- Fin de Carrera

6. CONSIDERACIONES DE SEGURIDAD

Para la bajada de la herramienta, se necesitaba utilizar un lubricador montado sobre la boca de pozo, de al menos 8 m de longitud, ya que la longitud de la herramienta a bajar era de 7.65 m. Para poder instalar la herramienta, se necesitaba armar una subestructura de 8 m de alto para que el operario se ubique en esa posición y pueda bajar la herramienta dentro del lubricador, mientras la ensambla. El objetivo de tener un lubricador, era el poder tener el pozo cerrado hasta el armado total de la herramienta para la estimulación.

Con el uso del lubricador, podíamos observar que se iba a dificultar el torqueado de la herramienta en altura lo que implicaría un riesgo del personal afectado a la operación y además había que proveer una grúa de mayor tamaño.

TABLA 3 IDENTIFICACION DE RIESGOS SIN UTILIZAR LUBRICADOR

IDENTIFICACION DE RIESGOS			
			Fecha: <input type="text"/>
ACTIVIDAD			
PE	Perforación	PULL	Pulling
WO	Workover	CE	Cementación
AB	Abandono de pozos		
Descripción breve: LIMPIEZA DE POZOS INYECTORES DE 3 1/2" ERFV			
SIN UTILIZAR LUBRICADOR, DEBIDO A LA ALTURA EXCESIVA DE LA CABEZA} DE INYECCIÓN			
1- PROBABILIDAD (Marcar con una "X" lo que corresponda)			
1A PERSONAL EXPUESTO	<input checked="" type="checkbox"/>	1	De 1 a 3 personas
	<input type="checkbox"/>	2	De 4 a 6 personas
	<input type="checkbox"/>	3	Más de 6 personas
1B CONDICION EQUIPAMIENTO	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Bueno
	<input type="checkbox"/>	2	Regular
	<input type="checkbox"/>	3	Malo
1C PROCEDIMIENTOS	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Existen son satisfactorios y se cumplen
	<input type="checkbox"/>	2	Existen, no satisfactorios y no se cumplen debidamente
	<input type="checkbox"/>	3	No existen o no se cumplen
1D NIVEL DE CAPACITACION	<input checked="" type="checkbox"/>	1	Personal capacitado
	<input type="checkbox"/>	2	Personal parcialmente capacitado
	<input type="checkbox"/>	3	Personal no capacitado
1E FRECUENCIA DE EXPOSICION	<input type="checkbox"/>	1	Remota (una vez por mes o menos)
	<input type="checkbox"/>	2	Ocasional (más de una vez/mes y hasta una por día)
	<input checked="" type="checkbox"/>	3	Frecuente (más de una vez por día)
2- CONSECUENCIAS			
2A DAÑOS PERSON. O LESIONES	<input type="checkbox"/>	1	No hay lesión o 1 ^{ros} auxilios
	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Lesión o enfermedad con tiempo perdido
	<input type="checkbox"/>	3	Incapacidad permanente o fatalidad
2B INSTALACIONES	<input type="checkbox"/>	1	< 100 mil Euros
	<input checked="" type="checkbox"/>	2	> 100 mil y < que 500 mil Euros
	<input type="checkbox"/>	3	>= 500 mil Euros
2C CONSECUENCIA DEL PROCESO	<input type="checkbox"/>	1	No ocasiona paralización
	<input checked="" type="checkbox"/>	2	Ocasiona paralización parcial
	<input type="checkbox"/>	3	Ocasiona paralización total

EVALUACION DE RIESGOS																																																																																																			
Utiliza lo obtenido en lado 1 y calcula el riesgo																																																																																																			
PROBABILIDAD <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> 1a 1b 1c 1d 1e </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> 1 + 1 + 1 + 1 + 3 </div> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> SUMA: 7 </div>	CONSECUENCIA <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> 2a 2b 2c </div> <div style="display: flex; justify-content: space-around; margin-top: 10px;"> 2 + 2 + 2 </div> <div style="text-align: center; margin-top: 10px;"> SUMA: 6 </div>																																																																																																		
PROBABILIDAD																																																																																																			
<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <thead> <tr> <th colspan="2"></th> <th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th><th>9</th><th>10</th><th>11</th><th>12</th><th>13</th><th>14</th><th>15</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <th rowspan="9" style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Consecuencia</th> <th>3</th> <td>15</td><td>18</td><td>21</td><td>24</td><td>27</td><td>30</td><td>33</td><td>36</td><td>39</td><td>42</td><td>45</td> </tr> <tr> <th>4</th> <td>20</td><td>24</td><td>28</td><td>32</td><td>36</td><td>40</td><td>44</td><td>48</td><td>52</td><td>56</td><td>60</td> </tr> <tr> <th>5</th> <td>25</td><td>30</td><td>35</td><td>40</td><td>45</td><td>50</td><td>55</td><td>60</td><td>65</td><td>70</td><td>75</td> </tr> <tr> <th>6</th> <td>30</td><td>36</td><td>42</td><td>48</td><td>54</td><td>60</td><td>66</td><td>72</td><td>78</td><td>84</td><td>90</td> </tr> <tr> <th>7</th> <td>35</td><td>42</td><td>49</td><td>56</td><td>63</td><td>70</td><td>77</td><td>84</td><td>91</td><td>98</td><td>105</td> </tr> <tr> <th>8</th> <td>40</td><td>48</td><td>56</td><td>64</td><td>72</td><td>80</td><td>88</td><td>96</td><td>104</td><td>112</td><td>120</td> </tr> <tr> <th>9</th> <td>45</td><td>54</td><td>63</td><td>72</td><td>81</td><td>90</td><td>99</td><td>108</td><td>117</td><td>126</td><td>135</td> </tr> </tbody> </table>				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Consecuencia	3	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42	45	4	20	24	28	32	36	40	44	48	52	56	60	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	6	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90	7	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105	8	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120	9	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15																																																																																							
Consecuencia	3	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42	45																																																																																							
	4	20	24	28	32	36	40	44	48	52	56	60																																																																																							
	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75																																																																																							
	6	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90																																																																																							
	7	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105																																																																																							
	8	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120																																																																																							
	9	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135																																																																																							
	RIESGO= PROBABILIDAD x CONSECUENCIA																																																																																																		
	RIESGO <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: 50px; margin: 0 auto;"> 42 Moderado </div>	<table border="1" style="width: 100%; text-align: center;"> <tr> <td style="background-color: #90EE90;">Hasta 18</td> <td>Trivial</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #40E0D0;">Hasta 30</td> <td>Tolerable</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FFFF00;">Hasta 60</td> <td>Moderado</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF69B4;">Hasta 90</td> <td>Importante</td> </tr> <tr> <td style="background-color: #FF4500;">Hasta 135</td> <td>Severo</td> </tr> </table>	Hasta 18	Trivial	Hasta 30	Tolerable	Hasta 60	Moderado	Hasta 90	Importante	Hasta 135	Severo																																																																																							
Hasta 18	Trivial																																																																																																		
Hasta 30	Tolerable																																																																																																		
Hasta 60	Moderado																																																																																																		
Hasta 90	Importante																																																																																																		
Hasta 135	Severo																																																																																																		
Trivial	No necesita Intervención																																																																																																		
Tolerable	Pueden recomendarse mejoras que no suponen cargas económicas importantes. Se requiere monitoreo para asegurar que se mantengan las mejoras.																																																																																																		
Moderado	Deben adoptarse medidas preventivas de control dentro de un lapso definido y deben medirse los costos de prevención y asignar recursos correspondientes.																																																																																																		
Importante	Deben adoptarse medidas correctivas urgentes con las inversiones que sean necesarias en un plazo determinado.																																																																																																		
Severo	Situación crítica que requiere tomar acción en forma inmediata.																																																																																																		

TABLA 4 IDENTIFICACION DE RIESGOS UTILIZANDO LUBRICADOR

IDENTIFICACION DE RIESGOS		Fecha:
ACTIVIDAD		
PE	Perforación	PULL
WO	Workover	CE
AB	Abandono de pozos	
Descripción breve:	LIMPIEZA DE POZOS INYECTORES DE 3 1/2" ERFV UTILIZANDO LUBRICADOR, CON ALTURA EXCESIVA DE LA CABEZA DE INYECCIÓN	
1- PROBABILIDAD (Marcar con una "X" lo que corresponda)		
1A PERSONAL EXPUESTO	<input checked="" type="checkbox"/> 1 De 1 a 3 personas	<input type="checkbox"/> 2 De 4 a 6 personas
	<input type="checkbox"/> 3 Más de 6 personas	
1B CONDICION EQUIPAMIENTO	<input checked="" type="checkbox"/> 1 Bueno	<input type="checkbox"/> 2 Regular
	<input type="checkbox"/> 3 Malo	
1C PROCEDIMIENTOS	<input checked="" type="checkbox"/> 1 Existen son satisfactorios y se cumplen	<input type="checkbox"/> 2 Existen, no satisfactorios y no se cumplen debidamente
	<input type="checkbox"/> 3 No existen o no se cumplen	
1D NIVEL DE CAPACITACION	<input checked="" type="checkbox"/> 1 Personal capacitado	<input type="checkbox"/> 2 Personal parcialmente capacitado
	<input type="checkbox"/> 3 Personal no capacitado	
1E FRECUENCIA DE EXPOSICION	<input type="checkbox"/> 1 Remota (una vez por mes o menos)	<input type="checkbox"/> 2 Ocasional (más de una vez/mes y hasta una por día)
	<input checked="" type="checkbox"/> 3 Frecuente (más de una vez por día)	
2- CONSECUENCIAS		
2A DAÑOS PERSON. OLESIONES	<input type="checkbox"/> 1 No hay lesión o 1 ^{os} auxilios	<input type="checkbox"/> 2 Lesión o enfermedad con tiempo perdido
	<input checked="" type="checkbox"/> 3 Incapacidad permanente o fatalidad	
2B INSTALACIONES	<input checked="" type="checkbox"/> 1 < 100 mil Euros	<input type="checkbox"/> 2 > 100 mil y < que 500 mil Euros
	<input type="checkbox"/> 3 >= 500 mil Euros	
2C CONSECUENCIA DEL PROCESO	<input type="checkbox"/> 1 No ocasiona paralización	<input checked="" type="checkbox"/> 2 Ocasiona paralización parcial
	<input type="checkbox"/> 3 Ocasiona paralización total	

EVALUACION DE RIESGOS																																																																																																			
Utiliza lo obtenido en lado 1 y calcula el riesgo																																																																																																			
PROBABILIDAD	CONSECUENCIA																																																																																																		
<table border="1"> <tr> <td>1a</td> <td>1b</td> <td>1c</td> <td>1d</td> <td>1e</td> </tr> <tr> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>1</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td colspan="5">SUMA: 7</td> </tr> </table>	1a	1b	1c	1d	1e	1	1	1	1	3	SUMA: 7					<table border="1"> <tr> <td>2a</td> <td>2b</td> <td>2c</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>1</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td colspan="3">SUMA: 6</td> </tr> </table>	2a	2b	2c	3	1	2	SUMA: 6																																																																												
1a	1b	1c	1d	1e																																																																																															
1	1	1	1	3																																																																																															
SUMA: 7																																																																																																			
2a	2b	2c																																																																																																	
3	1	2																																																																																																	
SUMA: 6																																																																																																			
PROBABILIDAD																																																																																																			
<table border="1"> <tr> <td></td> <td></td> <td>5</td> <td>6</td> <td>7</td> <td>8</td> <td>9</td> <td>10</td> <td>11</td> <td>12</td> <td>13</td> <td>14</td> <td>15</td> </tr> <tr> <td rowspan="9" style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">Consecuencia</td> <td>3</td> <td>15</td> <td>18</td> <td>21</td> <td>24</td> <td>27</td> <td>30</td> <td>33</td> <td>36</td> <td>39</td> <td>42</td> <td>45</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>20</td> <td>24</td> <td>28</td> <td>32</td> <td>36</td> <td>40</td> <td>44</td> <td>48</td> <td>52</td> <td>56</td> <td>60</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>25</td> <td>30</td> <td>35</td> <td>40</td> <td>45</td> <td>50</td> <td>55</td> <td>60</td> <td>65</td> <td>70</td> <td>75</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>30</td> <td>36</td> <td>42</td> <td>48</td> <td>54</td> <td>60</td> <td>66</td> <td>72</td> <td>78</td> <td>84</td> <td>90</td> </tr> <tr> <td>7</td> <td>35</td> <td>42</td> <td>49</td> <td>56</td> <td>63</td> <td>70</td> <td>77</td> <td>84</td> <td>91</td> <td>98</td> <td>105</td> </tr> <tr> <td>8</td> <td>40</td> <td>48</td> <td>56</td> <td>64</td> <td>72</td> <td>80</td> <td>88</td> <td>96</td> <td>104</td> <td>112</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>9</td> <td>45</td> <td>54</td> <td>63</td> <td>72</td> <td>81</td> <td>90</td> <td>99</td> <td>108</td> <td>117</td> <td>126</td> <td>135</td> </tr> </table>				5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	Consecuencia	3	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42	45	4	20	24	28	32	36	40	44	48	52	56	60	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	6	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90	7	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105	8	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120	9	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135
		5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15																																																																																							
Consecuencia	3	15	18	21	24	27	30	33	36	39	42	45																																																																																							
	4	20	24	28	32	36	40	44	48	52	56	60																																																																																							
	5	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75																																																																																							
	6	30	36	42	48	54	60	66	72	78	84	90																																																																																							
	7	35	42	49	56	63	70	77	84	91	98	105																																																																																							
	8	40	48	56	64	72	80	88	96	104	112	120																																																																																							
	9	45	54	63	72	81	90	99	108	117	126	135																																																																																							
	RIESGO= PROBABILIDAD x CONSECUENCIA																																																																																																		
	<table border="1"> <tr> <td>RIESGO</td> <td></td> </tr> <tr> <td>42</td> <td>Moderado</td> </tr> </table>	RIESGO		42	Moderado	<table border="1"> <tr> <td>Hasta 18</td> <td>Trivial</td> </tr> <tr> <td>Hasta 30</td> <td>Tolerable</td> </tr> <tr> <td>Hasta 60</td> <td>Moderado</td> </tr> <tr> <td>Hasta 90</td> <td>Importante</td> </tr> <tr> <td>Hasta 135</td> <td>Severo</td> </tr> </table>	Hasta 18	Trivial	Hasta 30	Tolerable	Hasta 60	Moderado	Hasta 90	Importante	Hasta 135	Severo																																																																																			
RIESGO																																																																																																			
42	Moderado																																																																																																		
Hasta 18	Trivial																																																																																																		
Hasta 30	Tolerable																																																																																																		
Hasta 60	Moderado																																																																																																		
Hasta 90	Importante																																																																																																		
Hasta 135	Severo																																																																																																		
<table border="1"> <tr> <td>Trivial</td> <td>No necesita Intervención</td> </tr> <tr> <td>Tolerable</td> <td>Pueden recomendarse mejoras que no suponen cargas económicas importantes. Se requiere monitoreo para asegurar que se mantengan las mejoras.</td> </tr> <tr> <td>Moderado</td> <td>Deben adoptarse medidas preventivas de control dentro de un lapso definido y deben medirse los costos de prevención y asignar recursos correspondientes.</td> </tr> <tr> <td>Importante</td> <td>Deben adoptarse medidas correctivas urgentes con las inversiones que sean necesarias en un plazo determinado.</td> </tr> <tr> <td>Severo</td> <td>Situación crítica que requiere tomar acción en forma inmediata.</td> </tr> </table>		Trivial	No necesita Intervención	Tolerable	Pueden recomendarse mejoras que no suponen cargas económicas importantes. Se requiere monitoreo para asegurar que se mantengan las mejoras.	Moderado	Deben adoptarse medidas preventivas de control dentro de un lapso definido y deben medirse los costos de prevención y asignar recursos correspondientes.	Importante	Deben adoptarse medidas correctivas urgentes con las inversiones que sean necesarias en un plazo determinado.	Severo	Situación crítica que requiere tomar acción en forma inmediata.																																																																																								
Trivial	No necesita Intervención																																																																																																		
Tolerable	Pueden recomendarse mejoras que no suponen cargas económicas importantes. Se requiere monitoreo para asegurar que se mantengan las mejoras.																																																																																																		
Moderado	Deben adoptarse medidas preventivas de control dentro de un lapso definido y deben medirse los costos de prevención y asignar recursos correspondientes.																																																																																																		
Importante	Deben adoptarse medidas correctivas urgentes con las inversiones que sean necesarias en un plazo determinado.																																																																																																		
Severo	Situación crítica que requiere tomar acción en forma inmediata.																																																																																																		

Todo esto significaba un incremento en los costos y tiempos programados. Por lo tanto se acordó una reunión con la Compañía proveedora de la Unidad de Coiled Tubing y la Cia. Operadora. En esta reunión se realizó un análisis de Riesgos, evaluando la realización de la Tarea Utilizando un lubricador o no.

En este análisis de Riesgo, se evalúa:

1. **La Probabilidad** de ocurrencia de un accidente, considerando los siguientes parámetros:

- El personal Expuesto en la realización de la tarea.
- La condición del equipamiento utilizado.
- Los procedimientos que se utilizan.
- El nivel de capacitación del personal.
- Frecuencia de exposición a este tipo de tarea.

2. **La Consecuencia** de ocurrir el accidente, tomando los siguientes parámetros:

- Daños al personal que realiza la tarea.
- Daño a las instalaciones.
- Consecuencia del proceso del yacimiento de ocurrir el accidente.

Evaluando la realización del trabajo, **sin lubricador**, como muestra la Tabla #3, nos da un valor de 42, que entra dentro del rango de **Moderado**, que significa que DEBEN ADOPTARSE MEDIDAS PREVENTIVAS DE CONTROL DENTRO DE UN LAPSO DEFINIDO Y DEBEN MEDIRSE LOS COSTOS DE PREVENCIÓN Y ASIGNAR RECURSOS CORRESPONDIENTES.

Realizando el análisis de riesgo al trabajo, **utilizando lubricador**, nos da también el mismo valor de 42 (**Moderado**), como se muestra en la tabla #4. como se muestra a continuación.

Esto es debido a que en el primer caso (sin lubricador), existe el riesgo de descontrol del pozo y en el segundo caso (con lubricador), existe el riesgo de caída del operador por operar a una altura muy elevada, ya que se tendría que improvisar una subestructura.

Por los conocimientos del pozo, la baja presión de formación y porque en la vida del pozo, siempre el pozo queda absorbiendo y no desplazando, se decide realizar la operación sin utilizar lubricador, por lo que se elaboró un Análisis de trabajo seguro (ATS).

6.1 Analisis de Trabajo Seguro.

ANALISIS DE TRABAJO SEGURO

Sector: CTU Pozo: XXXX	Realizado por:	Firma:
Fecha de Realización:	Reviso:	Firma:
	Cargo o función:	
	Aprobo:	Firma:
	Cargo o función:	
Peligros Principales y aspectos ambientales: Eventual desplazamiento de agua del pozo.		
E.P.P. Requeridos: Casco, mameluco adecuado, protectores oculares, guantes de vaqueta, botines de seguridad, protectores auditivos, arnes de seguridad.-		
Pasos básicos de la tarea	Riesgos de Salud, Seguridad, Ambiente y Calidad	Medidas de control
1. Abrir bdp y verificar presiones en cañería 3 ½" ERFV. Colocar válvula de 3" (pasaje pleno).	- Presión interna del pozo.	- Se controla presión existente, se arma línea y se descomprime a pileta de ensayo. Se observa pozo.
2. Armar herramienta (straddle-pkr) en superficie de acuerdo a programa de punzados a estimular (longitud total: 7,65 mts)		- Observar pozo.
3. Colocar collarín y elevar herramienta con uso de grúa. Posicionar y abrir bddp. Verificar pozo lleno. <u>Datos complementarios:</u> Presión de reservorios: 56 Kgs/cm2. – Densidad de fluido (agua): 1.005 g/l. P.Hidrostática: 85 kgs/cm2.	- Ajuste de collarin/clamp. - Tiempo de armado de herramienta con bdp abierta: 15 minutos.	- Verificar que no haya desplazamiento de fluido.
4. Izar cabeza inyectora, conectar unión de seguridad y enroscar a herramienta.	- Torque y ajuste de las herramientas.	- Verificar ajuste de soportes tubulares y anclajes de cadenas a estacas fijas.
5. Profundizar herramienta a una velocidad de 50 ft/min.	- Fijación prematura de Straddle.	-Verificar el pozo cada 30 minutos observando si hay desplazamiento del pozo.
6. Verificar presencia de gases en retorno, si los hubiera.		- Disponer de elementos necesarios para la medición de gases. Equipamiento de aire,

		autónomo x 10', autónomo x 30', Miniresponder (3), para detección de H2S.
7. Posicionar herramienta, antes de fijar, circular pozo hasta retorno limpio.		- Asegurar limpieza de mecanismo del straddle.
8. Realizar estimulación ácida según programa.		- Verificar volúmenes de ácido a inyectar.
9. Librar, circular pozo y recuperar herramienta.		- Controlar admisiones del pozo durante la sacada del straddle a superficie. Verificar y esperar 30 minutos.
10. Retirar straddle-pkr de bdp y cerrar válvula maestra 3 1/8"-3000psi.		-Asegurar pozo.



Figura que muestra Altura total de la herramienta



Tiempo en el cual el pozo se mantendría abierto, mientras se baja la herramienta.



Straddle en Boca de pozo, mientras se levanta la cabeza de inyección y BOP con la Grúa. Pozo Abierto.



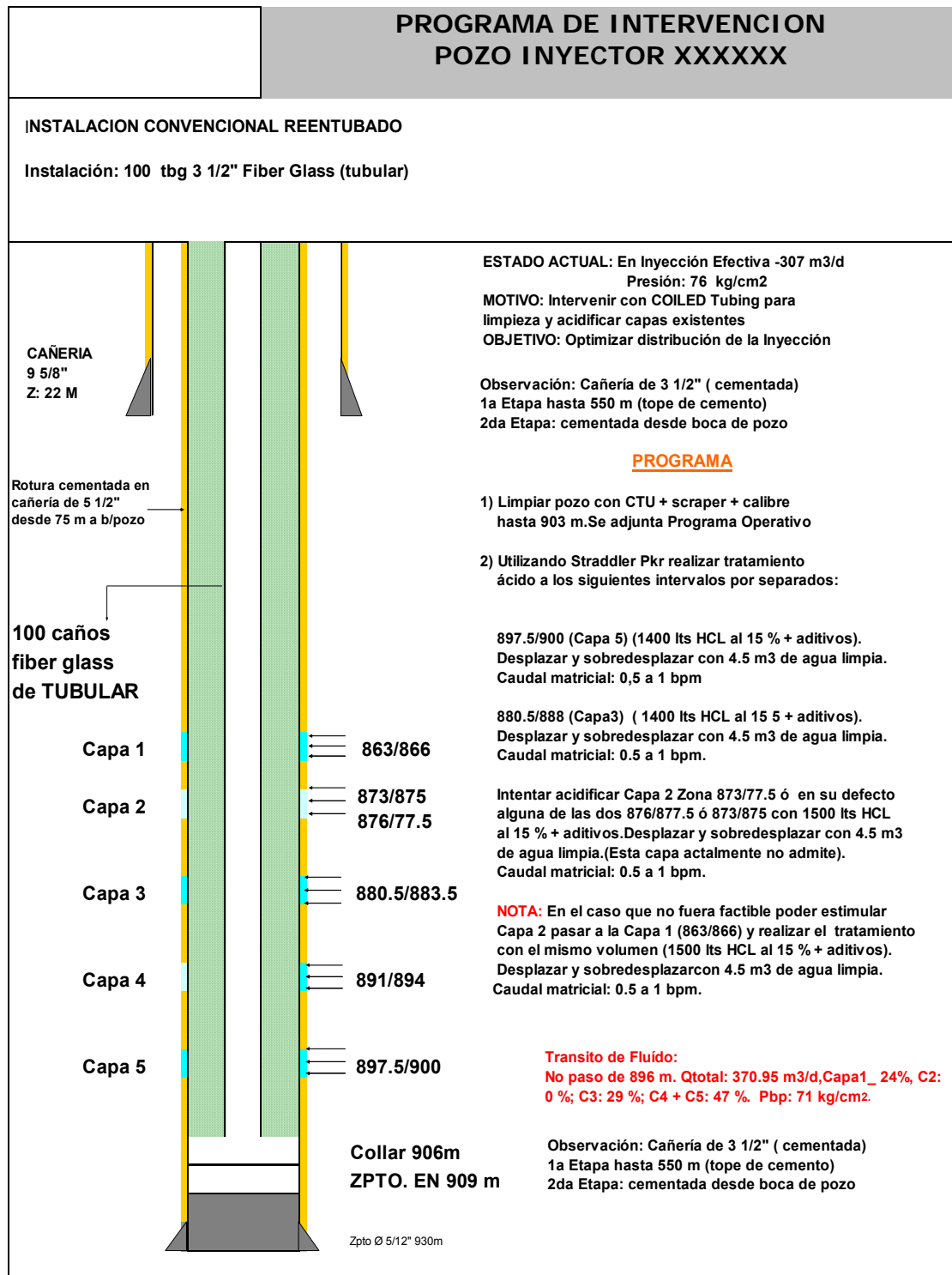
Straddle Packer dentro del pozo, colgado con una grampa.



Conexion del Coiled tubing al Straddle Packer. El pozo continua abierto.

7. SECUENCIA OPERATIVA PARA LA LIMPIEZA Y ESTIMULACION

7.1 Programa de Estimulación a Seguir



7.2 Programa de Campo

PROGRAMA DE OPERACIÓN DE COILED TUBING

POZO XXXXX

FECHA	sep-05	Fondo	909.0 mts	Tubing.	3.500 inch
COMPANÍA	xxxxx	Casing.	5 1/2"	Libraje	
YACIMIENTO	xxxxx	Libraje	17.0 #/ft	D.int. Tubing.	2.980 inch
CLIENTE	xxxxx	D.int. Casing.	4.892 inch	Cap. Tubing.	4.50 lts/mt
TRABAJO	Lavado	Liner		Cap.anular Tbg y CT	3.36 lts/mt
	Acidificación	Cap.anular Ln y CT		FONDO	903.0 mts
Datos C.T					
Coiled Tubing	1.50 inch	Fluido inicial del pozo			
Pared C.T.	0.125 inch	Densidad			
D.int. C.T.	1.250 inch	P. Hidrostática.			
Cap.int. C.T.	0.792 lts/mt				
Peso	1.836 Lbs/ft				
	2.73 kg/mt				
Límite elastico	43200 lbs				
Long. C.T.	2000 mts	Packer		Punzados	
Cap.int.total C.T	10.0 bbl			C5	897.5/900
Cabeza Inyectora	80000 Lbs			C3	880.5 / 883.5
BOP	10000PSI			C2	873 / 877.5
				C1	863 / 866

SECUENCIA OPERATIVA.:

PRIMER DIA:

- 1- Probar individualmente cierre y apertura de los ram de la BOP.
- 2- Montar equipo de Coiled Tubing, cabeza inyectora, BOP, líneas de bombeo 2" y armar líneas de descarga a pileta.
- 3- Realizar Reunión de Seguridad y Coordinación a los efectos de detallar la operación, como así también el rol a desempeñar por cada uno de los participantes.
- 4- Llenar Coiled tubing, enviando el fluido que contenga el coiled a la pileta.
- 5- Probar líneas con 2500 psi., registrando la operación a partir de ese momento.
- 6- Probar Cabeza de Pozo, Stripper y BOP con 2500 psi. Abrir pozo verificar presiones.

Solución limpiadora:

700 lts de HCL 15% llevado a un volumen de 2000 litros adicionando agua. A 1000 litros de esta solución agregar 50 lts de Solvente Desparafinador (SD) para utilizarlo en la parte superior del pozo (donde es posible la existencia de parafina), y los 1000 litros restantes utilizados en la limpieza de la zona de punzados.

7- Profundizar C.T. bombeando agua a un caudal de 1 B.P.M. con Jet + Scrapper + Calibrador + Unión de Seguridad + Flapper Check Valve + Conector mordaza hasta (+/- 450 mts), en este punto bombear 1000 lts (6.2 bbl) de solución limpiadora con 5 % de SD, desplazarlo con 4 bbl de agua y sacar coiled tubing a una velocidad de 40 pies/min manteniendo el caudal de bombeo hasta boca de pozo. A partir de este punto profundizar nuevamente bombeando agua hasta 903 mts. Tener precaución y verificar comportamiento de scrapper y calibrador en la zona de los punzados, repasando esta zona (punzados de 863 mts hasta 900 mts aproximadamente), salir hasta 860 mts y comenzar a bombear solución limpiadora de la siguiente manera:

- Bombear a un caudal de 1 bpm, 6.2 barriles de solución limpiadora y desplazar con 3.8 bbl de agua.
- Manteniendo el caudal Comenzar a profundizar coiled tubing a una velocidad de 40 pies/min bombeando agua.
- Al llegar a la profundidad de 900 mts manteniendo el caudal sacar coiled tubing hasta 860 mts con una velocidad de 40 pies por minuto.-

8- Sacar coiled tubing a boca de pozo.

SEGUNDO DIA:

1. Armar herramienta selectiva de la siguiente forma:
 - Straddle Packer con anillo de corte para 15000 lbs + Unión de Seguridad de tensión para 25000 lbs + Flapper Check Valve + Unión de Seguridad Hidráulica + Conector de Mordazas.
 - Realizar prueba de hermeticidad a la instalación del Coiled Tubing (Líneas del Bombeador + CTU + Conector de Mordazas + Flapper Check Valve + Unión de Seguridad). Tomar como norma esta modalidad.
2. Profundizar bombeando para mantener limpio el mecanismo hasta la profundidad de 50 mbbp en esa zona ciega probar hermeticidad de packer, continuar profundizando hasta capa 5 (897.5/900 m) , maniobrar fijando packer , probar admisión y bombear 1400 lts (8.8 bbl) de tratamiento a un

caudal de 0.5 a 1 BPM (caudal matricial) desplazar con 10 barriles de agua y sobre-desplazar con 4500 lts (28.3 bbl) de agua.

3. Librar Packer y sacar Coiled tubing hasta profundidad de capa 3 (880.5/883.5 mts).
4. Colocar la capa 3 dentro de las dos gomas del packer, fijar el mismo y probar admisión.
5. Bombear a un caudal de 0.5 a 1 BPM (caudal matricial). 1400 litros (8.8 bbl) de tratamiento, desplazar con 10 bbl de agua y sobre-desplazar con 4500 lts (28.3 bbl) de agua.
6. Librar Packer y sacar Coiled tubing hasta profundidad de capa 2 (873-877.5 mts).
7. Colocar la capa 2 dentro de las dos gomas del packer, fijar el mismo y probar admisión.
8. Bombear a un caudal de 0.5 a 1 B.P.M (caudal matricial) 1500 litros (9.43 bbl) de tratamiento, desplazar con 10 bbl de agua y sobre-desplazar con 4500 lts (28.3 bbl) de agua.
9. Si el paso (7) no fuera factible, intentar estimular Capa 1 (863/866 m) considerando los mismos parámetros (paso (8)).
10. Librar Straddle Packer y sacar Coiled Tubing a superficie. Desmontar equipos.

ACIDO PARA ESTIMULACIÓN Y LIMPIEZA:

5000 lts (31.4 bbl) de HCL 15% + 50 lts (1%) de Inhibidor de Corrosion + 20 kg (0.4%) de Acido Cítrico + 20 kg (0.4%) de Surfactante No Ionico + 10 lts (0.2%) de Estabilizador de Arcillas.

Inhibidor de Corrosión: Para prevenir la corrosión del CTU y el BHA bajado (Straddle Packer y Uniones de Seguridad).

Acido Cítrico: Es un sólido blanco cristalino de alta pureza. Es químicamente un ácido orgánico que se utiliza en fluidos de fractura ácida como agente secuestrante de hierro. El total de hierro disuelto puede ser estimado, dandonos la cantidad de ácido cítrico recomendado por cada mil galones de ácido HCl.

Surfactante No Ionico: Reduce la tensión superficial del agua, salmuera, y fluidos de estimulación base ácido. Está diseñado para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento y los del reservorio.

Estabilizador de Arcillas: Evita el incremento del volumen de las arcillas, por absorción de Agua.

Para obtener 31.4 bbl de HCL 15% aproximadamente, se necesita mezclar:

1. 2095 lts (13 bbl) de HCL 33% puro.
2. 2905 lts (18.2 bbl) de H₂O agua.

NOTA:

Para realizar limpieza (**PRIMER DIA**) se utilizara 50 lts de SD (Solvente Desparafinador), pero es conveniente llevar al pozo 200 lts.

8. DESCRIPCION Y ARMADO DE LA HERRAMIENTA DE ESTIMULACION EN SUPERFICIE

Para la estimulación de los punzados, se utilizo un Straddle Packer con anillo de corte para 15000 lbs + Unión de Seguridad de tensión para 21600 lbs + Unión de Seguridad Hidráulica + Flapper Check Valve + Conector de Mordazas, cada una de estas herramientas, diseñado para este proyecto, de acuerdo al diametro de la tubería a utilizar.

8.1 Straddle Packer recuperable

8.1.1 Descripción

El **Straddle Packer Recuperable**, es una herramienta de fijación por tensión que ha sido desarrollada para posibilitar trabajos de estimulación en distintas formaciones.

Esta herramienta permite realizar tratamientos en forma secuencial sin tener que cambiar el Packer por cada zona a intervenir, disminuyendo de esta manera los tiempos de utilización de Equipo.

Puede ser utilizada en tubería normal y de Fibra.

Presenta muchas ventajas al ser utilizadas con COILED TUBING.

8.1.2 Características

- Sistema de anclaje con "J" reciclable.
- Distancia entre empaquetaduras variable.
- Sistema de empaquetamiento eficaz de doble goma.
- Sistema de Librado de emergencia por anillo de Corte por tracción.
- Sistema de Circulación de emergencia por presión.

8.1.3 Aplicaciones

- Trabajos de estimulación: Acidos, Fracturas, etc.
- Operaciones en producción.



8.1.4 Beneficios

La herramienta puede usarse tanto con Tubing como con Coiled Tubing ya que no se necesita realizar ningún movimiento de rotación desde la superficie para su anclaje debido al sistema de "J" reciclable, solo es necesario levantar y bajar la sarta. Permite de esta forma realizar operaciones de estimulación en forma secuencial con velocidad.

Posee un sistema de Empaque compensado de Doble goma para lograr el sello efectivo en la Cañería. Los esfuerzos sobre el sistema de Empaque Doble se encuentran balanceados en el momento del tratamiento evitando esfuerzos adicionales en la sarta.

La distancia entre las empaquetaduras es regulable dependiendo del ancho de la formación a tratar.

Posee un Sistema de Librado de Emergencia por anillo de Corte por tracción, que permite librar la herramienta en caso de agarre por suciedad.

Posee un Sistema de Circulación de emergencia por presión en caso de necesidad de forzar la circulación.

8.1.5 Opcionales

Se puede colocar una unión de seguridad por presión en prevención de algún aprisionamiento por arena.

Se puede colocar un localizador de cuplas para asegurar la real posición de la herramienta en la cañería .

8.1.6 Operación

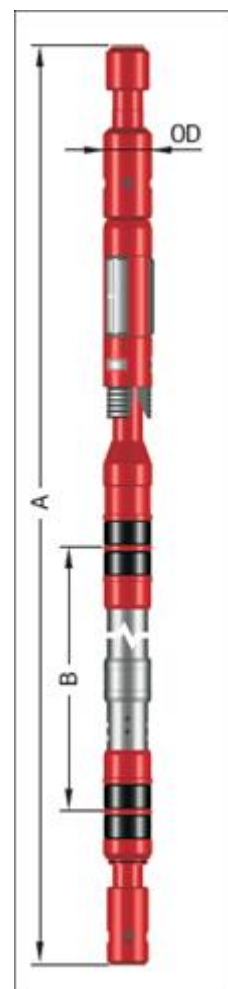
Enroskar el Straddle Packer a la sarta verificando que la canasta portamordazas se encuentre en posición correcta para ser bajada.

Profundizar la herramienta. Una vez alcanzada la posición buscada, ciclar la herramienta y verificar que esta toma tensión.

Tensionar la sarta con la fuerza requerida con el fin de anclar la herramienta y empaquetar las gomas.

Realizar el tratamiento planificado.

Una vez completado el trabajo, para librar la herramienta basta con liberar la tensión y profundizar la sarta.



Al subir nuevamente la sarta, la herramienta se encontrará nuevamente en posición de libre para mover de zona y realizar un nuevo tratamiento.

CASING OD	PESO CASING	TENSION REQUERIDA	DIMENSIONES				MÁXIMA PRESIÓN TRABAJO	MÁXIMA TENSION SOBRE EL MANDRIL		TENSION ANILLO LIBRADO DE EMERGENCIA	
			ID	OD	long (A) min.	long (B) min.		de trabajo	fluencia	minimo	maxima
in	lbs / ft	lbs	in	in	in	in	psi	lbs	lbs	lbs	lbs
mm	kg / m	kg	mm	mm	mm	mm	kg / cm ²	kg	kg	kg	kg
2 3/8	4.7	4.000	5/8	1.81	114.9	23.6	5.000	35.274	46.297	10.000	16.000
60.3	6.99	1.814	15.92	46	2.920	600		16.000	21.000	4.536	7.257
2 7/8	6.5	4.000	3/4	2.22	114.9	23.6	351.5	44.092	63.933	12.000	20.000
73.0	9.67	1.814	19.05	56	2.920	600		20.000	29.000	5.443	9.072
3 1/2	9.3	5.000	1	2.8	126.4	47.2	5.000	65.000	104.000	14.000	22.000
88.9	13.8	2.273	25.4	71	3.212	1.200		29.484	47.273	6.350	9.979



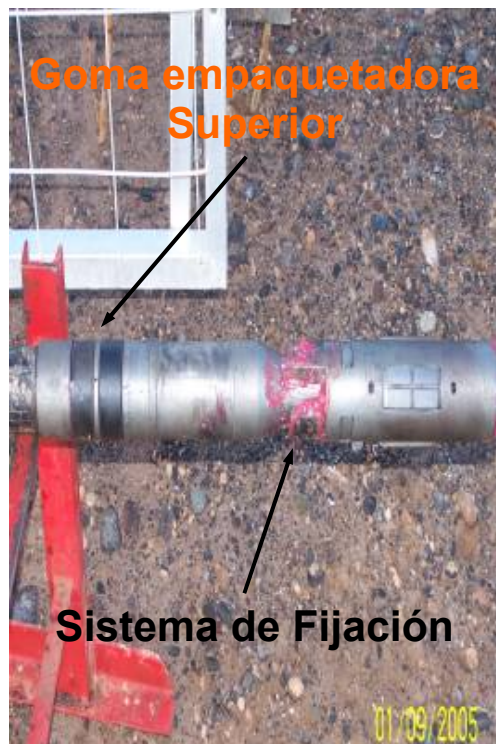
Parte Inferior del Straddle Packer



Parte Intermedia Straddle Packer



Parte Superior del Straddle Packer



8.2 Union de Seguridad de Tension para 21600 lbs.

8.2.1 Descripción

La **Unión de Seguridad de Tensión**, es una herramienta que permite en caso de emergencia, desvincular el Coiled Tubing de la instalación aplicando tensión.

8.2.2 Aplicaciones

Colocado entre la sarta o herramientas para facilitar el librado y recuperación de la sarta.

8.2.3 Característica

- Liberación por tensión.
- Adaptabilidad de conexiones.

8.2.4 Beneficios

- Seguro en la operación.
- Fácil de Librar.
- Variedad de modelos.
- Fácil regulación.

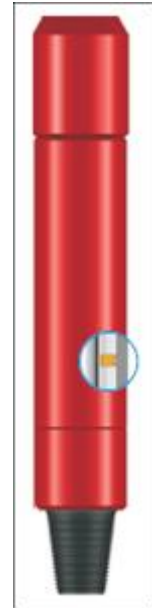


TABLA DE PINES DE CORTE						
Cantidad de Pines	2	4	5	6	8	10
Lbs	5400	10800	13500	16200	21600	27000
Kg	2450	4898	6123	7348	9797	12247
Diametro del pin	5/16" (8 mm) Bronce					

8.3 Unión de Seguridad Hidráulica.

8.3.1 Aplicaciones

Rápida desconexión en la mayoría de las intervenciones estándar con CT en pozos de petróleo, gas e inyección de agua.

Usado para aplicaciones de pozos dulces y agrios (H2S).

Opera mediante el asentamiento de una pelota de acero.

8.3.2 Beneficios y Características

Sella la directa, para permitir la operación con presión.

Asiento de la pelota ajustable en Diámetro Interno y posibilidad de descargo de presión.

Cuello interno de pesca para fácil lavado y reconexión.

Un Sealbore en la parte baja, para retirado con herramienta de recuperación o localización de un ensamblaje con sellos.

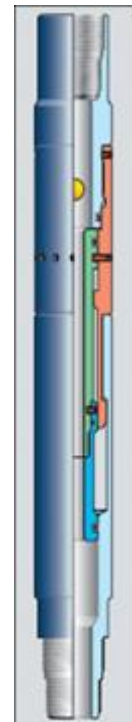
Diseño con tope, minimizando el riesgo de liberación accidental.

El desconector hidráulico provee medio controlado para la liberación del CT del BHA. En funcionamientos normales el asiento y la camisa están con presiones equilibradas; por consiguiente, el desconector está insensible a la diferencial de presión entre la tubería y el anular.

Para desconectar, una pelota viajera es dejada caer o bombeada dentro del CT, permitiendo que se asiente en el desconector. Se aplica presión en el CT; los pines de corte, que sostienen el asiento y la camisa en su lugar, se cortan, haciendo que ambos queden liberados. La presión de librado, depende del número y tipo de pines que unen el asiento y la camisa. Directamente el desconector se separa en dos mitades, permitiendo la recuperación del CT.

La mitad inferior del desconector, tiene un interno que tiene un cuello de pesca interior y permite el recupero, con la herramienta mecánica o hidráulica de recuperación. Se puede usar un Stinger en esta mitad inferior. El stinger es sellado dentro del alojamiento inferior (Sealbore) y el CT se puede presurizar si es deseado.

El desconector hidráulico no es recomendable su uso para trabajos con herramientas que generen torque.



Especificaciones Técnicas de la Unión de Seguridad 2"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg. mm	Lbs/ft Kg/m	pulg. mm	pulg. Mm	pulg. mm	1 1/4" REG
3 1/2" 88.9	11.5 – 18 17.1 – 26.8	0.562 14.27	2 50	19 482.6	

Desconector Hidráulico		
Diam. Exter. (pulg)	Diam. Inter. (pulg)	Longitud (pulg)
1.5	0.375	19.000
2.00	0.562	19.000
2.125	0.812	20.250
2.563	1.188	20.250
3.000	1.375	23.250
3.500	1.750	21.250
4.375	2.000	23.000

8.4 Flapper check valve

8.4.1 Aplicaciones

Dispositivo de seguridad estandar usado en operaciones con CT en pozos de petróleo, gas y agua.

Obligatorio por la mayoría de operadores y proveedores del servicio.

Usado para aplicaciones de pozos dulces y agrios (H2S).

Aplicaciones HPHT.

8.4.2 Beneficios y Características

Previene flujo descontrolado de fluidos del wellbore en caso de una falla de la cañería.

Permite el flujo sin restricciones de fluidos.

Pasaje Interior que permite el paso de pelotas usados en el proceso.

Fácilmente convertible de un servicio normal a un servicio con ácido intercambiando sólo pocas partes.

Rápidamente reparado en campo.

Fácil reemplazo de los flappers.

La doble válvula flapper es la válvula check usado en la mayoría de operaciones con CT. Es montado, lo más cerca posible al tope de la



sarta que se baja con el CT, directamente debajo del conector a mordazas, proporcionando una barrera de control total del pozo, dentro del CT contra el wellbore.

La doble válvula Flapper es diseño de manera que el área del flujo de la válvula sea igual a, o más gran que, el área seccional interior de la válvula de asiento. Combina la confiabilidad, mínima restricciones al flujo y la habilidad de bombear tapones limpiadores o dejar caer pelotas hacia la válvula de desconexión, etc.

Pelota para desconectores, óxidos, carbonatos, parafina, hidrocarburos secos, u otro material no son una amenaza de tapar la válvula flapper. Permite el pasaje de fluidos bombeados por el CT, pero previendo el flujo de fluidos del wellbore en la dirección opuesta. Así, se previene cualquier daño, que pudiera sufrir el CT.

Especificaciones Técnicas del Flapper 2 1/8"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	pulg.	pulg.	pulg.	Pin 1 1/4" REG Box NC12
Mm	Kg/m	mm	mm	mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	2.125	11.8	Pin 1 1/4" REG Box NC12
88.9	17.1 – 26.8	16	54	300	

8.5 Conector de Mordazas

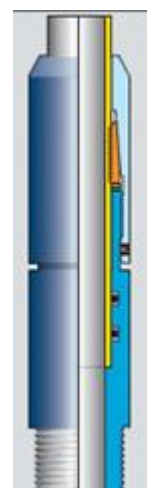
8.5.1 Aplicaciones

Dispositivo de seguridad estandar usado en operaciones con CT en pozos de petróleo, gas y agua.

Obligatorio por la mayoría de operadores y proveedores del servicio.

Usado para aplicaciones de pozos dulces y agrios (H2S).

Aplicaciones HPHT.



8.5.2 Beneficios y Características

La construcción de alto esfuerzo, hace al conector más fuerte que el CT.

Bloqueo por rotación previene la desconexión del conector debido a torques en el CT cuando se utiliza motores del fondo pequeños u otro de bajo a medio torque generado por el ensamblaje.

Conectores reusables, permitiendo el múltiple uso.

El Principio de conexión externa con el CT, evita la restricción del diámetro interior (DI) del CT, permitiendo el flujo sin restricciones y el uso de tapones limpiadores o pelotas usadas en el proceso.

El conector de agarre externo para CT es el estándar utilizado dentro de la industria. Porque utiliza la fuerza de tiro de la cabeza del inyector, El conector no requiere ninguna herramienta. El conector estándar se utiliza en alrededor del 80% de los trabajos con el CT.

Especificaciones Técnicas del Conector de Mordazas 2 1/2"

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg. Mm	Lbs/ft Kg/m	pulg. mm	Pulg. Mm	pulg. Mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	2.5	7.9	Pin
88.9	17.1 – 26.8	16	63.5	200	NC12

9. PROBLEMA SURGIDO DURANTE LA PRIMERA OPERACION

9.1 Problema ocurrido en el Primer Pozo

En el primer pozo se presentó el inconveniente de que la herramienta no fijó en zona programada, quedando aprisionada, debido a la presencia de partículas (hilachas) de fibra de vidrio remanentes en zona de punzados y una fina capa de incrustación. Después de varios intentos se decidió usar el librado de emergencia, dicho librado, no se pudo realizar, por lo que hubo que hacer la desconexión del acople hidráulico del CTU y recuperar el caño.

La carrera previa a la bajada el straddle Packer, solo consistió en limpiar con un Jet lavador.

Se preparó herramientas para recuperar el mismo usando varillas de bombeo + el servicio del Flush-by.

En la figura #5, se puede observar, el resultado, posterior al punzado de los caños de fibra de vidrio, de 3 ½ DH-2500, con cargas de 22,7 gr, 4 tiros por pie. Vemos que el caño externamente solo nos indica el diametro del hueco del punzado, por lo que podemos concluir que al estar el caño con cemento en la parte externa, el caño no sufre rotura.



Figura 5

En las figuras 6 y 7, podemos ver como queda la parte interna del caño ERFV, de 3 ½", luego del punzado. Se puede observar, la aparición de fibras, que fue lo que, ayudado por la presencia de carbonato, aprisionó el Straddle Paker.



Figura 6



Figura 7

9.2 Herramienta de Pesca Utilizada

Luego de sucedido la pesca, se decide fabricar un set de herramientas, para pescar al Straddle Packer dejado dentro del pozo.

Las cuales fueron:

Pescador Over shot 2 7/8”.

Unión de Seguridad por Tensión.

Union de Seguridad por rotación.

Tijera mecánica.

118 Varillas de Bombeo de 1”.

a. Pescador Overshot 2 7/8”

Características & Beneficios

- Fuerza de agarre, sumamente alta
- Variedad amplia de diámetros de pesca, los cuales se pueden cambiar fácilmente.
- Mecanismo de agarre mecánico o Hidráulico. Se libra hidráulicamente.
- Sujeta los 360° del punto de pesca.
- Toberas (boquillas) ajustables para diferentes caudales de flujo.
- Tope ajustable para cuellos de pesca de diferentes longitudes
- Herramienta diseñada para trabajos con H2S y otros servicios en condiciones severas.



Especificaciones Técnicas del Overshot 2 7/8”

Diam. Hta. (pulg)	Diam. Pesca (pulg)	Rango Nominal de Pesca		Conexion
		Pesca (pulg)	Pared de agarre (pulg)	
1.688	1 3/8	1 3/8	1 3/8	1" NC12
	1	1 - 1 5/16	7/8 - 1	
2 1/4	1 3/4	1 3/4	1 3/4	1 1/2" NC12
	1 3/8	1 3/8 - 1 5/16	1 3/16 - 1 3/8	
	1 3/16	1 3/16 - 1 1/8	1 - 1 3/16	
	1	1 - 1 5/16	13/16 - 1	
2 7/8	1 3/4	1 3/4 - 2"	1 1/2 - 1 3/4	2 3/8 NC12
3 1/2	2 1/4	2 1/4 - 2 3/16	2 1/6 - 2 5/16	2 3/8 NC12

b. Unión de Seguridad de Tension para 24000 lbs.

Descripción

La **Unión de Seguridad** permite a la sarta bajada al pozo, ser separada por tensión.

Aplicaciones

Colocado entre la sarta o herramientas para facilitar el librado y recuperación de la sarta.

Característica

- Liberación por tensión.
- Adaptabilidad de conexiones.

Beneficios

- Seguro en la operación.
- Fácil de Librar.
- Variedad de modelos.



TABLA DE PINES DE CORTE						
Cantidad de Pines	2	4	5	6	8	10
lbs	8000	16000	20000	24000	32000	40000
kg	3629	7257	9072	10886	14515	18144
Diametro del pin	9.5 mm (3/8") Bronce					

c. Unión de Seguridad por Rotación

Descripción

La **Unión de Seguridad por rotación** es una herramienta que permite a la sarta de varilla de bombeo, ser separada por rotación derecha.

Aplicaciones

Colocado entre la sarta o htas para facilitar el librado y recuperación de la sarta.

Característica

- Liberación por rotación derecha.
- Adaptabilidad de conexiones.



Beneficios

- Seguro en la operación.
- Fácil de Librar.
- Variedad de modelos.

Especificaciones Técnicas de la Unión de Seguridad por Rotacion

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	pulg.	pulg.	pulg.	Pin NC12
mm	Kg/m	mm	mm	mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	2.5	7.9	Pin NC12
88.9	17.1 – 26.8	16	63.5	200	

d. Tijera Mecánica

Descripción

La **Tijera Golpeadora** modelo Tacker esta diseñada para efectuar impactos descendentes en operaciones de pesca. Puede ser utilizada en operaciones con varilla de bombeo. La intensidad del impacto dependerá del peso que se le aplique a la tijera.



Características

- Fácil control de intensidad de golpe.
- Vástago hexagonal para transmisión de torque.

Aplicaciones

- Trabajos de Pesca.

Operación

Conectar la tijera por debajo de la sarta y por encima del conjunto de herramientas de pesca. Una vez posicionado y conectado al punto de pesca se procede a levantar la sarta para lograr la apertura de la tijera. Luego se deberá asentar el peso deseado para lograr el impacto. Este ciclo se deberá repetir las veces necesarias que requiera la operación.

Especificaciones Técnicas de la Tijera Mecanica

Casing OD	Peso Casing	Dimensiones			Conexión
		Diam. Int.	Diam. Ext.	Long	
pulg.	Lbs/ft	pulg.	pulg.	pulg.	Pin NC12
mm	Kg/m	mm	mm	mm	
3 1/2"	11.5 – 18	5/8	2.5	83.6	Pin NC12
88.9	17.1 – 26.8	16	63.5	2125	

e. Varillas de Bombeo de 1”

Descripción

Varillas de bombeo comunes, utilizadas en bombeo mecánico, de 1” de diámetro, de grado “D” API, para ser utilizado con cargas moderadas y en ambientes no corrosivos o efectivamente inhibido.



Grados

	Grados API					Grados Especiales		
	Grado C	Grado K	Grado D			Var. Premium		
	C	K	D _{Carbon}	D _{Alloy}	D _{Special}	PLUS	UHS-NR	Special
Acero	1530 M	4621 M	1530 M	4142 M	4320 M	1530 M	4330 M	4138 M
C	0.31-0.36	0.18-0.25	0.31-0.36	0.40-0.45	0.18-0.24	0.31-0.36	0.30-0.35	0.38-0.43
Mn	1.40-1.60	0.70-1.00	1.40-1.60	0.75-1.00	0.80-1.00	1.40-1.60	0.70-0.95	1.10-1.40
S	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.
P	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.	0.025 Mx.
Si	0.25-0.40	0.15-0.30	0.25-0.40	0.15-0.35	0.15-0.35	0.25-0.40	0.15-0.35	0.20-0.40
Ni	0.15 Mx.	1.65-2.00	0.15 Mx.	0.25 Mx.	1.15-1.50	0.15 Mx.	1.65-2.00	0.30 Mx.
Cr	0.2 Mx.	0.2 Mx.	0.2 Mx.	0.80-1.10	0.70-0.90	0.2 Mx.	0.80-1.00	0.60-0.90
Mo	0.05 Mx.	0.20-0.30	0.05 Mx.	0.15-0.25	0.20-0.30	0.05 Mx.	0.20-0.30	0.25-0.35
V	0.10-0.15		0.10-0.15		0.03-0.07	0.10-0.15	0.035-0.070	0.04-0.07
Nb								0.025-0.045
Cu	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.	0.25 Mx.
Propiedades Mecánicas								
YS (Ksi)	60 Min.	60 Min.	85 Min.	85 Min.	85 Min.	115 Min.	115 Min.	115 Min.
UTS (Ksi)	90-115	90-115	115-140	115-140	115-140	140-160	140-160	140-160
Tratamiento Térmico								
	Normalizado	Normalizado	Normalizado	Normalizado	Normalizado	Normalizado	Normalizado	Normalizado
	Revenido		Enfriamiento Forzado	Revenido	Revenido	Temple Superficial	Revenido	Revenido

Dimensiones

Especificación	Diám. Cuerpo (pulg)	Diám Rosca (pulg)	Longitud (pies)
API	5/8	15/16	25 - 30
API	3/4	1 1/16	25 - 30
API	7/8	1 3/16	25 - 30
API	1	1 3/8	25 - 30
API	1 1/8	1 9/16	25 - 30
Especial – No API	7/8	1 1/4	25 - 30
Especial – No API	1 1/8	1 3/16	25 - 30
Especial – No API	1 1/4	1 9/16	25 - 30
Especial – No API	1 1/4	1 3/8	25 - 30

Rosca: 10 hilos por pulgada

Todo este trabajo, se realizó con un equipo de Flush by (equipo de menor capacidad que un equipo de Pulling, que solamente mueve varillas de Bombeo).

9.2.1 Descripción del Equipo de Flush By.

9.2.1.1 Especificaciones Técnicas

- Torre de 54 pies de altura con capacidad de tensión de 50.000 libras, con dos poleas en la corona o cornisa.
- Unidad autotransportada en Camión , con doble eje delantero y trasero en Tandem.

- 2 Cilindros hidráulicos para nivelación traseros y 2 cilindros de estabilización delanteros.
- Bloque viajero con polea de 1 x 16" capacidad 25 toneladas con cable de 3/4".
- Malacate (guinche principal) hidráulico capacidad 50.000 libras de doble velocidad.
- Malacate (guinche de servicio) con capacidad de carga de 5.000 libras con cable de 3/8".
- Tanque de almacenamiento de fluido de 8 m³.
- Bomba Triplex con embolo buzo de 3", presión máxima 5.000 psi.
- Bomba de transferencia Bowie 3" con empuje hidráulico
- Múltiple o Manifold de descarga para manejo de 5.000 psi con válvula de seguridad y manómetros de presión de bomba remotos.

9.2.1.2 Componentes y Accesorios

- Indicador de Peso Eléctrico.
- Limitador de carrera para el bloque viajero.
- Sistema de Apagado automático de seguridad del Motor.
- Equipo digital de medición de flujo por minuto y total en litros.
- Llave Hidráulica para el manejo de varillas de Bombeo (Oil Country) con rango de trabajo desde 3/4", 7/8", 1", 1 1/8", 1 1/4".
- Preventor Hidráulico (BOP) de 3"x 2.000 psi para varillas de bombeo.
- Brazo Hidráulico para el manejo de cabezales de pozos de 5.000 libras de capacidad de elevación.
- Set completo de herramientas para el manejo de varillas 3/4", 7/8", 1", 1 1/8", 1 1/4", llaves para tuberías 24", 36".
- Pescantes para cuerpo y cuplas de varillas de bombeo 3/4", 7/8", 1", 1 1/8", 1 1/4", vástagos pulidos de diámetros 1 1/4", 1 1/2".
- Elevadores para varillas 3/4", 7/8", 1", 1 1/8", 1 1/4", 1 1/2".
- Herramientas de Fricción para Vástagos Pulidos
- Unión Rotativa para operaciones con Rotores PCP (giro libre).

9.2.1.3 Descripción de Operaciones posibles a realizar

- Aptos para realizar Operaciones en Pozos Verticales e Inclinados.
- Realizar cambios de bombas insertables mecánicas, rotores, PCP insertables, pistones de bombas tubulares (tubing pumps).
- Reparación de pescas en varillas de bombeo (diámetros desde 5/8" hasta 1" tanto en el cuerpo como en las cuplas en diámetros interiores de caños de 2 7/8" y 3 1/2".
- Reparación de pescas en vástagos pulidos ó cromados (diámetros de 1 1/4", 1 1/2").
- Instalación y reemplazo de Cabezales PCP, con brazo hidráulico.
- Reemplazo de válvulas maestras y válvulas de cabezales de pozos.

- Corrección de espaciamiento en Bombas Mecánicas y de Cavidad Progresiva.
- Cambio de Vástagos Pulidos.
- Reemplazos de Stuffing box (mantenimientos preventivos, cuidado del medio ambiente).
- Posibilidad de transportar materiales en la misma Unidad (Vástagos de Bombeo, Varilla extras), optimizando tiempos y costos de transporte.
- Con el sistema de la BOP de cierre anular puede realizar maniobras de circulación o inyección en el pozo con las varillas sin inconvenientes, puede cerrar el espacio anular tanto en el cuerpo como en la cuplas de estas, la BOP puede ser activada hidráulicamente desde el panel del operador como por un control remoto que se encuentra ubicado cerca de la cabina del camión.
- Realiza Pruebas Hidráulicas de Hermeticidad, Re-circulación y Lavados de Pozos, Inyección, Control de Presiones, Desplazamiento de Líneas de Conducción, etc. utilizando una Bomba Triplex (5000psi).
- Transporta en su propio Tanque el Fluido necesario para las maniobras: Agua, Productos Químicos, etc (no corrosivos).
- Carga de Fluido desde cualquier fuente (elevada, pileta, etc).
- Puede trabajar complementando Unidades de Hot – Oil.
- Opcionalmente, algunos equipos, puede llevar Cable de Pistoneo, para ensayos de pozo.







9.3 Procedimiento Realizado

1. Armó líneas y Montó equipo Flush By.
2. Observo pozo por 2 horas.
3. Retiró Válvula de Boca de pozo y colocó BOP, Instaló Reducciones, Armó Planchada de trabajo y montó llave Hidráulica.
4. Armó Pescador OverShot, con Tijera Mecánica mas 118 Varillas de Bombeo de 1 pulg.
5. Pescó con resultado positivo.
6. Sacó con precaución, debido a fijado de Straddle Packer en cada ciclado, cuando se retiran las Varillas de bombeo.
7. Desarmó BHA en superficie con pesca positiva. El packer, tenia restos de parafina y carbonatos.
8. Desmontó BOP, Llave Hidráulica y Planchada de trabajo.
9. Colocó Válvula del pozo.
10. Desmonto Flush By completo.

9.4 Procedimiento Propuesto para una siguiente pesca

Este Procedimiento, se realizó luego de la ejecución de la pesca del Straddle Packer en el primer pozo. Para la ejecución, se diseñó una Tijera hidráulica.

FECHA		Fondo	935.0 mts	Tubing.	3.500 inch
COMPANÍA		Casing.	7.0 inch	Libraje	
YACIMIENTO		Libraje	23.0 #/ft	D.int. Tubing.	2.980 inch
CLIENTE		D.int. Casing.	6.366 inch	Cap. Tubing.	4.50 lts/mt
TRABAJO	Pesca	Liner		Cap.anular Tbg y CT	3.36 lts/mt
		Cap.anular Ln y CT		FONDO	906.0 mts
Datos C.T					
Coiled Tubing	1.50 inch	Fluido inicial del pozo			
Pared C.T.	0.125 inch	Densidad			
D.int. C.T.	1.250 inch	P. Hidrostática.			
Cap.int. C.T.	0.792 lts/mt				
Peso	1.836 Lbs/ft				
	2.73 kg/mt				
Límite elastico	43200 lbs				
Long. C.T.	2000 mts	Packer		Punzados	
Cap.int.total C.T	10.0 bbl			C1	859/860.5
Cabeza Inyectora	80000 Lbs			C3	875/880.5
BOP	10000PSI			C4	887.5/891
				C5	894/896.5

SECUENCIA OPERATIVA.:

- 1- Probar individualmente cierre y apertura de los ram de la BOP.
- 2- Montar equipo de Coiled Tubing, cabeza inyectora, BOP, líneas de bombeo 2" y armar líneas de descarga a pileta.-
- 3- Realizar Reunión de Seguridad y Coordinación a los efectos de detallar la operación, como así también el rol a desempeñar por cada uno de los participantes.
- 4- Llenar Coiled tubing, enviando el fluido que contenga el Coiled a la pileta.
- 5- Probar líneas SESASA con 2500 psi., registrando la operación a partir de ese momento.
- 6- Probar Cabeza de Pozo, Stripper y BOP con 2500 psi. Abrir pozo verificar presiones.
- 7- Profundizar C.T. bombeando agua a bajo caudal (0.3-0.5 B.P.M) con Over Shot con canasta 2 1/8" + Conexión 5/8" Varilla Box – 1 1/2" Regular NC12 Box con orificios de circulación + Unión de Seguridad Mecánica + Tijera +Unión de seguridad hidráulica + Conector mordaza 1 1/2" hasta profundidad de pesca.
- 8- Maniobrar aplicando el peso necesario 2000 lbs (este no puede superar las 4000 lbs, dado que se accionaría la tijera) y tomar peso.

9- Probar tensionando hasta 20000 lbs (no superando las 25000 lbs, dado que se puede librar la unión de seguridad mecánica).

10- Librar la tensión anterior y accionar la tijera hidráulica aplicando 4000 lbs de peso (peso de la cañería en 850 – 870 mbbp, aprox. 5400 lbs).

11- Verificar el peso de la sarta.

12- Si la pesca es positiva, sacar coiled tubing hasta boca de pozo manteniendo en todo momento la circulación.

13- Si la pesca es negativa, repetir paso (8) e intentar nuevamente hasta paso (12).

14- En caso de no librar la pesca, librar unión de seguridad mecánica (con 25000 lbs de tensión).

15- En caso de que no se libere la unión de seguridad mecánica, accionar la unión de seguridad hidráulica tirando la bolita (15 mm).

(NOTA: Considerar en todos los casos los límites determinados por las propiedades mecánicas del Coiled Tubing.)

- PRESICION.
- SIZE: 1.5 X 0.125 “
- HS – 80
- TENSION MAXIMA 30000 LIBRAS

10. RESULTADO DE LA OPERACIÓN DE ESTIMULACION

10.1 Estimulación Acida

El objetivo de la estimulación, es restaurar las condiciones de admisión de las capas. Esta reducción, es debido a la formación de Carbonatos en los espacios porales y frente a los punzados.

Formacion a Estimular

La formación a estimular, es conocida con el Nombre QUINTUCO (ver anexo I), perteneciente a la Edad Cretacica, el cual tiene la siguiente carasteristica:

- Arenisca fina gris blanquesina subanguloso, de cuarzo ligeramente calcarea.
- Caliza gris verdosa arenosa de grano fino compacta con intercalaciones de arcillas.
- Tiene ocho capas productoras de Petróleo.

Propiedades Petrofísicas de la formación Productiva

Porosidad media (%)	26 - 30
Permeabilidad media (md)	350
Factor "a"	1
Factor de Formación (FF)	14,79
Densidad del agua (gr/cm ³)	1,1
Salinidad del agua (gr/l) (en Cl ⁻)	65

Densidad media (gr/cm ³)	2,85 - 2,65
Temperatura estática de fondo (°C)	47
Factor "m"	2
Densidad del hidrocarburo (°API)	27
Viscosidad (oil) = 4,89 cps	4,89
Rw: 0,048 ohmm.m	0,048

Tipo de Acido a Utilizar

Debido a que la reducción de la admisión es debida a la formación de Carbonatos en los espacios porales, se recomienda un tratamiento con Acido Clorhidrico al 15%, con sus respectivos aditivos.

- HCL 15%

- 1% de Inhibidor de Corrosion
- 0.4% de Acido Cítrico
- 0.4% de Surfactante No Ionico
- 0.2% de Estabilizador de Arcillas.

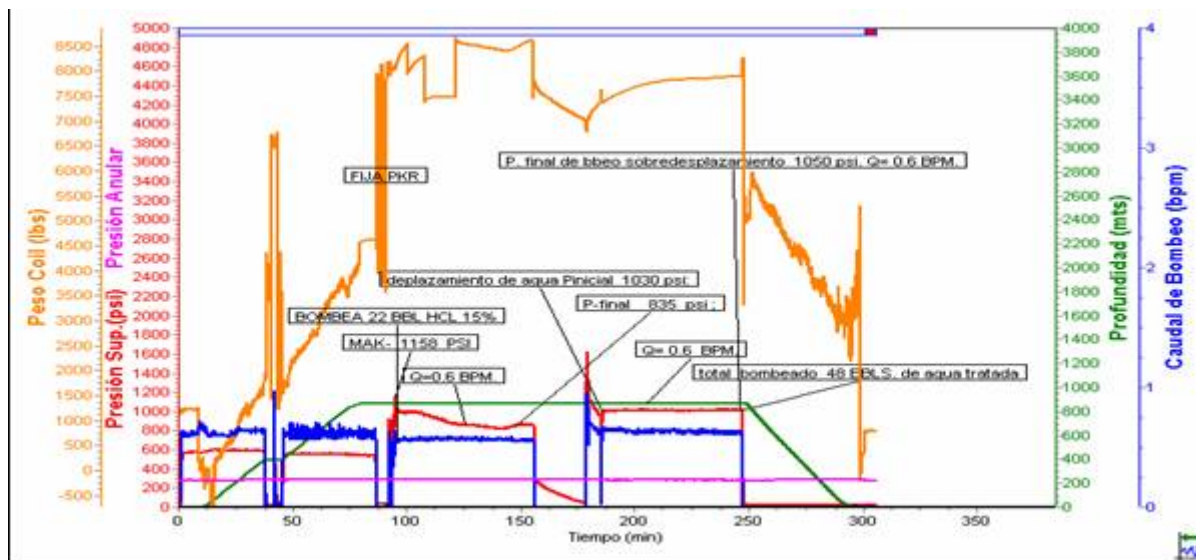
Inhibidor de Corrosión: Para prevenir la corrosión del CTU y el BHA bajado (Straddle Packer y Uniones de Seguridad).

Acido Cítrico: Es un sólido blanco cristalino de alta pureza. Es químicamente un ácido orgánico que se utiliza en fluidos de fractura ácida como agente secuestrante de hierro. El total de hierro disuelto puede ser estimado, dandonos la cantidad de ácido cítrico recomendado por cada mil galones de ácido HCl.

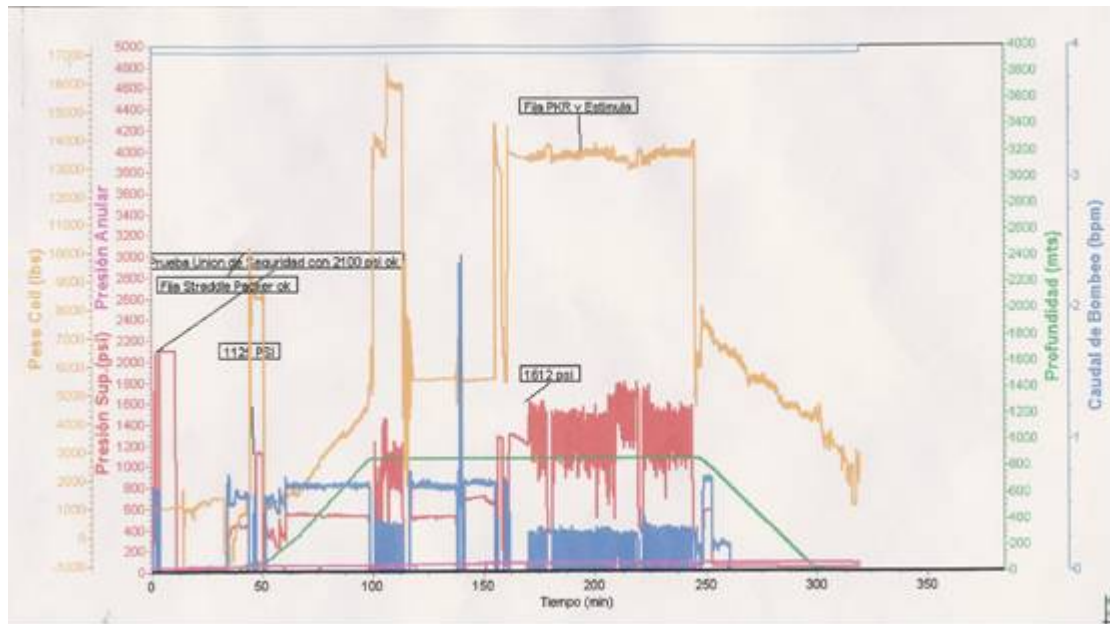
Surfactante No Ionico: Reduce la tensión superficial del agua, salmuera, y fluidos de estimulación base ácido. Está diseñado para prevenir la formación de emulsiones entre el fluido de tratamiento y los del reservorio.

Estabilizador de Arcillas: Evita el incremento del volumen de las arcillas, por absorción de Agua.

10.2 Graficos de Estimulación



Estimulacion en Conjunto de las capa 3, 4 y 5.



Estimulación de la Capa 1

10.2 Pérfiles de Transito de Fluido

Debido a tiempo, no se pudo realizar perfiles de transito de fluido a todos los pozos, a continuacion, se muestra a modo de ejemplo, el perfil realizado al pozo #5. Ver Axexo II por otros perfiles realizados.

Antes del perfil, de Transito de fluido, se tenia los siguientes valores de admisión:

Capa 1	0 m ³ /dia
Capa 3	226 m ³ /dia
Capa 4	0 m ³ /dia
Capa 5	0 m ³ /dia

Total 226 m³/dia, con 30 Kg/cm² (426 psi)

Luego de la estimulacion, como se muestra en el gráfico adjunto, tenemos:

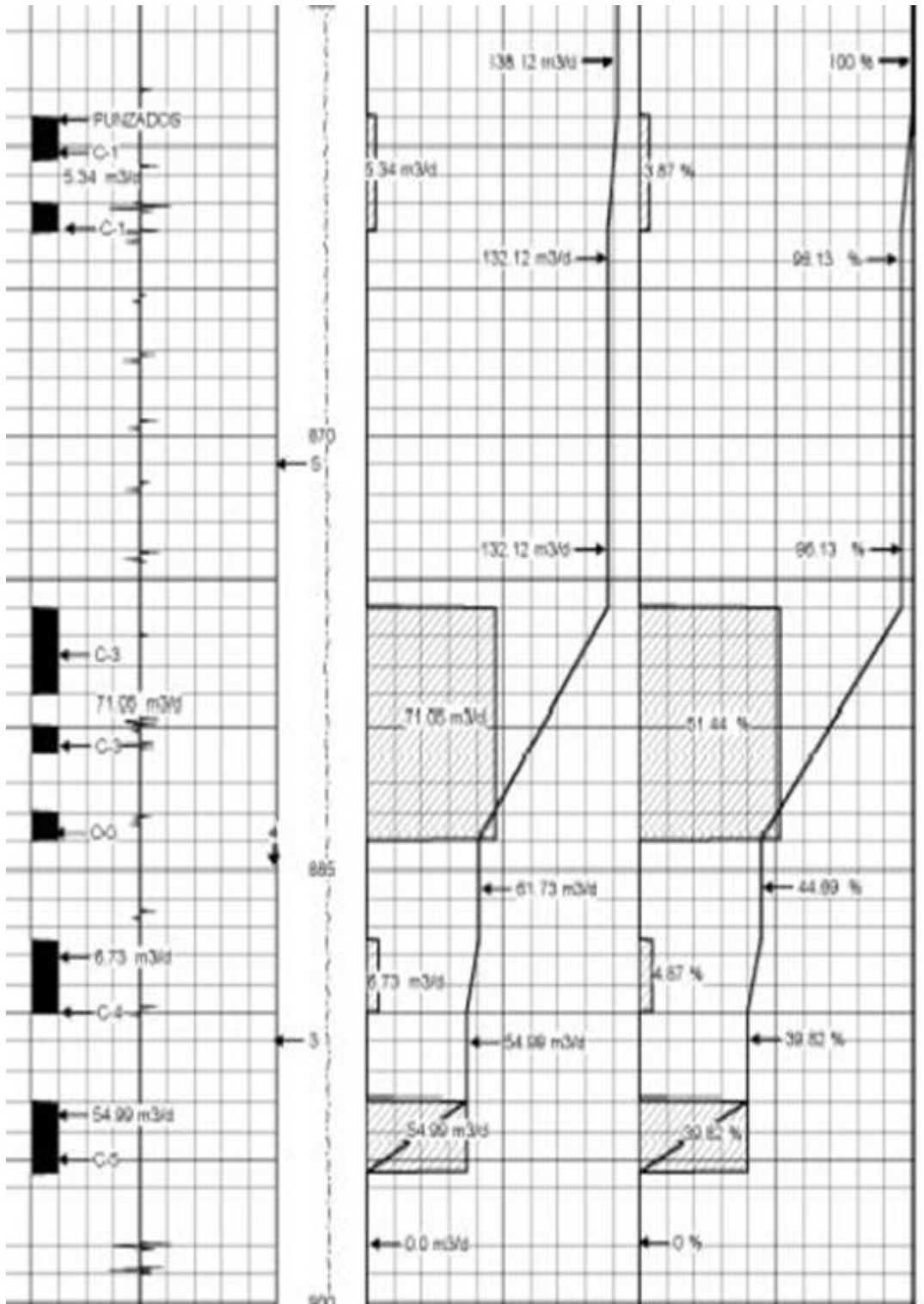
Capa 1	5,34 m ³ /dia
Capa 3	71 m ³ /dia
Capa 4	6,73 m ³ /dia
Capa 5	55 m ³ /dia

Total 138,07 m³/dia, con 25 Kg/cm² (355 psi)

Si bien, los datos no fueron medidos a la misma presión de inyección, se puede observar que mejoró la inyección, en capas que antes de la intervencion, no tenia admisión.

La presion de inyección de linea, es de 50 Kg/cm² (710 psi).

Perfil de Transito de Fluido del pozo #5.



11. TIEMPOS DE OPERACION

El proyecto, fue realizado, para la limpieza de 10 pozos, los cuales se muestran uno a uno, los tiempos que se utilizaron.

Vemos que en promedio, se utilizó en el primer día 9.24 hrs y en el segundo día 11.58 hrs, dandonos un promedio de 20.82 hrs totales, para la estimulación de un pozo.

POZOS	PRIMER DIA TIEMPO (min)			SEGUNDO DIA TIEMPOS (min)			TOTAL (hrs)
	TRANSPORTE	MONTAJE	LIMPIEZA	MONTAJE	ESTIMULACION	DESMONTAJE	
Pozo 1	120	240	300	120	650	120	25.83
Pozo 2	120	120	460	70	690	100	26.00
Pozo 3	30	105	325	50	500	100	18.50
Pozo 4	120	120	300	120	340	120	18.67
Pozo 5	40	240	330	70	450	105	20.58
Pozo 6	120	180	280	90	480	110	21.00
Pozo 7	30	100	300	75	435	150	18.17
Pozo 8	35	120	320	80	540	120	20.25
Pozo 9	120	140	320	80	400	110	19.50
Pozo 10	30	160	320	90	480	100	19.67
Promedio (hrs)	1.28	2.54	5.43	1.41	8.28	1.89	20.82

12. COSTO DE CADA INTERVENCIÓN

POZOS	CAPAS A ESTIMULAR	COSTO CTU	COSTO HTA ESTIMUL.	CARGAS LIQUIDAS	INSPECCION	TOTAL	OBSERVACIONES
Pozo 1	1 y 3,4,5	39536.55	21538.12	4395.00	1276.67	66746.33	Baja Pkr y se aprisiona en 861 m. Capa 5 no admite, estimula Capa 5,4 y 3 en conjunto e individual Capa 1
Pozo 2	5 y 1	19981.51	4396.97	1758.00	510.67	26647.14	Estimulacion Acida, según programa
Pozo 3	5 y 3	16017.84	4396.97	1758.00	707.67	22880.47	Estimulacion Acida, según programa
Pozo 4	5, 4 y 2	16415.67	4396.97	1758.00	510.67	23081.30	Estimulacion Acida, según programa
Pozo 5	5, 4 y 1	19776.68	4396.97	1758.00	707.67	26639.31	Estimulacion Acida, según programa
Pozo 6	5, 3 y 2	18748.10	4396.97	1758.00	707.67	25610.73	Estimulacion Acida, según programa
Pozo 7	5, 4 y 2	20087.48	4396.97	1758.00	704.33	26946.77	Capa 5 no admite. Se estimula Capa 4 y 2 en conjunto. Posible comunic entre Capa 5 y 4.
Pozo 8	3 y 2	17125.09	4396.97	1758.00	704.33	23984.39	Capa 5 no admite. Posible comunicación con capa 2.
Pozo 9	4 y 1	18604.46	4396.97	1758.00	704.33	25463.76	C5 no admite. Se estimula Capa 4 y Capa 1.
Pozo 10	3, 2 y 1	18071.52	4396.97	1758.00	704.33	24930.82	Estimulación Acida, según programa.
TOTAL (US\$)		204364.90	61110.80	20217.00	7238.33	292931.03	

COSTO PROMEDIO POR POZO (US\$)	29293.10
---	-----------------

COSTO PROM. POR POZO, Sin consid. 1° interv. (US\$)	25131.63
--	-----------------

El plan original, estaba hecho, para gastar por pozo, US\$ 25500, debido al primer pozo, que tuvimos la pesca, el costo promedio se incrementó a US\$ 28562.49; sin embargo, si obtenemos un promedio sin considerar el Pozo #1, obtenemos un promedio por pozo de US\$ 24508.30, lo que nos daría que estamos dentro de lo planeado.

13. EVALUACION ECONÓMICA

Para la evaluación económica del proyecto, se tomó en cuenta lo siguiente:

Costo de Venta del Barril	: 50 US\$/ bbl
Lifting cost	: 17 US\$/bbl
Producción Inicial (Incremental)	: 15 bbl/dia
Tasa de Declinacion de Producción	: 0.2
Impuestos	: 30%
Tasa de Descuento	: 15%
Cantidad de Pozos Intervenidos	: 10

Con estos datos, obtenemos:

Resultados	
Costo inversión	16.75 US\$/bbl
Costo variable	17.00 US\$/bbl
Costo fijo	0.00 US\$/bbl
Impuestos	6.77 US\$/bbl
Costo total	40.52 US\$/bbl
Precio	50.00 US\$/bbl
Margen	9.48 US\$/bbl
VAN	144432 US\$
TIR	36.04 %
TIR antes imp.	50.73 %

Ver anexo III, con el detalle de la corrida Económica.

Por lo tanto, el proyecto es **RENTABLE**.

14. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- En todas las intervenciones asignadas se cumplieron los objetivos programados realizando las estimulaciones selectivas con el uso del Straddle Packer.
- Fue necesario realizar inicialmente la etapa de limpieza para eliminar los residuos originados por el punzado en el caño de fibra de vidrio, parafinas depositadas en la pared del tubing y Carbonatos formados, producto del agua de inyección.
- En el primer día se bajó un jet 1.25" + scrapper 3.5" + calibre 74mm hasta 450 mts y se bombeó un tratamiento ácido con aditivo para eliminar las incrustaciones y parafinas; luego se profundizó hasta fondo repasando la zona de punzados y de esa forma dejar el pozo limpio.
- En el segundo día se armó la herramienta Straddle-Packer con los espaciadores en función de la cantidad de capas a estimular y se bajó el Straddle .Se verificó el fijado y prueba en zona ciega por encima de los punzados y luego de la fijación en la zona de interés se procedió con la estimulación.
- En base al presupuesto inicial de las operaciones programadas de U\$S 255.000 se observó un desfase de U\$S 38.000 debido a los inconvenientes presentados en el primer pozo, además producto de la falta de experiencia en éste tipo de operaciones, y de ser un proyecto piloto.
- Se tuvieron que diseñar herramientas especiales que no estaban presupuestadas, para la operación de pesca ocurrida (unión de seguridad, tijera mecánica, conexiones, etc).
- Una vez preparadas y probadas las herramientas de pesca, hubo que esperar disponibilidad de equipo, en éste caso de una unidad de Flush-by.
- Se detectó mejora en la inyección de los pozos estimulados, mediante una prueba de inyección inicial, sin embargo, se esperará los resultados de los perfiles de transito de fluidos.
- La evaluación final de este proyecto, se realizará con el seguimiento a los pozos productores afectados a la inyección de Recuperación

Secundaria y ver la respuesta, lo cual está previsto en un plazo de 6 meses aproximadamente.

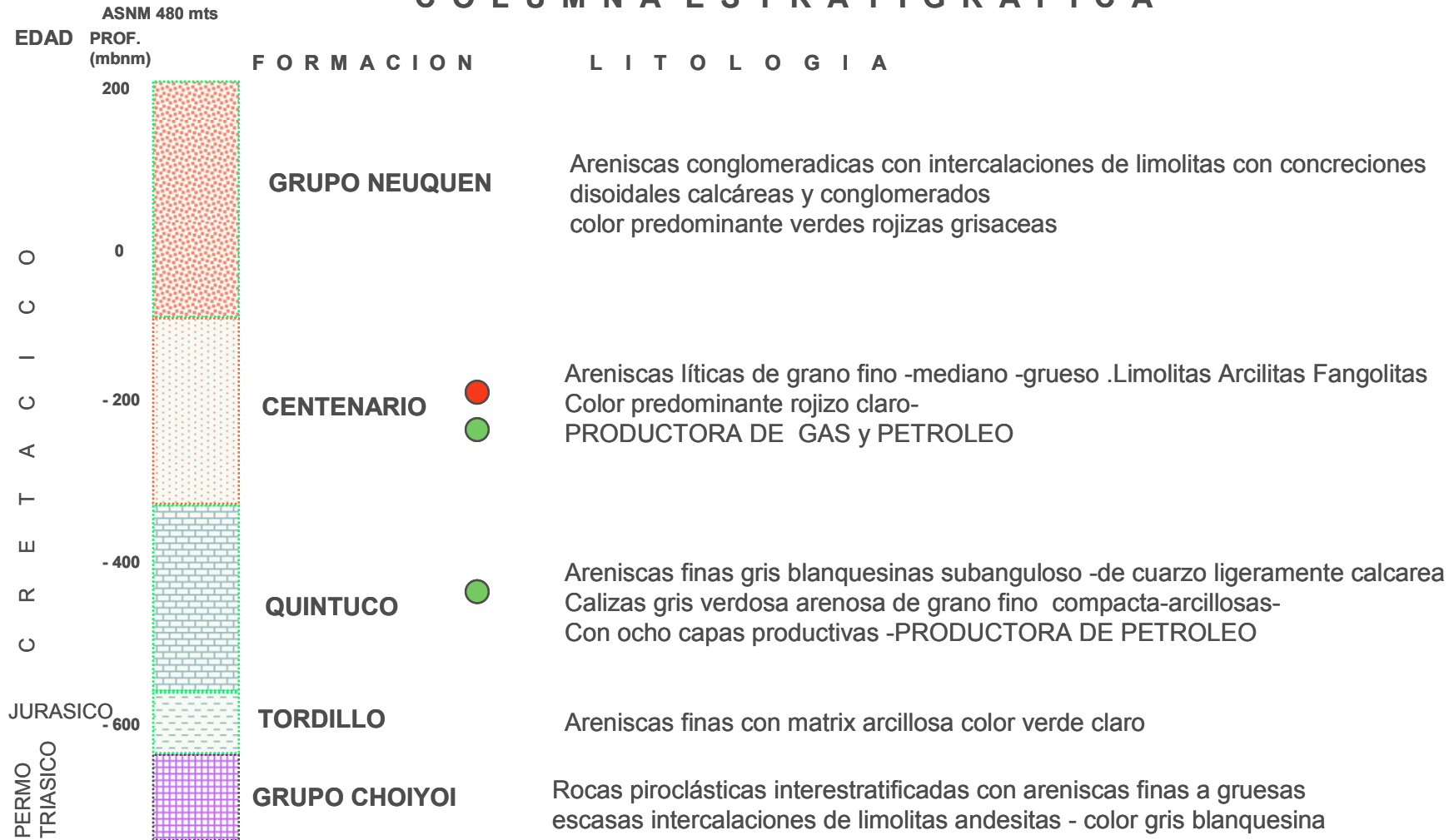
- Se analizará realizar operaciones futuras, utilizando un equipo pequeño de Pulling y en vez de Coiled Tubing, se utilizaría Varillas huecas de 1.9 pulg.

15. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Catalogo de empresa Insumos Petroleros, de Cañeria ERFV.
- Catalogo de Straddle Herramientas de Completacion de la Empresa Tacker, Año 2005.
- Catalogo de Cañeria ERFV. Empresa Petroplastic. Año 2005.
- Manual Técnico de Coiled Tubing. Servicios Especiales San Antonio. Año 2002.
- Manual Técnico de Coiled Tubing. BJ Services. Año 2000.
- Manual Técnico de Flush By. Weatherford. Año 2002.
- Catalogo Product & Services. BJ Services. Año 2006. www.bjservices.com.
- Catalogo de Herramientas Para Coiled tubing. Schlumberger. Año 2006. www.slb.com.
- Catalogo de Herramientas de Pesca Thru Tubing Weatherford. Año 2006.
- Especificaciones para Varillas de Bombeo. API Spec 11B. Edicion 26. Enero 1998.
- Tenaris, Varillas de Bombeo. Version 3. Abril 2005.

ANEXO I

C O L U M N A E S T R A T I G R A F I C A



ANEXO II

**CUADRO COMPARATIVO (CON PERFIL DE TRANSITO DE FLUIDO)
DE POZOS INTERVENIDOS CON CTU + ACIDOS
DISTRIBUCCION POR CAPAS**

POZO	PTF ANT. 10/01/05	% CAPAS	ACIDO CON CTU	PTF 07/09/05	% CAPAS	PTF 16/09/05	% CAPAS	PTF 28/12/05	% CAPAS
1	Qt: 154.73 m3/d Pdb: 45 kg/cm2			Qt: 207.20 m3/d Pdb: 41 kg/cm2		Qt: 217.75 m3/d Pdb: 43 kg/cm2		Qt: 285.63 m3/d Pdb: 55 kg/cm2	
	C1 : 0 m3/d	0%	0.9 m3 HCL al 15 %	C1:0 m3/d	0%	C1:0 m3/d	0%	C1:0 m3/d	0%
	C3 + C4 + C5: 154.73 m3/d	100%	3.5 m3 HCL al 15 %	C3: 175.09 m3/d C4: 32.08 m3/d C5: 0 m3/d	84,50% 15,50% 0	C3: 179.25 m3/d C4: 38.49 m3/d C5: 0 m3/d	82,30% 17,70% 0	C3: 248.15 m3/d C4: 37.46 m3/d C5: 0 m3/d	86,90% 13,10% 0
			Fondo: 906 m	Fondo: 907 m		Fondo: 907 m		Fondo: 906 m	
								E/C (+)	

Conclusiones: Realizados 2 Perfiles de tránsito despues de ser Intervenido con CTU, podemos decir que si bien la C3+4+5 admitian 100% ahora podemos saber que la distribución del agua se reparte entre la C3 y C4, no asi las Capa 1 y 5 que no admiten despues del acido.

**CUADRO COMPARATIVO (CON PERFIL DE TRANSITO DE FLUIDO)
DE POZOS INTERVENIDOS CON CTU + ACIDOS (C/STRADDLE PKR)
DISTRIBUCIÓN POR CAPAS**

POZO	PTF ANT. 26/01/05		ACIDO CON CTU	PTF 26/09/05		PTF 31/10/05		PTF 26/12/05	
	% CAPAS			% CAPAS	% CAPAS	% CAPAS			
3	Qt: 234.7 m3/d Pdb: 65 kg/cm2			Qt: 279.02 m3/d Pdb: 63 kg/cm2		Qt: 224.79 m3/d Pdb: 67 kg/cm2		Qt: 241.29 m3/d Pdb: 68 kg/cm2	
	C2: 0 m3/d	0	Pzdos comunicados Iny.2.4 m3 HCl al 15 %	C2: 32.09 m3/d	11,5	C2:10.16 m3/d	4,5	C2: 7.6 m3/d	3,1
	C3: 0 m3/d	0		C3: 14.13 m3/d	5,1	C3: 11.48 m3/d	5,1	C3: 12.21 m3/d	5,1
	C4: 234.7 m3/d	100		C4: 232.80 m3/d	83,4	C4: 203.15 m3/d	90,4	C4: 221.48 m3/d	91,8
	Fondo: 905 m	100%	Fondo: 915 m	Fondo: 915 m	100%	Fondo: 905 m	100%	Fondo: 915 m	100%
E/C: (+)			E/C: (+)		E/C: (+)		E/C: (+)		

Capa 3 no admitió

Conclusiones: En este pozo se acidificó C2 (parte inferior),se comunicó con parte superior de C2.Se realizaron 2 PTF, donde se observa una mejora en la admisión en ambas capas,aunque sigue con alta admisión la C4.

**CUADRO COMPARATIVO (CON PERFIL DE TRANSITO DE FLUIDO)
DE POZOS INTERVENIDOS CON CTU + ACIDOS (C/STRADDLE PKR)
DISTRIBUCIÓN POR CAPAS**

POZO	PTF ANT. 21/06/05	% CAPAS	ACIDO CON CTU	PTF 06/10/05	% CAPAS	PTF 31/10/05	% CAPAS	PTF 26/12/05	% CAPAS
9	Qt: 305.5 m3/d Pbp: 35 Kg/cm2			Qt: 322.2 m3/d Pbp: 50 kg/cm2		Qt: 380.36 m3/d Pbp: 57 kg/cm2		Qt: 361.80 m3/d Pbp: 56 kg/cm2	
			1500 LTS HCL al 15 %5						
	C1: 0 m3/d	0		C1: 0 m3/d	0	C1: 18.13 m3/d	4,8	C1: 24.12 m3/d	6,7
	C2: 0 m3/d	0	2000 LTS HCL al 15 %	C2: 0 m3/d	0	C2: 39.61 m3/d	10,4	C2: 40.89 m3/d	11,3
	C3: 23.87 m3/d	7,8	1300 LTS HCL al 15 %	C3: 0 m3/d	0	C3: 52.84 m3/d	13,9	C3: 68.49 m3/d	18,9
	C4 181.77 m3/d	59,5		C4 222.96 m3/d	69,2	C4: 108.47 m3/d	28,5	C4: 138.96 m3/d	38,4
	C5 99.86 m3/d	32,7		C5 99.23 m3/d	30,8	C5: 161.31 m3/D	42,4	C5: 89.84 m3/d	24,7
	Fondo: 914.5 m	100%	Fondo: 915 m	Fondo: 915 m	100%	Fondo: 915 m	100%	Fondo: 915 m	100%
				E/C: (+)		E/C: (+)		E/C: (+)	

Conclusiones: Realizado el 1er Perfil de tránsito después de la Interv.C/CTU, podemos decir que realizados 3 acidos en C1,C2 y C3 el comportamiento del acido en principio no fue lo esperado, pero en la 2da medición, con mayor Caudal y presión se nota una excelente distribución por capas.

ANEXO III

Planilla de cálculo Análisis del Proyecto

Datos	
Precio	50 US\$/bbl
Tasa declin	0.2
Producción inicial	15 bbl/día
Costo variable	17 US\$/bbl
Costo fijo	0 US\$/año

Año	Inversión US\$	Producción bbl/día	Ingreso US\$/año	Gastos var. US\$/año	Gtos. fijos US\$/año	Flujo neto a/imp.	Amortiz. US\$/año	Renta Imponible	Impuestos US\$/año	Flujo neto US\$/año
0	255000					-255000				-255000
1		15	273750	93075	0	180675	57135	123540	37062	143613
2		12	219000	74460	0	144540	45708	98832	29650	114890
3		9.6	175200	59568	0	115632	36566	79066	23720	91912
4		7.7	140160	47654	0	92506	29253	63253	18976	73530
5		6.1	112128	38124	0	74004	23402	50602	15181	58824
6		4.9	89702	30499	0	59204	18722	40482	12144	47059
7		3.9	71762	24399	0	47363	14978	32385	9716	37647
8		3.1	57410	19519	0	37890	11982	25908	7772	30118
9		2.5	45928	15615	0	30312	9586	20727	6218	24094
10		2.0	36742	12492	0	24250	7669	16581	4974	19275
Totales	255000	24436	1221782	415406	0	551376	255000	551376	165413	640963
Val. actual.	255000	15228	761384	258870	0	247513	158910	343604	103081	144432

Resultados		
Costo inversión	16.75	US\$/bbl
Costo variable	17.00	US\$/bbl
Costo fijo	0.00	US\$/bbl
Impuestos	6.77	US\$/bbl
Costo total	40.52	US\$/bbl
Precio	50.00	US\$/bbl
Margen	9.48	US\$/bbl
VAN	144432	US\$
TIR	36.04	%
TIR antes imp.	50.73	%