

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**UTILIZACIÓN DE UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI PARA OPERACIONES DE
REACONDICIONAMIENTO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

MIGUEL ANGEL BASTIDAS CALVOPÍÑA

DIRECTOR: ING. GUILLERMO ORTEGA

Quito, Enero 2008

DECLARACIÓN

Yo, Miguel Angel Bastidas Calvopiña, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Miguel Angel Bastidas Calvopiña

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Miguel Angel Bastidas Calvopiña, bajo mi supervisión.

Ing. Guillermo Ortega
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios y a la Santísima Virgen María que con su infinito amor hicieron posible que mi vida sea plena y colmada de bendiciones, en Ellos encontré consuelo, consejo y entusiasmo para seguir adelante cada vez que las adversidades y sin sabores de la vida se hacían presentes.

A mis padres Elías y Judit que son el regalo más grande que Dios me pudo haber hecho en la vida, con su amor y apoyo incondicional fue posible alcanzar este título que más que mió les pertenece a ellos.

A mis hermanos Marcia, Rene, Amparo, Leodan, Alexandra, Amelia, Arturo, Jhadira & David y desde el cielo sin duda mi inolvidable y querido hermano Luis Fernando, porque creyeron en mis sueños y supieron brindarme su apoyo siempre.

A todos y cada uno de los Ingerieros y Trabajadores de la Escuela Politécnica Nacional en especial al Ing. Guillermo Ortega, Ing. Gerardo Barros, Ing. Johnny Zambrano y al Ing. Raúl Valencia, que supieron inculcar en cada uno de nosotros a más del conocimiento, el orgullo de ser parte de esta Carrera y de tan prestigiosa Institución.

A la Compañía BJ Services, al Ing. Juan Carlos Santamaría y al Ing. Milo Morales por su desinteresado respaldo en la realización de este proyecto.

A mis compañeros y amigos(s), ya que junto a ellos compartí una hermosa e inolvidable etapa; sacrificios y alegrías serán recuerdos que se quedaran en mi memoria por el resto de mi vida.

DEDICATORIA

A mi Dios que con su bendición he logrado alcanzar las metas que me he propuesto en la vida.

A mis padres que con amor y ternura supieron inculcarme principios éticos y morales que me han llevado a convertir en la persona que soy.

A toda mi familia que con sus consejos he podido hacer más fácil y llevadera mi vida, todos ellos han sido un ejemplo de entrega y dedicación.

A mi hermano del alma Luis Fernando, que desde el cielo estoy seguro me debe estar mirando.

Miguel Angel

ÍNDICE

RESUMEN	XII
PRESENTACIÓN.....	XIII
CAPITULO 1	1
CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	1
1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	1
1.1.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS EN EL CAMPO	3
1.1.2. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	6
1.1.3. PARÁMETROS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS.....	6
1.1.4. DATOS PETROFÍSICOS	9
1.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	11
1.2.1. DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA	13
CAPITULO 2	14
ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADAS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	14
2.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI	14
2.1.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U + G2	17
2.1.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO T.....	17
2.1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BT	18
2.2. RESULTADO DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	20
2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI	26
2.3.1. CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS.....	26
2.3.2. CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS	26
2.4. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE.....	27
2.4.1. JUSTIFICATIVO TÉCNICO DE REACONDICIONAMIENTOS POR ESTIMULACIÓN CON CAMIÓN BOMBA Y TUBERÍA FLEXIBLE.....	34
2.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POR POZO	36
2.6. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	38
2.7. ANÁLISIS DE LOS POZOS A SER REACONDICIONADOS	40

CAPITULO 3.....	44
UTILIZACIÓN DE PROGRAMAS Y ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN POSTERIOR A LA REALIZACIÓN DE REACONDICIONAMIENTOS CON TUBERÍA FLEXIBLE	44
3.1. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE	44
3.1.1. CABEZA INYECTORA.....	48
3.1.2. CARRETE	50
3.1.3. CABINA DE CONTROL	52
3.1.4. POWER PACK.....	52
3.1.5. CAMIÓN BOMBA.....	54
3.2. CONTROL DE POZOS Y EQUIPOS.....	55
3.3. HERRAMIENTAS DE FONDO DE POZO	57
3.4. SISTEMAS DE FLUIDOS PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL	59
3.4.1. BASE DEL SISTEMA.....	59
3.4.2. ADITIVOS	60
3.4.2.1. Inhibidores de Corrosión.....	60
3.4.2.2. Surfactantes.....	61
3.4.2.3. Solventes Mutuos	61
3.4.2.4. Aditivos de Control de Hierro.....	62
3.4.2.5. Agentes Divergentes	62
3.4.2.6. Gas.....	63
3.5. SOFTWARE PARA TUBERÍA FLEXIBLE	63
3.5.1. SISTEMA CTSITM	64
3.5.2. EQUIPOS DE SOPORTE PARA LAS OPERACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE	65
3.5.2.1. Software CoilCATTM.....	65
3.6. TRATAMIENTOS PROPUESTOS DE ESTIMULACIÓN	70
3.6.1. MINERALOGÍA DE LA FORMACIÓN	71
3.6.1.1. Mineralogía del Pozo Shushufindi 74	72
3.6.1.2. Mineralogía del Pozo Shushufindi 68	73
3.6.1.3. Mineralogía del Pozo Shushufindi 77	75
3.6.3. VOLÚMENES DE QUÍMICOS Y EQUIPOS NECESARIOS PARA TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN PROPUESTOS.....	81
3.6.3.1. Tratamiento de Estimulación SSF-74	82
3.6.3.2. Tratamiento de Estimulación SSF-77	82
3.6.3.3. Tratamiento de Estimulación SSF-89	82
3.6.3.4. Tratamiento de Estimulación SSF-71	82
3.6.3.5. Tratamiento de Estimulación SSF-76	82
3.6.3.6. Tratamiento de Estimulación SSF-94	82
3.6.3.7. Tratamiento de Estimulación SSF-02	82
3.6.3.8. Tratamiento de Estimulación SSF-23	82

3.6.3.9. Tratamiento de Estimulación SSF-68	114
CAPITULO 4.....	118
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	118
4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	119
4.1.1. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	119
4.1.2. COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	120
4.1.3. INGRESOS	121
4.1.4. EGRESOS	121
4.1.5. CRONOGRAMA DE TRABAJOS.....	122
4.1.6. HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	123
4.2. DETERMINACIÓN DEL VAN Y TIR.....	126
CAPITULO 5.....	127
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	127
5.1. CONCLUSIONES.....	127
5.2. RECOMENDACIONES.....	128
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	130
ABREVIATURAS.....	132
ANEXO 1.....	134
ANEXO 2.....	144
ANEXO 3.....	190
ANEXO 4.....	192
ANEXO 5.....	195
ANEXO 6.....	198

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1: POZOS PERFORADOS	3
TABLA 1.2: DISTRIBUCIÓN DE POZOS POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	4
TABLA 1.3: RESERVAS INICIALES, PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POR YACIMIENTO A DICIEMBRE DEL 2006.....	6
TABLA 1.4: CONTACTO AGUA PETRÓLEO.....	9
TABLA 1.5: MOVILIDADES DE AGUA Y PETRÓLEO.....	10
TABLA 1.6: DATOS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	10
TABLA 1.7: FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI..	11
TABLA 1.8: CAPACIDAD DE SEPARADORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI	12
TABLA 1.9: TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL CAMPO SHUSHUFINDI	12
TABLA 1.10: ESTACIONES DE REINYECCIÓN DE AGUA.....	13
TABLA 1.11: DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI.....	13
TABLA 2.1: RESULTADOS DE B'UP	22
TABLA 2.2: CARACTERÍSTICAS PROMEDIAS DEL CRUDO SHUSHUFINDI.	26
TABLA 2.3: REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE 2005-2007.....	29
TABLA 2.4: JUSTIFICATIVO TÉCNICO PARA ESTIMULACIONES CON CAMIÓN BOMBA Y TUBERÍA FLEXIBLE.....	35
TABLA 2.5: ÚLTIMAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS SELECCIONADOS	38
TABLA 2.6: ÚLTIMAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS SELECCIONADOS.....	39
TABLA 3.1: CIRCUITOS QUE MUEVEN EL INYECTOR PARA DIFERENTES POWER PACKS	53
TABLA 3.2: FUNCIONES DEL CIRCUITO HIDRÁULICO Y ESPECIFICACIONES DE VARIOS POWER PACKS	54
TABLA 3.3: HERRAMIENTAS DE TUBERÍA FLEXIBLE	58

TABLA 3.4: DATOS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS	71
TABLA 3.5: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “T”	73
TABLA 3.6: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “TS”	75
TABLA 3.7: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “T”	77
TABLA 3.8: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “U”	80
TABLA 4.1: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN.....	118
TABLA 4.2: OBJETIVOS DE REACONDICIONAMIENTO	121
TABLA 4.3 CRONOGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS	122
TABLA 4.4: PARÁMETROS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	123
TABLA 4.5: FLUJO NETO DE CAJA.....	124
TABLA 4.6: DETERMINACIÓN DEL VAN Y TIR	126

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI 2

FIG. 1.2: UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI 5

FIG. 2.1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI Y PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN..... 19

FIG. 2.2: PORCENTAJE DE REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE DE ACUERDO AL TIPO DE TRABAJO..... 31

FIG. 2.3: PORCENTAJE DE COSTOS EN REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE DE ACUERDO AL TIPO DE TRABAJO 32

FIG. 2.4: PORCENTAJE DE INCREMENTO EN BPPD 33

FIG. 2.5: PORCENTAJE DE REDUCCIÓN EN BPPD 34

FIG. 3.1: UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE Y GRÚA 45

FIG. 3.2: CABEZA INYECTORA..... 46

FIG. 3.3: CARRETE 46

FIG. 3.4: CABINA DE CONTROL 47

FIG. 3.5: POWER PACK 47

FIG. 3.6: CAMIÓN BOMBA..... 48

FIG. 3.7: VISTA FRONTAL DEL INYECTOR HIDRA-RIG 49

FIG. 3.8: VISTA LATERAL DEL INYECTOR HIDRA-RIG 50

FIG. 3.9: VISTA LATERAL DEL CARRETE HIDRA-RIG 51

FIG. 3.10: VISTA FRONTAL DEL CARRETE HIDRA-RIG 51

FIG. 3.11: COMPONENTES DEL STRIPPER PACKER..... 56

FIG. 3.12: COMPONENTES DEL BOP..... 57

FIG. 3.13: BASE DE FLUIDOS PARA UNA ESTIMACIÓN 59

FIG. 3.14: SISTEMA DE MONITOREO CTSITM EN LAS UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE DOWELL..... 64

FIG. 3.15: CICLO DE DISEÑO, EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN..... 66

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo justificar el uso de unidades de tubería flexible para trabajos de reacondicionamiento en el campo Shushufindi, utilizando información técnica disponible hasta Julio del 2007. El campo Shushufindi, es el de mayor importancia en el país debido a que es el más grande en producción y reservas.

Se recolecto información que permitió realizar la caracterización del campo, se analizaron los trabajos de reacondicionamiento sin torre de los dos últimos años; posterior a esto se preselecciono aquellos pozos que desde el punto de vista técnico y económico podían ser candidatos a que se les realicen nuevos trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible, el paso siguiente fue la recolección de información de todos aquellos pozos preseleccionados donde se redujeron los posibles candidatos, esto considerando el comportamiento de su historial de producción y la limitada información que tienen los pozos debido a su antigüedad, por lo que la información no se encuentra actualizada o simplemente no se ve registrada en el archivo técnico de PETROPRODUCCION, en este punto se pudo determinar el tratamiento de estimulación recomendado para cada pozo seleccionado.

A continuación se explico las herramientas y equipos que conforman la unidad de tubería flexible, se pudo definir los programas de estimulación propuestos para cada pozo seleccionado en base a la información recolectada de los mismos, se analizo la producción posterior a la realización de reacondicionamientos con tubería flexible en los trabajos de estimulación de los dos últimos años.

Finalmente se desarrollo un análisis técnico-económico del proyecto basado en la selección del tratamiento a realizarse en cada pozo candidato, que permitirá justificar la ejecución del proyecto.

PRESENTACIÓN

Es de interés de PETROPRODUCCION mejorar las condiciones actuales de producción de los pozos en el campo Shushufindi, planificando y ejecutando trabajos de reacondicionamiento sin taladro. La utilización de unidades de tubería flexible en operaciones de reacondicionamiento reducirá significativamente el costo y el tiempo necesario de reacondicionamiento.

El presente estudio consta de cinco capítulos. En el primer capítulo se detalla la descripción del campo, estado actual de los pozos y los parámetros generales de los yacimientos del campo Shushufindi.

En el segundo capítulo se realiza el análisis de las operaciones de reacondicionamiento sin torre de los dos últimos años, el historial de producción del campo en general y por pozo, la selección de los pozos candidatos para que se les realice nuevos trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible y su respectivo tratamiento.

En el tercer capítulo se realiza la descripción de la unidad de tubería flexible y sus herramientas, se define los programas de estimulación recomendados en los pozos candidatos, se analiza la producción posterior a la realización de reacondicionamientos con tubería flexible en los trabajos de estimulación de los dos últimos años.

En el cuarto capítulo se realiza el análisis técnico – económico del proyecto, según los costos estimados de los reacondicionamientos para cada pozo, y el posible incremento de producción que se obtendrá al ejecutar los trabajos.

En el quinto capítulo se presentan algunas conclusiones y recomendaciones a ser consideradas por el Departamento de Ingeniería del Área Shushufindi.

CAPITULO 1

CARACTERIZACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

1.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

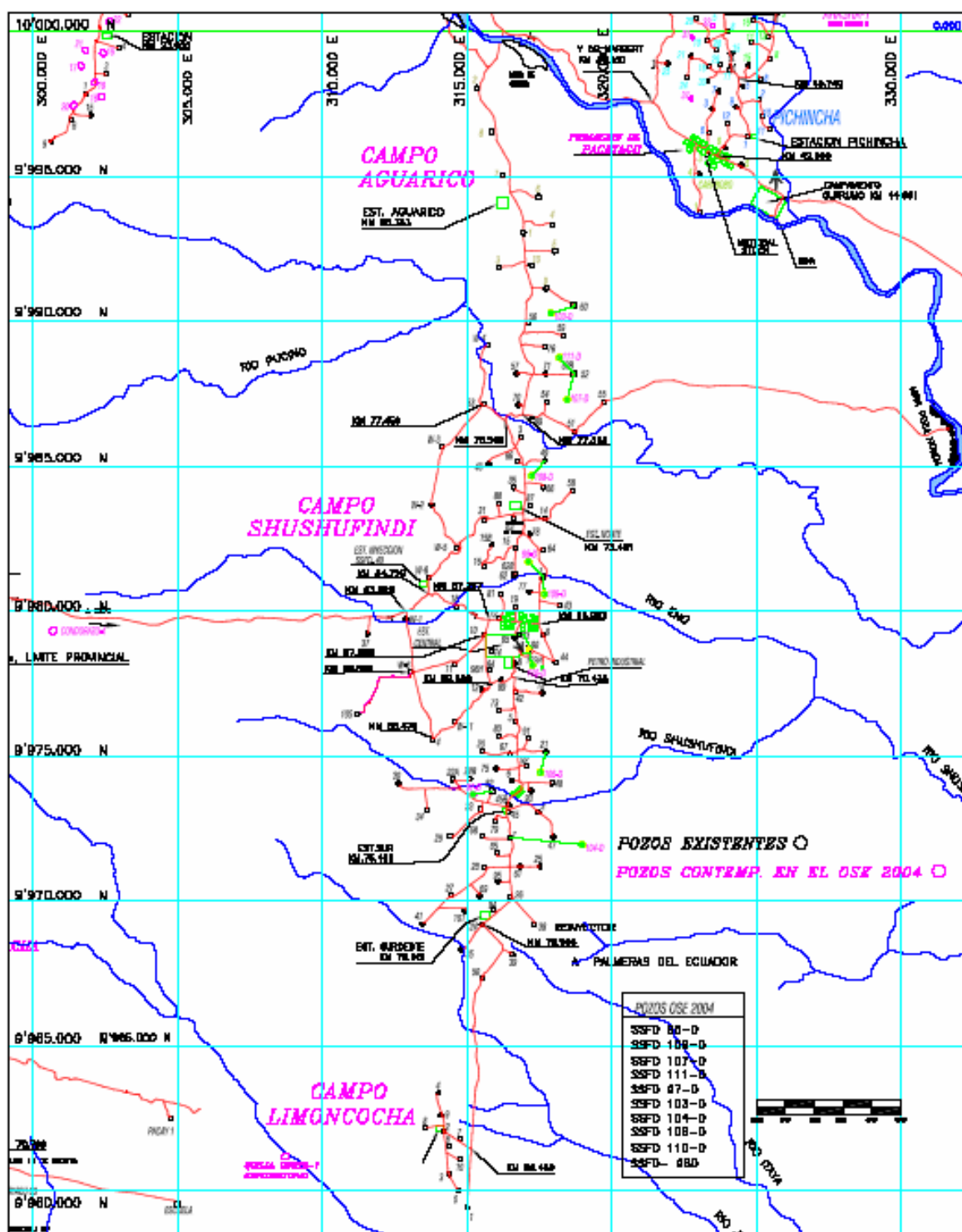
El campo Shushufindi se encuentra ubicado, al Sur del campo Atacapi, al Sur-Oeste del campo Libertador y al Nor-Este del campo Sacha en las Provincias de Orellana y Sucumbíos aproximadamente en las coordenadas UTM: al norte 9.998.000 N, al sur 9.966.000 N, al oeste 309.000 E y al este 320.000 E.

El campo fue descubierto por el Consorcio TEXACO-GULF en el año 1968 con la perforación del pozo Shushufindi #1, el mismo que llegó a una profundidad de 9.772 pies. Este pozo fue completado oficialmente en Enero de 1969; las pruebas iniciales fueron de 2.496 BPPD para el yacimiento "U" de 26,6 °API y de 2.621 BPPD para el yacimiento T de 32,5 °API. El desarrollo del campo se inicia en Febrero de 1972 con un espaciamiento entre pozos de 500 acres e inicia la producción en este mismo año.

El campo está constituido por tres yacimientos productores que son "T", "U" y "G2", pertenecientes a la Formación Napo, siendo los de mayor importancia por sus reservas y producción los yacimientos "T" y "U". El yacimiento Basal Tena de la formación Tena se presenta en forma lenticular en determinadas áreas del campo siendo productor en menor escala a comparación con los otros yacimientos.

Estructuralmente, es un anticlinal asimétrico fallado de bajo relieve de 30 Km. de largo de dirección preferencial Norte-Sur y un eje secundario de dirección Oeste-Este de 4 Km. de ancho constituyendo estimativamente 43.200 Acres.

FIG. 1.1: UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Departamento de Cartografía. PETROPRODUCCION

Las presiones iniciales de los yacimientos “U” y “T” fueron de 3867 y 4050 PSI respectivamente. Luego de 35 años de producir fluidos la presión de los yacimientos se mantiene sobre el punto de burbuja. El petróleo de los yacimientos “U” y “T” es subsaturado lo que significa que mientras se mantenga la presión del yacimiento sobre el punto de burbuja, en el yacimiento solo existirá líquido y el gas no ejercerá ninguna presión adicional.

El mecanismo de producción de petróleo de los yacimientos es combinado por expansión de fluidos y roca, también por un empuje lateral de agua con mayor actividad en la parte Norte, sur y sur- Oeste de la estructura, evidenciado por un incremento continuo en la producción de agua.

El campo Shushufindi, es el de mayor importancia en el país debido a que es el más grande en producción y reservas, produce alrededor de 41.766 BPPD de 28,5 °API; posee un factor de recobro de 52 %, y de los 3.682.177.968 barriles “in situ” originales se han recuperado 1.094.232.568 barriles hasta Noviembre del 2006.

1.1.1. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS EN EL CAMPO

El campo cuenta con 134 pozos perforados hasta marzo del 2007 distribuidos de la siguiente manera:

TABLA 1.1: POZOS PERFORADOS

Productores	71
Inyectores	8
Reinyectores	14
Cerrados	29
Abandonados	12
Total	134

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

De los 134 pozos perforados al momento se encuentran en producción 70 pozos, 8 pozos inyectores para recuperación mejorada, 15 pozos son reinyectores de agua de formación y 29 pozos se encuentran cerrados por diferentes causas, y algunos esperando para ser rehabilitados.

Inicialmente el campo produjo a flujo natural, pero a medida que el campo ha ido madurando, la presión de los yacimientos ha disminuido siendo así necesario implementar sistemas de levantamiento artificial y es así que se utilizo sistemas como Gas Lift, Bombeo Electrosumergible y Bombeo Hidráulico.

De acuerdo al reporte de producción de marzo del 2007, en la tabla 1.2 se detalla el número de pozos que producen con cada sistema de levantamiento artificial.

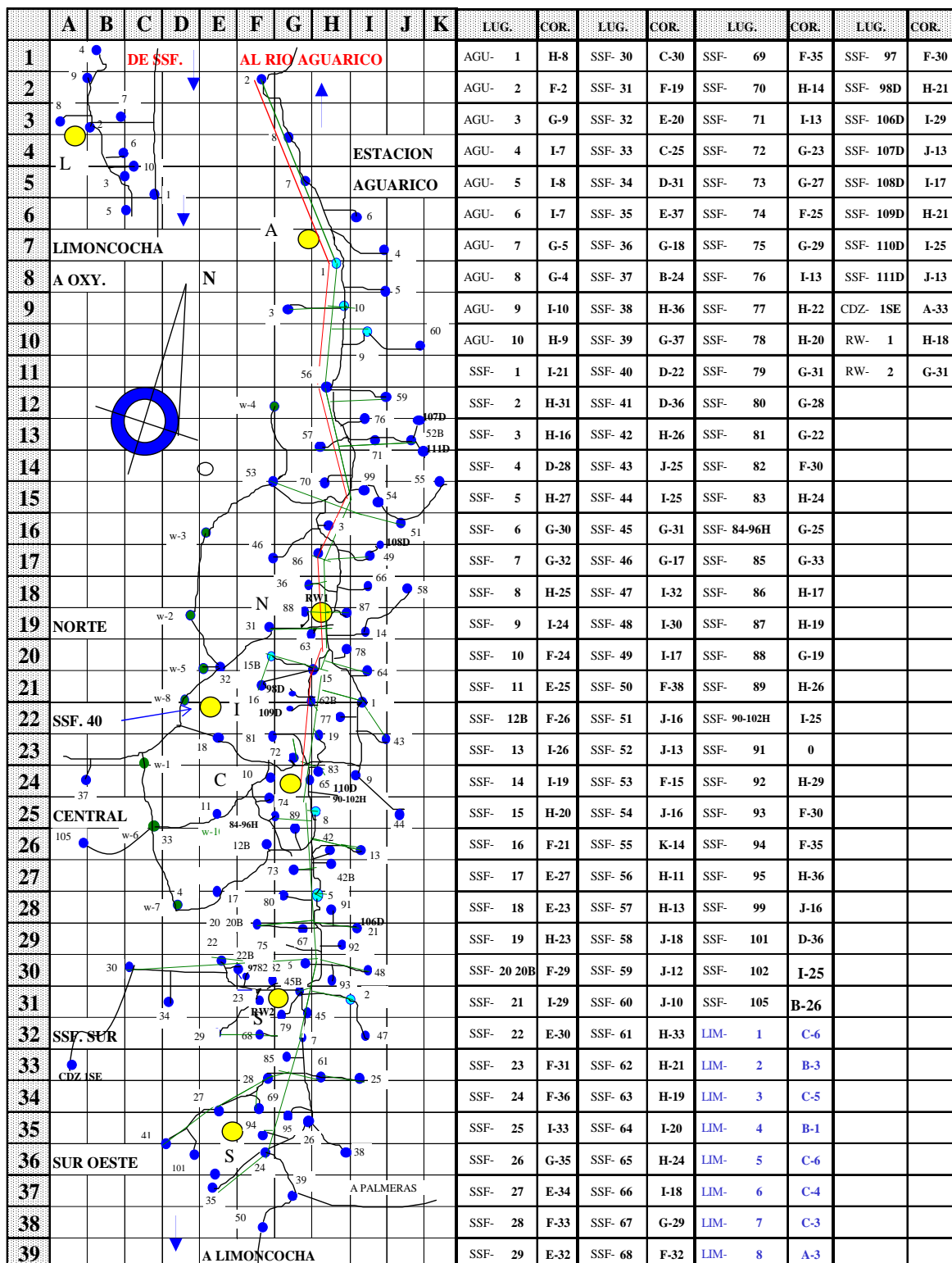
TABLA 1.2: DISTRIBUCIÓN DE POZOS POR TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Sistema	Número de Pozos	BFPD	BPPD
BES	61	101584	37391
BHJ	4	2254	977
GL	6	6546	4508
Total	71	110384	42876

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

En la figura 1.2 se presenta la ubicación de los pozos que conforman el campo Shushufindi.

FIG. 1.2: UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI



Fuente: Departamento de Cartografía. PETROPRODUCCION

1.1.2. RESERVAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Desde el descubrimiento del campo, con el desarrollo y los estudios de simulación matemática, el valor del volumen de petróleo in situ se ha incrementado continuamente, alcanzando el más alto en el año 1991 con el estudio realizado con SSI. En este, los yacimientos “U”, “T” y “G2” contienen un volumen total de 3.682.177.968,0 barriles de petróleo, con un Boi promedio de 1,196 y un factor de recobro de 52%.

En el estudio de simulación realizado por CMG en el año 1998, el valor de POES es 3.300.000.000.0 barriles, con un Boi promedio de 1,18 y un factor de recobro de 46 %. Al momento se encuentran vigentes los valores de POES y FR del estudio de simulación matemática del año 1991, que se los toma como oficiales.

TABLA 1.3: RESERVAS INICIALES, PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POR YACIMIENTO A DICIEMBRE DEL 2006

YACIMIENTO	API	POES	Boi	FR	RESERVAS ORIGINALES	PRODUCCIÓN ACUMULADA	RESERVAS REMANENTES
		BLS	BY/BN	%	(BN)	@ NOV-2006	@ NOV-2006
BT	28,9	40.000.000	1,20	15	5.000.000	3.594.555	1.405.445
U+G2	31,2	1.818.800.496	1,17	52	792.123.000	513.947.673	278.175.327
T	31,7	1.823.377.472	1,22	53	792.123.000	576.690.340	215.432.660
TOTAL	31,4	3.682.177.968	1,20	52	1.589.246.000	1.094.232.568	495.013.432

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

1.1.3. PARÁMETROS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS

Este campo produce de las arenas de la Formación Napo de edad cretácica que se encuentra a más de 9.000 pies bajo el nivel del mar. Los yacimientos productores son “G2”, “U” y “T”. En este estudio se considera a la “G2” como la parte superior de la arenisca “U”, y por la dificultad de separar la producción histórica de petróleo de este yacimiento, en adelante se lo considerará solamente

como "U". Además existe el yacimiento BASAL TENA, que aparece en ciertas áreas del campo; contiene 5 millones de barriles de petróleo de reservas totales. Los yacimientos "U" y "T" son similares tanto en origen como en constitución y están formados por areniscas de grano fino, son regionalmente continuos pero tienen barreras de permeabilidad tanto longitudinales como transversales, que dividen al campo en pequeños subcampos.

El espesor de arena fluctúa entre 10 y 90 pies; con un promedio de 44 pies. El área inicial saturada de hidrocarburos fue de 36.376 acres para "U" y 38.415 acres para "T"; la porosidad promedio de 17,0 % y la saturación de agua irreductible de 15% para los dos yacimientos.

Los parámetros de los fluidos son: saturación de petróleo inicial de 85,0%, grado API de 30, presiones iniciales de 4.000 psi, viscosidad del petróleo menos de 2,5 cp, salinidad superior a 20.000 ppm de ClNa, etc. La energía de los yacimientos proviene de: los acuíferos periféricos, los efectos de la expansión de los fluidos y la compresibilidad de la roca.

En los 35 años de vida del campo, los yacimientos "U" y "T" han producido por más de 20 años a una tasa de 100.000 barriles por día, esta ha ido aumentando paulatinamente hasta 150.000 barriles por día en años anteriores debido al incremento del corte de agua, en la actualidad la tasa de producción de fluidos se estableció de acuerdo al informe mensual de producción al 31 de marzo del 2007 en 110.384 barriles por día.

Desde el inicio de la explotación fue evidente la actividad de los acuíferos en los extremos norte y sur, en donde las presiones de 3.500 psi se han mantenido invariables en los dos yacimientos. En el centro, de donde se ha extraído la mayor cantidad de petróleo, los acuíferos han equilibrado la presión a través de los flancos occidental y oriental; siendo la intrusión de agua en este último a través de la falla.

Las presiones iniciales de los yacimientos "U" y "T" fueron de 3.867 y 4.050 PSI en su orden. Presiones que al principio permitieron la explotación por flujo natural; sin embargo, por efecto de la producción la presión disminuyó gradualmente hasta estabilizarse en valores superiores a 2.800 psi en "T" y 2.400 psi en "U", lo que ocurrió en 5 años, en el período del año 1972 hasta 1977. Desde el año 1978 en adelante la presión se ha mantenido prácticamente estable con un descenso de 30 psi por año.

Considerando el comportamiento de producción y de presión en el período 1972 - 1977, se realizaron estudios de simulación matemática en los años 1979, 1980 y 1982 en los que se recomiendan alternativas para controlar la caída de presión y mantener la tasa de petróleo. Como resultado de estos estudios se implementa diferentes métodos de levantamiento artificial, y para restaurar la presión de los yacimientos se crea el sistema de inyección de agua en forma periférica en el flanco oeste del campo.

La estructura de los yacimientos permitió una excelente acumulación de hidrocarburos dentro de las arenas; a esto contribuye la alta permeabilidad y porosidad. La saturación de petróleo en la mayor parte del campo alcanza valores de 85%, correspondiendo el 15% a agua irreductible. En las áreas cercanas al contacto agua petróleo la saturación de agua se incrementa hasta valores de 30 %. La zona de transición en los dos yacimientos es pequeña y fluctúa entre 5-15 pies.

El contacto agua petróleo en "U" y "T" se consideró inclinado hacia el sur en el estudio de SSI de 1991, sin embargo, el estudio de CMG muestra que no es un solo contacto sino que se trata de diferentes niveles o subestructuras que están parcialmente comunicadas en sentido norte sur.

En varios pozos de los flancos se encontró contacto agua petróleo (CAP) principalmente en el yacimiento "T". El yacimiento "U" inicialmente fue delimitado por el límite inferior de arena.

TABLA 1.4: CONTACTO AGUA PETRÓLEO

Yacimiento U		Yacimiento T	
	Pies		Pies
Sector Norte	8.401	Sector Norte	8.555
Sector Centro	8.452	Sector Centro Norte	8.570
Sector Sur	8.460	Sector Centro	8.664
Diferencia	59	Sector Sur	8.720
		Diferencia	165

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

1.1.4. DATOS PETROFÍSICOS

Desde el año 1991 se tomaron núcleos de corona en los pozos SF- 74, 77, 79, 86, 90 y 12B, los mismos que revelan importante información sobre la depositación y los niveles saturados de hidrocarburos de “U” y “T”. Las propiedades de la roca y de los fluidos, son más homogéneos en la arena “T” que en la “U”. Para “T” se ha estimado un valor promedio de permeabilidad (K) efectiva al petróleo de 500 md. y 300 md. para “U”.

El cuerpo principal de la arena “T”, se presenta relativamente continuo, con excepción de las zonas de los pozos SSFD-3 y SSFD-40; en cambio, la arena “U” presenta un perfil irregular con desarrollo pobre de arena en los sectores de los pozos (SSF-57, SSF-56, SSF-05, SSF-45B) y el sector occidental del yacimiento. Las variaciones de los valores de porosidad en la arena “U” son mayores que en “T”. El análisis del petróleo del pozo SSF-01 dan valores de viscosidad 2,8 y 1,08 cp para “U” y “T” respectivamente. Por lo que los indicadores de: transmiscibilidad del fluido (Kh) es mayor en la arena “T”, y la movilidad (Kh/u) permite condiciones de flujo más altas en la arena “T” que en la arena “U”.

La viscosidad del agua fluctúa entre 0,25 y 0,5 cp. por lo tanto la movilidad del agua es más alta que la del petróleo, esta condición de sensibilidad relacionada con la tasa de producción se refleja en una agresiva producción de agua. A continuación en la tabla 1.5 se muestra las movilidades de petróleo, agua y la relación entre ellas para cada yacimiento.

TABLA 1.5: MOVILIDADES DE AGUA Y PETRÓLEO

YACIMIENTO	K	Kro	Krw	Uo	Uw	Mov Oil Kro/Uo	Mov Ag Krw/Uw	Mag/Moil
	md	-	-	cp	cp			
U	300	0.5	0.3	2.80	0.3	0.1785	1.0	5.6
T	500	0.9	0.25	1.08	0.3	0.8333	0.8333	1.0

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

En la tabla 1.6 se encuentran tabulados los valores de diferentes parámetros, tanto de los yacimientos como del campo en general.

TABLA 1.6: DATOS PETROFÍSICOS DEL CAMPO SHUSHUFINDI

DESCRIPCIÓN	G2	U	T
Profundidad promedio en pies	9.250	9.300	9.600
Profundidad del Datum pies	8.100	8.210	8.515
Espesor promedio Ho en pies	15,9	42,6	44,2
Presión inicial, psi	3.860	3.867	4.050
Presión de saturación psi	1.264	1.264	1.058
Presión actual Dic-2006 psi	2.100	1.500	2.000
Gravedad API	19 – 30	29 – 30,5	30 – 32
RGP pcn/bn	400	290	330
Porosidad %	16,7	17,8	17,8
Saturación de agua inicial %	24,8	15	15
Área en acres	10.977	36.376	38.415
Boi by / bn	1,227	1,168	1,22
Factor de recobro %	30	53	53
Permeabilidad K md	150	40 – 1100	10 – 900
Viscosidad del petróleo cp	2,8	2,8	1,08
Viscosidad del agua cp	0,25 @ 0,5	0,25 @ 0,5	0,25 @ 0,5
Temperatura de formación °F	195	198	200
RW @ temperatura de formación	0,028	0,031	0,101
CAP Norte	-	8.401	8.555
Centro norte	-	-	8.470
Centro	-	8.452	-
Centro sur	-	-	8.664
Sur	-	8.460	8.720
Salinidad cloruro de sodio	107.000	99.000	23.000
Salinidad de ión cloro	65.000	60.000	14.000

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

1.2. FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

Las facilidades de producción respecto a tanques y separadores instalados para cada estación y del campo en general se especifican en las tablas 1.7, 1.8 y 1.9.

TABLA 1.7: FACILIDADES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

ESTACIÓN AGUARICO	<ul style="list-style-type: none"> - 2 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 10.000 bls/día - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 16.500 bls/día - 1 tanque de reposo de 12.192 bls/día
ESTACIÓN NORTE	<ul style="list-style-type: none"> - 4 múltiples de 5 pozos cada uno - 2 separadores de prueba de 15.000 bls/día (c/u) - 1 separador trifásico de producción de 30.406 bls/día - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 35.840 bls/día - 1 tanque de reposo de 10.500 bls/día
ESTACIÓN CENTRAL	<ul style="list-style-type: none"> - 6 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 20.000 bls/día - 1 separador trifásico de producción de 31.772 bls - 3 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 28.770 bls/día - 1 tanque de reposo de 72.504 bls/día
ESTACIÓN SUR	<ul style="list-style-type: none"> - 6 múltiples de 5 pozos cada uno - 2 separadores de prueba de 15.000 bls/día (c/u) - 1 separador trifásico de producción de 30.000 bls - 2 separadores de producción de 35.000 bls/día (c/u) - 1 tanque de lavado de 28.500 bls/día - 1 tanque de reposo de 22.300 bls/día
ESTACIÓN SUR-OESTE	<ul style="list-style-type: none"> - 4 múltiples de 5 pozos cada uno - 1 separador de prueba de 20.000 bls/día - 1 separador de producción de 20.000 bls - 1 separador de producción de 35.000 bls/día - 1 tanque de lavado de 8.256 bls/día - 1 tanque de reposo de 10.152 bls/día

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

TABLA 1.8: CAPACIDAD DE SEPARADORES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

	CANTIDAD	FUNCIÓN	CAPACIDAD
AGUARICO	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPERADOR DE PRODUCCIÓN	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN	25.000 BLS
NORTE	1	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN # 2	25.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	30.136 BLS
CENTRAL	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 1	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 3	35.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	31.772 BLS
SUR	1	SEPARADOR DE PRUEBA	10.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRUEBA	15.000 BLS
	2	SEPARADORES DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR FWKO	31.772 BLS
SUR OESTE	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 1	20.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN # 2	35.000 BLS
	1	SEPARADOR DE PRUEBA	20.000 BLS

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

TABLA 1.9: TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL CAMPO SHUSHUFINDI

DESCRIPCIÓN	CENTRAL			SUR	SUR OESTE			NORTE		AGUARICO	
	LAV.	REP.	OLEOD.	LAV.	LAV.	REP.	LAV.	REP.	LAV.	REP.	
CAPACIDAD (BLS)	28.770	72.504	100.000	28.500	8.256	10.15	35.840	10.500	16.500	12.192	
DIÁMETRO (PIES)	70	120	134	75	43	55	80	50	70	60	
VOLUMEN X PIES (BLS)	685	2.014	2.495	791,6	258	423	896	350	687,5	508	
ALTURA (PIES)	42	36	39,4	36	32	24	40	30	24	24	
NIVEL OPER. MÁXIMO	0	32	32,2	0	0	20	0	26	0	20	
NIVEL OPER. NORMAL	DESC. SUP.	16,1	0	DESC. SUP.	DESC. SUP.	15,9	DESC. SUP.	12,5	DESC. SUP.	12,4	
NIVEL OPER. MÍNIMO	0	0	12,3	0	0	0	0	0	0	0	
DESCARGA SUPERIOR	37,7	13,1	0	32,7	28,2	12,9	36,3	9,5	20,0	9,4	
DESCARGA INFERIOR	9,1	1,2	1,1	15,1	16,0	1,6	18,6	1,4	9,4	1,0	
NIVEL COLCHON DE AGUA	8,0	0	0	10,5	8,4	0	8,0	0	8,0	0	

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

El sistema de reinyección desempeña un papel importante en el desarrollo de las operaciones de producción permitiendo controlar el volumen total de agua de formación que en estas se produce. Se denomina sistema de reinyección de agua a todas las operaciones y equipos requeridos para el tratamiento y bombeo del agua de formación hacia los pozos reinyectores. El sistema comprende de una serie de instalaciones que tienen por objeto mejorar la calidad del agua y prolongar la vida útil de tuberías, accesorios, tanques y bombas; en la tabla 1.10

se muestran los equipos destinados a reinyección de agua en las diferentes estaciones del campo Shushufindi.

TABLA 1.10: ESTACIONES DE REINYECCIÓN DE AGUA

ESTACION	MOTOR	BOMBAS
AGUARICO	2 MOTORES DE 300 HP	1 CENTRILIFT GC-3500
		1 CENTRILIFT GC-6100
NORTE	2 MOTORES CAT. 3508	2 CENTRILIFT GC-8200
		1 WEATEFORD TJ-12000
CENTRAL	2 MOTORES CAT. 3508	3 WEATEFORD TJ-12000
	2 MOTORES DE 500 HP	1 CENTRILIFT GC-8200
SUR	3 MOTORES DE 500 HP	2 WEATEFORD TJ-12000
		1 REDA TJ-10000
		2 ALDRICH
SUROESTE	3 MOTORES CAT. 3508	2 CENTRILIFT GC-8200

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

1.2.1. DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA

El total de energía generada por PETROPRODUCCIÓN y ECUAPET es de 16.1 MW, energía que se encuentra conectada al sistema interconectado del Distrito Amazónico, la tabla 1.11 nos muestra lo que genera cada unidad:

TABLA 1.11: DISPONIBILIDAD ENERGÉTICA EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

TURBINAS PETROPRODUCCION						
EQUIPO	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO	GENERACION	CANTIDAD	TOTAL GENERADO	
TYPHOON	DIESEL/GAS(DUAL)	8000/1200000 GPD	3000 KW	1	3000	
TB	DIESEL/GAS	7000/1200000 GPD	2600 KW	2	5200	
TA	DIESEL/GAS	3500/600000 GPD	800 KW	3	2400	
				TOTAL	10600	
ECUAPET						
EQUIPO	TIPO DE COMBUSTIBLE	CONSUMO	GENERACION	N° GENERADORES TRABAJANDO	STAND BY	TOTAL GENERADO
NORTE	DIESEL	6500 GPD	1100 KW	3	1	3300
SUR	DIESEL	6500 GPD	1100 KW	2	1	2200
				TOTAL		5500

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

CAPITULO 2

ANÁLISIS DE LAS OPERACIONES DE REACONDICIONAMIENTO REALIZADAS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

2.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El objetivo de una empresa petrolera es producir la mayor cantidad de petróleo en el menor tiempo posible, cuidando los parámetros que le permitan generar seguridad y confianza de recuperar la inversión, además obtener rentabilidad por el mayor tiempo posible. Los objetivos y políticas de la empresa, como se trata de una empresa estatal, deben y tienen que estar acordes con la política del estado, que fundamenta su economía en el petróleo.

El descubrimiento y desarrollo del campo Shushufindi Aguarico se inicia en el año 1969 con la perforación del pozo SSF-1, luego se perforan los pozos de avanzada SSF-2 y SSF-3, entrando a una etapa de desarrollo con una perforación agresiva de más de 20 pozos hasta el año 1972. En agosto de este año se inicia la producción de petróleo con 10 pozos y una tasa de 10.000 BPPD que hasta diciembre se incrementa a 70.000 BPPD con 20 pozos productores.

Continuó el desarrollo del campo, y en marzo de 1973, la tasa de producción diaria subió a 100.000 BPPD con más o menos 30 pozos productores. El promedio por pozo es de 3.000 BPPD. Sin embargo existían pozos que producían hasta 8.000 BPPD. El campo sigue en desarrollo en los años 1974 y 1975, incrementándose los pozos productores a 50. Este número se mantiene hasta 1987, por el lapso de 12 años.

Desde 1974 hasta 1987, la producción diaria de petróleo se incrementa progresivamente hasta 120.000 BPPD. El promedio por pozo es 2.000 BPPD, con pozos que producían más de 4.000 BPPD. Algunos pozos perforados hasta 1987 resultaron secos como el SSF-37, 40, 47, 58 y 60; otros tienen espesores

saturados de petróleo muy pequeños como el AGU-4, AG-6, SSF-32, 33, 34, 38, 50, y 55. Naturalmente se obtiene valiosa información que sirve para conocer y delimitar el campo. El estudio de Simulación Matemática del año 1991, recomendó la perforación de 28 pozos de relleno, en un periodo de 5 años, se perforaron 16 pozos en las ubicaciones recomendadas y 7 en otras localizaciones, sumando 23 en total. El objetivo fue tener una producción sobre los 100.000 BPPD durante los 12 años, es decir hasta el año 2003 y luego iría declinando paulatinamente.

Los 23 pozos perforados dieron resultados positivos con excelentes tasas de producción inicial, sin embargo la producción del campo se mantiene en los niveles esperados tan solo 3 años, hasta 1994, en la que registra una tasa de 98.553 BPPD. A partir de 1995 el campo experimenta una caída continua de producción de petróleo y un incremento acelerado en la producción de agua, en estos años la declinación anual de producción de petróleo alcanza valores de hasta el 6 %. En 1996 la producción es de 87.105 BPPD y 47.000 barriles de agua por día (BAPD), situación que preocupa a la empresa y da origen a la realización de varios estudios.

En 1998 la producción es de 75.172 BPPD y 51.820 BAPD, en este año se perfora el pozo SSF-99 en la zona norte del campo, cerca al pozo SSF-70 que tiene una excelente producción. Los resultados son malos, se encuentra el yacimiento "T" prácticamente saturado de agua y se consigue producción de petróleo solo de "U". Con estos resultados se restringe un poco el potencial hidrocarburífero de la zona norte. Hasta este año, 50 pozos se habían inundado en el yacimiento "T" y 43 en el yacimiento "U".

En 1999 la producción es de 73.817 BPPD y 60.615 BAPD, en este año se perfora el pozo SSF-101 en la zona sur del campo, cerca de los pozos SSF-24 y 69, se consideraba que era un área poco drenada y por lo tanto tenía gran potencial. Los resultados son regulares, el yacimiento "T" tiene un poco de petróleo y "U" un tanto menos, en ambos yacimientos en los años 2000 y 2001 de producción de este pozo el agua se ha hecho presente en forma muy agresiva.

Esta vez, con el SSF-101 se detecta el límite actual de los yacimientos en la parte sur del campo.

Para cumplir con las tasas de producción proyectadas en los documentos oficiales; desde el cuarto trimestre de 1998 en adelante se instalan 13 bombas eléctricas de alto caudal, por parte de PETROPRODUCCION, se incrementa la producción de fluidos de 31.000 a 53.000 BFPD solo en estos pozos y se logro un incremento de producción de petróleo de 8.000 BPPD en estos, únicamente por tres meses y el incremento de producción en el campo solo fue por un mes.

En marzo de 1999, la DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS, autoriza a PETROPRODUCCION, que suspenda la inyección de agua a los yacimientos "U" y "T" del campo. En el 2000 se cierra por pesca no exitosa el pozo SSF-12 y en su reemplazo se perfora el pozo SSF-12B en la zona central del campo, cerca de los pozos SSF-84, 89 y 73. La perforación es un éxito en muchos sentidos:

- Se descubrió y confirmo que en el campo existen zonas de acumulación de petróleo.
- El área del SSF-12B se encuentra llena de petróleo en los dos yacimientos.
- Es posible perforar un pozo horizontal en esta zona.
- Si se logra controlar el agua, se podría estabilizar la producción de petróleo.

En este año se implementa el convenio con YPF y se instalan bombas eléctricas de alta capacidad en 10 pozos. El propósito es incrementar la producción en 14.000 BPPD durante dos años. Con estos equipos se incrementó la tasa de petróleo en los pozos del convenio en 6.000 BPPD. No se logro el incremento de la tasa de petróleo del campo y el promedio para el año 2000 es de 72.948 BPPD, 869 BPPD menos que en el año 1999. En el año 2000, la producción de agua subió desde 63.500 BAPD en enero, hasta 78.000 BAPD en noviembre; en diciembre la producción de petróleo cayo a 65.476 BPPD y la producción de agua se estabilizo en 69.554 BAPD. El BSW subió de 46 % en enero a 52 % en diciembre.

El corte de agua desde entonces fue aumentando considerablemente y en enero del 2006 ya se tenía una producción de agua de 79.310 BAPD, y un BSW del 60%, la producción de petróleo disminuyó a 52.481 BPPD, para diciembre del mismo año se tenía una producción de agua de 78.074 BAPD con un BSW del 63% y la producción de petróleo cayó nuevamente a 46.498 BPPD; en marzo del 2007 se tiene registro que la producción de petróleo sigue cayendo hasta llegar a la cifra de 42.876 BPPD, teniendo como producción de agua 67.508 BAPD.

El agua es el principal problema del campo, tanto en los yacimientos como en la superficie, los pozos se inundan rápidamente y en consecuencia disminuye la producción efectiva de petróleo. Al momento el bombeo eléctrico sumergible es el más usado, permite producir mayor cantidad de petróleo pero adversamente mantiene cortes de agua muy altos.

2.1.1. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO U + G2

Los yacimientos "U" y "G2" se los analizara en forma conjunta como uno solo, tomando en consideración que "G2"; es un yacimiento pequeño y discontinuo que aparece en pocos pozos y se lo puede considerar como la parte superior del yacimiento principal "U".

Además en los pozos que han producido de estos yacimientos en conjunto por más de 20 años, no se han tomado pruebas de producción por separado que permitan determinar el caudal de aporte de cada uno. En este yacimiento se observa claramente tres etapas.

- Desarrollo desde 1972 hasta 1978.
- Madurez o estabilización, desde 1979 hasta 1987.
- Decaimiento o agotamiento o inundación, desde 1988 hasta la actualidad.

2.1.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO T

De igual manera que el yacimiento "U", desde 1972 hasta 1978 se puede definir como la etapa de desarrollo de este yacimiento, luego en el periodo de 1979 a

1986 se observa una estabilización. En el periodo de 1987 a 1990 se produce una caída de 20.000 BPPD manteniéndose en 38 el número de pozos productores. Desde 1991 hasta 1993 la producción sube de 50.000 BPPD a 65.000 BPPD y los pozos también se incrementan de 38 a 50.

Desde 1994 hasta 1998 se produce otra caída de producción de 20.000 BPPD, manteniéndose constante en 50 el número de pozos activos; en 1999 se estabiliza la producción de petróleo y el número de pozos, pero se incrementa fuertemente la producción de agua. En el 2000 se produce una fuerte alteración tanto en el yacimiento como en superficie, los pozos activos disminuyen a 39, la producción de petróleo se incrementa y luego cae en picada, la producción de agua sigue creciendo hasta la actualidad, en el 2007 se cuenta con 56 pozos activos.

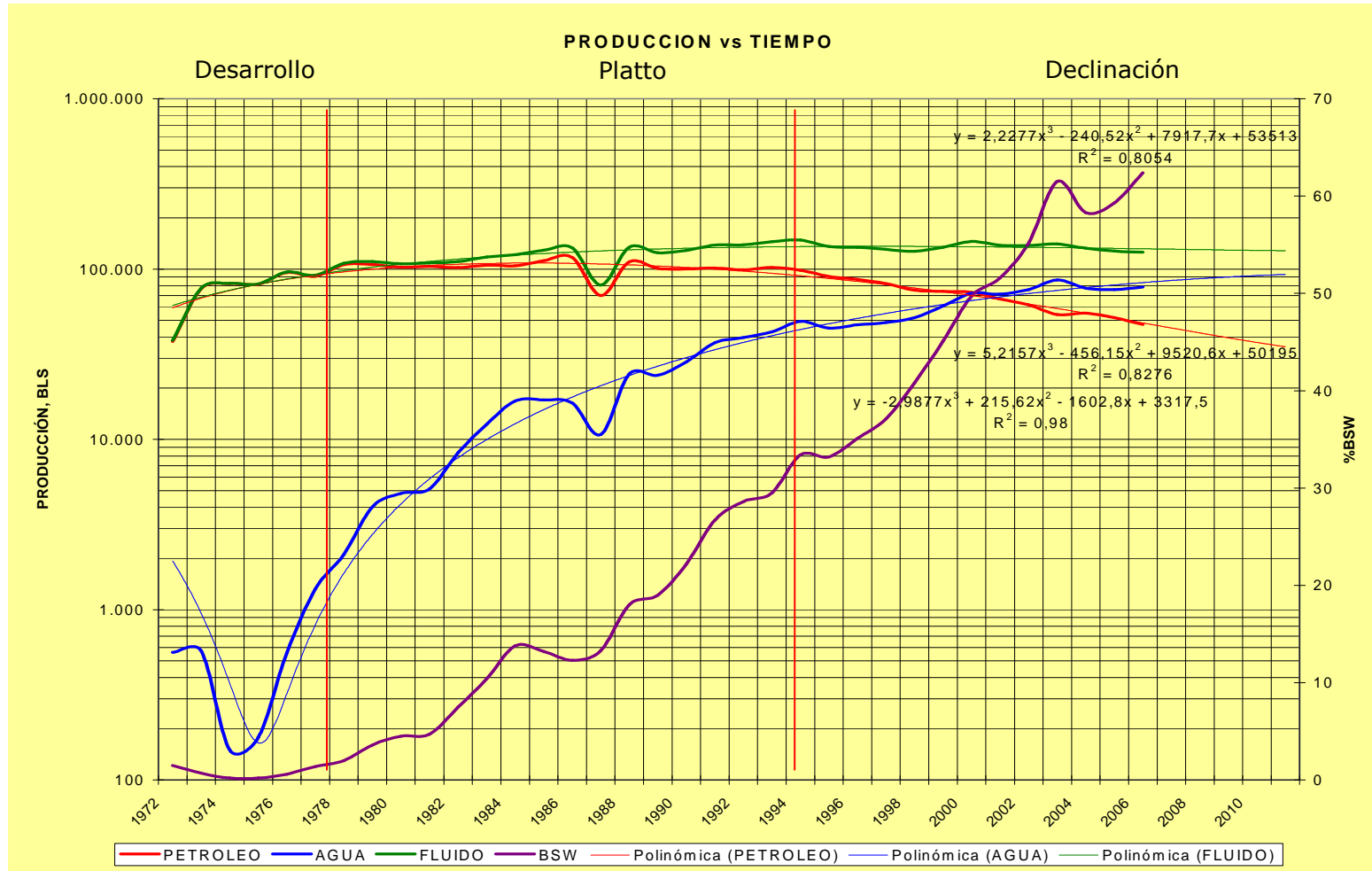
Este yacimiento responde a estímulos como: nuevos pozos productores y cambios de los sistemas de levantamiento. Puede aportar fluidos de acuerdo a la capacidad de los equipos de superficie. Pero desde el 2000 la producción de petróleo se ve limitada por la producción de agua. En este yacimiento también se observa las tres etapas.

- Desarrollo desde 1972 hasta 1978
- Madurez o estabilización, desde 1979 hasta 1993, y
- Decaimiento o agotamiento, desde 1994 hasta la actualidad.

2.1.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL YACIMIENTO BT

Basal Tena es un yacimiento pequeño que se encuentra a unos 8.000 pies de profundidad, es discontinuo y aparece en pocos pozos del campo. El espesor promedio es de 6 pies y se ha calculado que tiene unos 40 millones de barriles de petróleo in situ, de los cuales se consideran 5 millones de barriles de reservas. A continuación se presenta el histórico de producción del campo Shushufindi.

FIG. 2.1: HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI Y PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN



Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.2. RESULTADO DE PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Una prueba de restauración de presión puede dar indicación de la presencia de daño cuando restaura rápidamente la presión durante el período de cierre, y hay gran diferencia entre la presión de flujo inicial y la final en poco tiempo. Esto indica que hay transmiscibilidad de la presión, pero muy poca al flujo, lo cual puede ser debido a una obstrucción de la permeabilidad.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia de daño, el pozo no es candidato a una estimulación matricial, sino a fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de restauración de presión (Build-up), o de declinación (Fall-off). Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se puede tener para saber con certeza si existe o no daño, el valor del daño y permeabilidad.

El daño a la formación cuando existe, se define matemáticamente como una zona infinitesimalmente delgada, que causa una caída de presión a través de la cara de la formación.

Los pseudo daños incluyen situaciones tales como: penetración parcial del pozo en la arena productora, turbulencia, fracturas tapadas, pozos desviados, pozos mal colocados en un área de drenaje, zona compactada alrededor de las perforaciones, cañoneo insuficiente, etc.

El factor de daño que se obtiene de una prueba de transición de presión es una sumatoria de todos los factores presentes como daño verdadero y pseudo-daños, por la cual éstos deben determinarse muy bien, ya que sólo el daño verdadero puede eliminarse mediante estimulación. Una vez obtenido este valor, hay que calcular las contribuciones de los pseudo-daños al mismo, para determinar si queda algún daño mecánico removible por tratamiento químico.

Las contribuciones de los pseudo-daños se dan en los casos en que el pozo haya sido cañoneado con poca densidad de perforaciones, cuando hay separación de gas dentro del yacimiento, si no se ha cañoneado todo el intervalo productor, y cuando el pozo no penetra completamente la zona productora. En ocasiones, todo el valor del factor de daño S_t se debe a estas contribuciones y no hay daño que pueda ser eliminado por medio químico.

Es algo frecuente que un pozo presente un bajo índice de productividad, producto de una alta diferencial de presión en la cara del yacimiento. Una de las causas de esta caída de presión puede ser el daño a la formación, pero antes de afirmar esto, debe descartarse pseudos-daños.

A continuación en la tabla 2.1 se presentan los resultados de las últimas pruebas de restauración de presión realizadas en los pozos del campo Shushufindi, donde se presentaran los valores del índice de productividad y daño de cada uno de los pozos productores del campo; relacionando la presencia de daño con un valor anormal en el índice de producción, se corrobora la necesidad de realizar trabajos de reacondicionamiento en los pozos que se observen anomalías.

TABLA 2.1: RESULTADOS DE B'UP

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IP _A	IP _I	DANO		Incremento(S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	St	Svf	b/d	b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies
SSF-02	18-Mar-04	U	2765	2397	1010	900	60	2.74	6.27	15	15	6339	1008	68	323	685	29	8907 8934	8930 8964	23 30	53
SSF-6B	21-Sep-01	T	1939	1667	1100	122	175.5	4.85	13.66	11.6	10.2	851	1320	76	317	1003	32	9240 9268	9260 9280	20 12	32
SSF-09	5-Jun-00	U	1401	1157	1053	115	165.5	2.5	8.6	17.9	17.9	414	610	28	439	171	29	8912 8936 8968 8992	8926 8960 8980 9012	14 24 12 20	70
SSF-11	6-Oct-03	T	1943	1033	1053	80	127	0.58	0.68	1.8		74	528	3	512	16	30	9340 9372 9382	9346 9378 9391	6 6 9	21
SSF-12B	31-Dec-00	Ti	2302	2227	1100	464	51.5	10.5	11.6		3.2	541	792	9	721	71	30	9364 9384	9378 9400	14 16	30
SSF-14	11-Nov-00	T	1970	1685								0			0	0		9228 9246 9262	9232 9254 9274	4 8 12	24
SSF-17	8-Dec-03	T	2233	1751	1053	845	397	2.24	2.27	>20		889	1080	32	734	346	22	9400	9420	20	20
SSF-20B	29-Jun-02	U	2486	1817	1010	69	261	1.077	1.843	5.35		281	720	14	619	101	29	9080	9094	14	14
SSF-23	24-Feb-03	Ts+I	2440	1925	1053	394	135	2.33	5.5	13	13	315	1200	74	312	888	28	9304 9350	9338 9370	34 20	54
SSF-26	11-Apr-95	Ts+Ti	1899	1164	1035	117	373	1.21	2.76	9.21	8.5	451	889	23	685	204	31	9320 9354	9334 9370	14 16	30
SSF-27	16-Apr-95	U	3322	1722		81	74	0.48	0.5	0.38		36	768	25	576	192	15	9242	9257	15	15
SSF-28	21-Jul-01	U+T	3321	2285	1100	70.12	413	1.32	2.31	5.56		545	1368	60	547	821	31	9080 9340 9308	9108 9360 9322	28 20 14	20
SSF-36	20-Feb-04	U	1316	1213	1010	505	169	6.71	7	19.6		1134	696	4	668	28	28	9066	9094	28	28

Continuación TABLA 2.1

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IP _A	IP _I	DAÑO		Incremento(S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	St	Svf	b/d	b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies
SSF-42B	23-Oct-00	TS	2226	1966		709	158	4.89	13.1	13.1	12	773	1272	53	598		31	9273	9288	15	15
SSF-43	16-May-88	U	2106			917	7.68	21.06	22.16	43.3		162	1632	0.7	1621	11		9000 9026 9061	9015 9051 9100	15 25 39	79
SSF-45B	3-Jun-99	TS	2325	2011	1053	202		4.76	5.23	2.5		0	1272	60	509	763	31	9219 9233 9253 9283	9227 9249 9274 9294	8 16 21 11	56
SSF-49	27-Mar-04	U	1402	1182	970	43.53	78.33	1.42	1.04	0.36		111	312	51	153	159	26	9024 9050	9030 9060	6 10	16
SSF-51	2-Dec-00	BT	1666	1398	1010	346	5.33	2.36	2.41	0.06		13	632	46	341	291	26	9402	9410	8	8
SSF-52B	22-Oct-04	BT	1531	1208	900	662	23.37	2.45		3.18	2.97	57	792	0.8	786	6	23.5	8416	8424	8	8
SSF-53	20-Oct-98	U	1588	1220	1010	745		1.95	3.39		6	0	720	8	662	58	29	9156 9166 9186	9160 9172 9207	4 6 21	31
SSF-56	26-Jun-98	T	4785	4159	1053	32		1.84	1.76		0.6	0	1152	65	403	749	28	9362 9378 9388 9410	9368 9384 9396 9420	6 6 8 10	30
SSF-59	30-Jul-02	U	2987	1136	1010	50	450	0.35	0.46	1.38		158	648	4	622	26	22.4	9090 9097 9122	9094 9113 9130	4 16 8	28
SSF-61	7-Nov-01	T	2351	1592	1053	470	748	1.28	88	20	18.5	957	972	30	680	292	31	9315	9332	17	17
SSF-62 B	25-Aug-04	U	1422	1350	1003	384	24	14.57	14.87	4.71	3.57	350	1056	2	1035	21	24.4	9073	9125	52	52
SSF-63	9-Aug-04	U	1496	1233	987	370	124	2.28	2.42	8.3	2.31	0	600	0.6	596	4	24.9	9014 9023 9035 9048 9090	9016 9028 9038 9080 9110	2 5 3 32 20	60
SSF-64	16-Jun-01	U	939	665								0			0	0		9086 9132	9098 9154	12 22	34

Continuación TABLA 2.1

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IP _A	IP _I	DAÑO		Incremento(S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	St	Svf	b/d	b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies
SSF-65	15-May-96	U	3341	1319								0	887	16	745	142	26	9014 9038	9028 9056	14 18	32
SSF-66	9-Apr-00	U	1389	545		82.4	427	0.55	1.13	6.81		235	464	0.5	462	2	28	9016 9049	9039 9059	23 10	33
SSF-67	16-Dec-02	T	2090	1960	1053	610	57	14.9	16	6.8		849	1944	70	583	1361	26	9240 9251 9286	9247 9278 9310	7 27 24	58
SFS-68	9-Sep-95	TS	3385	2708		275	154	2.48	4.22	21.5	20	382	1680	5	1596	84	32	9330	9344	14	14
SSF-69	31-Oct-02	U	2888	1608	1050	37.2	422	0.75	1.13	5		317	960	24	730	230	29	9141	9172	31	31
SSF-70	16-Jun-01	U+T	2175	1268	1050	19.23		3.63	3.74	2.65		1368	3291	30	2304	987	30	9143 9294 9330	9173 9314 9370	30 20 40	90
SSF-71	28-Sep-00	U+T	2860	2426	1100	202	335	3.15	13.9	25	24	1055	1368	33	917	451	31	9135 9156 9356	9150 9180 9393	15 24 37	76
SSF-72	5-Mar-99	T	2483	1248	1053	43		0.68	1.08	0.06		0	840	87	109	731	31	9286 9299	9297 9304	11 5	16
SSF-73	5-Aug-99	U	1657	1301	1010	109		3.17	3.63	6		0	1128	6	1060	68	28	9006 9020 9056	9018 9040 9076	12 20 20	52
SSF-74	6-Apr-02	T	2168	1715	1053	410	287	3.07	8.43	16.5	16	881	1392	76	334	1058	31	9282 9310	9302 9320	20 10	30
SSF-75	14-Feb-01	T	2196	2042	1053	334	75	5.9		7.5		0	912	50	456	456	29	9244 9266 9300	9254 9290 9308	10 24 8	42
SSF-76	7-Apr-01	T	2751	2366	1053	159	232	3.8	10.5	24	24	882	1464	86	205	1259	31	9342	9372	30	30
SSF-77	7-May-03	U+T	1939	1412	1053	22	332	1.82	4.92	9.8	9.8	604	960	41	566	394	28	8999 9020 9041 9241	9014 9034 9066 9266	15 14 25 25	79
SSF-78	24-Jan-04	U	1421	1157	1010	261	135	3.09	6.32	12		417	816	8	751	65	27	9038 9055 9075	9044 9070 9105	6 15 30	51

Continuación TABLA 2.1

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS			
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IP _A	IP _I	DANO		Incremento(S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO
			psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi	St	Svf	b/d	b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies
SSF-79	2-Mar-03	T	2198	1958	1053	1202	145	6.2	16	15.5	14.2	899	1488	78	327	1161	29	9336	9370	34	34
SSF-80	15-May-02	Ts+i	2144	1964	1053	650	146	0.49		> 20		72	1488	94	89	1399	30	9252 9278	9268 9320	16 42	58
SSF-86	2-Jan-05	U	1406	1330	1010							0	720	0.3	718	2	30	9058 9070 9100 9070 9120	9064 9080 9120 9080 9126	6 10 20 10 6	46
SSF-87	1-Jun-00	T	2171	1575	1100					3.53		0			0	0				0	0
SSF-89	18-Sep-02	U	2153	1214	1010	47.9	431	0.92	3.7	9.9	8.9	397	864	15	734	130	29	9080	9100	20	20
SSF-90	26-Dec-96	Us+i	1885	1362	1010		269	1.56	3.21	8.47	8.1	420	816	40	490	326	29	9114 9132 9151	9120 9140 9182	6 8 31	45
SSF-92	24-Jan-00	U+Ts+i	2283	1477	1053	671	691	1.4		20		0	1128	15	959	169	32	8916 8931 9180 9198	8920 8952 9191 9210	4 21 11 12	48
SSF-94	28-Jun-01	Us+i	3099	2545	1010	79	407	2.77	4.5	12	12	1127	1536	77	353	1183	26	9114 9132 9151	9120 9140 9182	6 8 31	45
SSF-95	23-Apr-96	Ts	2556	1849	1053		218	1.97	2.78	11.2	4.97	429	1392	5	1322	70	30	9320 9333	9328 9343	8 10	18
SSF-96H	5-Jun-03	Ui	2502	1459	1300	250	173	1.15	4.12	21.5	21.5	199	1200	20	960	240	20.3	10094	10126	32	32
SSF-99	15-Apr-00	U+T	1175	1061	1010	198		3.1		3		0	353	0.3	352	1	29	9092 9110 9292 9314	9102 9118 9304 9330	10 8 12 16	46
SSF-101	24-Jan-04	Ui	3157	1997	1053	810		0.662		9.94			768	28	553	215	17	9246	9254	8	8
SSF-102 H	2-Jun-03	Us+Ui	1581	1320	1010	319	57	3.22	4.12	4.16		184	840	12	739	101	26.5	8932 8962	8945 8985	13 23	23
AGU-01	12-May-01	U	3136	2013	1010	103	690	0.8		6.2		552	898	54	413	485	23	9276 9290	9286 9298	10 8	18
AGU-03	27-May-98	U	3399	2315	1010		163	1.24	2.88	14.2	13.9	202	1344	44	753	591	26	9198	9220	22	22

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO SHUSHUFINDI

2.3.1. CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS

En la tabla 2.2 se presentan valores promedios de algunas características del crudo del campo Shushufindi como son: °API, GOR, Salinidades promedias por arena y la tendencia que presenta el crudo.

TABLA 2.2: CARACTERÍSTICAS PROMEDIAS DEL CRUDO SHUSHUFINDI

ARENA	°API	GOR (SCF/BBL)	ppm Cl-	TENDENCIA
BT	18.4	300	44750	INCRUSTANTE
G2	27.6	331	81116	CORROSIVA
T	29.6	449	14557	CORROSIVA
Ti	31.0	470	14150	INCRUSTANTE
Ts	30.4	436	15742	CORROSIVA
U	27.0	415	55017	CORROSIVA
Ui	28.0	198	54300	CORROSIVA
Us	22.5	410	55700	CORROSIVA

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.3.2. CARACTERÍSTICAS DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LAS ARENAS PRODUCTORAS

El agua que se encuentra en la formación se halla a iguales condiciones de presión y temperatura de la misma, siendo un disolvente universal con el tiempo en esas condiciones disuelve las sales y mantiene los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico.

Al iniciar la explotación con la perforación de pozos, el agua de formación junto al petróleo empieza a producirse cambiando sus condiciones de presión y temperatura. Al ser la presión y la temperatura cada vez menores, esta agua de formación que se hallaba a condiciones de yacimiento se convierte en sobresaturada con relación a las condiciones de presión y temperatura a lo largo de la tubería de producción y superficie.

Por esta razón los iones en solución forman las diferentes sales las mismas que se precipitan en forma de incrustaciones adherentes en las líneas de conducción y demás equipos de producción.

Estas incrustaciones pueden ser diferentes, dependiendo de la composición físico-química del agua que se maneje; por tanto los primeros problemas de sólidos son las incrustaciones a lo largo del tubing hasta la cabeza del pozo productor o inyector.

Otra causa que incrementa el flujo de sólidos en el sistema es la presencia de arenas y arcillas que provienen de las arenas productoras, estos sólidos se van depositando a lo largo del sistema, especialmente en los elementos que manejan flujos a baja velocidad y permiten su sedimentación como son: separadores, tanques, piscinas y demás equipos utilizados en el tratamiento del crudo.

Un tercer factor que incrementa el contenido de sólidos suspendidos en los sistemas de producción y reinyección de agua son los provenientes de procesos corrosión que se dan en el sistema. Estos sólidos pueden ser originados por compuestos de hierro como óxidos y carbonatos provocados por una corrosión electroquímica debido a la elevada salinidad del agua de formación o por compuestos de hierro como el sulfuro de hierro de origen biogénico, causado por una corrosión de origen microbiana debido a la acción de bacterias sulfato reductoras. Todos estos factores contribuyen en mayor o menor grado a causar problemas en el sistema.

2.4. HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO SIN TORRE

El historial de un pozo proporciona información general de los trabajos sin torre que se han realizado en los pozos del campo desde el 2005 hasta la actualidad; conociendo los problemas que se han presentado en el pasado y el tratamiento utilizado para darles solución, será posible tener una idea aproximada sobre el tratamiento que sería necesario aplicar para dar solución a los problemas actuales en los pozos productores del campo Shushufindi.

En la tabla 2.3 se especifican los trabajos de reacondicionamiento realizados sin torre desde el 2005 hasta la marzo del 2007, las condiciones de los pozos antes y después de haber sido intervenidos, el incremento en producción obtenido y el costo de cada reacondicionamiento; se señalaron los reacondicionamientos en los cuales se realizo una estimulación a la formación utilizando tubería flexible.

A continuación se analiza de forma gráfica la información concerniente a los reacondicionamientos sin torre contenidos en la tabla 2.3, se determina el porcentaje de reacondicionamientos sin torre de acuerdo al tipo de trabajo realizado, el porcentaje de costos incurridos en los mismos y finalmente se establece el porcentaje de incremento en producción por reacondicionamientos sin torre de acuerdo al tipo de trabajo pudiendo ser este incremento positivo o negativo, en caso de que sea negativo tendríamos como resultado una reducción de producción debido a la ejecución del trabajo de reacondicionamiento siendo considerado un resultado adverso, no así obteniéndose un resultado positivo que seria considerado exitoso dependiendo esto del incremento proyectado con la realización del reacondicionamiento.

TABLA 2.3: REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE 2005-2007

EQUIPO COMPANIA	POZO	TIPO DE TRABAJO	FECHA		ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO						DESPUÉS DEL REACONDICIONAMIENTO						INCREMENTO		DURACIÓN		COSTO
			Inicial	Final	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	BPPD	HH-MM			
CBSPRIDE1	SSF 35	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	1/6/2005	1/6/2005	UT	12/22/2004	777	60	CP	S	UT	1/22/2005	782	60	CP	S	5	6	59	4,007.04	
CBBJ	SSF 51	ESTIM. FORMACION CON SLVTS	3/3/2005	3/3/2005	BT	3/2/2005	264	47.7	PP	HJ	BT	3/6/2005	269	38.4	PP	HJ	5	12	30	11,186.37	
CTUBJ1	SSF 38	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	3/19/2005	3/20/2005	TY				CP		TY				PR				19	57,047.34	
CBSPRIDE1	SSF 101	BOMBEAR AGUA EN POZO	3/23/2005	3/23/2005	UI	3/22/2005	164	32	CP	S	UI	4/20/2005	210	66	PP	S	46	1		1,823.72	
CBBJ	SSF 101	CHEQ.COMUNIC.TBG/CSG CON PRES.	3/25/2005	3/25/2005	UI	3/22/2005	164	32	CP	S	UI	4/20/2005	210	66	PP	S	46	8		2,646.06	
CTUBJ1	SSF 7	LIMPIEZA CAMISAS CON HCL+SLVTS	3/28/2005	3/28/2005	T	2/18/2005	841	80	CP	S	T	3/29/2005	843	80	CP	S	2	9		7,563.08	
CTUBJ1	SSF 77	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	4/2/2005	4/2/2005	UT	3/17/2005	846	42	CP	G	UT	4/7/2005	803	42	PP	G	43-	4		7,679.15	
CTUBJ1	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	4/10/2005	4/10/2005	UT	3/2/2005	1064	60	PP	S	UT	4/23/2005	1068	60	CP	S	4	4	30	6,985.70	
CTUBJ1	SSF 12 B	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	4/11/2005	4/11/2005	T	3/6/2005	1218	52	PP	S	T	4/17/2005	1204	52	CP	S	14-	2	45	8,695.54	
CTUBJ1	SSF 87	ESTIM. FORMACION CON SLVTS	4/13/2005	4/13/2005	T	3/17/2005	754	42	CP	G	T	4/21/2005	901	48	CP	G	147	10		23,387.77	
CBDWL	SSF 31	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	5/20/2005	5/21/2005	UT				CP	S	T	6/18/2005	131	72	PP	S	131	19		18,730.76	
CTUBJ1	SSF 66	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	6/21/2005	6/21/2005	U	6/20/2005	911	0.8	PP	G	U	7/28/2005	911	0.8	CP	G		10	30	7,192.76	
CTUDWL	SSF 96 H	ESTIM. FORMACION CON SLVTS	7/24/2005	7/24/2005	U	5/21/2005	319	75	PP	S	U	7/29/2005	561	12	PP	S	242	14		36,151.18	
CTUDWL	SSF 24	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	8/8/2005	8/8/2005	T	7/14/2005	383	68	CP	S	T	8/20/2005	384	68	PP	S	1	6		18,009.92	
CTUDWL	SSF 65	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	8/10/2005	8/10/2005	U	7/27/2005	306	60	CP	S	U	8/11/2005	306	60	PP	S		4		17,039.29	
CTUDWL	SSF 54	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	8/14/2005	8/14/2005	BT	8/12/2006	438	40	PP	S	BT	9/18/2005	410	40	CP	S	28-	11		21,665.06	
CTUBJ1	SSF 26	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	9/18/2005	9/18/2005	TD	8/2/2005	581	40	CP	G	TD	9/26/2005	771	48	PP	G	190	12	30	23,565.95	
CTUDWL	SSF 52 B	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	9/24/2005	9/24/2005	BT	8/8/2005	614	20	PP	S	BT	9/27/2005	626	28	CP	S	12	10	30	21,903.38	
CTUDWL	SSF 59	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	9/26/2005	9/27/2005	U	8/7/2005	277	1.6	CP	S	U	9/28/2005	405	1.6	CP	S	128	19	30	38,475.26	
CBBJ	SSF 99	CHEQ.COMUNIC.TBG/CSG CON PRES.	10/2/2005	10/2/2005	BT	9/23/2005	452	0.8	CP	S	BT	10/27/2005	316	0.8	PP	S	136-	3		2,072.44	
CTUBJ3	SSF 99	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	10/3/2005	10/3/2005	BT	9/23/2005	452	0.8	CP	S	BT	10/27/2005	316	0.8	PP	S	136-	10		26,856.89	
CTUDWL	SSF 7	LIMPZA. BOMBA CON SLVTS.	10/21/2006	10/21/2005	T	9/23/2005	790	80	CP	S	T	10/30/2005	568	84	CP	S	222-	5		23,631.31	
CTUBJ3	SSF 93	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	11/6/2005	11/7/2005	TY				PR		TY				CP				17	46,172.77	
CTUBJ3	SSF 38	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	11/14/2005	11/14/2006	TY				FR		TY				CP				7	21,356.89	
CBBJ	SSF 50	BOMBEAR AGUA EN POZO	11/28/2005	11/30/2005	TY				PR		TY				CP				47	22,806.09	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/8/2005	12/8/2005	UT	11/16/2005	561	78	PP	S	UT	12/28/2005	543	78	PP	S	18-	10	30	22,539.29	
CTUDWL	SSF 71	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/10/2005	12/10/2005	T	11/15/2005	1508	56	CP	S	T	12/16/2005	1562	56	PP	S	54	7		20,622.42	
CTUDWL	SSF 91	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/11/2005	12/11/2005	U	11/17/2005	921	20	CP	S	U	12/29/2005	1067	20	PP	S	146	9		22,456.39	
CBDWL	SSF 1	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/13/2005	12/13/2005	UG	11/3/2005	1165	68	CP	S	UG	12/24/2005	1173	68	CP	S	8	7		20,335.45	
CTUBJ3	SSF 91	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	12/25/2005	12/25/2005	U	11/17/2005	921	20	CP	S	U	12/29/2005	1067	20	PP	S	146	9	30	22,101.74	

Continuación TABLA 2.3

EQUIPO COMPANIA	POZO	TIPO DE TRABAJO	FECHA		ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO						DESPUÉS DEL REACONDICIONAMIENTO						INCREMENTO		DURACIÓN		COSTO
			Inicial	Final	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	BPPD	HH:MM			
CTUDWL	SSF 20	LIMPZA. TBG CON SLVTS	1/10/2006	1/10/2006	UT	11/18/2005	168	86	CP	G	UT	2/10/2006	187	80	PP	G	19	9		25,246.61	
CTUDWL	SSF 78	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	1/11/2006	1/11/2006	U	12/28/2005	435	1	PP	S	U	1/30/2006	804	1.3	CP	S	369	10		27,432.78	
CTUDWL	SSF 60	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	2/1/2006	2/1/2006	T	1/26/2006	356	44	PP	S	T	2/10/2006	375	44	PP	S	19	12		23,705.97	
CTUDWL	SSF 54	TRAT. ANTIESCALA	2/2/2006	2/3/2006	BT	1/24/2006	462	40	CP	S	BT	2/11/2006	475	40	PP	S	13	25		50,659.84	
CTUBJ3	SSF 35	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	2/13/2006	2/13/2006	UT	1/30/2006	780	64	CP	S	UT	2/16/2006	763	64	PP	S	17-	8	30	21,684.07	
CTUDWL	SSF 86	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	2/14/2006	2/15/2006	U	1/29/2006	544	1.6	PP	S	U	2/21/2006	968	1.6	CP	S	424	26		20,426.63	
CTUBJ3	SSF 50	LIMPIEZA CON CTU	2/21/2006	2/24/2006	TY				CP		TY				PR			73		55,625.30	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	3/13/2006	3/13/2006	UT	2/17/2006	544	78	CP	S	UT	3/14/2006	455	78	PP	S	89-	13		20,145.95	
CTUBJ3	SSF 98 D	LIMPZA. BOMBA CON SLVTS.	3/16/2006	3/16/2006	T				CP	S	T	3/20/2006	814	20	PP	S	814	9		25,480.42	
CTUDWL	SSF 107 C	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	3/25/2006	3/25/2006	BT	3/4/2006	478	1.8	CP	S	BT	4/30/2006	373	6	PP	S	105-	13		33,288.55	
CTUDWL	SSF 101	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	3/28/2006	3/28/2006	UI	2/24/2006	201	66	CP	S	UI	3/29/2006	199	66	PP	S	2-	9	30	35,020.76	
CTUDWL	SSF 23	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	4/18/2006	4/19/2006	TD	4/14/2006	926	72	CP	S	TD	5/29/2006	819	78	PP	S	107-	9	45	23,959.00	
CTUDWL	SSF 52 B	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	4/20/2006	4/20/2006	BT	3/16/2006	526	28	CP	S	BT	4/24/2006	472	28	PP	S	54-	9		19,565.55	
CTUBJ1	SSF 54	LIMPIEZA CON CTU	4/25/2006	4/25/2006	BT	4/24/2006	466	42	CP	S	BT	5/22/2006	483	42	PP	S	17	6		7,986.08	
CTUBJ1	SSF 60	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	4/29/2006	4/29/2006	T	4/17/2006	389	44	CP	S	T	5/29/2006	375	44	PP	S	14-	5		15,222.36	
CTUBJ1	SSF 111 D	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	5/5/2006	5/6/2006	T	4/18/2006	1528	1.8	CP	S	T	5/20/2006	1389	10	PP	S	139-	7		8,613.11	
CTUDWL	SSF 74	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	5/21/2006	5/21/2006	T	5/6/2006	745	75	PP	S	T	6/9/2006	792	75	CP	S	47	6		17,879.07	
CTUDWL	SSF 60	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	6/5/2006	6/6/2006	T	5/29/2006	375	44	CP	S	T	6/27/2006	256	44	PP	S	119-	8		25,408.20	
CTUDWL	SSF 76	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	6/14/2006	6/14/2006	T	5/21/2006	1068	73	CP	S	T	6/29/2006	1049	77	PP	S	19-	8	30	39,612.41	
CTUBJ3	CDZ 1 SE	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	6/23/2006	6/23/2006	US	6/15/2006	223	77	PP	S	US	7/20/2006	338	80	PP	S	115	11	40	11,738.02	
CTUBJ3	SSF 65	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	7/9/2006	7/9/2006	U	7/5/2006	250	64	CP	S	U	8/28/2006	235	64	PP	S	15-	6		15,011.96	
CTUBJ1	SSF 107 D	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	7/17/2006	7/17/2006	BT	7/13/2006	456	4	CP	S	BT	8/27/2006	516	6	PP	S	60	7		11,186.98	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	7/21/2006	7/21/2006	UT	6/8/2006	351	80	PP	S	UT	7/22/2006	499	80	PP	S	148	11		20,110.52	
CTUBJ3	SSF 60	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	8/2/2006	8/2/2006	T	7/5/2006	277	44	CP	S	T	8/21/2006	320	44	PP	S	43	8		17,067.63	
CTUDWL	SSF 60	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	8/24/2006	8/25/2006	T	8/21/2006	320	44	CP	S	T	9/20/2006	350	44	PP	S	30	12		24,554.03	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	8/26/2006	8/26/2006	UT	8/12/2006	496	80	CP	S	UT	9/18/2006	511	80	PP	S	15	6		19,360.86	
CTUBJ3	SSF 54	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	9/4/2006	9/4/2006	BT	8/31/2006	342	60	CP	S	BT	9/28/2006	307	60	CP	S	35-	8	15	15,512.94	
CTUBJ3	SSF 60	LIMPIEZA CON CTU	9/6/2006	9/6/2006	T	8/21/2006	320	44	CP	S	T	9/20/2006	350	44	PP	S	30	9	30	31,072.86	
CBDWL	SSF 46	ESTIM. FORMACION CON HCL+SLVTS	9/16/2006	9/16/2006	U	8/9/2006	236	6.7	PP	HJ	U	9/17/2006	215	9.7	PP	HJ	21-	10		18,456.40	
CBDWL	SSF 64	ESTIMULACION MATRICIAL ACIDO	9/22/2006	9/22/2006	G2	8/12/2006	766	1.2	CP	S	G2	9/24/2006	817	1.2	PP	S	51	11	29	29,369.96	
CTUBJ3	SSF 93	LIMPZA. L. FLUJO CON SLVTS.	9/23/2006	9/25/2006	TY				CP		TY				PR			58		57,375.71	
CTUBJ3	SSF 93	ESTIMULACION MATRICIAL ACIDO	10/4/2006	10/5/2006	TY				CP		TY				CP			31		77,331.89	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	10/11/2006	10/11/2006	UT	9/18/2006	511	80	CP	S	UT	10/18/2006	531	80	PP	S	20	8	30	20,023.41	
CTUDWL	SSF 93	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	10/13/2006	10/14/2006	TY				CP		TY				PR			29	30	34,090.85	
CTUBJ3	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	11/27/2006	11/27/2006	UT	11/21/2006	524	80	CP	S	UT	12/7/2006	529	80	PP	S	5	7		12,634.85	
CTUDWL	SSF 91	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	12/11/2006	12/12/2006	U	11/17/2006	609	56	CP	S	U	12/15/2006	742	56	PP	S	133	16		23,548.48	
CTUDWL	SSF 59	ESTIMULACION MATRICIAL ACIDO	12/13/2006	12/13/2006	U	11/13/2006	506	1.6	CP	S	U	12/17/2006		100	PP	S	506-	16		30,686.82	
CBDWL	SSF 59	ESTIMULACION MATRICIAL ACIDO	12/15/2006	12/16/2006	U	11/13/2006	506	1.6	CP	S	U	12/17/2006		100	PP	S	506-	15		32,366.24	
CTUDWL	SSF 93	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/26/2006	12/27/2006	TY				PR		TY				PR			17		31,143.02	
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	12/29/2006	12/29/2006	UT	12/7/2006	529	80	PP	S	UT	1/10/2007	534	80	CP	S	5	7	30	19,543.91	
							17213					17842			629						1,049.150

EQUIPO COMPANIA	POZO	TIPO DE TRABAJO	FECHA		ANTES DEL REACONDICIONAMIENTO						DESPUÉS DEL REACONDICIONAMIENTO						INCREMENTO		DURACIÓN		COSTO
			Inicial	Final	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	Arena	Fecha	BPPD	BSW	Est. Pozo	Método	BPPD	HH:MM			
CTUDWL	SSF 22 B	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	1/11/2007	1/11/2007	UT	1/10/2007	534	80	CP	S	UT	20/02/2007	648	80	PP	S	114	9	30	20,418.74	
CTUDWL	SSF 86	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	1/17/2007	1/17/2007	U	12/8/2006	762	12	CP	S	U	20/01/2007	689	12	PP	S	73-	7		21,610.73	
CTUBJ1	SSF 109 D	LIMPZA. BOMBA CON HCL+SLVTS.	1/25/2007	1/26/2007	TI	1/6/2007	745	35	PP	S	TI	19/02/2007	693	35	PP	S	52-	11	30	13,588.12	
CTUDWL	SSF 13	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	2/22/2007	2/22/2007	TY				PR		TY				PR			11		30,471.5	
CTUDWL	SSF 5	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	2/23/2007	2/24/2007	TY				PR		TY				PR			26	30	29,224.3	
CTUDWL	SSF 2 R	LIMPZA. TBG CON HCL+SLVTS	3/30/2007	3/31/2007	TY				CP		TY				PR			22		68,165.62	
							2041					2030			11-						183,478.29

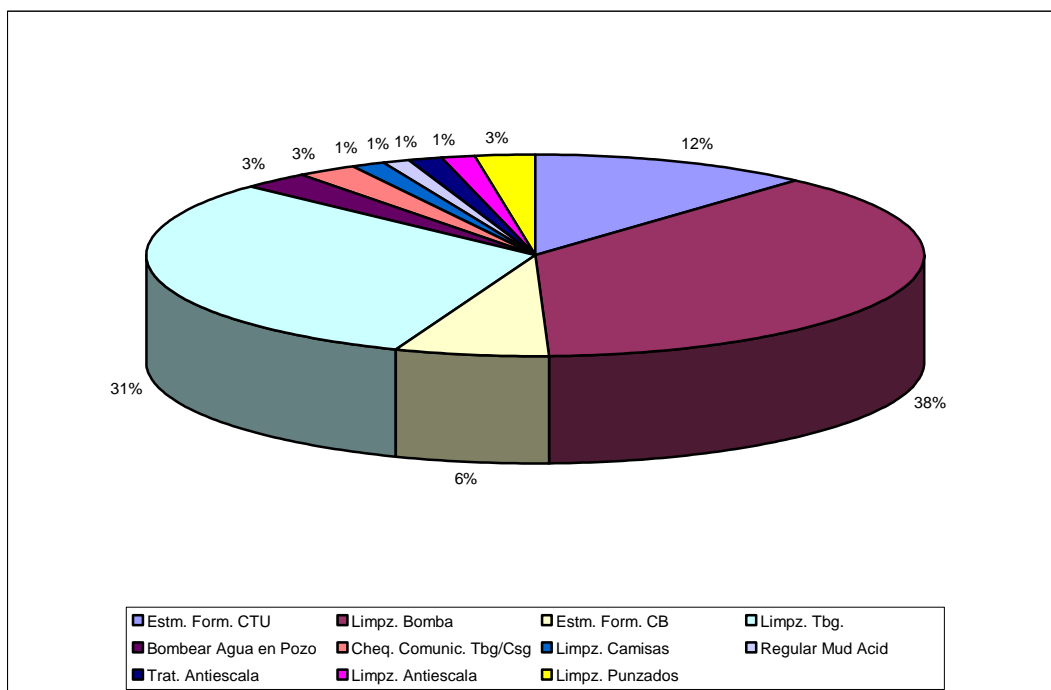
Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

En la figura 2.2 se observa que del total de los trabajos sin torre realizados en el lapso de tiempo determinado para este estudio, la limpieza a las bombas es el trabajo más frecuentemente realizado siendo esto indicativo de la existencia de problemas debido a la presencia de escala en los pozos del campo, esto se fundamenta ya que el segundo trabajo realizado con mayor frecuencia es la limpieza a la tubería de producción.

Los trabajos de estimulación realizados utilizando tubería flexible superan casi por el doble en porcentaje a los trabajos utilizando camión bomba. La tendencia que se observa en la figura 2.2 es bastante similar a la observada en la figura 2.3 que indica el porcentaje de costos en los reacondicionamientos sin torre de acuerdo al tipo de trabajo realizado en el campo desde el 2005 hasta marzo del 2007.

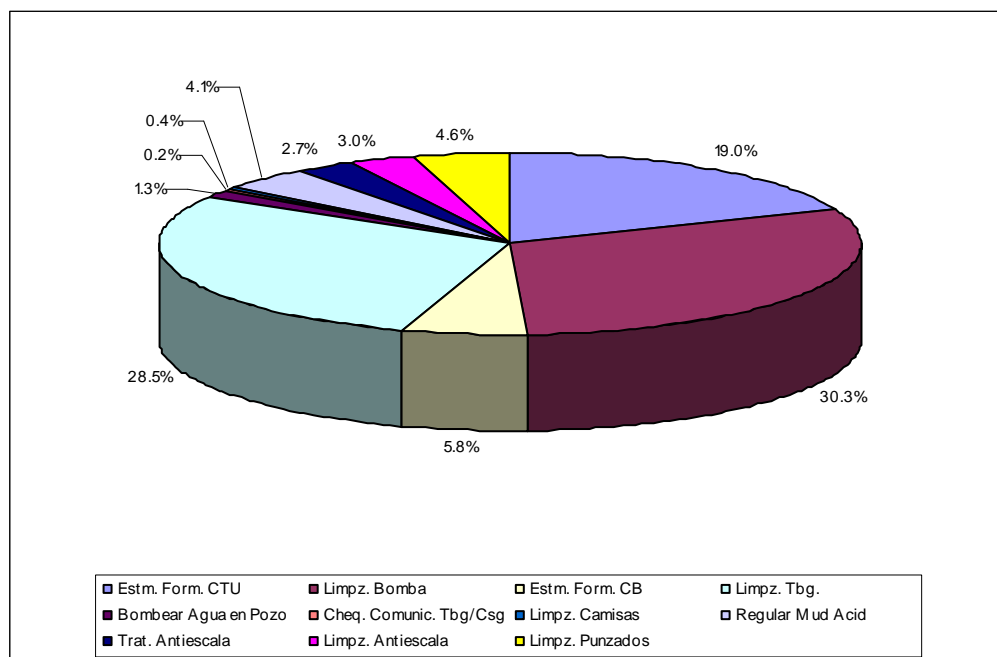
FIG. 2.2: PORCENTAJE DE REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE DE ACUERDO AL TIPO DE TRABAJO



Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

FIG. 2.3: PORCENTAJE DE COSTOS EN REACONDICIONAMIENTOS SIN TORRE DE ACUERDO AL TIPO DE TRABAJO



Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

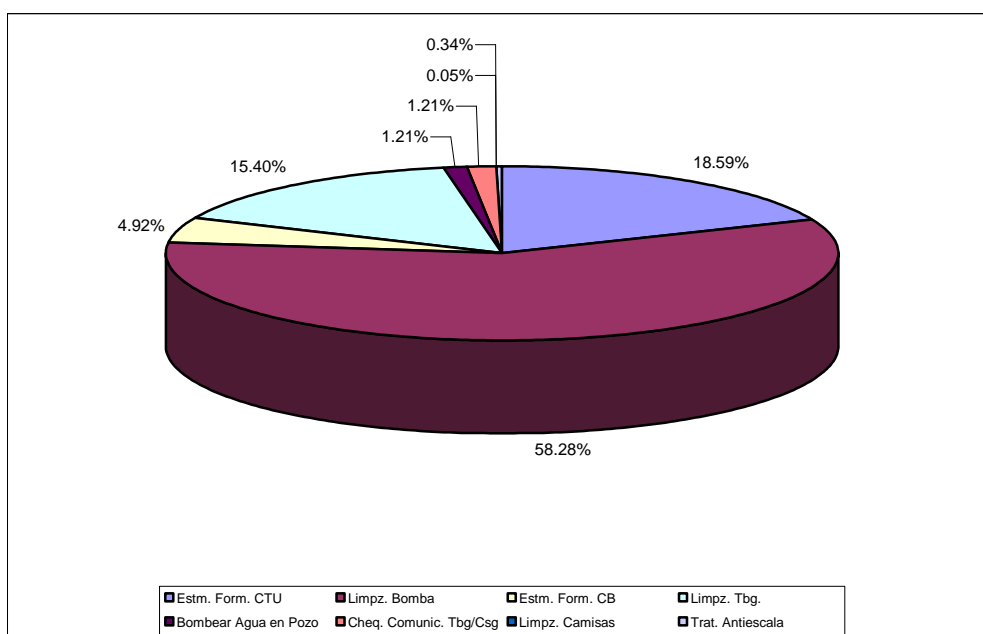
La figura 2.4 muestra que el mayor porcentaje de incremento obtenido como resultado en los trabajos de reacondicionamiento, son en los que se realizaron limpiezas a la tubería de producción; comparando el incremento obtenido con la realización de trabajos de estimulación a la formación utilizando tubería flexible se puede determinar que existe un porcentaje de incremento casi de cuatro veces el obtenido con los trabajos realizados con camión bomba.

La reducción en porcentaje de producción como resultado de los reacondicionamientos sin torre dependiendo del tipo de trabajo realizado en los pozos del campo, se establece en la figura 2.5 de la cual se observa que el mayor porcentaje en reducción se da en trabajos de limpieza a la bomba, esto contrasta debido a que es el tipo de trabajo sin torre más frecuentemente realizado.

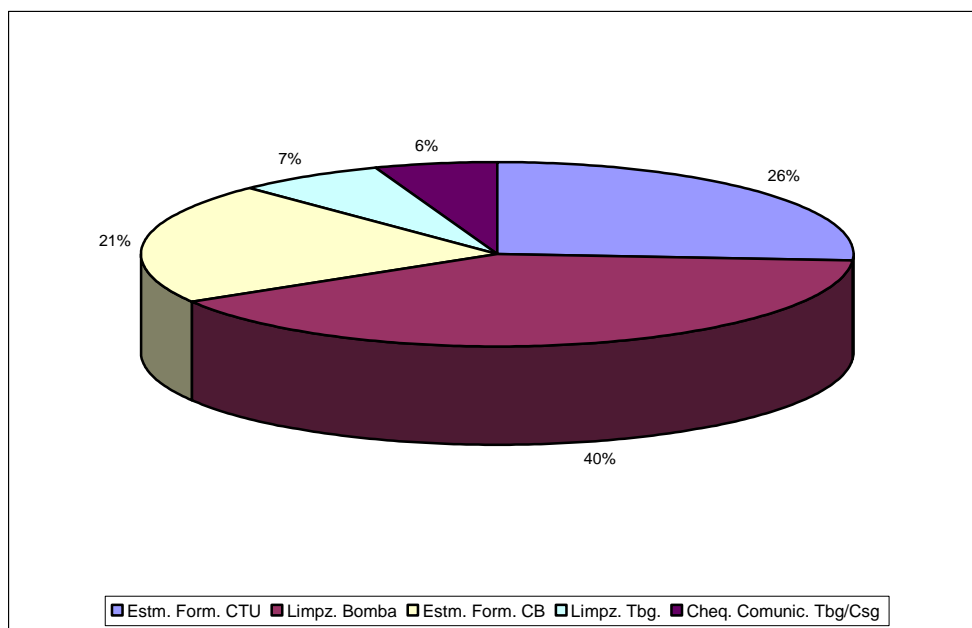
La reducción en porcentaje de producción debido a trabajos de estimulación a la formación utilizando camión bomba o tubería flexible, se encuentra en un valor bastante similar siendo ligeramente mayor el porcentaje en reducción debido a los

trabajos realizados con tubería flexible, cabe mencionar que la grafica 2.5 del porcentaje en reducción se vio afectada por el resultado adverso obtenido en los trabajos realizados en el pozo SSF-59 el 2006, debido a que la estimulación matricial acida fue fallida inicialmente utilizando tubería flexible y luego camión bomba, la reducción estuvo en el orden de 506 BPPD siendo el peor resultado obtenido en trabajos de estimulación a la formación sin torre de los dos últimos años.

FIG. 2.4: PORCENTAJE DE INCREMENTO EN BPPD



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

FIG. 2.5: PORCENTAJE DE REDUCCIÓN EN BPPD

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.4.1. JUSTIFICATIVO TÉCNICO DE REACONDICIONAMIENTOS POR ESTIMULACIÓN CON CAMIÓN BOMBA Y TUBERÍA FLEXIBLE

El justificativo técnico presentado por parte de PETROPRODUCCION para reacondicionamientos por estimulación con camión bomba y tubería flexible realizados entre el 2005 y el 2007, observado en la tabla 2.4, se basa principalmente en la declinación de la producción después que un pozo haya sido sometido a un reacondicionamiento con torre.

Esto debería ser fundamentado con pruebas de presión, lo más recomendable sería tomar pruebas de presión antes y después de cada trabajo, para determinar si existió un daño provocado por la operación, de tal manera que se pueda recomendar un trabajo de estimulación para así poder optimizar la producción manteniendo a los pozos en lo posible libres de daño.

TABLA 2.4: JUSTIFICATIVO TÉCNICO PARA ESTIMULACIONES CON CAMIÓN BOMBA Y TUBERÍA FLEXIBLE

POZO		TRABAJO REALIZADO	JUSTIFICATIVO
SSF-38	TUBERÍA FLEXIBLE	Limpieza al tubing y los punzados utilizando unidad de coiled tubing	20 Marzo-05 se realiza una limpieza a la tubería y punzados utilizando mezclas ácidas (hipoclorito de sodio) incremento en la reinyección de agua de 1200 BAPD. El 10-Nov-05 se chequea tubería con calibradores de , 2.75" no pasa a 2169 ,2.25" no pasa a 6970', 2 3/8" no pasa a 6990'. Pozo Admite reinyección. El 12-Nov-05 no admite reinyección. Se chequea tubería con 2 3/8" no pasa a 7100'. Bloque impresor no marca nada.Pozo taponado por residuos presipitados por mal tratamiento de agua de reinyección.
SSF-87		Estimulación con solventes a " T "	El 10 de abril del 2005 el pozo sale de wo , el mismo que entro para cambio de completación por comunicación tbg-csg, a partir de esa fecha se ha evaluado el pozo con bomba jet para recuperarlo, tiene bajo aporte ya que el pozo se encuentra dañado por invasión de agua de matado. El pozo tiene una producción estimada de +/- 1000 bppd, es urgente realizar el tratamiento.
SSF- 96 H		Estimulación a la formación con solventes y surfactantes	El 22 de Junio del 2005, durante el último W.O. Se punzona el intervalo de "UI" de 9940'-9960' (20') y de 10000' -10027' (27') a 5DPP. Se evaluó con una producción de : BFPD= 912 BPPD= 775 BSW= 15% Se completa con equipo BES DN-1000. Pozo tiene bajo aporte, se encuentra operando a 50 hz y chocado para mantener Pwf = 850 Psi.Se recomienda realizar tratamiento para estimular a la formación por posible daño con agua de matado
SSF-26		Limpieza a los punzados de "T" con HCL al 7,5 %	El 9 de septiembre del 2005 el pozo sale de W.O., a partir de esa fecha hasta el 15 se ha evaluado el pozo con bomba jet para recuperarlo, tiene bajo aporte ya que el pozo se encuentra dañado por invasión de agua de matado El 16 del presente se arranca con gas lift produce unas pocas horas luego no aporta El pozo tiene una producción estimada de +/- 600 bppd, es urgente realizar el tratamiento.
SSF - 99		Limpieza con solventes y HCL al 15% a la BES y punzados	Pozo declina producción y Pwf declina de 1123 a 723 psi. El 29-09-05 se recupera st.valve; leve presencia de escala.
SSF-51	CAMIÓN BOMBA	Estimulación con solventes y surfactante a la formación	Sale de W.O. el 23/feb/05, pozo con bajo aporte. El 28/feb/05 se realiza prueba de presión a tubería, ok. Se chequea admisión, ok.
SSF - 64		Estimulación a la arena "G-2" con solventes y ácido	Existe una declinación paulatina de producción de 100 bppd. Pozo apagandose por Baja presión fondo por lo que se baja frecuencia a 57hz. Pwf declina de 840 a 625 psi.
SSF - 46		Estimulación a la formación con solventes y surfactantes	Sale de W.O. el 23/feb/05, pozo con bajo aporte. El 28/feb/05 se realiza prueba de presión a tubería, ok. Se chequea admisión, ok.
SSF-59		Estimulación con HCl a la arena "U"	Luego del W.O.# 22 se apaga pozo por bajo aporte y declinación de PWF

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN POR POZO

Este historial posee información del comportamiento productivo y agotamiento del pozo, incrementos de BSW, entre otros. Este historial conjuntamente con el historial de reacondicionamiento, es una herramienta fundamental para la evaluación del estado de un pozo. Hay que observar con detenimiento los cambios de pendiente de la curva de tasa vs. tiempo, sobre todo los que se encuentran asociados a un cambio brusco en la producción de agua. Un cambio de pendiente brusco, con inicio de producción de agua puede significar migración de finos y su acumulación alrededor del pozo.

Varios cambios de pendiente sucesivos pueden significar que la tubería de producción está sufriendo reducción en su diámetro, por depósitos. En estas curvas puede verse el comportamiento del pozo, detectarse cambios y anomalías que pueden ser indicios de daños a la formación.

Es importante ver si los cambios bruscos en la curva de producción están asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo, ya que es el mejor indicio del proceso que generó el daño. La declinación brusca es la mejor indicación de que un pozo está dañado. Si la curva tiene una declinación normal antes de un reacondicionamiento y después muestra una declinación brusca, mayor que la normal es indicativo de daño por causa del fluido utilizado y puede ser solucionado químicamente.

La declinación brusca en el historial de producción, cuando no está asociada a un trabajo de reacondicionamiento, hay que analizarla bajo dos criterios: Si está asociada con el comienzo de la producción de agua, entonces es indicio de migración y acumulación de partículas finas en el área crítica alrededor del pozo. Si no está asociada a la producción de agua, posiblemente la causa sea precipitación de asfáltenos en la misma área. Un cambio suave y gradual en la pendiente de la curva considerada una pendiente de declinación natural, puede

ser causado por la acumulación gradual de depósitos en la tubería, situación que puede corregirse con tratamiento químico.

Debido a que el proyecto se va a enfocar a reacondicionamientos por estimulación con tubería flexible y se estima realizar un comparativo de la producción con el fin de justificar dichas operaciones, se preselecciono los pozos candidatos para este proyecto bajo consideraciones que a continuación se presentan.

Se escogieron los pozos que actualmente se encuentran activos, aquellos que presentan información proveniente de pruebas de presión que establezcan el daño en la formación, además que este sea alto provocando incrementos significativos de producción en caso de lograr una reducción del mismo; también se consideraron los pozos que tienen varios años de producción para poder así establecer un historial de producción representativo; pozos a los que no se les a realizado trabajos de estimulación que hayan permitido remover el daño registrado en los resultados de las últimas pruebas de presión a las que fueron sometidos.

Un parámetro importante considerado al momento de la preselección de los pozos para el proyecto, fue el índice de productividad; este parámetro fue determinado en el análisis de los resultados de las pruebas de presión. Realizando una comparación entre el índice de productividad actual e ideal de cada pozo y observando cuales de ellos presentan una significativa diferencia entre el valor actual e ideal se pudo determinar aquellos pozos que son potencialmente candidatos a que se les realice nuevos reacondicionamientos por estimulación.

Aquellos pozos pre-seleccionados para la realización del proyecto en base a las consideraciones antes mencionadas son: AGU-3, SSF-9, SSF-42B, SSF-74, SSF-77, SSF-89, SSF-90, SSF-96H, SSF-71, SSF-76, SSF-26, SSF-61, SSF-94, SSF-2, SSF-6B, SSF-23, SSF-68 y SSF-79.

2.6. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Luego del análisis de la información recolectada de los pozos, en base a su historial de producción y resultados de las pruebas de restauración de presión, se han seleccionado los pozos presentados a continuación en la tabla 2.5, para que se les realice nuevos reacondicionamientos estimulando a la formación, utilizando tubería flexible para la aplicación del tratamiento.

La utilización de tubería flexible en los trabajos de reacondicionamiento propuestos a continuación se fundamenta en el resultado del análisis del historial de reacondicionamientos sin torre realizados desde el 2005 hasta marzo del 2007, sin duda el uso de tubería flexible en trabajos anteriores de estimulación realizados en el campo Shushufindi obtuvieron mejores resultados en incremento de producción con respecto al uso de camión bomba, además el equipo de tubería flexible garantiza la aplicación de la estimulación directamente en la cara del pozo, reduce la probabilidad de arrastre de desechos y con una química escasamente desgastada aumenta la posibilidad de éxito en las operaciones de estimulación.

TABLA 2.5: ÚLTIMAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN EN POZOS SELECCIONADOS

POZO	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN						
	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW%	API
SSF-74	17-Mar-07	T	BES	3186	637	80	24
SSF-77	16-Mar-07	T	GL	1034	600	42	26
SSF-89	05-Mar-07	U	BES	479	431	10	29
SSF-71	16-Mar-07	T	BES	2063	908	56	25
SSF-76	22-Mar-07	T	BES	3849	962	75	26
SSF-94	24-Mar-07	U	BES	3694	554	85	18
SSF-02	06-Mar-07	U	BES	2516	403	84	23
SSF-23	10-Mar-07	T	BES	3511	772	78	27
SSF-68	16-Mar-07	T	BES	3325	831	75	29

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

TABLA 2.6: ÚLTIMAS PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN EN POZOS SELECCIONADOS

POZO	FECHA	ZONA	RESULTADOS DE LA INTERPRETACION										PRUEBA DE B'UP					INTERVALOS EVALUADOS					
			Pr	Pwf	Pb	K	DPs	IP _A	IP _I	DAÑO		Incremento (S = 0)	Qt	BSW	Qo	Qw	API	DESDE	HASTA	TOTAL	TOTAL PERFORADO		
										St	Svf											b/d	%
psi	psi	psi	md	psi	b/d/psi	b/d/psi			b/d	%	b/d	b/d	°	pies	pies	pies	pies						
SSF-74	6-Apr-02	T	2352	1715	1053	410	287	3.07	8.43	16.5	16	881	1392	76	334	1058	31	9282 9310	9302 9320	20 10	30		
SSF-77	7-May-03	U+T	2081	1412	1053	22	332	1.82	4.92	9.8	9.8	604	960	41	566	394	28	8999 9020 9041 9241	9014 9034 9066 9266	15 14 25 25	79		
SSF-89	18-Sep-02	U	2152	1214	1010	47.9	431	0.92	3.7	9.9	8.9	397	864	15	734	130	29	9080	9100	20	20		
SSF-71	28-Sep-00	U+T	2858	2426	1100	202	335	3.15	13.9	25	24	1055	1368	33	917	451	31	9135 9156 9356	9150 9180 9393	15 24 37	76		
SSF-76	7-Apr-01	T	2733	2366	1053	159	232	3.8	10.5	24	24	882	1464	86	205	1259	31	9342	9372	30	30		
SSF-94	28-Jun-01	Us+i	3099	2545	1010	79	407	2.77	4.5	12	12	1127	1536	77	353	1183	26	9114 9132 9151	9120 9140 9182	6 8 31	45		
SSF-02	18-Mar-04	U	2803	2397	1010	900	60	2.74	6.27	15	15	6339	1008	68	323	685	29	8907 8934	8930 8964	23 30	53		
SSF-23	24-Feb-03	Ts+i	2239	1925	1053	394	135	2.33	5.5	13	13	315	1200	74	312	888	28	9304 9350	9338 9370	34 20	54		
SFS-68	9-Sep-95	Ts	3384	2708		275	154	2.48	4.22	21.5	20	382	1680	5	1596	84	32	9330	9344	14	14		
Incremento de Producción Esperado												11982											

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

2.7. ANÁLISIS DE LOS POZOS A SER REACONDICIONADOS

SHUSHUFINDI - 74

Este pozo se encuentra produciendo desde 1991, actualmente produce de la arena "T" por bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2002 el daño se registró con un valor de 17. Desde entonces se han realizado dos trabajos de reacondicionamiento con torre que tuvieron como objetivo reparar el equipo BES y ninguna operación de estimulación que haya permitido remover el daño presente en dicho pozo, lo que hace suponer que el valor del daño actual será mayor y el valor en producción a recuperarse por la reducción del daño será significativo.

Se recomienda se realice una estimulación matricial con tubería flexible, ya que el historial del campo indica que son muy favorables los resultados de este tipo de operaciones en pozos con este tiempo de producción, por los antecedentes de corrosión, acumulación de escala y problemas con el sulfuro de hierro. El historial de producción del pozo indica claramente que desde agosto del 2006, la producción de agua ha incrementado significativamente hasta la actualidad que se encuentra con un BSW de alrededor de 80%, siendo otro aspecto a ser considerado al momento de seleccionar la química del tratamiento.

SHUSHUFINDI - 77

Este pozo se encuentra produciendo desde el año 1992, actualmente produce de la arena "U+T" por gas lift, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2003 a las arenas "U+T" el daño se registró con un valor de 10, es importante conocer que la prueba de presión se realizó pocos días después que se realizara el último trabajo de reacondicionamiento con torre, en el cual se realizó un cambio en la completación por hueco en la tubería.

La arena "T" fue acidificada con resultados exitosos en el año 1995, desde entonces la formación no ha sido sometida a tratamiento alguno que permita eliminar el daño registrado en la prueba de presión. El histórico del pozo registra

que en el 2005 se realizó una limpieza del tubing por lo que es evidente la presencia de escala en el sistema. En los meses de septiembre y octubre del 2006 la producción de fluido decae alarmantemente, se detecta comunicación csg-tbg y presencia de parafinas; el pozo es propuesto para un próximo cambio de levantamiento a BES. La producción de agua no es tan elevada registrándose actualmente un BSW de 45%.

Se recomienda realizar un reacondicionamiento por estimulación matricial con tubería flexible, que permita fluir al pozo libre de daño ya que desde antes del último B`UP registrado el pozo no ha sido estimulado, las expectativas son muy buenas alrededor de esta operación ya que anteriormente la formación respondió positivamente a una operación de este tipo. Es importante acotar que debido a que el daño registrado no ha sido removido actualmente su valor se considera mayor.

SHUSHUFINDI - 89

Se encuentra produciendo desde 1995, actualmente lo hace de la arena "U" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión a la que fue sometido en el 2002 el daño se registró con un valor de 10. El histórico del pozo indica que la arena "U" es altamente corrosiva, la producción de agua es baja, el BSW se mantiene en un 10%; no se registran operaciones de estimulación a la formación que hayan podido remover el daño registrado en el último B`UP del 2002. Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible, que permita remover el daño de la formación dejando fluir con mayor facilidad al pozo y así poder incrementar la producción de fluido.

SHUSHUFINDI - 71

Se encuentra produciendo desde el año 1991, actualmente produce de la arena "T" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2000 el daño se registró con un valor de 25. El histórico del pozo registra indicios fehacientes de un serio problema con la corrosión. No se han realizado trabajos con el objetivo de remover el daño de la formación, la mayoría de los reacondicionamientos realizados han sido para reparar el equipo

BES que ha tenido en promedio corto tiempo de funcionamiento operativo. El BSW se ha mantenido estable alrededor de un 56%. Se recomienda realizar una estimulación matricial a la formación con tubería flexible, que permita estimular a la formación aplicando el tratamiento directamente frente a los punzados para obtener así el mejor resultado posible.

SHUSHUFINDI - 76

Este pozo se encuentra produciendo desde 1991, actualmente produce de la arena "T" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2001, se registró el daño con un valor de 24. En los reacondicionamientos con torre se registra presencia de escala y corrosión, el pozo registra una operación de limpieza al tubing en el 2006 aplicado con tubería flexible en el cual se obtuvo un resultado adverso.

La producción de agua es bastante alta, el BSW se mantiene en 75% actualmente. Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible que permita eliminar el daño de la formación sin apresurar la venida del agua.

SHUSHUFINDI - 94

Se encuentra produciendo desde 1995, actualmente produce de la arena "U" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2001, se registró un daño con un valor de 12. Su histórico no registra operación alguna a la que haya sido sometido el pozo para eliminar el daño registrado. En los reacondicionamientos con torre, se registra presencia de escala y un grado considerable de corrosión. La producción de agua es bastante elevada y en la actualidad el BSW se encuentra en el 85%.

Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible de tal manera que se elimine el daño a la formación y al momento de aplicar el tratamiento este sea dirigido directamente a la cara del pozo, debido a que a los 8777 pies, existe un colapso del casing.

SHUSHUFINDI - 02

Se encuentra produciendo desde el año 1973, actualmente produce de la arena "U" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión tomada en el 2004, se registró el daño con un valor de 15. El pozo produce con un alto corte de agua, al momento el BSW se encuentra en 84%. La formación de acuerdo al histórico del pozo no ha sido estimulada y en reacondicionamientos con torre presenta registros de presencia de escala.

Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible, que elimine los problemas de daño en la formación, esto sin incrementar la producción de agua que al momento ya es considerablemente alta.

SHUSHUFINDI - 23

Este pozo se encuentra produciendo desde el año 1972, actualmente produce de la arena "T" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en el 2003, el daño se registró con un valor de 13. El corte de agua es alto, se tiene un BSW de 78%. Existe registros de los reacondicionamientos con taladro realizados, que el pozo presenta corrosión severa esto debido al CO₂ y H₂S producidos. Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible que elimine el daño de la formación esto sin ahondar el problema de la venida de agua hacia el pozo.

SHUSHUFINDI - 68

Se encuentra produciendo desde el año 1988, actualmente produce de la arena "T" mediante bombeo electrosumergible, en la última prueba de restauración de presión realizada en 1995, el daño se registró con un valor de 22. El corte de agua es bastante alto, el BSW se encuentra alrededor del 75%. En los reportes de reacondicionamiento con torre, se registra la presencia de escala y corrosión severa.

Se recomienda realizar una estimulación matricial con tubería flexible, que elimine el daño de la formación sin provocar el incremento del corte de agua de la producción.

CAPITULO 3

UTILIZACIÓN DE PROGRAMAS Y ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN POSTERIOR A LA REALIZACIÓN DE REACONDICIONAMIENTOS CON TUBERÍA FLEXIBLE

3.1. DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE

La tecnología de Tubería Flexible (Coiled Tubing) esta basada en el uso de un tubo de acero continuo y flexible el cual es enrollado en un carrete para ser almacenado y transportado. Un extremo de la tubería flexible es conectado a una junta rotatoria en superficie (swivel joint) el cual permite bombear fluidos a alta presión a través de la tubería de forma continua si es requerido.

El servicio de Tubería Flexible es usado en la intervención de pozos de petróleo y gas, es ampliamente aceptado como una de las operaciones mas seguras, rápidas y más económicas para efectuar estimulaciones, reparaciones y perforaciones. La unidad de tubería flexible se comprende de cinco elementos básicos: cabeza inyectora, carrete, cabina de control, power pack y camión bomba.

La tubería flexible provee un amplio rango de servicios en el Ecuador con tubería de 1-1/2 pulgadas. Diferentes aplicaciones de Tubería Flexible que ya se han realizado en Ecuador se muestran a continuación:

Utilizando Fluidos:

- Limpieza de Tubería y Perforaciones: escala, depósitos orgánicos
- Tratamientos de Estimulación: acidificaciones
- Limpieza de Partículas en Tubulares
- Aislamiento de Zonas: tapones de cemento y píldoras viscosas

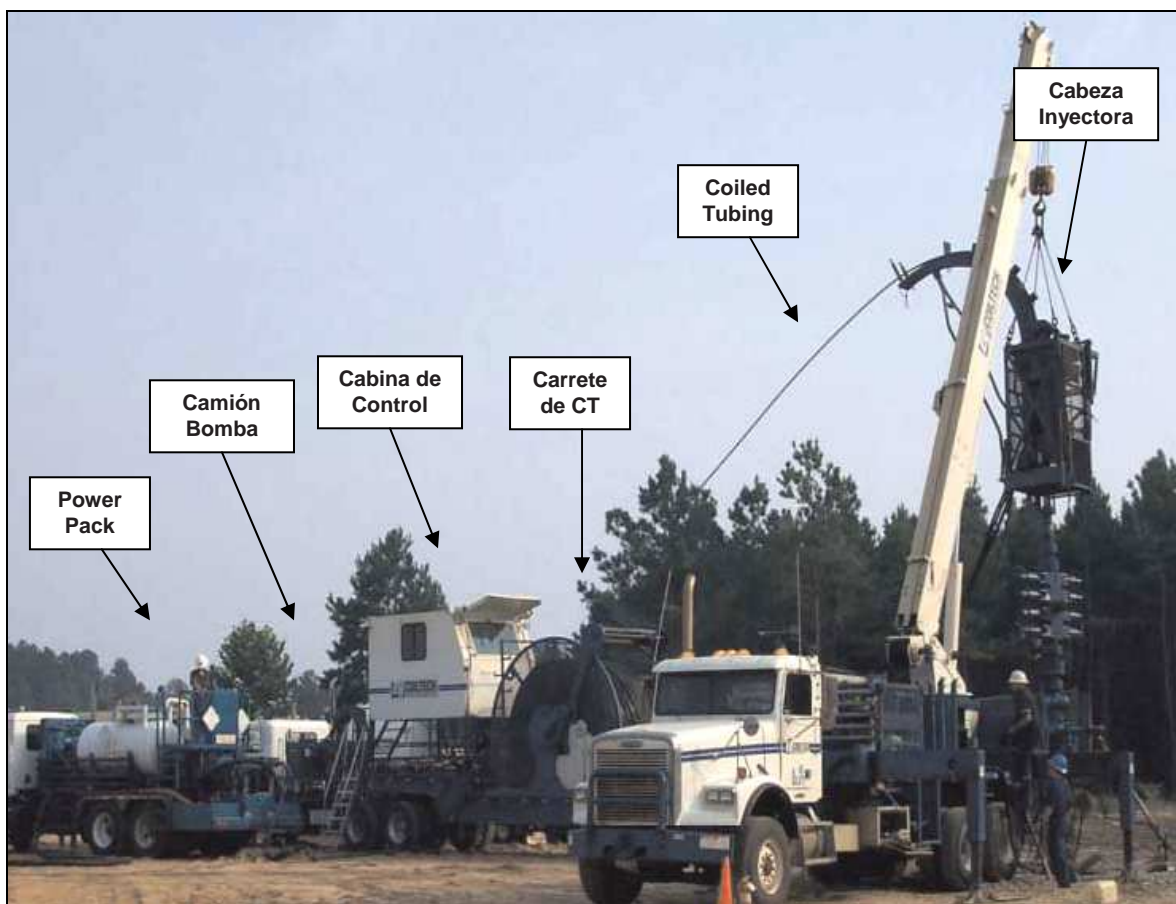
Utilizando Herramientas:

- Jets de Alta Presión
- Motor de Fondo
- Herramientas de Pesca
- Packer Inflables
- Packer Mecánicos

Registros Eléctricos:

- Acoplando Herramientas de Wire-Line
- Modo Memorias PLT (Production Logging Test)

FIG. 3.1: UNIDAD DE TUBERÍA FLEXIBLE Y GRÚA



Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: INTERNATIONAL COILED TUBING ASSOCIATION

FIG. 3.2: CABEZA INYECTORA

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

FIG. 3.3: CARRETE

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

FIG. 3.4: CABINA DE CONTROL

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

FIG. 3.5: POWER PACK

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

FIG. 3.6: CAMIÓN BOMBA

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

3.1.1. CABEZA INYECTORA

La tubería flexible es corrida y sacada del pozo por la cabeza inyectora, la misma que gracias a un sistema hidráulico permite tener al operador de la unidad un alto nivel de control sobre el posicionamiento y velocidad de la tubería.

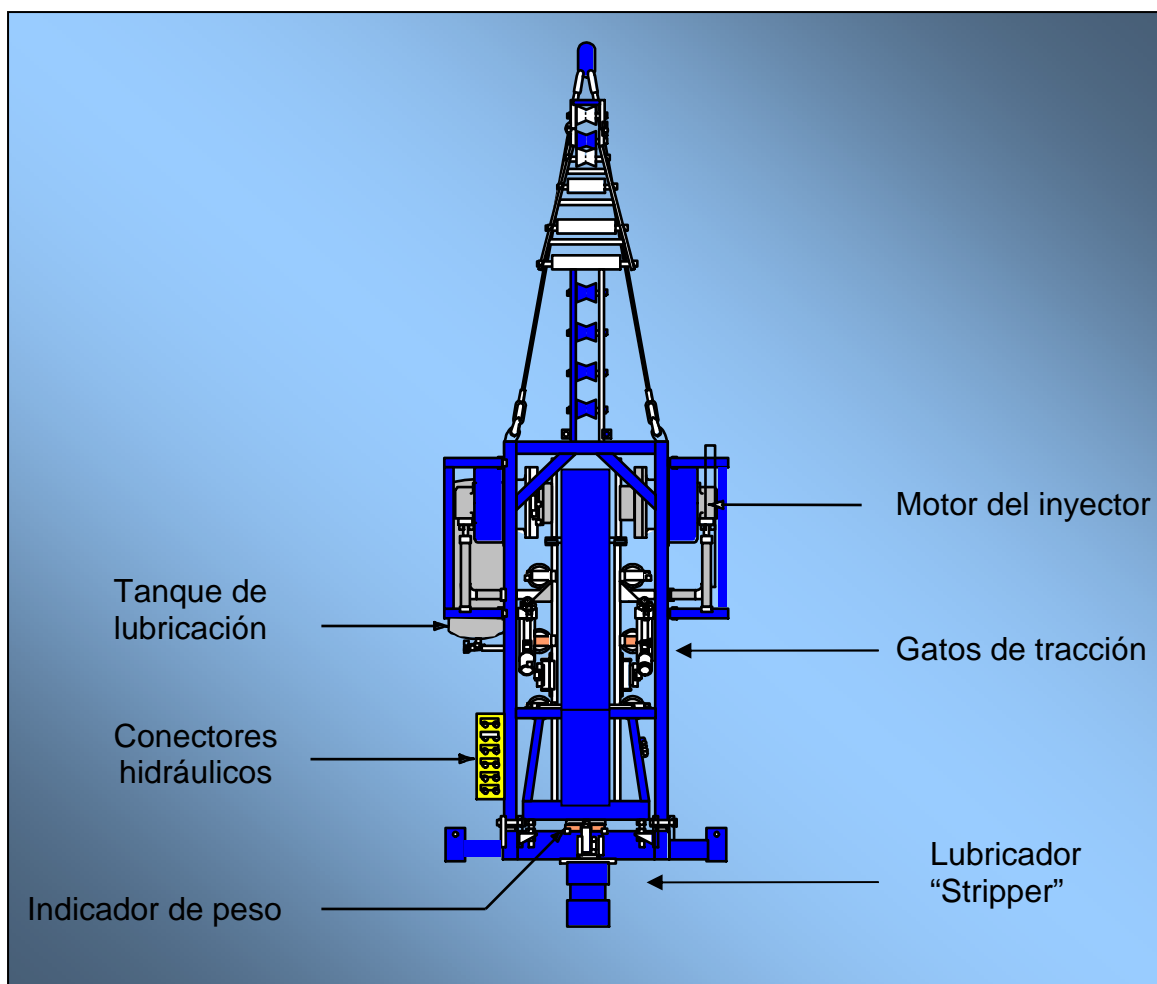
Las funciones básicas del inyector o equipo montado en el inyector incluyen:

- Inyectar y recuperar la sarta de tubería flexible
- Sostener la sarta de tubería flexible
- Guiar la tubería flexible al carrete
- Medir la tensión y compresión
- Medir la profundidad/velocidad

Principales Componentes:

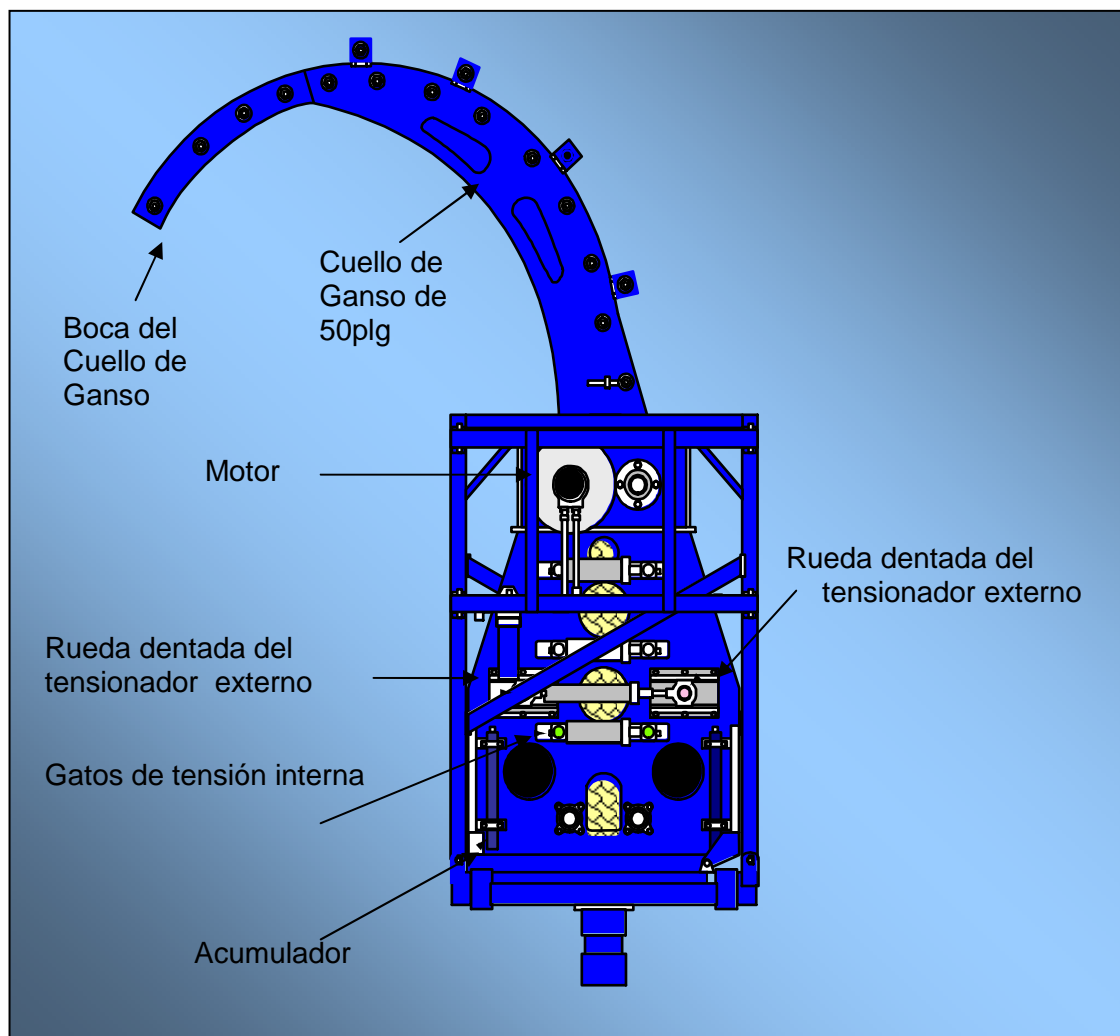
- Cadenas del Inyector
- Tensionadores Internos de Cadena
- Tensionadores Externos de Cadena
- Motores y Frenos
- Cuello de Ganso y Enderezador de Tubería
- Estructura Interna y Externa
- Indicador de Peso

FIG. 3.7: VISTA FRONTAL DEL INYECTOR HIDRA-RIG



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

FIG. 3.8: VISTA LATERAL DEL INYECTOR HIDRA-RIG

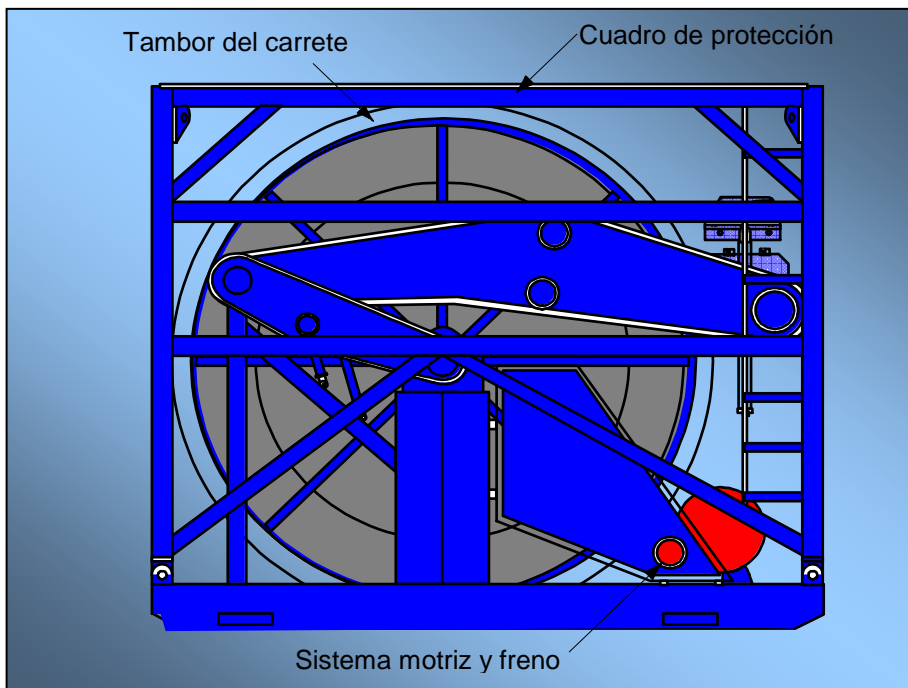


Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

3.1.2. CARRETE

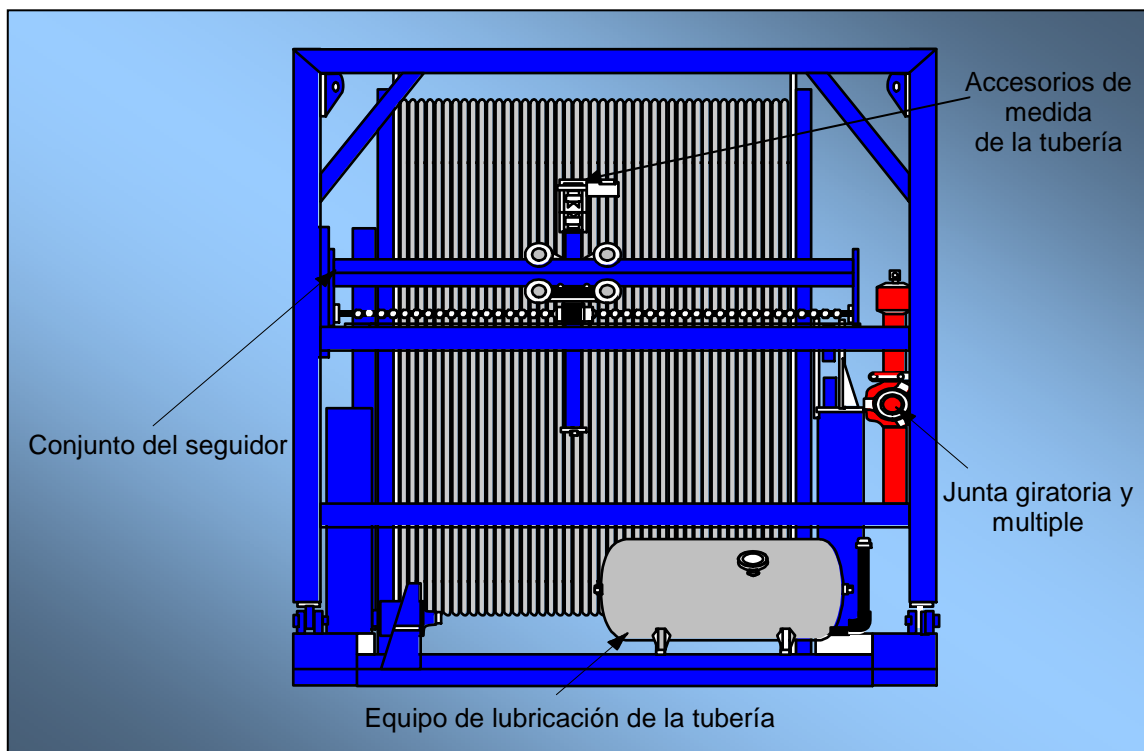
La principal función del carrete de Tubería Flexible es almacenar y proteger la tubería. Además, previene daños excesivos en la tubería debido a la fatiga (pandeo) o daño mecánico debido al enrollamiento.

FIG. 3.9: VISTA LATERAL DEL CARRETE HIDRA-RIG



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

FIG. 3.10: VISTA FRONTAL DEL CARRETE HIDRA-RIG



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

3.1.3. CABINA DE CONTROL

La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir operar el equipo de tubería flexible desde un solo punto. La locación de la cabina de control varia dependiendo de la configuración y el tipo de unidad, sin embargo la cabina es generalmente ubicada tras el carrete, alineada con el cabezal del pozo y comúnmente elevada con el objeto de proveer una óptima visibilidad al operador.

Se ofrecen varios modelos de Cabinas de Control por Hydra Rig (201, 301, 401 y 501). Estas son cabinas estándar la cuales se pueden modificar para satisfacer las necesidades de los clientes.

Las mangueras son almacenadas enfrente de la cabina usando ya sea carretes de mangueras con multipuertos o postes. Las cabinas telescópicas que se levantan y bajan son opcionales. Cabinas amplias y grandes con espacio para escritorio y sillas también están disponibles. Los panel de control pueden diferir dependiendo del tipo de power pack a ser controlado y consecuentemente, la configuración de la cabina de control será también diferente.

3.1.4. POWER PACK

La función del Power Pack es proveer de la fuerza hidráulica necesaria para operar la Unidad del Tubería Flexible y abastecer a equipos auxiliares. Además, el Power Pack cuenta con acumuladores de nitrógeno los cuales permiten la operación del equipo de control de pozo cuando el motor esta apagado. Se encuentra conformado principalmente por los siguientes elementos:

- Motor a Diesel (Detroit Diesel)
- Bombas Hidráulicas
- Válvulas de Control de Presión
- Tanque de Hidráulico
- Filtros

- Intercambiadores de Calor y Termostato
- Acumulador

La nueva generación de power packs usan motores Detroit 6V-92TA a menos que los clientes especifiquen otra cosa (Caterpillar). Todos los power pack básicos montados en Skid tienen similar tamaño y peso (altura 83" x largo 94" x ancho 68"; peso 9600 libras). Pueden ser más grandes y pesados si se tiene los carretes de mangueras, equipo auxiliar y dispositivos a prueba de ruido. Hydra Rig ofrece tres tipos de Power pack:

- Power Pack de Circuito Abierto
- Power Pack de Alta Presión de Circuito Abierto
- Power Pack de Circuito Cerrado

Los diferentes circuitos hidráulicos y sus respectivos caudales y presiones se muestran en la tabla 3.1.

TABLA 3.1: CIRCUITOS QUE MUEVEN EL INYECTOR PARA DIFERENTES POWER PACKS

Circuito del Inyector	Circuito Abierto	Circuito Alta Presión Abierto	Circuito Cerrado
Presión Max. (psi)	3.000	5.000	5.000
Tipo de bomba del Inyector	Doble bomba vane de desplazamiento Fijo	Bomba de pistón de desplazamiento variable de presión compensada, sensor de carga	Bomba de Pistón Bi-Direccional, de desplazamiento variable de presión compensada
Posible Bomba	Series T6 (T6CC, T6CR)	P16	P11 P14
Circuito de Barrido	No	No	Si
Válvula Husco	Si	No	No
Válvula Munson Tyson (loc. en la cabina)	Unida al la válvula de 4 vías Husco	Unida a la válvula de 4 vías sensor de carga	Unida directamente a la bomba

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

Los power pack que se encuentran en el campo pueden diferir debido a las variaciones en los requerimientos del cliente, modificaciones para altas presiones

y para manejar tubería flexible más grande y mejoramientos sobre los años. Entonces, los caudales y las presiones mostradas en la tabla 3.1 pueden diferir de una unidad a otra. Sin embargo, cada tipo de power pack tiene suficientes similitudes que podemos generalizar para propósito didáctico.

Las mayores diferencias caen en el circuito que mueve el inyector, como puede ver en la tabla 3.2. Consecuentemente, Hydra Rig clasifica sus power packs de acuerdo al circuito hidráulico que esta siendo utilizado para el inyector.

TABLA 3.2: FUNCIONES DEL CIRCUITO HIDRÁULICO Y ESPECIFICACIONES DE VARIOS POWER PACKS

Circuitos	Función	Circuito Abierta	Alta Presión Circuito Abierto	Circuito Cerrado
Inyector	inyector	Doble bombas vane 30 : 60 gpm / 2000 psi 40 : 60 gpm / 2000 psi 30: 70 gpm / 2000 psi	120 gpm / 4600 psi	120 gpm / 4600 psi
Barrido	En el circuito cerrado solamente	N / A	N / A	12 gpm / 3000 psi
Carrete	Carrete	27 gpm / 2500 psi	29 gpm / 2500 psi	27 gpm / 2500 psi
Levelwind	levelwind	27 gpm / 2500 psi	29 gpm / 2500 psi	27 gpm / 2500 psi
BOP	BOP	12 gpm / 2700 psi	14 gpm / 2700 psi	12 gpm / 2600 psi
Prioritario	Controles en la Cabina de control	12 gpm / 2100 psi	14 gpm / 2100 psi	12 gpm / 2800 psi
Auxiliar	Carretes de mangueras, grúa.	27 gpm / 2500 psi	29 gpm / 2500 psi	12 gpm / 2800 psi

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: SCHLUMBERGER

3.1.5. CAMIÓN BOMBA

El Camión Bomba es el equipo que permite presurizar el fluido que se conduce a la tubería flexible y por ende se podría considerar el corazón de la Unidad de Tubería Flexible, con la presión proporcionada se ponen en funcionamiento todas las herramienta de fondo haciendo posible las operaciones de reacondicionamiento, los camiones bomba se seleccionan de acuerdo a los requerimientos de cada operación.

3.2. CONTROL DE POZOS Y EQUIPOS

Provee control de la presión durante las operaciones de reacondicionamiento con tubería flexible en un pozo, el equipo de control de pozo se comprende del Stripper Packer y el BOP.

El ensamblaje del stripper packer provee un sello dinámico o empaque alrededor de la tubería flexible mientras ésta es bajada o sacada del pozo, el stripper packer esta compuesto de las siguientes partes:

- Cuerpo
- Energizador
- Insertos o empaques
- Bronces superior e inferior
- Anillo Anti-Extrusión (Anillos de Teflón)

La función del preventor de explosiones (BOP) es proveer un mecanismo para sostener la tubería flexible y aislar el pozo durante una emergencia. La configuración de los rams del BOP y el puerto de matado, permiten realizar diversas operaciones de control de pozo. Debido a esto, el BOP es considerado una barrera o defensa contra la presión de un pozo, lo cual permite desarrollar actividades de estimulación en una forma controlada y segura. Tres bombas pueden estar disponibles para operar el BOP.

- La bomba vane localizada en el Power pack
- La bomba aire-sobre-aceite
- La bomba manual

Generalmente, cada cabina de control tiene una bomba aire-sobre-aceite para operar el stripper packer y BOP. Se utiliza la presión de aire para mover la bomba la cual bombea aceite hidráulico, la bomba entrega aproximadamente 70 veces la cantidad de presión de aire en forma de presión hidráulica.

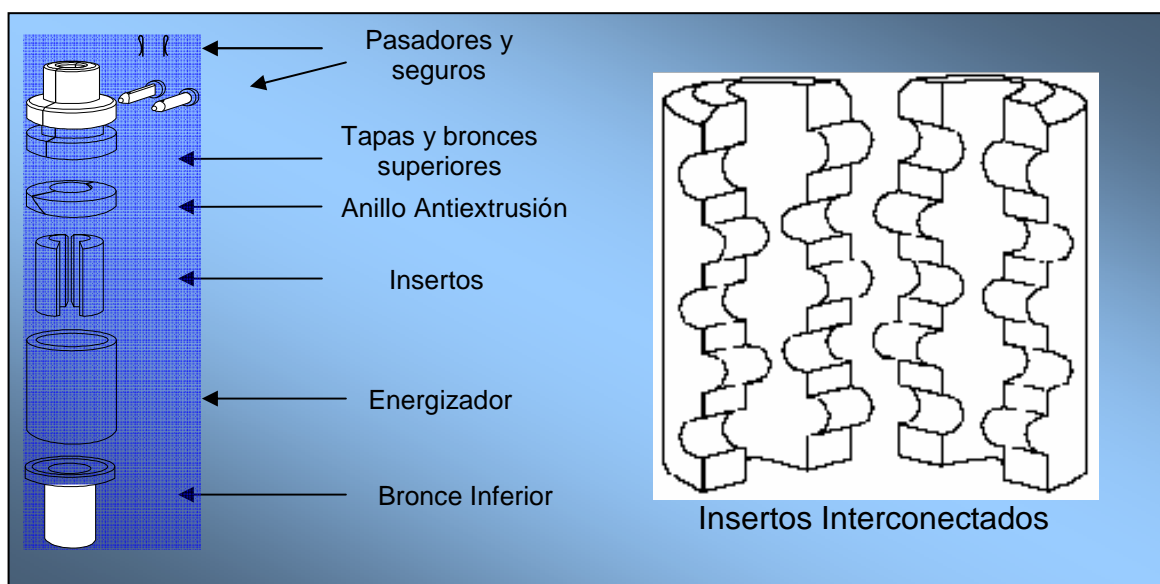
Esta sólo tomará 50 psi de presión de aire para entregar un equivalente de 3500 psi de presión hidráulica al stripper packer. En caso de que la presión de aire se pierda, la bomba puede también ser operada manualmente. Se debe tener cuidado de no exceder 5000 psi cuando se opere manualmente la bomba.

Una bomba manual adicional se puede encontrar al lado o debajo del panel de control. Esta se puede usar para opera el stripper packer o el BOP en caso de que la bomba aire-sobre-aceite falle o se pierda la presión de aire.

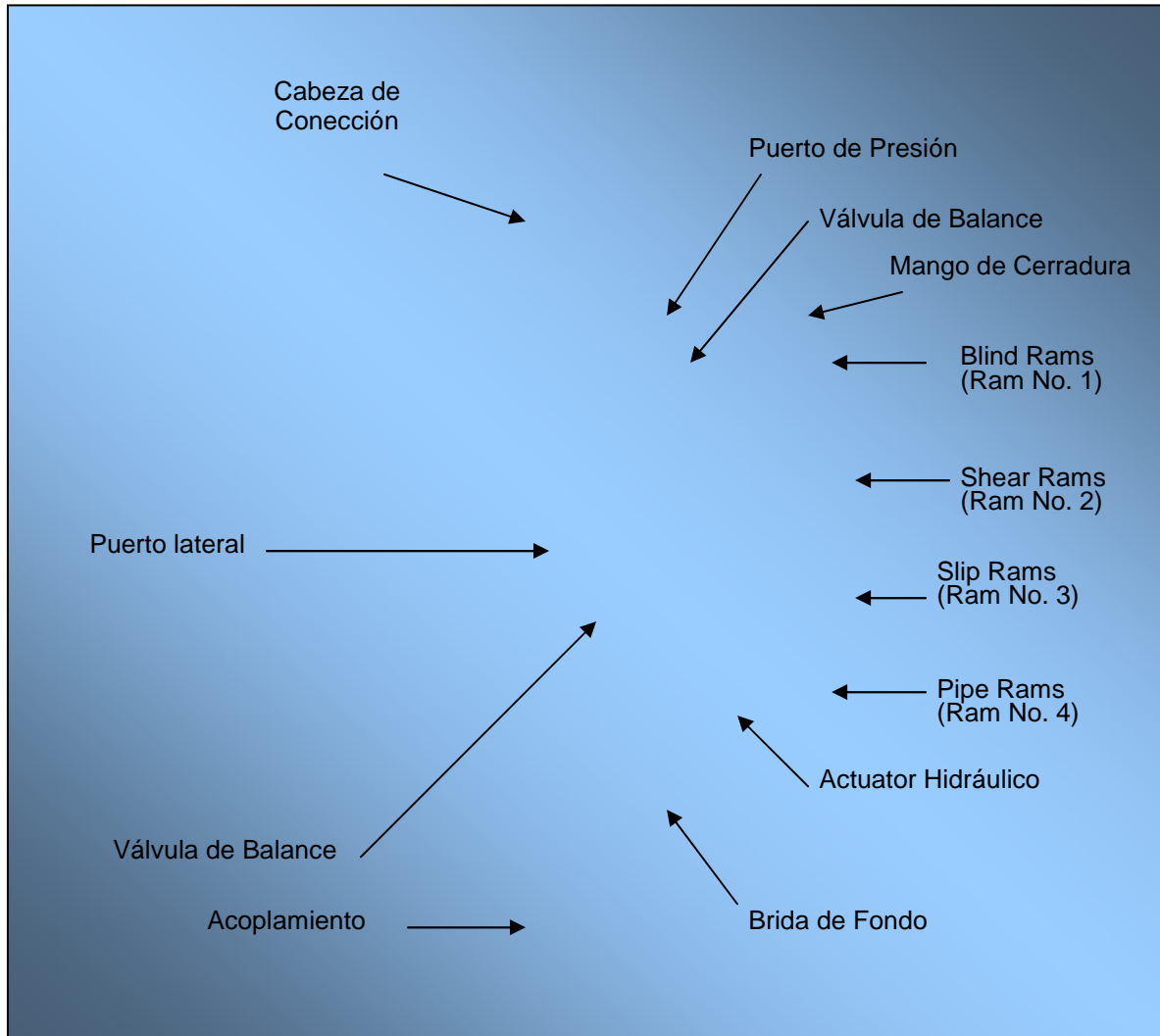
Ambas bombas pueden operar el stripper packer, BOP o el circuito de tracción de emergencia cambiando las válvulas adecuadas. Existe una válvula de relevo precalibrada a 5.000 psi para asegurarse que ambas bombas no excedan este valor.

Una bomba vane en el power pack suministra el flujo que está directamente unido al panel de control. Las válvulas y manómetros en el panel de control dirigen y monitorean el aceite hidráulico hacia el BOP.

FIG. 3.11: COMPONENTES DEL STRIPPER PACKER



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

FIG. 3.12: COMPONENTES DEL BOP

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

3.3. HERRAMIENTAS DE FONDO DE POZO

Las herramientas que se utilizan para la realización de los trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible son numerosas, y dependerán del trabajo que se estima realizar, además dependerá del diseño del ensamblaje de fondo. A continuación en la tabla 3.3 tenemos algunas de las herramientas que se utilizan en los diferentes trabajos de reacondicionamiento en pozos con tubería flexible.

TABLA 3.3: HERRAMIENTAS DE TUBERÍA FLEXIBLE

Motorhead & Connectors	<ul style="list-style-type: none"> - Motorhead Assemblies - "Torconnect" External Slip Connectors - Dimple Connectors - Roll-on Connectors - Double Ended Roll-on Connectors
Control & Circulation Valves	<ul style="list-style-type: none"> - Twin Flapper Check Valves - Tools Double Flapper Check Valves - Twin Flapper Check Valves with Lock-out Sleeve - Ball Check Valves - Back Pressure Valves - Cement Valves - Sequencing Valves
Disconnects & Release Joints	<ul style="list-style-type: none"> - Heavy Duty Hydraulic Disconnects - Heavy Duty Disconnects - Shear Release Joints - Over Pressure Release Joints
Jars & Intensifiers	<ul style="list-style-type: none"> - Hydraulic Up / Down Jars and Intensifiers - Up-Stroke Intensifiers - Impact Drill Jars
Joints, Straight Bars & Centralisers	<ul style="list-style-type: none"> - CT Knuckle Joints - Straight Bars - CT Fluted Centralizers - Flow Activated Bow Spring Centralizers - Slip Over Centralizers
Wash Tools	<ul style="list-style-type: none"> - Flow Activated Hydraulic Jetting Indexing Tools - Multi-Jet Wash Tools - Rotary Jet Wash Tools - Slim Hole Jetting Head Assemblies - Jetting Nozzles
Fishing Tools	<ul style="list-style-type: none"> - Hydrostatic Bailer - Flow Activated Releasable Fishing / Bulldog Spears - Flow Activated Releasable Overshots - Flow Activated Alligator Grabs - Fishing Grabs - Venturi Junk Baskets - Lead Impression Blocks - Gauge Cutters

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: NATIONAL OILWELL VARCO

3.4. SISTEMAS DE FLUIDOS PARA UNA ESTIMULACIÓN MATRICIAL

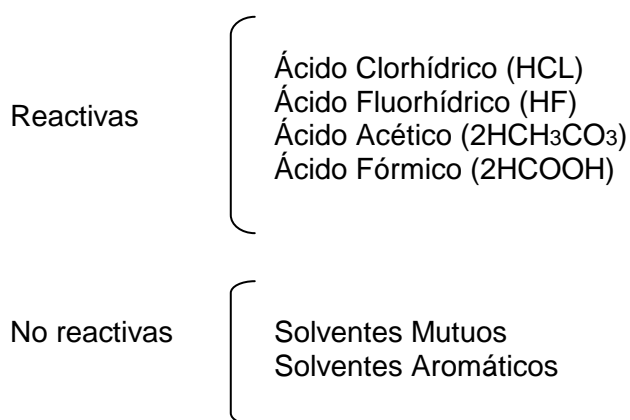
La mayor parte de la producción de hidrocarburos se presenta en formaciones carbonatadas o en areniscas. Durante la etapa de perforación y terminación del pozo diversos factores químicos o mecánicos pueden alterar su estado original provocando daños que resultan en una caída de presión y por consiguiente en una disminución en la producción de hidrocarburos.

Además, en estas etapas o durante la vida productiva del pozo pueden presentarse condiciones como cambios de mojabilidad, bloqueos por agua, presencia de compuestos orgánicos, mezclas complejas de orgánicos e inorgánicos, presencia de arcillas y finos, entre otras que provocan que un pozo no produzca a todo su potencial. El tratamiento para este tipo de formaciones puede clasificarse de manera general de la siguiente forma:

3.4.1. BASE DEL SISTEMA

En función del elemento básico que la constituye se pueden clasificar de la siguiente manera:

FIG. 3.13: BASE DE FLUIDOS PARA UNA ESTIMACIÓN



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

La remoción efectiva del daño por permeabilidad absoluta involucra la disolución o dispersión del material físico el cual provoca la restricción en la permeabilidad. Si el material de daño es soluble en ácido, un fluido base ácido puede ser efectivo en disolver y remover el material.

Tanto las formaciones carbonatadas como las areniscas pueden acidificarse, sin embargo la efectividad de su tratamiento siempre estará directamente relacionado a como la formación responde al tratamiento. Cuando el daño consiste de parafinas y asfaltenos, debe usarse solventes orgánicos, como solvente base para ayudar a disolver el material y así restaurar la permeabilidad.

Cuando incrustaciones o sólidos solubles en ácido, son cubiertas con aceite, el uso de solventes colocados como precolchón antes de la etapa de ácido, es útil para limpiar la superficie y permitir mas directamente la reacción del ácido. El ácido nunca debe usarse sólo en un intento para remover depósitos de asfaltenos o parafinas.

3.4.2. ADITIVOS

Existe una gran cantidad de aditivos utilizados en los tratamientos ácidos que facilitan el uso de los sistemas permitiendo una mayor efectividad, básicamente estos pueden agruparse y presentarse como se lo hace a continuación.

3.4.2.1. Inhibidores de Corrosión

Típicamente son materiales fuertemente catiónicos, con una fuerte afinidad con la superficie metálica, para ser efectivos deben tener la capacidad de adherirse al interior de la tubería, formando una delgada cubierta protectora a medida que el ácido es bombeado, debido a su fuerte carga catiónica debe ser usado cuidadosamente para cumplir su función, ya que un exceso de este inhibidor puede influir en la matriz e inducir un daño a la permeabilidad relativa, causado por un cambio de mojabilidad.

3.4.2.2. Surfactantes

Los surfactantes son comunes en todos los tratamientos ácidos y ellos son el elemento básico en las estimulaciones no reactivas; las funciones de un surfactante usado en una acidificación incluyen: la desemulsión, dispersión, prevención del sludge, penetración y reducción de la tensión superficial, evitar el hinchamiento o dispersión de arcillas, mojar de agua a la roca, ser compatible con los fluidos de tratamiento y de la formación, y ser soluble a los fluidos del tratamiento a temperatura de yacimiento.

En un tratamiento ácido en arenas, especialmente la incompatibilidad de inhibidores de corrosión y surfactantes aniónicos puede ser un problema si no se manejan apropiadamente.

3.4.2.3. Solventes Mutuos

Los solventes mutuos o mutuales como el etilen glicol mono butil ether (EGMBE) o materiales similares, son otros aditivos frecuentemente utilizados en los sistemas ácidos, a menudo son utilizados por su solubilidad tanto en fluidos base agua o aceite. Los solventes mutuos se desarrollaron hace algunos años para facilitar la reacción del ácido en superficies cubiertas de aceite debido a su habilidad para ayudar a disolver mas allá de la cubierta de aceite; también ayudan a disminuir la tensión superficial del ácido reactivo lo que facilita la recuperación del ácido gastado y la limpieza del pozo.

Debido a sus propiedades, tienden a limitar la efectividad de los inhibidores de corrosión y frecuentemente la concentración de estos últimos debe ser incrementada en el sistema de tratamiento cuando se usan solventes mutuos

Los solventes mutuos para ser efectivos, deben ser agregados en concentraciones de aproximadamente 10% del volumen de ácido (lo que incrementa el costo del tratamiento) y su uso debe ser evaluado antes del tratamiento.

3.4.2.4. Aditivos de Control de Hierro

Muchas formaciones contienen siderita, hematita y otros minerales ricos en hierro, además del hierro que puede ser desprendido de la misma tubería, por lo tanto los agentes secuestrantes de hierro son un aditivo común en los tratamientos ácidos.

La química de los componentes de incrustaciones de hierro es más compleja que las de otro tipo, ya que existen dos formas de hierro en la formación, ferroso y férrico (éste último de mayor riesgo y el primero que se forma en las estimulaciones); en solución, la forma ferrosa puede ser oxidada a férrico en presencia de oxígeno. La mayoría de las aguas de formación contienen menos de 100 ppm de hierro, que puede verse incrementada substancialmente por corrosión, o por contacto de magnetita o de hematita.

Mientras el ácido no está gastado su pH es 0 ó cercano a 0, en estas circunstancias ningún ión hierro precipitará, sin embargo, a medida que el ácido se va gastando, su pH tiende a subir y arriba de 2 ó más, los problemas con precipitación de hierro existen y agravan el problema en el fondo, (el ferroso empieza a precipitar en pH de 5 y el férrico empieza a precipitar con pH de 2.5 y totalmente con pH de 3.5) por lo anterior es importante contar con los secuestrantes de hierro adecuados e inducir el pozo a producción luego de la estimulación, tan rápido como sea posible.

3.4.2.5. Agentes Divergentes

El cubrir efectivamente el intervalo de interés es crítico para el éxito de un tratamiento matricial ya sea en carbonatos o en areniscas. La desviación en un tratamiento puede ser complementada utilizando desviadores mecánicos como empacadores, tapones puente, bolas selladoras en los disparos, sólidos químicos, espuma e incremento en el ritmo de inyección por debajo de la presión de fractura.

3.4.2.6. Gas

Es también considerado un aditivo en tratamientos ácidos. El nitrógeno puede agregarse al ácido para facilitar la recuperación del ácido gastado cuando se acidifican pozos depresionados y por supuesto cuando se usa espuma nitrogenada como desviador.

3.5. SOFTWARE PARA TUBERÍA FLEXIBLE

En la actualidad, los programas informáticos han significado un enorme progreso en el monitoreo de los parámetros de trabajo. Más adelante se presenta el sistema CTSI™, CoilCAT™, que ha permitido un gran avance en el proceso de registro y monitoreo de parámetros de trabajo de tubería flexible. Este sistema no sólo permite registrar y monitorear parámetros de trabajo tradicionales tales como presiones, profundidades y pesos, sino también genera resultados calculados en tiempo real por computadora, sobre la vida de la tubería flexible bajo fatiga. Tales resultados son muy importantes pues no pueden ser monitoreados por ningún otro instrumento. Cabina de control equipada con el instrumental necesario para la operación y control de los componentes de la unidad, la cual cuenta con el equipo electrónico necesario. CTSI™ para registrar en tiempo real y almacenar en memoria los siguientes parámetros:

- Presión de circulación
- Presión de pozo
- Gasto de circulación
- Volumen acumulado de fluidos bombeados
- Indicadores de peso y de tensión de la tubería flexible
- Velocidad de ascenso o de descenso de la tubería flexible
- Profundidad alcanzada por la tubería flexible

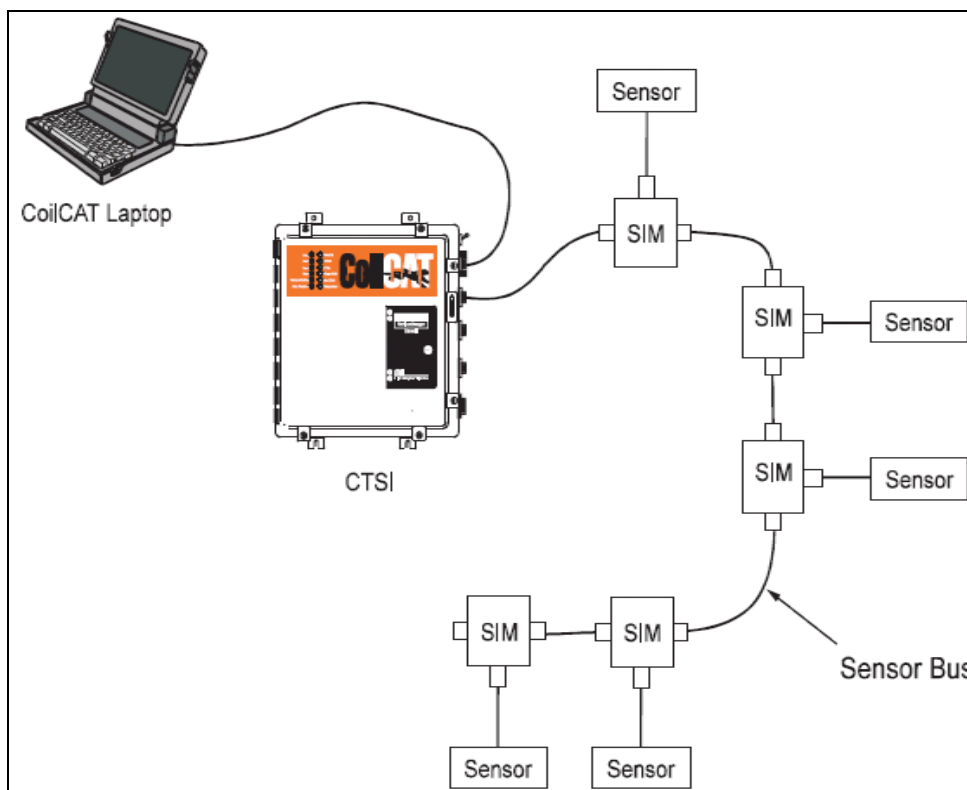
Estos componentes se encuentran conectados a la computadora ubicada en la cabina, la cual despliega los valores de los parámetros anteriormente

mencionados. Así, el ingeniero o supervisor de servicio puede realizar un monitoreo preciso de la operación en todo momento.

3.5.1. SISTEMA CTSITM

El Sistema CTSI™ consta de una computadora instalada en la cabina de la unidad de tubería flexible. Ahí se recibe toda la información proveniente de los sensores colocados en la unidad para en monitoreo de la operación posterior. El ingeniero de campo puede recuperar la información conectando su computadora en una unidad de disco floppy para un reporte inmediato en el lugar de trabajo. Los sensores de la unidad de tubería flexible están distribuidos en los componentes del equipo. Permiten el registro en tiempo real y de memoria de todos los parámetros importantes de las operaciones, los cuales son vitales para el desarrollo y evaluación de las mismas.

FIG. 3.14: SISTEMA DE MONITOREO CTSITM EN LAS UNIDADES DE TUBERÍA FLEXIBLE DOWELL



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

3.5.2. EQUIPOS DE SOPORTE PARA LAS OPERACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE

3.5.2.1. Software CoilCAT™

CoilCAT™ es un software desarrollado por Dowell. Cuenta con CoilCADE™, herramienta que provee soporte para un amplio rango de operaciones con tubería flexible.

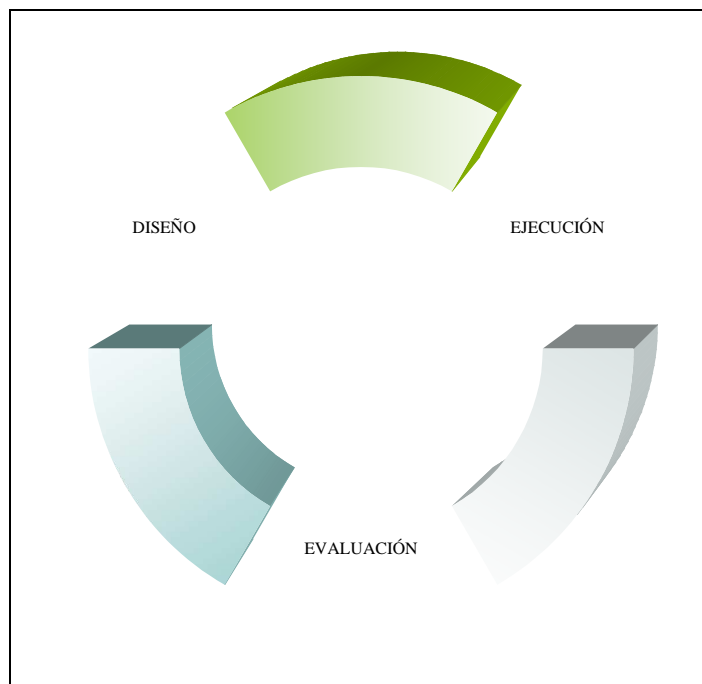
Con el uso del CoilCADE™, Dowell puede llevar a cabo las siguientes simulaciones:

- Simular las fuerzas que serán aplicadas a la tubería flexible en el pozo. Predice resistencias debido a fricciones y de esta manera, evita pérdidas de tiempo en intervenciones.
- Lleva a cabo el registro de la vida útil de la tubería flexible a través de las operaciones. Previene fallas durante la operación en el pozo.
- Simula la operación en el pozo. Permite una optimación de los productos que se van a utilizar durante los tratamientos.

Los módulos de diseño contenidos en el Software CoilCADE™ determinan las presiones de fricción, las calidades de espuma y otros parámetros necesarios para un bombeo efectivo a través de la tubería flexible.

El software CoilCADE™ combina la experiencia con módulos validados por tecnología de punta y fija los parámetros para el diseño, ejecución y evaluación, DEE™ de los tratamientos a través de la tubería flexible.

FIG. 3.15: CICLO DE DISEÑO, EJECUCIÓN Y EVALUACIÓN



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: SCHLUMBERGER

El ciclo de diseño, ejecución y evaluación, DEE™, inicia obteniendo toda la información necesaria por parte del cliente, en función del tipo de trabajo. Esta deberá incluir geometría del pozo, datos de tuberías, de producción y de yacimiento.

Es entonces cuando el ingeniero Dowell utiliza las herramientas disponibles en el software CoilCADE™, el cual hace óptimo el diseño de la operación logrando resultados de manera efectiva, operativa y económica. Los módulos con los que cuenta el software CoilCADE™ son los siguientes:

Esfuerzos de Tubería

El módulo de esfuerzos de tubería permite determinar si la tubería seleccionada para la operación puede alcanzar la profundidad determinada, con seguridad y dentro de los límites operacionales.

El módulo de esfuerzos de tubería verifica que las herramientas utilizadas pasan en todas las desviaciones del pozo y determina los esfuerzos de tensión y compresión aplicados en la herramienta.

El operador de la tubería flexible usa este módulo para verificar que el trabajo se desarrolle de acuerdo con lo planeado. Compara los valores que se predijeron contra los reales en el indicador de peso. Las anomalías pueden ser indicadoras de flujo del pozo o problemas con la tubería.

Para determinar estos valores se toman en cuenta los siguientes parámetros:

- Propiedades del acero de la tubería.
- Fricción en el stripper.
- Tensión en el carrete.
- Densidad de los fluidos dentro de la tubería flexible y en el espacio anular.
- Diámetro de tuberías de revestimiento, así como profundidad y peso.
- Presiones de circulación en la cabeza.
- Tensión y compresión en las herramientas.

Los resultados incluyen los siguientes valores:

- El esfuerzo máximo mientras se introduce la tubería al pozo y cuando se saca del mismo.
- El esfuerzo máximo que se puede aplicar con seguridad a la tubería flexible.
- El peso o tensión que se requiere para introducir o sacar la tubería y cumplir con los requerimientos de trabajo de la herramienta que se va a utilizar.
- El valor en el indicador de peso introduciendo y sacando tubería del pozo.

Sistema de Monitoreo CoilLIFE™

El módulo de CoilLIFE™ (vida útil de la tubería) minimiza el riesgo de alguna falla en la tubería debido a fatiga por los esfuerzos a los que está sometida la tubería flexible. Los datos que alimentan al módulo de CoilLIFE™, provienen de un sistema preciso. Este mantiene una base de datos de los ciclos de presión y un historial de corrosión por ácido para cada carrete por separado. El modelo CoilLIFE™, basado en pruebas de fatiga, calcula el daño en la tubería debido a la presión y a los ciclos a los que ha sido expuesta.

El módulo de CoilLIFE™ es usado en cada trabajo para asegurar que se pueda introducir la tubería en el pozo y jalarla para sacarla del mismo. La base de datos computarizada contiene la historia del carrete. Consiste en las variables en el pozo mientras la tubería flexible pasa dentro y fuera del pozo, que son grabadas en secciones de tubería de 50 pies. Los datos incluyen:

- Número de pasadas y presión durante cada introducción en el pozo
- El radio en el cuello de ganso
- Radio del carrete
- Pérdida en el espesor de la tubería debido al ácido
- Localización de soldaduras y modificaciones en la longitud
- Cambio en el espesor de la tubería debido al efecto de globo

Simulador de pozo (WBS)

Todos los trabajos de bombeo con la tubería flexible incluyen el flujo de fluidos en el pozo. El simulador de pozo modela el flujo de líquidos, gases y sólidos en un flujo de tres fases. El simulador de pozo incluye los efectos de fuga en la formación, flujo de la formación, efecto PVT, temperatura y fricción para asegurar que todos los aspectos en el flujo del fluido serán evaluados. El simulador de pozo optimiza los tratamientos de bombeo a través de la tubería flexible.

Este simulador de pozo considera varios procesos físicos que ocurren en el pozo durante las operaciones de bombeo para predecir los constituyentes del fluido, gastos y presiones.

Algunos de estos procesos incluyen:

- Flujo de la formación y hacia la formación
- Remoción de arena en el pozo
- Mezclado de fluidos inyectados, fluidos de formación y sólidos
- Efecto debido a la caída de fluidos pesados dentro de la tubería
- Caída de presión por estrangulación, herramientas y jets
- Disolución de gas de fluidos de producción
- Transporte de calor entre el pozo y la formación

CoilLIMIT™

El módulo de CoilLIMIT™ determina los límites de presión y tensión que pueden ser aplicados de una manera segura en la tubería flexible durante un trabajo. El módulo de CoilLIMIT™ calcula la presión de colapso de la tubería flexible. Toma en cuenta la ovalidad, y la máxima carga compresiva antes de que se dañe, incluido el efecto de tornillo.

El resultado es una curva que gráficamente nos muestra los límites de tensión bajo distintas presiones mientras corre dentro del pozo o se está sacando del mismo. Esta gráfica es puesta en la unidad de tubería flexible durante el trabajo.

Presión Debida a la Fricción

Basado en las correlaciones de fricción del fluido, este modelo puede determinar los gradientes de presión y fricción para modelos reológicos como ley de potencia, fluidos newtonianos, plásticos de bingham y espuma.

Este módulo también se usa para la selección de fluidos y de los gastos a utilizar en el simulador del pozo.

Limpieza con Espuma

El módulo de limpieza con espuma determina los gastos y volúmenes de líquido y gas requeridos para alcanzar la presión de fondo y la calidad de la espuma deseada. Con este módulo, Dowell puede calcular rápidamente los parámetros idóneos para asegurar que el equipo y el material sean los correctos para la ejecución del trabajo.

3.6. TRATAMIENTOS PROPUESTOS DE ESTIMULACIÓN

Realizada la selección de los pozos del campo Shushufindi, revisado y analizado los historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, y determinación del tratamiento de estimulación, se elabora el tratamiento para cada uno de los pozos seleccionados considerando el análisis de los puntos anteriormente citados.

En general, cada uno de los tratamientos que se presentan a continuación puede que tengan gran similitud, pero al momento de la realización de los trabajos dependerá de muchos factores su éxito, que los diferencian como son las propiedades de la roca, la respuesta de la formación y la presión del yacimiento.

La inyección del tratamiento se realiza a tasas y presiones inferiores a los necesarios para vencer la resistencia mecánica de la roca en régimen de flujo radial, por lo que el tratamiento será matricial se buscara eliminar el daño a la permeabilidad en las cercanías del pozo para restaurar su capacidad natural de producción.

Generalmente es fácil disolver sólidos que taponan la formación, lo difícil es hacerlo sin causar daños adicionales, para evitar esto, se necesita información sobre la mineralogía de la formación y la composición de los fluidos que la

saturan, naturales o introducidos por otros procesos, para predecir las reacciones químicas que tendrán lugar, y se necesita conocer la permeabilidad para definir las tasas de inyección de fluidos.

La permeabilidad de la formación determinará cuán rápido se podrá inyectar el tratamiento en la formación. Como regla general, se requerirá una tasa de inyección mínima al final del tratamiento de 1/4 de barril por minuto. Si no se puede inyectar a esta tasa sin sobrepasar la presión de fractura.

En la tabla 3.4 se encuentran todos los datos petrofísicos que son necesarios para la realización del diseño de los tratamientos de estimulación.

TABLA 3.4: DATOS PETROFÍSICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS

DESCRIPCIÓN	SSF-74	SSF-76	SSF-02	SSF-23	SSF-68	SSF-77	SSF-89	SSF-71	SSF-94
Arena	T	T	U	TD	TS	U+T	U	T	UD
Profundidad (pies)	9301	9357	8936	9337	9337	9034	9090	9374	9148
Temperatura (°F)	194	186	207	194	221	210	204	186	200
Presión Inicial (psi)	2800	2770	3000	2800	3333	1874	2350	2900	3100
Presión Actual (psi)	2200	2400	2700	2300	2811	1400	1900	2350	2800
Altura Arena (pies)	30	30	53	54	14	82	20	37	45
Permeabilidad Promedia (md)	410	916	263	383.4	275	211	848	354	650
Porosidad (%)	17	17	18	18	18	19	18	16	17
Saturación de Agua (%)	0.57	0.40	0.15	0.40	0.55	0.50	0.30	0.50	0.18
Compresibilidad de la Roca	4.8E ⁻⁵	3.81E ⁻⁵	3.66E ⁻⁶	3.81E ⁻⁶	9.8E ⁻⁶	1.82E ⁻⁵	1.32E ⁻⁶	2.2E ⁻⁵	5.3E ⁻⁵
Gravedad (°API)	33	30.5	32.4	30	32	27	25.1	30.5	19.5
Viscosidad (cp)	1.9	1.9	2.5	1.09	1	1.21	2.91	1.9	2.3
Presión de Burbuja	990	1000	1115	1053	970	1010	1010	1000	1015
Salinidad (ppmcl)	10000	12500	45000	10000	68500	9750	20400	14750	48300

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

3.6.1. MINERALOGÍA DE LA FORMACIÓN

El conocimiento de la mineralogía de la roca es esencial para comprender la respuesta de la misma a diferentes fluidos. La interacción de la roca y un fluido depende de los minerales que reaccionan con el fluido y de la posición relativa de estos minerales en el camino que toma el fluido.

A continuación se presenta la información de litología, sedimentología y petrografía que fue posible recolectar de los pozos seleccionados del campo Shushufindi.

La información de mineralogía de la formación no varía significativamente de un pozo a otro aún más cuando son arenas continuas como lo son la arena "U" y "T" que son en las que se realizarán los reacondicionamientos propuestos, situación favorable debido a que muchos pozos seleccionados para este proyecto no cuentan con esta información.

3.6.1.1. Mineralogía del Pozo Shushufindi 74

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA ARENA "T"

Intervalo 9.298-9.312

Arenisca fina en capas con estratificación cruzada de bajo ángulo formada como depósito de barras marinas. Las areniscas presentan cemento calcáreo férrico, baja porosidad con caolinita e illita como matriz arcillosa. En el intervalo superior 9.297,8 la porosidad es del orden del 6%.

Intervalo 9.299-9.304

Presentan cemento silíceo y arcilla caolinita en el espacio poral, la porosidad es buena del 8-12%; excepto a la profundidad de 9.304 donde disminuye al 3%.

SEDIMENTOLOGÍA ARENA "T"

Intervalo 9.286,4-9.290,6

Arenisca de grano fino-medio de regular porosidad y arcilla alcanzando valores del 6% en ambos casos. La caolinita es la arcilla identificada. La porosidad está afectada por el buen empaquetamiento de los granos, principalmente.

Intervalo 9.295,5-9.297,8

Intervalo político conformado por lutitas masivas, de matriz illita con inclusiones de hematina, siderita y biotita.

Intervalo 9.299-9.304

Arenisca de grano fino-medio, subangular-subredondeado, regular a mal clasificadas, limpias, de buen empaquetamiento, cemento silíceo y arcilla caolinita dentro del espacio poral. La porosidad es buena 8-12% excepto a 9.304 que disminuye al 3%. La arcillosidad varía del 3 al 6%.

TABLA 3.5: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “T”

Profundidad Intervalo (Pies)	Nombre Petrográfico	Porosidad %	Matriz	Matriz %	Cemento	Cemento %	Minerales Característicos y/o Accesorios	Tamaño Grano
9.279,5	Arenita de cuarzo	0,5	Caolinita, illita	6,9	Silíceo	6,8	Glaucomita, bitumen, feldespato	F
9.283,1	Cuarzarenita glauconítica	5,4	Illita, caolinita	7,5	Silíceo - siderítico	8,7	Glaucomita, bitumen, muscovita	F
9.286,4	Arenita de cuarzo	4	Caolinita, illita	5,5	Silíceo	1,7	Glaucomita, bitumen, plagioclasa	F-M
9.289,2	Arenita de cuarzo	4,6	Caolinita	14,3	Silíceo	2,8	Feldespato, fosfato, bitumen	M
9.290,6	Arenita de cuarzo	1,1	Arcilla	11,1	Silíceo	4,4	Glaucomita, fosfato	F-M
9.295,5	Arenita de cuarzo	0	Arcilla	59	Siderítico	35	Cuarzo, glauconita	-
9.296,5	Lutita siderita	0	Arcilla	45	Siderítico	40	Cuarzo, glauconita	-
9.297,8	Lutita siderita	0	Arcilla	58	Siderítico	30	Cuarzo, glaucomita, fosfato	-
9.300,6	Cuarzarenita siderita	7,8	Caolinita	3,8	Silíceo - siderítico	6	Fosfato, moscovita, bitumen	F
9.304,0	Arenita de cuarzo	1,7	Caolinita	13,4	Silíceo - siderítico	4,2	Bitumen, fosfato	F

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

3.6.1.2. Mineralogía del Pozo Shushufindi 68**DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA ARENA “TS”**

Intervalo 9.323,7-9.338

Arenisca de cuarzo de color café por tinción de hidrocarburo, grano muy fino a fino, subangular a subredondeado, bien clasificada, escasa matriz arcillosa, porosidad buena a regular. Presenta laminación oblicua planas, localmente estructuras flaser y estilolíticas rellenas de hidrocarburo sólido.

Intervalo 9.341-9.356

Arenisca de cuarzo de color café por tinción de hidrocarburo, grano muy fino a fino, subangular a subredondeado, bien clasificada, escasa matriz arcillosa, porosidad regular. Presenta laminación oblicua, localmente estructuras flaser y estilolíticas rellenas de hidrocarburo sólido.

SEDIMENTOLOGÍA ARENA “TS”**Intervalo 9.317-9.406**

Basado en polinomorfos, ambiente de depósito marino. Entre 9.317 y 9.320 se tiene lutita de matriz caolinita e illita, areniscas gris clara muy finas a finas, poca matriz arcillosa, cemento silíceo, baja porosidad, cuarzo y glauconita la misma que aumenta hacia el intervalo 9.319,3-9.320,7 y a 9.400 cemento siderítico, abundante bioturbación y condiciones de oxidación.

El cuarzo presenta sobrecrecimientos secundarios. Hasta la profundidad de 9.332,3 la matriz va disminuyendo poco a poco mientras que la porosidad va en aumento hasta un 12.7%; la arcillosidad es caolinítica. Se trata en general de cuarzoarenitas y arenitas de cuarzo con tinción de hidrocarburos. A la profundidad de 9.337,4 se tiene un aumento en el porcentaje de la matriz y la porosidad disminuye al 1,7%. Entre 9.358,5 y 9.400 la porosidad aumenta al orden del 10-12% y la matriz se mantiene estable del 1 al 2% de caolinita.

El ambiente de depósito es deltáico o transicional con barras de frente deltáico, el intervalo 9.370,8-9.368 es un canal y el intervalo superior de 9.320,2-9.317 es un llano de marea. Desde el punto de vista geoquímica, el intervalo 9.317,5-9.405,2 presenta características de roca madre dado sus altos valores de carbono

orgánico total, tipo de materia orgánica mixta generadora de crudo y gas; aunque no ha desarrollado su potencial por presentar una madurez térmica bajo el umbral de la generación de hidrocarburos líquidos.

TABLA 3.6: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “TS”

Profundidad Intervalo (Pies)	Nombre Petrográfico	Porosidad %	Matriz	Matriz %	Cemento	Cemento %	Minerales Característicos y/o Accesorios	Tamaño Grano
9.328,4	Cuarzarenita	10,8	Caolinita	2	Silíceo	3	Hc. y zircon	M
9.332,3	Cuarzarenita	12,7	-	-	Calcita	12,7	Hc. y muscovita	M
9.337,4	Arenita de cuarzo	1,7	Caolinita y arcilla	9	-	-	Muscovita, Hc., Sid., Zr. y matriz orgánica	M

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

3.6.1.3. Mineralogía del Pozo Shushufindi 77

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA ARENA “T”

Intervalo 9.240-9.261

Areniscas grises finas glauconíticas de barra marina de desembocadura.

Subintervalo 9.240-9.255

Areniscas grises finas a muy finas, subangulares, bien clasificadas cuarzosas, con glaucomita, duras con cemento silíceo estratificación decimétrica con paquetes grano decrecientes, laminaciones ondulantes continuas arcillosas, regular a abundante bioturbación tipo skolitos.

Subintervalo 9.255-9.261

Areniscas gris claro de grano fino subangulares, bien clasificadas, de cuarzo, con glaucomita, matriz arcillosa, compacta duras, cementación silícea, paquetes decimétricos granodecrecientes con laminaciones lutíticas ondulantes discontinuas con ámbar y bitumen sólido, moderada bioturbación más acentuada en los niveles hacia el tope de los paquetes más finos en tamaño de grano.

Intervalo 9.261-9.290

Areniscas medias a finas cortejo transicional litoral sin glaucomita.

Subintervalo 9.261-9.273.5

Areniscas color marrón claro por tinción de hidrocarburos, subangulares, moderada clasificación de cuarzo con escasa matriz caolinítica, compactas, estratificada en paquetes decimétricos con estratificación cruzada de bajo ángulo con laminaciones marcadas por niveles arcillosos con bitumen sólido, trazas de yeso, moderada bioturbación, en los estratos milimétricos lutíticos se evidencian carbón, pirita, azufre, yeso y ámbar.

SEDIMENTOLOGÍA ARENA "T"**Intervalo 9.240-9.288**

Son areniscas de grano fino, fino-medio, subangular-subredondeada, regular a bien clasificadas, contactos alargados-suturales y puntuales en niveles más porosos (9270 a 9282).

Mineralógicamente están constituidos por cuarzo con sobrecrecimientos secundarios, algunas con corrosión en sus bordes, glaucomita está presente en mayor cantidad en los estratos superiores, éstas se amoldan entre los espacios intergranulares disminuyendo de esta forma la porosidad. Otros minerales son el feldespato que se encuentra caolinitizado, el rutilo, pirita y yeso (9.273).

La arcilla identificada es la caolinita, la misma que ocupa los espacios porales sola o entremezclada con hidrocarburo sólido. En las profundidades de 9.285 y 9.288 las areniscas disminuyen su tamaño de grano fino a muy fino.

TABLA 3.7: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “T”

Profundidad Intervalo (Pies)	Nombre Petrográfico	Porosidad %	Matriz	Matriz %	Cemento	Cemento %	Minerales Característicos y/o Accesorios	Tamaño Grano
9.240	Arenita de cuarzo	6,8	Illita-Caolinita	7,3	Siliceo	5,3	Glauconita, clorita, bitumen	F
9.243	Cuarzarenita	2	Illita-Caolinita	4,2	Siliceo	5	Glauconita, clorita, bitumen, yeso	MF-F
9.246	Arenita de cuarzo	2,3	Illita-Caolinita	12,6	Siliceo	3,1	Glauconita, clorita, bitumen, epidota	F
9.252	Cuarzarenita	3	Illita-Caolinita	4,1	Siliceo	6	Glauconita	F
9.255	Arenita de cuarzo	1,8	Illita-Caolinita	7,7	Siliceo	3,3	Glauconita, clorita, bitumen	F
9.261	Cuarzarenita	2	Illita-clorita	3,4	Siliceo-siderítico	2,8	Glauconita, bitumen, feldespato	F
9.264	Cuarzarenita	0,3	Caolinita-illita	1,9	Siliceo	7,2	Glauconita, muscovita	F
9.266	Cuarzarenita	8,2	Caolinita-illita	3,65	Siliceo	3,4	Muscovita, clorita, bitumen	F-M
9.270	Cuarzarenita	4,3	Illita-Caolinita	1	Siliceo-siderítico	4,7	Bitumen	F
9.273	Cuarzarenita	1,4	Illita-Caolinita	2,2	Siliceo	6,5	Clorita	F-M

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA ARENA “U”

Intervalo 8.995-9.023

Facies de areniscas de canal estuarino. Areniscas grises de tono marrón por tinción de hidrocarburos, de medias a muy finas, angulares a subangulares, bien clasificados, compuestas principalmente de cuarzo. escasos fragmentos de rocas, compactas con cemento siliceo laminaciones ondulantes discontinuas marcadas por bitumen sólido, los paquetes del orden de 1 a 3 dm de espesor muestran ligera gradación normal en el tamaño del grano, a la base de la secuencia son más notorias la estratificación flaser, la bioturbación y los intervalos modulares calcáreos.

Las areniscas hallan intercaladas con paquetes lutíticos. La presencia de ondulaciones y estratificación flaser representan el dominio de corrientes tanto unidireccionales como bidireccionales de barras y canales estuarios.

Intervalo 9.023-9.028,3

Facies de lutitas carbonosas de marismas lagunares. Predominancia de lutitas grises oscuras con intercalaciones centimétricas de areniscas lentiformes de color gris, grano medio, subangulares, regular clasificación silíceas, matriz arcillosa,

duras, se hallan comúnmente concentraciones de material carbonoso y bituminoso, la interestratificación lenticular y muy disturbada casi a manera de brecha representa una alternancia de cargas de lecho y suspensión alterados por tormentas, en la sección pantanosa permanentemente inundada.

Intervalo 9.028,3-9.046,3

Facies areniscas de barras progradantes deltaicas. Areniscas marrones por tinción de hidrocarburos, de grano medio fino a fino subangulares, regular clasificación, cuarzosas, duras con cemento silíceo, el paquete varia entre estratos métricos, hasta masivos, progradantes, están presentes la estratificación cruzada de bajo ángulo y las ondulaciones discontinuas no paralelas.

En la base de este intervalo se observan clastos suaves de arcilla y un moteado rojizo ferruginoso. La generalizada falta de estructuramiento dentro de las areniscas representan una rápida e intensa deposición desde suspensión.

Intervalo 9.046,3-9.056

Facies restringidas transicionales someras de areniscas con intercalaciones lutíticas. Intercalaciones lutíticas con estratos de areniscas finas a medias, subredondeadas, moderada clasificación, cuarzosa, compactas, con cemento silíceo, matriz arcillosa, laminaciones lutíticas ondulantés, subparalelas, presentan moteado ferruginoso, carbón peritizado y sulfuros, escasa bioturbación, que caracterizan un ambiente restringido hipersalino.

SEDIMENTOLOGÍA ARENA “U”

Intervalo 8.975-8.997

Al tope se identifica un estrato de arenisca de grano muy fino de porosidad del 3% y arcillosidad del 5% conformada por caolinita. Es localmente calcárea y se observan manchas de hidrocarburo sólido. Subyacen estratos polícticos de matriz illita, en partes con clorita y caolinita, que incluyen granos de cuarzo y feldespatos de tamaños 10-30 micras.

Intervalo 9.000-9.011,5

El intervalo corresponde a estratos de areniscas arcillosas de grano muy fino-fino, regular a bien clasificados, contactos alargados y/o grano flotante. El cuarzo constituyente presenta sobrecrecimientos secundarios y corrosión en bordes; el feldespato se encuentra en proceso de caolinitización; otros minerales accesorios son el rutilo y la pirita.

La porosidad es mínima, la misma que se ve afectada por el buen empaque de los granos y la gran cantidad de arcilla depositada en los espacios intergranulares en porcentajes que varían entre el 12 y 20% de la muestra total. El tipo de arcilla identificada es la caolinita.

Intervalo 9.013,5-9.022

Conformado por areniscas muy finas cuarzo feldespáticas, bien clasificadas, contactos alargados y/o puntales. Son menos arcillosas y más porosas que las del intervalo precedente.

La arcillosidad tiene valores promedio del 5% y la porosidad entre 8-10%. Se observan manchas de hidrocarburo a veces entremezclada con arcilla caolinita diagenética.

Intervalo 9.025-9.026,5

Son areniscas arcillosas, muy finas a finas, grano flotante, no porosas. Hay influencia férrica en estos estratos que son manifestados por la presencia de hematina y clorita. La arcillosidad varía entre 15-20%.

Intervalo 9.028,5-9.041,5

Corresponde a estratos de arenisca cuarzosa granos crecientes hacia la base de grano fino a medio, regular a bien clasificadas, contactos alargados y puntales. Son areniscas limpias de buena porosidad 12-18%, con residuos de hidrocarburo sólido, entremezclados en parte con remanentes de arcilla caolinita.

Intervalo 9.048-9.056

Este intervalo esta constituido por areniscas de grano fino, conformada por cuarzo diagenético y accesorios de pirita y rutilo.

La porosidad tiene valores entre 5-10%, ésta se encuentra afectada en ciertos niveles por el empaquetamiento de los granos y la arcilla caolinita interglanular que esta ocluyendo los poros.

TABLA 3.8: PETROGRAFÍA DE LA ARENA “U”

Profundidad Intervalo (Pies)	Nombre Petrográfico	Porosidad %	Matriz	Matriz %	Cemento	Cemento %	Minerales Característicos y/o Accesorios	Tamaño Grano
8.995	Cuarzonacka	0	Silicea-caolinita	16,4/1,2	Siliceo	-	Muscovita, microclina	MF
8.997	Arenita de cuarzo	1,8	Silicea-illita	6,2/0,3	Siliceo	7,4	Calcita, microclina	MF
9.000	Cuarzonacka	0	Silicea-illita-caolinita	22,5	Siliceo-yeso	8,4	Calcita, muscovita y oxidos	LG-MF
9.001	Cuarzarenita	7,3	Arcilla	0,8	Siliceo	7,9	Epidota, muscovita, calcita	MF
9.003	Arenita de cuarzo	0	Silicea-illita-caolinita	15,5	Siliceo	6,8	Microclina	MF-F
9.004	Cuarzarenita	2	Caolinita	4,8	Siliceo	4,8	Microclima, muscovita, epidota	MF
9.006	Cuarzarenita-Siderita	1,6	-	-	Siliceo-Siderítico Calcarea	22,4	Bitumen	MF
9.008,5	Cuarzarenita	4,2	Caolinita	3,3	Siliceo-Calcarea	8,8	Microclima, bitumen	MF
9.011,5	Cuarzonacka	0	Silicea-arcilla	29,7	Siliceo-Yeso	7,9	-	MF
9.013,5	Arenita de cuarzo	1,9	Silicea	7,9	Siliceo	11	-	MF
9.016	Cuarzarenita	2,5	Caolinita	4,3	Siliceo-calcarea	8	Microclima, muscovita	MF
9.017,5	Arenita de cuarzo	7,1	Caolinita	5,9	Siliceo	7,4	Microclima, muscovita, yeso	MF
9.019,5	Cuarzarenita Calcarea	0	-	-	Calcarea	24	Bitumen, yeso	MF
9.020	Arenita de cuarzo	7	Caolinita-arcilla	4,8	Siliceo	5,8	Bitumen, plagioclasas	MF
9.022	Arenita de cuarzo	3,7	Caolinita	8	Siliceo	7,3	Microclima, yeso, bitumen	MF
9.025	Cuarzarenita	4,7	Caolinita	3,6	Siliceo-yeso	6,6	Bitumen, feldespato	MF
9.026,5	Cuarzarenita	0,8	Caolinita-illita	3,8	Siliceo	6,2	-	F
9.028,5	Cuarzarenita	8,4	-	-	Siliceo-calcarea	9,4	-	F
9.031	Cuarzarenita	12,5	Caolinita-illita	3,1	Siliceo	5,4	-	F
9.033,5	Cuarzarenita	11,2	-	-	Siliceo	5,8	-	F
9.036	Cuarzarenita	16,2	-	-	Siliceo	5,3	-	F-M
9.038,5	Cuarzarenita	15,6	-	-	Siliceo	2,9	-	F
9.041,5	Cuarzarenita	14,6	Caolinita	1,2	Siliceo	5,2	-	F-M
9.048	Cuarzarenita	6,6	Caolinita	0,3	Siliceo	3	-	F
9.049	Cuarzarenita	12,4	Caolinita	0,5	Siliceo	1	-	F-M
9.050,5	Arenita de cuarzo	10,6	Illita- Caolinita	7,7	Siliceo-calcarea	3,3	-	F-M
9.052	Cuarzarenita	17,9	-	-	Siliceo	3,1	-	F-M
9.056	Cuarzarenita	9,2	Caolinita	2,8	Siliceo	4,6	-	F-M

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

3.6.3. VOLÚMENES DE QUÍMICOS Y EQUIPOS NECESARIOS PARA TRATAMIENTOS DE ESTIMULACIÓN PROPUESTOS

En los tratamientos de estimulación con tubería flexible propuestos para los pozos seleccionados del campo Shushufindi, se considero toda la información que pudo ser recolectada en la fase investigativa de este proyecto para así lograr proponer tratamientos que sin duda podrán cumplir con las expectativas técnicas esperadas sin descuidar el aspecto económico, ya que el objetivo de este proyecto será conseguir el mejor de los resultados dentro de los parámetros de seguridad y respeto ambiental, en menor tiempo y lo más rentable posible.

Las tablas presentadas a continuación contienen el total de productos requeridos y equipos necesarios para cada uno de los trabajos de estimulación propuestos en los diferentes pozos seleccionados en este proyecto. Todos los volúmenes calculados en las siguientes tablas deberán ser recalculados en la locación al momento previo de la realización del trabajo. Los productos químicos utilizados en estos tratamientos de estimulación son actualmente utilizados por la empresa BJ SERVICES.

3.6.3.1. Tratamiento de Estimulación SSF-74

SISTEMA AQUACON HP

June 1, 2007

ARENA T

INTERVALOS	HASTA				PIES MD
9282	HASTA	9302	20		PIES MD
9310	HASTA	9320	10		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
0	HASTA	0	0		PIES MD
INTERVALO NETO			30		PIES MD
ESPESOR DEL INTERVALO			30		PIES MD
POROSIDAD %			17%		
PENETRACION PIES			10		
VOLUMEN PORAL			11986		

	TBG	CASING
DIAMETRO	3 1/2 in.	7 in.
BBL/FT	0.00870	0.0383
PROFUNDID	9254	9357
VOLUMEN	80.5	358.4
LAVADOR	438.9	*BBL
	18433	*GALS

Recalcular Volumenes de
Desplazamiento en Locación

VOLUMENES	GALS/FT	GALS	BBLs
PICKLING - RUSTBUSTER	30	900	21
RS BJ SANDSTONE ACID	60	1,800	43
SPEARHEAD A-9	60	1,800	43
RPM - AQUACON HP	400	12,000	286
DESPLAZ. AGUA TRATADA	350	10,500	250

MATERIALES REQUERIDOS

PICKLING - RUSTBUSTER	CONCENTRACION	TOTAL
ADITIVOS		
AGUA FRESCA FILTRAD	870 GPT	783 GALS
FERROFREE	100 GPT	90 GALS
PARAVAN-25	30 GPT	27 GALS

TRATAMIENTO PRINCIPAL

RS BJ SANDSTONE ACID	43 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	629 GPT	1132 GALS
ABF	369 PPTG	664 LBS
CI-25	2 GPT	4 GALS
FERROTROL-300L	10 GPT	18 GALS
FSA-1	3 GPT	5 GALS
NE-118	10 GPT	18 GALS
HV ACID	30 GPT	54 GALS
HCL 34%	49 GPT	88 GALS
FERROTROL-210C	20 PPTG	36 LBS

RPM - AQUACON HP	286 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	220 GPT	2640 GALS
A-9	155 PPTG	1860 LBS
NE-118	10 GPT	120 GALS
AQUACON	60 GPT	720 GALS
FSA-1	5 GPT	60 GALS

SPEARHEAD A-9	43 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	890 GPT	1602 GALS
A-9	167 PPTG	301 LBS
US-40	100 GPT	180 GALS
NE-118	5 GPT	9 GALS
FSA-1	5 GPT	9 GALS

DESPLAZ. AGUA TRATADA	250 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	938 GPT	9849 GALS
NE-118	10 GPT	105 GALS
CLAY TREAT 3C	2 GPT	21 GALS
US-40	50 GPT	525 GALS

TOTAL DE AGUA FRESCA	381 BBLs
-----------------------------	-----------------

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant.	Item
1	Lineas de Tratamiento de Alta Presión de 2", Fig 1502
1	Crossover para sarta de tratamiento
3	Tanques de mezcla
1	Unidad de acidificación
1	Mangueras de succión de 4" y accesorios
1	Unidad de Filtración
1	Filtros de 2 micrones

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

SISTEMA AQUACON HP

SHUSHUFINDI 74

TOTAL DE PRODUCTOS REQUERIDOS

1-Jun-07

ITEM No.	PRODUCTOS	SUMARIO DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO				VOL. REQUERIDO (SIN EXCESO)	CARGAR EN LAGO	EXCESS = 0%
		CANTIDAD	UNIDAD	UNIDAD EMB.	TOTAL EMBAL			
1	FERROFREE	90	GALS	55 GAL/CANEC	2 CANECA	1.64 CANECA	90 GALS	1.0
2	PARAVAN-25	27	GALS	100 GAL/CANEC	0.3 CANECA	0.27 CANECA	27 GALS	1.0
3	ABF	664	LBS	55 LBS/SACK	12.1 SACK	12.08 SACK	664 LBS	13.0
4	CI-25	4	GALS	55 GAL/CANEC	0.1 CANECA	0.07 CANECA	4 GALS	0.1
5	FERROTROL-300L	18	GALS	55 GAL/CANEC	0.4 CANECA	0.33 CANECA	18 GALS	0.4
6	FSA-1	74	GALS	55 GAL/CANEC	1.4 CANECA	1.35 CANECA	74 GALS	1.4
7	NE-118	252	GALS	55 GAL/CANEC	4.6 CANECA	4.58 CANECA	252 GALS	4.6
8	HV ACID	54	GALS	51 GAL/CANEC	1.1 CANECA	1.06 CANECA	54 GALS	1.1
9	HCL 34%	88	GALS	55 GAL/CANEC	1.7 CANECA	2 CANECA	88 GALS	0.7
10	FERROTROL-210C	36	LBS	55 LBS/SACK	0.7 SACK	1 SACK	36 LBS	0.7
11	A-9	2161	LBS	55 LBS/SACK	39.3 SACK	39 SACK	2161 LBS	39.3
12	US-40	705	GALS	55 GAL/CANEC	12.9 CANECA	13 CANECA	705 GALS	12.9
13	AQUACON	720	GALS	55 GAL/CANEC	13.1 CANECA	13 CANECA	720 GALS	13.1
14	CLAY TREAT 3C	21	GALS	55 GAL/CANEC	0.4 CANECA	0 CANECA	21 GALS	0.4
15	FILTROS DE 2 MICRONES	72	EA	EA	EA	72 EA	72 EA	72
16	SODA ASH	500	LBS	100 LBS/SACK	5.0 SACK	5.00 SACK	5.0 SACK	5

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8400 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza completación a 8494'.

PICKLING - RUSTBUSTER			
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870	GPT	783 GALS
FERROFREE	100	GPT	90 GALS
PARAVAN-25	30	GPT	27 GALS

15. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "T".

RS BJ SANDSTONE ACID				43 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629	GPT	1132	GALS
ABF	369	PPTG	664	LBS
CI-25	2	GPT	4	GALS
FERROTROL-300L	10	GPT	18	GALS
FSA-1	3	GPT	5	GALS
NE-118	10	GPT	18	GALS
HV ACID	30	GPT	54	GALS
HCL 34%	49	GPT	88	GALS
FERROTROL-210C	20	PPTG	36	LBS

SPEARHEAD A-9				43 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890	GPT	1602	GALS
A-9	167	PPTG	301	LBS
US-40	100	GPT	180	GALS
NE-118	5	GPT	9	GALS
FSA-1	5	GPT	9	GALS

RPM - AQUACON HP				286 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	220	GPT	2640	GALS
A-9	155	PPTG	1860	LBS
NE-118	10	GPT	120	GALS
AQUACON	60	GPT	720	GALS
FSA-1	5	GPT	60	GALS

DESPLAZ. AGUA TRATADA				250 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938	GPT	9849	GALS
NE-118	10	GPT	105	GALS
CLAY TREAT 3C	2	GPT	21	GALS
US-40	50	GPT	525	GALS

TOTAL DE AGUA FRESCA	381	BBLs
-----------------------------	------------	-------------

16. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. Rig down de los equipos

3.6.3.2. Tratamiento de Estimulación SSF-77

TRATAMIENTO ACIDO EN SIMPLE ETAPA

JUNIO DEL 2007
ARENA U + T

INTERVALOS				
8996	TO	9014	18	FEET MD
9020	TO	9034	14	FEET MD
9041	TO	9066	25	FEET MD
9241	TO	9266	25	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
NET INTERVAL			82	FEET MD
GROSS INTERVAL			82	FEET MD

	TUBING	CASING
SIZE	3 1/2 pulg	7 ipul
bbl/ft	0.00870	0.0383
Prof.	9066 ft	9266 ft
Volume	79 bbl	355 bbl
FLUSH	433.4	*bbl
	18202	*gal

*RE-CALCULATE DISPLACEMENT
ON LOCATION

VOLUMENES	gal/ft	gal	bbl
PREFLUJO DE SOLVENTES	30	2,493	59
1.5% BJ SANDSTONE ACID	50	4,100	98
CLAY TREAT 3C SOBREFLUJO	50	4,100	98
DESPLAZAMIENTO		3,313	79

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		59 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	2114	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	5	gal
PARAVAN-25	50 GPT	125	gal
NE-118	2 GPT	5	gal
US-40	100 GPT	249	gal

SOLC. ESTB. ARCILLAS		98 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	3690	gal
FSA-1	0 GPT	0	gal
US-40	100 GPT	410	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	8	gal
NE-118	2 GPT	8	gal

1.5% BJ SANDSTONE ACID		98 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	947 GPT	3883	gal
CI-25	2 GPT	8	gal
FERROTROL-210C	0 PPTG	0	lb
FERROTROL-300L	10 GPT	41	gal
NE-118	10 GPT	41	gal
HV ACID	15 GPT	62	gal
ABF	185 PPTG	759	lb
ACIDO ACETICO	16 GPT	66	gal

DESPLAZAMIENTO		79 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3306	gal
SURFACTANTE	0 GPT	0	gal
NE-118	2 GPT	7	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	7	gal

TOTAL AGUA FRESCA	311	bbl
--------------------------	------------	------------

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant	Item
1	Unidad de bombeo ácido
1	Tanque ácido para 59 bbls de preflujo solvente
1	Tanque ácido para 98 bbls de ácido
1	Tanque para 98 bbls de agua tratada
1	Equipo de Monitoreo
1	Unidad de filtrado y carga de filtros

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

PETROPRODUCCION

SHUSHUFINDI 77

HOJA DE CARGA DE PRODUCTOS
JUNIO DEL 2007

ITEM No.	PRODUCTO	PRODUCT SUMMARY FOR JOB (no excess)				VOL REQ (SIN EXCESO)	CARGA DESDE BASE	EXCESS = 0%
		CANT/TRAB	UNID	UNID EMBALAJE	TOTAL EMBALAJE			
1	PARAVAN-25	125	GALS	50 GAL/DRM	3 DRM	2.49 DRM	3.0 DRM	3.0
2	CLAY TREAT-3C	20	GALS	50 GAL/DRM	0.4 DRM	0.40 DRM	1.0 DRM	1.0
3	US-40	659	GALS	55 GAL/DRM	12.0 DRM	11.99 DRM	12 DRM	12.0
4	CI-25	8	GALS	55 GAL/DRM	0.2 DRM	0.15 DRM	1 DRM	0.2
5	FERROTROL-210C	0	LBS	55 LBS/SACK	0.0 SACK	GALS	SACK	
6	FERROTROL-300L	41	GALS	55 GAL/DRM	0.8 DRM	0.75 DRM	1.0 DRM	0.8
7	NE-118	61	GALS	55 GAL/DRM	1.2 DRM	1.11 DRM	2.0 DRM	1.2
8	HV ACID	62	GALS	55 GAL/DRM	1.2 DRM	1.12 DRM	2.0 DRM	1.2
9	ABF	759	LBS	55 LBS/SACK	13.8 SACK	13.79 SACK	14.0 SACK	13.8
10	ACIDO ACETICO	66	GALS	55 GAL/DRM	1.2 DRM	1.19 DRM	2.0 DRM	1.2
11	SODA ASH	200	LBS	55 LBS/SACK	3.7 SACK	3.64 SACK	4.0 SACK	3.7

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8900 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "U+T".

PREFLUJO SOLVENTE		59 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	848	GPT	2114 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	5 gal
PARAVAN-25	50	GPT	125 gal
NE-118	2	GPT	5 gal
US-40	100	GPT	249 gal

1.5% BJ SANDSTONE ACID		98 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	947	GPT	3883 gal
CI-25	2	GPT	8 gal
FERROTROL-210C	0	PPTG	0 lb
FERROTROL-300L	10	GPT	41 gal
NE-118	10	GPT	41 gal
HV ACID	15	GPT	62 gal
ABF	185	PPTG	759 lb
ACIDO ACETICO	16	GPT	66 gal

SOLC. ESTB. ARCILLAS		98 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	900	GPT	3690 gal
FSA-1	0	GPT	0 gal
US-40	100	GPT	410 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	8 gal
NE-118	2	GPT	8 gal

DESPLAZAMIENTO		79 bbl	
ADITIVO	COCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	998	GPT	3306 gal
SURFACTANTE	0	GPT	0 gal
NE-118	2	GPT	7 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	7 gal

TOTAL AGUA FRESCA	311	bbl
--------------------------	-----	-----

15. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
16. Sacar tubería hasta superficie.
17. Purgar líneas de superficie
18. Rig down de los equipos

3.6.3.3. Tratamiento de Estimulación SSF-89

TRATAMIENTO ACIDO EN SIMPLE ETAPA

JUNIO DEL 2007

ARENA U

INTERVALOS				
9080	TO	9100	20	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
NET INTERVAL			20	FEET MD
GROSS INTERVAL			20	FEET MD

	TUBING	CASING
SIZE	3 1/2 pulg	7 ipul
bbl/ft	0.00870	0.0383
Prof.	8827 ft	9110 ft
Volume	77 bbl	349 bbl
FLUSH	425.3	*bbl
	17864	*gal

*RE-CALCULATE DISPLACEMENT
ON LOCATION

VOLUMENES	gal/ft	gal	bbl
PREFLUJO DE SOLVENTES	40	800	19
3% BJ SANDSTONE ACID	50	1,000	24
CLAY TREAT 3C SOBREFLUJO	50	1,000	24
DESPLAZAMIENTO		3,225	77

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		19 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	678 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	2 gal	
PARAVAN-25	50 GPT	40 gal	
NE-118	2 GPT	2 gal	
US-40	100 GPT	80 gal	

SOLC. ESTB. ARCILLAS		24 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	900 gal	
FSA-1	0 GPT	0 gal	
US-40	100 GPT	100 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	2 gal	
NE-118	2 GPT	2 gal	

3% BJ SANDSTONE ACID		24 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	899 GPT	899 gal	
CI-25	2 GPT	2 gal	
FERROTROL-210C	20 PPTG	20 lb	
FERROTROL-300L	10 GPT	10 gal	
NE-118	10 GPT	10 gal	
HV ACID	30 GPT	30 gal	
ABF	369 PPTG	369 lb	
ACIDO ACETICO	49 GPT	49 gal	

DESPLAZAMIENTO		77 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3219 gal	
SURFACTANTE	0 GPT	0 gal	
NE-118	2 GPT	6 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	6 gal	

TOTAL AGUA FRESCA	137	bbl
--------------------------	-----	-----

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant	Item
1	Unidad de bombeo ácido
1	Tanque ácido para 19 bbls de preflujo solvente
1	Tanque ácido para 24 bbls de ácido
1	Tanque para 24 bbls de agua tratada
1	Equipo de Monitoreo
1	Unidad de filtrado y carga de filtros

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PETROPRODUCCION

SHUSHUFINDI 89

**HOJA DE CARGA DE PRODUCTOS
JUNIO DEL 2007**

ITEM No.	PRODUCTO	PRODUCT SUMMARY FOR JOB (no excess)				VOL REQ (SIN EXCESO)	CARGA DESDE BASE	EXCESS = 0%
		CANT/TRAB	UNID	UNID EMBALAJE	TOTAL EMBALAJE			
1	PARAVAN-25	40	GALS	50 GAL/DRM	1 DRM	0.80 DRM	3.0 DRM	3.0
2	CLAY TREAT-3C	10	GALS	50 GAL/DRM	0.3 DRM	0.20 DRM	1.0 DRM	1.0
3	US-40	180	GALS	55 GAL/DRM	3.3 DRM	3.27 DRM	4 DRM	4.0
4	CI-25	2	GALS	55 GAL/DRM	0.1 DRM	0.04 DRM	1 DRM	0.1
5	FERROTROL-210C	20	LBS	55 LBS/SACK	0.4 SACK	0.36 GALS	1 SACK	0.4
6	FERROTROL-300L	10	GALS	55 GAL/DRM	0.2 DRM	0.18 DRM	1.0 DRM	0.2
8	NE-118	20	GALS	55 GAL/DRM	0.4 DRM	0.36 DRM	1.0 DRM	0.4
9	HV ACID	30	GALS	55 GAL/DRM	0.6 DRM	0.55 DRM	1.0 DRM	0.6
10	ABF	369	LBS	55 LBS/SACK	6.8 SACK	6.71 SACK	7.0 SACK	6.8
11	ACIDO ACETICO	49	GALS	55 GAL/DRM	0.9 DRM	0.89 DRM	1.0 DRM	0.9
12	SODA ASH	200	LBS	55 LBS/SACK	3.7 SACK	3.64 SACK	4.0 SACK	3.7

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8610 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "U".

PREFLUJO SOLVENTE		19 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	678	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	2	gal
PARAVAN-25	50 GPT	40	gal
NE-118	2 GPT	2	gal
US-40	100 GPT	80	gal

3% BJ SANDSTONE ACID		24 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	899 GPT	899	gal
CI-25	2 GPT	2	gal
FERROTROL-210C	20 PPTG	20	lb
FERROTROL-300L	10 GPT	10	gal
NE-118	10 GPT	10	gal
HV ACID	30 GPT	30	gal
ABF	369 PPTG	369	lb
ACIDO ACETICO	49 GPT	49	gal

SOLC. ESTB. ARCILLAS		24 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	900	gal
FSA-1	0 GPT	0	gal
US-40	100 GPT	100	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	2	gal
NE-118	2 GPT	2	gal

DESPLAZAMIENTO		77 bbl	
ADITIVO	COCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3219	gal
SURFACTANTE	0 GPT	0	gal
NE-118	2 GPT	6	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	6	gal

TOTAL AGUA FRESCA	137	bbl
--------------------------	-----	-----

15. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
16. Sacar tubería hasta superficie.
17. Purgar líneas de superficie
18. Rig down de los equipos

3.6.3.4. Tratamiento de Estimulación SSF-71

TRATAMIENTO ACIDO EN SIMPLE ETAPA

JUNIO DEL 2007

ARENA T

INTERVALOS	TO			
9356	TO	9393	37	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
0	TO	0	0	FEET MD
NET INTERVAL			37	FEET MD
GROSS INTERVAL			37	FEET MD

SIZE	3 1/2 pulg	7 ipul
bbl/ft	0.00870	0.0383
Prof.	8847 ft	9419 ft
Volume	77 bbl	360 bbl
FLUSH	437.3	*bbl
	18368	*gal

*RE-CALCULATE DISPLACEMENT
ON LOCATION

VOLUMENES	gal/ft	gal	bbl
PREFLUJO DE SOLVENTES	30	1,125	27
1.5% BJ SANDSTONE ACID	50	1,850	44
CLAY TREAT 3C SOBREFLUJO	50	1,850	44
DESPLAZAMIENTO		3,233	77

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		27 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	954 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	2 gal	
PARAVAN-25	50 GPT	56 gal	
NE-118	2 GPT	2 gal	
US-40	100 GPT	112 gal	

SOLC. ESTB. ARCILLAS		44 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	1665 gal	
FSA-1	0 GPT	0 gal	
US-40	100 GPT	185 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	4 gal	
NE-118	2 GPT	4 gal	

1.5% BJ SANDSTONE ACID		44 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	947 GPT	1752 gal	
CI-25	2 GPT	4 gal	
FERROTROL-210C	0 PPTG	0 lb	
FERROTROL-300L	10 GPT	19 gal	
NE-118	10 GPT	19 gal	
HV ACID	15 GPT	28 gal	
ABF	185 PPTG	342 lb	
ACIDO ACETICO	16 GPT	30 gal	

DESPLAZAMIENTO		77 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3226 gal	
SURFACTANTE	0 GPT	0 gal	
NE-118	2 GPT	6 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	6 gal	

TOTAL AGUA FRESCA	183	bbl
--------------------------	-----	-----

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant	Item
1	Unidad de bombeo ácido
1	Tanque ácido para 27 bbls de preflujo solvente
1	Tanque ácido para 44 bbls de ácido
1	Tanque para 44 bbls de agua tratada
1	Equipo de Monitoreo
1	Unidad de filtrado y carga de filtros

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PETROPRODUCCION

SHUSHUFINDI 71

HOJA DE CARGA DE PRODUCTOS

JUNIO DEL 2007

ITEM No.	PRODUCTO	PRODUCT SUMMARY FOR JOB (no excess)						VOL REQ (SIN EXCESO)		CARGA DESDE BASE		EXCESS = 0%
		CANT/TRAB	UNID	UNID EMBALAJE		TOTAL EMBALAJE						
1	PARAVAN-25	56	GALS	50	GAL/DRM	2	DRM	1.12	DRM	3.0	DRM	3.0
2	CLAY TREAT-3C	12	GALS	50	GAL/DRM	0.3	DRM	0.25	DRM	1.0	DRM	1.0
3	US-40	297	GALS	55	GAL/DRM	5.5	DRM	5.41	DRM	6	DRM	6.0
4	CI-25	4	GALS	55	GAL/DRM	0.1	DRM	0.07	DRM	1	DRM	0.1
5	FERROTROL-210C	0	LBS	55	LBS/SACK	0.0	SACK		GALS	-	SACK	
6	FERROTROL-300L	19	GALS	55	GAL/DRM	0.4	DRM	0.34	DRM	1.0	DRM	0.4
7	NE-118	31	GALS	55	GAL/DRM	0.6	DRM	0.56	DRM	1.0	DRM	0.6
8	HV ACID	28	GALS	55	GAL/DRM	0.6	DRM	0.50	DRM	1.0	DRM	0.6
9	ABF	342	LBS	55	LBS/SACK	6.3	SACK	6.22	SACK	7.0	SACK	6.3
10	ACIDO ACETICO	30	GALS	55	GAL/DRM	0.6	DRM	0.54	DRM	1.0	DRM	0.6
11	SODA ASH	200	LBS	55	LBS/SACK	3.7	SACK	3.64	SACK	4.0	SACK	3.7

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8600 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "T".

PREFLUJO SOLVENTE		27 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	848	GPT	954 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	2 gal
PARAVAN-25	50	GPT	56 gal
NE-118	2	GPT	2 gal
US-40	100	GPT	112 gal

1.5% BJ SANDSTONE ACID		44 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	947	GPT	1752 gal
CI-25	2	GPT	4 gal
FERROTROL-210C	0	PPTG	0 lb
FERROTROL-300L	10	GPT	19 gal
NE-118	10	GPT	19 gal
HV ACID	15	GPT	28 gal
ABF	185	PPTG	342 lb
ACIDO ACETICO	16	GPT	30 gal

SOLC. ESTB. ARCILLAS		44 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	900	GPT	1665 gal
FSA-1	0	GPT	0 gal
US-40	100	GPT	185 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	4 gal
NE-118	2	GPT	4 gal

DESPLAZAMIENTO		77 bbl	
ADITIVO	COCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA	998	GPT	3226 gal
SURFACTANTE	0	GPT	0 gal
NE-118	2	GPT	6 gal
CLAY TREAT-3C	2	GPT	6 gal

TOTAL AGUA FRESCA	183	bbl
--------------------------	-----	-----

15. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
16. Sacar tubería hasta superficie.
17. Purgar líneas de superficie
18. Rig down de los equipos

SISTEMA AQUACON HP

SHUSHUFINDI 76

TOTAL DE PRODUCTOS REQUERIDOS

1-Jun-07

ITEM No.	PRODUCTOS	SUMARIO DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO				VOL. REQUERIDO (SIN EXCESO)	CARGAR EN LAGO	EXCESS = 0%
		CANTIDAD	UNIDAD	UNIDAD EMB.	TOTAL EMBAL			
1	FERROFREE	90	GALS	55 GAL/CANEC	2 CANECA	1.64 CANECA	90 GALS	1.0
2	PARAVAN-25	27	GALS	100 GAL/CANEC	0.3 CANECA	0.27 CANECA	27 GALS	1.0
3	ABF	664	LBS	55 LBS/SACK	12.1 SACK	12.08 SACK	664 LBS	13.0
4	CI-25	4	GALS	55 GAL/CANEC	0.1 CANECA	0.07 CANECA	4 GALS	0.1
5	FERROTROL-300L	18	GALS	55 GAL/CANEC	0.4 CANECA	0.33 CANECA	18 GALS	0.4
6	FSA-1	74	GALS	55 GAL/CANEC	1.4 CANECA	1.35 CANECA	74 GALS	1.4
7	NE-118	252	GALS	55 GAL/CANEC	4.6 CANECA	4.58 CANECA	252 GALS	4.6
8	HV ACID	54	GALS	51 GAL/CANEC	1.1 CANECA	1.06 CANECA	54 GALS	1.1
9	HCL 34%	88	GALS	55 GAL/CANEC	1.7 CANECA	2 CANECA	88 GALS	0.7
10	FERROTROL-210C	36	LBS	55 LBS/SACK	0.7 SACK	1 SACK	36 LBS	0.7
11	A-9	2161	LBS	55 LBS/SACK	39.3 SACK	39 SACK	2161 LBS	39.3
12	US-40	705	GALS	55 GAL/CANEC	12.9 CANECA	13 CANECA	705 GALS	12.9
13	AQUACON	720	GALS	55 GAL/CANEC	13.1 CANECA	13 CANECA	720 GALS	13.1
14	CLAY TREAT 3C	21	GALS	55 GAL/CANEC	0.4 CANECA	0 CANECA	21 GALS	0.4
15	FILTROS DE 2 MICRONES	72	EA	EA	EA	72 EA	72 EA	72
16	SODA ASH	500	LBS	100 LBS/SACK	5.0 SACK	5.00 SACK	5.0 SACK	5

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8742 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza completación a 8842'.

PICKLING - RUSTBUSTER			
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870	GPT	783 GALS
FERROFREE	100	GPT	90 GALS
PARAVAN-25	30	GPT	27 GALS

15. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "T".

RS BJ SANDSTONE ACID				43 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629	GPT	1132	GALS
ABF	369	PPTG	664	LBS
CI-25	2	GPT	4	GALS
FERROTROL-300L	10	GPT	18	GALS
FSA-1	3	GPT	5	GALS
NE-118	10	GPT	18	GALS
HV ACID	30	GPT	54	GALS
HCL 34%	49	GPT	88	GALS
FERROTROL-210C	20	PPTG	36	LBS

SPEARHEAD A-9				43 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890	GPT	1602	GALS
A-9	167	PPTG	301	LBS
US-40	100	GPT	180	GALS
NE-118	5	GPT	9	GALS
FSA-1	5	GPT	9	GALS

RPM - AQUACON HP				286 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	220	GPT	2640	GALS
A-9	155	PPTG	1860	LBS
NE-118	10	GPT	120	GALS
AQUACON	60	GPT	720	GALS
FSA-1	5	GPT	60	GALS

DESPLAZ. AGUA TRATADA				250 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938	GPT	9849	GALS
NE-118	10	GPT	105	GALS
CLAY TREAT 3C	2	GPT	21	GALS
US-40	50	GPT	525	GALS

TOTAL DE AGUA FRESCA	381	BBLs
-----------------------------	------------	-------------

16. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. Rig down de los equipos

3.6.3.6. Tratamiento de Estimulación SSF-94

TRATAMIENTO ACIDO EN SIMPLE ETAPA

JUNIO DEL 2007

ARENA Us+i

INTERVALOS			
9114	TO	9120	6 FEET MD
9132	TO	9140	8 FEET MD
9151	TO	9182	31 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
0	TO	0	0 FEET MD
NET INTERVAL			45 FEET MD
GROSS INTERVAL			45 FEET MD

	TUBING	CASING
SIZE	3 1/2 pulg	7 ipul
bbl/ft	0.00870	0.0383
Prof.	9197 ft	9260 ft
Volume	80 bbl	354 bbl
FLUSH	434.3	*bbl
	18241	*gal

*RE-CALCULATE DISPLACEMENT
ON LOCATION

VOLUMENES	gal/ft	gal	bbl
PREFLUJO DE SOLVENTES	30	1,368	33
1.5% BJ SANDSTONE ACID	50	2,250	54
CLAY TREAT 3C SOBREFLUJO	50	2,250	54
DESPLAZAMIENTO		3,361	80

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE			33 bbl
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	1160 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	3 gal	
PARAVAN-25	50 GPT	68 gal	
NE-118	2 GPT	3 gal	
US-40	100 GPT	137 gal	

SOLC. ESTB. ARCILLAS			54 bbl
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	2025 gal	
FSA-1	0 GPT	0 gal	
US-40	100 GPT	225 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	5 gal	
NE-118	2 GPT	5 gal	

1.5% BJ SANDSTONE ACID			54 bbl
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	947 GPT	2131 gal	
CI-25	2 GPT	5 gal	
FERROTROL-210C	0 PPTG	0 lb	
FERROTROL-300L	10 GPT	23 gal	
NE-118	10 GPT	23 gal	
HV ACID	15 GPT	34 gal	
ABF	185 PPTG	416 lb	
ACIDO ACETICO	16 GPT	36 gal	

DESPLAZAMIENTO			80 bbl
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3354 gal	
SURFACTANTE	0 GPT	0 gal	
NE-118	2 GPT	7 gal	
CLAY TREAT-3C	2 GPT	7 gal	

TOTAL AGUA FRESCA	208	bbl
--------------------------	-----	-----

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant	Item
1	Unidad de bombeo ácido
1	Tanque ácido para 33 bbls de prefujo solvente
1	Tanque ácido para 54 bbls de ácido
1	Tanque para 54 bbls de agua tratada
1	Equipo de Monitoreo
1	Unidad de filtrado y carga de filtros

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PETROPRODUCCION

SHUSHUFINDI 94

HOJA DE CARGA DE PRODUCTOS

JUNIO DEL 2007

ITEM No.	PRODUCTO	PRODUCT SUMMARY FOR JOB (no excess)				VOL REQ (SIN EXCESO)	CARGA DESDE BASE	EXCESS = 0%
		CANT/TRAB	UNID	UNID EMBALAJE	TOTAL EMBALAJE			
1	PARAVAN-25	68	GALS	50 GAL/DRM	2 DRM	1.37 DRM	3.0 DRM	3.0
2	CLAY TREAT-3C	14	GALS	50 GAL/DRM	0.3 DRM	0.28 DRM	1.0 DRM	1.0
3	US-40	362	GALS	55 GAL/DRM	6.6 DRM	6.58 DRM	7 DRM	7.0
4	CI-25	5	GALS	55 GAL/DRM	0.1 DRM	0.08 DRM	1 DRM	0.1
5	FERROTROL-210C	0	LBS	55 LBS/SACK	0.0 SACK	GALS	SACK	
6	FERROTROL-300L	23	GALS	55 GAL/DRM	0.5 DRM	0.41 DRM	1.0 DRM	0.5
7	NE-118	36	GALS	55 GAL/DRM	0.7 DRM	0.66 DRM	1.0 DRM	0.7
8	HV ACID	34	GALS	55 GAL/DRM	0.7 DRM	0.61 DRM	1.0 DRM	0.7
9	ABF	416	LBS	55 LBS/SACK	7.6 SACK	7.57 SACK	8.0 SACK	7.6
10	ACIDO ACETICO	36	GALS	55 GAL/DRM	0.7 DRM	0.65 DRM	1.0 DRM	0.7
11	SODA ASH	200	LBS	55 LBS/SACK	3.7 SACK	3.64 SACK	4.0 SACK	3.7

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8062 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "Us+i".

PREFLUJO SOLVENTE		33 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	848 GPT	1160	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	3	gal
PARAVAN-25	50 GPT	68	gal
NE-118	2 GPT	3	gal
US-40	100 GPT	137	gal

1.5% BJ SANDSTONE ACID		54 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	947 GPT	2131	gal
CI-25	2 GPT	5	gal
FERROTROL-210C	0 PPTG	0	lb
FERROTROL-300L	10 GPT	23	gal
NE-118	10 GPT	23	gal
HV ACID	15 GPT	34	gal
ABF	185 PPTG	416	lb
ACIDO ACETICO	16 GPT	36	gal

SOLC. ESTB. ARCILLAS		54 bbl	
ADITIVO	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	900 GPT	2025	gal
FSA-1	0 GPT	0	gal
US-40	100 GPT	225	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	5	gal
NE-118	2 GPT	5	gal

DESPLAZAMIENTO		80 bbl	
ADITIVO	COCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA	998 GPT	3354	gal
SURFACTANTE	0 GPT	0	gal
NE-118	2 GPT	7	gal
CLAY TREAT-3C	2 GPT	7	gal

TOTAL AGUA FRESCA	208	bbl
--------------------------	-----	-----

15. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
16. Sacar tubería hasta superficie.
17. Purgar líneas de superficie
18. Rig down de los equipos

3.6.3.7. Tratamiento de Estimulación SSF-02

SISTEMA AQUACON HP

June 1, 2007

ARENA U

INTERVALOS				
8907	HASTA	8930	23	PIES MD
8934	HASTA	8964	30	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
INTERVALO NETO			53	PIES MD
ESPESOR DEL INTERVALO			53	PIES MD
POROSIDAD %		17%		
PENETRACION PIES		10		
VOLUMEN PORAL		21174		

	TBG	CASING
DIAMETRO	3 1/2 in.	7 in.
BBL/FT	0.00870	0.0383
PROFUNDIDAD	8922	9106
VOLUMEN	77.6	348.8
LAVADOR	426.4	*BBLs
	17908	*GALS

Recalcular Volúmenes de Desplazamiento en Locación

VOLUMENES	GALS/FT	GALS	BBLs
PICKLING - RUSTBUSTER	30	1,590	38
RS BJ SANDSTONE ACID	60	3,180	76
SPEARHEAD A-9	60	3,180	76
RPM - AQUACON HP	400	21,200	505
DESPLAZ. AGUA TRATADA	350	18,550	442

MATERIALES REQUERIDOS

PICKLING - RUSTBUSTER		
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870 GPT	1383 GALS
FERROFREE	100 GPT	159 GALS
PARAVAN-25	30 GPT	48 GALS

TRATAMIENTO PRINCIPAL

RS BJ SANDSTONE ACID			76 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629 GPT	2000 GALS	
ABF	369 PPTG	1173 LBS	
CI-25	2 GPT	6 GALS	
FERROTROL-300L	10 GPT	32 GALS	
FSA-1	3 GPT	10 GALS	
NE-118	10 GPT	32 GALS	
HV ACID	30 GPT	95 GALS	
HCL 34%	49 GPT	156 GALS	
FERROTROL-210C	20 PPTG	64 LBS	

RPM - AQUACON HP			505 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	-378 GPT	-8014 GALS	
A-9	155 PPTG	3286 LBS	
NE-118	10 GPT	212 GALS	
AQUACON	60 GPT	1272 GALS	
FSA-1	5 GPT	106 GALS	

SPEARHEAD A-9			76 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890 GPT	2830 GALS	
A-9	167 PPTG	531 LBS	
US-40	100 GPT	318 GALS	
NE-118	5 GPT	16 GALS	
FSA-1	5 GPT	16 GALS	

DESPLAZ. AGUA TRATADA			442 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938 GPT	17400 GALS	
NE-118	10 GPT	186 GALS	
CLAY TREAT 3C	2 GPT	37 GALS	
US-40	50 GPT	928 GALS	

TOTAL DE AGUA FRESCA	371 BBLs
-----------------------------	-----------------

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant.	Item
1	Lineas de Tratamiento de Alta Presión de 2", Fig 1502
1	Crossover para sarta de tratamiento
3	Tanques de mezcla
1	Unidad de acidificación
1	Mangueras de succión de 4" y accesorios
1	Unidad de Filtración
1	Filtros de 2 micrones

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

SISTEMA AQUACON HP

SHUSHUFINDI 02

TOTAL DE PRODUCTOS REQUERIDOS

1-Jun-07

ITEM No.	PRODUCTOS	SUMARIO DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO				VOL. REQUERIDO (SIN EXCESO)	CARGAR EN LAGO	EXCESS = 0%
		CANTIDAD	UNIDAD	UNIDAD EMB.	TOTAL EMBAL			
1	FERROFREE	159	GALS	55 GAL/CANEC	3 CANECA	2.89 CANECA	159 GALS	2.0
2	PARAVAN-25	48	GALS	100 GAL/CANEC	0.5 CANECA	0.48 CANECA	48 GALS	1.0
3	ABF	1173	LBS	55 LBS/SACK	21.4 SACK	21.33 SACK	1173 LBS	22.0
4	CI-25	6	GALS	55 GAL/CANEC	0.2 CANECA	0.12 CANECA	6 GALS	0.2
5	FERROTROL-300L	32	GALS	55 GAL/CANEC	0.6 CANECA	0.58 CANECA	32 GALS	0.6
6	FSA-1	131	GALS	55 GAL/CANEC	2.4 CANECA	2.39 CANECA	131 GALS	2.4
7	NE-118	445	GALS	55 GAL/CANEC	8.1 CANECA	8.09 CANECA	445 GALS	8.1
8	HV ACID	95	GALS	51 GAL/CANEC	1.9 CANECA	1.87 CANECA	95 GALS	1.9
9	HCL 34%	156	GALS	55 GAL/CANEC	2.9 CANECA	3 CANECA	156 GALS	1.9
10	FERROTROL-210C	64	LBS	55 LBS/SACK	1.2 SACK	1 SACK	64 LBS	1.2
11	A-9	3817	LBS	55 LBS/SACK	69.5 SACK	69 SACK	3817 LBS	69.5
12	US-40	1246	GALS	55 GAL/CANEC	22.7 CANECA	23 CANECA	1246 GALS	22.7
13	AQUACON	1272	GALS	55 GAL/CANEC	23.2 CANECA	23 CANECA	1272 GALS	23.2
14	CLAY TREAT 3C	37	GALS	55 GAL/CANEC	0.7 CANECA	1 CANECA	37 GALS	0.7
15	FILTROS DE 2 MICRONES	72	EA	EA	EA	72 EA	72 EA	72
16	SODA ASH	500	LBS	100 LBS/SACK	5.0 SACK	5.00 SACK	5.0 SACK	5

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8342 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza completación a 8442'.

PICKLING - RUSTBUSTER				
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	870	GPT	1383	GALS
FERROFREE	100	GPT	159	GALS
PARAVAN-25	30	GPT	48	GALS

15. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "U".

RS BJ SANDSTONE ACID					76 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA FILTRADA	629	GPT	2000	GALS	
ABF	369	PPTG	1173	LBS	
CI-25	2	GPT	6	GALS	
FERROTROL-300L	10	GPT	32	GALS	
FSA-1	3	GPT	10	GALS	
NE-118	10	GPT	32	GALS	
HV ACID	30	GPT	95	GALS	
HCL 34%	49	GPT	156	GALS	
FERROTROL-210C	20	PPTG	64	LBS	

SPEARHEAD A-9					76 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA FILTRADA	890	GPT	2830	GALS	
A-9	167	PPTG	531	LBS	
US-40	100	GPT	318	GALS	
NE-118	5	GPT	16	GALS	
FSA-1	5	GPT	16	GALS	

RPM - AQUACON HP					505 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA FILTRADA	-378	GPT	-8014	GALS	
A-9	155	PPTG	3286	LBS	
NE-118	10	GPT	212	GALS	
AQUACON	60	GPT	1272	GALS	
FSA-1	5	GPT	106	GALS	

DESPLAZ. AGUA TRATADA					442 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA FILTRADA	938	GPT	17400	GALS	
NE-118	10	GPT	186	GALS	
CLAY TREAT 3C	2	GPT	37	GALS	
US-40	50	GPT	928	GALS	

TOTAL DE AGUA FRESCA	371	BBLs
-----------------------------	------------	-------------

16. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. Rig down de los equipos

3.6.3.8. Tratamiento de Estimulación SSF-23

SISTEMA AQUACON HP

June 1, 2007

ARENA Ts+i

INTERVALOS				
9304	HASTA	9338	34	PIES MD
9350	HASTA	9370	20	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
INTERVALO NETO			54	PIES MD
ESPESOR DEL INTERVALO			54	PIES MD
POROSIDAD %		18%		
PENETRACION PIES		10		
VOLUMEN PORAL		22843		

	TBG	CASING
DIAMETRO	3 1/2 in.	7 in.
BBL/FT	0.00870	0.0383
PROFUNDIDAD	9278	9412
VOLUMEN	80.7	360.5
LAVADOR	441.2	*BBLs
	18530	*GALS

Recalcular Volúmenes de Desplazamiento en Locación

VOLUMENES	GALS/FT	GALS	BBLs
PICKLING - RUSTBUSTER	30	1,620	39
RS BJ SANDSTONE ACID	60	3,240	77
SPEARHEAD A-9	60	3,240	77
RPM - AQUACON HP	450	24,300	579
DESPLAZ. AGUA TRATADA	400	21,600	514

MATERIALES REQUERIDOS

PICKLING - RUSTBUSTER		
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870 GPT	1409 GALS
FERROFREE	100 GPT	162 GALS
PARAVAN-25	30 GPT	49 GALS

TRATAMIENTO PRINCIPAL

RS BJ SANDSTONE ACID			77 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629 GPT	2038 GALS	
ABF	369 PPTG	1196 LBS	
CI-25	2 GPT	6 GALS	
FERROTROL-300L	10 GPT	32 GALS	
FSA-1	3 GPT	10 GALS	
NE-118	10 GPT	32 GALS	
HV ACID	30 GPT	97 GALS	
HCL 34%	49 GPT	159 GALS	
FERROTROL-210C	20 PPTG	65 LBS	

RPM - AQUACON HP			579 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	-580 GPT	-14082 GALS	
A-9	155 PPTG	3767 LBS	
NE-118	10 GPT	243 GALS	
AQUACON	60 GPT	1458 GALS	
FSA-1	5 GPT	122 GALS	

DESPLAZ. AGUA TRATADA/			514 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938 GPT	20261 GALS	
NE-118	10 GPT	216 GALS	
CLAY TREAT 3C	2 GPT	43 GALS	
US-40	50 GPT	1080 GALS	

SPEARHEAD A-9			77 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890 GPT	2884 GALS	
A-9	167 PPTG	541 LBS	
US-40	100 GPT	324 GALS	
NE-118	5 GPT	16 GALS	
FSA-1	5 GPT	16 GALS	

TOTAL DE AGUA FRESCA	298 BBLs
-----------------------------	-----------------

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant.	Item
1	Líneas de Tratamiento de Alta Presión de 2", Fig 1502
1	Crossover para sarta de tratamiento
3	Tanques de mezcla
1	Unidad de acidificación
1	Mangueras de succión de 4" y accesorios
1	Unidad de Filtración
1	Filtros de 2 micrones

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

SISTEMA AQUACON HP

SHUSHUFINDI 23

TOTAL DE PRODUCTOS REQUERIDOS

1-Jun-07

ITEM No.	PRODUCTOS	SUMARIO DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO				VOL. REQUERIDO (SIN EXCESO)	CARGAR EN LAGO	EXCESS = 0%
		CANTIDAD	UNIDAD	UNIDAD EMB.	TOTAL EMBAL			
1	FERROFREE	162	GALS	55 GAL/CANEC	3 CANECA	2.95 CANECA	162 GALS	2.0
2	PARAVAN-25	49	GALS	100 GAL/CANEC	0.5 CANECA	0.49 CANECA	48 GALS	1.0
3	ABF	1196	LBS	55 LBS/SACK	21.8 SACK	21.74 SACK	1196 LBS	22.0
4	CI-25	6	GALS	55 GAL/CANEC	0.2 CANECA	0.12 CANECA	6 GALS	0.2
5	FERROTROL-300L	32	GALS	55 GAL/CANEC	0.6 CANECA	0.59 CANECA	32 GALS	0.6
6	FSA-1	147	GALS	55 GAL/CANEC	2.7 CANECA	2.68 CANECA	147 GALS	2.7
7	NE-118	508	GALS	55 GAL/CANEC	9.3 CANECA	9.23 CANECA	508 GALS	9.3
8	HV ACID	97	GALS	51 GAL/CANEC	2.0 CANECA	1.91 CANECA	97 GALS	2
9	HCL 34%	159	GALS	55 GAL/CANEC	2.9 CANECA	3 CANECA	159 GALS	1.9
10	FERROTROL-210C	65	LBS	55 LBS/SACK	1.2 SACK	1 SACK	65 LBS	1.2
11	A-9	4308	LBS	55 LBS/SACK	78.4 SACK	78 SACK	4308 LBS	78.4
12	US-40	1404	GALS	55 GAL/CANEC	25.6 CANECA	26 CANECA	1404 GALS	25.6
13	AQUACON	1458	GALS	55 GAL/CANEC	26.6 CANECA	27 CANECA	1458 GALS	26.6
14	CLAY TREAT 3C	43	GALS	55 GAL/CANEC	0.8 CANECA	1 CANECA	43 GALS	0.8
15	FILTROS DE 2 MICRONES	72	EA	EA	EA	72 EA	72 EA	72
16	SODA ASH	500	LBS	100 LBS/SACK	5.0 SACK	5.00 SACK	5.0 SACK	5

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8278 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza completación a 8378'.

PICKLING - RUSTBUSTER			
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870	GPT	1409 GALS
FERROFREE	100	GPT	162 GALS
PARAVAN-25	30	GPT	49 GALS

15. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "Ts+i".

RS BJ SANDSTONE ACID				77 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629	GPT	2038	GALS
ABF	369	PPTG	1196	LBS
CI-25	2	GPT	6	GALS
FERROTROL-300L	10	GPT	32	GALS
FSA-1	3	GPT	10	GALS
NE-118	10	GPT	32	GALS
HV ACID	30	GPT	97	GALS
HCL 34%	49	GPT	159	GALS
FERROTROL-210C	20	PPTG	65	LBS

SPEARHEAD A-9				77 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890	GPT	2884	GALS
A-9	167	PPTG	541	LBS
US-40	100	GPT	324	GALS
NE-118	5	GPT	16	GALS
FSA-1	5	GPT	16	GALS

RPM - AQUACON HP				579 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	-580	GPT	-14082	GALS
A-9	155	PPTG	3767	LBS
NE-118	10	GPT	243	GALS
AQUACON	60	GPT	1458	GALS
FSA-1	5	GPT	122	GALS

DESPLAZ. AGUA TRATADA				514 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938	GPT	20261	GALS
NE-118	10	GPT	216	GALS
CLAY TREAT 3C	2	GPT	43	GALS
US-40	50	GPT	1080	GALS

TOTAL DE AGUA FRESCA	298	BBLs
-----------------------------	------------	-------------

16. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. Rig down de los equipos

3.6.3.9. Tratamiento de Estimulación SSF-68

SISTEMA AQUACON HP

June 1, 2007

ARENA Ts

INTERVALOS				
9330	HASTA	9344	14	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
0	HASTA	0	0	PIES MD
INTERVALO NETO			14	PIES MD
ESPESOR DEL INTERVALO			14	PIES MD
POROSIDAD %		18%		
PENETRACION PIES		10		
VOLUMEN PORAL		5922		

	TBG	CASING
DIAMETRO	3 1/2 in.	7 in.
BBL/FT	0.00870	0.0383
PROFUNDIDAD	9307	9382
VOLUMEN	81.0	359.3
LAVADOR	440.3	*BBLs
	18493	*GALS

Recalcular Volúmenes de
Desplazamiento en Locación

VOLUMENES	GALS/FT	GALS	BBLs
PICKLING - RUSTBUSTER	30	420	10
RS BJ SANDSTONE ACID	60	840	20
SPEARHEAD A-9	60	840	20
RPM - AQUACON HP	450	6,300	150
DESPLAZ. AGUA TRATADA	400	5,600	133

MATERIALES REQUERIDOS

PICKLING - RUSTBUSTER		
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870 GPT	365 GALS
FERROFREE	100 GPT	42 GALS
PARAVAN-25	30 GPT	13 GALS

TRATAMIENTO PRINCIPAL

RS BJ SANDSTONE ACID		20 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629 GPT	528 GALS	
ABF	369 PPTG	310 LBS	
CI-25	2 GPT	2 GALS	
FERROTROL-300L	10 GPT	8 GALS	
FSA-1	3 GPT	3 GALS	
NE-118	10 GPT	8 GALS	
HV ACID	30 GPT	25 GALS	
HCL 34%	49 GPT	41 GALS	
FERROTROL-210C	20 PPTG	17 LBS	

RPM - AQUACON HP		150 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	591 GPT	3720 GALS	
A-9	155 PPTG	977 LBS	
NE-118	10 GPT	63 GALS	
AQUACON	60 GPT	378 GALS	
FSA-1	5 GPT	32 GALS	

DESPLAZ. AGUA TRATADA		133 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938 GPT	5253 GALS	
NE-118	10 GPT	56 GALS	
CLAY TREAT 3C	2 GPT	11 GALS	
US-40	50 GPT	280 GALS	

SPEARHEAD A-9		20 bbl	
ADITIVOS	CONCENTRACION	TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890 GPT	748 GALS	
A-9	167 PPTG	140 LBS	
US-40	100 GPT	84 GALS	
NE-118	5 GPT	4 GALS	
FSA-1	5 GPT	4 GALS	

TOTAL DE AGUA FRESCA	253 BBLs
-----------------------------	-----------------

LISTA DE EQUIPOS

REQUERIMIENTOS

Cant.	Item
1	Lineas de Tratamiento de Alta Presión de 2", Fig 1502
1	Crossover para sarta de tratamiento
3	Tanques de mezcla
1	Unidad de acidificación
1	Mangueras de succión de 4" y accesorios
1	Unidad de Filtración
1	Filtros de 2 micrones

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

SISTEMA AQUACON HP

SHUSHUFINDI 68

TOTAL DE PRODUCTOS REQUERIDOS

1-Jun-07

ITEM No.	PRODUCTOS	SUMARIO DE PRODUCTOS PARA TRATAMIENTO				VOL. REQUERIDO (SIN EXCESO)	CARGAR EN LAGO	EXCESS = 0%
		CANTIDAD	UNIDAD	UNIDAD EMB.	TOTAL EMBAL			
1	FERROFREE	42	GALS	55 GAL/CANEC	1 CANECA	0.76 CANECA	42 GALS	0.0
2	PARAVAN-25	13	GALS	100 GAL/CANEC	0.2 CANECA	0.13 CANECA	12 GALS	1.0
3	ABF	310	LBS	55 LBS/SACK	5.7 SACK	5.64 SACK	310 LBS	6.0
4	CI-25	2	GALS	55 GAL/CANEC	0.1 CANECA	0.03 CANECA	2 GALS	0.1
5	FERROTROL-300L	8	GALS	55 GAL/CANEC	0.2 CANECA	0.15 CANECA	8 GALS	0.2
6	FSA-1	38	GALS	55 GAL/CANEC	0.7 CANECA	0.69 CANECA	38 GALS	0.7
7	NE-118	132	GALS	55 GAL/CANEC	2.4 CANECA	2.39 CANECA	132 GALS	2.4
8	HV ACID	25	GALS	51 GAL/CANEC	0.5 CANECA	0.49 CANECA	25 GALS	0.5
9	HCL 34%	41	GALS	55 GAL/CANEC	0.8 CANECA	1 CANECA	41 GALS	-0.2
10	FERROTROL-210C	17	LBS	55 LBS/SACK	0.4 SACK	0 SACK	17 LBS	0.4
11	A-9	1117	LBS	55 LBS/SACK	20.4 SACK	20 SACK	1117 LBS	20.4
12	US-40	364	GALS	55 GAL/CANEC	6.7 CANECA	7 CANECA	364 GALS	6.7
13	AQUACON	378	GALS	55 GAL/CANEC	6.9 CANECA	7 CANECA	378 GALS	6.9
14	CLAY TREAT 3C	11	GALS	55 GAL/CANEC	0.3 CANECA	0 CANECA	11 GALS	0.3
15	FILTROS DE 2 MICRONES	72	EA	EA	EA	72 EA	72 EA	72
16	SODA ASH	500	LBS	100 LBS/SACK	5.0 SACK	5.00 SACK	5.0 SACK	5

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

PROCEDIMIENTO:

1. Revisión de actividades con el Ing. encargado de PETROPRODUCCION.
2. Inspección de tanques y verificación que estos estén limpios y libres de desechos.
3. Conducir una reunión de seguridad y operacional con todo el personal involucrado.
4. Chequear agua de mezcla. Medir turbidez y asegurarse que este sea menos que 30 ntu. Si no es así filtrar agua en filtros de 2 micrones. BJ dispondrá en locación unidad de filtración.
5. Chequear inventario de químicos.
6. RIG-UP unidad de coiled tubing de BJ SERVICES y unidad de bombeo de acido a coiled tubing.
7. Realizar test de presión a líneas de tratamiento a 4000 psi durante 5 minutos, y string de coiled tubing a 2500 psi durante 5 minutos. Registrar presiones.
8. Test de funcionamiento de rams de BOP verificar que los rams se abran y cierren normalmente y chequear perdidas en el sistema hidráulico. Realizar prueba de slip rams insertando una pieza de tubería dentro del cuerpo de la BOP y cerrando los rams nuevamente para verificar un correcto sello. Abrir los slip rams y verificar daño en la tubería.
9. Los rams de corte (shear) no deben ser probados porque no son reutilizables.
10. Conectar BHA roll-on end connector + doble flapper check valve + hidraulic disconnect + vortex tool 1 3/4".
11. Llenar coiled tubing con agua y realizar test de funcionamiento en superficie a 0.5, 0.8, 1 and 1.5 bpm verificar condiciones de la herramienta y registrar presiones.
12. Acoplar cabeza inyectora de unidad de coiled tubing a cabezal de pozo.
13. Bajar tubería dentro del pozo (primera corrida) a 60 ft/min 0.5 bpm tratando de mantener circulación con configuración de herramienta vortex nozzle 1 3/4", hasta 8526 ft entonces disminuir velocidad a 30 ft/min.
14. Mezclar los siguientes fluidos para limpieza completación a 8626'.

PICKLING - RUSTBUSTER			
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL
AGUA FRESCA FILTRADA	870	GPT	365 GALS
FERROFREE	100	GPT	42 GALS
PARAVAN-25	30	GPT	13 GALS

15. Mezclar los siguientes fluidos para estimulación arena "Ts".

RS BJ SANDSTONE ACID				20 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	629	GPT	528	GALS
ABF	369	PPTG	310	LBS
CI-25	2	GPT	2	GALS
FERROTROL-300L	10	GPT	8	GALS
FSA-1	3	GPT	3	GALS
NE-118	10	GPT	8	GALS
HV ACID	30	GPT	25	GALS
HCL 34%	49	GPT	41	GALS
FERROTROL-210C	20	PPTG	17	LBS

SPEARHEAD A-9				20 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	890	GPT	748	GALS
A-9	167	PPTG	140	LBS
US-40	100	GPT	84	GALS
NE-118	5	GPT	4	GALS
FSA-1	5	GPT	4	GALS

RPM - AQUACON HP				150 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	591	GPT	3720	GALS
A-9	155	PPTG	977	LBS
NE-118	10	GPT	63	GALS
AQUACON	60	GPT	378	GALS
FSA-1	5	GPT	32	GALS

DESPLAZ. AGUA TRATADA				133 bbl
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL	
AGUA FRESCA FILTRADA	938	GPT	5253	GALS
NE-118	10	GPT	56	GALS
CLAY TREAT 3C	2	GPT	11	GALS
US-40	50	GPT	280	GALS

TOTAL DE AGUA FRESCA	253	BBLs
-----------------------------	------------	-------------

16. Realizar pull test cada +/- 3000 ft según último reporte de fatiga del strip.
17. Sacar tubería hasta superficie.
18. Purgar líneas de superficie
19. Rig down de los equipos

CAPITULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Para la realización de un análisis económico más acertado sería necesario disponer de resultados de pruebas de incremento de presión actualizados, que nos indiquen cual sería el incremento en la producción en caso que se tuviera un daño igual a cero como resultado de la estimulación y así poder calcular el tiempo de recobro de la inversión y demás parámetros económicos del proyecto.

El análisis técnico de los pozos seleccionados, se hace en base al incremento de producción que se logrará mediante la aplicación de tratamientos de estimulación a la formación con tubería flexible. En la tabla 4.1, se detalla la proyección de producción, considerando el potencial de los pozos libres de daño.

TABLA 4.1: PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN

POZO	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN							PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN			
	FECHA	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BSW%	API	ARENA	MÉTODO	BPPD	
SSF-74	17-Mar-07	T	BES	3186	637	80	24	T	BES	1078	
SSF-77	16-Mar-07	T	GL	1034	600	42	26	T	GL	902	
SSF-89	05-Mar-07	U	BES	479	431	10	29	U	BES	630	
SSF-71	16-Mar-07	T	BES	2063	908	56	25	T	BES	1436	
SSF-76	22-Mar-07	T	BES	3849	962	75	26	T	BES	1403	
SSF-94	24-Mar-07	U	BES	3694	554	85	18	U	BES	1118	
SSF-02	06-Mar-07	U	BES	2516	403	84	23	U	BES	485	
SSF-23	10-Mar-07	T	BES	3511	772	78	27	T	BES	930	
SSF-68	16-Mar-07	T	BES	3325	831	75	29	T	BES	1022	
					6098						9004

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: PETROPRODUCCION

El incremento de producción de petróleo estimado de los pozos seleccionados es de 2906 BPPD.

4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo principal del presente proyecto es justificar el uso de unidades de tubería flexible para trabajos de reacondicionamiento en el campo Shushufindi, la evaluación económica determinara si el proyecto es viable o no, y cual será el beneficio económico que genera el mismo; se considero varios parámetros para la evaluación económica de los tratamientos, tales como el costo de los productos utilizados, costos de renta de los equipos incluyendo los costos de ingeniería y transporte.

La información para la evaluación económica fue proporcionada por el Departamento de Ingeniería Económica de Petroproducción-Quito, Departamento de Ingeniería de Petróleos del Área Shushufindi y BJ Services Company. Los datos proporcionados fueron los costos de reacondicionamiento para la rehabilitación de los pozos.

El estudio económico se basa principalmente, en el análisis de inversiones, ingresos, egresos, valor actual neto o valor presente neto (V.A.N o V.P.N.), tasa interna de retorno (T.I.R); que determinará si el proyecto es o no rentable.

4.1.1. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Valor Actual Neto (V.A.N.): Conocido como Valor Presente Neto V.P.N., se podría decir que es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, esto medido en valores al día de hoy; vendría a ser la sumatoria de los flujos de caja neto actualizados.

El valor actual neto es afectado generalmente por los costos de instalación y operación; la tasa de actualización y los precios de venta.

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_K}{(1-r)^k}$$

Tasa Interna de Retorno (TIR): Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_K}{(1 - TIR)^k} = 0 = VAN$$

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (V.A.N) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (T.I.R) es mayor a la tasa de actualización.

4.1.2. COSTOS DE REACONDICIONAMIENTO DE POZOS

En la tabla 4.2 se observan los trabajos de reacondicionamientos propuestos a realizarse, tiempo estimado y el costo total aproximado del proyecto; la inversión ascienden a 748.053,23 USD, valor que representa los costos de reacondicionamiento de los pozos con tubería flexible.

Los costos aproximados para realizar determinadas operaciones en cada uno de los pozos seleccionados se detallan en las tablas 4.2. Los costos de operación que se presentan en las tablas fueron tomados de las listas de precios vigentes en BJ Services Company.

TABLA 4.2: OBJETIVOS DE REACONDICIONAMIENTO

POZO	TRABAJO PROPUESTO	TIEMPO ESTIMADO (horas)	COSTO ESTIMADO (USD)
SSF-74	Estimulación matricial con tubería flexible	20	108411.06
SSF-77		15	42647.32
SSF-89		15	17403.15
SSF-71		15	21290.95
SSF-76		20	108411.06
SSF-94		15	25182.43
SSF-02		20	173887.89
SSF-23		20	189061.33
SSF-68		20	61758.04
Total			160

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

4.1.3. INGRESOS

Los ingresos por mes se obtienen multiplicando el valor del barril de petróleo por el número de barriles de petróleo producido en cada mes. Como en el primer mes empieza la ejecución del proyecto, no se tiene producción en el mismo y los resultados de estos trabajos empezarán a observarse a principios del segundo mes.

4.1.4. EGRESOS

Los egresos mensuales constituyen, la suma de costos de reacondicionamiento de los pozos y el costo operativo de producción que se encuentra en el orden de 7.07 dólares por barril. El monto total de la inversión asciende a 748.053,23 dólares que se desembolsarán mes a mes, en los venideros 12 meses que es el período de evaluación económica del proyecto.

4.1.5. CRONOGRAMA DE TRABAJOS

El cronograma para la ejecución de los trabajos propuestos dependerá del tiempo en que demore cada operación, de la disponibilidad de unidades de tubería flexible y además de la planificación de reacondicionamientos establecidos por PETROPRODUCCIÓN.

Se elaboró un cronograma para la ejecución de los trabajos propuestos, fundamentado básicamente en la realización de un determinado número de trabajos por mes y se detalla a continuación en la tabla 4.3.

TABLA 4.3 CRONOGRAMA DE TRABAJOS PROPUESTOS

POZO	MÉTODO	MESES					
		1			2		
SSF-74	BES	■					
SSF-77	GL						
SSF-89	BES		■				
SSF-71	BES			■			
SSF-76	BES				■		
SSF-94	BES					■	
SSF-02	BES						■
SSF-23	BES						
SSF-68	BES						

Elaborado por: Miguel Bastidas

El tiempo necesario para la ejecución del proyecto es de dos meses y se utilizara una unidad de tubería flexible. La rentabilidad de proyectos en la industria petrolera es alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo que impera actualmente, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

4.1.6. HIPÓTESIS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las hipótesis en las que se basa el análisis económico del proyecto son las siguientes:

- Se estima una tasa de actualización anual igual al 12 %, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1 %.
- No se toman en cuenta los impuestos fiscales por lo cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- La estimación del costo operativo de producción es de 7.07 USD/BBL.
- No se considera la declinación de producción ya que el proyecto va a ser de corta duración.
- No se considera devaluación monetaria alguna durante el tiempo en se analizara económicamente el proyecto.
- Se considera el incremento de la producción en un 50% del que se podría conseguir al tener como resultado un daño igual a cero posterior a los trabajos de estimulación.

El análisis económico del proyecto considera un precio de venta del petróleo de 70 USD/BBL, con el cual se evaluara económicamente el proyecto y se determinara la viabilidad del mismo.

TABLA 4.4: PARÁMETROS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

POZO	Qoi BPPD	Δ Qo BPPD	Δ Qo*30 BF/MES	INGRESOS	EGRESOS	INVERSIÓN
				(Δ Qo*30)*70 USD/MES	(Δ Qo*30)*7.07 USD/MES	USD
SSF-74	637	441	13230	926100	93536.1	108411.06
SSF-77	600	302	9060	634200	64054.2	42647.32
SSF-89	431	199	5970	417900	42207.9	17403.15
SSF-71	908	528	15840	1108800	111988.8	21290.95
SSF-76	962	441	13230	926100	93536.1	108411.06
SSF-94	554	564	16920	1184400	119624.4	25182.43
SSF-02	403	82	2460	172200	17392.2	173887.89
SSF-23	772	158	4740	331800	33511.8	189061.33
SSF-68	831	191	5730	401100	40511.1	61758.04

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

SHUSHUFINDI - 76

TIEMPO (MESES)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSIÓN (USD)	108411.06											
INGRESOS (USD)		926100	926100	926100	926100	926100	926100	926100	926100	926100	926100	926100
EGRESOS (USD)		93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1	93536.1
FLUJO DE CAJA (USD)	108411.06	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9	832563.9

SHUSHUFINDI - 94

TIEMPO (MESES)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSIÓN (USD)	25182.43											
INGRESOS (USD)		1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400	1184400
EGRESOS (USD)		119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4	119624.4
FLUJO DE CAJA (USD)	25182.43	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6	1064775.6

SHUSHUFINDI - 02

TIEMPO (MESES)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSIÓN (USD)	173887.89											
INGRESOS (USD)		172200	172200	172200	172200	172200	172200	172200	172200	172200	172200	172200
EGRESOS (USD)		17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2	17392.2
FLUJO DE CAJA (USD)	173887.89	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8	154807.8

SHUSHUFINDI - 23

TIEMPO (MESES)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSIÓN (USD)	189061.33											
INGRESOS (USD)		331800	331800	331800	331800	331800	331800	331800	331800	331800	331800	331800
EGRESOS (USD)		33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8	33511.8
FLUJO DE CAJA (USD)	189061.33	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2	298288.2

SHUSHUFINDI - 68

TIEMPO (MESES)	0	1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
INVERSIÓN (USD)	61758.04											
INGRESOS (USD)		401100	401100	401100	401100	401100	401100	401100	401100	401100	401100	401100
EGRESOS (USD)		40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1	40511.1
FLUJO DE CAJA (USD)	61758.04	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9	360588.9

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

4.2. DETERMINACIÓN DEL VAN Y TIR

El análisis económico del proyecto se realizó para un periodo de 12 meses, se obtuvieron como resultados del VAN y TIR, considerando el precio del barril de petróleo en 70 USD/BF. A continuación, la tabla 4.6, detalla los resultados obtenidos del análisis económico.

TABLA 4.6: DETERMINACIÓN DEL VAN Y TIR

POZO)	TIR MENSUAL %	VAN	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (MESES)
SSF-74	7.6797	5564423	1
SSF-77	13.36885	3842150	1
SSF-89	21.58759	2542447	1
SSF-71	46.81854	6770673	1
SSF-76	7.679695	5564423	1
SSF-94	42.28248	7229870.4	1
SSF-02	0.889845	880924.8	2
SSF-23	1.577714	1843383	1
SSF-68	5.83874	2395184	1

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- La principal razón para estimular una formación de arenisca, es remover el daño causado por la invasión de partículas sólidas y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de finos.
- La clave del éxito en la ejecución de un tratamiento químico es la supervisión efectiva y exhaustiva, el pozo debe ser preparado y entregado a la compañía de servicio que ejecutará el tratamiento, éste debe ser seguido en todas sus etapas, y sus resultados deben ser evaluados a futuro.
- Después de realizado un tratamiento de estimulación, y de haber evaluado su comportamiento y sus resultados, podríamos recomendar para futuros tratamientos lo siguiente:
 - Procurar información más confiable de los pozos.
 - Uso de mayor o menor volumen de tratamiento.
 - Desechar o incluir aditivos.
 - Modificar concentraciones de productos.
 - Modificar los procedimientos de inyección.
- Los trabajos de reacondicionamiento con tubería flexible son generalmente de bajo costo y reducido tiempo de trabajo en comparación con los realizados con taladro.
- De todos los reacondicionamientos realizados sin torre desde el 2005 hasta marzo del 2007 se ha registrado un incremento en la producción de 1.334 BPPD con un costo de 1.895.546,1 dólares en dichos trabajos.

- Entre el 2005 y el 2007 se han realizado nueve reacondicionamientos con estimulaciones a la formación utilizando tubería flexible, de los cuales se observo un incremento de la producción en 65 BPPD con un costo de 359.675,87 dólares; lo que indica que en trabajos de estimulación los resultados dependerán del comportamiento de la formación y del ingeniero estimulador a cargo del trabajo, pudiendo obtenerse tanto trabajos considerados como todo un éxito o adversamente como un fracaso.
- Para la realización de reacondicionamientos con estimulaciones a la formación la información debe ser lo más actualizada posible para tener un mayor grado de acierto al momento de la selección del tratamiento.
- El tiempo en que el comportamiento de la producción de un pozo que haya sido estimulado con tubería flexible se ve afectada positivamente, se encuentra en el rango de entre seis y nueve meses, en donde se nota que la producción del pozo decae nuevamente en forma natural.
- El tiempo necesario para la recuperación de la inversión en el proyecto es sumamente corto esto debido principalmente al precio actual del petróleo a nivel mundial y a la recuperación de producción obtenida. Siendo la utilidad como en toda inversión relacionada a la industria hidrocarburífera bastante alta.

5.2. RECOMENDACIONES

- La información recolectada para este proyecto debe ser actualizada por lo que seria muy importante realizar pruebas de producción y de restauración de presión, antes y después de ser aplicado el tratamiento recomendado para cada pozo.

- Se recomendaría realizar la limpieza del tubing conjunto a la estimulación de la formación debido a que el campo Shushufindi tiene problemas con la acumulación de escala.
- El volumen de los químicos considerados inicialmente en el análisis económico del proyecto deben ser recalculados en la locación previo a la realización del trabajo.
- Antes de bombear un tratamiento debe comprobarse el estado del casing, ya que si hay comunicación, el tratamiento puede ser inyectado en una zona diferente de donde se desea, también el estado del cemento en la zona en que se desea inyectar debe garantizar el aislamiento de la zona respecto a las aledañas, para que el tratamiento no estimule zonas no programadas.
- No debe cerrarse el pozo al terminar la inyección sino que se debe poner a fluir lo antes posible, a menos que sea un tratamiento que requiera tiempo de residencia esto es, tratamientos con solventes y surfactantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- **National Oilwell Varco**, “Downhole Intervention Tools”.
- **Bracho Bastidas Xavier Alfredo y Molina Álvarez Juan Fernando**, “Optimización de las Operaciones de Reacondicionamiento de Pozos Verticales Cerrados en los Campos de Sacha y Shushufindi de PETROECUADOR”.
- **Loaiza Córdova Marco Vinicio**, “Optimización de los Procedimientos de Reacondicionamiento de los Pozos del Campo Villano de AGIP OIL, Ecuador”.
- **Dennys Mariuxi Armijos Honores y Paulina Belén Saa Ramos**, “Estudio de los Pozos Cerrados para ser Rehabilitados a la Producción en el Área Auca”.
- **Petroproduccion**, “Historial de Producción”, Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi, Campo Shushufindi 2005-2007.
- **Petroproduccion**, “Historial de Reacondicionamientos”, Ingeniería de Petróleos Área Shushufindi, Campo Shushufindi 2005-2007.
- **Petroproduccion**, “Simulación del Área Shushufindi”. Ingeniería de Yacimientos Quito.
- **Subgerencia de Exploración y Desarrollo**, “Estudio Integral de Yacimientos del Campo Shushufindi-Aguarico”, Quito-Ecuador, 2001.
- **Jesús Betancourt y Sergio Cigüela**, “Diseño de Estimulaciones”, Petroenergy, Quito-Ecuador, 2004.
- **Dowell Schlumberger**, “Estimulación de Pozos”.

- **BJ Services Company**, “Manual de Operador de Tubería Flexible”.

- **BJ Services Company**, “Rock Characterization Evaluation, Oil Properties, and Flow Testing, “T” Sand Shushufindi and Sacha Fields, “U” Sand Shushufindi and Sacha Fields, and Hollin Sand Sacha Field Ecuador”, Quito-Ecuador 1998.

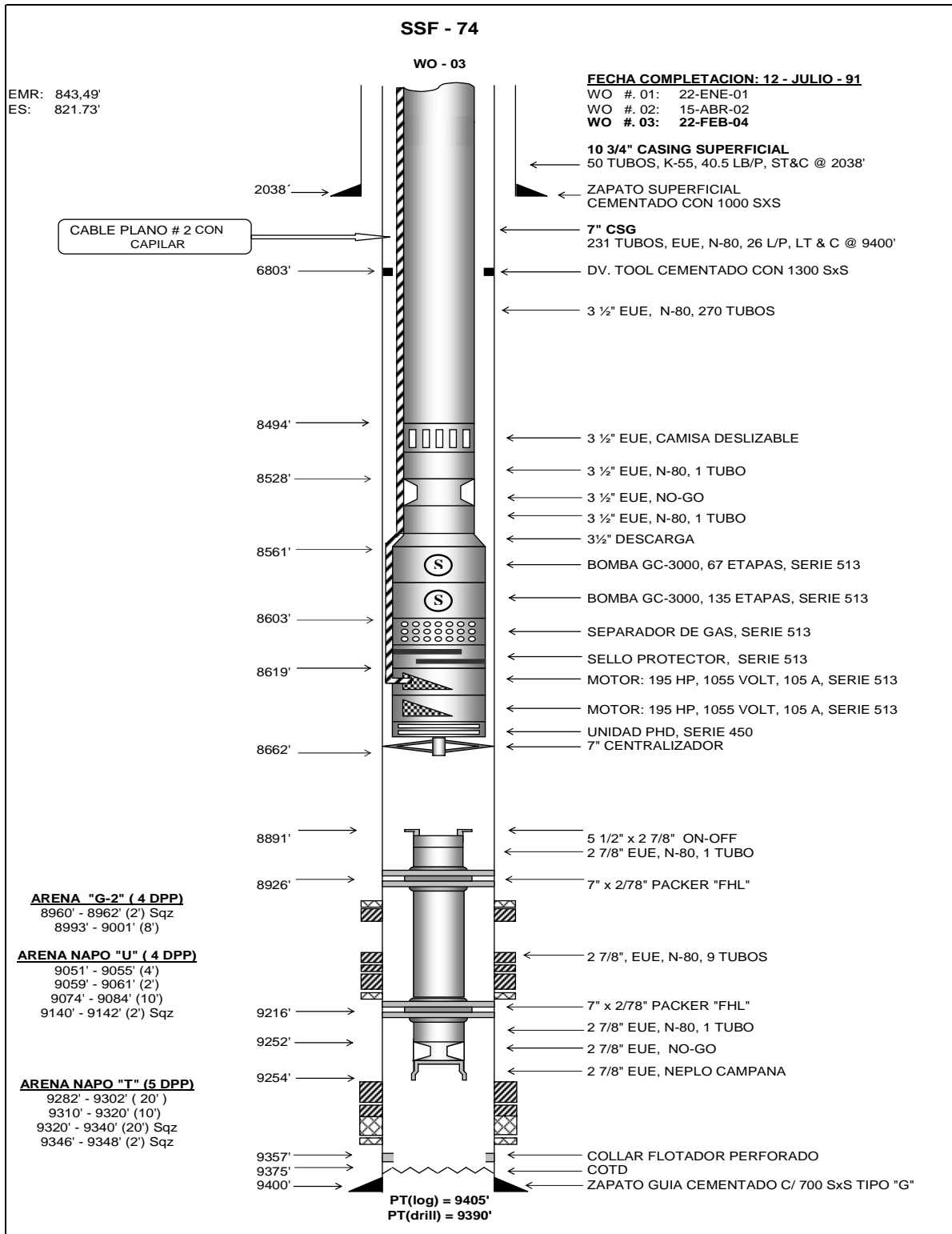
- **International Coiled Tubing Association**, “An Introduction to Coiled Tubing History, Applications, and Benefits”.

ABREVIATURAS

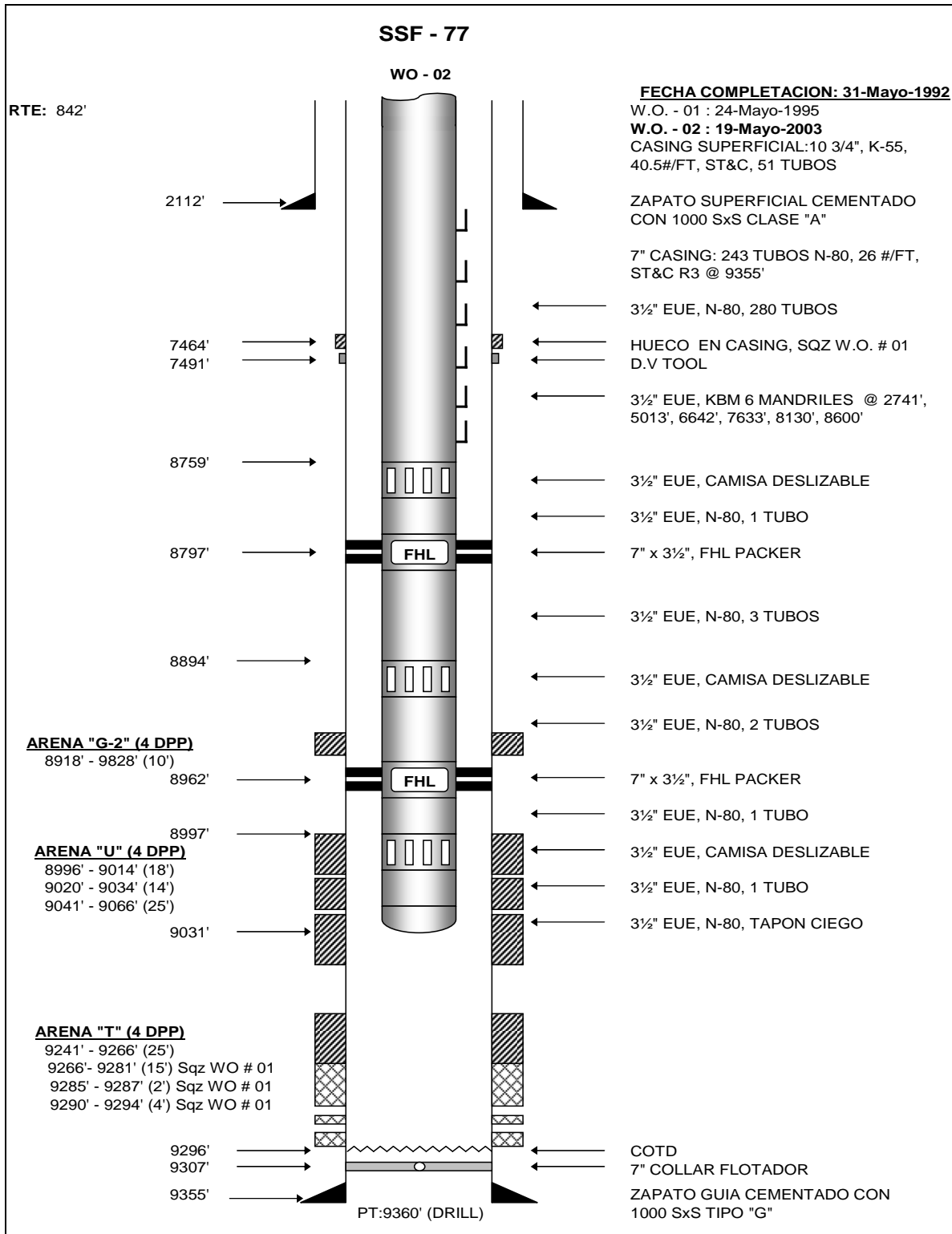
SSF	Shushufindi
°API	Grado API del petróleo
AGU	Aguarico
B´UP	Prueba de restauración de presión
BLS	Barriles
BES	Bombeo Electrosumergible
BFPD	Barriles de Fluido por día
BHJ	Bombeo Hidráulico Jet
GL	Gas Lift
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
BN	Barriles a condiciones normales (superficie)
Boi	Factor volumétrico inicial de petróleo
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos
“BT”	Arena Basal Tena
“G2”	Arena discontinua superior del yacimiento “U”
CAP	Contacto Agua Petróleo
FR	Factor de Recobro
P.cab	Presión de Cabeza
POES	Petróleo Original en Sitio
Pr	Presión de Reservorio
Sqz	Squeeze
St	Daño total
“Ti”	Arena Napo “T” inferior
“Ts”	Arena Napo “T” superior
“U”	Arena Napo “U”
“Ui”	Arena Napo “U” inferior
“Us”	Arena Napo “U” superior
W.O.	Work over

°F	Temperatura de la Formación
Ho	Espesor Promedio de la Formación
CTU	Coiled Tubing Unit
CT	Coiled Tubing
ESTIM	Estimulación
SLVTS	Solventes
CP	Pozo Cerrado
PP	Pozo Produciendo
PR	Pozo Reinyectando
SSI	Simulación Secuencial de Indicadores
CMG	Computer Modelling Group

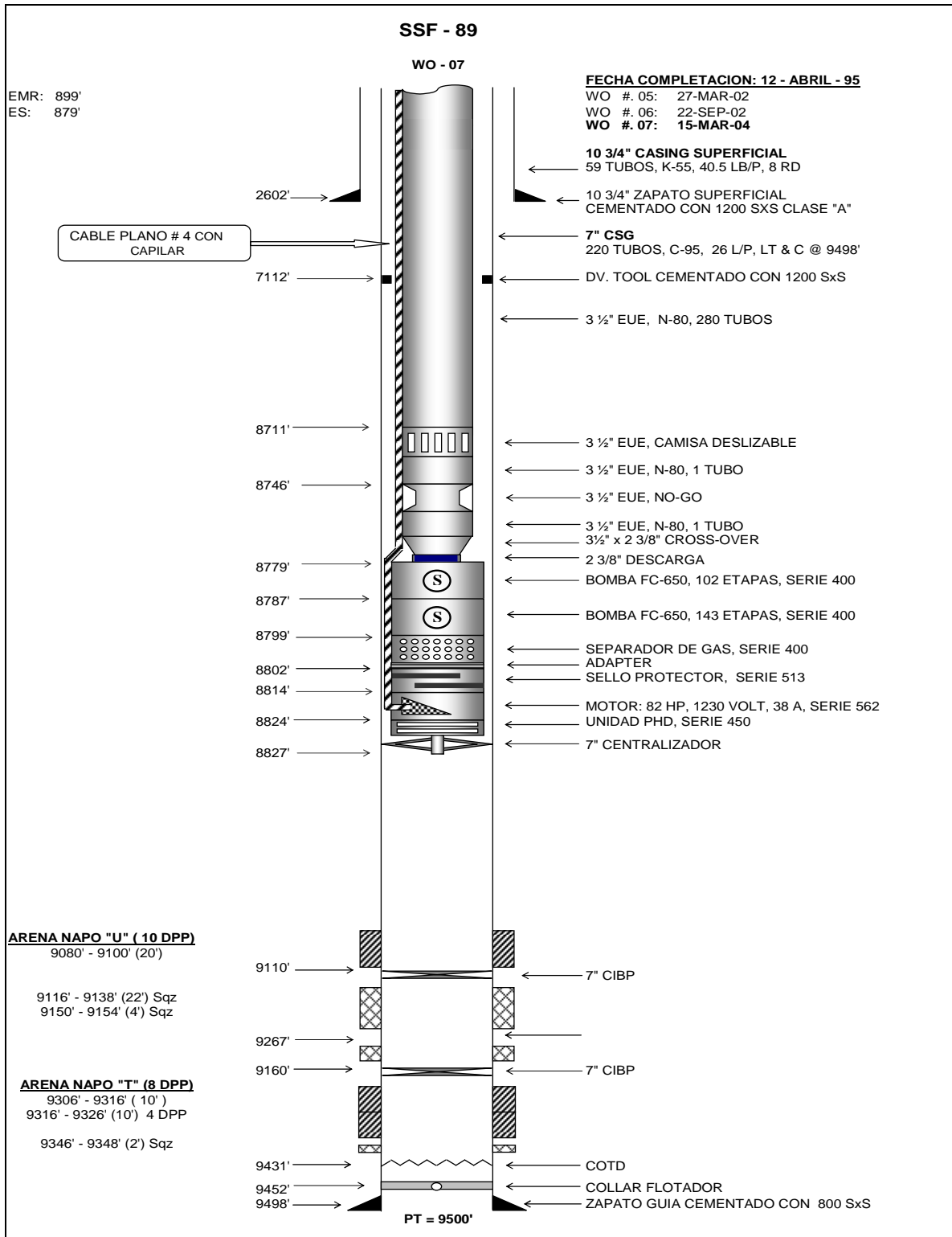
ANEXO 1
DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN DE
LOS POZOS SELECCIONADOS DEL
CAMPO SHUSHUFINDI



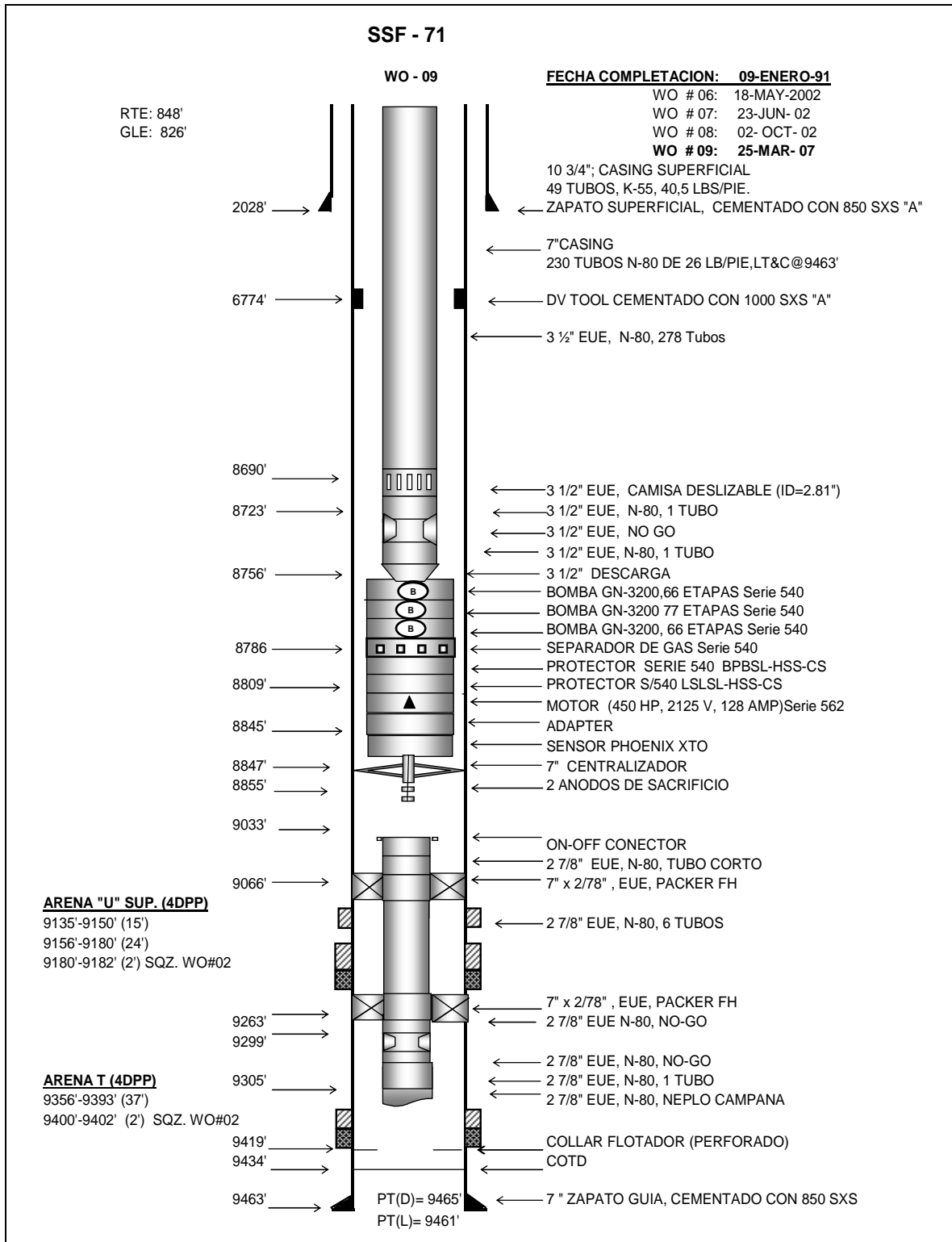
Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



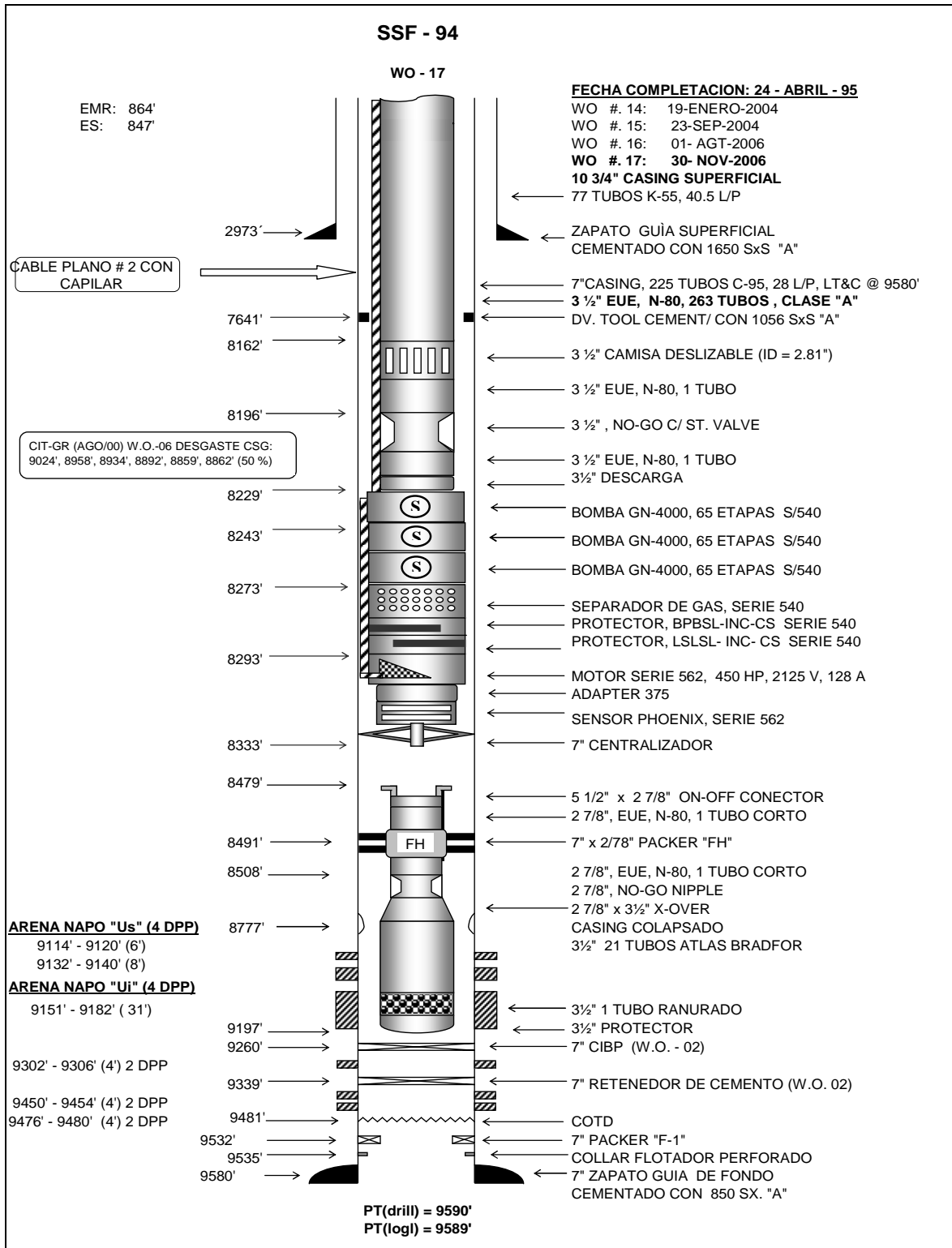
Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



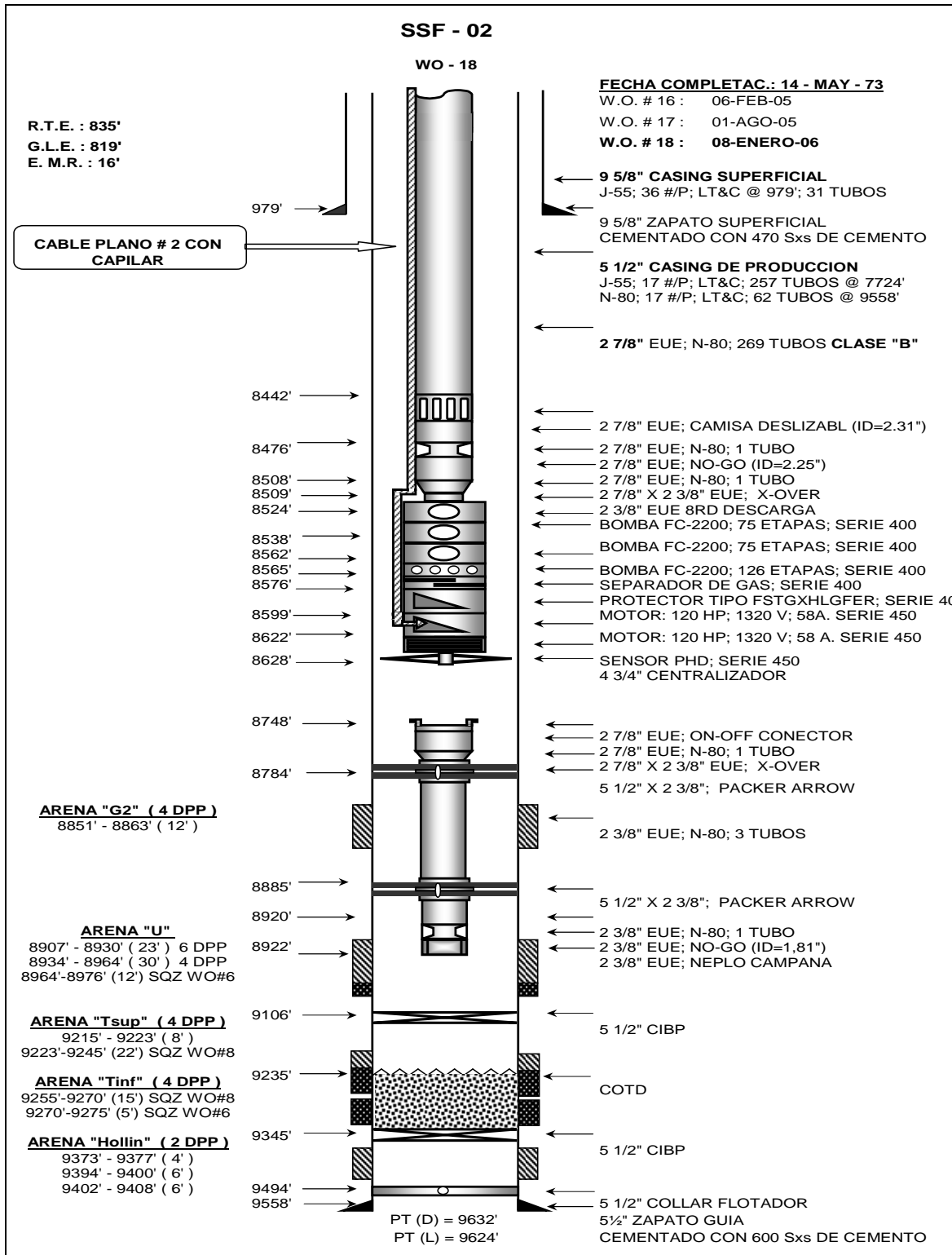
Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



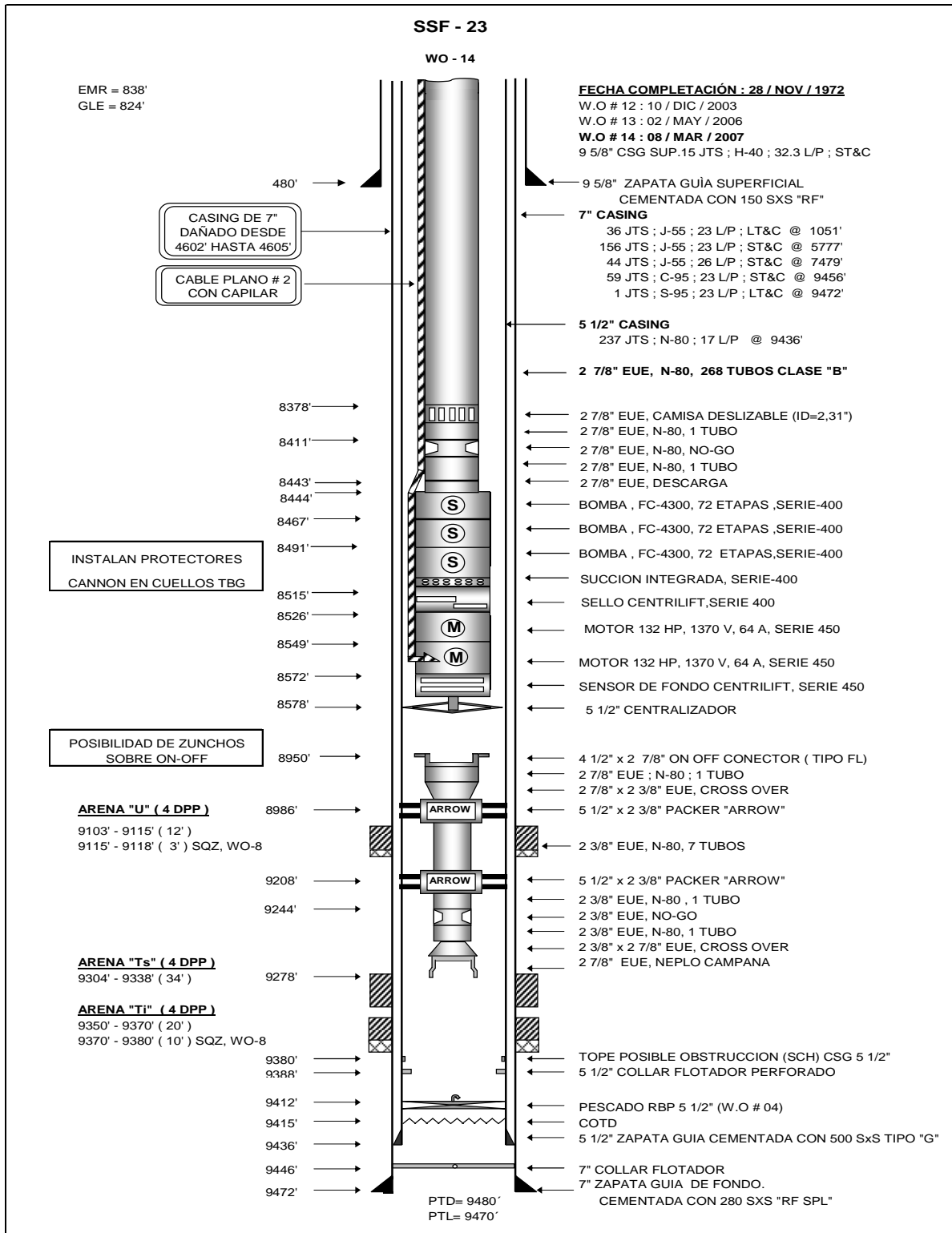
Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



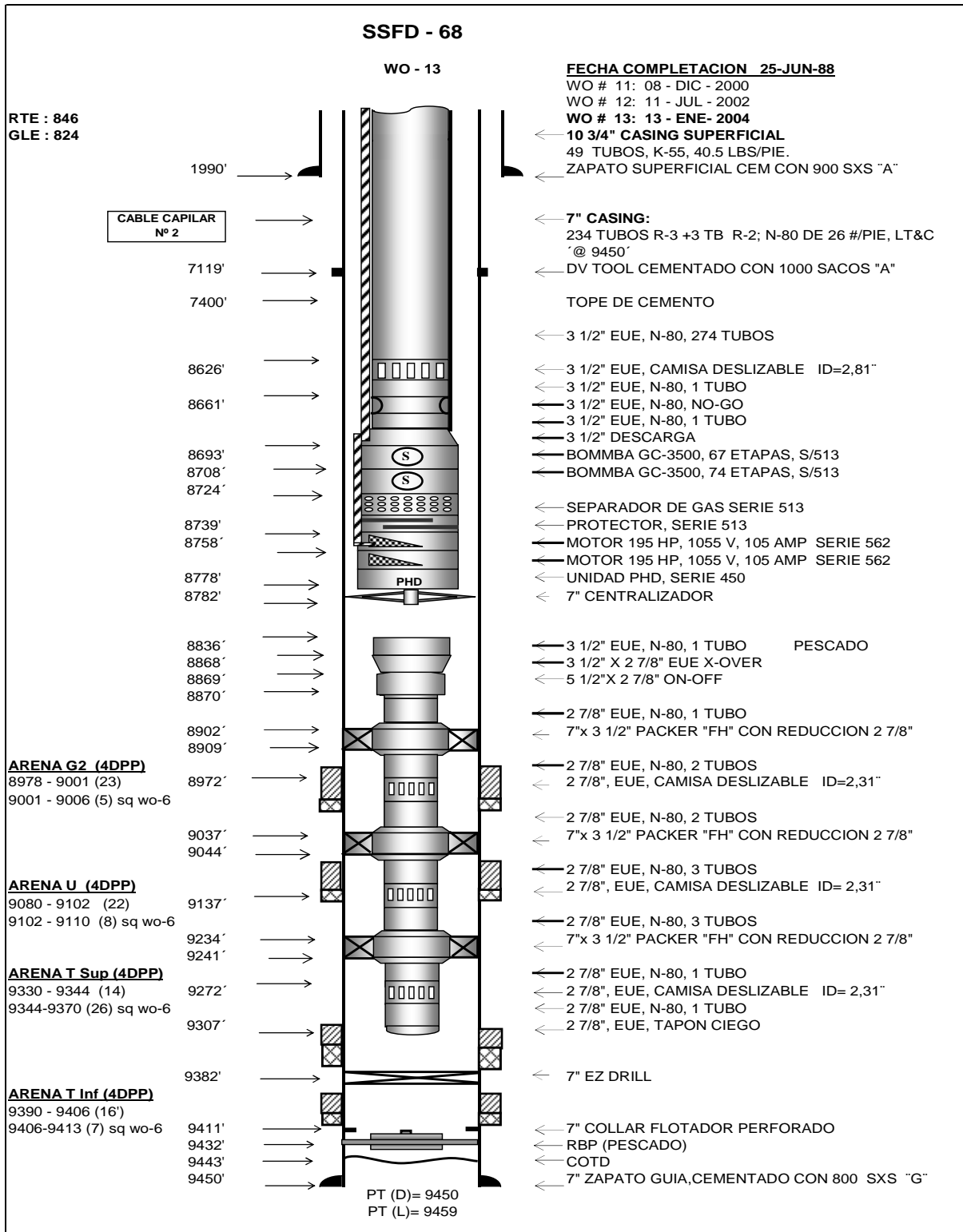
Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION



Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: PETROPRODUCCION

ANEXO 2
HERRAMIENTAS PARA TUBERÍA
FLEXIBLE

**MOTORHEAD ASSEMBLIES & COILED TUBING
CONNECTORS**

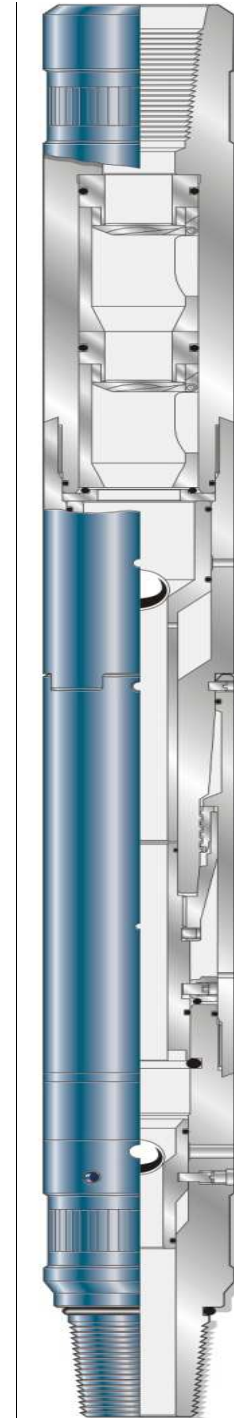
PCE™ Motorhead Assemblies

Technical Specifications							
Motorhead. O.D.	1 1/8"	1 3/4"	2 1/8"	2 1/4"	2 3/8"	2 7/8"	3 1/8"
Make-Up Length	27"	27"	25"	25"	25"	28"	30"
Min. I.D.	0.406"	0.406"	0.406"	0.687"	0.687"	0.750"	0.750"
Tensile Strength (Standard Service)	40,000lbs	45,000lbs	55,000lbs	65,000lbs	70,000lbs	120,000lbs	150,000lbs
Twin Flapper Check Valve I.D.	0.687"	0.687"	0.890"	0.890"	0.890"	1.031"	1.375"
HD Hydraulic Disconnect Fishneck (Internal)	2" GS'	2" GS'	2" GS'	2 1/2" GS'	2 1/2" GS'	3" GS'	3" GS'
HD Hydraulic Disconnect Min I.D.	0.468"	0.468"	0.468"	0.782"	0.782"	0.875"	1.625"
HD Hydraulic Disconnect Drop Ball	5/8"	5/8"	5/8" min	3/4" min	3/4" min	3/4"	1 1/8"
HD Hydraulic Disconnect Fish Neck Tensile	25,000lbs	46,000lbs	70,000lbs	81,000lbs	134,000lbs	165,000lbs	295,000lbs
Dual Circulation Valve Drop Ball O.D.	7/8"	7/8"	7/8"	3/4"	3/4"	3/4"	7/8"

PCE™ Motorhead Assemblies

El PCE™ Motorhead Assemblies es compacto, versatile, BHA superior robusto que ofrece los siguientes componentes:

- Twin Flapper Check Valve
- Heavy Duty Hydraulic Disconnect
- Dual Circulation Valve



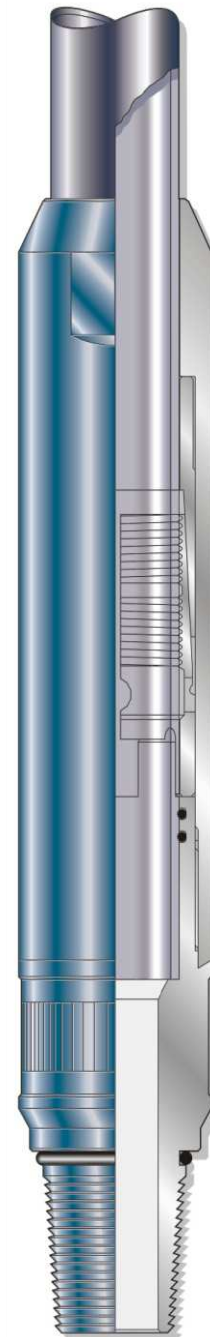
PCE™ “Torconnect” External Slip Connectors

Technical Specifications					
Coiled Tubing Diameter	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Slip Tensile Holding Force QT 800 (Tested)	Make-up Length	Internal Ball Clearance
1¼"	1.687"		20k	6"	
1¾"	1.750"		32k	6"	
1½"	2.125"	Subject to	60k	8"	Subject to
1½"	2.250"	maximum	60k	8"	maximum
1¾"	2.375"	bore of	65k	8"	bore of
1¾"	2.875"	chosen thread	70k	10"	chosen thread
2"	2.875"	connection	80k	10"	connection
2¾"	3.125"		87k	10"	
2½"	3.375"		105k	13"	
2¾"	3.625"		105k	13"	

PCE™ “Torconnect” External Slip Connectors

El “Torconnect” External Slip Connectors se ha desarrollado para resistir principalmente alto torque y aplicaciones alto tensores.

El Torconnect no cuenta con grub screws para transmitir torque del toolstring a través del coiled tubing. Este rasgo se proporciona a través de un único arreglo de combinación no-rotatorio que proporciona resistencia alta del torque bidireccional, transmitiendo por consiguiente cualquier torque rotatorio directamente del toolstring al pipe.



Versatech™ Dimple Connectors

Technical Specifications

Coil Size	1.000"	1.250"	1.500"	1.750"	2.000"	2.375"	2.875"
Outside Diameter	1.437"	1.687"	2.125"	2.500"	2.750"	3.500"	3.750"

Versatech™ Dimple Connectors

El Coiled Tubing Dimple Connectors es un método de alta fuerza para conectar el Bottom Hole Assembly al Coiled Tubing. El Dimple Connector es resistente a los niveles altos de Torque y también proporciona una alta integridad, sello de alta presión entre el CT y el BHA.

Los Dimple Connectors son ideales para aplicaciones que involucran Downhole Motors, Impact hammers y otras high Vibration Tools.



Roll-On Connectors

Technical Specifications

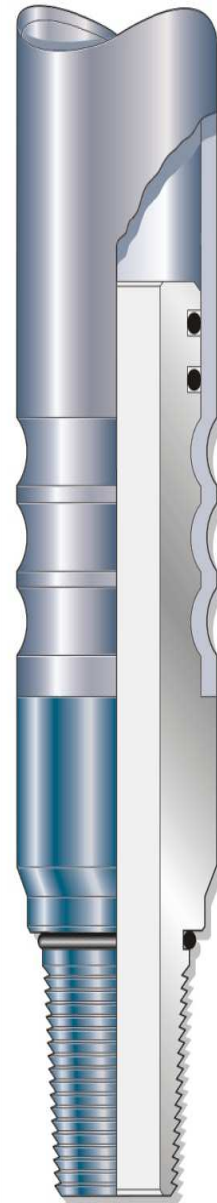
Coiled Tubing Diameter	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-up Length	Internal Ball Clearance
1½"	1.687" to 2.250"	Subject to	45,000lbs to 68,000lbs	5.281"	Subject to
1½"	2.000" to 2.250"	maximum through	35,000lbs to 88,000lbs	4.687"	maximum through
1¾"	2.125" to 2.395"	bore of chosen	45,000lbs to 68,000lbs	4.625" to 4.937"	bore of chosen
2"	2.750" to 2.875"	thread connection	80,000lbs to 131,000lbs	5.500"	thread connection

Other sizes available on request

Roll-On Connector

El Roll-On Connector permite la atadura del Coiled Tubing al CT Tool/Work String.

Los Roll-On Connectors están disponibles para satisfacer todos los tamaños de coiled tubing.



Double Ended Roll-On Connectors

Technical Specifications

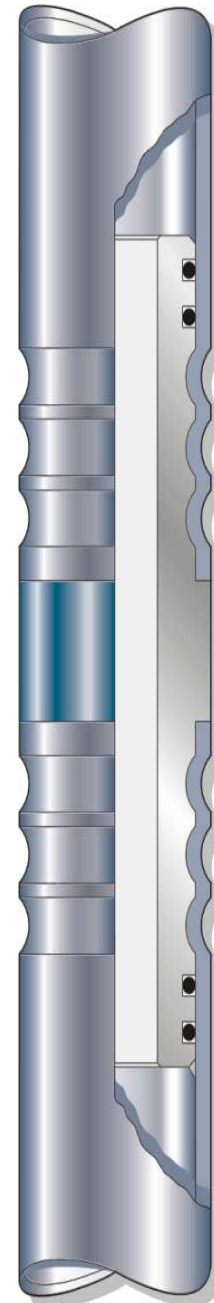
Roll-On Connector	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength
1¼"	Customer to specify		
1½"	Customer to specify	Subject to customer's	Tensile strength is
1¾"	Customer to specify	coiled tubing	matched to the
2"	Customer to specify	wall thickness	coiled tubing selected
2¾"	Customer to specify		

Double Ended Roll-On Connector

Double Ended Roll-On Connectors permite la unión en línea de dos extensiones de coiled tubing.

El Double Ended Roll-On Connectors tiene el mismo diámetro externo que el coiled tubing.

El Double Ended Roll-On Connectors permite la unión al diámetro interior del coiled tubing.



CONTROL & CIRCULATION VALVES

Twin Flapper Check Valves

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-Up Length	Internal Ball Clearance
1.687"	0.687"	60,000lbs	15"	1½"
1.750"	0.687"	75,000lbs	16"	1½"
2.125"	0.891"	100,000lbs	12"	¾"
2.250"	1.031"	75,000lbs	15"	1"
2.375"	1.031"	100,000lbs	16"	1"
2.875"	1.375"	120,000lbs	17"	1½"
3.125"	1.375"	150,000lbs	18"	1½"

Other sizes of Twin Flapper Check Valve up to 6½" are available on application

Technical Specifications

O.D.	I.D.	Kit Contents
1.310"	0.687"	Seal: 23% Glass 2% Molybdenum Filled P.T.F.E
1.310"	0.687"	
1.511"	0.891"	
1.803"	1.031"	Body, Seat & Flapper: 17-4 PH Stainless Steel
1.803"	1.031"	
2.240"	1.375"	Hinge Pin: Inconel X750
2.240"	1.375"	

Twin Flapper Check Valves

Twin Flapper Check Valves es una componente estandar del string de coiled tubing. Proporciona una medida de prevención del flujo de fluidos del pozo en el coiled tubing, en caso de daño del string de coiled tubing o equipo de superficie.



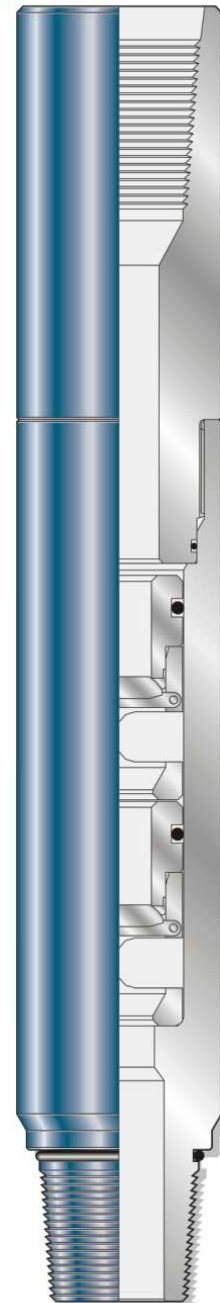
Specialty Tools™ Double Flapper Check Valves

Technical Specifications

Outside Diameter	1.250"	1.500"	1.687"	1.750"	2.000"	2.125"	2.250"	2.375"	3.125"
Make-Up Length	10.250"	10.250"	12.900"	12.900"	13.900"	13.900"	13.900"	13.900"	17.125"
Full Bore I.D.	0.406"	0.406"	0.687"	0.687"	0.687"	1.125"	1.125"	1.125"	1.312"

Specialty Tools™ Double Flapper Check Valves

El Double Flapper Check Valves es un producto estandar de Coiled Tubing. Es un dispositivo de seguridad de alta integridad que previene el daño del string de coiled o equipo de superficie.



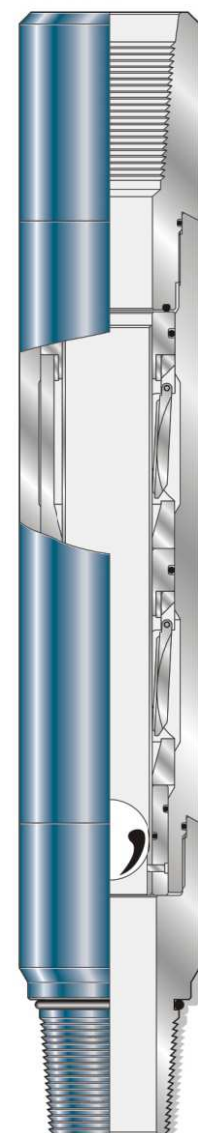
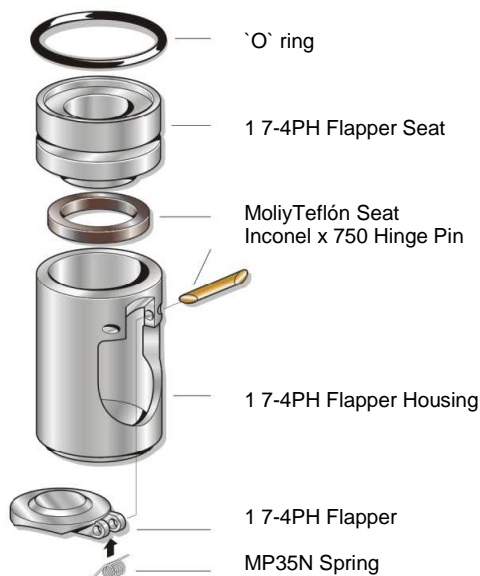
Twin Flapper Check Valves with Lock-Out Sleeve

Technical Specifications				
Maximum I.D.	Minimum I.D. (Through Lock Out Sleeve)	Tensile Strength (Standard Service)	Ball to Shear	Make-Up Length
1.750"	0.470"	60,000lbs	5/8"	13.531"
2.187"	0.750"	60,000lbs	19/32"	20"
2.850"	1.450"	60,000lbs	1 3/4"	20"
3.125"	0.750"	60,000lbs	7/8"	15"
3.250"	1.687"	100,000lbs	1 3/4"	20"
3.500"	1.340"	150,000lbs	1 3/8"	21"

Technical Specifications		
O.D.	I.D.	Kit Contents
1.310"	0.687"	Seal: 23% Glass 2% Molybdenum Filled P.T.F.E
1.310"	0.687"	
1.511"	0.891"	
1.803"	1.031"	Body, Seat & Flapper: 17-4 PH Stainless Steel
1.803"	1.031"	
2.240"	1.375"	Hinge Pin: Inconel X750
2.240"	1.375"	

Twin Flapper Check Valves with Lock-Out Sleeve

Twin Flapper Check Valves with Lock-Out Sleeve es un componente del string de coiled tubing que puede ser corrido en posición cerrada y puede activarse con una drop ball cuando se requiera como una barrera de seguridad downhole. Proporciona un medio de prevención al flujo inverso en el coiled tubing en caso de daño al coiled tubing string o equipo de la superficie.



Ball Check Valves

Technical Specifications

Maximum O.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-Up Length	Opening Pressure
1.750"	50,000lbs	10"	50psi
2.125"	65,000lbs	10"	50psi
3.125"	95,000lbs	10"	50psi

Ball Check Valves

La Ball Check Valves previene el flujo de fluidos inverso en el coiled tubing en caso de daño al equipo de superficie.

Ball Check Valves se usa cuando los dispositivos como balls y darts no necesitan atravesar la válvula. En caso de necesitar dejar caer una balls o darts, debe usarse una Válvula Flapper.

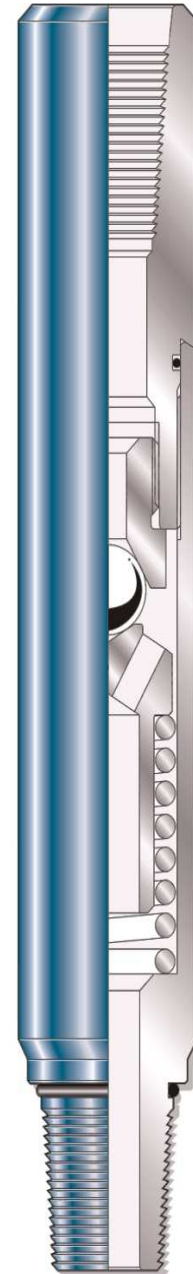


Back Pressure Valves

Technical Specifications					
Maximum O.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-Up Length	Ball Size Range	Pressure Range (Standard)	Pressure Range (High)
1.687"	40,000lbs	10"	1½" - 7/8"	500psi - 1000psi	1800psi
1.750"	55,000lbs	10"	1½" - 7/8"	500psi - 1000psi	1800psi
2.125"	65,000lbs	10"	1½" - 1¼"	500psi - 1000psi	2400psi
2.375"	80,000lbs	10"	1½" - 1¼"	500psi - 1000psi	2400psi

Back Pressure Valves

La Back Pressure Valve es un componente del coiled tubing que proporciona un camino a la circulación. Se observa su funcionamiento cuando la presión hidrostática dentro del coiled tubing llega a ser superior que la presión en las áreas del anular.



Sequencing Valves

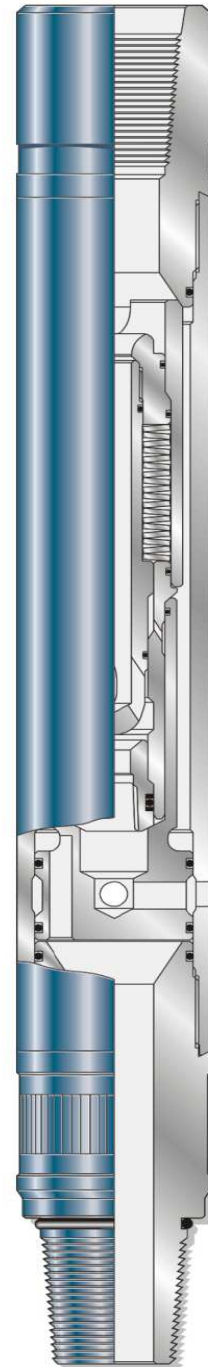
Technical Specifications

Maximum O.D.	Configuration 'O' ring Positions	Closing Pressure Adjustment	Pressure Range	Make-Up Length
1.687"	2	Closing Pressure	500psi - 1500psi	12"
1.750"	2	Adjustment	500psi - 1500psi	12"
2.125"	2	Determined by Disc	500psi - 1500psi	13"
2.250"	2	Spring Quantity	500psi - 1500psi	13"

Other sizes of Sequencing Tool are available on application

Sequencing Valves

La Flow Activated Sequencing Valve se diseña para actuar en el coiled tubing downhole como herramienta, a una presión predeterminada y para operar como una válvula de control regulando la presión del interior del coil.



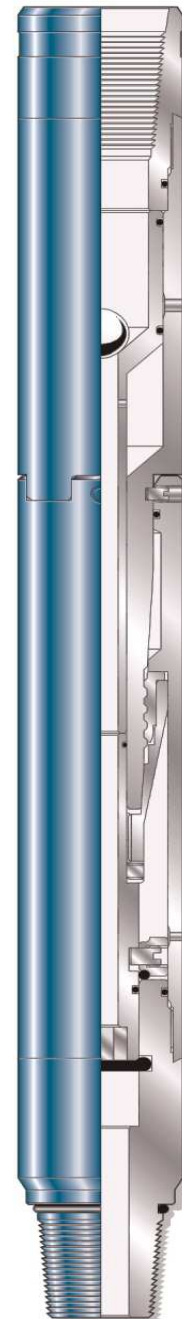
DISCONNECTS & RELEASE JOINTS

Heavy Duty Hydraulic Disconnects

Technical Specifications						
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Fishneck (Internal)	Make-Up Length	Drop Ball Release	Internal Ball Clearance
1.687"	0.468"	40,000lbs	2" 'GS'	18"	5/8"	7/16"
1.750"	0.468"	45,000lbs	2" 'GS'	18"	5/8"	7/16"
2.125"	0.468"	55,000lbs	2" 'GS'	18"	5/8"	7/16"
2.250"	0.782"	65,000lbs	2" 'GS'	18"	3/4"	3/32"
2.375"	0.782"	70,000lbs	2 1/2" 'GS'	19"	3/4"	3/4"
2.875"	0.875"	120,000lbs	3" 'GS'	21"	3/4"	3/16"
3.125"	1 1/8"	150,000lbs	3" 'GS'	21"	1 1/8"	1"

Heavy Duty Hydraulic Disconnects

El Heavy Duty Hydraulic Disconnects (HDHD) permite desconectar el toolstring a un punto predeterminado mediante el despliegue de una bola del drop/trip a través del coiled tubing. La drop ball pelota localizada en una cavidad del pistón crea suficiente presión detrás de si, para cizallar los pines y desconectar la herramienta.

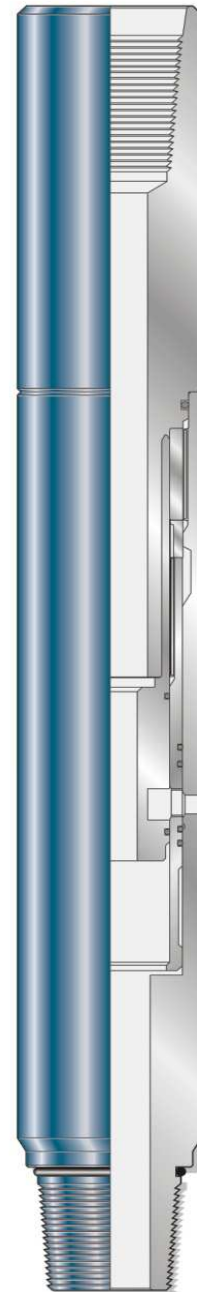


Specialty Tools™ Heavy Duty Disconnects

Technical Specifications					
Outside Diameter	Effective Length	Torsional Yield	Tensile Yield	Assembly I.D.	Disconnect Internal Profile
1 1/8"	12"	711 lb/ft	50,000 lbs	7/8"	2"
1 3/4"	12"	760 lb/ft	55,000 lbs	7/8"	2"
2 1/8"	12"	1650 lb/ft	85,000 lbs	9/8"	2 1/2"
2 3/4"	12"	1750 lb/ft	92,000 lbs	9/8"	2 1/2"
2 7/8"	12"	3440 lb/ft	149,000 lbs	1 1/8"	3"
3 1/8"	12"	4520 lb/ft	165,500 lbs	1 1/8"	3"

Specialty Tools™ Heavy Duty Disconnects

El Specialty Tools™ Heavy Duty Disconnects es una herramienta robusta de alta fuerza, usada para desconectar el Coiled Tubing del tool/work string debido a pegas en el pozo.



Shear Release Joints

Technical Specifications								
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Max No. of Shear Pins	*1 x Brass S/Pin Value (lbs)	*1 x Steel S/Pin Value (lbs)	Fish Neck (Internal)	Make Up Length	Weight (Lbs)	Internal Ball Clearance
1.687"	0.500"	6	1100	1700	2"	8.950"	5.34	7/8"
1.750"	0.500"	6	1100	1700	2"	8.950"	5.34	7/8"
2.125"	0.750"	6	1100	1700	2"	8.650"	7.84	1 1/8"
2.250"	0.750"	6	1100	1700	2 1/2"	8.650"	7.84	1 1/8"
2.375"	0.750"	12	1100	1700	2 1/2"	9.025"	10.57	1 1/8"
2.875"	1.250"	12	3600	5500	3"	10.66"	13.56	1 1/8"
3.125"	1.250"	12	3600	5500	3"	11.66"	16.35	1 1/8"

** Internal Coiled Tubing pressure must be taken into consideration when selecting shear pin values*

Shear Release Joints

El Shear Release Joints permite la separación del coiled tubing en operaciones de trabajo, a través de la aplicación de tensión predeterminada.

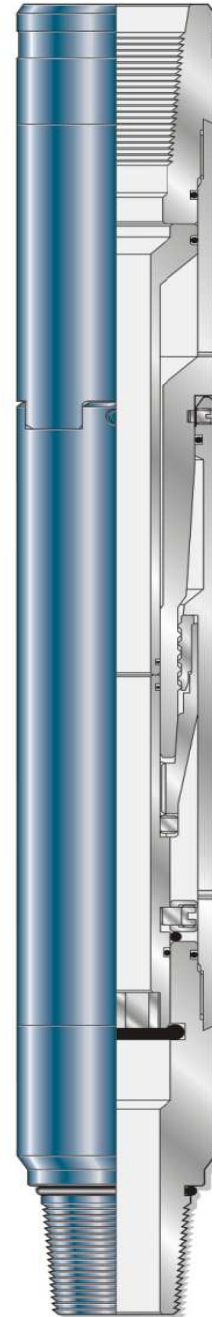


Over Pressure Release Joints

Technical Specifications					
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Fishneck (Internal)	Make-Up Length	Typical Over Pressure Max
1.687"	0.468"	40,000lbs	2" 'GS'	17"	5000psi
1.750"	0.468"	45,000lbs	2" 'GS'	17"	5000psi
2.125"	0.468"	55,000lbs	2" 'GS'	17"	5000psi
2.250"	0.782"	65,000lbs	2" 'GS'	17"	5000psi
2.375"	0.782"	70,000lbs	2½" 'GS'	18"	5000psi
2.875"	0.875"	120,000lbs	3" 'GS'	20"	5000psi

Over Pressure Release Joints

El Over Pressure Release Joints es una junta de liberación para seguridad en operaciones con coiled tubing, se activa por presiones superiores a las que opera el coiled tubing.



JARS & INTENSIFIERS

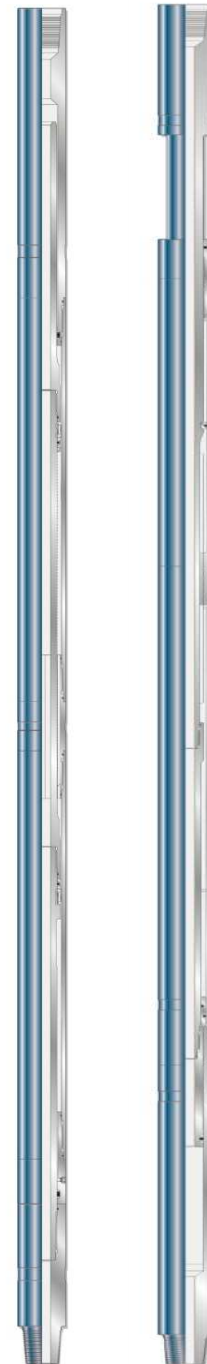
Bowen Hydraulic Up/Down Jars and Intensifiers

Technical Specifications Bowen® Hydraulic Up/Down Jars						
Size	1 1/8" x 9/16"	1 3/16" x 9/16"	2 1/8" x 3/4"	2 1/4" x 3/4"	2 3/8" x 1"	3 1/8" x 1 1/4"
Assembly Part Number	155876	153844	155235	155235	156231	155267
Outside Diameter	1 1/8"	1 3/16"	2 1/8"	2 1/4"	2 3/8"	3 1/8"
Inside Diameter	9/16"	9/16"	3/4"	3/4"	1"	1 1/4"
Maximum Up Jar Load (lbs)	10,000	12,000	18,000	22,000	32,000	40,000
Maximum Down Jar Load (lbs)	10,000	12,000	18,000	22,000	32,000	40,000
Max Lift After Jarring (lbs)	32,000	69,000	95,000	95,000	195,000	233,000
Torsional Yield (ft-lbs)	150	150	700	700	2,700	3,000
Approx. Length Closed Position	69"	67"	68"	68"	84"	84"
Test Loads Pull	8,000	10,000	16,000	16,000	30,000	30,000
Test Loads Push	4,000	6,000	10,000	19,000	20,000	20,000
Pump Open Area (sq in)	0.735	0.783	0.980	0.980	1.348	1.596
Std Temp Packing Set (up to 275°F)	155893/010	153860/010	-	155323/010	156244/010	155234/010
High Temp Packing Set (up to 400°F)	155893/011	153860/011	-	155323/011	156244/011	155234/011

Technical Specifications Bowen® Hydraulic Up/Down Intensifiers						
Size	1 1/8" x 9/16"	1 3/16" x 9/16"	2 1/8" x 3/4"	2 1/4" x 3/4"	2 3/8" x 1"	3 1/8" x 1 1/4"
Assembly Part Number	155969	153965	154412	154412	156341	154440
Outside Diameter	1 1/8"	1 3/16"	2 1/8"	2 1/4"	2 3/8"	3 1/8"
Inside Diameter	9/16"	9/16"	3/4"	3/4"	1"	1 1/4"
Maximum Up Jar Load (lbs)	10,000	12,000	18,000	22,000	32,000	40,000
Maximum Down Jar Load (lbs)	10,000	12,000	18,000	22,000	32,000	40,000
Lift After Jarring at Yield (lbs)	32,000	69,000	95,000	95,000	195,000	214,000
Torsional Yield (ft-lbs)	150	150	700	700	2,700	3,000
Approx. Length Neutral Position	75"	73"	87"	87"	96"	103"
"A" Total Stroke	6	6	7	7	8	8
Test Loads Pull	4,000-8,000	9,000-11,000	11,000-14,000	11,000-14,000	30,000-36,000	28,000-36,000
Test Loads Push	2,000-5,000	7,000-9,000	7,000-10,000	7,000-10,000	16,000-20,000	18,000-22,000
Std Temp Packing Set (up to 275°F)	155985/010	153975/010	-	154422/010	156351/005	154450/005
High Temp Packing Set (up to 400°F)	155985/011	153975/011	-	154422/011	156351/006	154450/006

Bowen Hydraulic Up/Down Jars and Intensifiers

El Hydraulic Up/Down Jars and Intensifiers son herramientas que provocan el efecto de tirón y empujón en línea recta, que se produce empleando combinaciones hidráulicas y mecánicas patentadas. El Jar puede entregar una gama amplia de golpes, de bajo o muy alto impacto y fuerzas de impulso. El intensifier se diseña para operar junto al jar o para proporcionar fuerza de aceleración durante el golpe.



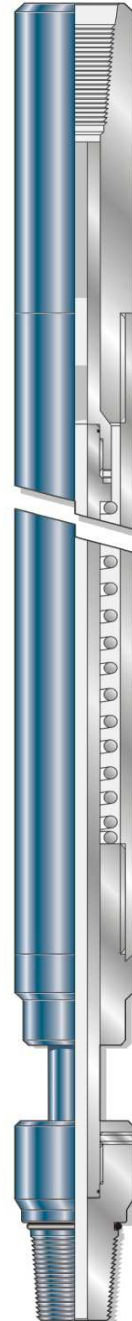
Up-Stroke Intensifiers

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-up Length	Weight (Lbs)	Stroke Length	Load to Close
1.750"	0.375"	31,000lbs	46.200"	19.65	5.80"	614lbs
2.125"	0.500"	61,000lbs	45.000"	31.66	6.00"	614lbs
2.250"	0.500"	61,000lbs	45.000"	34.55	6.00"	614lbs
3.125"	0.625"	88,000lbs	51.750"	56.28	6.25"	650lbs

Up-Stroke Intensifiers

Su propósito es proporcionar el necesario tirón y poder de aceleración que requiere el Up-Stroke Hydraulic jar, para operar eficazmente sobre todo a profundidades someras donde hay limitado estiramiento del coiled tubing.



Roto-Hammer Impact Drill Jars

Technical Specifications

Tool Size	1 1/16"	2 1/8"
Tool O.D.	1.687"	2.125"
Max Make-Up Torque	350ft-lbs	600ft-lbs
Length	31.6"	36.7"
Material (tool)	Stainless	Stainless
Material (seals)	Viton	Viton
Service	Dressed for H ₂ S	Dressed for H ₂ S
Min Yield Strength	37162lbs (calc.)	37571lbs (calc.)
Operating Pressure	500-2,500psi	500-2,500psi
Pump Rate	10-42(gals/min)	10-70(gals/min)
Maximum Pull	20,000lbs	30,000lbs
Hits Per Minute	25-800	25-800
Set Down Weight	500-1800lbs	500-2850lbs
RPM (flow rotation)	3-17	3-17



Roto-Hammer™ Impact Drill Jar (shown with a Ceramic Disc Breaker Bit fitted)

Roto-Hammer Impact Drill Jars

El Roto-Hammer es una herramienta que transmite múltiples fuerzas de impacto descendente a alta frecuencia cuando se bombea fluido. La herramienta opera a través de una combinación de peso y la activación de flujo controlada a través del tool-string que convierte flujo y presión en energía mecánica.



JOINTS, STRAIGHT BARS & CENTRALISERS

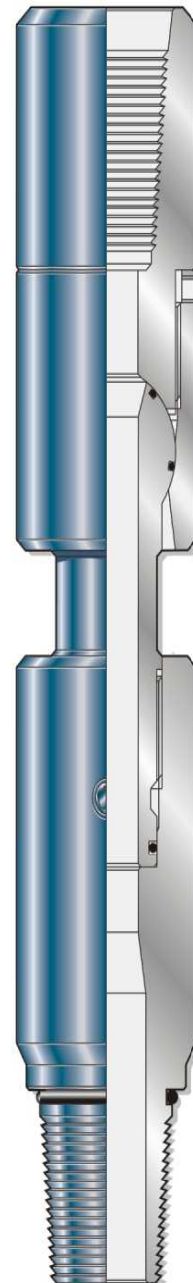
CT Knuckle Joints

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Make-Up Length	Internal Ball Clearance	Angle of Deviation
1.687"	0.500"	40,000lbs	10.461"	7/16"	15°
1.750"	0.500"	60,000lbs	10.461"	7/16"	15°
2.125"	0.500"	56,000lbs	9.260"	7/16"	15°
2.375"	0.750"	60,000lbs	9.604"	11/16"	15°
3.125"	1.000"	100,000lbs	11.000"	15/16"	15°

CT Knuckle Joints

El Knuckle Joints, cuando se incorpora entre el jar y la herramienta de manipulación, proporciona flexibilidad adicional en el toolstring. Esta flexibilidad adicional es a menudo necesaria cuando el diámetro del agujero a través del que la herramienta está corriendo se restringe y/o favorablemente se desvía.



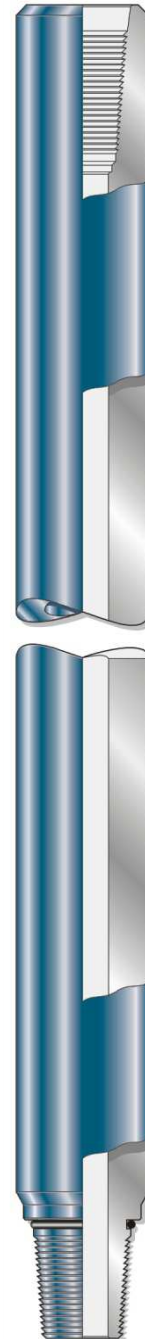
Straight Bars

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Standard Service)	Internal Ball Clearance
1.687"	0.500"	46,000lbs	7/16"
1.750"	0.500"	48,000lbs	7/16"
2.125"	0.500"	78,000lbs	7/16"
2.250"	0.500"	78,000lbs	7/16"
2.375"	0.750"	80,000lbs	1 1/16"
3.125"	0.750"	100,000lbs	1 1/16"

Straight Bar

El Straight Bar proporciona un medio para extender el toolstring, manteniendo el máximo diámetro a través del pozo. La sección tubular entre la cima & el fondo puede intercambiarse para variar la longitud del straight bar.

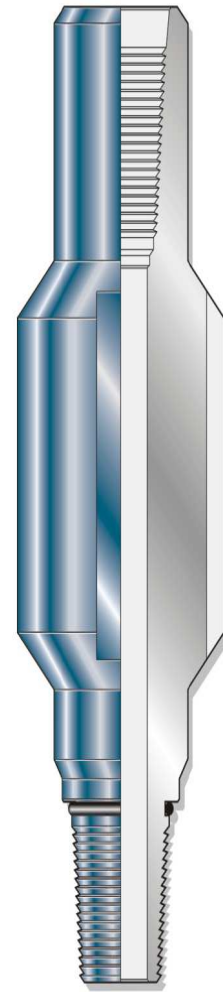


CT Fluted Centralizers

Technical Specifications				
Maximum O.D.	Minimum I.D. (Typical)	Tensile Strength (Standard Service)	Make-Up Length (Typical)	Internal Ball Clearance (Typical)
2.000"	0.750"	46,000lbs	6.000"	1 ¹ / ₁₆ "
2.250"	0.75"	48,000lbs	6.000"	1 ¹ / ₁₆ "
2.625"	0.875"	78,000lbs	6.000"	3 ³ / ₄ "
2.750"	1.000"	78,000lbs	6.000"	15 ¹⁵ / ₁₆ "
3.000"	1.000"	78,000lbs	6.000"	15 ¹⁵ / ₁₆ "
3.500"	1.000"	80,000lbs	6.000"	15 ¹⁵ / ₁₆ "
4.000"	1.000"	80,000lbs	6.000"	15 ¹⁵ / ₁₆ "
4.250"	1.000"	100,000lbs	10.000"	15 ¹⁵ / ₁₆ "
4.500"	1.250"	100,000lbs	10.000"	1 ¹ / ₈ "

CT Fluted Centralizers

El Fluted Centralizers se diseña para ser incluido como parte del string de trabajo para ayudar proporcionando centralización, para facilitar operaciones con herramientas durante pescas o proporcionar estabilidad general en la tubería.



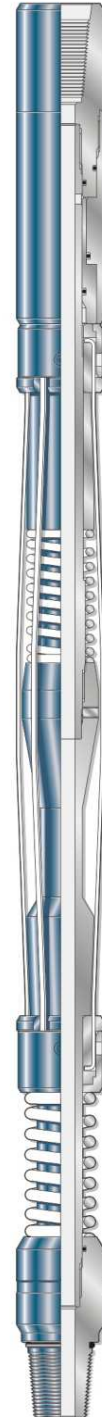
Flow Activated Bow Spring Centralizers

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Std Service)	Overall Length	Internal Ball Clearance	Expansion Range	Pressure Range to Activate
1.687"	0.510"	40,000lbs	40"	$\frac{7}{16}$ "	1 $\frac{1}{16}$ " - 6 $\frac{1}{2}$ "	300psi to 1200psi
2.125"	0.750"	42,000lbs	40"	$\frac{1}{16}$ "	2 $\frac{1}{8}$ " - 7"	500psi to 1000psi
2.250"	0.750"	55,000lbs	42.85"	$\frac{1}{16}$ "	2 $\frac{3}{4}$ " - 7"	300psi to 700psi
2.700"	0.937"	55,000lbs	47.25"	$\frac{7}{8}$ "	2 $\frac{3}{4}$ " - 8 $\frac{1}{2}$ "	500psi to 650psi
3.125"	0.937"	40,000lbs	44"	$\frac{7}{8}$ "	3 $\frac{1}{8}$ " - 8"	500psi to 1000psi

Flow Activated Bow Spring Centralizers

El Flow Activated Bow Spring Centralizers se diseña para permitir centralizar herramientas o partes del string en el tubing/casing para los diferentes funcionamientos.



Slip Over Centralizers

Technical Specifications

Toolstring O.D.	Body O.D.	Overall Length (Max.)	Expansion Range	Bowsprings	Max O.D. (Slip Over Centraliser Carrier Sub)
1 1/8"	2.300"	16"	2 3/8" to 5 1/2"	6	1 1/8"

Slip Over Centralizers

El Slip Over Centralizers proporciona un método rápido y eficaz de sujetar un centralizador al toolstring. Este acercamiento permite sujetar varios centralizadores a un coiled tubing toolstring sin agregar alguna longitud significativa al string.

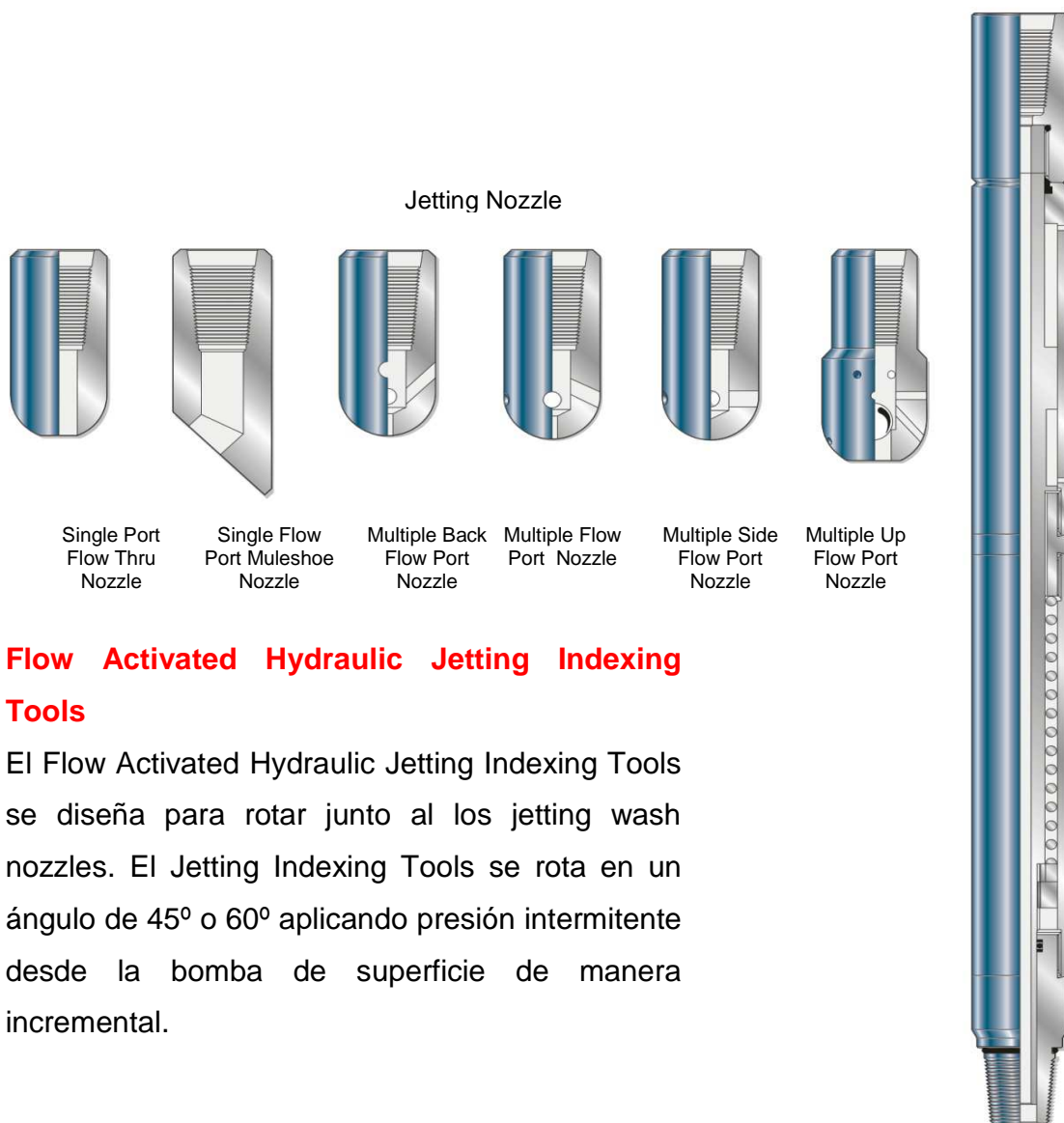


WASH TOOLS

Flow Activated Hydraulic Jetting Indexing Tools

Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Tensile Strength (Std Service)	Make-Up Length	Internal Ball Clearance	Index Rotation Steps	Operating Pressures
2.125"	0.500"	38,000lbs	23.700"	7/16"	10 x 36°	500psi to Operate
2.875"	1.000"	110,000lbs	25.640"	15/16"	8 x 45°	1000psi to Operate
3.125"	1.000"	111,000lbs	32.625"	15/16"	8 x 45°	1000psi to Operate



Flow Activated Hydraulic Jetting Indexing Tools

El Flow Activated Hydraulic Jetting Indexing Tools se diseña para rotar junto al los jetting wash nozzles. El Jetting Indexing Tools se rota en un ángulo de 45° o 60° aplicando presión intermitente desde la bomba de superficie de manera incremental.

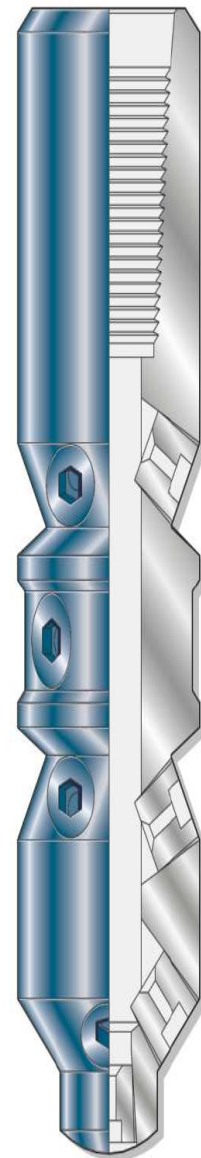
Multi-Jet Wash Tools

Technical Specifications

Maximum O.D.	Make-Up Length	Jetting Nozzle Inserts
1.750"	7.320"	13 x $\frac{3}{16}$ "
2.125"	7.540"	13 x $\frac{3}{16}$ "
2.375"	7.610"	13 x $\frac{3}{16}$ "
2.500"	7.610"	13 x $\frac{3}{16}$ "
2.875"	8.000"	13 x $\frac{3}{16}$ "
3.125"	9.000"	13 x $\frac{3}{16}$ "

Multi-Jet Wash Tools

El Multi-Jet Wash Tools es una herramienta de lavado no-rotatoria con nozzles de grub screw, normalmente se usa junto con el Flow Activated Hydraulic Jetting Indexing Tools.



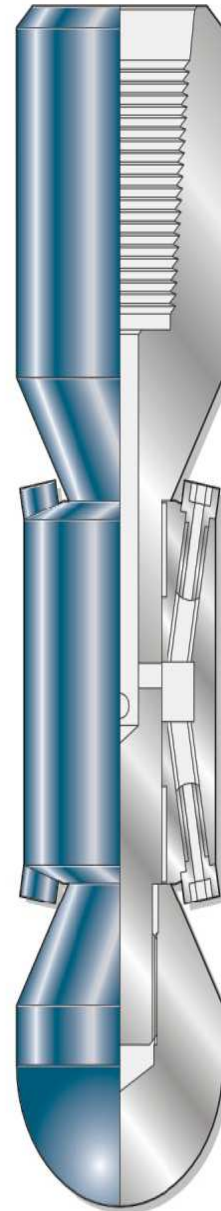
Rotary Jet Wash Tools

Technical Specifications

Maximum O.D.	Overall Length	Jetting Nozzle Inserts
1.687"	8.250"	(12) M6 x 1.0 - 07812" (2mm) Dia Hole
1.750"	8.250"	(12) M6 x 1.0 - 07812" (2mm) Dia Hole
2.125"	8.620"	(12) M6 x 1.0 - 07812" (2mm) Dia Hole
2.375"	8.620"	(12) M6 x 1.0 - 07812" (2mm) Dia Hole
3.125"	10.380"	(12) M6 x 1.0 - 07812" (2mm) Dia Hole

Rotary Jet Wash Tools

El Rotary Jet Wash Tools se diseña para ser usado en operaciones de inyección y circulación, limpiando y lavando dentro de la tubería. También puede usarse para ayudar en la manipulación del coiled tubing string, tanto dentro y fuera del pozo.



Slim Hole Jetting Head Assemblies

Technical Specifications

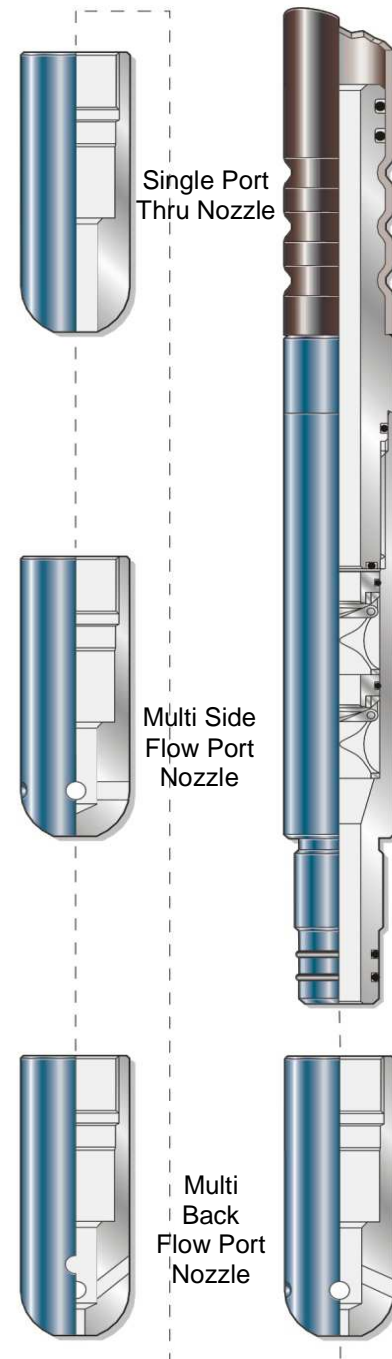
Coil Size	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Make-Up Length	Tensile Strength
1¼"	1.250"	0.500"	10¾"	37,900lbs
1½"	1.500"	0.500"	11½"	46,800lbs

Slim Hole Jetting Head Assembly Nozzles Technical Specifications

Nozzles Available	Nozzle Length (1.25" Coil)	Nozzle Length (1.50" Coil)	Port Diameter
Single Port Flow Thru (1 Port)	4"	4¾"	0.500"
Multi Flow Port (5 Ports)	4¼"	4¾"	0.187"
Multi Side Flow Port (4 Ports)	4½"	4¾"	0.187"
Multi Back Flow Port (5 Ports)	4¾"	4¾"	0.187"

Slim Hole Jetting Head Assemblies

El Slim Hole Jetting Head Assemblies proporciona al operador una herramienta con jets de lavado que tiene el mismo diámetro del coiled tubing.



Jetting Nozzles

Single Port Flow Thru Nozzle				Multiple Flow Port Nozzle			
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration
1.687"	0.250"	5.500"	1 x 0.250"	1.687"	N/A	6.000"	1 x 0.250" 4 x 0.250" @ 45°
2.125"	0.500"	6.000"	1 x 0.500"	2.125"	N/A	4.500"	1 x 0.250" 4 x 0.250" @ 45°
2.375"	0.750"	6.000"	1 x 0.750"	2.375"	N/A	8.000"	1 x 0.312" 4 x 0.312" @ 45°
3.125"	0.875"	6.000"	1 x 0.875"	3.125"	N/A	8.000"	1 x 0.375" 4 x 0.375" @ 45°
Multiple Back Flow Port Nozzle				Multiple Up Flow Port Nozzle			
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration
1.687"	N/A	6.000"	4 x 0.250" @ 135°	1.687"	0.500"	6.000"	1 x 0.500" 4 x 0.187" @ 45° 4 x 0.187" @ 90°
2.125"	N/A	6.000"	4 x 0.250" @ 135°	2.125"	0.875"	6.000"	1 x 0.500" 4 x 0.250" @ 45° 4 x 0.250" @ 90°
2.375"	N/A	6.000"	4 x 0.312" @ 135°	2.375"	0.875"	6.000"	1 x 0.625" 4 x 0.312" @ 45° 4 x 0.312" @ 90°
3.125"	N/A	6.000"	4 x 0.375" @ 135°	3.125"	0.875"	6.000"	1 x 0.750" 4 x 0.375" @ 45° 4 x 0.375" @ 90°
Multiple Side Flow Port Nozzle				Single Flow Port Muleshoe Nozzle			
Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration	Maximum O.D.	Minimum I.D.	Overall Length	Nozzle Configuration
1.687"	N/A	5.500"	1 x 0.250" 4 x 0.250" @ 90°	1.687"	0.625"	5.500"	1 x 0.625" @ 45°
2.125"	N/A	6.000"	1 x 0.250" 4 x 0.250" @ 90°	2.125"	0.875"	6.875"	1 x 0.875" @ 45°
2.375"	N/A	6.000"	1 x 0.3125" 4 x 0.312" @ 90°	2.375"	0.875"	6.875"	1 x 0.875" @ 45°
3.125"	N/A	6.000"	1 x 0.375" 4 x 0.375" @ 90°	3.125"	1.000"	8.000"	1 x 1.000" @ 45°

Single Port Flow Thru Nozzle



Multiple Back Flow Port Nozzle



Multiple Side Flow Port Nozzle



Multiple Flow Port Nozzle



Multiple Up Flow Port Nozzle



Single Flow Port Muleshoe Nozzle



FISHING TOOLS

Hydrostatic Bailers

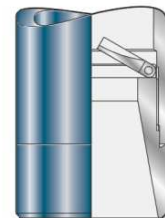
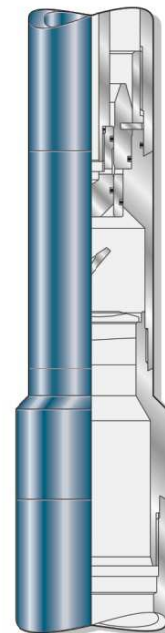
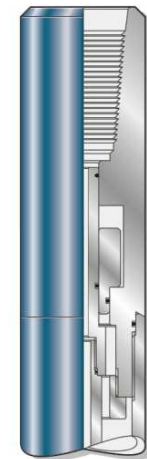
Technical Specifications

Maximum O.D.	Minimum I.D.	Make-Up Length	Bailer Tube Length	Junk Basket Extension Option	Junk Basket Sub O.D.
2.875"	n/a	17.500"	1 - 10ft	3" - 120"	2.875" - 4.5"
3.500"	n/a	17.875"	1 - 10ft	3" - 120"	2.875" - 4.5"

NOTE: Please specify bailer extension junk basket when ordering

Hydrostatic Bailers

El Hydrostatic Bailer se diseña para ser usado para reducir arena y escombros en pozos horizontales donde existe dificultad con la arena al intentar tratarla de la manera convencional.



Flow Activated Releasable Fishing/ Bulldog Spears

Technical Specifications					
Nominal Size	Maximum O.D.	Min I.D. (without choke)	Tensile Strength (Std Service)	Make-Up Length	Standard Slips Supplied
2"	1.850"	0.250"	37,000lbs	18.38"	1¾" to 1½"
2.5"	2.250"	0.390"	59,000lbs	21.62"	2" to 2½"
3"	2.626"	0.390"	80,000lbs	24.30"	2¼" to 2¾"
3½"	3.110"	0.390"	80,000lbs	24.30"	2½" to 2¾"
4"	3.625"	0.390"	84,000lbs	24.30"	3½" to 3¾"

Flow Activated Releasable Fishing/Bulldog Spears

El Flow Activated Releasable Fishing/ Bulldog Spears es una herramienta de captura comprende de un arpón interior que permite recuperar peces cilíndricos del pozo.



Flow Activated Releasable Fishing/ Bulldog Spears

Releasable Fishing/Bulldog Spear Slips										
Spear Size	2"		2½"		3"		3½"		4"	
Spear O.D.	1.810"		2.250"		2.625"		3.110"		3.625"	
Bulldog Spear Nominal Size Range	1½" - 1¾"		1¾" - 2½"		2¾" - 2¾"		2¾" - 3½"		3½" - 3¾"	
Nominal Slip Size	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Pt Number)	Catch Range (Part Number)
1½"	1½" to 1¾" (00-21155)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1¾"	1¾" to 1¾" (00-21156)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1¾"	1¾" to 1½" (00-21157)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1½"	1½" to 1½" (00-21158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1½"	1½" to 1¾" (00-21159)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1¾"	1¾" to 1¾" (00-24282)	1¾" to 2¾" (00-24187)	-	-	-	-	-	-	-	-
1¾"	-	1¾" to 2" (00-20832)	-	-	-	-	-	-	-	-
2"	-	2" to 2½" (00-29546)	-	-	-	-	-	-	-	-
2½"	-	2½" to 2¾" (00-21124)	-	-	-	-	-	-	-	-
2¼"	-	2¼" to 2¾" (00-29547)	2¼" to 2¾" (00-30548)	-	-	-	-	-	-	-
2¾"	-	2¾" to 2½" (00-21125)	2¾" to 2½" (00-27971)	-	-	-	-	-	-	-
2½"	-	-	2½" to 2½" (00-27972)	-	-	-	-	-	-	-
2¾"	-	-	2¾" to 2¾" (00-27973)	2¾" to 2¾" (00-30549)	-	-	-	-	-	-
2¾"	-	-	2¾" to 2¾" (00-27974)	2¾" to 2¾" (00-30550)	-	-	-	-	-	-
2¾"	-	-	-	2¾" to 3" (00-30551)	-	-	-	-	-	-
3"	-	-	-	3" to 3½" (00-30552)	-	-	-	-	-	-
3½"	-	-	-	-	3½" to 3½" (00-30553)	-	-	-	-	-
3¼"	-	-	-	-	3¼" to 3¾" (00-30554)	-	-	-	-	-
3¾"	-	-	-	-	3¾" to 3½" (00-30555)	-	-	-	-	-
3½"	-	-	-	-	3½" to 3¾" (00-30556)	-	-	-	-	-
3½"	-	-	-	-	3½" to 3¾" (00-30557)	-	-	-	-	-

Sizes highlighted indicate Bulldog Spear Slip standard fitment



Typical Flow Activated Releasable Fishing/Bulldog Spear Slip

Flow Activated Releasable Overshots

Flow Activated Releasable Overshots

El Flow Activated Releasable Overshots es una herramienta de captura externa (overshot), usada para recuperar fish cilíndricos en el pozo.



Flow Activated Releasable Overshots

Flow Activated Releasable Overshot Slips Table

Nominal Size	2"	2½"	3"	3½"	4"
Actual O.D.	1.850"	2.250"	2.625"	3.250"	3.800"
Nominal Slip Size	Catch Range (Part Number)	Catch Range (Part Number)	Catch Range (Part Number)	Catch Range (Part Number)	Catch Range (Part Number)
½"	7/16" to 9/16" (00-16024)	7/16" to 9/16" (00-16032)	3/8" to 9/16" (00-16038)	-	3/8" to 5/8" (00-16042)
5/8"	9/16" to 1 1/16" (00-16025)	9/16" to 1 1/16" (00-16033)	9/16" to 3/4" (00-16039)	1/2" to 1 1/16" (00-17491)	-
¾"	1 1/16" to 1 3/16" (00-16026)	1 1/16" to 1 3/16" (00-16034)	-	1 1/16" to 7/8" (00-17492)	5/8" to 7/8" (00-16043)
7/8"	1 3/16" to 1 5/16" (00-16027)	1 3/16" to 1 5/16" (00-16047)	¾" to 1 1/16" (00-16040)	-	-
1"	1 5/16" to 1 7/16" (00-13769)	1 5/16" to 1 7/16" (00-16035)	1 5/16" to 1 7/16" (00-16041)	7/8" to 1 1/16" (00-17493)	7/8" to 1 1/8" (00-16044)
1 1/16"	1 7/16" to 1 9/16" (00-16028)	1 7/16" to 1 9/16" (00-16036)	-	1 7/16" to 1 9/16" (00-17494)	-
1 1/4"	1 9/16" to 1 11/16" (00-16029)	1 9/16" to 1 11/16" (00-16048)	1 9/16" to 1 11/16" (00-13807)	-	1 1/4" to 1 3/8" (00-16045)
1 3/8"	1 11/16" to 1 13/16" (00-16030)	1 11/16" to 1 13/16" (00-16049)	1 11/16" to 1 13/16" (00-13806)	1 3/4" to 1 7/8" (00-17495)	-
1 1/2"	1 13/16" to 1 15/16" (00-16031)	1 13/16" to 1 15/16" (00-13764)	-	1 7/8" to 1 5/8" (00-17496)	1 3/8" to 1 5/8" (00-13198)
1 5/8"	-	1 15/16" to 1 17/16" (00-16050)	1 15/16" to 1 17/16" (00-13805)	-	-
1 3/4"	-	1 17/16" to 1 3/4" (00-16037)	1 17/16" to 1 3/4" (00-13804)	1 5/8" to 1 13/16" (00-17497)	1 5/8" to 1 7/8" (00-13195)
1 7/8"	-	-	-	1 13/16" to 2" (00-17498)	-
2"	-	-	1 7/8" to 2 1/16" (00-13799)	2" to 2 3/16" (00-16582)	1 7/8" to 2 1/8" (00-13196)
2 1/4"	-	-	-	2 1/8" to 2 5/16" (00-17499)	2 1/8" to 2 3/8" (00-13197)
2 1/2"	-	-	-	-	2 3/8" to 2 5/8" (00-13765)
2 3/4"	-	-	-	-	2 5/8" to 2 7/8" (00-16046)

Sizes highlighted indicate Overshot Slip standard fitment

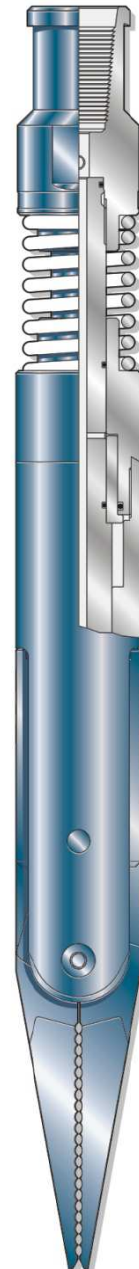


Typical Flow Activated Releasable Overshot Slips

Flow Activated Alligator Grabs

Flow Activated Alligator Grabs

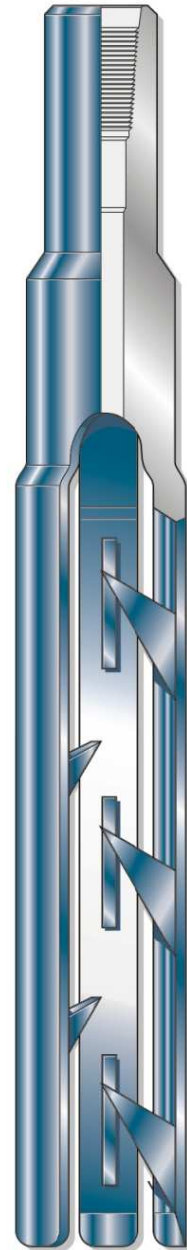
El Flow Activated Alligator Grabs es una herramienta de pesca, captura y recupera objetos sueltos dentro del pozo. El Flow Activated Alligator Grabs se corre en posición permanentemente cerrada, se activa el flujo cuando se encuentra abierta en posición de captura, circulando fluido y creando un diferencial de presión en la herramienta.



Fishing Grabs

Fishing Grabs

El Fishing Grabs es una herramienta que permite recuperar alambre que se ha roto dentro de la tubería.



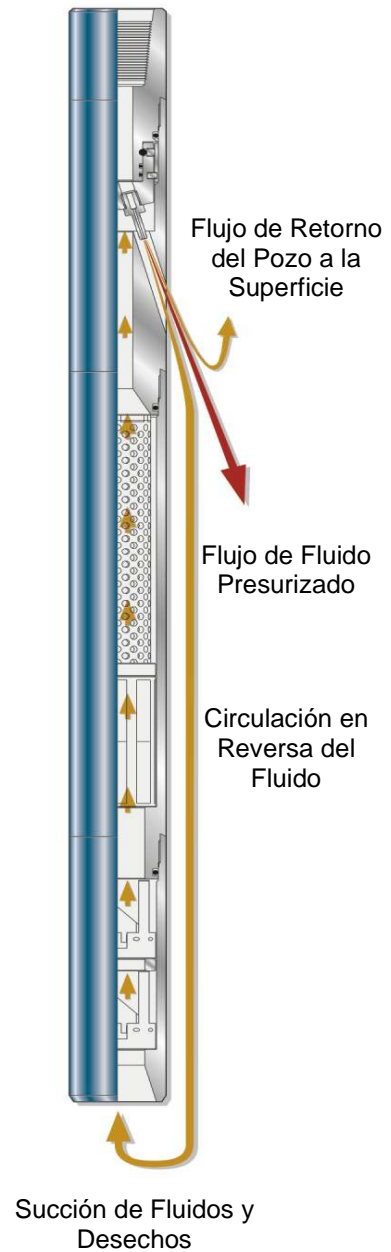
Venturi Junk Baskets

Technical Specifications					
Maximum O.D.	Maximum I.D.	Tensile Strength (Std Service)	Length	Number of Venturi Nozzles	Injection Nozzles Available (Orifice I.D.)
2.125"	n/a	68,000lbs	34.250"	1	0.062", 0.078", 0.094" 0.109", 0.125", 0.140" 0.156", 0.171", 0.187"
2.625"	n/a	98,000lbs	36.687"	3	0.062", 0.078", 0.094" 0.109", 0.125", 0.140" 0.156", 0.171", 0.187"
3.125"	n/a	137,000lbs	41.875"	3	0.062", 0.078", 0.094" 0.109", 0.125", 0.140" 0.156", 0.171", 0.187"

NOTE: Optional Extension Tubes available to increase junk catcher capacity

Venturi Junk Baskets

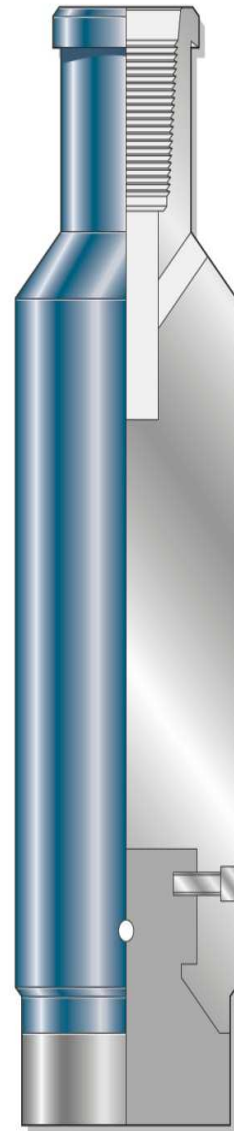
El Venturi Junk Baskets es una herramienta que se usa para recuperar basura y escombros del pozo. Cuando se bombea fluido a través del coiled tubing string y fuera a través de las boquillas en la cámara del venturi donde se crea un vacío.



Lead Impression Blocks

Lead Impression Blocks

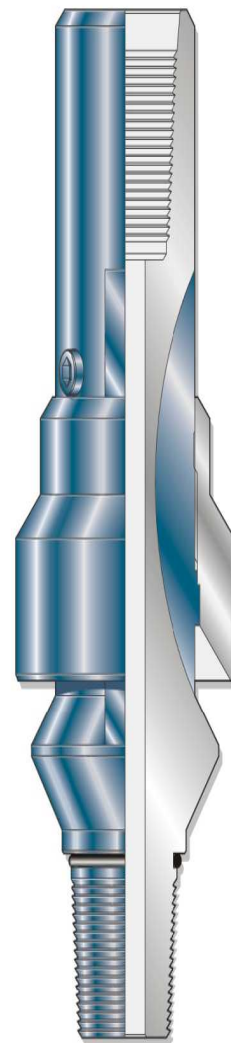
El Lead Impression Blocks es un herramienta que permite obtener impresiones de objetos en el tubing string, ayudar en la identificación del objeto y así en la selección de la herramienta de pesca correcta.



Gauge Cutters

Gauge Cutters

El Gauge Cutres se diseña para calibrar y limpiar raspando la tubería.



ANEXO 3
BHA A UTILIZARSE PARA LOS
TRABAJOS PROPUESTOS DE
REACONDICIONAMIENTO CON
TUBERÍA FLEXIBLE

BHA - ROTOJET

Item	Description	OD inch	ID inch	Top Connection	Bottom Connection	Length ft	
1	1	1.5	0.94	1.5" CT	1.125" x 10SA	0.50	
2	2	2.125		1.5"	2.125"	0.38	
3	3	2.125	0.92	1.7SA x 10SA box	1.7SA x 10SA pin	1.01	
4	4	2.125	0.875	1.7SA x 10SA box	1.7SA x 10SA pin	1.26	
4	5	2.125		1.7SA x 10SA box	1.7SA x 10SA pin	3.00	
4	6	2.125	1.099	1.7SA x 10SA box		5.00	
5						11.15	
		Maximum OD = 2.125		Total BHA Length = 11,15 ft			
		<u>COMMENTS</u>					
6		Coiled Tubing - 1.5" QT-90, 0.109" wall.					
		Release Tool - Shear pins fitted for 2000 psi over (ball size = 7/8")					
		Release tool separates 0.97 ft on fish, retrieve 0.29 ft.					
		Rotojet Tool - 2 ports, 2 1/8" OD, R 90 Nozzle					

ANEXO 4
PRODUCTOS QUÍMICOS UTILIZADOS EN
OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN CON
TUBERÍA FLEXIBLE

- PARAVAN 25** (Water Based Solvent) - Biodegradable, esencialmente la alternativa no-tóxica a los solventes diseñados para quitar asfaltenos y depósitos de parafina de las superficies de mineral en el depósito y dejar atrás un ambiente agua-humectante específicamente. No contiene ningún solvente de petróleo, cloro o metales pesados y es por consiguiente más medioambientalmente amistoso que los solventes convencionales como el xylene. También es útil en demulsificación existiendo emulsiones del water/oil y previniendo la generación de emulsiones entre el fluido del tratamiento y el crudo
- US-40** Solvente mutuo no-iónico, humectante al agua, previenen emulsiones, reduce absorción de surfactantes e inhibidores del ácido guardándolos en solución. Soluble en agua y petróleo, use a 250 F (120 C). Normalmente usar a 2-25 gals/1000 gals de ácido.
- FERROTROL210C** (Erythorbic Acid) - Un producto de control de hierro libre de sodio, se usa como un agente reductor de hierro en trabajos de acidificación. Muy eficaz previniendo sludging del asfalteno y emulsiones en el pozo. Especialmente útil al realizar trabajos ácidos en roca arenisca que utilizan HF (hydroflouric) ácido porque minimiza precipitaciones secundarias. También puede usarse en HCl, HCl-HF, y los ácidos acéticos. Residuos eficaces sobre 200 F.
- FERROTROL300L** (Acido cítrico) - Un producto de control de hierro libre de sodio se usa como un agente iron chelating en trabajos ácidos. Forma un complejo soluble al agua con hierro, reduciendo la actividad del hierro e impidiendo al ion férrico reaccionar como el uncomplexed. El ácido cítrico es el agente del iron chelating más barato y eficaz.
- NE-118** (No-emulsifier) - No emulsificante (no-iónico) se usa en fluidos de estimulación para ayudar a reducir las tendencias de emulsión y/o rupturas de emulsiones que pueden ocurrir cuando el ácido y el crudo entran en contacto entre sí. El agua humecta rocas areniscas y calizas.
- ACIDO ACÉTICO** Acido acético / agente de mezcla de anhídrido acético, también usado como ácido acético al 20% la acción del buffering mejora el performance de otros agentes como el ferrotrol, no eficaz exclusivamente. Misma química como glacial acética, puede usarse en fracturas. 5 a 20 gal.

HV ACID	(Proprietary Acid) - Un componente importante de BJ SERVICES patentado como el sistema "SANDSTONE ACID". El HV ácido sirve para proporcionar penetración de HF viva más profundamente en la formación, comparada a los sistemas de HCl-HF regulares. Cuando se usa el S3 ácido, adicionalmente proporciona protección de escalar.
CLAY TREAT 3C	Agente de control de arcilla para controlar la hidratación o desprendimiento de arcillas. Se usa para fracturas hidráulicas o ácidas y acidificaciones de la matriz. Ayuda a estabilizar la presencia de finos, proporciona protecciones duraderas 0.25 a 2 gal / 1000 gal.
H Cl @ 34%	Normalmente llamado perforating acid. Puede usarse para estimular depósitos de carbonato. Proporciona una reacción muy lenta a comparación del ácido de hipoclorito.
CI-25	(Inhibidor de corrosión) - Un inhibidor de corrosión ácido para toda temperatura a 350 F. Efectivo en todas las concentraciones de HCl y HF las formulaciones ácidas.
ABF	Intensificador de bifluoruro de amonio para H Cl / HF sistemas ácidos. Prepare sistemas ácidos a 15% HCl y 6% HF el sólido cristalino corrosivo. 100 a 1000 lb por 1000 gal mud acid.
AQUACON	Es un polímero que se adhiere a la roca para permitir flujo selectivo en ella, viene en un concentrado diluido en agua y a futuro es diluido a las concentraciones determinadas del tratamiento.
NH4CL	(Cloruro del amonio) - Usado como base de sal para desplazar y overflushing cuando el tratamiento contiene ácido hipoclorito.
CI-25	Inhibidor de corrosión para todos los metales a partir 200 - 350 F (95-176 C), 28% HCl y HCl /HF, acero cromado a 325 F (150 C) sólo, compatible con solventes mutuos. El intensificador requiere altas temperaturas, no compatible con NE-32. 1 a 20 gals / 1
FSA-1	Acido estabilizador de finos y control de arcilla.
SODA ASH	(Carbonato sódico) - Un producto industrial barato normalmente utilizado para neutralizar soluciones ácidas. Reacciona con ácido HCl para dar dióxido de carbono, cloruro de sodio y agua.

ANEXO 5
ANÁLISIS DE RIESGOS EN
REACONDICIONAMIENTOS CON
TUBERÍA FLEXIBLE

ANÁLISIS DE RIESGO

Probabilidad de Ocurrencia	
Probabilidad 3	Ocurrencia regular posibilidad que suceda una vez al día
Probabilidad 2	Ocurrencia ocasional posibilidad que suceda una vez por trabajo
Probabilidad 1	Improbable pero conocido que puede ocurrir durante una operación

Severidad (lesión)	
Severidad 3	Daño Mayor, Incapacidad, Fatalidad
Severidad 2	Perdida de tiempo por lesión(fuera de labores por mas de tres días de trabajo)
Severidad 1	Atención de primeros auxilios, Tratamiento medico, perdida de tiempo(retorno a trabajar después de dos días)

Severidad(propiedad/equipo)	
Severidad 3	Daños de equipo o propiedad (directo o indirecto), superan los \$ 50.000
Severidad 2	Daños de equipo o propiedad (directo o indirecto), están entre los \$ 50.000 y los \$ 5.000
Severidad 1	Daños de equipo o propiedad (directo o indirecto), no superan los \$ 5.000

Severidad (medio ambiente)	
Severidad 3	Daño al medio ambiente es fatal, envuelve demandas, el daño a la imagen de la empresa es severo , altos costos
Severidad 2	Daño al medio ambiente es externo pero fuera del área, afecta poco a la imagen de la empresa
Severidad 1	Daño del medio ambiente es local y tiene un impacto mínimo

	Nivel de Riesgo		
	Probabilidad 3	Probabilidad 2	Probabilidad 1
Consecuencia 3	9 Riesgo Intolerable	6 Riesgo Sustancial	3 Riesgo Moderado
Consecuencia 2	6 Riesgo Sustancial	4 Riesgo Moderado	2 Riesgo Tolerable
Consecuencia 1	3 Riesgo Moderado	2 Riesgo Tolerable	1 Riesgo Bajo

Tabla de aceptación de tolerancia del riesgo	
Nivel del riesgo	Acción Remedial y tiempo para la acción
5 Riesgo Intolerable	El Trabajo no debe empezar o continuar hasta que se reduzca el riesgo. Trabajo prohibido si la reducción del riesgo es imposible.
4 Riesgo sustancial	Trabajo no empieza hasta que se reduzca el riesgo. Acción urgente requerida si el trabajo esta en progreso.
3 Riesgo moderado	Trabajo puede proceder tratando de reducir el riesgo a un nivel bajo. Los recursos/costos para prevenir pueden ser medidos cuidadosamente y limitados. La acción remedial debe ser lo mas pronto posible, no mas tarde de un mes. Donde el riesgo moderado envuelve alta severidad, requiere un análisis futuro para determinar si la probabilidad de ocurrencia es baja, de lo contrario necesita hacerse mejoras.
2 Riesgo tolerable	No requiere costos adicionales, Un monitoreo es requerido para mejorar el proceso de evaluación y minimización de riesgos.
1 Riesgo bajo	Riesgo aceptable. No requiere acciones

Notas:- Para cada peligro: 1) Estime la probabilidad de ocurrencia 2) Estime la severidad de potencial lesión, daño a la propiedad, o daños al medio ambiente 3) cruce los estimados para saber el nivel de riesgo 4) Analice la tolerancia o aceptabilidad del riesgo 5) Tome las medidas de control para reducen el riesgo. 6) Reanalice revisando los estimados de ocurrencia y severidad después de implementar los controles y analice los nuevos niveles de riesgo. 7) Reanalice la tolerancia y aceptabilidad de los riesgos y asocie la probabilidad y severidad, entrando el residual del riesgo.

ANÁLISIS DE RIESGOS EN OPERACIONES DE TUBERÍA FLEXIBLE

Labor / Pasos	Peligro		Riesgo inicial			Controles	Riesgo residual		
	Descripción del peligro y efecto para cada labor.	Riesgo al Personal / Equipo / Medio ambiente	Consecuencia	Probabilidad	Nivel de Riesgo	Describe controles requeridos para minimizar el riesgo.	Consecuencia	Probabilidad	Nivel de Riesgo
Armado de Equipo en Locación	Golpes Lesiones y pérdidas humanas Caídas	Personas Equipo	2	3	6	Reunión de Seguridad Uso de equipos estándar Delegación de trabajos y responsabilidades Organizar Turnos Marcar Zonas de seguridad Verificar extintores	3	1	3
Bombeo de crudo	Explosión Combustión Lesiones personales Clima adverso Alta temperatura Parámetros máximos de operación del equipo	Personas Equipo	3	3	9	Uso de combos de acuerdo a estándares Parar equipo cuando se presente liqueos No realizar turnos de mas de 12 horas Colocar membrana bajo el equipo de trabajo Seguimiento a l presión y temperatura. Siempre tener a la vista extintores Eliminar material contaminado (trapos) del equipo	2	1	2
Paradas por Daño Equipo	Lesiones personales Explosiones Golpes, Caídas	Personas Equipo	2	2	2	Uso correcto de las herramientas a ser utilizadas Equipos de emergencia Teléfono para comunicación	1	1	1
Desarmado de Equipos	Golpes Derrames Caídas Explosiones	Personas Equipo	3	2	6	Extintores siempre a la mano Uso de equipo adecuado de acuerdo a estándar Camioneta lista para cualquier emergencia Teléfono para llamada de emergencia	3	1	3

ANEXO 6
COSTOS ESTIMADOS DE
REACONDICIONAMIENTOS CON
TUBERÍA FLEXIBLE

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-74

KILOM.-ESTIMADO	70		6/1/2007		
Ref.	Cantid	Unid. Medid.	Descripcion	Precio Unit. USD	Precio Total USD
Equipo de Servicio					
2.2.02-201	70	Kmt	Viaje de ida por Unidad de bombeo	2.811	196.742
2.2.02-204	1	Und	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción de bombeo	1,030.11	1030.108
2.2.02-205	4	Hrs	Unidad acidificadora	92.783	371.132
2.2.02-206	2053	Gl	Mezcla de materiales suministrados por BJ	0.220	451.704
2.2.02-207	16006	Gl	Mezcla de materiales suministrados por PPR	0.283	4529.755
2.2.02-208	1,800	Gl	Bombeo de fluidos ácidos	0.498	896.760
2.2.02-213	16259	Gl	Bombeo de Fluidos no corrosivos de 4001 galones en adelante	0.498	8100.433
2.2.02-214	1	Und	Tanque para tratamiento de 100 barriles	267.430	267.430
2.2.02-215	2	Und	Tanques para ácido de 2000 y 4500 galones por trabajo	454.631	909.262
2.2.02-216	1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad, por trabajo	294.173	294.173
2.2.02-217	1	Und	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	53.486	53.486
2.4.02.421	1	Und	Unidad COMPUVAN por trabajo	1,069.72	1069.720
2.2.02-220	280	Kmt	Kilometraje transporte de tanques (3) + (1) Frack Vann	2.002	560.616
2.2.02-223	381	Und	Unidad de filtración, por barril filtrado	4.211	1,604.89
Precio Servicio					20,336.21
Productos					
22066	90	GALS	FERROFREE	30.00	2,700.00
23044	27	GALS	PARAVAN-25	40.00	1,080.00
23059	664	LBS	ABF	5.71	3,792.58
23011	4	GALS	CI-25	75.21	270.76
23033	18	GALS	FERROTROL-300L	18.23	328.14
23002	74	GALS	FSA-1	200.45	14,913.48
23016	252	GALS	NE-118	32.85	8,278.20
23056	54	GALS	HV ACID	69.08	3,730.32
23053	88	GALS	HCL 34%	4.75	418.95
23029	36	LBS	FERROTROL-210C	29.69	1,068.84
21006	2,161	LBS	A-9	0.93	2,009.36
23024	705	GALS	US-40	18.09	12,753.45
22065	720	GALS	AQUACON	45.00	32,400.00
23003	21	GALS	CLAY TREAT 3C	31.09	652.89
10167	72	EA	FILTROS DE 2 MICRONES	47.54	3,422.88
23062	500	LBS	SODA ASH	0.51	255.00
Precio Productos					88,074.85
Precio Servicio					20,336.21
Precio Productos					88,074.85
Precio Total Tratamiento					108,411.06

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-77

JUNIO DEL 2007

	Cant.	Unid	Descripcion	Precio Unt USD	Presio Total USD
Equipment Service			Equipos y servicios		
	70	Kmt	Acid / Chemical Pumping	2.81	196.77
	0	Und.	Por tiempo de espera por cada hora adicional o fraccion Unid Bombeo	92.12	-
	1	Unid	En operaci3n el cargo basico, primeras 4 horas o fraccion	1,030.18	1,030.18
	1,057	gal	Materiales suministrados por compa1a	0.12	128.95
	13,072	gal	Materiales suministrados por Petroproduccion	0.33	4,300.54
	4,116	gal	Bombeo de acido mas de 20001 galones	0.50	2,049.77
	6,594	gal	En el bombeo de fluidos no corrosivos 4001 gal en adelante	0.50	3,283.81
	1	Und.	Tanques para acido de 1000 a 2000 gals por trabajo	454.63	454.63
	1	Und.	Registrador electronico de presion, rata por trabajo	294.17	294.17
	70	Kmt	Kilometraje de transportes por n1mero de tanques solo ida	2.00	140.14
					-
Subtotal servicios					11,878.97
Total Servicios y equipos					11,878.97
Productos			Productos		
	125	gal	PARAVAN-25	40.00	4,985.60
	20	gal	CLAY TREAT-3C	31.09	615.93
	659	gal	US-40	18.09	11,926.38
	8	gal	Cl-25	75.21	616.72
	0	lb	FERROTROL-210C	29.69	-
	41	gal	FERROTROL-300L	18.23	747.43
	61	gal	NE-118	32.85	1,997.64
	62	gal	HV ACID	69.08	4,248.42
	759	lb	ABF	5.71	4,331.04
	66	gal	ACIDO ACETICO	18.25	1,197.20
	200	lb	SODA ASH	0.51	102.00
Total Productos					30,768.35
Total Productos					30,768.35
Total Trabajo					
Equipos y Servicios					11,878.97
Productos					30,768.35
Total Job					42,647.32

PETROPRODUCCION sera responsable por los siguientes costos:

Agua fresca en un Vacuum = 100 bbls
Tanques para retornos

Nota

Los precios ofertados arriba corresponden a la Lista de Precios
Los volúmenes de tratamientos son estimados, La carga final sera la base para el real consumo

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-89

JUNIO DEL 2007

	Cant.	Unid	Descripcion	Precio Unt USD	Presio Total USD
Equipment Service			Equipos y servicios		
	73	Kmt	Acid / Chemical Pumping	2.81	205.20
	0	Und.	Por tiempo de espera por cada hora adicional o fraccion Unid Bombeo	92.12	
	1	Unid	En operaci3n el cargo basico, primeras 4 horas o fraccion	1,030.18	1,030.18
	349	gal	Materiales suministrados por la compa1a	0.12	42.58
	5,773	gal	Pateriales suministrados por Petroproduccion	0.33	1,899.36
	1,008	gal	Bombeo de acido menos de 2000 galones	0.50	501.98
	1,806	gal	En el bombeo de fluidos no corrosivos 2000 gal o menos	0.50	899.39
	1	Und.	Tanques para acido de 1000 a 2000 gals por trabajo	454.63	454.63
	1	Und.	Registrador electronico de presion, rata por trabajo	294.17	294.17
	73	Kmt	Kilometraje de transportes por n1mero de tanques solo ida	2.00	146.15
Subtotal servicios					5,473.64
Total Servicios y equipos					5,473.64
Productos			Productos		
	40	gal	PARAVAN-25	40.00	1,600.00
	10	gal	CLAY TREAT-3C	31.09	312.48
	180	gal	US-40	18.09	3,256.20
	2	gal	CI-25	75.21	150.42
	20	lb	FERROTROL-210C	29.69	593.80
	10	gal	FERROTROL-300L	18.23	182.30
	20	gal	NE-118	32.85	658.67
	30	gal	HV ACID	69.08	2,072.40
	369	lb	ABF	5.71	2,106.99
	49	gal	ACIDO ACETICO	18.25	894.25
	200	lb	SODA ASH	0.51	102.00
Total Productos					11,929.51
Total Productos					11,929.51
Total Trabajo					
Equipos y Servicios					5,473.64
Productos					11,929.51
Total Job					17,403.15

PETROPRODUCCION sera responsable por los siguientes costos:

Agua fresca en un Vacuum = 100 bbls
Tanques para retornos

Nota

Los precios ofertados arriba corresponden a la Lista de Precios
Los volúmenes de tratamientos son estimados, La carga final sera la base para el real consumo

Elaborado por: Miguel Bastidas
Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-71

JUNIO DEL 2007

	Cant.	Unid	Descripcion	Precio Unt USD	Presio Total USD
Equipment Service			Equipos y servicios		
	75	Kmt	Acid / Chemical Pumping	2.81	210.83
	0	Und.	Por tiempo de espera por cada hora adicional o fraccion Unid Bombeo	92.12	
	1	Unid	En operaci3n el cargo basico, primeras 4 horas o fraccion	1,030.18	1,030.18
	487	gal	Materiales suministrados por compa1a	0.12	59.41
	7,674	gal	Pateriales suministrados por Petroproduccion	0.33	2,524.74
	1,848	gal	Bombeo de acido mas de 20001 galones	0.50	920.30
	2,982	gal	En el bombeo de fluidos no corrosivos 2001 gal en adelante	0.50	1,485.04
	1	Und.	Tanques para acido de 1000 a 2000 gals por trabajo	454.63	454.63
	1	Und.	Registrador electronico de presion, rata por trabajo	294.17	294.17
	75	Kmt	Kilometraje de transportes por n1mero de tanques solo ida	2.00	150.15
Subtotal servicios					7,129.45
Total Servicios y equipos					7,129.45
Productos			Productos		
	56	gal	PARAVAN-25	40.00	2,249.60
	12	gal	CLAY TREAT-3C	31.09	385.98
	297	gal	US-40	18.09	5,381.41
	4	gal	CI-25	75.21	278.28
	0	lb	FERROTROL-210C	29.69	
	19	gal	FERROTROL-300L	18.23	337.26
	31	gal	NE-118	32.85	1,015.56
	28	gal	HV ACID	69.08	1,916.97
	342	lb	ABF	5.71	1,954.25
	30	gal	ACIDO ACETICO	18.25	540.20
	200	lb	SODA ASH	0.51	102.00
Total Productos					14,161.50
Total Productos					14,161.50
Total Trabajo					
Equipos y Servicios					7,129.45
Productos					14,161.50
Total Job					21,290.95

PETROPRODUCCION sera responsable por los siguientes costos:

Agua fresca en un Vacuum = 100 bbls
Tanques para retornos

Nota

Los precios ofertados arriba corresponden a la Lista de Precios
Los volúmenes de tratamientos son estimados, La carga final sera la base para el real consumo

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-76

KILOM.-ESTIMADO

70

6/1/2007

Ref.	Cantid	Unid Medid.	Descripcion	Precio Unit. USD	Precio Total USD
Equipo de Servicio					
2.2.02-201	70	Kmt	Viaje de ida por Unidad de bombeo	2.811	196.742
2.2.02-204	1	Und	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción de bombeo	1,030.11	1030.108
2.2.02-205	4	Hrs	Unidad acidificadora	92.783	371.132
2.2.02-206	2053	Gl	Mezcla de materiales suministrados por BJ	0.220	451.704
2.2.02-207	16006	Gl	Mezcla de materiales suministrados por PPR	0.283	4529.755
2.2.02-208	1,800	Gl	Bombeo de fluidos ácidos	0.498	896.760
2.2.02-213	16259	Gl	Bombeo de Fluidos no corrosivos de 4001 galones en adelante	0.498	8100.433
2.2.02-214	1	Und	Tanque para tratamiento de 100 barriles	267.430	267.430
2.2.02-215	2	Und	Tanques para ácido de 2000 y 4500 galones por trabajo	454.631	909.262
2.2.02-216	1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad, por trabajo	294.173	294.173
2.2.02-217	1	Und	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	53.486	53.486
2.4.02.421	1	Und	Unidad COMPUVAN por trabajo	1,069.72	1069.720
2.2.02-220	280	Kmt	Kilometraje transporte de tanques (3) + (1) Frack Vann	2.002	560.616
2.2.02-223	381	Und	Unidad de filtración, por barril filtrado	4.211	1,604.89
Precio Servicio					20,336.21
Productos					
22066	90	GALS	FERROFREE	30.00	2,700.00
23044	27	GALS	PARAVAN-25	40.00	1,080.00
23059	664	LBS	ABF	5.71	3,792.58
23011	4	GALS	CI-25	75.21	270.76
23033	18	GALS	FERROTROL-300L	18.23	328.14
23002	74	GALS	FSA-1	200.45	14,913.48
23016	252	GALS	NE-118	32.85	8,278.20
23056	54	GALS	HV ACID	69.08	3,730.32
23053	88	GALS	HCL 34%	4.75	418.95
23029	36	LBS	FERROTROL-210C	29.69	1,068.84
21006	2,161	LBS	A-9	0.93	2,009.36
23024	705	GALS	US-40	18.09	12,753.45
22065	720	GALS	AQUACON	45.00	32,400.00
23003	21	GALS	CLAY TREAT 3C	31.09	652.89
10167	72	EA	FILTROS DE 2 MICRONES	47.54	3,422.88
23062	500	LBS	SODA ASH	0.51	255.00
Precio Productos					88,074.85
Precio Servicio					20,336.21
Precio Productos					88,074.85
Precio Total Tratamiento					108,411.06

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-94

JUNIO DEL 2007

	Cant.	Unid	Descripcion	Precio Unt USD	Precio Total USD
Equipment Service			Equipos y servicios		
	78	Kmt	Acid / Chemical Pumping	2.81	219.26
	0	Und.	Por tiempo de espera por cada hora adicional o fraccion Unid Bombeo	92.12	-
	1	Unid	En operaci3n el cargo basico, primeras 4 horas o fraccion	1,030.18	1,030.18
	589	gal	Materiales suministrados por la compa1a	0.12	71.86
	8,750	gal	Pateriales suministrados por Petroproduccion	0.33	2,878.65
	2,268	gal	Bombeo de acido mas de 20001 galones	0.50	1,129.46
	3,654	gal	En el bombeo de fluidos no corrosivos 2001 gal en adelante	0.50	1,819.69
	1	Und.	Tanques para acido de 1000 a 2000 gals por trabajo	454.63	454.63
	1	Und.	Registrador electronico de presion, rata por trabajo	294.17	294.17
	78	Kmt	Kilometraje de transportes por n1mero de tanques solo ida	2.00	156.16
					-
Subtotal servicios					8,054.06
Total Servicios y equipos					8,054.06
Productos			Productos		
	68	gal	PARAVAN-25	40.00	2,736.00
	14	gal	CLAY TREAT-3C	31.09	433.93
	362	gal	US-40	18.09	6,544.96
	5	gal	CI-25	75.21	338.45
	0	lb	FERROTROL-210C	29.69	-
	23	gal	FERROTROL-300L	18.23	410.18
	36	gal	NE-118	32.85	1,197.62
	34	gal	HV ACID	69.08	2,331.45
	416	lb	ABF	5.71	2,376.79
	36	gal	ACIDO ACETICO	18.25	657.00
	200	lb	SODA ASH	0.51	102.00
Total Productos					17,128.37
Total Productos					17,128.37
Total Trabajo					
Equipos y Servicios					8,054.06
Productos					17,128.37
Total Job					25,182.43

PETROPRODUCCION sera responsable por los siguientes costos:

Agua fresca en un Vacuum de 100 bbls
Tanques para retornos

Nota

Los precios ofertados arriba corresponden a la Lista de Precios
Los vol6menes de tratamientos son estimados, La carga final sera la base para el real consumo

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-02

KILOM.-ESTIMADO

70

6/1/2007

Ref.	Cantid	Unid Medid.	Descripcion	Precio Unit. USD	Precio Total USD
Equipo de Servicio					
2.2.02-201	70	Kmt	Viaje de ida por Unidad de bombeo	2.811	196.742
2.2.02-204	1	Und	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción de bombeo	1,030.11	1030.108
2.2.02-205	4	Hrs	Unidad acidificadora	92.783	371.132
2.2.02-206	3627	GI	Mezcla de materiales suministrados por BJ	0.220	798.010
2.2.02-207	15600	GI	Mezcla de materiales suministrados por PPR	0.283	4414.806
2.2.02-208	3,180	GI	Bombeo de fluidos ácidos	0.498	1584.276
2.2.02-213	16047	GI	Bombeo de Fluidos no corrosivos de 4001 galones en adelante	0.498	7994.785
2.2.02-214	1	Und	Tanque para tratamiento de 100 barriles	267.430	267.430
2.2.02-215	2	Und	Tanques para ácido de 2000 y 4500 galones por trabajo	454.631	909.262
2.2.02-216	1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad, por trabajo	294.173	294.173
2.2.02-217	1	Und	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	53.486	53.486
2.4.02.421	1	Und	Unidad COMPUVAN por trabajo	1,069.72	1069.720
2.2.02-220	280	Kmt	Kilometraje transporte de tanques (3) + (1) Frack Vann	2.002	560.616
2.2.02-223	371	Und	Unidad de filtración, por barril filtrado	4.211	1,564.16
Precio Servicio					21,108.71
Productos					
22066	159	GALS	FERROFREE	30.00	4,770.00
23044	48	GALS	PARAVAN-25	40.00	1,908.00
23059	1,173	LBS	ABF	5.71	6,700.23
23011	6	GALS	CI-25	75.21	478.34
23033	32	GALS	FERROTROL-300L	18.23	579.71
23002	131	GALS	FSA-1	200.45	26,347.15
23016	445	GALS	NE-118	32.85	14,624.82
23056	95	GALS	HV ACID	69.08	6,590.23
23053	156	GALS	HCL 34%	4.75	740.15
23029	64	LBS	FERROTROL-210C	29.69	1,888.28
21006	3,817	LBS	A-9	0.93	3,549.87
23024	1,246	GALS	US-40	18.09	22,531.10
22065	1,272	GALS	AQUACON	45.00	57,240.00
23003	37	GALS	CLAY TREAT 3C	31.09	1,153.44
10167	72	EA	FILTROS DE 2 MICRONES	47.54	3,422.88
23062	500	LBS	SODA ASH	0.51	255.00
Precio Productos					152,779.19
Precio Servicio					21,108.71
Precio Productos					152,779.19
Precio Total Tratamiento					173,887.89

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-23

KILOM.-ESTIMADO

70

6/1/2007

Ref.	Cantid	Unid Medid.	Descripcion	Precio Unit. USD	Precio Total USD
Equipo de Servicio					
2.2.02-201	70	Kmt	Viaje de ida por Unidad de bombeo	2.811	196.742
2.2.02-204	1	Und	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción de bombeo	1,030.11	1030.108
2.2.02-205	4	Hrs	Unidad acidificadora	92.783	371.132
2.2.02-206	4066	Gl	Mezcla de materiales suministrados por BJ	0.220	894.445
2.2.02-207	12510	Gl	Mezcla de materiales suministrados por PPR	0.283	3540.305
2.2.02-208	3,240	Gl	Bombeo de fluidos ácidos	0.498	1614.168
2.2.02-213	13336	Gl	Bombeo de Fluidos no corrosivos de 4001 galones en adelante	0.498	6643.781
2.2.02-214	1	Und	Tanque para tratamiento de 100 barriles	267.430	267.430
2.2.02-215	2	Und	Tanques para ácido de 2000 y 4500 galones por trabajo	454.631	909.262
2.2.02-216	1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad, por trabajo	294.173	294.173
2.2.02-217	1	Und	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	53.486	53.486
2.4.02.421	1	Und	Unidad COMPUVAN por trabajo	1,069.72	1069.720
2.2.02-220	280	Kmt	Kilometraje transporte de tanques (3) + (1) Frack Vann	2.002	560.616
2.2.02-223	298	Und	Unidad de filtración, por barril filtrado	4.211	1,254.33
Precio Servicio					18,699.70
Productos					
22066	162	GALS	FERROFREE	30.00	4,860.00
23044	49	GALS	PARAVAN-25	40.00	1,944.00
23059	1,196	LBS	ABF	5.71	6,826.65
23011	6	GALS	CI-25	75.21	487.36
23033	32	GALS	FERROTROL-300L	18.23	590.65
23002	147	GALS	FSA-1	200.45	29,550.34
23016	508	GALS	NE-118	32.85	16,674.66
23056	97	GALS	HV ACID	69.08	6,714.58
23053	159	GALS	HCL 34%	4.75	754.11
23029	65	LBS	FERROTROL-210C	29.69	1,923.91
21006	4,308	LBS	A-9	0.93	4,006.05
23024	1,404	GALS	US-40	18.09	25,398.36
22065	1,458	GALS	AQUACON	45.00	65,610.00
23003	43	GALS	CLAY TREAT 3C	31.09	1,343.09
10167	72	EA	FILTROS DE 2 MICRONES	47.54	3,422.88
23062	500	LBS	SODA ASH	0.51	255.00
Precio Productos					170,361.63
Precio Servicio					18,699.70
Precio Productos					170,361.63
Precio Total Tratamiento					189,061.33

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES

COSTOS ESTIMADOS DE REACONDICIONAMIENTO SSF-68

KILOM.-ESTIMADO

70

6/1/2007

Ref.	Cantid	Unid Medid.	Descripcion	Precio Unit. USD	Precio Total USD
Equipo de Servicio					
2.2.02-201	70	Kmt	Viaje de ida por Unidad de bombeo	2.811	196.742
2.2.02-204	1	Und	Cargo básico, primeras 4 horas o fracción de bombeo	1,030.11	1030.108
2.2.02-205	4	Hrs	Unidad acidificadora	92.783	371.132
2.2.02-206	1054	Gl	Mezcla de materiales suministrados por BJ	0.220	231.893
2.2.02-207	10614	Gl	Mezcla de materiales suministrados por PPR	0.283	3003.850
2.2.02-208	840	Gl	Bombeo de fluidos ácidos	0.498	418.488
2.2.02-213	10828	Gl	Bombeo de Fluidos no corrosivos de 4001 galones en adelante	0.498	5394.694
2.2.02-214	1	Und	Tanque para tratamiento de 100 barriles	267.430	267.430
2.2.02-215	2	Und	Tanques para ácido de 2000 y 4500 galones por trabajo	454.631	909.262
2.2.02-216	1	Und	Registrador electrónico de presión, rata y densidad, por trabajo	294.173	294.173
2.2.02-217	1	Und	Substitutos de 2 7/8" hasta 7" (Swage) por trabajo	53.486	53.486
2.4.02.421	1	Und	Unidad COMPUVAN por trabajo	1,069.72	1069.720
2.2.02-220	280	Kmt	Kilometraje transporte de tanques (3) + (1) Frack Vann	2.002	560.616
2.2.02-223	253	Und	Unidad de filtración, por barril filtrado	4.211	1,064.26
Precio Servicio					14,865.86
Productos					
22066	42	GALS	FERROFREE	30.00	1,260.00
23044	13	GALS	PARAVAN-25	40.00	504.00
23059	310	LBS	ABF	5.71	1,769.87
23011	2	GALS	CI-25	75.21	126.35
23033	8	GALS	FERROTROL-300L	18.23	153.13
23002	38	GALS	FSA-1	200.45	7,661.20
23016	132	GALS	NE-118	32.85	4,323.06
23056	25	GALS	HV ACID	69.08	1,740.82
23053	41	GALS	HCL 34%	4.75	195.51
23029	17	LBS	FERROTROL-210C	29.69	498.79
21006	1,117	LBS	A-9	0.93	1,038.61
23024	364	GALS	US-40	18.09	6,584.76
22065	378	GALS	AQUACON	45.00	17,010.00
23003	11	GALS	CLAY TREAT 3C	31.09	348.21
10167	72	EA	FILTROS DE 2 MICRONES	47.54	3,422.88
23062	500	LBS	SODA ASH	0.51	255.00
Precio Productos					46,892.19
Precio Servicio					14,865.86
Precio Productos					46,892.19
Precio Total Tratamiento					61,758.04

Elaborado por: Miguel Bastidas

Fuente: BJ SERVICES