



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

Tema:

**“ESTUDIO PARA DETERMINAR POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR
TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE LIMPIEZA Y
ESTIMULACIÓN CON LA UNIDAD DE COILED TUBING PARA MEJORAR
LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO AUCA CENTRAL DE EP
PETROECUADOR”**

**TESIS PREVIA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERA EN
PETRÓLEOS**

Autora:

Tgla. Jennyfer Lizseth Barros García

Director de tesis:

Ing. Vinicio Melo

Quito – Ecuador

Abril – 2011

DECLARACIÓN

Del contenido de la presente tesis se responsabiliza la señorita JENNYFER LIZSETH BARROS GARCÍA, todo el contenido del presente trabajo es de mi autoría y responsabilidad.

JENNYFER LIZSETH BARROS GARCÍA

C.I. 1720224201

CERTIFICACIÓN

Quito, DM, 14 de Abril del 2011

Ingeniero
Jorge Viteri Moya MBA Msc.
Decano de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería
Universidad Tecnológica Equinoccial
Presente

Señor Decano:

Por el presente informo que la tesis "**ESTUDIO PARA DETERMINAR POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON LA UNIDAD DE COILED TUBING PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO AUCA DE EP PETROECUADOR**", realizada por la Tgla. **JENNYFER LIZSETH BARROS GARCÍA**, previa a la obtención del título de Ingeniera en Petróleos, ha sido concluida bajo mi dirección y tutoría, por lo que solicito el trámite subsiguiente.

Por la atención a la presente, me suscribo.

Atentamente,



Ing. Vinicio Melo G.
Director de Tesis

CARTA DE LA EMPRESA OPERADORA



Oficio N° **1499** EGER-EPRD-OPR-2010

Quito, D.M., 13 JUL. 2010

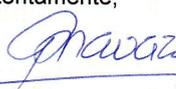
Ingeniero
Jorge Viteri Moya, MBA.
**DECANO FACULTAD CIENCIAS DE LA INGENIERIA
UNIVERSIDAD TECNICA EQUINOCCIAL.**
Ciudad.-

De mi consideración:

En atención a su oficio UTE-DEC-CFI-JVM-No. 0767-10 del 18 de junio del 2010, mediante el cual solicita autorización para que la Srta. Jennifer Barros y el Sr. Andrés Villacrés, estudiantes de la Facultad de Ingeniería de Petróleos de la UTE puedan acceder a la información técnica de la Empresa a fin de realizar un estudio de Tesis Investigativa, comunico a usted que se autoriza su requerimiento; para lo cual, dichos estudiantes deberán coordinar con las áreas correspondientes para el acceso a la misma. No está por demás indicar que la información que se obtenga es de carácter reservado; por lo que, el mal uso que se de a los datos proporcionados, será de estricta responsabilidad de la Universidad Técnica Equinoccial.

Cabe mencionar que requerir visitas al Distrito Amazónico, los gastos de alojamiento, hospedaje y transporte correrán por cuenta de los estudiantes.

Atentamente,


Ing. Rafael Navarrete Padilla
GERENTE DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

C.c. SUBGERENTE DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO
SUPERINTENDENTE DE OPERACIONES

Elaborado por:	Anita Robalino
Revisado por:	Ing. Kléver Peláez
Aprobado por:	Ing. Jorge Velásquez
Fecha de elaboración:	2010-07-07
Número trámite interno:	029-EPRD-OPR-2010

CARTA DE LA EMPRESA DE SERVICIOS

Oilfield Services, Perú, Colombia & Ecuador
Schlumberger Sureco S.A.
Av. Shyrís y Suecia
Ed Renazzo Plaza, Piso 13
Quito, Ecuador
Tel. +593 2 976900
Fax +593 2 976995

Schlumberger

A QUIEN INTERESE:

Por el presente, certifico que la estudiante BARROS GARCÍA JENNYFER LIZSETH, portadora de la cédula de ciudadanía N° 172022420-1, Egresada de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Tecnológica Equinoccial, estuvo bajo mi tutoría por un período de 4 meses: Agosto 11 – Diciembre 9 del 2010 para la realización de su tesis de grado titulada “ESTUDIO PARA DETERMINAR POZOS CANDIDATOS PARA REALIZAR TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO DE LIMPIEZA Y ESTIMULACIÓN CON LA UNIDAD DE COILED TUBING PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN EN EL CAMPO AUCA CENTRAL DE EP PETROECUADOR”.

En el mencionado período, la estudiante demostró mucho interés en asimilar conocimientos y destrezas en lo concerniente al proceso de Estimulación Ácida con la Unidad de Coiled Tubing.

Quito, 9 de Diciembre del 2010

Atentamente



ING. WILLIAM TAPIA
TECHNICAL SUPPORT ENGINEER
COILED TUBING SERVICES
SCHLUMBERGER SURENCO S.A.

Email: wtapia1@slb.com

DEDICATORIA

Con mucho cariño dedico mi tesis a mis padres Iván y Mery, quienes siempre me han apoyado incondicionalmente en las buenas y en las malas en todo este proceso y que siempre me han empujado a ser alguien mejor, también dedico a mi hermana Ivón, a mis amigos por hacer de la ingeniería una grata experiencia y a toda la gente que de una u otra manera ha contribuido para que yo pueda alcanzar una más de mis metas.

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a Dios, quien me dio y seguirá dando fuerza para ser perseverante y cumplir mis objetivos cada día. Agradezco a mi familia que siempre está apoyándome, y jugó un papel muy importante en la toma de decisiones, ya que su apoyo fue de suma importancia. Y también a todas las personas que me han brindado su apoyo, tiempo, trabajo y experiencia sin ningún tipo de interés. Un profundo agradecimiento a mi director de tesis Ingeniero Vinicio Melo. Y un agradecimiento especial a mi supervisor técnico Ing. William Tapia por el soporte técnico, tiempo, su amistad y don de gente. Agradezco también al Departamento de Ingeniería de Yacimientos de EP Petroecuador por su apoyo técnico y los amigos que encontré. Un profundo agradecimiento a la Universidad Tecnológica Equinoccial, la cual ha sido mi fuente de aprendizaje durante estos años.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN	III
CERTIFICACIÓN	IV
CARTA DE LA EMPRESA OPERADORA	V
CARTA DE LA EMPRESA DE SERVICIOS	VI
DEDICATORIA	VII
AGRADECIMIENTO	VIII
SUMMARY	XXIII

ÍNDICE DE CONTENIDO

CAPÍTULO I	2
1. INTRODUCCIÓN	2
1.1 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO	3
1.2.1 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA.....	3
1.2.2 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA.....	4
1.2.3 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA	4
1.3 HIPÓTESIS DEL TRABAJO.....	4
1.4 ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	5
CAPÍTULO II	7
2. INTRODUCCIÓN	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA ACIDIFICACIÓN.....	7
2.2 TRATAMIENTOS CON ÁCIDOS.....	9
2.2.1 LAVADO - AGITACIÓN	9
2.2.2 FRACTURAS ÁCIDAS.....	11
2.2.3 ACIDIFICACIÓN MATRICIAL	12

2.3 ACIDIFICACIÓN EN LA FORMACIÓN ARENISCA	14
2.4 ADITIVOS PARA LOS FLUIDOS DE ACIDIFICACIÓN.....	17
2.4.1 INHIBIDORES.....	17
2.4.1.1 Pérdida de peso (lb/ft ²).....	17
2.4.1.2 Velocidad de corrosión (lb/ft ² .día).....	17
2.4.2 RETARDADORES	19
2.4.3 SURFACTANTES	19
2.4.4 AGENTES REDUCTORES DE FRICCIÓN.....	20
2.4.5 AGENTES DIVERGENTES.....	20
2.5 DAÑO A LA FORMACIÓN.....	21
2.5.1 CAUSAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD	23
2.5.2 SISTEMA DE FLUJO RADIAL.....	23
2.5.3 GENERALIDADES DEL DAÑO.....	26
2.5.4 ECUACIÓN DEL DAÑO	26
2.5.5 FACTORES QUE CONTRIBUYEN AL DAÑO	28
2.6 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN	29
2.6.1 INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO.....	29
2.6.2 INTERACCIONES ROCA- FLUIDO	29
2.7 TIPOS DE DAÑO	30
2.7.1 PRESENCIA DE ESCALA.....	31
2.7.2 SÓLIDOS BOMBEADOS AL POZO.....	31
2.7.3 MIGRACIÓN / TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS FINAS:	32
2.7.4 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS	34
2.7.5 DAÑO POR LODOS DE ASFALTENOS	34
2.7.6 BLOQUEOS POR EMULSIÓN	35
2.7.7 FILTRADOS DE CEMENTO.....	35
2.7.8 BLOQUEOS POR AGUA.....	35
2.7.9 SUB-PRODUCTOS BACTERIANOS	36

CAPÍTULO III	38
3. INTRODUCCIÓN	38
3.1 UNIDAD DE COILED TUBING CTU	39
3.2 VENTAJAS DE LA UNIDAD CTU	40
3.2.1 OPERATIVAS	40
3.2.2 ECONÓMICAS.....	41
3.2.3 MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD.....	41
3.3 APLICACIONES DE LA UNIDAD CT	41
3.3.1 LIMPIEZA DE POZOS.....	41
3.3.2 LAVADO CON JETS FIJOS	42
3.3.3 ESTIMULACIONES ÁCIDAS.....	42
3.3.4 CEMENTACIONES.....	42
3.3.5 PESCAS.....	43
3.3.6 FRESADO Y UNDERREAMING.....	44
3.4 EQUIPO DE SUPERFICIE DE LA UNIDAD CT	44
3.4.1 CABEZA INYECTORA	46
3.4.1.1 Funciones Principales.....	46
3.4.1.2 Componentes Principales	46
3.4.1.3 Cuello De Ganso	48
3.4.1.4 Sensor De Profundidad.....	49
3.4.1.5 Indicador de Peso	50
3.4.2 CARRETE DE LA TUBERÍA FLEXIBLE	51
3.4.3 UNIDAD HIDRÁULICA DE POTENCIA.....	52
3.4.3.1 Componentes Principales	53
3.4.4 EQUIPO DE CONTROL DE POZO.....	54
3.4.4.1 Stripper	56
3.4.4.2 Preventor de Reventones BOP	57
3.4.5 CONSOLA DE CONTROL	59
3.4.5.1 Ventajas	61
3.4.5.2 Características	62
3.5 EQUIPO DE FONDO.....	63
3.5.1 CONECTORES DE CT.....	64

3.5.2 VÁLVULAS CHECK	65
3.5.3 BOQUILLAS Y JETS	66
3.5.4 DESCONECTOR HIDRÁULICO	67
3.5.5 ACELERADORES.....	68
3.5.6 MARTILLOS	69
3.5.7 OVERSHOTS.....	70
3.5.8 MOTORES DE FONDO	71
CAPÍTULO IV	73
4. INTRODUCCIÓN.....	73
4.1 HISTORIA DEL CAMPO AUCA	73
4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	74
4.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA	77
4.3.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO.....	78
4.3.1.1 Formación Hollín	78
4.3.1.2 Formación Napo	79
4.3.1.3 Formación Basal Tena.....	80
4.3.2 ESTUDIO AL MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO DE MUESTRAS DE NÚCLEOS DE CORONA DE LAS FORMACIONES NAPO “U” Y HOLLIN INFERIOR.....	82
4.3.2.1 Resultados Formación Napo “U” Inferior.....	82
4.3.2.2 Resultados Formación Hollin Inferior.....	86
4.4 PRODUCCIÓN ACTUAL	91
4.5 PRESELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS	91
4.5.1 FACTORES A TOMARSE EN CUENTA	92
4.5.1.1 Problema aparente del pozo	92
4.5.1.2 Revisar el Historial del pozo	92
4.5.1.3 Diagnostico del equipo de producción	93
4.5.1.4 Pozos vecinos	93
4.5.1.5 Mapas estructurales de los yacimientos, Pruebas y Registros de Producción.....	94
4.6 ANÁLISIS DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA CENTRAL.....	94

4.6.1 CANDIDATOS FINALES.....	96
4.6.2 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DAÑO POR POZO	97
4.6.1.1 Auca – 01.....	97
4.6.1.2 Auca – 21.....	98
4.6.1.3 Auca – 24.....	98
4.6.1.4 Auca – 29.....	99
4.6.1.5 Auca – 36.....	99
4.6.3 TIPO DE COMPLETACION Y LEVANTAMIENTO	100
CAPÍTULO V.....	103
5. INTRODUCCIÓN.....	103
5.1 SOFTWARE STIMCADE™.....	103
5.1.1 APLICACIONES DEL SOFTWARE StimCADE™	104
5.1.2 OBJETIVOS DEL DISEÑO CON StimCADE™	105
5.2 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES CON EL SOFTWARE STIMCADE™	105
5.2.1 SIMULACIÓN AUCA 29	106
5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS A UTILIZARSE DE ACUERDO AL TIPO DE DAÑO	122
5.3.1 PARA DAÑO CON ESCALA.....	124
5.3.2 PARA DAÑO POR EMULSIÓN.....	125
5.3.3 PARA DAÑO POR PRESENCIA DE FINOS.....	125
5.4 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS A UTILIZARSE.....	126
5.5 PROCEDIMIENTO OPERATIVO.....	129
CAPÍTULO VI	134
6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	134
6.1 CONCLUSIONES	134
6.2 RECOMENDACIONES.....	139
BIBLIOGRAFÍA.....	141
GLOSARIO TÉCNICO.....	143

ANEXOS	151
ANEXO N° 1.1: REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA CENTRAL	152
ANEXO N° 1.2: REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL AUCA 01	154
ANEXO N° 1.3: REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL AUCA 21.....	155
ANEXO N° 1.4: REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL AUCA 24.....	157
ANEXO N° 1.5: REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL AUCA 29.....	158
ANEXO N° 1.6: REPORTE DE REACONDICIONAMIENTO DEL AUCA 36.....	159
ANEXO N° 1.7: GRAFICA DE PRODUCCIÓN ACUMULADA DEL CAMPO AUCA.	160
ANEXO N° 2.1: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	161
ANEXO N° 2.2: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA.....	162
ANEXO N° 3.1: UBICACIÓN GENERAL DE LOS POZOS CANDIDATOS.	163
ANEXO N° 4.1: VENTANAS DE SIMULACIÓN DEL POZO AUCA 24	164
ANEXO N° 4.2: VENTANAS DE SIMULACIÓN DEL POZO AUCA 01	165
ANEXO N° 4.3: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AUCA 01.	167
ANEXO N° 4.4: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AUCA 21.....	168
ANEXO N° 4.5: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AUCA 24.....	169
ANEXO N° 4.6: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AUCA 29	170
ANEXO N° 4.7: DIAGRAMA DE COMPLETACIÓN DEL POZO AUCA 36.....	171
ANEXO N° 5.1: INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN CON EL SOFTWARE PIPESIM.	172
ANEXO N° 5.2: INCREMENTO EN (%) POR POZO ESTIMULADO EN EL SOFTWARE.	172
ANEXO N° 6.1: VISITA A LA BASE DEL COCA DE SLB EN LA LÍNEA DE WELL SERVICES	173
ANEXO N° 6.2: EQUIPOS DE LA UNIDAD DE COILED TUBING.	174

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO II

Figura 2- 1: Fractura ácida	12
Figura 2- 2. Formación Virgen.....	22
Figura 2- 3. Formación con Daño	22
Figura 2- 4. Sistema de Flujo Radial.....	25
Figura 2- 5. Tipos de Daño Comunes.....	30

CAPÍTULO III

Figura 3- 1. Unidad de Coiled Tubing	40
Figura 3- 2. Instalación Típica de CT.....	45
Figura 3- 3. Vista frontal de la cabeza inyectora.....	47
Figura 3- 4. Vista Lateral de la cabeza Inyectora.....	47
Figura 3- 5. Cuello de Ganso.....	48
Figura 3- 6. Ensamble con resorte y rueda de fricción.....	49
Figura 3- 7. Indicador de peso.....	50
Figura 3- 8. Sistema Motriz y freno	51
Figura 3- 9. Unidad Hidráulica de Potencia.....	54
Figura 3- 10. Equipo de Control de Pozo.....	55
Figura 3- 11. Componentes del Stripper	57
Figura 3- 12. Instalación típica del BOP	58
Figura 3- 13. Panel de Control de la Unidad CT.....	61
Figura 3- 14. Conectores de la Unidad CT.....	64
Figura 3- 15. Válvula Check	65
Figura 3- 16. Boquillas y Jets.....	66
Figura 3- 17. Desconector Hidráulico	67
Figura 3- 18. Acelerador	68
Figura 3- 19. Martillo	69
Figura 3- 20. Overshot.....	70

CAPÍTULO IV

Figura 4- 1. Ubicación de los Bloques de las diferentes compañías operadoras.....	75
Figura 4- 2. Vista al microscopio de la Arena “U” del pozo AUC 48	83
Figura 4- 3. Microclina (Fd) en proceso de disolución de la Arena “U” del pozo AUC 48	83
Figura 4- 4. Remanentes de Mineral (Fd) luego de su disolución en la arena “U” del pozo AUC 48.....	84
Figura 4- 5. Arenisca de buen empaquetamiento de los granos de Cuarzo (Qz), y arcilla caolinita (k) en espacio intergranular de la Arena U pozo AUC 48.....	84
Figura 4- 6. Arcilla caolinita en espacio poral de la Arena U del pozo AUC 48	85
Figura 4- 7. Arenisca porosa con erosión en los granos de cuarzo de la arena “Hi” del pozo AUC 55.....	86
Figura 4- 8. Arenisca mal clasificada de la arena “Hi” del pozo AUC 55	87
Figura 4- 9. Cristales de Pirita de la Arena “Hi” del pozo AUC 55.....	88
Figura 4- 10. Pirita (Py) y Arcilla Caolinita (k) de la Arena “Hi” AUC 55	88
Figura 4- 11. Cementación de Calcita de Arena “Hi” pozo AUC 55.....	89
Figura 4- 12. Arcilla caolinita (K) de la Arena “Hi” pozo AUC 55.....	90

CAPÍTULO V

Figura 5- 1. Fluidos del Reservorio.....	106
Figura 5- 2. Completación del pozo	107
Figura 5- 3 Configuración de la Unidad CT.....	108
Figura 5- 4. Características del Reservorio	109
Figura 5- 5. Zona de Interés	110
Figura 5- 6. Propiedades de la Zona de interés	111
Figura 5- 7. Inyección de ácido	112
Figura 5- 8. Radio de Penetración Pozo Auca 29.....	113
Figura 5- 9. Resultado del la Reducción del Skin con el Tratamiento Ácido Auca 29.....	114
Figura 5- 10. Resultado de la Reducción del Skin con el tratamiento Ácido Pozo Auca 01	117

Figura 5- 11. Resultado del la Reducción del Skin con el Tratamiento Ácido Pozo Auca 24	120
Figura 5- 12. Herramienta Convencional de CT	127
Figura 5- 13 . Herramienta con JetBLASTER	128

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO II

Tabla 2- 1. Historia de Acidificación	8
Tabla 2- 2. Concentraciones Típicas de Ácidos	15
Tabla 2- 3. Valores del Daño (S).....	27
Tabla 2- 4. Factores de daño	28
Tabla 2- 5. Incrustaciones Roca – Fluido	33

CAPÍTULO IV

Tabla 4- 1. Coordenadas del Campo Auca.....	76
Tabla 4- 2. Espesor y área de las Formaciones	81
Tabla 4- 3. Preselección de Candidatos.....	95
Tabla 4- 4. Pozos seleccionados para Estimulación con CT del Campo Auca Central	97
Tabla 4- 5. Datos Build up y parámetros del Estrato y Fluido	101

CAPÍTULO V

Tabla 5- 1. Resultados pozo AUC 29.....	116
Tabla 5- 2. Resultados pozo AUC 01	119
Tabla 5- 3. Resultados pozo AUC 24.....	121
Tabla 5- 4. Fluidos de Tratamiento de acuerdo al Tipo de daño	123

ÍNDICE DE ECUACIONES

CAPÍTULO II

Ec. 1: Caudal	26
Ec. 2: Daño (skin).....	26

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLOS	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área	L^2
c	Compresibilidad	L^2/m
c_f	Compresibilidad de la formación	L^2/m
c_g	Compresibilidad del gas	L^2/m
c_o	Compresibilidad del petróleo	L^2/m
D	Profundidad	L
h	Zona neta productora	L
i	Rata de inyección	L^3/t
J	Índice de productividad	$L^3/t/m$
k	Permeabilidad absoluta	L^2
L	Longitud	L
m	Masa	m
p	Presión	m/Lt^2
p_b	Presión de burbuja	m/Lt^2
p_w	Presión del fondo del pozo	m/Lt^2
p_{wf}	Presión de fondo fluyente	m/Lt^2
p_{ws}	Presión estática	m/Lt^2
p_c	Presión Capilar	m/Lt^2

q	Tasa de Producción	L^3/t
q _o	Tasa de producción de petróleo	L^3/t
q _w	Tasa de producción de agua	L^3/t
r _e	Radio exterior	L
r _w	Radio del pozo	L
GOR	Razón gas/petróleo	mL^2/t^2T
T	Temperatura	T
V	Volumen	L^3
V _p	Volumen poroso	L^3

LETRAS GRIEGAS	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
---------------------------	--------------------	--------------------

β beta	coeficiente de la dilatación volumétrica	L/T
Δ delta	diferencia	(x)
λ lambda	movilidad	L^3/m
μ mu	viscosidad	m/Lt
μ _o mu	viscosidad del petróleo	m/Lt
ρ ro	densidad	m/L^3
σ sigma	tensión superficial	m/t^2
Ø fi	porosidad	

RESUMEN

Se define como Estimulación a una serie de tratamientos que tiene por objeto eliminar el daño de la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo. Una estimulación es también el proceso mediante el cual se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo. Es una actividad fundamental para el mantenimiento ó incremento de la producción de petróleo y gas, además puede favorecer en la recuperación de las reservas.

Existe una amplia gama de literatura técnica de los diferentes tipos de tratamientos que pueden ejecutarse en un yacimiento de acuerdo a sus características. El avance tecnológico a través de simuladores y equipo de laboratorio nos permite detectar pozos candidatos a estimular, diagnosticar su daño y proponer los diseños más adecuados en forma rápida y con mayor certeza. Las técnicas de estimulación ácida utilizadas actualmente se clasifican en; Lavados ácidos, acidificaciones de matriz y fracturas ácidas.

Después de unos años de producción de ciertos pozos del Campo Auca Central de EP Petroecuador se ha determinado una declinación en la tasa de producción debido a diferentes factores ya sean superficiales, del pozo, o del yacimiento. El factor más importante con respecto al yacimiento es el Daño a la Formación. Estos factores en

mayor o menor grado producen pérdidas en la producción en los pozos preseleccionados. Motivo por el cual pueden ser considerados como pozos candidatos para ser estimulados. Por lo tanto es necesario determinar los pozos candidatos a ser estimulados basándose en una amplia interpretación de la información de campo, la misma que nos permitirá simular en el Software de Estimulación Ácida con la finalidad de optimizar la producción de estos pozos del Campo Auca Central.

SUMMARY

Stimulation is defined as a series of treatments for the purpose of eliminating the damage from formation and then restoring the natural production capacity of the well. A stimulation is also the process by which an extensive series of channels are restored or created in the production rock of a deposit that serve to facilitate the flow of fluids from the formation of the well. It is a fundamental activity for the maintenance or increment of the production of petroleum and gas; furthermore, the recuperation of the reserves can be made favorable.

There is an ample selection of technical literature of the different types of treatments that can be utilized in a deposit according to its characteristics. The technological advancement through simulators and laboratory equipment allows us to detect wells that are prime candidates to stimulate, diagnose their damage, and propose the most adequate designs in a timely manner and with greater certainty. The acid stimulation techniques that are currently utilized are classified in the categories of washed acids, matrix stimulation, and acid fractures.

After a few years of production of certain wells from the Auca Field of EP Petroecuador, a decline has been determined in the amount of production due to different factors being superficial, of the well, or the deposit. The most important factor in respect to the deposit is the Damage to the Formation. Those factors in greater or lesser degree produce losses in the production of the preselected wells, motive for which

they can be considered as prime candidate wells to be stimulated. Because of this, it is necessary to determine the prime candidate wells to be stimulated based on an ample interpretation of the formation of the field, the same that allows us to simulate in the Acid Stimulation Software with the end result of optimizing the production of these wells in the Auca Field.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Después de unos años de producción de ciertos pozos del Campo Auca Central de EP Petroecuador se ha determinado una declinación en la tasa de producción debido a diferentes factores ya sean superficiales, del pozo, o del yacimiento. El factor más importante con respecto al yacimiento es el Daño a la Formación. Estos factores en mayor o menor grado producen pérdidas en la producción en los pozos preseleccionados. Motivo por el cual pueden ser considerados como pozos candidatos para ser estimulados. Por lo tanto es necesario determinar los pozos candidatos a ser estimulados basándose en una amplia interpretación de la información de campo, la misma que nos permitirá simular en el Software de Estimulación Ácida con la finalidad de optimizar la producción de estos pozos del Campo Auca Central.

1.1 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Se va a dividir la investigación en dos tipos de objetivos que son:

1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Elaborar el estudio para determinar pozos candidatos, para realizar trabajos de reacondicionamiento de limpieza y estimulación con la Unidad de Coiled Tubing para mejorar la producción en el Campo Auca Central de EP Petroecuador.

1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Interpretar la información mineralógica, técnica e historiales de producción y reacondicionamiento del Campo Auca Central de cada pozo que tenga una declinación en la tasa de producción.
- Determinar el tipo de problema que presentan los pozos a ser analizados.
- Realizar una pre-selección de pozos a ser estimulados y/o limpiados con estimulación ácida basados en la información del File del campo.
- Proponer como solución técnica un diseño de estimulación o limpieza para los pozos candidatos estudiados, para optimizar la producción.

1.2 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La justificación del proyecto está dividida en tres aspectos importantes:

1.2.1 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

Es necesario realizar un estudio técnico de pozos candidatos para estimulación y/o limpieza para así proponer a la empresa operadora una alternativa de tratamiento de acidificación que ayudará a reducir el daño a la formación y de este modo incrementar su tasa de producción en el Campo Auca Central de EP PETROECUADOR.

1.2.2 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

Elaborar un estudio de pozos candidatos para ser estimulados y/o limpiados tomando en cuenta todos los datos de campo como: historiales de pozos, completaciones, análisis mineralógico, intervenciones de work-over/estimulación, tipos de daño de la formación y Files del campo. Datos que nos permitan llevar a cabo una interpretación técnica para la selección de pozos a ser intervenidos para la optimización de la producción del Campo Auca Central.

1.2.3 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

Los resultados de este estudio permitirán a la empresa operadora saber que pozos de su campo necesitan ser estimulados o limpiados para incrementar la tasa de producción e incrementar sus ganancias.

1.3 HIPÓTESIS DEL TRABAJO

La producción del campo Auca declina por la presencia de escala y daños en la formación debido a la presencia de escala, migración de finos, parafinas y asfaltenos.

1.4 ASPECTOS METODOLÓGICOS

- Analizar la información técnica del campo, tal como historiales de pozos, completaciones, análisis mineralógico, intervenciones de W.O /estimulación, Tipo de daño.
- Hacer una clasificación de los problemas de los pozos.
- Realizar una pre-selección de los pozos candidatos a ser estimulados o limpiados.
- Correr el software para diseñar un plan de estimulación y limpieza óptimo para incrementar la producción.
- Posteriormente se obtuvieron los resultados de la simulación en el Software de estimulación ácida para ayudar a determinar el tipo de tratamiento y ver resultados en la producción del pozo estimulado.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

2. INTRODUCCIÓN

La estimulación de pozos es una serie de tratamientos que tiene por objeto eliminar el daño de la formación y restaurar la capacidad natural de producción del pozo, o según sea el caso incrementar el valor natural de la permeabilidad del reservorio. Mediante este proceso se restituye ó se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirven para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo.

Este capítulo proporciona una amplia comprensión de la estimulación ácida y sus factores claves en la selección, tal como el daño a la formación. Los tópicos de la estimulación ácida cubiertos incluyen antecedentes históricos, tratamientos con ácido, daño a la formación, tipos de estimulación, así como técnicas de estimulación Ácida.

2.1 ANTECEDENTES DE LA ACIDIFICACIÓN

La acidificación se encuentra entre las técnicas más antiguas de los procesos de estimulación de pozos que se utilizan todavía en el presente, pero su uso comenzó apenas el siglo pasado.

En 1860, se efectuaron explosiones con nitroglicerina que se llamaron fracturamiento con explosivos. En 1894, se efectuaron estimulaciones con ácidos “HCl” y se aplicaron en calizas, métodos abandonados por la alta corrosión. En la siguiente tabla se muestra los principales acontecimientos en el proceso de acidificación.¹

Tabla 2- 1. Historia de Acidificación

Año	Acontecimiento
1894	Se usa ácido para estimular la producción de petróleo en formaciones de calizas en Lima, Ohio.
1896	Se otorga a Herman Frasch la primera patente relativa al tratamiento de pozos con ácidos.
1928	Se usa ácido en Glen Pool, Oklahoma.
1929	Una filial de la Gulf Oil Corporation inyecta ácido clorhídrico no inhibido bajo presión en un pozo en el Condado Lee, Kentucky.
1930	Se detienen las experiencias de acidificación.
1932	Las compañías Dow Chemical y Pure Oil usan un tratamiento con ácido Clorhídrico al 15% y arsénico como inhibidor en un pozo del grupo Greendale en el Condado de Midland, Michigan.
1932	Se otorgan patentes a Grebe y Sanford de la compañía Dow Chemical para el tratamiento de pozos petroleros con químicos que contienen inhibidores de corrosión.
1932	Se otorga a R. H. Carr de la compañía Pure Oil una patente sobre la técnica para tratar un pozo petrolero químicamente mediante el método de la columna de fluidos balanceados.
1932	Carey K. West funda la Chemical Process Company, precursora de Byron Jackson, Inc. (actual BJ Services)
1933	J.R. Wilson con la compañía Standard Oil registran una patente sobre una técnica para tratar formaciones de areniscas con ácido fluorhídrico.
1935	La compañía Halliburton Oil Well comienza a acidificar pozos petroleros.
1940	Dowell comienza a usar mezclas de ácido clorhídrico y fluorhídrico comercialmente por primera vez.

Fuente: Manual Centrilift

Elaborado por: Jennyfer Barros

¹ Ing. Rodolfo Landivar, Petrobras Handbook, Estimulación Matricial, Capítulo 2 p. (33)

2.2 TRATAMIENTOS CON ÁCIDOS

Los tratamientos con ácido se aplican mediante una de las tres técnicas siguientes:

- Lavado-agitación
- Acidificaciones Matriciales
- Fracturas Ácidas

2.1.1 LAVADO - AGITACIÓN

El número de aplicaciones de la técnica de lavado-agitación depende de la cantidad de daño que haya ocurrido en los orificios de las perforaciones (punzados, cañoneos, baleos) o en el borde del pozo. Las soluciones ácidas que se diseñan para suspensión, dispersiones con solvente-ácido o las de tipo de limpieza, son las que se utilizan normalmente en la acción de lavados. Dicha acción de remojo permite que el ácido actúe sobre los materiales solubles en ácido y remueva el filtrado de lodo, finos y demás residuos que podrían taponar la formación.

El lavado ácido se puede realizar mediante uno de los tres métodos siguientes:

Uno.- El ácido se coloca en los orificios punzados para reaccionar durante un corto período de tiempo y luego se puede lavar por el espacio anular subiendo y bajando la sarta de trabajo por la zona de interés.

Dos.- *Método de agitación* consiste en presurizar el ácido contra los orificios de cañoneo sin exceder la presión de fractura del pozo (BHFP), y luego aliviar esta presión muy rápidamente por la válvula de purga del camión. A esta acción se le denomina a veces “backsurging” de los orificios de cañoneo.

Tres.- Este método consiste en colocar el ácido en los orificios de cañoneo, dejar remojando en ácido durante algunos minutos, y luego suavizar de nuevo los orificios de cañoneo ya sea a través de la tubería de revestimiento o a través de la tubería de producción.

Con cualquiera de estos métodos quizá se tenga que aplicar el ácido varias veces antes de que la formación se abra para dejar entrar el fluido. El realizar varias aplicaciones permite llevar a cabo un trabajo de acidificación normal sin miedo a empujar material indeseable a la permeabilidad natural o a los canales de flujo de la formación. Por otro lado, se aplican tratamientos de químicos no ácidos a los depósitos de incrustaciones, bloqueos por agua, bacterias, parafinas, daños causados por arcillas, o sistemas de control de agua ya sea inyectando en la formación o remojando durante un tiempo determinado (hasta 24 horas).²

² BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Tratamientos con ácidos, sección 2 p. (6), Neuquén – Argentina, 2004.

2.2.2 FRACTURAS ÁCIDAS

La fractura ácida consiste en inyectar ácido a través de las fracturas naturales o inducidas a presiones que exceden la presión de fractura de la formación. Este tipo de estimulación agranda o crea nuevos canales de flujo desde la formación hacia el pozo.

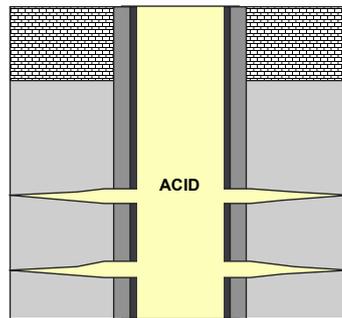
En la fractura ácida, la penetración del ácido depende de la velocidad del ácido (caudal de inyección), su velocidad de reacción con la formación, el área de contacto entre las fracturas, el ácido y el caudal de pérdida de ácido.

La velocidad de un ácido en determinada formación fracturada está determinada por el caudal de inyección. La penetración más profunda se puede obtener a partir de un caudal que produzca una presión de inyección apenas ligeramente menor a la presión que se requiera para crear fracturas adicionales. Cualquier presión que sobrepase este valor óptimo ensanchará las fracturas existentes y abrirá otras nuevas, disminuyendo así la velocidad del fluido.

La velocidad de reacción del ácido probablemente es lo que más afecta la profundidad de penetración. Por este motivo se han desarrollado varios sistemas ácidos para retardar la velocidad de reacción del ácido clorhídrico en formaciones de calizas y dolomitas, de modo que el ácido pueda penetrar profundamente.

La fractura ácida implica inyectar ácido al pozo a un caudal más rápido de lo que la formación pueda aceptar a través de sus canales de flujo natural.³ En la siguiente figura se presenta un esquema de fractura ácida.

Figura 2- 1: Fractura ácida



Fuente: Manual de Fundamentos de Acidificación

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.2.3 ACIDIFICACIÓN MATRICIAL

En la acidificación matricial, el flujo de ácido es confinado a los poros naturales de la formación y los canales de flujo a una presión de fondo del pozo que es menor a la presión de fracturamiento. El propósito es incrementar la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

El área de contacto entre el fluido y la formación es muy grande; por lo tanto, la presión por fricción se incrementa rápidamente a medida que el caudal de bombeo aumenta. Como la acidificación matricial se debe llevar a cabo a caudales de inyección bajos, generalmente su efecto se limita a remover daños someros de la formación (trabajos de

³ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Tratamientos con ácidos, sección 2 p. (7), Neuquén – Argentina, 2004.

lavado). Una vez que se han agrandado los canales de flujo, los materiales que crearon el daño se pueden remover de la formación. Al tratar el daño de la formación, como por ejemplo un revoque o incrustaciones, se debe tener cuidado de realizar el tratamiento con presiones menores que las presiones de fractura para evitar que la fractura atraviese el área dañada.

Para lograr una penetración máxima con acidificación matricial, el ácido debe tener una viscosidad baja así como una baja tensión superficial. No se deben usar ácidos gelificados ni emulsionados porque su viscosidad y tensión interfacial aumentan considerablemente las presiones de inyección.

Tanto en la acidificación en fracturas como en la matricial, la estimulación efectiva depende de que la formación productora mejore la permeabilidad en una extensa red de canales que servirán de sistema colector para transportar el crudo de la roca de baja permeabilidad al pozo. ⁴

⁴ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Tratamientos con ácidos, sección 2 p. (10), Neuquén – Argentina, 2004.

2.3 ACIDIFICACIÓN EN LA FORMACIÓN ARENISCA

El ácido clorhídrico tiene una velocidad de reacción muy elevada con las formaciones de calizas y dolomitas en cambio que los ácidos fórmicos y acéticos tienen una velocidad de reacción moderadas con este tipo de formaciones. Las formaciones de areniscas, no obstante, reaccionan poco con estos tres ácidos.

La mayoría de las formaciones de areniscas están compuestas de partículas de cuarzo - dióxido de silicio (SiO_2) enlazadas entre sí mediante varios tipos de materiales de cementación, particularmente carbonatos, sílice y arcillas. La cantidad de reacción que se obtiene con los ácidos clorhídrico, fórmico y acético se limita a la cantidad de material calcáreo presente en la formación. No obstante, el dióxido de silicio y la arcilla, conjuntamente con el material calcáreo, reaccionarán con el ácido fluorhídrico, aunque la velocidad de reacción sea lenta en comparación con la reacción del ácido clorhídrico en una caliza.

Como el ácido fluorhídrico reacciona con areniscas, limo, arcilla y la mayoría de los lodos de perforación, es eficaz para remover el daño de la formación en yacimientos de areniscas y para estimularlos. El ácido fluorhídrico se utiliza normalmente en combinación con ácido clorhídrico en mezclas cuyo rango de concentración oscila entre 6% HCl - 1/2% HF y 28% HCl - 9% HF. La concentración más común es 12% HCl - 3% HF, y se le denomina comúnmente “mud acid”.⁵

⁵ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Tratamientos con ácidos, sección 2 p. (16), Neuquén – Argentina, 2004.

En la tabla 2.2 se observa las diferentes combinaciones de las concentraciones de HCl y HF, comúnmente utilizadas.

Tabla 2- 2. Concentraciones Típicas de Ácidos

% HCl	% HF
6	0.5
7.5	1.5
12	3
15	3
15	4

Fuente: Manual de Fundamentos de Acidificación

Elaborado por: Jennyfer Barros

El ácido clorhídrico en estas formaciones tiene tres propósitos:

- Actúa como convertidor para producir ácido fluorhídrico a partir de una sal de amonio.
- Disuelve el material soluble en ácido clorhídrico y evita así que el ácido fluorhídrico se gaste demasiado rápido, preservándolo para las arcillas.
- Previene la precipitación de fluoruro de calcio (CaF₂).⁶

⁶ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Ácidos Inorgánicos, sección 3 p. (17), Neuquén – Argentina, 2004.

Los factores básicos que controlan la velocidad de reacción relativa del ácido fluorhídrico en la matriz son la temperatura, concentración del ácido, presión, composición química de la roca de la formación, y la relación área de roca vs. volumen de ácido.

Las cantidades relativas de areniscas, arcilla, limo y materiales calcáreos en cualquier formación dada, también afectan la velocidad de reacción porque cada material tiene su propia velocidad de reacción característica con el ácido fluorhídrico. Por ejemplo, el ácido fluorhídrico reacciona con arcilla a una velocidad mayor que con una arenisca, y con un material calcáreo a una velocidad mayor que con la arcilla.

Usar HCl al 15% como pre-flujo cumple tres propósitos:

- Disuelve los carbonatos de calcio y/o magnesio.
- Minimiza la pérdida de ácido fluorhídrico utilizado en el tratamiento de la segunda fase.
- Sirve de espaciador entre el HCl-HF y la salmuera de la formación.

Se debe usar un post-flujo de HCl al 3% ó 15% para evitar que las salmueras se mezclen con HCl-HF, ya que pueden causar problemas de precipitación.

2.4 ADITIVOS PARA LOS FLUIDOS DE ACIDIFICACIÓN

Inhibidores, retardadores, surfactantes (sistemas anti-lodo, alcohol y solventes mutuos), reductores de fricción, divergentes y agentes para el control de bacterias son los aditivos que se usan en los fluidos de acidificación.

2.4.1 INHIBIDORES

Un inhibidor es un químico que demora la corrosión que produce el ácido. Corrosión es la acción de carcomer la tubería que tiene el ácido. Las unidades de medida que se utilizan para determinar la cantidad de corrosión son las siguientes:

2.4.1.1 Pérdida de peso (lb/ft²)

La unidad de medida de pérdida de peso es la que utilizan la mayoría de las compañías de servicios y sus clientes para determinar cuánto metal se ha perdido durante un período de contacto entre el ácido y la tubería.

2.4.1.2 Velocidad de corrosión (lb/ft².día)

Esta unidad describe lo que esté ocurriendo en cualquier instante. Esta medida generalmente no se mantiene igual durante ningún tratamiento con ácido; de modo que no se puede usar para determinar cuánto peso se perderá durante el tratamiento.

Existen cuatro factores que afectan la cantidad de tubería que se pierde durante un tratamiento con ácido:

- Temperatura: Una temperatura mayor a 200° F hace que la pérdida sea mayor.
- Tiempo: Un tiempo de contacto más largo hace que la pérdida sea mayor.
- Concentración del ácido: Una concentración de ácido más alta hace que la pérdida sea mayor.
- Tipo de metal API: el grado J-55 es el que pierde más, el grado N-80 está en el medio y el grado P-110 es el que pierde menos.⁷

Los inhibidores se emplean en todos los tratamientos de ácido para proteger el equipo del cliente y el equipo de Coiled Tubing. Los inhibidores funcionan de la manera siguiente: Una capa de moléculas del inhibidor se debe adherir a la superficie del metal. La capa mantiene al ácido alejado de la parte de la superficie y demora algunos de los pasos de la corrosión.

⁷ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Aditivos para los fluidos de Acidificación, sección 5 p. (33), Neuquén – Argentina, 2004.

2.4.2 RETARDADORES

La razón por la cual se retardan los tratamientos de ácido es para obtener una velocidad de reacción más lenta con la formación de manera de alcanzar una penetración más profunda del ácido. Estos tratamientos normalmente se consideran para fracturar-acidificar formaciones de calizas o dolomita. Los factores que afectan la velocidad de reacción son la temperatura, presión, pureza de la roca y agitación.

2.4.3 SURFACTANTES

Un agente tenso activo (surfactante) es una sustancia que altera las propiedades de un medio líquido en una superficie o en una interfase, usualmente reduciendo la tensión superficial o interfacial entre líquidos y sólidos, líquidos y líquidos, y líquidos y gases.

Los surfactantes se emplean en la estimulación de pozos, completación de pozos, y operaciones de reacondicionamiento para reducir la tensión superficial del agua. Al seleccionar un agente tenso activo para un tratamiento, se debe considerar la compatibilidad del agente con el crudo, y con la fase acuosa involucrada en particular (ácido, salmuera producida, fluido de reacondicionamiento, agua de la formación, lodo, o filtrado de cemento). Un surfactante debería:

- Romper las emulsiones o evitar las emulsiones (dependiendo del propósito del tratamiento).
- Romper el bloqueo por agua de los espacios de los poros.

- Establecer características de humectabilidad favorables para la roca del yacimiento (generalmente se prefieren las condiciones de humectado por agua).
Una formación humectada por agua tendrá una mayor permeabilidad al petróleo.
- Desplazar el petróleo de las partículas y finos humectados por agua.
- Ser soluble en el portador (o fluido de tratamiento).
- No debe provocar fallas en el tratamiento o daño más severo a la formación.
- Ser compatible con otros químicos que se encuentren en el pozo.⁸

2.4.4 AGENTES REDUCTORES DE FRICCIÓN

Los agentes reductores de fricción se utilizan para suprimir la turbulencia y reducir la presión por fricción de los fluidos cuando atraviesan los tubulares. Todos los reductores de fricción que se emplean hoy en día son polímeros de cadena larga naturales o sintéticos.

2.4.5 AGENTES DIVERGENTES

Cuando estimule una formación en producción o pozos de inyección, distribuya los fluidos de tratamiento por todo el intervalo de interés. Muchas formaciones tienen una o más secciones cuya permeabilidad varía enormemente. Cuando se aplica un tratamiento de estimulación con ácido en una formación que posee zonas de permeabilidad variable, el ácido normalmente sigue la vía de menor resistencia.

⁸ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Aditivos para los fluidos de Acidificación, sección 5 p. (41), Neuquén – Argentina, 2004.

Por lo tanto, si no se añade ningún tipo de divergente, solamente se logrará estimular las zonas más permeables, quedando la zona restante prácticamente inalterada.⁹

2.5 DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño se describe por dos parámetros importantes tal como composición y ubicación. La composición es importante porque ayuda a determinar el fluido para su disolución. Mientras que la ubicación, es un parámetro fundamental ya que el tratamiento atraviesa muchos sustratos antes de llegar a la zona dañada. El daño ocasionado a la formación es una de las razones por las cuales muchos pozos de gas o petróleo poseen una baja productividad o inyectividad.¹⁰

Este daño, es expresado como skin o daño de la zona. Se produce cuando se altera la permeabilidad original de la formación productora. El daño a la formación es ocasionado por muchos factores, y puede ocurrir desde el momento en que la formación es penetrada durante la perforación y durante cualquier momento en la vida del pozo.

⁹ BJ Services, Fundamentos de Acidificación, Aditivos para los fluidos de Acidificación, sección 5 p. (43), Neuquén – Argentina, 2004.

¹⁰ BJ Services; Rodolfo Landivar, Petrobras handobok, Daño a la Formación, Capítulo 1; Fundamentos de Acidificación, Aditivos para los fluidos de Acidificación, sección 5 p. (43), Neuquén – Argentina, 2004

Un cuadro de declinación en la producción es señal de problema en el pozo. Pruebas de diagnóstico, tales como pruebas de restauración de presión (Build up) determinan el daño de la formación y un análisis del sistema de producción puede determinar si el daño se debe a fallas mecánicas o aun daño específico en la formación productora. En las figuras 2.2 y 2.3 se presentan casos de una formación virgen y otra con daño respectivamente.

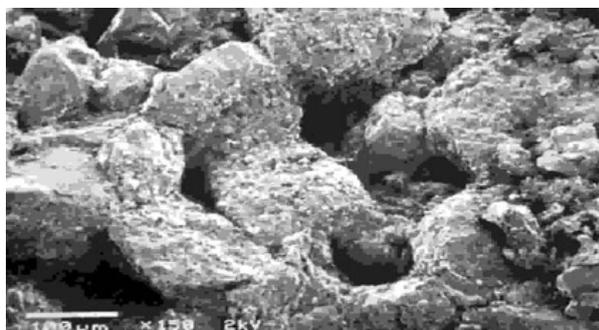
Figura 2- 2. Formación Virgen



Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 2- 3. Formación con Daño



Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.5.1 CAUSAS DE BAJA PRODUCTIVIDAD

Las causas de una baja productividad en un pozo pueden variar desde un problema fundamental del yacimiento hasta restricciones al flujo en la zona cercana al pozo o en el pozo mismo. Las causas potenciales incluyen:

- Baja permeabilidad natural del yacimiento.
- Baja permeabilidad relativa a la fase de hidrocarburos.
- **Daño a la formación.**
- Perforaciones de poca penetración o tapadas.
- Restricciones a nivel de pozo.

2.5.2 SISTEMA DE FLUJO RADIAL

Los sistemas de flujo en el yacimiento, generalmente, se clasifican de acuerdo con:

- a) La clase de fluido.
- b) La geometría del yacimiento.
- c) La tasa relativa a la que el flujo se aproxima a una condición de estado continuo después de una perturbación.

Los fluidos se clasifican de acuerdo con sus compresibilidades. Además se puede tener movimientos de fluidos monofásicos, bifásicos o trifásicos ya que los sistemas petroleros son de gas, petróleo o gas, petróleo-agua.

De acuerdo a la geometría del yacimiento el flujo puede ser lineal, radial o esférica, aunque en los yacimientos estas geometrías no se encuentran definidas resulta de gran ayuda idealizar el comportamiento con uno de estas. En el flujo lineal las líneas de flujo son paralelas y el flujo es constante.

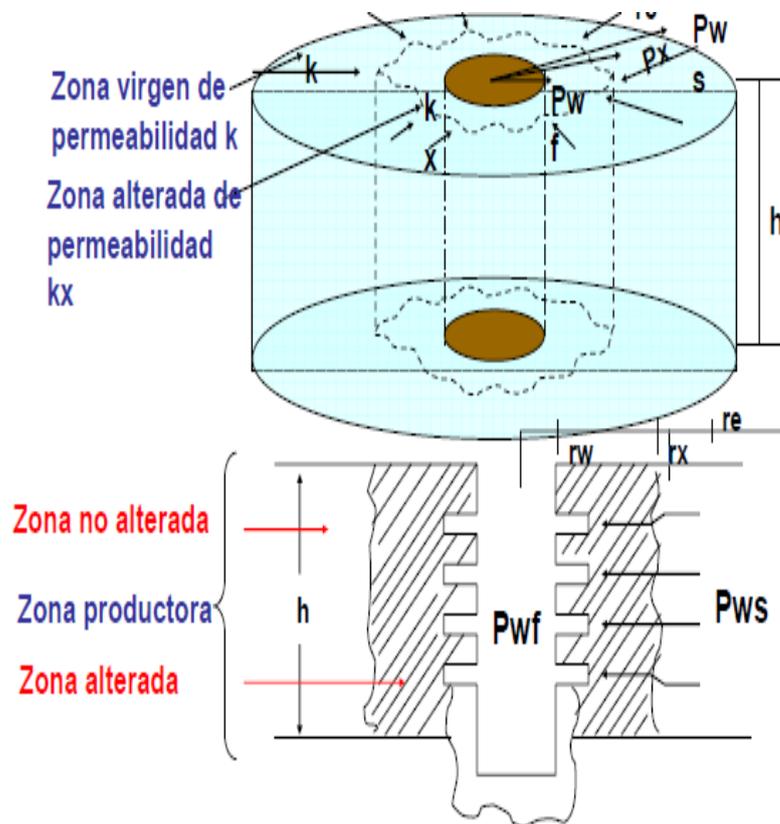
En el flujo radial las líneas de flujo también son rectas pero convergen en dos dimensiones a un centro común y la sección expuesta al flujo disminuye a medida que se aproxima al centro. Y en el flujo esférico las líneas son rectas y convergen en tres dimensiones.

El sistema de flujo radial es considerado como el más aproximado a la expresión cuantitativa de flujo desde los alrededores del yacimiento hacia el interior del pozo. Se supone que el flujo ocurre entre dos superficies cilíndricas concéntricas, la exterior de radio (r_e) y la interior de radio (r_w). Sobre la superficie cilíndrica correspondiente a (r_e), la presión tiene un valor constante e igual a (P_{ws}) y sobre la superficie cilíndrica correspondiente (r_w), la presión también tiene un valor constante e igual a (P_{wf}).¹¹

¹¹ B.C. Craft & M.F. Hawkins, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, Movimiento de Fluidos en el yacimiento, Capítulo 6 p. (360), Universidad del Estado de Lousiana.

En esta figura se puede observar el sistema de flujo radial que se tiene en la mayoría de pozos en el campo Auca Central.

Figura 2- 4. Sistema de Flujo Radial



Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.5.3 GENERALIDADES DEL DAÑO

La siguiente ecuación consta de variables que son necesarias para la determinación de diferentes tipos de trabajos de reacondicionamiento aplicables a un pozo de petróleo.

Ec. 1: Caudal

$$q = \frac{7,08 \times K \times h \times (P_e - P_{wf})}{\beta_o \times \mu_o \times [\ln(r_e/r_w) + S]}$$

Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.5.4 ECUACIÓN DEL DAÑO

La ecuación para determinar el daño es la siguiente:

Ec. 2: Daño (skin)

$$S_d = \left[\frac{K}{K_d} - 1 \right] * \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)$$

Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

Dónde:

Sd= Factor Skin, derivado de pruebas especiales de presión

K = Permeabilidad Zona Virgen (md)

Kd = Permeabilidad Zona de Daño (md)

rd = Radio del daño (pg)

rw = Radio del pozo (pg)

En la tabla 2.3 se presentan los valores de daño (Skin) para cada condición de pozo.

Tabla 2- 3. Valores del Daño (S)

CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DE (S)
Altamente dañado	$S > + 10$
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S \leq -5$

Fuente: Schlumberger Well Services Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.5.5 FACTORES QUE CONTRIBUYEN AL DAÑO

Los factores de manera general que contribuyen al daño de una formación son:

- Zonas fracturadas (calizas).
- Revoques débiles.
- Alta presión diferencial.
- Lodos con alto contenido de sólidos.
- Espaciadores y lavadores.
- Cementaciones.

La siguiente tabla presenta los factores de daño dependiendo que tipo de pozo se tenga.

Tabla 2- 4. Factores de daño

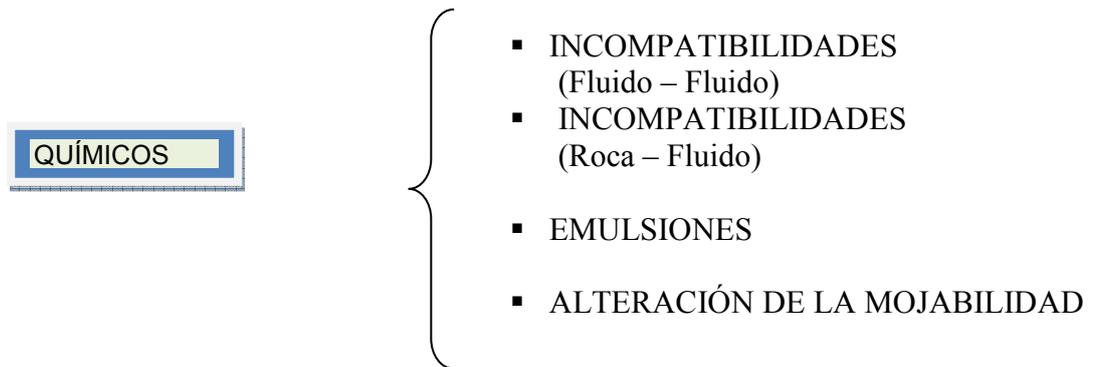
POZO NUEVO	POZO VIEJO	INYECTOR
Invasión de fluidos y/o sólidos.	Depósitos de escala/corrosión.	Depósitos de escala/corrosión.
Sólidos del lodo.	Bloqueo por agua y emulsiones.	Hinchamiento de arcillas.
Filtrado del lodo.	Parafinas, asfaltenos.	Petróleo.
Cemento	Hinchamiento y/o migración de arcillas.	Sólidos no filtrados.

Fuente: Manual Fundamentos de Acidificación

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.6 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

Los mecanismos de daño a la formación de carácter químico son los siguientes:



2.6.1 INTERACCIONES FLUIDO-FLUIDO

Las interacciones fluidos/fluidos pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como:

- Bloqueos por emulsiones.
- Precipitación de compuestos sólidos orgánicos o inorgánicos.

Esto debido a la incompatibilidad entre las aguas o por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

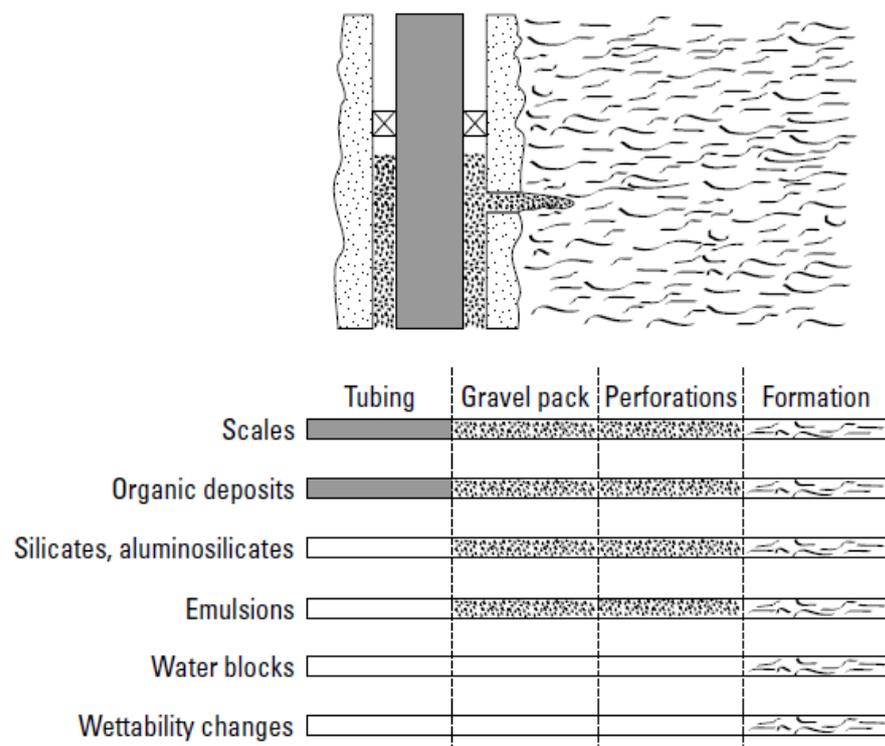
2.6.2 INTERACCIONES ROCA- FLUIDO

Es la restricción causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que están en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

2.7 TIPOS DE DAÑO

Se acepta comúnmente que el daño a la formación se debe a la penetración de líquidos o sólidos, o de ambos. El daño a la formación es típicamente categorizado ya sea natural o inducido. Daño natural ocurre como resultado de producir el fluido del reservorio. Y el daño inducido, resulta de operaciones externas del pozo: como la perforación, completación, reacondicionamientos, estimulaciones u operaciones de inyección. Los daños naturales incluyen: migración de finos, hinchamiento de arcillas, presencia de escalas, depósitos orgánicos como parafinas y asfaltenos. La siguiente figura nos presenta los tipos de daños más comunes.

Figura 2- 5. Tipos de Daño Comunes



Fuente: Schlumberger Damage formation Manual

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.7.1 PRESENCIA DE ESCALA

Puede haber precipitación de sólidos inorgánicos cuando la salmuera utilizada y las aguas de la formación son incompatibles, y se producen cambios en las condiciones de presión y temperatura durante la producción de petróleo o gas con agua de alto contenido de sales. Los sólidos inorgánicos reciben el nombre de escala, y se depositan cuando se alteran el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas.¹²

Los problemas de depositación de escalas durante el desarrollo de un pozo (perforación, completación, producción y workover), y durante la inyección de fluidos se deben principalmente a la mezcla de fluidos incompatibles, mientras que la depositación que ocurre durante la producción del pozo se debe a cambios en la presión y temperatura.

Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas:

- Carbonato de calcio (más frecuente).
- Sulfato de calcio (yeso y anhidrita).

2.7.2 SÓLIDOS BOMBEADOS AL POZO

Los sólidos que se bombean al pozo a través del sistema de inyección de agua ocasionan un daño somero cuando no se emplean métodos de filtración, y se introducen fluidos para rehabilitación sin filtrar, o sueltan las incrustaciones de la tubería de producción o de revestimiento durante los trabajos de limpieza.

¹²Schlumberger Handbook, Damage Identification, Sección 1 p. (7).

2.7.3 MIGRACIÓN / TAPONAMIENTO POR PARTÍCULAS FINAS:

Los finos se definen como pequeñas partículas que están adheridas a las paredes de los poros de la roca, las cuales son producidas in situ o por operaciones de campo. Para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo donde la velocidad del fluido es máxima.¹³

La tabla 2.5 presenta la causa, diagnóstico y trabajo a realizar cuando se tiene incrustaciones roca- fluido.

¹³ Schlumberger Handbook, Damage Identification, Sección 1 p. (10).

Tabla 2- 5. Incrustaciones Roca – Fluido

Causa	Diagnóstico	Trabajo a realizar
<p>1. Migración/ taponamiento por arena</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos completados en formaciones someras. • Abrasión severa en los equipos de subsuelo y superficie (Niples, mangas, botellas, bomba de subsuelo) • Muestras tomadas con guaya durante verificaciones de fondo. • Taponamiento de intervalos cañoneados y/o del reductor. • Caracterización de tamaño de grano mediante análisis de núcleos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la tasa de producción. • Empaque con grava a hueco abierto. • Empaque con grava a hueco entubado. • Uso en general de rejillas ranuradas. • Consolidación química (resinas).
<p>2. Migración/taponamiento por finos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos completados en zonas no consolidadas. • Muestras localizadas en el pozo (fondo del hoyo, niples, mangas, botellas) y en los equipos de superficie (Reductores, separadores). • Formaciones con tamaño promedio de grano entre 2 y 40 micrones. • Caracterización de arcillas mediante análisis de núcleos (caolinita e illita). 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la tasa de producción. • Estabilizadores para arcillas o finos: Tratamientos cáusticos (hidróxido de potasio). Tratamientos ácidos (Hf – Mud acid). Inhibidores para evitar hinchamiento (polímeros). Otros aditivos (inhibidores de corrosión, estabilizadores de hierro).

Fuente: Petrobras Handbook

Elaborado por: Jennyfer Barros

2.7.4 HINCHAMIENTO DE ARCILLAS

Prácticamente todas las formaciones de areniscas poseen algo de arcilla. Una arena que contenga de 1 a 5 % de arcilla es usualmente llamada “arena limpia”, y la que contiene hasta 15% de arcilla es “arena sucia”. La admisión de agua dulce o de filtrados de inyección (del fluido del perforación) a una arena arcillosa frecuentemente da por resultado una sustancial reducción de la permeabilidad al petróleo cuando las arcillas son del tipo de reticulado expandible. La arcilla de reticulado expandible que se encuentra frecuentemente en las formaciones petrolíferas es la montmorillonita.¹⁴

Una vez que la arcilla se ha hinchado al contactar el agua dulce, las soluciones fuertes de sal son capaces de reducir las partículas y de restaurar parcialmente la permeabilidad al petróleo, inclusive si esta reducción es completa, la permeabilidad al petróleo nunca será restaurada a su valor original.

2.7.5 DAÑO POR LODOS DE ASFALTENOS

El ácido clorhídrico forma un lodo de asfaltenos cuando se mezcla con ciertos crudos. Estos lodos se forman en la formación después de los tratamientos de acidificación. Pueden reducir o bloquear completamente la producción de petróleo de algunas zonas productoras.

¹⁴ Biblioteca Virtual Universidad Central del Ecuador, Determinación de daño de la formación en yacimientos petrolíferos, Capítulo 1 p (27), 2009.

2.7.6 BLOQUEOS POR EMULSIÓN

Los bloqueos por emulsión que se forman durante los tratamientos de estimulación son mucho más fáciles de prevenir que de remover. Las pruebas de laboratorio pueden determinar qué tipo de aditivo es el adecuado para reducir al mínimo los bloqueos por emulsión en la formación.

Para detectar un bloqueo por emulsión, se compara la permeabilidad promedio del pozo calculada por las pruebas de inyectividad, con la permeabilidad promedio determinada por las pruebas de producción. En el caso de existir emulsión la primera debe ser mayor que la segunda.

2.7.7 FILTRADOS DE CEMENTO

Los filtrados de cemento, fluidos que pierden las lechadas de cemento, pueden formar precipitados con el agua de la formación, formar bloqueo por agua, o dañar e hinchar las arcillas.

2.7.8 BLOQUEOS POR AGUA

Los bloqueos por agua ocurren cuando queda agua atrapada en los poros de una formación de baja permeabilidad. La permeabilidad relativa de la formación al petróleo disminuye debido a la elevada tensión superficial del agua en la roca de la formación. El agua dulce o connata puede provocar bloqueos por agua. Cuando la permeabilidad de la formación es superior a 200 md, es raro que existan bloqueos por agua.

2.7.9 SUB-PRODUCTOS BACTERIANOS

Existen muchas fuentes de contaminación bacteriana en el tratamiento de los pozos de petróleo, gas y agua. Los principales portadores de bacterias son los fluidos de fracturamiento, el agua de inyección, los fluidos de perforación y los filtrados de cemento. Quizá la fuente más grande de bacterias sean los fluidos de fracturamiento base agua. Los bactericidas que se agregan a los fluidos de estimulación reducen al mínimo el taponamiento de la formación que provocan los subproductos bacterianos y la corrosión por sulfuro de hidrógeno.

Generalmente 1 galón de bactericida por 1000 galones de fluido de tratamiento es suficiente para controlar las colonias de bacterias. Los pozos contaminados se tratan inyectando el bactericida junto con un fluido portador adecuado en la zona contaminada.¹⁵

¹⁵ Schlumberger Handbook, Damage Identification, Sección 1 p. (11).

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

3. INTRODUCCIÓN

El Coiled-Tubing como su nombre lo indica, consiste en un tubo metálico continuo construido en una aleación especial que permite que se lo trate como a un tubo de PVC (cloruro de vinilo polimerizado), pero que posee las mismas características físicas de una tubería convencional de similar diámetro, con la siguiente ventaja: no es necesario manipularlo, ni estibarlo tramo por tramo para bajarlo o retirarlo del pozo, ya que se lo desenrolla o enrolla en un carrete accionado mecánicamente como si fuera una manguera. Esta última característica permite un mejor y más rápido manejo y almacenaje, por ello este tubo tiene múltiples aplicaciones tanto en la perforación de pozos dirigidos como en la terminación y reparación de los mismos.

Este capítulo se basa en una descripción a manera general y clara de la Unidad de Coiled Tubing del segmento de Well Services de la compañía de servicios Schlumberger. Los tópicos de este capítulo abarcan los componentes de la Unidad CT tanto los de superficie, así como los de subsuelo y manipulación de la Unidad de Coiled Tubing.

3.1 UNIDAD DE COILED TUBING CTU

El Coiled Tubing usualmente se define como una cadena continua de tubería de diámetro pequeño, que conecta una serie de equipos en superficie y asocia trabajos de perforación, reparación, completación y reacondicionamiento del pozo, pudiéndose usar tanto en ambientes terrestres como marinos.

La unidad de Coiled Tubing es una unidad autónoma de reparación workover, fácilmente transportable e hidráulica, que inyecta y recupera una tubería flexible y continua dentro de una línea más grande de Tubing o casing. Este sistema no requiere de un equipo adicional de workover. La unidad puede ser utilizada en pozos productores y permite la continua inyección de fluidos o nitrógeno mientras se continúa moviendo la tubería flexible.

Por ser una tubería rígida flexible puede ser introducida en el pozo con mucha más facilidad desde la superficie, esta característica la hace atractiva para ser utilizada en los pozos muy desviados y horizontales.

Figura 3- 1. Unidad de Coiled Tubing



Fuente: Base Coca Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.2 VENTAJAS DE LA UNIDAD CTU

A las ventajas de esta Unidad se las puede clasificar de la siguiente manera:

3.2.1 OPERATIVAS

- Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo, con permanente control de surgencia.
- Versatilidad para una amplia gama de trabajos.
- Permanente desarrollo de nuevas tecnologías.
- Posibilidad de realización de soluciones globales (Servicios integrados).

3.2.2 ECONÓMICAS

- Rapidez operativa y de movilización.
- Bajo costo de locación.

3.2.3 MEDIO AMBIENTE Y SEGURIDAD

- Disminución del impacto audio-visual.
- Bajo impacto sobre el terreno.
- Posibilidad de comando a distancia (Seguridad personal).

3.3 APLICACIONES DE LA UNIDAD CT

La unidad de Coiled Tubing tiene múltiples aplicaciones en la industria petrolera.

3.3.1 LIMPIEZA DE POZOS

La acumulación de arena durante la Producción del pozo, los agentes de sostén en operaciones de fractura o los sólidos de perforación se pueden lavar y circular a superficie utilizando el Coiled Tubing. El tamaño de las partículas, el perfil de desviación, la geometría de la instalación, la presión y temperatura del reservorio son elementos fundamentales que determinan qué método y tipo de fluido utilizar en la limpieza. Los fluidos más utilizados para la limpieza de pozos son:

- Agua Gelificada
- Espuma estable (base nitrógeno)
- Solventes
- Nitrógeno

3.3.2 LAVADO CON JETS FIJOS

La mayoría de las limpiezas se realiza a través de los tubulares existentes. El C.T. permite la circulación continua durante las operaciones de limpieza, al contrario de lo que sucede con operaciones con tuberías estándar, donde el bombeo debe detenerse en reiteradas oportunidades para hacer las conexiones cuando debemos lavar pozos con baja presión de fondo. Allí la utilización de espumas con nitrógeno ha mostrado muy buenos resultados. En las operaciones con CT donde las velocidades de retorno por el anular son demasiado bajas para asegurar una limpieza efectiva, se utilizan geles tixotrópicos con un poder de arrastre y sostén adecuados a las condiciones de pozo.

3.3.3 ESTIMULACIONES ÁCIDAS

El Estimular con CT es un método usado para bombear el fluido frente a la cara de las perforaciones, lo que permite optimizar el tratamiento utilizando al CT como un agente diversificador. Con el CT también se asegura que el fluido llegue sin necesidad de pasar por la tubería de completación del pozo, evitando de esta manera que el fluido llegue contaminado y a la vez corroa la tubería de producción.

3.3.4 CEMENTACIONES

Algunas operaciones de reparación por cementación se pueden realizar sin tener que ahogar el pozo. El cemento que queda en la tubería luego del bombeo se puede circular para restablecer el acceso a la profundidad total. La contaminación intencional de la lechada se utiliza en algunos casos para favorecer este método de trabajo. Las operaciones de abandono de pozos con Coiled Tubing son cada vez más populares como una alternativa económica con respecto a las técnicas convencionales.

La habilidad del CT para realizar montajes rápidos, y la seguridad operativa de trabajar con pozos productores han sido claves para definir su utilización.

3.3.5 PESCAS

La intervención del CT en operaciones de pesca ha crecido mucho en los últimos años, en gran parte apoyado por el desarrollo de nuevas herramientas para operar con diámetros pequeños. Su mayor capacidad de carga y la capacidad de realizar lavados hidráulicos permiten realizar operaciones más allá del ámbito de wireline. La mayoría de las herramientas de pesca convencional pueden adaptarse al CT

Las herramientas más difundidas son:

- Tijeras y aceleradores (mecánicos e hidráulicos)
- Martillos de impacto
- Pescadores fijos (terrajas)
- Pescadores desprendibles (mecánicos e hidráulicos)
- Herramientas lavadoras giratorias (jets)
- Herramientas lavadoras fijas (jets)
- Desconexiones de seguridad (mecánicas e hidráulicas)
- Motores de fondo
- Cortadores de cañería

3.3.6 FRESADO Y UNDERREAMING

Los motores de fondo se utilizan para eliminar cemento e incrustaciones de la tubería de producción o para eliminar obstrucciones. Para los casos en que la obstrucción se encuentra en un casing y debemos pasar a través de un Tubing de menor diámetro, es posible utilizar underreamers.

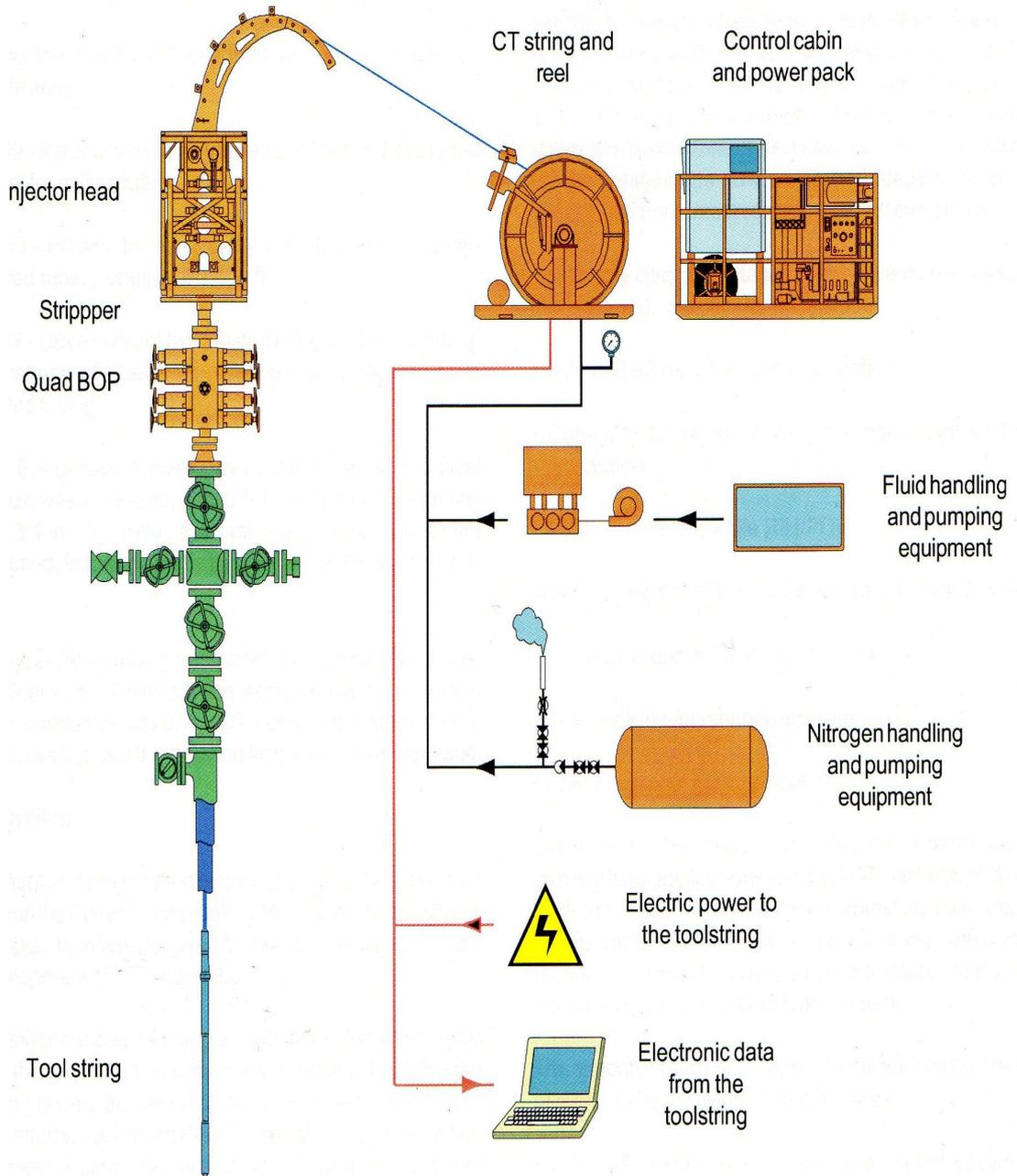
3.4 EQUIPO DE SUPERFICIE DE LA UNIDAD CT

El equipo de superficie de la Unidad de Coiled Tubing de la Unidad de Well Services está compuesto de los siguientes elementos:

- Cabeza inyectora
- Carrete de la Tubería
- Unidad Hidráulica de Potencia
- Preventor de reventones
- Consola de Control

A continuación se presenta en la Figura 3.2 un esquema completo de la Unidad de CT.

Figura 3- 2. Instalación Típica de CT



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.1 CABEZA INYECTORA

La cabeza inyectora del Coiled Tubing provee el esfuerzo y tracción necesaria para correr y recuperar la tubería flexible dentro y fuera del hueco del pozo. Algunos sistemas hidráulicos son utilizados para que la unidad trabaje con un alto grado de control sobre cualquier movimiento de la tubería. Un entendimiento minucioso del control de la cabeza inyectora y de los sistemas de monitoreo es esencial para asegurar la operaciones eficiente de los equipos y sin riesgo de daño a los equipos de fondo y equipo de control de presión.¹⁶ Ver figuras 3.3 y 3.4.

3.4.1.1 Funciones Principales

- Inyectar y recuperar la sarta de CT (Sistema de motor y cadenas).
- Sostener la sarta de CT estática (Cadenas y sistema de freno)
- Guiar el CT al Carrete (Cuello de Ganso)
- Medir la Tensión/compresión (Indicador de Peso)
- Medición de profundidad/velocidad (Sistema del sensor de profundidad)
- Lugar de montaje para la barrera de presión primaria (stripper)

3.4.1.2 Componentes Principales

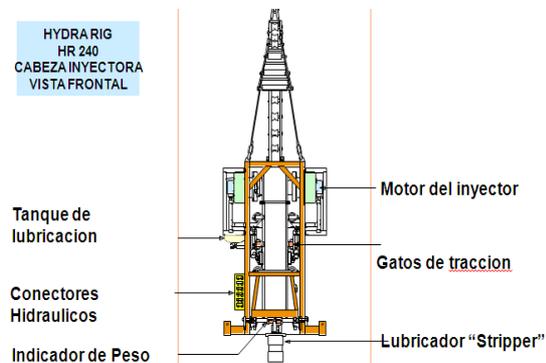
- Cadenas del inyector
- Tensionadores de Cadena Internos
- Tensionadores de cadenas Externos
- Motores y Frenos
- Cuello de Ganso y enderezador de Tubería

¹⁶ Well Services Schlumberger, Coiled Tubing Services Manual, Sección 210 p (33), Houston, 2008.

- Estructura Interna y externa
- Indicador de Peso/Tornillo limite

Las figuras 3.3 y 3.4 muestran una vista frontal y lateral de la cabeza inyectora respectivamente.

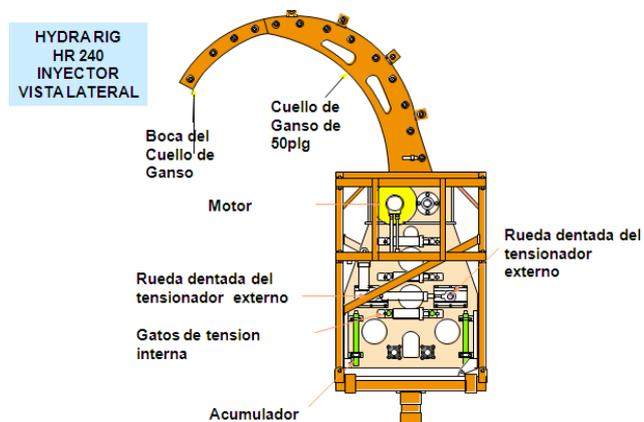
Figura 3- 3. Vista frontal de la cabeza inyectora



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 3- 4. Vista Lateral de la cabeza Inyectora



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

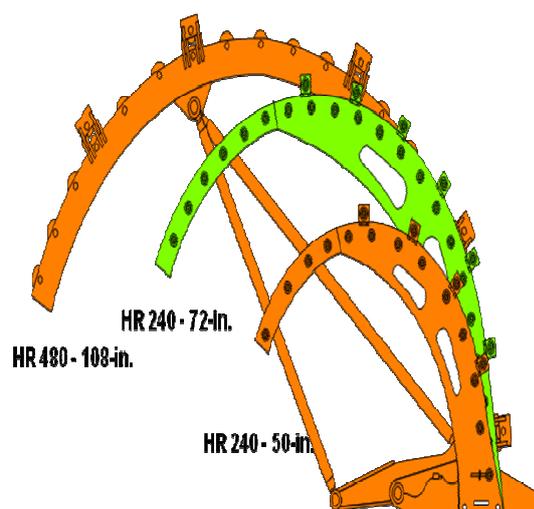
3.4.1.3 Cuello De Ganso

El arco guía o cuello de ganso, soporta y guía la tubería a través del arco descrito entre el carrete y la cabeza inyectora. El radio de doblamiento del arco guía contribuye a la mayoría de la fatiga inducida al tubo en los ciclos de doblamientos y enderezamientos así como la presión interna a la que está siendo sometida. En términos generales, entre más grande el arco guía (radio) el daño (fatiga) es menor en la sarta. El resultado del diseño del arco está comprometido por la manejabilidad. Como se muestra e la figura 3.5.

Funciones:

- Localizado inmediatamente arriba de las cadenas.
- Asegura que el CT está lo mas derecho posible antes de las cadenas.
- Mejora el alineamiento de las cadenas del CT.

Figura 3- 5. Cuello de Ganso



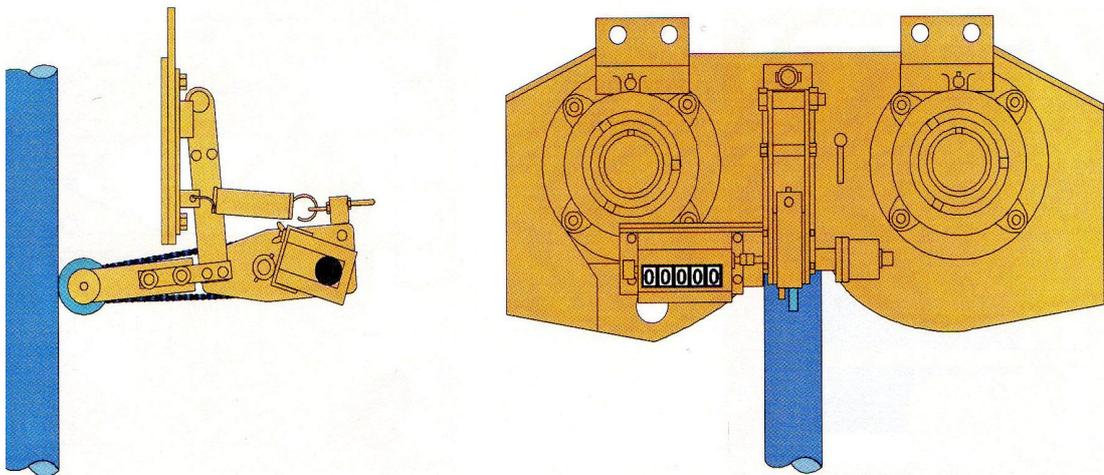
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.1.4 Sensor De Profundidad

Hay diferentes métodos de adquirir los datos de profundidad hay muchos lugares donde el sensor de profundidad puede ser montado. Es común para un sensor ser montado en la cabeza inyectora, usando una rueda de fricción localizada entre las cadenas del inyector y el stripper. La figura 3.6 muestra un ensamblaje del sensor con resorte y rueda de fricción.

Figura 3- 6. Ensamble con resorte y rueda de fricción



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

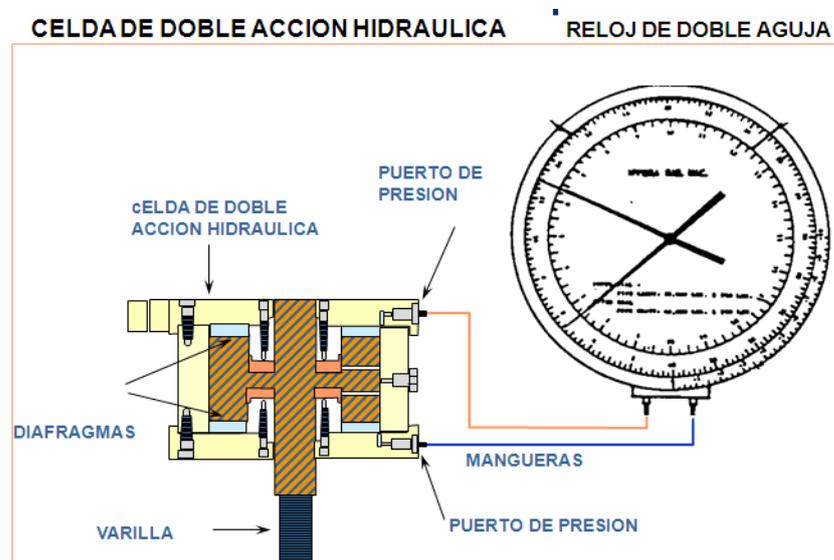
Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.1.5 Indicador de Peso

Es el instrumento más importante dentro la cabina de control. Su lectura es una combinación del Peso de la Tubería, Fuerzas de arrastre en el pozo y hules del stripper, Flotación, Tensión del Carrete, Presión en la Cabeza del Pozo y Otros factores.

El indicador de peso está instalado siempre entre la protección exterior e interior del Inyector. El tipo hidráulico puede ser afectado por cambios en la temperatura ambiente a través de la operación la cual produce cambios en las lecturas. Hay también los de celda electrónica, son de doble acción y son más exactos en condiciones severas tal como se muestra en la figura 3.7.

Figura 3- 7. Indicador de peso



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.2 CARRETE DE LA TUBERÍA FLEXIBLE

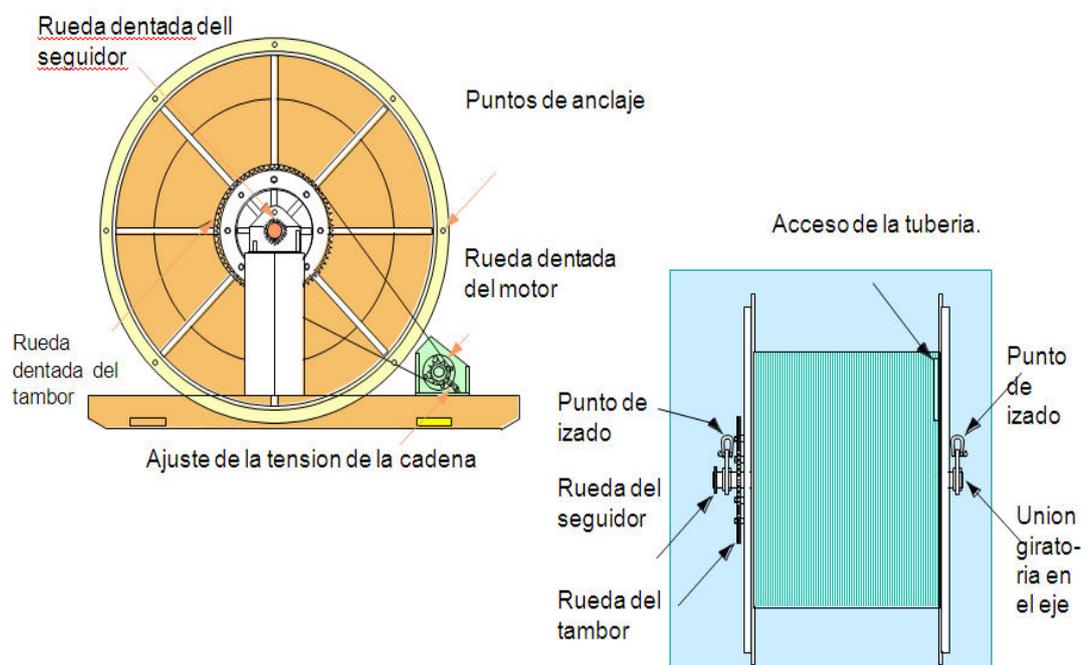
Es un carrete de acero fabricado con un diámetro de 9 ft. Para este tamaño de carrete se pueden enrollar 26000ft de 1 pulgada, 22000 ft de 1 ¼ pulgadas ó 20000 ft de 1 ½ pulgadas.

El carrete consta de las siguientes partes principales:

- Tambor del carrete
- Sistema motriz y freno
- Cuadro de protección

El siguiente esquema muestra el sistema motriz y de freno del carrete de la Unidad CT.

Figura 3- 8. Sistema Motriz y freno



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

El extremo de la tubería flexible está conectado a una unión rotante de alta presión que va asegurada a una sección fija de tubería conectada a un sistema de bombeo de flujo o gas. Como resultado, se puede mantener continuo bombeo y circulación durante el trabajo. Una válvula de cierre de 10000 psi existe entre la tubería flexible y la vara del carrete para aislar a la tubería de las líneas de bombeo superficiales, en caso de emergencia.

3.4.3 UNIDAD HIDRÁULICA DE POTENCIA

La unidad provee el poder Hidráulico para operar la Unidad de Tubería Flexible y su correspondiente equipo de control. Se trabaja con motores Detroit 6V-92TA ó 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. Existen tres tipos de Power Packs, clasificados de acuerdo al circuito del Inyector utilizado:

- Estándar de Circuito Abierto
- De alta Presión de Circuito Abierto
- Circuito Cerrado

Los power pack que se encuentran en el campo pueden diferir debido a las variaciones en los requerimientos del trabajo a realizar, modificaciones para altas presiones y para manejar tubería flexible más grande, y mejoramientos sobre los años. Entonces, los caudales y las presiones pueden diferir de su Unidad. Las mayores diferencias caen en

el circuito que mueve el inyector. Consecuentemente, se clasifica sus power packs de acuerdo al circuito hidráulico que está siendo utilizado para el inyector. ¹⁷

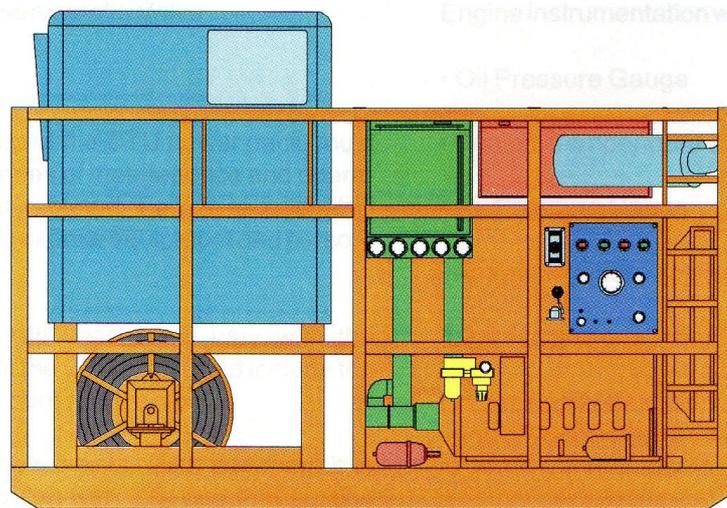
3.4.3.1 Componentes Principales

- Motor
- Bombas Hidráulicas
- Válvulas de Control de Presión
- Tanque de Hidráulico
- Filtros y Strainers
- Intercambiadores de Calor y Termostato
- Acumulador

El esquema que se presenta en la figura 3.9 es de una Unidad Hidráulica de potencia de la Unidad de Coiled Tubing.

¹⁷ Well Services Schlumberger, Coiled Tubing Services Manual, Sección 210 p (22), Houston, 2008.

Figura 3- 9. Unidad Hidráulica de Potencia



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.4 EQUIPO DE CONTROL DE POZO

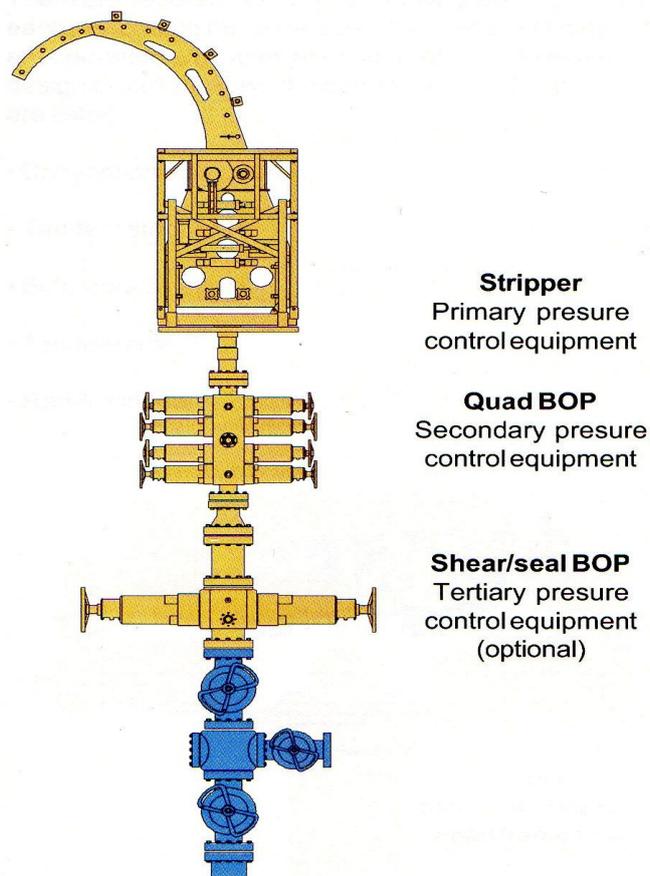
Este equipo de control de presión del pozo provee control de la presión durante la operación en un pozo productor. Está conformado principalmente por:

- El conjunto de sello dinámico “Stripper”
- “BOP” o Equipo preventor
- Válvula direccional de un solo sentido (Check)

Este equipo está diseñado y preparado para proveer un alto grado de seguridad y confiabilidad. Esta característica clave permite que la Unidad CT sea aceptada ampliamente en los métodos de intervención de pozos vivos en pozos de petróleo y gas a diferentes condiciones.

El equipo de control de presión requerido y seleccionado para cualquier aplicación depende de un número de factores, tales como las condiciones de la cara del pozo, la aplicación o el tratamiento a realizarse y el sitio del pozo. Sin embargo, siempre hay algunas reglas de control de presión de los pozos necesarias para cualquier tipo de operación. La figura 3.10 muestra cada uno de los componentes del Equipo de control de pozo.

Figura 3- 10. Equipo de Control de Pozo



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.4.1 Stripper

El ensamblaje del stripper está diseñado para dar un sello dinámico alrededor del Coiled Tubing estando corriendo dentro y fuera del pozo. El sello es logrado energizando los empaques del stripper, debido a la fuerza de los insertos contra el tubo. La fuerza energizadora es aplicada hidráulicamente, y es controlada de la consola de control desde la cabina.

Debido a que el stripper es el componente mayor del equipo de control del pozo, hay al menos dos bombas hidráulicas que pueden ser usadas para energizar el sistema. Ya que los empaques del stripper se desgastan y puede haber necesidad de cambiarlos durante una operación, el diseño de los componentes del stripper permite el reemplazo de los insertos aun cuando el equipo está instalado y el tubo colocado. La brida del stripper está montada en la cabeza inyectora cuando se instala.¹⁸

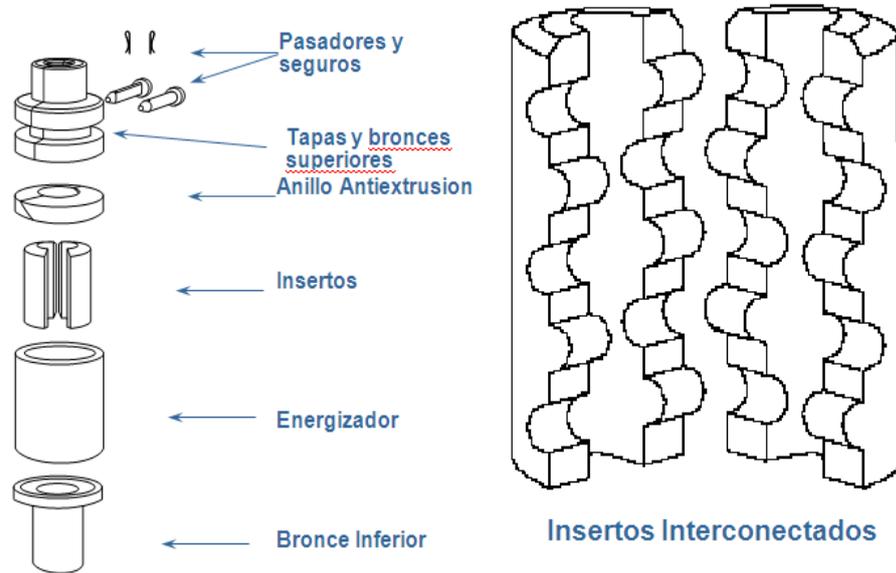
3.4.4.1.1 Componentes Del Stripper

El stripper consta de los siguientes componentes, ver figura 3.11:

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

¹⁸ Well Services Schlumberger, Coiled Tubing Services Manual, Sección 220 p (4), Houston, 2008.

Figura 3- 11. Componentes del Stripper



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.4.2 Preventor de Reventones BOP

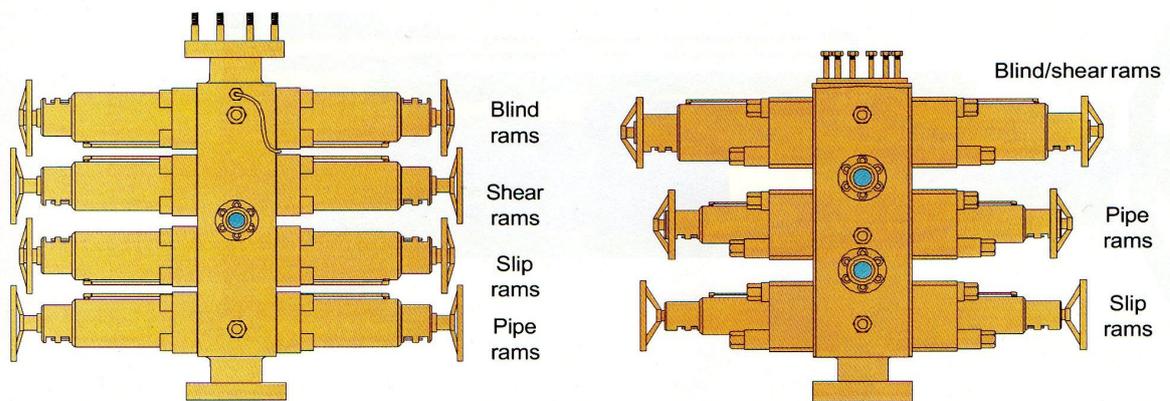
La función del preventor de reventones de la Unidad CT es proveer un medio de sostén y aislamiento de la presión de la cara del pozo en una emergencia, en una situación inusual o normal de operación. Las diferentes configuraciones del BOP permiten que las operaciones del pozo se realicen bajo distintas condiciones.

El conjunto de BOP está compuesto de 4 arietes hidráulicos para una mínima presión de trabajo de 10000 psi. Los 4 compartimientos están equipados con:

- Arietes cortadores
- Arietes de deslizamiento
- Arietes ciegos
- Arietes de tubería

A continuación se muestra un esquema que detalla todos los componentes de una instalación típica del BOP.

Figura 3- 12. Instalación típica del BOP



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

Los arietes cortadores se utilizan como freno mecánico de CT en el momento que la tubería se atasque por debajo del BOP o cuando es necesario cortar tubería para mover el equipo de superficie del pozo.

Los arietes de deslizamiento están equipados con dientes unidireccionales que se mueven contra la tubería flexible cuando se activan para soportar el peso de la tubería. También puede ser usado para asegurar cerrándola, previniendo cualquier movimiento en caso de alta presión del pozo.

Los arietes ciegos son unidades que sirven para sellar el pozo en la superficie cuando se pierde el control del mismo. Los arietes ciegos sellan cuando los elementos elásticos se comprimen contra la tubería. Para que los arietes ciegos trabajen apropiadamente las obstrucciones en la tubería deben ser removidas.

Los arietes de tubería están equipados con sellos de cauchos que se fijan en el OD de la tubería en uso. Cuando se cierran contra la tubería aíslan la presión anular del pozo debajo del ariete. Son fijados con camisas guías que centran apropiadamente la tubería.

3.4.5 CONSOLA DE CONTROL

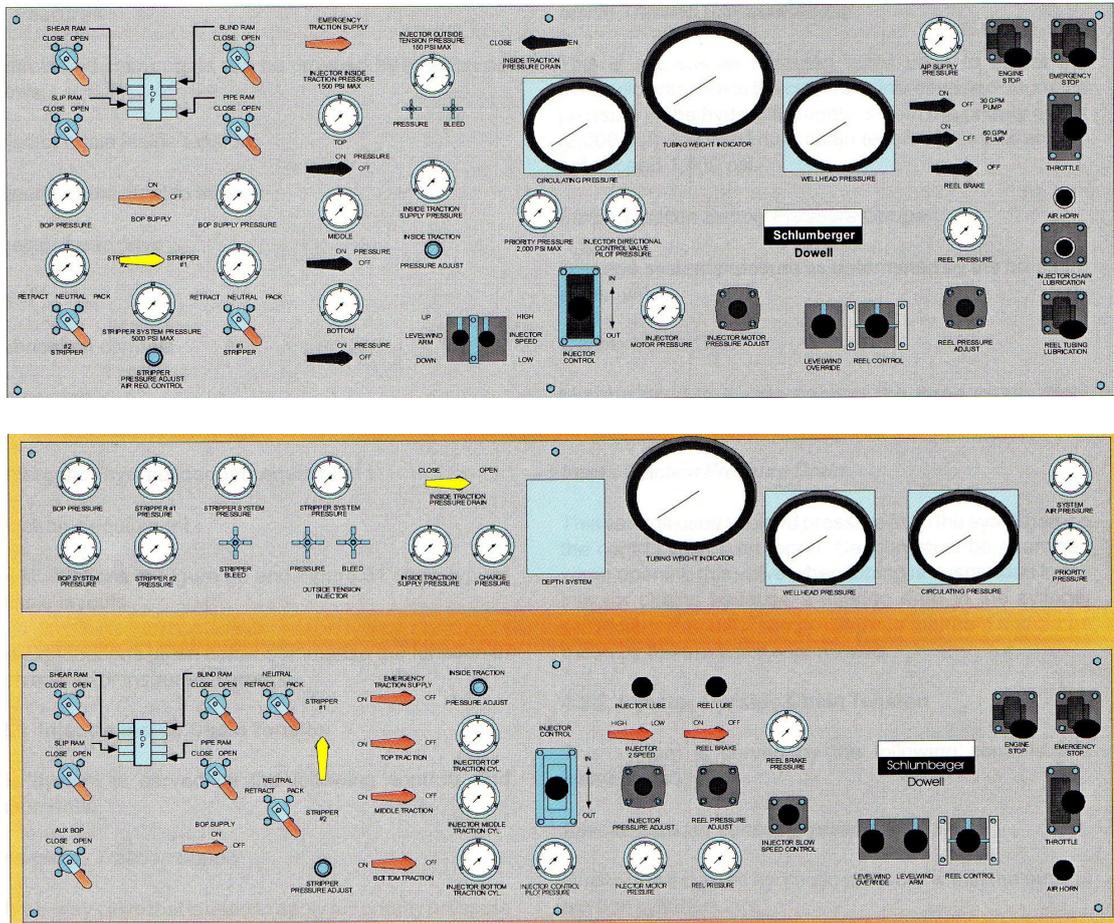
La cabina de control contiene todos los controles e instrumentos necesarios para permitir la operación de la Unidad CT a ser corrida de una sola estación de control. La locación de la cabina de control va a variar dependiendo de la configuración y el tipo de unidad. Sin embargo, la unidad está generalmente ubicada detrás del carrete de CT, en línea con la cabeza inyectora. Para optimizar la visibilidad de la estación de control, la cabina es comúnmente elevada.

El nivel de control de la cabina depende mucho de la versión de la unidad de CT, pero generalmente éstas tienen la capacidad de:

- Controlar y monitorear las operaciones de toda la unidad CT.
- Controlar y monitorear las operaciones del equipo de control de presión del pozo.
- Monitorear y grabar los principales parámetros de presión de cabeza del pozo, presión de circulación, peso de la tubería, la cabeza de inyección y profundidad de la tubería.

El principal beneficio de este control comprensivo y del uso de paquetes instrumentales es que proveen al operador trabajar con gran seguridad en las condiciones operativas. A continuación en la figura 3.13 se puede ver en forma esquemática el panel de control de la unidad CT.

Figura 3- 13. Panel de Control de la Unidad CT



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.4.5.1 Ventajas

Las ventajas que este panel de control presenta son las siguientes:

- La unidad CT puede ser operada con seguridad y eficiencia.
- Problemas potenciales pueden ser identificados y rectificados antes de que interfieran con las operaciones de la CTU.
- Si un exitoso trabajo de recolección de datos se desarrolla basándose en los factores primarios, esto influye en la vida útil de la tubería.

Los motores de la cabeza inyectora y del carrete se activan desde la consola de control a través de válvulas que determinan la velocidad de operación, dirección y movilidad de la tubería flexible. También en la consola están los sistemas de control que regulan la energía de la cadena, sellos de caucho y el BOP.

3.4.5.2 Características

Los controles e instrumentos pueden ser agrupados por las siguientes funciones:

- Tensión interna del inyector
- Tensión externa del inyector
- Carrete
- Controles de lubricación
- Unidad de arranque
- BOP
- Stripper
- Medidores principales
- Equipo suplementario de emergencia hidráulica
- Equipo electrónico

3.5 EQUIPO DE FONDO

Algo en común de todas las operaciones de CT es que en el fondo va a ir un ensamblaje de fondo. El ensamblaje más simple comprende un conector, una válvula check y boquillas. Ensamblajes más complejos contienen algunas herramientas con diferentes funciones, posiblemente conductores electrónicos, conductos hidráulicos con datos en tiempo real.

Sin tomar en cuenta la configuración o complejidad de las herramientas de fondo, existen algunos factores los cuales se deben considerar durante las fases de planificación, diseño y ejecución. Hay dos factores fundamentales que se deben considerar para todas las operaciones con CT.

- Las dimensiones de todas las herramientas deben ser confirmadas y anotadas para un programa apropiado de pesca, en el caso de ser necesario.
- Deben ser conocidas todas las limitaciones aplicables a las funciones de la herramienta tales como fuerza y presión.

Se va a clasificar a las herramientas categorizándolas por:

Herramientas Primarias.- Conectores y válvulas check son incluidas en esta categoría, herramientas que son consideradas esenciales para todas las operaciones.

Herramientas de soporte.- Esta herramienta incluye componentes como junta de nudillos y martillos, los cuales mejoran las funciones de las herramientas o proveen una función de contingencia.

Herramientas funcionales.- Estas son herramientas seleccionadas en base de su habilidad para mejorar la operación destinada.

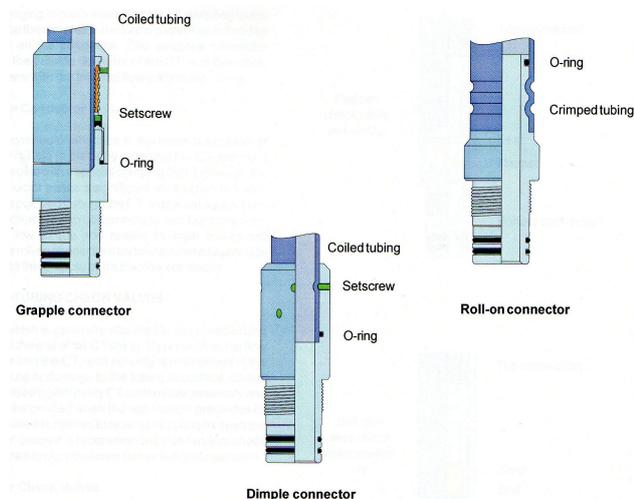
3.5.1 CONECTORES DE CT

Los conectores de CT unen las herramientas de fondo al CT. Están disponibles comercialmente en un amplio rango de diseños y tamaños. Sin embargo, tres categorías generales de conectores son típicamente recomendados. La selección apropiada de un conector generalmente depende de la aplicación que se le va a dar.

- Grapple
- Dimple
- Roll-on

La figura 3.14 muestra los tipos de conectores que la Unidad de CT puede tener.

Figura 3- 14. Conectores de la Unidad CT



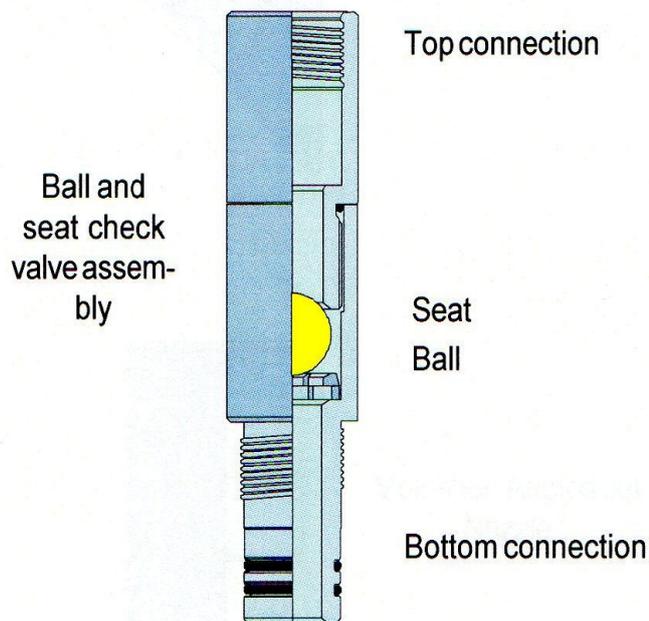
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.2 VÁLVULAS CHECK

La válvula Check generalmente está adjunta al conector al final de la CT. Para prevenir el flujo de fluidos del pozo dentro de la tubería flexible, la seguridad del pozo se mantiene en caso de que haya una falla o daño de la tubería hacia la superficie. La válvula Check debe ser parte de cada una de las completaciones de fondo de la unidad de CT y debería ser omitida solamente cuando se circula de reversa. En la siguiente figura se puede ver sus componentes.

Figura 3- 15. Válvula Check



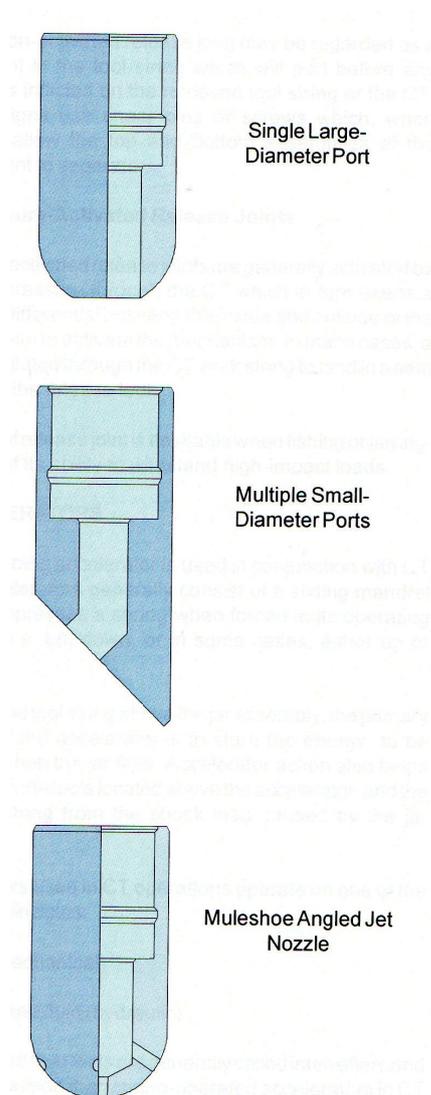
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.3 BOQUILLAS Y JETS

Las boquillas y jets van en el fondo del ensamblaje. Estas boquillas y jets son generalmente de diseño y construcción simple. La acción requerida del chorro generalmente determina la posición de los puertos de la boquilla. Ver figura 3.16.

Figura 3- 16. Boquillas y Jets



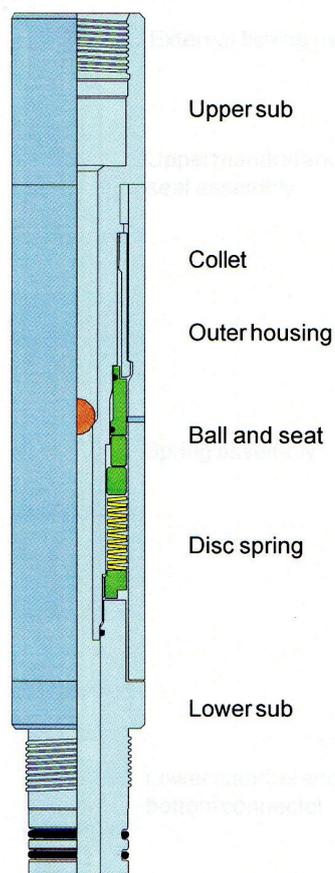
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.4 DESCONECTOR HIDRÁULICO

El desconector hidráulico de la figura 3.17 desacopla la tubería de la herramienta de fondo de manera controlada, bombeando una canica de desconexión por el Coiled Tubing, la cual activa el sistema desconexión. Al activarse este sistema deja dentro del pozo un pescado con un perfil de pesca que permite una fácil reconexión con una apropiada herramienta de recuperación.

Figura 3- 17. Desconector Hidráulico



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

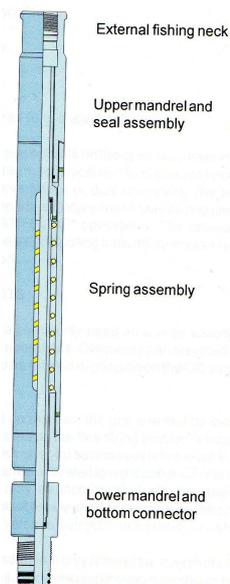
3.5.5 ACELERADORES

Los aceleradores son utilizados conjuntamente con los martillos. Los aceleradores consisten de un mandril deslizante el cual comprime un resorte cuando se fuerza en su dirección de operación. Está ubicado sobre el ensamblaje del martillo y su función principal es la de almacenar la energía que se desprende por los martillos. El acelerador también ayuda a proteger a las herramientas del golpe por los martillos. Estos operan mecánicamente o hidráulicamente.

Las funciones principales de los aceleradores son:

- a) Almacenan energía para poder dar un mayor impacto al pescado cuando se dispara el martillo.
- b) Absorben el impacto que se le da al BHA, entre el BHA y el CT, cuando se dispara el martillo. A continuación se presenta un diagrama típico de un acelerador.

Figura 3- 18. Acelerador



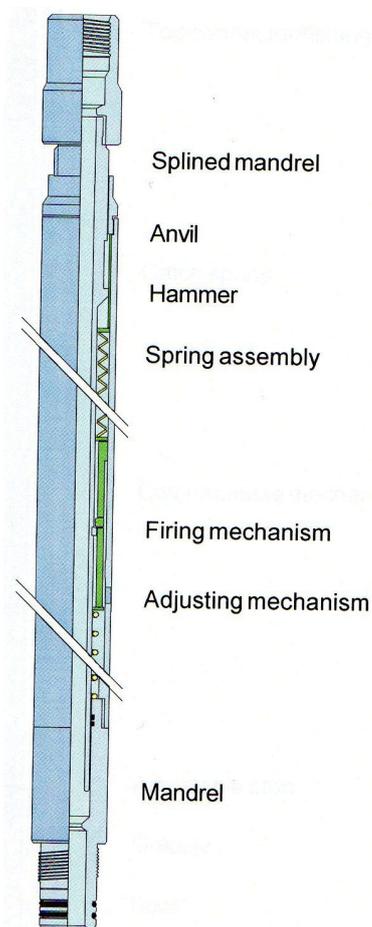
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.6 MARTILLOS

Un martillo se describe como una herramienta que ejerce una fuerza hacia arriba o hacia abajo sobre la tubería. En aplicaciones de tubería flexible, el ensamblaje de martillos generalmente incluye un mandril deslizante el cual permite una ligera aceleración sobre el martillo. El martillo se puede observar en la figura 3.19.

Figura 3- 19. Martillo



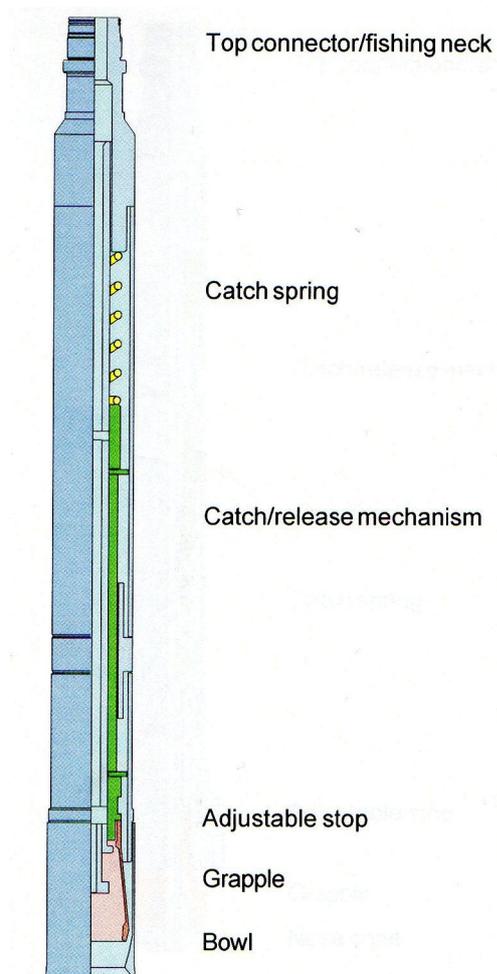
Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.7 OVERSHOTS

Los overshots son comúnmente utilizados en una gran variedad de operaciones de pesca con Coiled Tubing. Los overshots son diseñados para ser acoplados al OD del pescado para ser recuperados, normalmente sin cuello de pesca y poder sacarlo del pozo, por ejemplo: CT roto y dejado en el pozo. En la figura 3.20 se puede ver el diagrama de un Overshot.

Figura 3- 20. Overshot



Fuente: Manual Coiled Tubing Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

3.5.8 MOTORES DE FONDO

Su función específica es proveer la rotación del BHA que está conectado debajo del motor, por ejemplo: brocas, BHA de pesca. También reciben el nombre de Motores de Desplazamiento Positivo (Positive Displacement Motor, PDM en Inglés).

A continuación se da una breve descripción de algunas herramientas adicionales que se tienen en el ensamblaje de fondo:

Empacaduras: Para poder aislar secciones del pozo.

Blaster System™: Herramienta de alta presión, con giro hidráulico y caballaje para remoción de escamas o limpiezas de pozos, corte de tubería, etc.

Hole finder™: Herramienta que se usa para localizar el hoyo deseado en pozos multilaterales.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

4. INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan el estudio de un análisis detallado de la información técnica del Campo Auca Central de EP Petroecuador. Esta información incluye la descripción del campo Auca, ubicación, revisión de los archivos de Historiales de producción, historiales de reacondicionamiento, diagramas de completaciones, estudio de la información mineralógica obtenida de las perforaciones y estudios de núcleos al microscopio electrónico de las formaciones productoras, más un análisis de las últimas pruebas de restauración de presión o Build up de los pozos.

De acuerdo a la formulación del problema en este estudio, el objetivo es determinar porque estos pozos preseleccionados presentan una caída en la tasa de producción y ya con los datos obtenidos en el campo determinar el causal del daño de la formación que estos pozos presentan.

4.1 HISTORIA DEL CAMPO AUCA

El campo Auca fue descubierto por la Compañía Texaco, con la perforación del pozo Auca-01, que se inicio en febrero de 1970 con una profundidad de 10578 ft, dando una producción de 3072 BPPD de las formaciones Hollín (31° API) y T (27° API).

El desarrollo del campo inicia en 1973 y fue puesto en producción en 1975, con 24 pozos perforados.

En el campo Auca existe una falla principal que tiene un rango promedio de salto entre 10 y 30 ft, con un máximo de 50 ft en la parte central del campo a nivel de Napo “T”. Existen fallas secundarias que tienen un salto menor con valores en el rango de 5 a 20 ft.

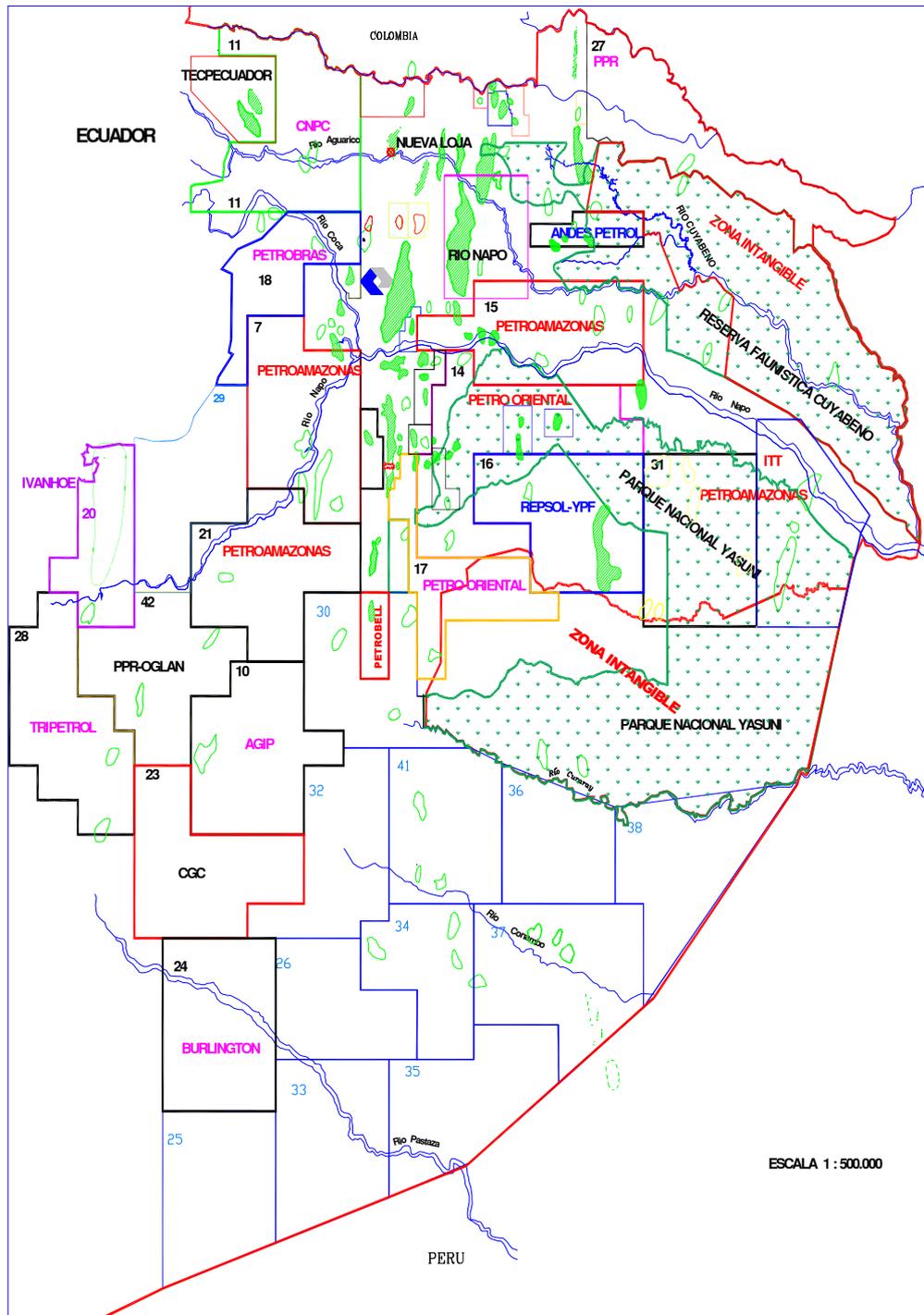
Estos yacimientos tienen energía proveniente de acuíferos, gas en solución y compresibilidad de la roca y del fluido. Por la producción de fluidos (agua-petróleo), las condiciones de los yacimientos han sufrido cambios como: disminución de presión, declinación de la producción de petróleo, intrusión de agua y el ascenso del contacto agua-petróleo. Actualmente, el Campo Auca tiene implementado el sistema de inyección de agua para incrementar la presión en las diferentes zonas de interés.¹⁹

4.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo Auca se encuentra ubicado en la Cuenca Sedimentaria de la región Amazónica, en la provincia de Orellana a unos 260 km al este de Quito y 100 km al sur de la frontera con Colombia, su orientación es Norte-Sur. A continuación se presenta un mapa con la ubicación de los diferentes bloques que tienen las compañías operadoras.

¹⁹ Departamento de Yacimientos EP Petroecuador, Campo Auca – Historial Geográfico

Figura 4- 1. Ubicación de los Bloques de las diferentes compañías operadoras



Fuente: Ingeniería de Yacimientos EP Petroecuador

Elaborado por: Jennyfer Barros

Las dimensiones generales del campo son de 25 km de largo y 4 km de ancho con una extensión de 24700 acres. El campo se localiza en la Zona 43 del hemisferio sur y sus coordenadas geográficas con la respectiva equivalencia en coordenadas UTM están en la tabla presentada a continuación:

Tabla 4- 1. Coordenadas del Campo Auca

COORDENADAS	LATITUD	LONGITUD
GEOGRÁFICAS	Entre 0°34'S y 0°48'S	Entre 76°50'O y 76°54'O
UTM	Y min. = 9'911.645 Y máx. = 99'366.256	X min. = 288.964 X máx. = 29.500

Fuente: Ingeniería de Yacimientos EP Petroecuador

Elaborado por: Jennyfer Barros

Los límites del Campo Auca son:

Norte: Campos Sacha, Culebra, Yulebra y Yuca.

Sur: Campo Cononaco.

Este: Campo Anaconda, Pindo y Conga.

Oeste: Campo Puma.

4.3 GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

Las estaciones Auca, Auca central y Auca sur se encuentran dentro del Campo Auca. La estructura del campo se presenta como un anticlinal complejo, fallado, asimétrico, irregular, elongado en dirección norte – sur. Se alinea en el eje central del corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental, donde se ubican los principales campos productores del área.

Las arenas “U” y “T” tienen cantidades considerables de hidrocarburos pero sus acuíferos son parcialmente activos, actuando arealmente por zonas a lo largo del campo, lo que ha causado durante el tiempo de producción que la presión decline en algunos sectores del campo.

La arenisca “U” en el campo Auca es un anticlinal asimétrico de 30 km de longitud de bajo relieve con orientación norte – sur, el flanco oeste, el centro y sur del anticlinal se encuentran limitados por fallas normales de alto ángulo de dirección norte – sur, que poseen un desplazamiento lateral de 1 km.²⁰

²⁰ Ing, Joaquín Vargas, Departamento de Yacimientos EP Petroecuador, Campo Auca – Estudio geográfico.

4.3.1 CARACTERÍSTICAS LITOLÓGICAS DEL RESERVORIO

Las formaciones cretáceas Tena, Napo y Hollín aparecen en Auca con presencia de hidrocarburos y sus yacimientos productores son: Basal Tena, Napo “U” y “T” y Hollín. Todas estas arenas se caracterizan por ser compactas.

4.3.1.1 Formación Hollín

Hollín es el reservorio que más produce por su espesor de arena saturada y porque tiene un fuerte empuje de agua en el fondo. Esta formación está conformada por las areniscas Hollín Inferior de origen volcánico y Hollín superior de origen marino somero con sedimentos de depositación de zona de playa. Es importante anotar que esta formación está presente en todo el Campo Auca – Auca sur sin presencia de fallas.

Hollín Inferior

Es conocida también como Hollín principal. Posee un espesor neto de aproximadamente 40 pies, este es un reservorio relativamente homogéneo de arenisca cuarzosa de grano fino a medio, que contiene poco o nada de glauconita y algunas capas aisladas de lutita.

Hollín Superior

El espesor neto de esta arena varía entre 10 a 40 pies. Es una formación interestratificada de arenisca cuarzosa que contiene abundantes capas de lutita.

4.3.1.2 Formación Napo

Esta formación está compuesta de dos areniscas, la formación Napo “U” y la formación Napo “T”, las mismas que están separadas por intervalos gruesos de calizas marinas y lutitas. La calidad de estos reservorios es variable, evidenciando marcados cambios en el tamaño del poro que a veces disimulan el contacto agua – petróleo. Esto se ha debido a la existencia de una gran zona de transición entre el petróleo y el agua en la formación.

Arenisca “T”

Esta arenisca no es continua contiene granos finos y son ricas en arcillas, areniscas cuarzosas discontinuas, limolita y lutitas.

“T” Superior

Presenta arenisca cuarzosa de grano fino en mayor proporción. El espesor promedio de la arena es de 45 pies aproximadamente.

“T” Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeada con un espesor promedio de 67 pies.

Arenisca “U”

Se caracteriza por ser continua y estar presente en todo el campo Auca – Auca sur.

“U” Superior

Formada por una arenisca cuarzosa, el tamaño del grano es fino de forma subredondeado y tiene un espesor neto promedio de 27 pies.

“U” Inferior

Es una arenisca cuarzosa de grano fino a medio, subangular a subredondeado y su espesor neto es de 37 pies.

4.3.1.3 Formación Basal Tena

Esta formación no es continua, tiene un espesor total promedio de 40 pies, formada por un cuerpo arenisco delgado que descansa en discordancia sobre las lutitas de Napo Superior.²¹

²¹ Biblioteca Virtual de la Universidad Central del Ecuador, Optimización de las facilidades de producción en el campo Auca, Capítulo 1, Geología del campo Auca p (7), 2009.

En la siguiente tabla se resumen los valores de los espesores de las formaciones con sus respectivas áreas:

Tabla 4- 2. Espesor y área de las Formaciones

FORMACIÓN	ESPESOR (pies)	ÁREA (acres)
Basal Tena	40	16.460,09
Napo "U"	200	21.471,49
Napo "T"	120	13.621,87
Hollín	400 - 450	20.844,09

Fuente: Ingeniería de Yacimientos EP Petroecuador

Elaborado por: Jennyfer Barros

4.3.2 ESTUDIO AL MICROSCOPIO ELECTRÓNICO DE BARRIDO DE MUESTRAS DE NÚCLEOS DE CORONA DE LAS FORMACIONES NAPO “U” Y HOLLIN INFERIOR

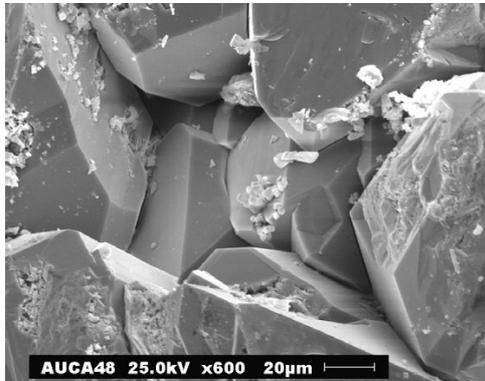
De estas formaciones se tiene un estudio al microscopio de los núcleos tomados, los cuales mediante un estudio específico al MEB-EDAX nos permite caracterizar el reservorio en su aspecto textural y mineralógico con énfasis en el análisis de parámetros petrofísicos relacionados a la calidad del reservorio como son la porosidad, permeabilidad, distribución de arcillas y/o cementos en el espacio poral y características diagenéticas del mismo a fin que se tomen las medidas adecuadas para mejorar la producción. Además el conocer la mineralogía de la formación geológica y el porcentaje de sus componentes químicos permitirá seleccionar los aditivos adecuados para prevenir daños a la formación en los trabajos de producción petrolera. ²²

4.3.2.1 Resultados Formación Napo “U” Inferior

Las muestras del núcleo analizado corresponden a intervalos de areniscas finas a medias, subangular a subredondeadas, regular a mal clasificadas, contacto longitudinales, cemento silíceo. Son areniscas “limpias” conformada por granos de cuarzo con evidencias diagenéticas, sobrecrecimientos secundarios, que junto al buen empaque de los granos afectan la porosidad intergranular. La siguiente figura muestra una vista al microscopio de la arena “U” del pozo Auca 48.

²² Centro de investigaciones Geológicas, Estudio al Microscopio de Muestras de Núcleos de Corona, Guayaquil, 2004.

Figura 4- 2. Vista al microscopio de la Arena “U” del pozo AUC 48

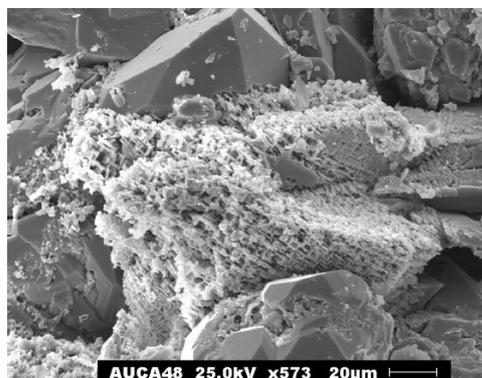


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

El feldespato, cuya presencia disminuye en la parte inferior del núcleo figura 4.3, presenta señales de alteración y disolución que contribuye a la creación de porosidad secundaria.

Figura 4- 3. Microclina (Fd) en proceso de disolución de la Arena “U” del pozo AUC 48

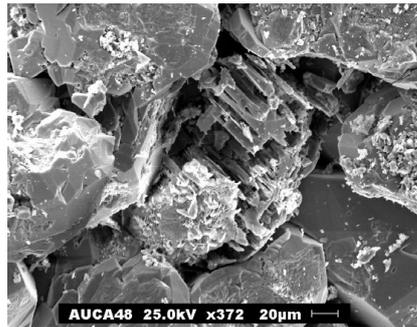


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

En la siguiente figura se muestra remanentes de Mineral (Fd) luego de su disolución en el pozo AUC 48 en la Arena “U”.

Figura 4- 4. Remanentes de Mineral (Fd) luego de su disolución en la arena “U” del pozo AUC 48

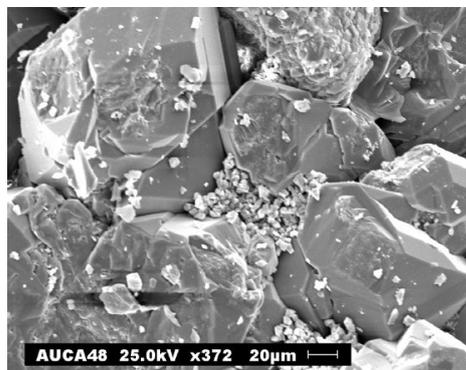


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

En esta figura 4.4 se observa también erosión en las paredes del cuarzo (Qz), aumentando la porosidad intergranular; y en la figura 4.5 el buen empaquetamiento.

Figura 4- 5. Arenisca de buen empaquetamiento de los granos de Cuarzo (Qz), y arcilla caolinita (k) en espacio intergranular de la Arena U pozo AUC 48

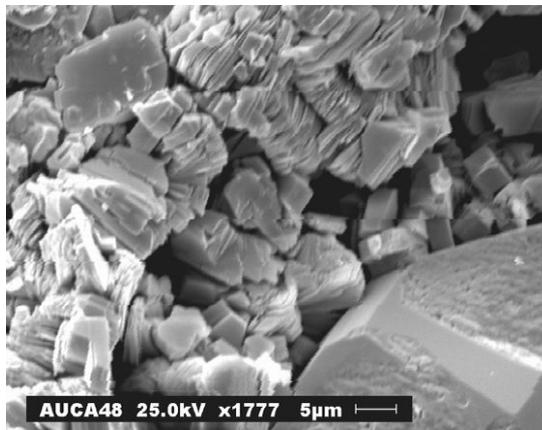


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

Las areniscas presentan buena porosidad (10-12%), diámetro poral 50-60 micras y mínima arcillosidad (3%), excepto en ciertos niveles (9756.4 y 9747.7 pies), donde la presencia de arcilla caolinita aumenta al 10% y obviamente disminuye también la porosidad. Ver figura 4.6.

Figura 4- 6. Arcilla caolinita en espacio poral de la Arena U del pozo AUC 48



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

En esta figura se visualiza la estructura de placas adjuntas compactas formando pequeños bloques en esta toma al microscopio.

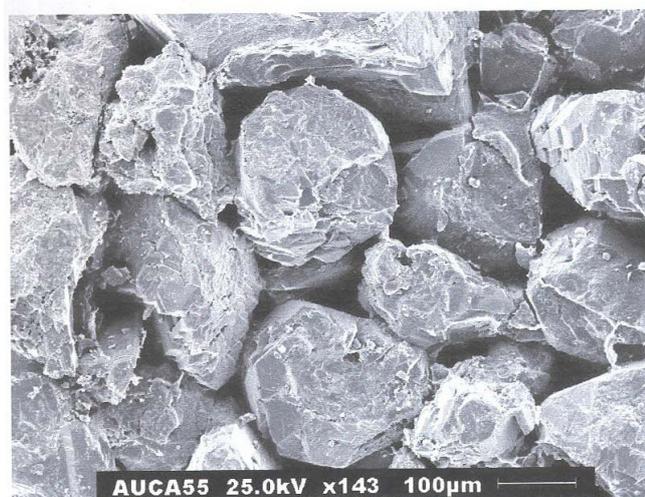
En general el reservorio de la Formación Napo “U” Inferior tiene excelentes características de porosidad y transmisibilidad permeable, lo que facilita la producción de hidrocarburos. Es importante resaltar que la escasa presencia de arcilla caolinita no representa problema alguno con respecto a daños formacionales causados por migración de esta arcilla o taponamiento de poros por precipitados químicos, por ser una arcilla químicamente estable.

4.3.2.2 Resultados Formación Hollin Inferior

Las muestras analizadas son areniscas finas y medias, subangular a subredondeadas, regular a mal clasificado, contactos longitudinales, buen empaque de los granos, cemento silíceo y/o calcáreo en ciertos niveles. Ver figura 4.7.

El cuarzo, mineral mayoritario, presenta sobrecrecimientos secundarios y erosión o desgaste de sus paredes, características que pueden influir en la porosidad de la arenisca aún más si consideramos la pobre selección de los tamaños de granos.

Figura 4- 7. Arenisca porosa con erosión en los granos de cuarzo de la arena “Hi” del pozo AUC 55

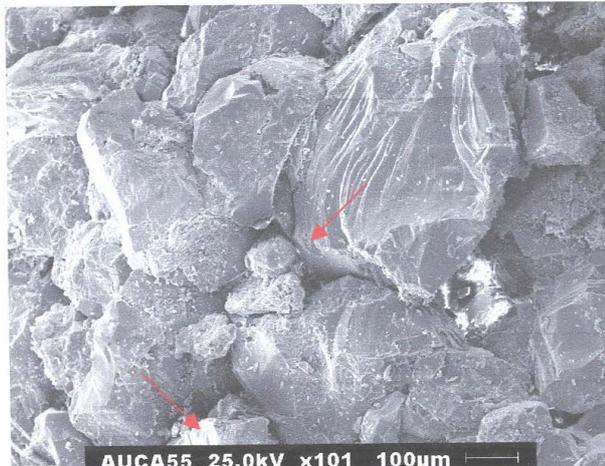


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

En la siguiente figura se puede ver una imagen al microscopio de una arenisca mal clasificada de la Arena Hollin inferior del pozo AUC 55.

Figura 4- 8. Arenisca mal clasificada de la arena “Hi” del pozo AUC 55



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

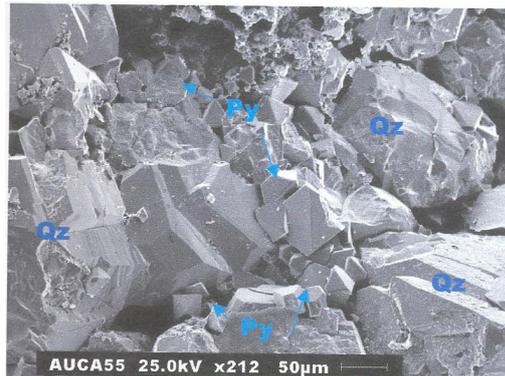
Elaborado por: Jennyfer Barros

Los diferentes tamaños de los granos reducen el diámetro poral.

La presencia de pirita, más abundante hacia el tope del núcleo, nos indica ambientes de alto contenido orgánico, originándose este mineral por la reacción química de iones ferrosos y sulfuros orgánicos.

En la siguiente figura se muestra pedazos de cristales de pirita que tiene la formación de Hollin inferior del pozo AUC 55.

Figura 4- 9. Cristales de Pirita de la Arena “Hi” del pozo AUC 55

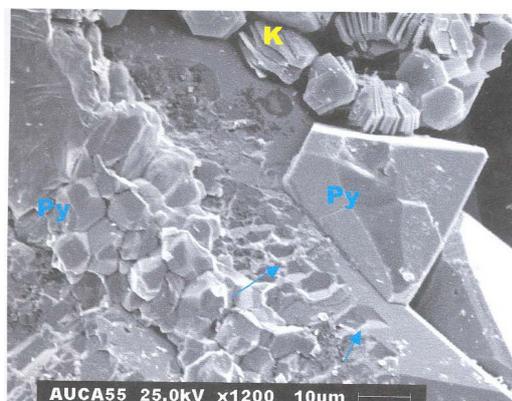


Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

En la figura 4.10 se muestra abundantes cristales de pirita (Py), que están depositados entre granos de cuarzo diagenético.

Figura 4- 10. Pirita (Py) y Arcilla Caolinita (k) de la Arena “Hi” AUC 55



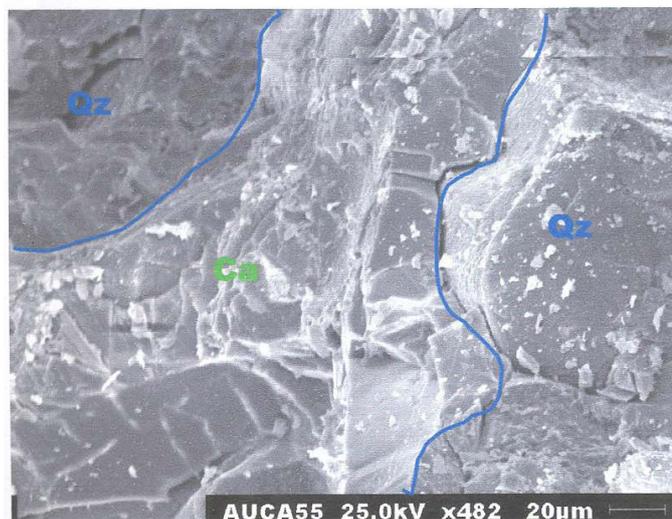
Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

La porosidad de las areniscas es del 10 al 12 %, diámetro poral promedio 60 micras y

arcillosidad de 3%, estas características definen a un reservorio con buena perspectiva de producción. Sin embargo, existen niveles con mayor presencia de cementación calcárea que disminuyen el espacio intergranular y obviamente reducen la permeabilidad. La figura 4.11 indica la cementación de la Calcita.

Figura 4- 11. Cementación de Calcita de Arena “Hi” pozo AUC 55



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

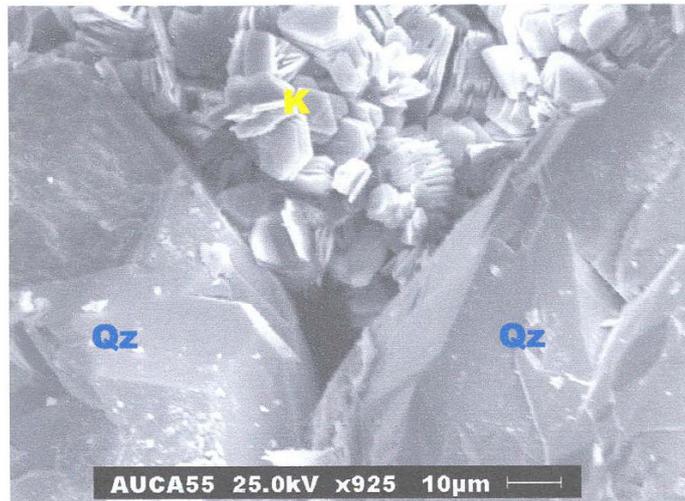
La cementación de calcita (Ca) obstruye totalmente los espacios intergranulares de los granos de cuarzo (Qz).

La precipitación de carbonato de calcio y la visualización de rasgos de disolución en el cuarzo evidencian un ambiente alcalino. La única arcilla identificada es la caolinita la misma que se presenta en su estructura de placas adjuntas sola o entremezclada con hidrocarburos.

En la figura 4.12 está dispuesta dentro del espacio intergranular y se encuentra formada

por minerales de cuarzo (Qz).

Figura 4- 12. Arcilla caolinita (K) de la Arena “Hi” pozo AUC 55



Fuente: Centro de Investigaciones Geológicas

Elaborado por: Jennyfer Barros

El poco volumen de caolinita distribuida dentro del espacio poral de las areniscas no implican problemas de daños formacionales; pero en el caso de la pirita (S_2Fe), rica en hierro, es sensible a aguas ácidas y oxigenadas por lo que se deberían introducir agentes absorbedores de hierro y consumidores de oxígeno para inhibir la precipitación de hidróxido férrico que en algún caso podría taponar los poros de la arenisca y con ello impedir el libre flujo del hidrocarburo.²³

²³ Centro de investigaciones Geológicas, Estudio al Microscopio de Muestras de Núcleos de Corona de la formación Hollin Inferior y Napo “U” Inferior, Guayaquil, 2004.

4.4 PRODUCCIÓN ACTUAL

El campo Auca lleva produciendo desde el 01 de abril de 1975. Actualmente se encuentra con una producción diaria de todo el campo de 29,000 BPPD; producción acumulada hasta la fecha es de 217'087,788 millones de barriles de petróleo. Y la estación Auca Central produce 6295 BPPD.

En el **anexo (1.1)** se muestra el reporte de producción mensual por pozo y yacimiento en el período del mes de Junio del año 2010 del campo Auca Central.

4.5 PRESELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Se identificarán los pozos candidatos a ser estimulados, aquellos que dentro de un marco económico particular presentan límites predeterminados.

Durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: alta relación gas –petróleo (RGP), alta producción de agua, pérdida de producción, las cuales obligan en un momento determinado a clasificar al pozo como no económico.

Cuando los pozos llegan a la categoría de pozos problema, se debe llevar a cabo un análisis a fondo con las recomendaciones necesarias para cumplir con:

- Reparar el pozo/reacondicionamiento.
- Continuar produciendo hasta su límite económico.
- Mantener presión con inyección.
- Operaciones de recuperación mejorada.
- Abandono del pozo.

El analizar un pozo candidato puede incluir un estudio de yacimientos y en algunos casos tomar registros de producción, limpiezas u otros trabajos pequeños, para obtener datos ya sea para el estudio del pozo o del yacimiento.

Es por esto que surge la necesidad de mantener una constante planificación sobre los pozos por reparar, para lo cual se deben analizar los problemas específicos en cada pozo e identificar el pozo candidato y el tipo de reparación que se ha de realizar para el mantenimiento o generación del potencial.

4.5.1 FACTORES A TOMARSE EN CUENTA

Los factores que se deben considerar para identificar un pozo candidato son:

4.5.1.1 Problema aparente del pozo

Se analiza basándose en su comportamiento durante la vida productiva del pozo.

4.5.1.2 Revisar el Historial del pozo

Es la base principal para el diagnóstico del problema y la recomendación del trabajo a realizar y se debe tomar en cuenta los siguientes puntos:

Completación Original: Se deben considerar los procedimientos utilizados en las perforaciones de las zonas productoras, incluyendo los fluidos utilizados, trabajos de cementación, fecha de completación e intervalos cañoneados y detalle de la Completación final.

Trabajos Posteriores: Se analizan con detalle todos los trabajos efectuados en el pozo, motivo por el cual fue efectuado, fluidos utilizados, estimulaciones previas, detalles de tubería de producción y resultados del trabajo.

Historia de Producción: Presenta el comportamiento de producción del pozo, pruebas de producción del pozo, pruebas de producción actual del petróleo, agua y RGP. Se reportan métodos de producción y acumulados de petróleo, agua y gas.

Presión del Yacimiento: Se estudia el comportamiento de presión del yacimiento, los cambios de producción en conjunto con los de presión del yacimiento. Se compara la historia de presión del pozo con otros pozos del mismo yacimiento.

4.5.1.3 Diagnostico del equipo de producción

Conocer las condiciones de operación de un equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de determinados pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, lo cual se corrige sin que se requiera la intervención de un método de reacondicionamiento.

4.5.1.4 Pozos vecinos

Se debe revisar los problemas presentes en los pozos vecinos, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo. Su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con la del pozo estudiado, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.

4.5.1.5 Mapas estructurales de los yacimientos, Pruebas y Registros de Producción

Se analizan mapas estructurales, porcentaje de agua y sedimento, se analizan los historiales de producción, pruebas de restauración de presión, caída de presión, pruebas de inyectividad, análisis de agua, pruebas de comunicación y chequeos de fondo.

4.6 ANÁLISIS DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA CENTRAL

Una vez analizados estos parámetros previamente mencionados se presenta la tabla 4.3 que contiene los pozos preseleccionados como posibles candidatos para ser estimulados basándose primordialmente en su declinación de producción.

Tabla 4- 3. Preselección de Candidatos

POZO	ESTADO ACTUAL DEL POZO	ARENA	BUILD UP						TASA PRODUCCIÓN
			BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	S tot		
AUC-01	PPH	BT	362,00	274,00	88,00	24,31	+8,00	BAJA	
AUC-05	PPH	H	288,00	230,00	58,00	20,00	-18,60	ALTA	
AUC-06	PPH	H	416,00	156,00	260,00	62,50	-26,00	ALTA	
AUC-07	PPH	Hs+Hi	412,00	301,00	111,00	27,00	-32,80	ALTA	
AUC-14	PPH	U+T	2600,00	1737,00	863,00	33,20	-5,70	ALTA	
AUC-16	PPH	U	687,00	344,00	344,00	50,00	-7,80	ALTA	
AUC-19B	PPH	T	434,00	396,00	38,00	8,80	-9,80	ALTA	
AUC-20	PPH	BT	415,00	356,00	59,00	14,20	-0,50	BAJA	
AUC-21	PPH	U	470,00	237,00	233,00	49,60	+14,00	BAJA	
AUC - 24	PPS	U	404,00	337,00	67,00	16,58	+4,80	BAJA	
AUC-27	PPH	T	942,00	815,00	127,00	13,50	-12,00	ALTA	
AUC-29	PPH	Ui	256,00	160,00	96,00	37,50	+5,30	BAJA	
AUC-30	PPH	U	564,00	560,00	4,00	0,70	-17,38	ALTA	
AUC-36	PPH	Hs	201,00	179,00	22,00	10,09	+13,00	BAJA	
AUC-53	PPH	Hi	4080,00	734,00	3346,00	82,00	-42,40	ALTA	
AUC-73	PPS	Ui	240,00	238,00	2,00	1,00	-3,00	ALTA	

Fuente: Ingeniería de Reservorios Auca

Elaborado por: Jennyfer Barros

Una vez preseleccionados por el daño total de la formación (valores de Skin positivos) se procede a determinar las razones del daño basándose en los historiales de reacondicionamiento y producción que se encuentran adjuntos en los anexos **(1.1 al 1.6)**.

4.6.1 CANDIDATOS FINALES

Una vez que se ha realizado el estudio de la declinación en la producción, completación y/o configuración, tipo de daño y análisis del daño de los pozos evaluados se puede observar que estos pozos presentan daños que pueden ser removidos mediante estimulación con Coiled Tubing logrando así remover el daño e incrementar su producción.

En la siguiente tabla se presenta los candidatos con una serie de datos primordiales a tomar en cuenta para su diseño de estimulación tales como sus propiedades petrofísicas, tipo de daño y Completación que serán introducidos en el siguiente capítulo de estudio:

Tabla 4- 4. Pozos seleccionados para Estimulación con CT del Campo Auca Central

POZO	MÉTODO	ARENA	BULD UP			
			BPPD	S tot	TIPO DE DAÑO	CAUSA DE DAÑO
AUC-01	PPH	BT	274	+8,0	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO
AUC-21	PPH	U	237	+14,0	EMULSIÓN	REACCIÓN POR SOLVENTES
AUC - 24	PPS	U	337	+4,8	FINOS	MIGRACIÓN
AUC-26	PPH	Ui	160	+5,3	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO
AUC-36	PPH	Hs	179	+13,0	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO

Fuente: Ingeniería de Reservorios Auca

Elaborado por: Jennyfer Barros

4.6.2 DETERMINACIÓN DEL TIPO DE DAÑO POR POZO

En esta parte se va a realizar un análisis de la causa de daño en cada pozo seleccionado.

4.6.1.1 Auca – 01

Este pozo empieza su producción el 07 de Mayo de 1975 en la arena “Hollín” con una tasa de 3810 BPPD y se procede a producir de la Arena Basal Tena desde el 19 de octubre del 2000 con una tasa de 252 BPPD hasta que presenta una declinación de producción muy severa, además es importante notar la presencia de escala en las bombas hidráulicas recuperadas en los workovers. Al mismo tiempo se puede observar que en los pozos aledaños se tiene también alta concentración de carbonato de calcio (CaCO_3), lo que influye en la formación de escala en la cara de la formación. Escala que se forma por la evidente caída de presión que tiene el pozo. Es por esta razón que se puede concluir que el tipo de daño en este pozo puede ser debido a escala.

4.6.1.2 Auca – 21

Este pozo es completado el 19 de marzo de 1979, con una producción inicial de 1754 BPPD en la arena Napo “T”, se cambia de arena a la “U” desde 1991 y se estimula dos veces a esta arena, la primera en mayo de 1995, trabajo de estimulación con solvente. Y el segundo trabajo de estimulación en Julio del 2008 por baja admisión de la arena productora. Es por esto que el daño se identifica como bloqueo por emulsión debido a los dos trabajos antes mencionados que provocaron que la emulsión se forme durante los tratamientos de estimulación.

En este caso se detectó el bloqueo por emulsión como se explica en el capítulo II en los tipos de daño por bloqueo por emulsión, comparando la permeabilidad promedio del pozo calculada por las pruebas de inyectividad, con la permeabilidad promedio determinada por las pruebas de producción. Y como resultado dio que la primera es (450 md) mayor que la segunda (429 md) formando así la emulsión.

4.6.1.3 Auca – 24

Este pozo es completado el 01 de Junio de 1982 produciendo de la arena Hollín 5726 BPPD y se cambia a la arena de “U” que se encuentra en producción desde Julio del 2008. Tiene en su historial una estimulación ácida con solventes en el mismo año. Se determina que el daño en este pozo se debe a la presencia de finos, debido a que los reacondicionamientos presentan algunas operaciones de limpiezas en la bomba electro sumergible por presencia de finos.

Y para que ocurra su migración, las partículas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a la cara del pozo, causando así un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo.

4.6.1.4 Auca – 29

Este pozo se completó el 30 de septiembre de 1991 con producción de la arena Hollín inferior de 2273 BPPD y actualmente produce de la arena Napo “U inferior” con una producción de 160 BPPD. Además de la muy baja tasa de producción se tiene como falla común el cambio de cavidad en mal estado por presencia de escala. Al igual que el pozo Auca – 01 presenta alta concentración de carbonato de calcio.

4.6.1.5 Auca – 36

Este pozo se completó el 18 de noviembre de 1993, produciendo de la arena Hollín inferior una tasa de 2661 BPPD. Y actualmente tiene una producción de la arena Hollín superior. De acuerdo a los datos de reacondicionamiento este pozo presenta algunos trabajos de limpieza en la cavidad, nozzles y camisa por presencia de escala. Cabe anotar que este pozo ya fue tratado en agosto del 2009 con estimulación matricial con solventes y HCl al 10% aumentando la producción de 78 BPPD a 112 BPPD, resultando un trabajo de reacondicionamiento exitoso, pero vuelve a declinar su producción a 73 BPPD.

4.6.3 TIPO DE COMPLETACION Y LEVANTAMIENTO

Debido a que el presente estudio se basa en la utilización de Coiled Tubing como herramienta es importante revisar el tipo de completación y método de levantamiento artificial presente en los pozos candidatos para ver si es factible utilizar este sistema para la estimulación de los pozos.

Entonces, al analizar el método de levantamiento artificial que tienen para producir estos pozos, se puede notar que hay dos tipos de bombeo con los cuales se pueden realizar trabajos con Coiled Tubing: Bombeo electrosumergible y Bombeo Hidráulico.

En los **anexos (4.3 al 4.7)** se pueden ver las completaciones de los pozos seleccionados: AUC 01, AUC 21, AUC 24, AUC 29 y AUC 36.

En la siguiente tabla se muestra los parámetros tanto como del estrato y del fluido que se utilizarán como data de entrada para la simulación en el Software StimCADETM que se detalla en el Capítulo siguiente.

Tabla 4- 5. Datos Build up y parámetros del Estrato y Fluido

ÚLTIMO BUILD UP													
POZOS	BFPD	BPPD	BAPD	BSW %	Pwf (psi)	Pr (psi)	S tot	Dpskin	IPi	IPa	Ko (md)	Por (%)	EF
A-01	362	274	88	24,31	719	809	+8,00	16	4,890	4,020	1500	17,0	0,82
A-21	470	237	233	49,60	1320	1627	+14,00	202	4,470	1,530	429	16,6	0,34
A-24	404	337	67	16,58	1052	1342	+4,80		1,700	1,162	227	18,0	0,68
A-29	256	160	96	37,50	889	1127	+5,30	70	3,720	2,630	156	18,0	0,73
A-36	201	179	22	10,90	302	4166	+13,0	2160	0,095	0,042	93	17,0	0,44

PARÁMETROS DEL ESTRATO Y FLUIDO							
POZOS	rw (ft)	Ty (°F)	Uo (cp)	GOR (scf/Bbl)	Pb (psi)	API	Y gas
A-01	0,283	214	2,75	116	630	21,1	1,1450
A-21	0,290	226	2,80	50	200	26,3	1,4095
A-24	0,410	226	11,50	80	200	17,0	1,4000
A-29	0,410	220	8,35	50	630	20,7	1,1800
A-36	0,290	220	2,49	108	677	27,3	1,3200

Fuente: Ingeniería de Reservorios Auca

Elaborado por: Jennyfer Barros

CAPÍTULO V

CAPÍTULO V

5. INTRODUCCIÓN

Este capítulo presenta una vez seleccionados los pozos candidatos del Campo Auca Central, el diseño de estimulación del pozo con Coiled Tubing para determinar el tratamiento adecuado a ser utilizado, así como también la tasa de bombeo, el tipo de fluido a inyectarse dependiendo del tipo de daño que estos pozos presentan, la descripción de las herramientas a utilizarse, así como también el procedimiento operativo al que se someten los pozos candidatos y un análisis de la reducción del daño y como esto influye en el incremento de la producción de los candidatos mediante la simulación de estos pozos.

5.1 SOFTWARE StimCADE™

StimCADE™ es una marca registrada utilizada para PC Software para uso en campos petrolíferos en estimulación de pozos, selección de pozos candidatos, tratamientos de Diseño, ejecución de Tratamientos y evaluación en tiempo real y los resultados post-tratamiento. Es propiedad de Schlumberger Technology Corporation.

5.1.1 APLICACIONES DEL SOFTWARE StimCADE™

Las aplicaciones que este Software tiene son las siguientes:

🚧 Diseño, Ejecución y Evaluación

🚧 Es aplicable para todo tipo de pozos:

- Vertical
- Horizontal y
- Desviados

🚧 Para todo tipo de litología:

- Arenisca
- Carbonatos

Además este software permite realizar lo siguiente:

- Selección del pozo candidato.
- Daño de la formación.
- Fluido de tratamiento y aditivos.
- Rata de bombeo del fluido
- Optimización de volumen.
- Predicción de escala.
- Composición de la formación.
- Presión de fricción estimada.

5.1.2 OBJETIVOS DEL DISEÑO CON StimCADE™

Los objetivos para el diseño con el software StimCADE™ son:

- La selección del fluido y aditivos
- El número y volumen de las etapas
- La concentración del ácido
- La tasa de inyección
- Calcular la presión de superficie
- Calcular la presión de fondo para prevenir fracturas.

Para realizar el diseño en este estudio se utilizará este software StimCADE™ (Schlumberger) y los datos que necesita este software como data de entrada han sido descritos en la tabla 4.6 del capítulo anterior.

5.2 RESULTADO DE LAS SIMULACIONES CON EL SOFTWARE StimCADE™

A continuación se presentan los resultados de las Simulaciones en el proceso de estimulación ácida que se corrieron a tres de los pozos candidatos mediante el ingreso de datos realizados con el pertinente estudio en el que se basa esta tesis.

5.2.1 SIMULACIÓN AUCA 29

A continuación se presenta una secuencia de ventanas del software para la Simulación tomando como ejemplo el pozo Auca 29, que nos permitirá entender mejor el proceso que se lleva a cabo, basándose en los parámetros tanto de la roca, de los fluidos, completaciones, geología de la zona de interés y especificaciones de la Unidad de CT que se detalla en el capítulo anterior como data de entrada para la simulación.

a) Características de los Fluidos:

En esta ventana figura 5.1 se tienen los datos de manera general de los fluidos del reservorio como gravedad, salinidad y compresibilidad del agua. Componentes del petróleo: GOR, presión de burbuja y gravedad API. Mas la composición de gases si fuera el caso.

Figura 5- 1. Fluidos del Reservorio

Section	Parameter	Value
Reservoir	Well Type	OIL
	BHST	220 degF
Water Component	Water Gravity	1.01
	Water Salinity	29900 ppm
	Water Compressibility	1.00E-6 1/psi
Gas Component	Use Gas Composition	<input type="checkbox"/>
	Gas Gravity	0.65
	N2	0.0 %
	CO2	0.0 %
Oil Component	Initial GOR	57 scf/bbl
	Bubble Point	630 psi
	Oil API Gravity	20.7 degAPI

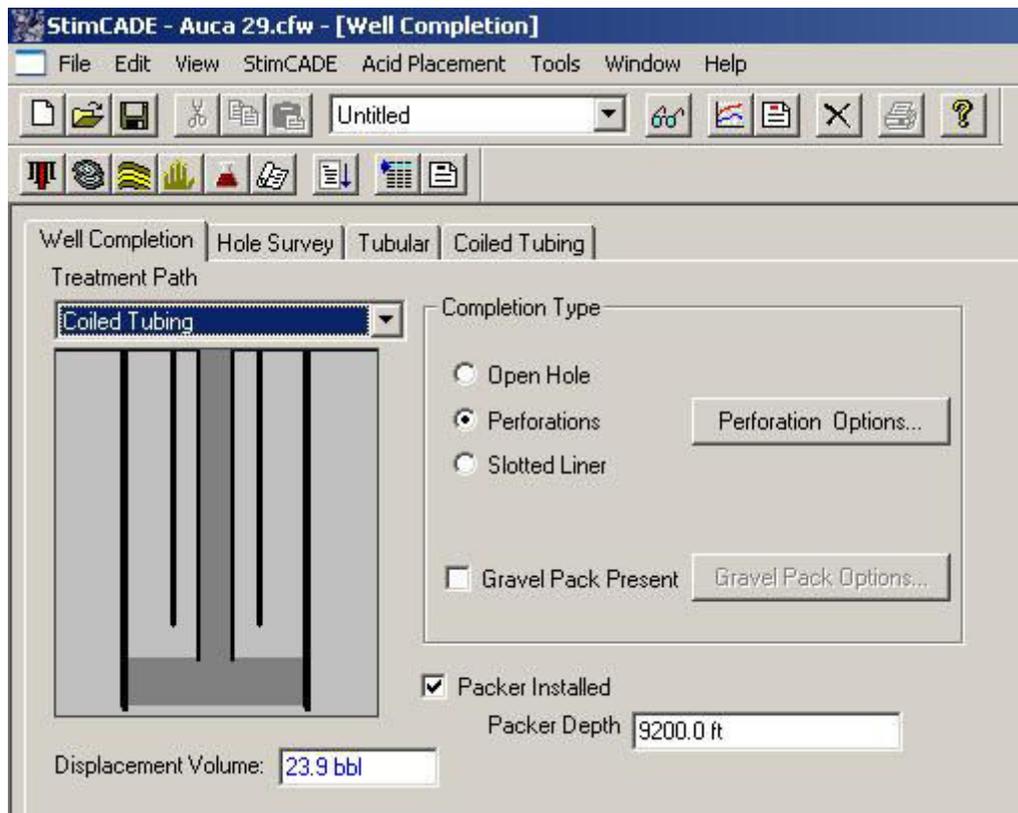
Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

b) Completación del Pozo

Con respecto a la completación se refiere a que tipo de hueco se tiene, en este caso son las perforaciones a hueco abierto y se toma en cuenta la profundidad a la que está asentado el packer y se tiene como resultado el dato de volumen de desplazamiento del fluido por barriles. Ver figura 5.2.

Figura 5- 2. Completación del pozo



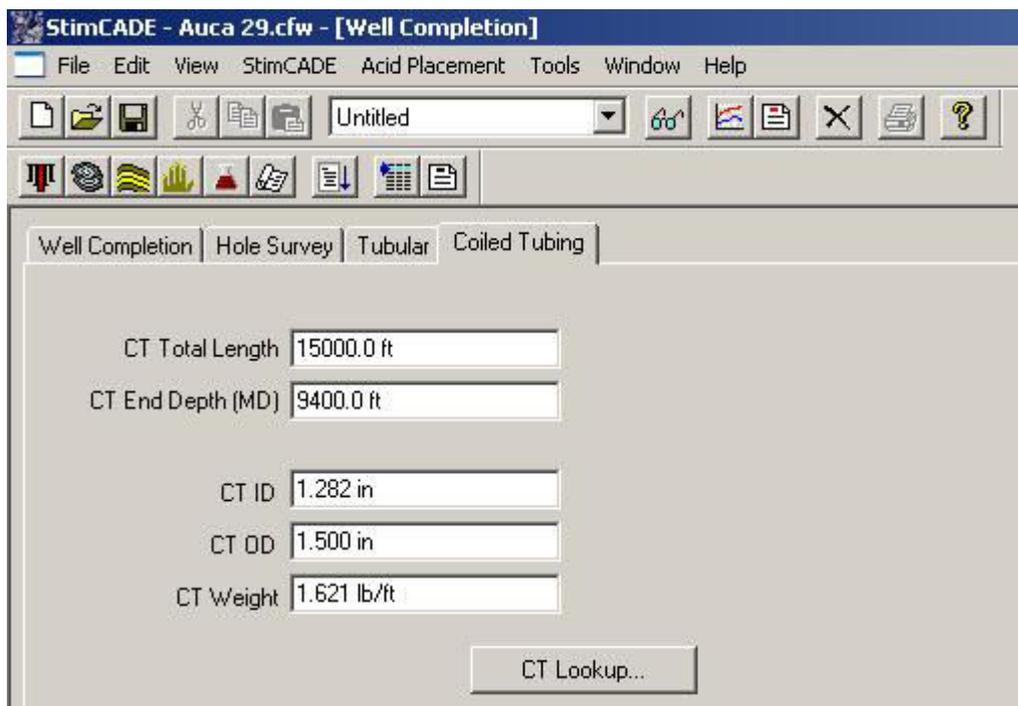
Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

c) Especificaciones del Coiled Tubing:

En especificaciones de la Unidad de CT se tiene la longitud total, que en caso de Schlumberger su tubería tiene 15000 ft de longitud, se toma en cuenta la profundidad máxima a la que va a llegar la Unidad de CT. Además se tiene las especificaciones de los diámetros externo e interno, y el peso por pie de la Unidad CT. Valores que son constantes en las Unidades de CT que Schlumberger tiene en Ecuador.

Figura 5- 3 Configuración de la Unidad CT



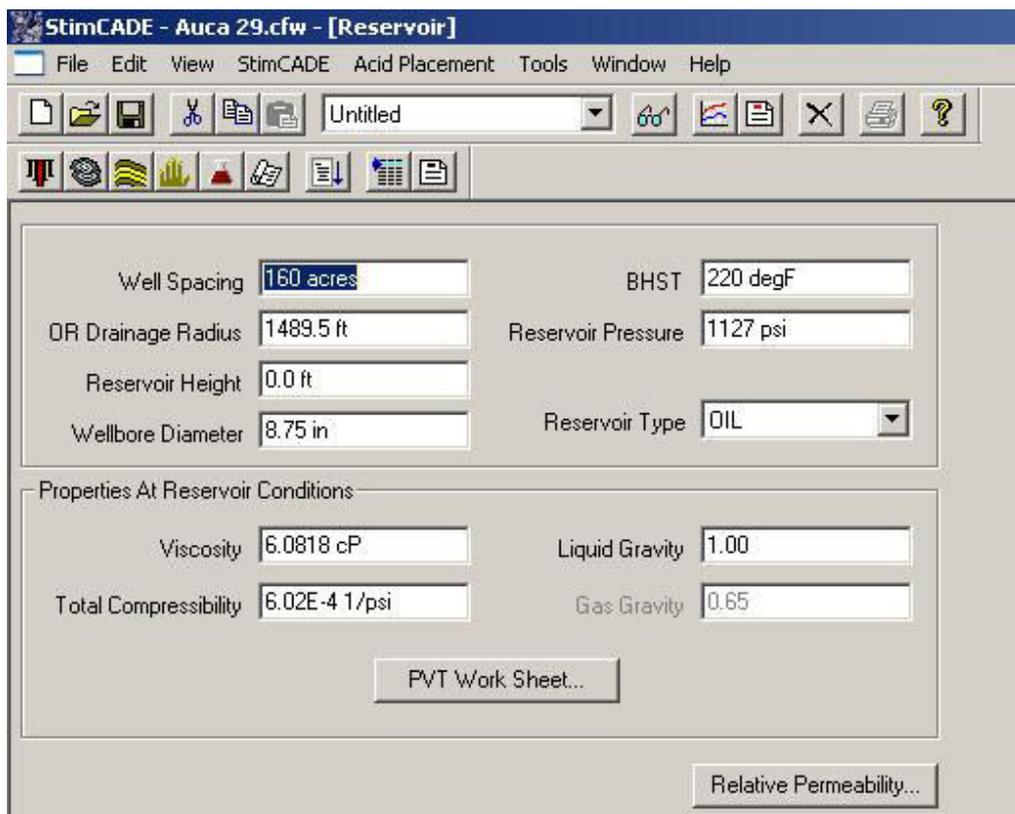
Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

d) Características del Reservorio:

Las características del reservorio que el Software StimCADE™ toma en cuenta son el radio de drenaje, el espesor de la arena, radio del pozo, temperatura de fondo, presión de reservorio, condiciones de viscosidad, gravedad del líquido y la compresibilidad total de la roca. Como se muestra en la figura 5.4.

Figura 5- 4. Características del Reservorio



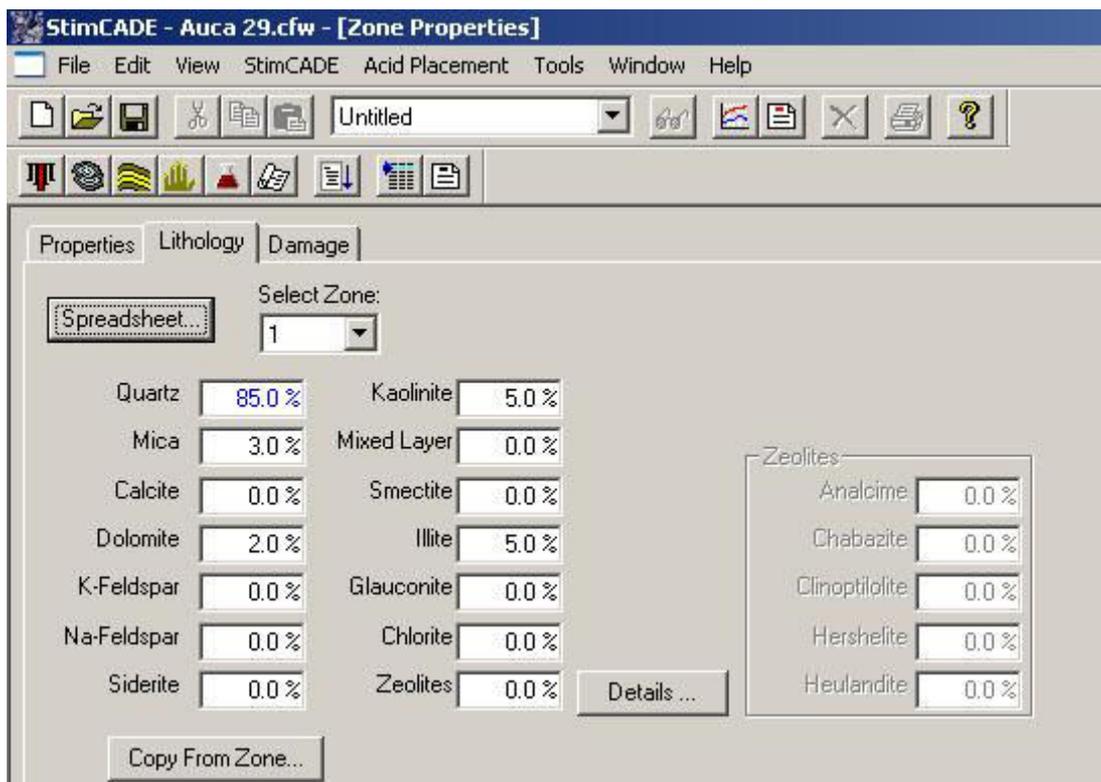
Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

e) Características de la Zona de Interés (Litología):

Esta parte del Software necesita datos que describan las propiedades y la litología de la zona de interés. Es un factor común en todos los pozos candidatos seleccionados que están conformados litológicamente por arenisca cuarzosa y con arcilla caolinita. Además, en algunos pozos con presencia de piritita. El software necesita estos datos en porcentajes. Ver figura 5.5.

Figura 5- 5. Zona de Interés



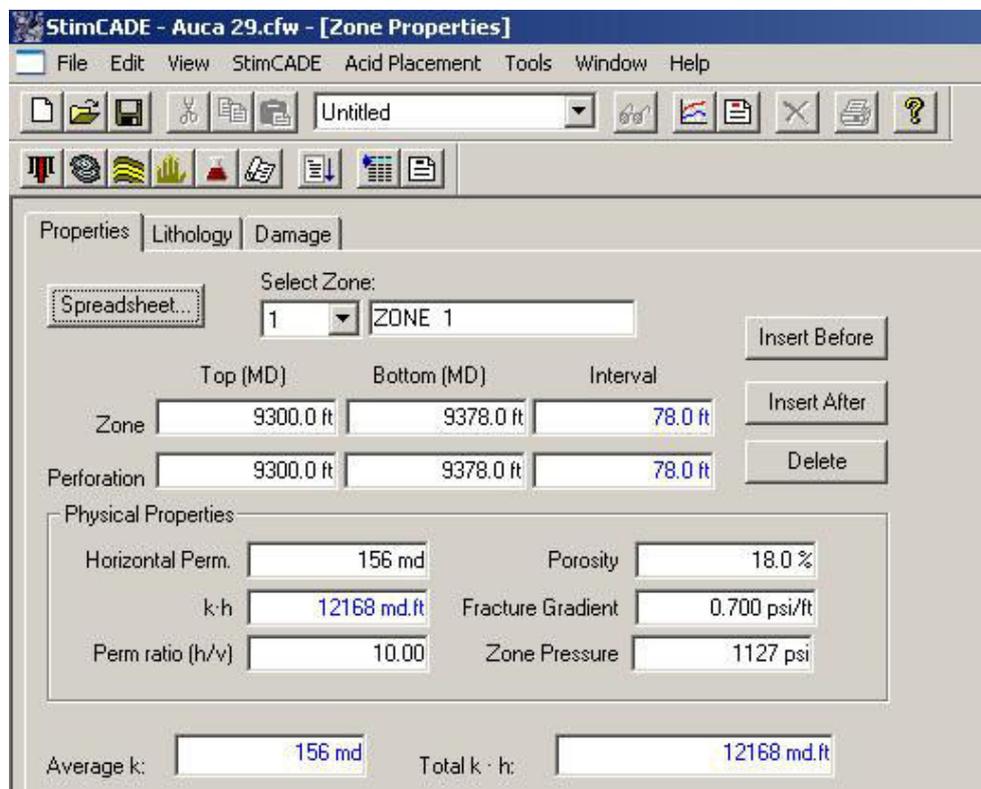
Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

f) Características de la Zona de Interés (Propiedades):

En esta ventana en la figura 5.6, el software determina las propiedades por intervalos con los datos de propiedades físicas como la permeabilidad horizontal, porosidad, gradiente de fractura y la presión del reservorio.

Figura 5- 6. Propiedades de la Zona de interés



Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

g) Inyección de Ácido:

Como parte final el software presenta un plan de diseño de los fluidos a utilizarse tanto en orden de procedimiento como en volúmenes a inyectarse a la profundidad deseada del tratamiento de estimulación ácida con la Unidad de CT. Ver figura 5.7.

Figura 5- 7. Inyección de ácido

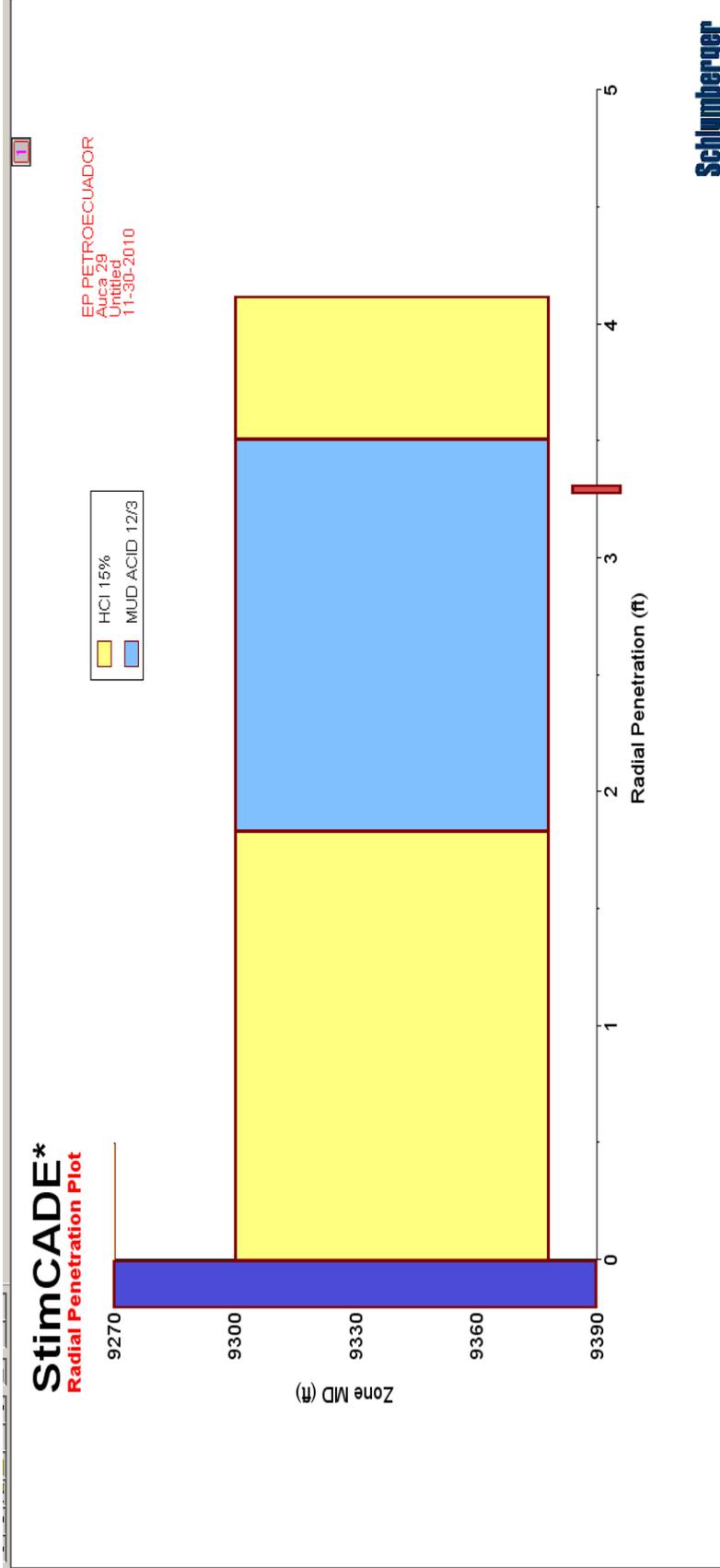
Step	Fluid #	Fluid Name	Liq. Rate bbl/min	Liq. Vol bbl	N2 scf/bbl	CT MD Start ft	CT MD Stop ft	CT Speed ft/min	Annulus Rate bbl/min	# of Balls	Post Step Shut-in min
1	PF: F 2	HCl 15%	1.00	40.0	0	9400.0	9400.0	0.00	0.0	0	0.0
2	MF: I 3	MUD ACID 12/3	1.00	80.0	0	9400.0	9400.0	0.00	0.0	0	0.0
3	DF: I 2	HCl 15%	1.00	40.0	0	9400.0	9400.0	0.00	0.0	0	0.0
4	DV: I 4	DIV SLUG J547	0.00	0.0	0	9400.0	9400.0	0.00	0.0	0	0.0
5											
6											
7											
8											
9											

Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

En la figura 5.8 se muestra un esquema que refleja el radio de penetración del Fluido principal, en este caso MUD acid y del fluido de pre flujo y post flujo que es ácido clorhídrico HCl al 15 % con relación a la profundidad que se inyecta el tratamiento de estimulación ácida.

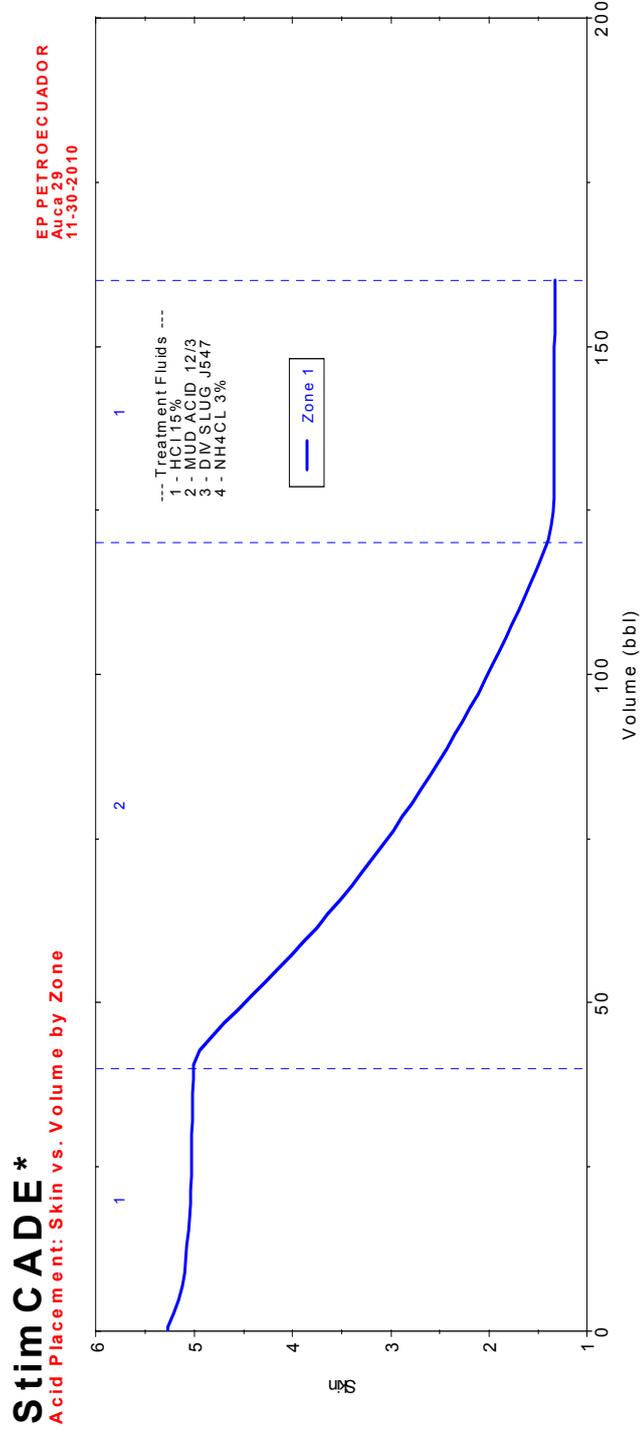
Figura 5- 8. Radio de Penetración Pozo Auca 29



Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 5-9. Resultado del la Reducción del Skin con el Tratamiento Ácido Auca 29



Schlumberger

Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

h) Análisis de la Curva Skin vs Volumen:

En la Figura 5.9 se puede ver cómo reacciona la remoción del daño a la formación con el tratamiento ácido. En esta curva se tiene que en el eje de las (X) se trabaja con el volumen de tratamiento en barriles (bbls) a ser empleado en la zona de tratamiento, mientras que en el eje de las (Y) se tiene un rango de Skin que va en un valor de 0 al valor del Skin antes de ser estimulado. Lo que en la curva se observa es como se remueve el daño vs la cantidad de volumen de tratamiento que se inyecta a la formación productora. Dando así un valor final d Skin que resulta de un trabajo de reacondicionamiento de estimulación ácida con la Unidad de CT.

En la siguiente tabla se resume la remoción del daño a la formación y el incremento en la tasa de producción si se realizará la estimulación ácida con la Unidad CT.

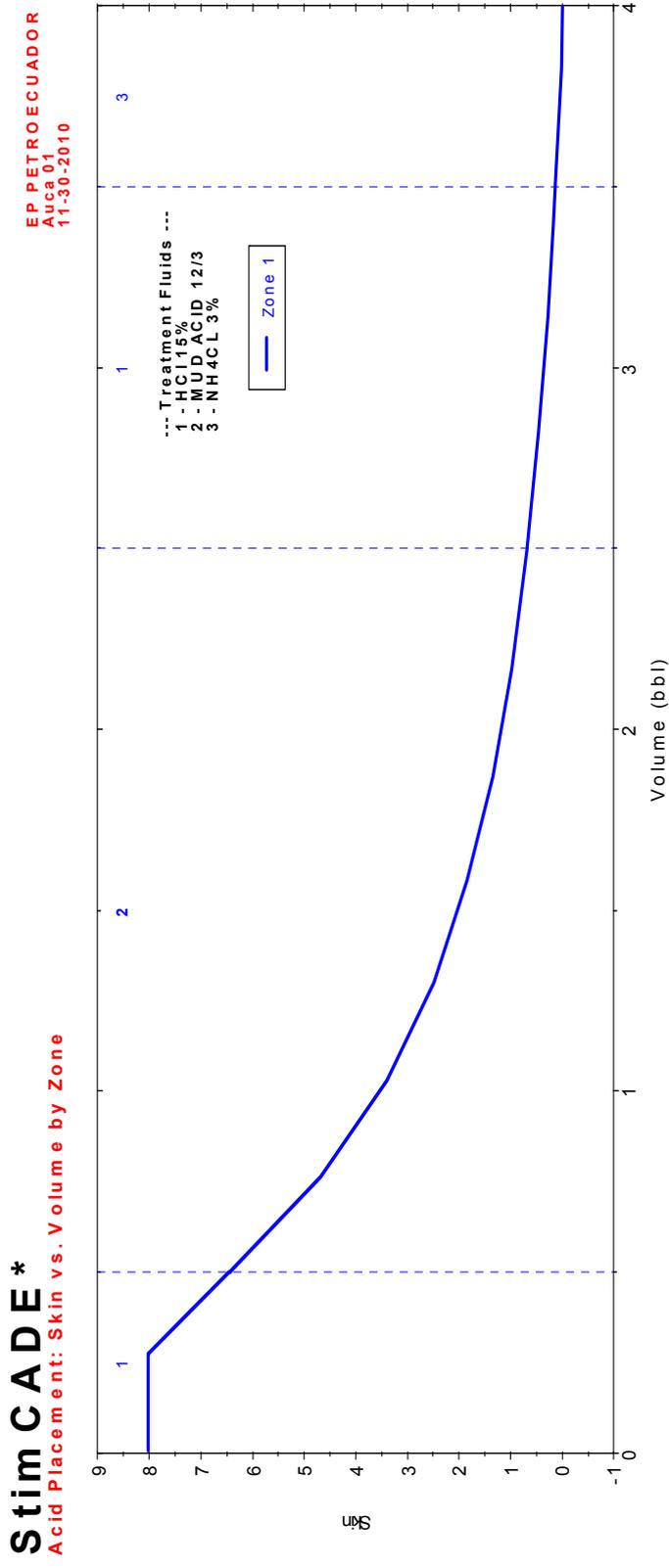
Tabla 5- 1. Resultados pozo AUC 29

Pozo	Auca 29
Skin	5.3
Tipo de Daño	Escala
Causa	Presencia de CaCO ₃
Tratamiento	1 Pre flujo HCL 15% @ 40 bls.
	2 Fluido Principal Mud Acid 12/3 @ 80 bls.
	3 Post Flujo 15% @ 40 bls
	4 Fluido de desplazamiento Nh ₄ Cl 3% @ 35 bls.
Skin Final	1.2
BPPD Antes	160 bppd
BPPD Después	285 bppd = 44% de incremento en el pozo

Fuente: Software StimCADE™ & PIPESIM

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 5- 10. Resultado de la Reducción del Skin con el tratamiento Ácido Pozo Auca 01



Fuente: Software StimCADE™

Elaborado por: Jennyfer Barros

i) Análisis de la Curva Skin vs Volumen:

En esta grafica se puede observar como cada uno de los fluidos del tratamiento descritos en la esquina superior derecha reducen el skin a medida que son bombeados en la matriz. Como se puede observar la grafica está dividida en 4 secciones definidas por los tipos de fluidos que se bombea, la secuencia de bombeo en este caso es:

1. HCl 15% (fluido 1)
2. Mud Acid (fluido 2)
3. HCl 15% (fluido 1)
4. NH₄Cl 3% (fluido 3)

Así, cuando el HCl 15% (fluido 1) entra a la matriz se puede observar en la grafica que el skin baja de 8 a 6.5. Después cuando el Mud Acid 12/3 (fluido 2) es bombeado se nota como el skin baja de un valor de 6.5 a 0.5. Luego cuando el HCl 15% vuelve a ser bombeado como post-flujo el skin se reduce de 0.5 a 0. El NH₄Cl 3% (fluido 3) solo se lo utiliza para desplazar el tratamiento y como se puede ver en la grafica no tiene ningún efecto en el skin el cual se mantiene en cero.

La cantidad de volumen en bbls que se observa en el eje X es solo un estimado, el volumen real del tratamiento dependerá de varios factores tales como, altura de la formación, técnica de bombeo (Coiled Tubing o bullheading), o también de consideraciones económicas ya que muchas veces se puede utilizar mucho volumen de fluido costoso que no termina siendo una buena inversión.

A continuación se muestra la tabla 5.2 con los resultados de la remoción del daño en el pozo AUC 01.

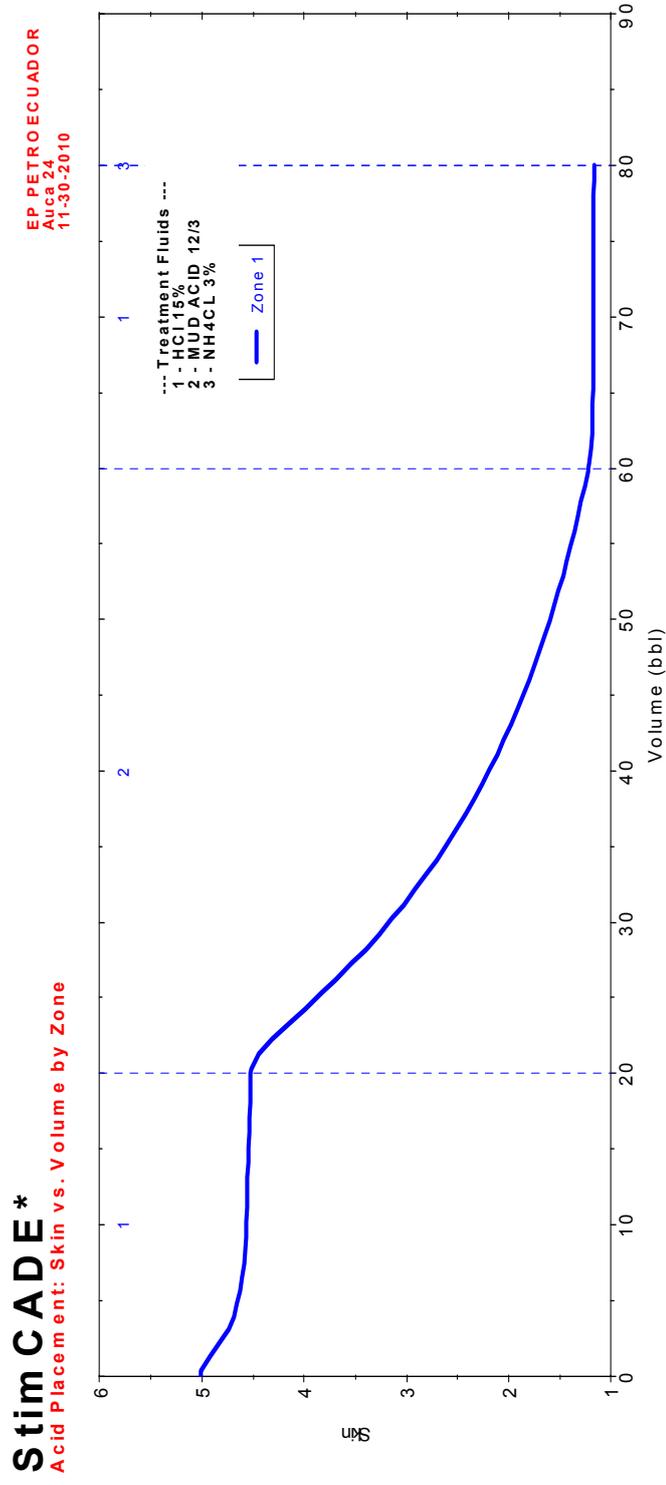
Tabla 5- 2. Resultados pozo AUC 01

Pozo	Auca 01
Skin	8
Tipo de Daño	Escala
Causa	Presencia de CaCo ₃
Tratamiento	1 Pre flujo HCL 10% @ 30 bls.
	2 Fluido Principal Mud Acid 12/3 @ 60 bls.
	3 Post Flujo 10% @ 30 bls
	4 Fluido de desplazamiento Nh ₄ Cl 3% @ 35 bls.
Skin Final	0
BPPD Antes	274 bppd
BPPD Después	380 bppd = 28% incremento en la producción del pozo.

Fuente: Software StimCADE™ & PIPESIM

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 5- 11. Resultado del la Reducción del Skin con el Tratamiento Ácido Pozo Auca 24



j) Análisis de la Curva Skin vs Volumen:

El daño final que se obtuvo en la figura 5.11 se redujo en un valor considerable de 1.2 como resultado de remoción de daño a la formación. En este caso se puede notar que se inyectó mayor volumen de tratamiento ácido y no fue posible reducir el daño por presencia de Finos en un valor de cero (0). No es recomendable inyectarle mayor volumen de ácido ya que el daño no bajara más y será una mala inversión en cuestión económica para el pozo. Ver tabla 5.3 con los resultados del pozo AUC 24.

Tabla 5- 3. Resultados pozo AUC 24

Pozo	Auca 24
Skin	4.8
Tipo de Daño	Presencia de Finos
Causa	Migración de Finos
Tratamiento	1 Pre flujo HCL 10% @ 40 bls.
	2 Fluido Principal Mud Acid 12/3 @ 80 bls
	3 Post Flujo 10% @ 40 bls
	4 Fluido de desplazamiento Nh4Cl 3% @ 35 bls.
Skin Final	1.2
BPPD Antes	337 bppd
BPPD Después	389 bppd = 13 % de incremento en la producción del pozo.

Fuente: Software StimCADE™ & PIPESIM

Elaborado por: Jennyfer Barros

5.3 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS A UTILIZARSE DE ACUERDO AL TIPO DE DAÑO

Los fluidos a utilizarse se seleccionan de acuerdo al tipo de daño que presentan los pozos y también de acuerdo a lo simulado en el programa StimCADETM que propone fluidos de acuerdo a los datos y estudios del pozo, con el objetivo de mantener una producción por un periodo más prolongada.²⁴

A continuación presento una tabla que muestra en resumen el daño, su causa y el fluido a utilizarse, para posteriormente describir a cada uno de los fluidos.

²⁴ Schlumberger handbook, Selección de Fluidos StimCADE, 2010.

Tabla 5- 4. Fluidos de Tratamiento de acuerdo al Tipo de daño

POZO	MÉTODO	ARENA	BUILD UP			TIPO DE FLUIDO	
			BPPD	S tot	TIPO DE DAÑO		CAUSA DE DAÑO
AUC-01	PPH	BT	84,315	8,0	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO	Preflujo ácido: HCL al 10% Fluido Principal: ScaleMAT Post Flujo: HCL al 10% Desplazamiento: NH4CL al 3%
AUC-21	PPH	U	236,88	14,0	EMULSIÓN	REACCIÓN POR SOLVENTES	Tratamiento Principal: Solvente CleanSWEEP. Desplazamiento: NH4CL al 3%
AUC - 24	PPS	U	337,00	4,8	FINOS	MIGRACIÓN	Preflujo ácido: Ácido acético al 10% Fluido Principal: OCA XP Postflujo ácido: Ácido acético al 10%
AUC-26	PPH	Ui	96,00	5,3	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO	Preflujo ácido: HCL al 15% Fluido Principal: ScaleMAT Post Flujo: HCL al 15% Desplazamiento: NH4CL al 3%
AUC-36	PPH	Hs	73,00	13,0	ESCALA	CARBONATO DE CALCIO	Preflujo ácido: HCL al 15% Fluido Principal: ScaleMAT Post Flujo: HCL al 15% Desplazamiento: NH4CL al 3%

Fuente: Ingeniería de Reservorios Auca

Elaborado por: Jennyfer Barros

5.3.1 PARA DAÑO CON ESCALA

Pre flujo ácido de HCL:

Como preflujo ácido se utilizará ácido clorhídrico al 10% en los pozos Auca 01 y Auca 24 y al 15 % en los pozos Auca 29 y Auca 36 respectivamente, para remover y limpiar los depósitos de carbonatos (escala) y sulfuro de hierro que pueden estar taponando a la formación.

Fluido principal:

Debido al serio problema de presencia de escala el software recomienda utilizar ScaleMAT (a los pozos Auca 01, Auca 29 y Auca 36), el cual es un antiescala que posee dos ventajas: la primera es que se absorbe en la roca y se disuelve lentamente en el agua de producción y la segunda ventaja es que es compatible con los sistemas ácidos lo que permite estimular el pozo y al mismo tiempo no permite la generación de escala posterior al tratamiento.

Postflujo ácido:

Para estos casos específicos el software recomienda utilizar salmuera con inhibidores, la cual se bombea con el objetivo de desplazar el ácido con ScaleMAT para que éste quede por unas horas en remojo en la formación y de esta manera pueda ser absorbido por los poros de la formación.

5.3.2 PARA DAÑO POR EMULSIÓN

Para daños por formación de emulsiones se trabaja con solventes, en este caso el Fluido a utilizarse será una formulación de solventes conocida como: **CleanSWEEP** que contiene Xileno, ácido acético, solvente mutual y surfactante en proporciones adecuadas. La principal función de esta formulación en este caso es de disolver las parafinas y romper las emulsiones presentes. Además tiene la ventaja de dejar la formación húmeda al agua para favorecer el flujo de petróleo de una manera más fácil.

5.3.3 PARA DAÑO POR PRESENCIA DE FINOS

Para daño por presencia de finos se tienen los siguientes procedimientos:

Pre flujo y Postflujo:

Se trabaja con pre flujo y post flujo de ácido acético al 10 %

Fluido Principal:

Para el pozo Auca 24 se recomienda utilizar el sistema denominado: **OCA XP**, el cual es un sistema orgánico de Acido Fluorhídrico que permite una penetración ácida más profunda y control de migración de finos en formaciones de arenisca que presentan este tipo de daño y que son sensibles al ácido clorhídrico.

Post Flujo:

Para estos casos el software ha recomendado utilizar cloruro de amonio (NH_4Cl) al 3% para desplazar el tratamiento OCA XP.

5.4 DESCRIPCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS A UTILIZARSE

En el Capítulo III se describieron cada una de las herramientas, tanto de fondo como también las de superficie de la Unidad de Coiled Tubing. A continuación se presentan los diagramas esquemáticos de las herramientas de fondo que se utilizarán tomando en cuenta la configuración de la completación de los pozos seleccionados.

Para el pozo Auca 24 que tiene una completación de Bombeo Electrosumergible es recomendable usar una herramienta de fondo con un jet normal que no gira para de esta manera lograr bombear el fluido a través de la camisa de completación con la presión necesaria para que pueda entrar en la formación. En el anexo 4.5 se puede ver la completación del pozo Auca 24.

Para los pozos Auca 01, 21, 29 y Auca 36, que permiten posicionar el Coiled Tubing frente a los perforados, se utilizará una herramienta con un jet giratorio conocido como JetBLASTER, para lograr de esta manera no sólo bombear el tratamiento sino también para lograr una limpieza mecánica el momento mismo de la estimulación, logrando de esta manera un efecto doble, permitiendo de esta manera mejorar la calidad del tratamiento. En el anexo 4 se pueden ver las completaciones respectivas de los pozos.

A continuación se presentan las figuras 5.12 y 5.13 que son un esquema de la configuración de una herramienta convencional y de una herramienta con Jet BLASTER respectivamente.

Figura 5-12. Herramienta Convencional de CT

BHA SCHEMATIC									
Schlumberger		Cliente:				Item		Diagrama	
		Rig/Platforma:				1			
		Número del pozo:				2			
		Restricción del pozo:				1,1			
		Temperatura de fondo:							
		Presión de fondo:							
		Presión de cabeza:							
		Quote Number:				na			
		Número de trabajo:							
		Nombre del BHA:				Jet Normal			
		Date Drawn:							
Item	Descripción Herramienta	Conecciones Herramienta		Tool O/D in Inches	Tool I/D in Inches	T-Length in Inches	F-Neck O/D in Inches		
1	Connector	Pin DS Stud ACME		1,688	1,531	2/5			
2	MHA	Pin AMMT, Caja AMMT		1,688	0,688	12			
3	Jet Normal	Caja AMMT		1,688	0,900	5			

Fuente: Handbook Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

Figura 5- 13 . Herramienta con JetBLASTER

Schlumberger		EP PETROECUADOR Rigless						Diagrama
Item	Descripción Herramienta	Conecciones Herramientas		Tool I/D	T-Length	in Inches	Item	
		Pin DS Stud ACME	Pin AMMT, Caja AMMT	Pin AMMT, Caja AMMT	Caja AMMT			
1	Connector	1,688	1,531	2/5				
2	MHA	1,688	0,688	12				
3	Filtro de Fondo	1,688	0,500	24				
4	JetBLASTER	1,688	0,300	28				

Fuente: Handbook Schlumberger

Elaborado por: Jennyfer Barros

Las dos configuraciones convencional y actual constan de los siguientes componentes:

 Conector

 MHA

- Doble válvula check
- Desconector Hidráulico
- Válvula de circulación

 Jet

- Convencional
- Blaster

5.5 PROCEDIMIENTO OPERATIVO

A continuación se presenta un procedimiento operativo basado a los estándares de la Compañía Schlumberger para realizar sus trabajos de Estimulación con la Unidad de Coiled Tubing.²⁵

1. Mover la Unidad de Coiled Tubing, camión bomba, cisterna de ácido y químicos para el pozo respectivo.
2. Discutir con el representante del cliente el programa de trabajo.
3. Conseguir el permiso de trabajo, y llevar a cabo una reunión de seguridad con el Company Man, el personal de Well Services y todo el personal involucrado en la operación de estimulación.

²⁵ Schlumberger, Manual de Operaciones con CT, 2010.

4. Preparar el pozo para ser intervenido con la unidad de CT. (abrir la camisa con unidad de slickline, si es que aplica).
5. Alinear las unidades en la locación y proceder a instalar la unidad de Coiled Tubing y realizar pruebas del equipo de acuerdo a los estándares de seguridad de Schlumberger.
6. Instalar el adaptador del cabezal del pozo y BOP's. Realizar la prueba de funcionamiento de los brazos del BOP.
7. Realizar prueba de presión a líneas de superficie con 4,000 psi y el equipo de control de pozo con 3,500 psi (probar: válvula master, adaptador del cabezal, y el ram ciego del BOP).
8. Revisar el desconector hidráulico, verificar que en la locación se tenga las canicas de desconexión acordes para activar el desconector en caso de contingencia.
9. Armar el conector de cuñas internas en la punta del coiled tubing y probar con 15,000 lbs (Registrar esta prueba en el sistema de adquisición de datos).
10. Armar el BHA.
11. Acoplar Cabeza Inyectora sobre BOP y realizar prueba de presión con 3,000 psi (stripper, ram anular del BOP, válvula ecualizadora del ram anular y válvulas check). Asegurar la cabeza inyectora, configurar los sensores del sistema de adquisición (profundidad y peso).
12. Preparar 40 bbl de cloruro de potasio al 1%, esto para evitar que no entre agua contaminada y se formen emulsiones en la formación.
13. Cambiar de fluido del CT en superficie por agua con KCL al 1% (capacidad CT = 24 bbl).

14. Realizar una reunión pre-operacional con la cuadrilla de Well Services y el personal involucrado en el trabajo de bombeo con Coiled Tubing.
15. Iniciar a bajar el CT a una velocidad menor de 20 ft/min hasta pasar los accesorios del cabezal (100 ft).
16. Continuar bajando a una velocidad aproximada de 70 ft/min realizando pruebas de tensión cada 3,000-ft. y rompiendo circulación con 3-bbls de agua tratada hasta que el CT este frente a la camisa o a los perforados de la arena respectiva.
17. Con autorización del representante de EP Petroecuador mezclar los fluidos del tratamiento descritos en la tabla 5.1.
18. Llenar el espacio anular Casing/Tubing y Tubing/Coiled Tubing de ser necesario con agua tratada.
19. Con la válvula wing abierta, bombear el tratamiento hasta la punta del Coiled Tubing (capacidad del CT = 24bbl), parar bombeo.
20. Cerrar válvula wing, válvula del casing y verificar que los espacios anularers Csg/Tbg y Tbg/CT estén llenos, caso contrario llenar con agua con surfactante, presurizar anular Tbg/CT con 500 psi.
21. Bombear el tratamiento a 1 bpm desplazándolo con el fluido respectivo @ 1,500 psi (verificar esta presión con los datos de la completación provista por el cliente en locación, especialmente tomar en cuenta la presión máxima que pueda soportar el casing de 7")
22. Una vez terminado el bombeo abrir válvula wing, desfogar presiones y levantar CT hasta superficie.
23. Neutralizar el remanente de ácido que queda dentro de la tubería de coiled tubing con: 5bbl de agua fresca + 55 lb de M003 (sosa cáustica).

24. Cambiar fluido del CT por agua fresca con inhibidor de corrosión Interno.

25. Desarmar equipo de Schlumberger y entregar el pozo al cliente para ser evaluado.

CAPÍTULO VI

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Una vez realizado este estudio se determinó lo siguiente:

6.1 CONCLUSIONES

- Se hizo una preselección de **16 pozos (Tabla 4.3)** del Campo Auca Central de EP Petroecuador basándome en tres factores específicos como lo son: tasa de producción, tipo de completación y daño de la formación, de los cuales se ha propuesto como pozos candidatos a ser estimulados los siguientes pozos **Auca 01, Auca 21, Auca 24, Auca 29 y Auca 36** del Campo Auca Central de EP Petroecuador ya que estos pozos presentan una declinación en la producción y las características que se requiere para ser pozos candidatos a ser estimulados con ácido mediante la Unidad de Coiled Tubing.
- De acuerdo a la interpretación de la información técnica del campo como lo son historiales de reacondicionamiento y producción, completaciones, presión del yacimiento, mineralogía, pozos vecinos y pruebas Build up, se pudo determinar que existen tres tipos de daño a la formación en estos 5 pozos candidatos que son: Presencia de Escala, Emulsiones y Migración de Finos respectivamente.

- Después de analizar la teoría de daño de la formación y los historiales de reacondicionamiento de cada pozo candidato, se obtuvo como respuesta a esta investigación que la causa de daño para cada tipo de Skin es la siguiente: Presencia de Escala, su causa es la presencia de Carbonato de Calcio (CaCO_3); Emulsión, su causa es la reacción por solventes; y Finos, su causa es la migración de los mismos.
- Los pozos candidatos presentan dos tipos de completaciones que son Bombeo Electrosumergible y Bombeo Hidráulico, es por esta razón que para el pozo Auca 24 con Bombeo Electrosumergible se debe utilizar una herramienta convencional de Coiled Tubing que es el Jet Normal que no gira para que la presión de bombeo del tratamiento llegue a la formación, mientras que para los pozos Auca 01; Auca 21; Auca 29 y Auca 36 Con Bombeo Hidráulico se debe utilizar la herramienta de Jeteo Giratorio Jet Blaster ya que se tiene la accesibilidad suficiente para colocar la herramienta frente a los perforados y se puede tener un doble efecto de limpieza y estimulación a la vez.
- De acuerdo al estudio al microscopio de los núcleos, los pozos candidatos tienen como formación una arenisca, la misma que está compuesta por partículas de cuarzo – dióxido de silicio (SiO_2), carbonatos, sílice y arcillas y sus arenas respectivas son: Auca 01- Arena Basal Tena; Auca 21, 24 y 29 – Arena Napo “U”; y el pozo Auca 36 – Arena Hollin superior. Además, de acuerdo a la interpretación del estudio al microscopio electrónico de barrido de muestras de

núcleos de corona de las formaciones de los pozos candidatos se tiene como resultados, areniscas finas a medias subangular a subredondeadas, con contacto longitudinales y cemento silíceo lo que permite establecer los parámetros o data de entrada para poder realizar las simulaciones en el software de Estimulación.

- La escasa presencia de arcilla caolinita no representa problema alguno con respecto a daños formacionales causados por migración de esta arcilla o taponamiento de poros por precipitados químicos, por ser una arcilla químicamente estable.
- El dióxido de silicio y la arcilla, conjuntamente con el material calcáreo, reaccionan con el ácido fluorhídrico a una velocidad de reacción más lenta en comparación con la reacción del ácido clorhídrico en una caliza en el proceso de estimulación ácida, permitiendo de esta manera que no existan precipitados secundarios, y la estimulación pueda ser más apropiada, la decisión del cliente para usar el tipo de ácido específico depende también del costo del tratamiento.

- Para los pozos candidatos con daño de Escala por causa de carbonato de Calcio que son los pozos Auca 01, Auca 29 y Auca 36, el fluido principal que el Software de Simulación para estimulación Ácida con la Unidad de Coiled Tubing recomienda es ScaleMAT* que es un antiescala, que se usa con un preflujo y postflujo de Ácido clorhídrico (HCl) y salmuera con inhibidores respectivamente en rangos de 10 y 15 % de concentración.
- Para el pozo candidato con daño de Emulsión (pozo Auca 21), el Software StimCADE™ recomienda usar como fluido principal el solvente CleanSWEEP, que contiene Xileno, ácido acético, solvente mutual y surfactante en proporciones adecuadas.
- Para el pozo candidato con daño por Migración de Finos (pozo Auca 24), el software StimCADE™ recomienda usar como fluido principal OCA XP, que es un sistema orgánico de Ácido Fluorhídrico que permite una penetración ácida más profunda y control de migración de finos en formaciones de areniscas que presentan este tipo de daño y que son sensibles al ácido clorhídrico; y como preflujo y postflujo ácido acético al 10%.

- Después del tratamiento ácido en el pozo AUC 01 el Skin de +8 bajará con el tratamiento a 0, permitiendo mejorar en un 28% la producción del pozo; con una tasa de 274 BPPD antes de la estimulación a 380 BPPD después de simular con el software PIPESIM.
- Si al pozo candidato Auca 24 se lo realiza un trabajo de estimulación Ácida con la Unidad de Coiled Tubing que tiene un Skin actual de valor 4,8 se reducirá a un valor Skin de 1,2 y de una rata de producción de 337 BPPD se tendría una rata de 389, incrementando así 13 % su producción.
- Si en el pozo Auca 29 se reduce el daño de la formación de 5,3 a un valor Skin de 1,2 con la estimulación ácida con CT se tendrá de una tasa de 160 BPPD a una tasa mejorada de 285 BPPD, lo que significa un incremento del 44% en la producción del pozo.
- Para el desarrollo de este proyecto se estableció una inversión de 95,000 USD para la realización de las tres Estimulaciones Ácidas con CT, siendo el costo promedio de 30,000 USD por pozo, costo que involucra los gastos operacionales, productos y unidad CT.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda poner en práctica el estudio propuesto, ya que los resultados de las simulaciones a los pozos candidatos muestran que con el trabajo de Estimulación Ácida se reduciría el daño a la formación que estos pozos presentan y se tendría un significativo aumento en la producción en estos pozos del Campo Auca Central de EP PETROECUADOR.
- Realizar un cronograma para las Estimulaciones Ácidas de los pozos candidatos con el cual se dé inicio a estos trabajos con los pozos AUC – 01, AUC – 29 y AUC – 36, que presentan daño por presencia de escala y posteriormente los pozos AUC – 21 y AUC – 24 que presentan daños por Emulsión y Finos respectivamente.
- Para la ejecución de los trabajos de reacondicionamiento con Estimulación Ácida en el Campo AUCA CENTRAL de EP PETROECUADOR se recomienda, recopilar la mayor cantidad de datos posibles y actualizados a fin de obtener una buena simulación del pozo cuando se realice la Acidificación. Mientras más información relevante se tenga del campo se obtendrá una mejor interpretación de los resultados y de esta manera se podrá elegir el tratamiento más adecuado con un mayor costo-beneficio.

- Proponer una prueba de restauración de presión (Build up), para obtener datos actualizados de presión de reservorio, daño de formación y permeabilidad, permitiendo así utilizar datos más representativos para realizar el diseño del tratamiento de Estimulación Ácida con la Unidad CT.
- Es muy importante realizar un Build up y curvas IPR antes y después de la estimulación, para comparar las condiciones del reservorio con el daño antes del trabajo y el daño después del trabajo y también las tasas de producción.
- La introducción de un agente absorbedor de hierro y consumidor de oxígeno es recomendable para el pozo AUC-36 que se encuentra en la formación Hollin y que tiene presencia de pirita (S_2Fe), rica en hierro y sensible a aguas ácidas, para inhibir la precipitación de hidróxido férrico que en algún caso podría taponar los poros de la arenisca y con ello impedir el libre flujo de hidrocarburos.

BIBLIOGRAFÍA

- Tony Martin & Michael J. Economides, (2007), Modern Fracturing, Houston, Texas.
- BJ Services Company, (2005), Formation damage- Handbook.
- BJ Services, Fundamentos de Acidificación, (2004), Tratamientos con ácidos, Neuquén – Argentina.
- B.C. Craft & M.F. Hawkins, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos, (1968), Movimiento de Fluidos en el yacimiento, Universidad del Estado de Louisiana – USA.
- Halliburton Energy Services, (2000), Manual de Sandstone, Sistema de Acidificación.
- Halliburton Energy Services, (1997), Mineral handbook, U.S.A.
- Ing. Luis Rodríguez, Petrobras Handbook, Estimulación Matricial y Daño a la Formación.
- Peter Valkó & Ali A. Daneshy, Texas A & M University, (2008), Well Stimulation.
- Erik Ferdiansyah, Schlumberger Well Services, (2002), Scale Removal and Inhibition.
- San Antonio Company, (2009), Coiled Tubing Applications.
- Instituto Mexicano del Petróleo, (2008), Tratamiento de estimulación simultaneo no-reactivo y activo.
- Arthur Parapat, Oilfield Review, (2009), Opciones para estimulación de Pozos, Kemaman – Malasia.

- Schlumberger, Well Services, Matrix Stimulation Manual, (2009), Houston – Texas.
- Andrés Caicedo & Wendy Cuenca, (2009) Tesis Escuela Politécnica, Optimización de las Facilidades de Producción del Campo Auca, Quito.
- Biblioteca Virtual Universidad Central, Víctor Sogso, (2009), Determinación del daño de formación en el campo Cononáco.
- Schlumberger, Well Services, (2008) Coiled Tubing Services, Componentes de la Unidad CT, Houston – Texas.
- Schlumberger, Well Services, (2009), Software development, Matrix Stimulation Engineering.
- Schlumberger, Well Services, (2010), Manual de Procedimientos con CT.
- Schlumberger, Well Services, (2010), Manual de Selección de Fluido de tratamiento.
- Centro de Investigaciones Geológicas, Estudio al Microscopio de Núcleos de las formaciones Hollin inferior y Napo “U” Inferior, (2004), Guayaquil.
- Schlumberger Handbook, Damage Identification.
- Departamento de Yacimientos EP Petroecuador, Campo Auca – Historial Geográfico.
- Ing, Joaquín Vargas, Departamento de Yacimientos EP Petroecuador, (2010) Campo Auca – Estudio geográfico.
- Schlumberger handbook, Selección de Fluidos StimCADE, 2010.
- INTEVEP, Daños a la Formación, (1997).
- Freddy Humberto Escobar Ph.D., Análisis Moderno de Presiones de Pozos, (2003), Neiva- Huila.

GLOSARIO TÉCNICO

Agua de formación.- Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

Acidificación.- Tratamiento para pozos de petróleo de gas que se aplica con ácido (generalmente clorhídrico) para disolver la cal de la arena, de manera de facilitar y aumentar la producción de petróleo o gas.

Acidificación matricial.- Procedimiento mediante el cual el flujo de ácido es confinado a los poros y canales de flujo naturales de la formación para aumentar la permeabilidad y porosidad de la formación productora.

Acido clorhídrico.- Solución de gas de cloruro de hidrógeno disuelto en agua. Se utiliza como fluido base en muchos de los sistemas de BJ. A veces se le denomina ácido muriático.

API (American Petroleum Institute).- La gravedad específica del petróleo se determina sobre la base de los estándares del API.

Extra pesado < 10

Pesado 10 - 20

Medio 20 - 35

Liviano 35 - 45

Arcilla.- Término que designa un mineral o una roca compuesta esencialmente por estos minerales, pertenecientes al grupo de filosilicatos hidratados que se presentan en cristales muy pequeños.

Arenisca.- Roca sedimentaria detrítica terrígena compuesta de un 85% por lo menos de granos de cuarzo más o menos redondeados, de 1/16 mm (62,5 μ m) a 2 mm. Estas rocas son de color blanquecino a gris claro o diversamente coloreadas, según la naturaleza del cemento, en rojo (óxidos de hierro), en verde (glauconita), etc.

Backsurging.- Acción de presurizar un ácido contra los orificios de cañoneo en un pozo sin exceder la presión de fracturamiento en el pozo, y luego liberar la presión muy rápidamente a través del punto de purga del camión.

Bloqueo por agua.- Reducción de la permeabilidad de una formación que se produce por agua de alta tensión superficial (interfacial) en los espacios interporales.

Caliza.- Roca sedimentaria carbonatada que contiene al menos un 50% de calcita CaCO_3 , pudiendo estar acompañada de dolomita, aragonito y siderita. Las calizas tienen poca dureza y en frío reportan efervescencia (desprendimiento burbujeante de CO_2) bajo la acción de un ácido diluido.

Caolinita.- Es una de las arcillas más frecuentemente encontrada en las formaciones productoras de hidrocarburos y dado que es un aluminio-silicato hidratado, reaccionando en ácidos en forma similar a como reacciona el cuarzo, por su estructura y unión entre capas, las moléculas de agua no pueden ingresar, por lo que no es hinchable.

Carbonato.- Roca o mineral compuesto parcial o totalmente de calcita, dolomita y siderita.

Cementación.- La aplicación de una lechada de cemento en una o varias partes, dentro o fuera de la tubería de revestimiento.

Cemento.- Material precipitado químicamente después de la depositación. Es el proceso principal que lleva a reducir la porosidad en las areniscas. Los cementos más comunes son el cuarzo, la calcita y los minerales de arcilla.

Completación.- Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo.

Contacto agua-petróleo.- Plano en el cual el petróleo que está en la roca almacén se pone en contacto con el agua situada en su posición inferior.

Daño de pared (skin damage).- Es la disminución de la permeabilidad en las paredes del pozo de la formación productora y sus proximidades. Este daño se produce por diferentes razones: Invasión del filtrado del lodo de perforación, depósito de arcillas, precipitación de carbonatos, formación de emulsiones, crecimiento de bacterias, depósitos de parafina, incremento del agua connata, etc. El daño de pared disminuye la capacidad de flujo del pozo.

Declinación de la producción.- Es la disminución anual de la producción expresada en porcentaje, que experimenta un yacimiento. Se la obtienen dividiendo la tasa de producción de fin de año para la producción a comienzos de año.

Eficiencia de Flujo (EF).- Es una medida cuantitativa de la condición del pozo (dañado o estimulado), este término es la relación entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal que podría resultar si el pozo no estuviese estimulado o dañado.

Emulsión.- Mezcla en la cual un líquido es dispersado en otro en forma de gotitas muy finas.

Factor de daño (S).- Es el factor que resulta al dividir la producción real del pozo para su producción teórica. La producción teórica refleja la producción sin daño ni mejora (estimulación) al reservorio.

Factor volumétrico del petróleo (β_0).- Es un factor que representa el volumen de petróleo saturado con gas, a la presión y temperatura del yacimiento, por unidad volumétrica de petróleo a condiciones normales.

Fluido de perforación: Mezcla utilizada para estabilizar las paredes del pozo y transportar a superficie los ripios de perforación. Sinónimo de lodos de perforación.

Forzamiento con el pozo cerrado (“bullhead”).- Método mediante el cual se forza a entrar el fluido del pozo en una formación adelante del ácido.

Fracturación.- Situación que se presenta en un pozo si la presión hidrostática del lodo es superior al límite de rotura de la formación en una dirección cualquiera, generalmente en el plano horizontal, por lo que se desarrolla una fractura perpendicular a dicho eje.

Fracturamiento ácido.- Procedimiento mediante el cual se forza la entrada de ácido en una formación a una presión suficientemente alta para que la formación se agriete.

Gravedad específica.- El coeficiente del peso de una sustancia a una temperatura determinada y el peso de un volumen igual de una sustancia estándar a la misma temperatura.

Gradiente de fracturación.- Gradiente de presión bajo el cual una formación se rompe y admite fluido del pozo.

Gravedad específica.- La relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4°C.

Índice de productividad: Es la razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día, a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) en un punto medio del intervalo productor. El índice de productividad es una medida del potencial del pozo a de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida.

Ley de Darcy.- Ley formulada en 1856 que establece que el flujo que atraviesa una roca es inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y directamente a la presión aplicada y a la cantidad, tamaño y disposición de los poros de la roca considerada.

Muestra PVT.- Muestra del fluido de formación, obtenida en los ensayos de producción y conservada en las mismas condiciones que en el yacimiento, que se emplea para realizar ensayos PVT (Presión, Volumen, Temperatura) y permitir un mejor conocimiento del potencial del yacimiento y de su comportamiento previsible durante la producción.

Parafina.- Mezcla de hidrocarburos, sólida a temperatura ambiente. Material sólido o semi-sólido derivado de destilados o residuos; se emplea para distintos propósitos incluyendo velas y encerados.

Permeabilidad.- La permeabilidad normal es una medida de la capacidad de una roca para transmitir un fluido monofásico bajo condiciones de flujo laminar. La unidad de permeabilidad es el Darcy.

Porosidad.- Generalmente expresada en forma de porcentaje, entre el volumen de los huecos o espacios vacíos de una roca y su volumen total. Representa el volumen de roca que puede contener fluidos y su valor generalmente varía entre el 0% en rocas cristalinas y metamórficas y el 30% en calizas arenas limpias de arcillas.

Presión de formación.- Presión de los fluidos de una formación medida en la profundidad a la que se encuentra.

Presión de saturación.- Es la presión a la cual líquido (petróleo) y vapor (gas) están en equilibrio. A menudo la presión de saturación es sinónimo de presión de burbujeo, en la cual el petróleo ocupa prácticamente todo el sistema, excepto una cantidad infinitesimal de gas.

Presión de tratamiento en la superficie (Surface Treating Pressure -stp).- Presión que se lee en el manómetro de superficie cuando se está inyectando fluido de tratamiento en un pozo.

Pre-flujo.- Fluido que se usa delante de la solución ácida en un tratamiento de estimulación con ácido. Algunas veces se le denomina punta de lanza.

Post-flujo.- Fluido que se utiliza después de bombear una solución de ácido en un pozo en un tratamiento de estimulación con acidificación.

Restauración de presión (Pressure Build Up).- Es el proceso por el cual se obtiene la presión instantánea en el fondo de un pozo, a partir del momento en que se cierra la producción.

Seguridad.- Es un estado ideal al que aspira toda organización para el desarrollo de su actividad, sin riesgo para el personal, las instalaciones y/o terceros.

Solvente.- Nombre genérico de un líquido capaz de disolver o dispersar otras sustancias.

Viscosidad.- Medida de la resistencia de un fluido a fluir o escurrir. Estado pegajoso, normalmente se abate al elevar la temperatura.

Yacimiento (Reservorio).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Zona alterada.- Zona alrededor del pozo en la que las características originales de la roca han sido alteradas a causa de la invasión o por la perforación.

ANEXOS

ANEXO N° 1.1: Reporte de producción del Campo Auca Central

Reporte de Producción Mensual por Pozo y Yacimiento																		
Período 01-Jun-2010 / 30-Jun-2010																		
Total Período 01-Jun-2010 / 30-Jun-2010																		
Campo	Cod. Campo	Pozo	Yacimiento	Cod. Yac.	Fecha	Promedio de Pruebas de Producción							Petróleo Mensual					
						Bppd	ays	gor	gasf	api	pcab	Estf.	Mét.	Ult. Est.	Días	Petróleo	Agua	Gas
AUCA	AUC	1	BASAL TENA	BT	30/06/2010	109	37,9	533	87,94	22,8	60		HP	PP	30	3085,22	1882,93	2489,18
AUCA	AUC	6	BASAL TENA	BT	30/06/2010	383	30,2	65	24,96	23,6	90		HJ	PP	30	10869,04	4702,65	706,50
AUCA	AUC	18	BASAL TENA	BT	30/06/2010	180	39,7	139	25,02	21,8	110		HJ	PP	30	5094,86	3354,33	708,20
AUCA	AUC	20	BASAL TENA	BT	30/06/2010	125	36,4	163	20,05	26,6	95		HP	PP	30	3538,10	2024,95	567,52
AUCA	AUC	26	BASAL TENA	BT	30/06/2010	180	52,7	139	25,02	25,1	130		HP	PP	30	5094,86	5676,52	708,20
AUCA	AUC	5	HS+HI	HD	30/06/2010	233	53,9	43	10,06	25,3	80		HP	PP	30	6623,32	7743,97	284,75
AUCA	AUC	39	HS+HI	HD	30/06/2010	486	55,0	11	5,24	26,6	0		S	PP	30	13772,39	16832,92	148,32
AUCA	AUC	60	HS+HI	HD	30/06/2010	325	56,0	15	4,89	28,9	0		S	PP	30	9227,37	11743,92	138,41
AUCA	AUC	38	HOLLIN INF-(PRNCPAL)	HI	30/06/2010	186	57,3	54	10,04	26,4	140		HP	PP	30	5264,69	7064,80	284,19
AUCA	AUC	53	HOLLIN INF-(PRNCPAL)	HI	30/06/2010	467	89,0	21	9,83	31,0	0		S	PP	30	13246,65	107177,42	278,24
AUCA	AUC	5	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	393	67,2	33	9,93	26,0	180		HJ	PP	30	11131,87	22806,75	281,07
AUCA	AUC	32	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	407	44,5	12	4,88	25,8	115		HP	PP	29,67	11392,05	9134,17	136,59
AUCA	AUC	34	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	386	61,7	13	5,03	27,2	75		HJ	PP	30	10953,96	17646,46	142,38
AUCA	AUC	36	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	231	10,4	43	9,93	26,9	50		HP	PP	28,87	6293,21	730,46	270,53
AUCA	AUC	45	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	123	80,0	41	5,04	27,0	0		S	PP	30	3481,49	13925,96	142,66
AUCA	AUC	51	HOLLIN SUPERIOR	HS	30/06/2010	332	2,0	16	4,94	31,2	0		S	PP	30	9412,54	192,09	139,83
AUCA	AUC	3	ARENA T	T	30/06/2010	702	3,0	107	75,22	25,8	30		HJ	PP	30	19898,28	615,41	2129,14
AUCA	AUC	19	ARENA T	T	30/06/2010	307	16,8	162	49,9	26,4	210		HP	PP	30	8717,88	1760,34	1412,44
AUCA	AUC	27	ARENA T	T	30/06/2010	522	17,7	143	74,79	26,8	230		HJ	PP	30	14803,41	3183,72	2116,97
AUCA	AUC	33	ARENA T	T	30/06/2010	396	4,3	189	75,03	26,4	0		HP	PP	30	11237,01	504,90	2123,76
AUCA	AUC	35	ARENA T	T	30/06/2010	382	8,6	145	49,88	26,6	160		HP	PP	30	10840,69	1020,02	1411,88
AUCA	AUC	40	ARENA T	T	30/06/2010	412	5	127	50,17	28,1	0		S	PP	30	11670,79	614,25	1420,08

Reporte de Producción Mensual por Pozo y Yacimiento

Periodo 01-Jun-2010 / 30-Jun-2010

Total Periodo 01-Jun-2010 / 30-Jun-2010		Promedio de Pruebas de Producción										Petróleo Mensual					
Campo	Pozo	Yacimiento	Cod. Yac.	Fecha	Bppd	ays	gor	gasf	api	pcab	Estr.	Mét.	Ult. Est.	Dias	Petróleo	Agua	Gas
AUCA	49	ARENA T	T	30/06/2010	999	32	100	100	18	0		S	PP	30	28304,8	13319,91	2830,55
AUCA	57	ARENA T	T	30/06/2010	1486	6	69	99,71	26,7	0		S	PP	30	42063,09	2684,88	2822,34
AUCA	59	ARENA T	T	30/06/2010	1063	25	94	100,02	26,3	0		S	PP	30	30116,31	10038,77	2831,11
AUCA	22	TS+TI	TD	30/06/2010	168	26,1	149	25,03	26,9	200		HP	PP	28,37	4497,63	1588,47	670,09
AUCA	9	ARENA U	U	30/06/2010	292	28,3	86	25,11	26,8	100		HP	PP	28,37	7817,3	3085,49	672,23
AUCA	10	ARENA U	U	30/06/2010	365	37	70	24,85	24,1	0		S	PP	30	10348,95	6077,96	703,39
AUCA	15	ARENA U	U	30/06/2010	196	69,6	128	25,09	23,8	110		HJ	PP	30	5547,74	12701,41	710,18
AUCA	16	ARENA U	U	30/06/2010	215	61,2	158	24,96	25,9	185		HJ	PP	30	6106,8	9632,37	706,5
AUCA	21	ARENA U	U	30/06/2010	206	32,6	132	25,08	26,3	130		HP	PP	30	5859,08	2833,92	709,9
AUCA	24	ARENA U	U	30/06/2010	446	5	45	20,11	24,8	0		S	PP	30	12652,25	665,91	569,22
AUCA	25	ARENA U	U	30/06/2010	236	41	105	24,89	26,3	180		HP	PP	30	6708,24	4661,66	704,52
AUCA	28	ARENA U	U	30/06/2010	194	58,9	129	25,03	25,9	125		HJ	PP	30	5491,13	7869,29	708,49
AUCA	29	ARENA U	U	30/06/2010	109	45,2	96	9,98	23,8	100		HJ	PP	30	3092,29	2550,58	282,49
AUCA	30	ARENA U	U	30/06/2010	261	23,4	110	25,08	26,3	140		HP	PP	29,83	7367,76	2250,73	705,94
AUCA	31	ARENA U	U	30/06/2010	149	14,1	168	25,03	23,1	100		HP	PP	29,83	4193,99	688,42	704,53
AUCA	43	ARENA U	U	30/06/2010	197	48,6	127	25,02	26,9	100		HP	PP	29,83	5561,33	5258,38	704,25
AUCA	50	ARENA U	U	30/06/2010	169	17,6	148	25,01	26,7	125		HJ	PP	30	4783,51	1021,72	707,92
AUCA	52	ARENA U	U	30/06/2010	299	4	83	24,9	20	0		S	PP	30	8491,44	353,81	704,81
AUCA	62	ARENA U	U	30/06/2010	391	60	65	25,03	24,1	0		S	PP	30	11074,72	16612,08	708,49
AUCA	65	ARENA U	U	30/06/2010	156	25	96	14,98	19	0		S	PP	30	4415,55	1471,85	424,02
AUCA	73	ARENA U	U	30/06/2010	276	3	90	24,93	19	0		S	PP	30	7840,43	242,49	705,66
AUCA	76	ARENA U	U	30/06/2010	279	5	89	24,92	19	0		S	PP	30	7925,34	417,12	705,37
AUCA	77	ARENA U	U	30/06/2010	305	3	82	25,09	18,5	0		S	PP	30	8661,27	267,87	710,18
Total AUCA															499113,98	386243,85	42565,92

ANEXO N° 1.2: Reporte de Reacondicionamiento del Auca 01

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS						
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS		
				ANTES	DESPUES	
		AUCA 01 D				
1	08/06/1979	ELIMINAR CORTE DE AGUA CON TAPÓN CIBP EN HOLLIN.	DE 550 A 1968 BBPD	80,00	3,00	
2	24/08/1981	AISLAR CORTE DE AGUA CON EMPACADURA PERMANENTE FI.	DE 479 A 175 BPPD NO EXITOSO	72,00	6,00	
3	21/11/1982	AISLAR ENTRADA DE AGUA A HOLLIN CON SQUEEZE Y ESTIMULACIÓN ACIDA A HS.	DE 455 A 790 BPPD	75,00	1,40	
4	19/06/1984	INSTALAR CAVIDAD TIPO E PARA PRODUCIR CON PPH.	DE 1366 A 1809 BPPD	0,10	0,80	
5	28/08/1987	COMPLETAR DENSIDAD DE DISPAROS A HOLLIN.	SE INCREMENTA A 436 BPPD			
6	17/09/1987	CAMBIO DE CABEZAL POR OBSTRUCCIÓN EN EL MASTER.	SE INCREMENTA A 1381 BPPD			
7	02/09/1990	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR OBSTRUCCION DE TUBERIA 2 3/8 A 10080 FT.	BUILD UP INDICA SKIN DE 23			
8	19/07/1995	REPUNZONAR ARENA "T" Y PUNZONAR "BT".	DE 252 A 285 BPPD	82,40	78,50	
9	31/10/1997	CAMBIO DE COMPLATACIÓN POR HUECO EN TUBERIA.	DE CERRADO A 504 BPPD		17,60	
10	14/07/2007	CAMBIO DE COMPLETACION POR CAVIDAD DAÑADA Y REPUNZONAR "BT".	DE CERRADO A 225 BPPD		19,00	

ANEXO N° 1.3: Reporte de Reacondicionamiento del Auca 21.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS						
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS		
				ANTES	DESPUES	
AUCA 21 D						
1	19/03/1979	TRATAMIENTO ANTIESCALA/ACIDIFICAN "T" CON RMA/ Y BAJAN COMPLETACIÓN PPH	MUERTO A 1754 BPPD	0,00	11,00	
2	29/02/1980	RECUPEREAR BOMBA KOBE X RECDIRCULACIÓN.	CERRADO A 2792BPPD	0,00	0,00	
3	18/10/1980	SACAR BOMBA KOBE POR FLUJO INVERSO.	DE 745 A 3345 BPPD	0,60	3,60	
4	07/03/1982	CAMBIO DE CAVIDAD KOBE TIPO "B"	DE 2592 A 2540 BPPD	6,10	5,80	
5	27/02/1984	CAMBIAR CAVIDAD KOBE "B" POR "D"	CERRADO A 2275 BPPD		13,60	
6	11/05/1988	CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE FONDO POR PRESENCIA DE ESCALA.	A 1737 BPPD EN LA U Y T		11,10	
7	27/07/1988	CAMBIO DE COMPLETACIÓN DE FONDO.	CERRADO A 1418 BPPD		29,30	
8	06/11/1989	CAMBIO DE CAVIDAD.	DE 623 A 1247 BPPD	36,00	17,00	
9	20/10/1990	EMPACADURA DESANSENTADA.	A 1349 BPPD		23,30	
10	27/07/1992	EMPACADURA DESANSENTADA.	DE 148 A 974 BPPD	10,10	3,40	

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS						
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS		
				ANTES	DESPUES	
		AUCA 21 D				
11	27/06/1994	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG-CSG.	CERRADO A 808		44,00	
12	12/02/2001	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAVIDAD.	DE 143 A 310 BPPD	67,60	41,20	
13	19/02/2003	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG-CSG.	CERRADO A 471		30,70	
14	07/03/2004	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG-CSG.	CERRADO A 339 BPPD		56,70	
15	01/04/2004	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG-CSG.	CERRADO A 451 BPPD		36,60	
16	21/06/2006	CAVIDAD MAL ESTADO/PRESENCIA DE SCALAY COM TBG- CSG.	CERRADO A 386 BPPD		33,40	
17	05/09/2009	CAMBIO DE COMPLETACIÓN X COMUNICACIÓN BAJOR IER PACKER.	CERRADO A 274 BPPD		37,00	
18	05/12/2009	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR BAJO CAVIDAD.	DE 219 A 233 BPPD	64,00	32,00	

ANEXO N° 1.4: Reporte de Reacondicionamiento del Auca 24.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS						
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS		
				ANTES	DESPUES	
AUCA 24 D						
1	09/06/1984	ELIMINAR CORTE DE AGUA DE HOLLIN CON SQZ Y PUNZONAR.	DE 334 A 83 BPPD	90,00	85,00	
2	15/03/1985	CONTROLAR AGUA CON SQZ, PUNZONAR, EVALUAR "U Y T" BAJAR CAVIDAD KOBE.	DE 393 A 1216 BPPD	80,00	36,00	
3	14/01/1987	AISLAR ENTRADA DE AGUA CON SQZ EN HOLLIN. RECUPERAR PESCAO WIRE-LINE.	MUERTO A 224 BPPD		51,00	
4	08/06/1988	CAMBIO DE COMPLETACIÓN POR CAVIDAD EN MAL ESTADO	CERRADO A 341		0,70	
5	09/10/1988	CAMBIO DE ARBOL DE NAVIDAD	CERRADO A 407		2,10	
6	16/11/1990	CAMBIO DE COMPLETACION, BOMBA ATASCADA EN LA CAVIDAD.	CERRADO A 312		0,57	
7	13/07/2005	CAMBIO DE COMPLETACION, CAMISA DEFECTUOSA DE "HS" COMUNICACIÓN TBG-CSG.	CERRADO A 146		49,90	
8	24/08/2005	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG – CSG.	MUERTO A 530 BPPD		29,50	
9	13/03/2007	CAMBIO DE COMPLETACIÓN COM TBG – CSG.	MUERTO A 213		11,40	
10	03/07/2008	CAMBIO DE COMPLETACION PRO BOMBA ATASCADA (PRESENCIA DE FINOS).	MUERTO A 264		26,20	
11	04/05/2009	CAMBIO DE COMPLETACION POR CAVIDAD DAÑADA (FINOS).	A 498 BPPD		12,50	
12	18/11/2009	CAMBIO DE PPH A PPS, AHORRO DE FLUIDO MOTRIZ.	DE 390 A 392 BPPD	9,00	10,00	

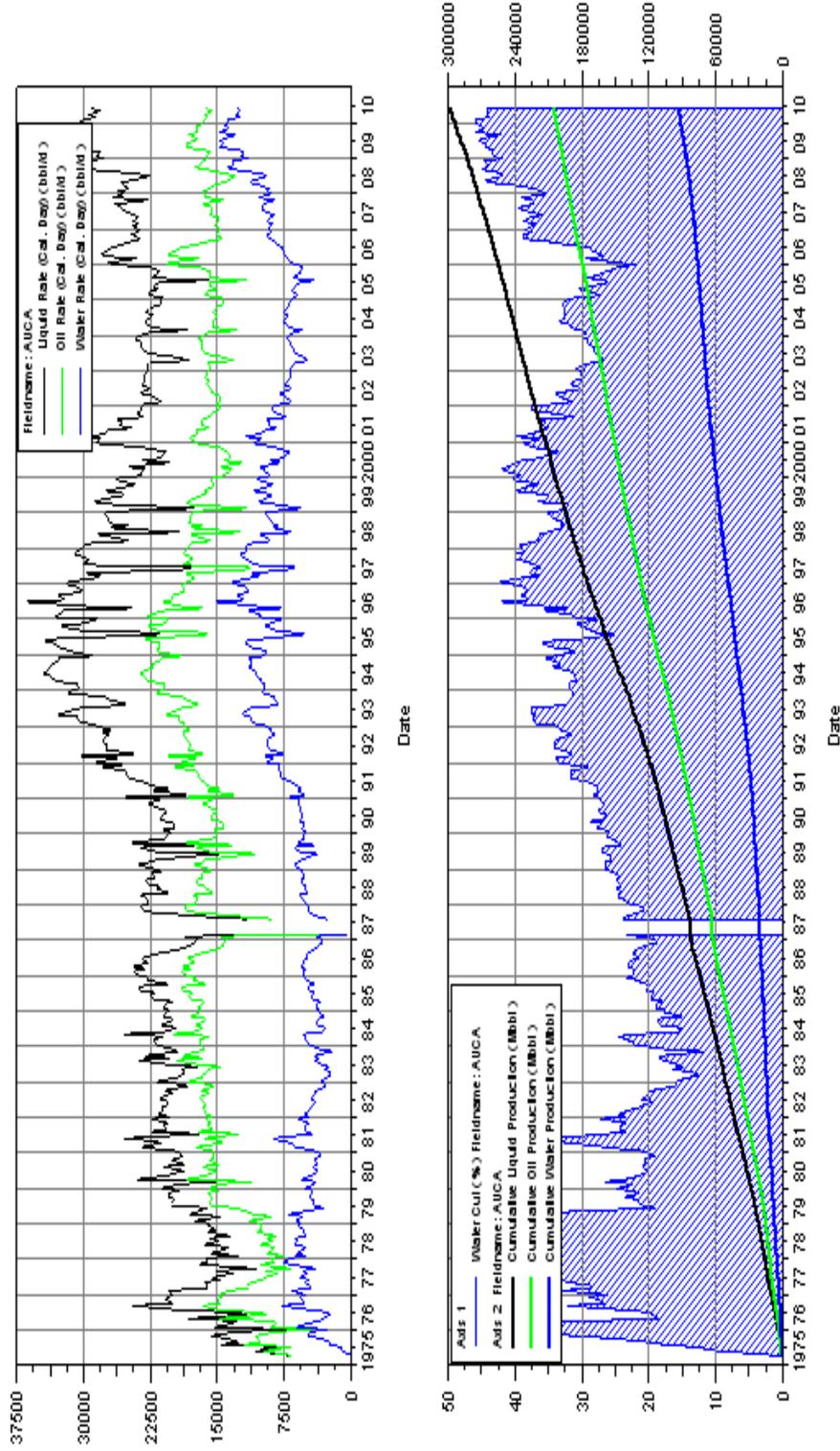
ANEXO N° 1.5: Reporte de Reacondicionamiento del Auca 29

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS						
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS		
				ANTES	DESPUES	
AUCA 29 D						
1	10/12/1991	AISLAR ENTRADA DE AGUA CON SQUEEZE, REPUNZONAR Y EVALUAR HOLLIN.	DE 391 A 510 BPPD	74,00	62,60	
2	20/03/1992	CAMBIO DE COMPLETACIÓN, AISLAR HI CON CIBP A 10180 FT	DE 221A 433BPPD	26,50	25,70	
3	28/05/1997	AISLAR ENTRADA DE AGUA DE NAPO "U". REPUNZONAR Y EVALUAR. PUNZONAR LA ARENA "BT". EVALUAR.	CERRADO A 366 BPPD	0,00	26,00	
4	06/06/1998	CAMBIO DE COMPLETACION POR CAVIDAD EN MAL ESTADO (ESCALA). REPUNZONAR LA ARENA "BT", EVALUAR.	DE 399 A 412 BPPD	20,70	25,00	
5	05/08/2003	REALIZAR SQZ A TIYUYACU, CORRER REGISTRO CEMENTACION, REPUNZONAR ZONAS DE INTERES, COMPLETAR PARA PPH.	DE 399 A 4132 BPPD	20,70	23,00	
6	29/07/2004	CAMBIO DE BHA DE PRODUCCIÓN POR CAVIDAD EN MAL ESTADO. (ESCALA).	NO APORTA "BT"			
7	10/09/2009	CAMBIO DE COMPLETACION POR CAVIDAD EN MAL ESTADO.	288BFPD		82,00	
8	08/11/2009	CAMBIO DE COMPLETACION POR COMUNICACIÓN TBG-CSG.	DE 21 A 281 BPPD	82,00	36,70	

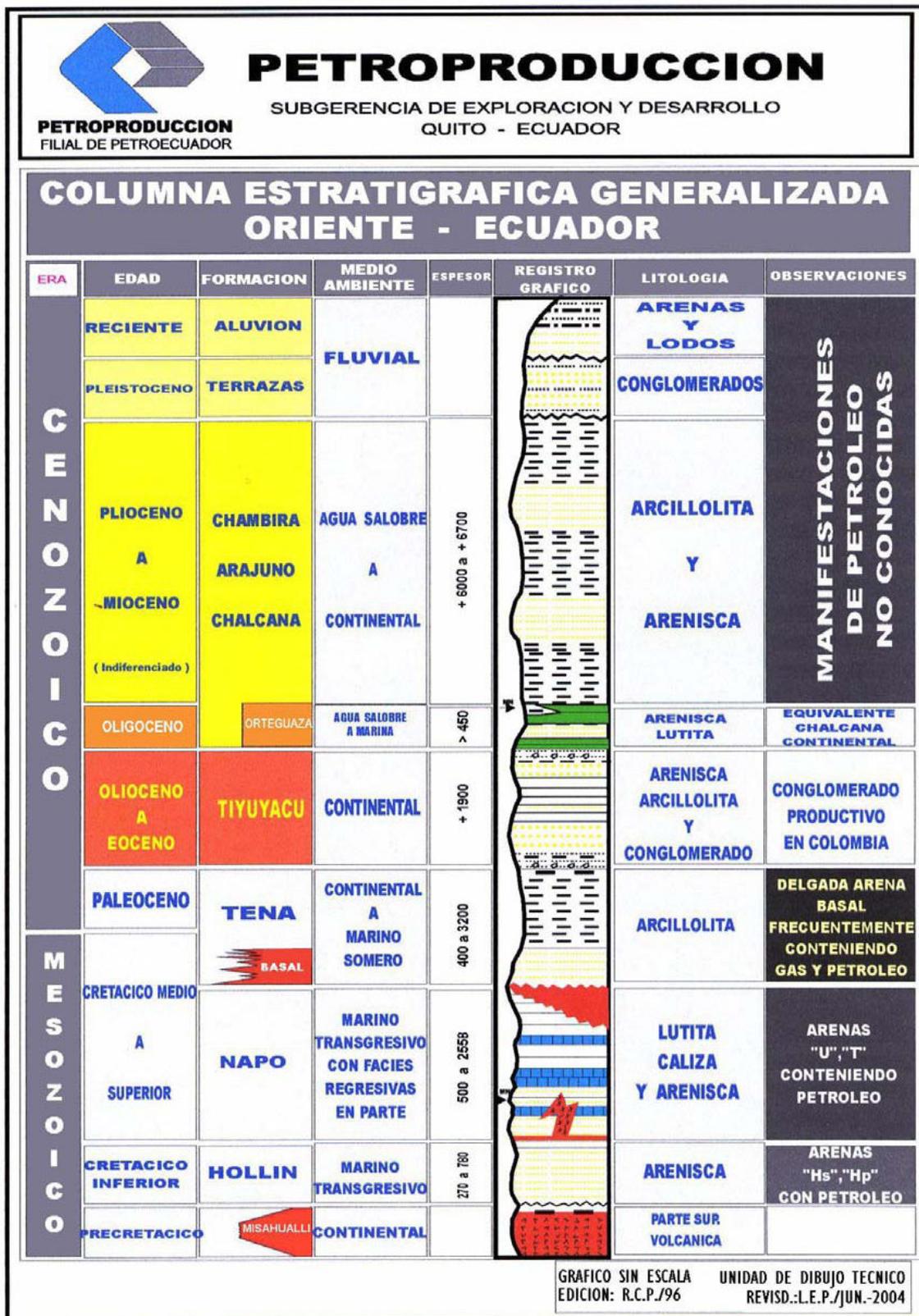
ANEXO N° 1.6: Reporte de Reacondicionamiento del Auca 36.

HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTOS					
# W.O	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES	BWS	
				ANTES	DESPUES
AUCA 36 D					
1	04/12/1994	CAMBIO DE COMPLETACION POR PESCADO NO RECUPERABLE.	DE 376 A 1074 BPPD	46,00	45,40
2	17/12/1996	AISLAR ENTRADA DE AGUA DE "HI", REPUNZONAR Y EVALUAR.	DE 0 A 612 BPPD	100,00	34,80
3	02/01/1997	CAMBIO DE COMPLETACION POR EMPACADURA DESASENTADA.	DE 376 A 1074 BPPD	46,00	45,40
4	26/04/2004	CAMBIO DE COMPLETACION POR BOMBA ATASCADA. (ESCALA).	DE 16 A 350 BPPD	90,80	24,10
5	30/03/2006	CAMBIO DE BHA POR COMUNICACION TBG-CSG. AISLAR "HI" CON CIBP. REPUNZONAR "Hs".	CERRADO A 325 BPPD		14,70
6	30/07/2009	CAMBIO COMPLETACION PÒR EMPACADURA DESASENTADA.	DE 90 A 78 BPPD	76,80	53,00

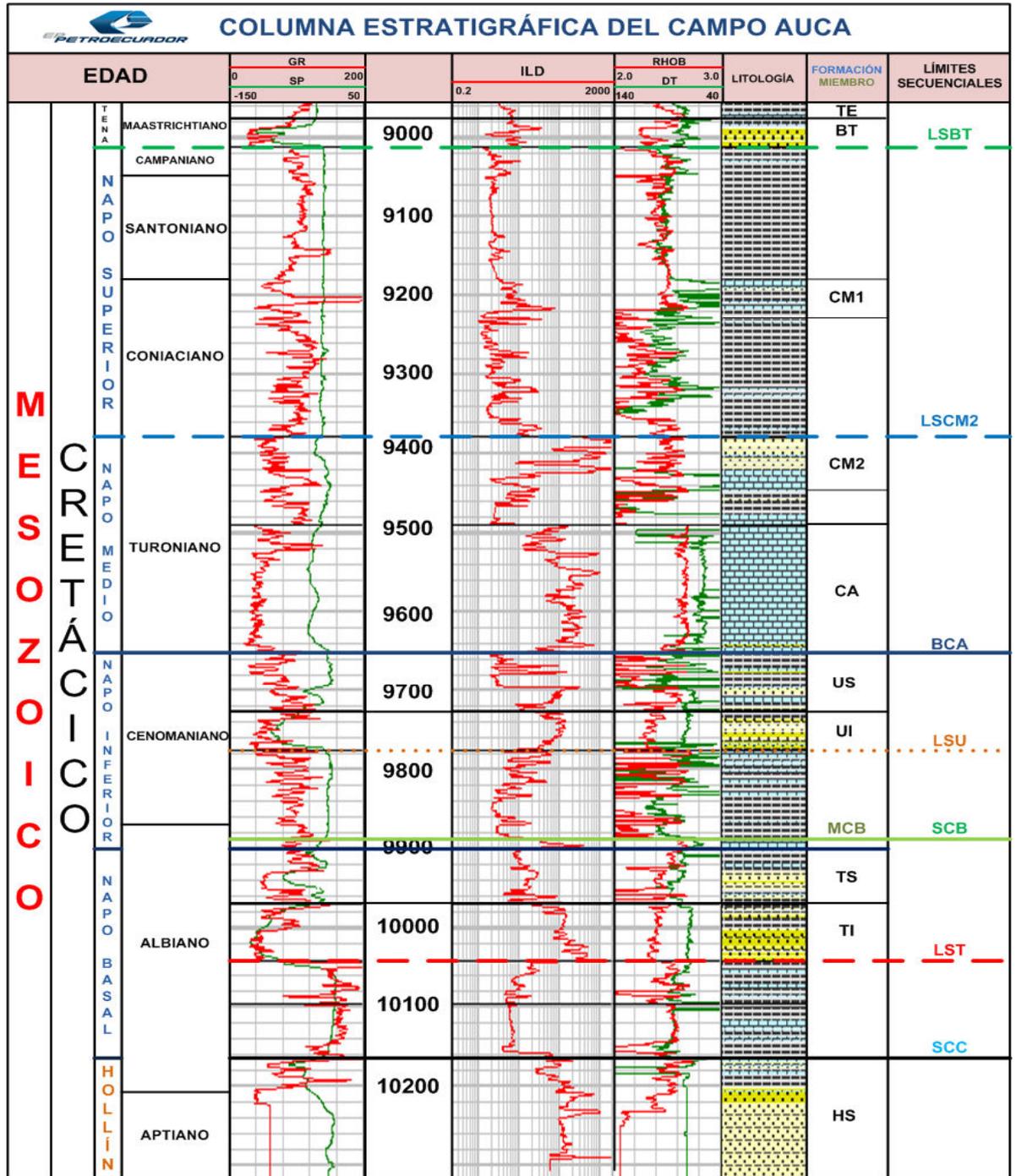
ANEXO N° 1.7: Grafica de Producción Acumulada del Campo Auca.



ANEXO N° 2.1: Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente



ANEXO N° 2.2: Columna Estratigráfica del Campo Auca

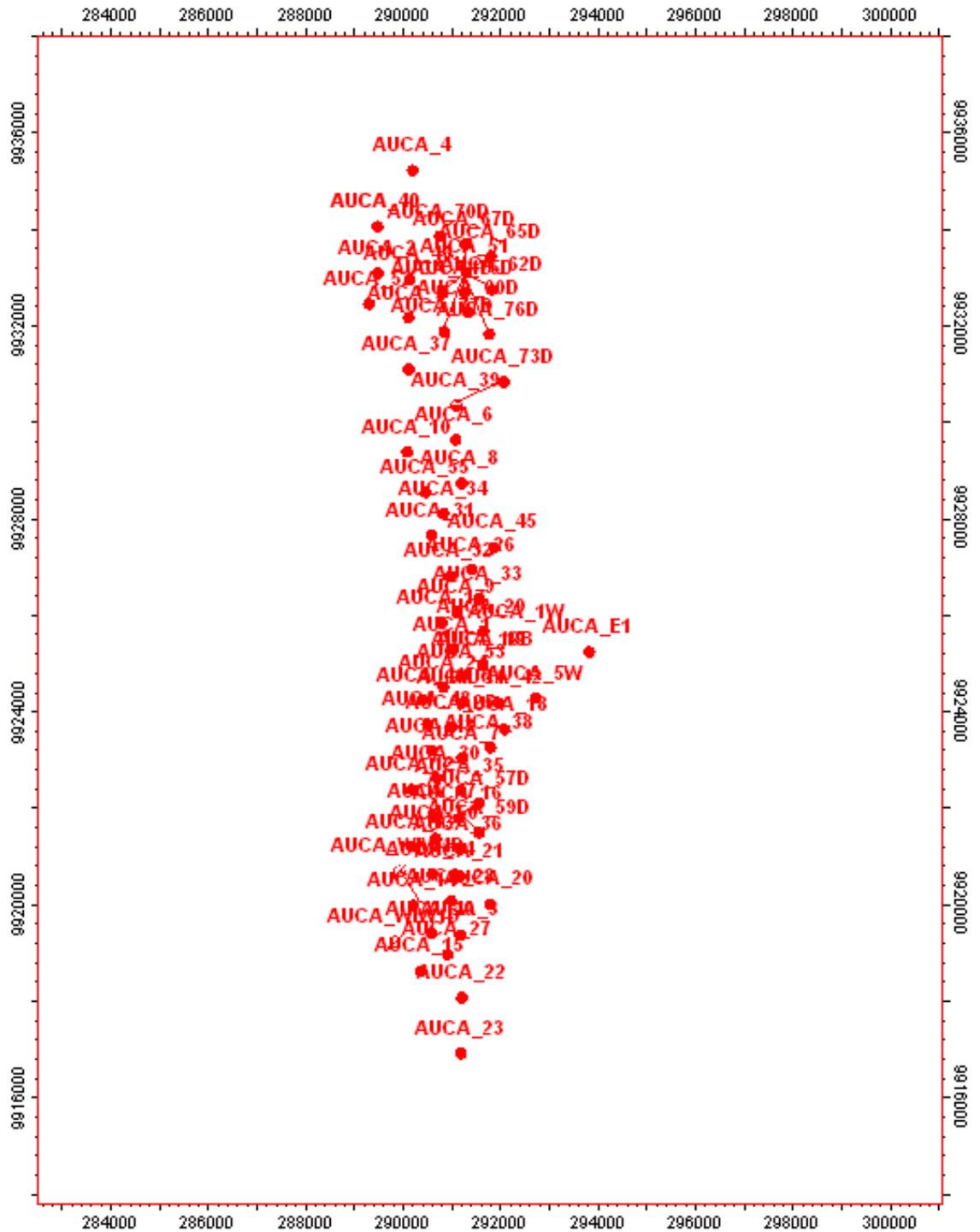


NOMENCLATURA ESTANDARIZADA

FORMACIONES: TE (Tena), HS (Hollín Superior). MIEMBROS: BT (Basal Tena); CM1 (Caliza M1); CM2 (Caliza M2); CA (Caliza A); US, UI (Arenisca U Superior, e Inferior); MCB (Marcador Caliza B); TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior).

LIMITES SECUENCIALES: SCC (Superficie de Máxima Inundación Caliza C); LST (Limite de Secuencia T); SCB (Superficie de Máxima Inundación Caliza B); LSU (Limite de Secuencia U); BCA (Base Caliza A); LSCM2 (Limite de Secuencia Caliza M2); LSBT (Limite de Secuencia Basal Tena).

ANEXO N° 3.1: Ubicación General de los pozos Candidatos.



ANEXO N° 4.1: Ventanas de Simulación del pozo Auca 24

Características de los Fluidos:

The screenshot shows the 'StimCADE - [Reservoir Fluids]' window with the following settings:

Category	Property	Value
Reservoir	Well Type	OIL
	BHST	227 degF
Gas Component	Use Gas Composition	<input type="checkbox"/>
	Gas Gravity	0.65
	N2	0.0 %
	CO2	0.0 %
Water Component	Water Gravity	1.01
	Water Salinity	23300 ppm
	Water Compressibility	2.94E-5 1/psi
Oil Component	Initial GOR	70 scf/bbl
	Bubble Point	650 psi
	Oil API Gravity	26.2 degAPI

Características de la Zona:

The screenshot shows the 'StimCADE - [Zone Properties]' window with the following settings:

Property	Value
Select Zone	1 (ZONE 1)
Zone Top (MD)	8500.0 ft
Zone Bottom (MD)	8538.0 ft
Zone Interval	38.0 ft
Perforation Top (MD)	8500.0 ft
Perforation Bottom (MD)	8538.0 ft
Perforation Interval	38.0 ft
Horizontal Perm.	227 md
Porosity	10.0 %
k-h	8626 md.ft
Fracture Gradient	0.700 psi/ft
Perm ratio (h/v)	10.00
Zone Pressure	1342 psi
Average k	227 md
Total k · h	8626 md.ft

ANEXO N° 4.2: Ventanas de Simulación del pozo Auca 01

Datos Generales del Pozo Auca 01:

The screenshot shows the 'StimCADE - [Administration]' window. The menu bar includes File, Edit, View, StimCADE, General Input, Tools, Window, and Help. The toolbar contains icons for file operations and a search icon. The main area is divided into two columns of input fields. The left column is labeled 'Operator:' and contains fields for Company (EP PETROECUADOR), County, State (dropdown), Country (Ecuador), Prepared For, and Date Prepared (11-30-2010). The right column is labeled 'Well:' and contains fields for Well (Auca 01), Field (Auca), Formation Name (Basal Tena), Location, and Legal Description. Below these fields is a 'Comments:' section with two empty text boxes. At the bottom right, there are two buttons: 'Service Provider...' and 'Setup...'.

Field	Value
Company	EP PETROECUADOR
County	
State	
Country	Ecuador
Prepared For	
Date Prepared	11-30-2010
Well	Auca 01
Field	Auca
Formation Name	Basal Tena
Location	
Legal Description	

Características de los Fluidos del Reservorio

The screenshot shows the 'StimCADE - [Reservoir Fluids]' window. The menu bar includes File, Edit, View, StimCADE, General Input, Tools, Window, and Help. The toolbar contains icons for file operations and a search icon. The main area is divided into two tabs: 'General' and 'PVT Table'. The 'General' tab is active and contains several sections. The 'Reservoir' section has 'Well Type' (OIL) and 'BHST' (160 degF). The 'Gas Component' section has a checkbox for 'Use Gas Composition' (unchecked) and fields for Gas Gravity (0.65), N2 (0.0 %), CO2 (0.0 %), and H2S (0.0 %). The 'Water Component' section has fields for Water Gravity (1.01), Water Salinity (19750 ppm), and Water Compressibility (1.00E-6 1/psi). The 'Oil Component' section has fields for Initial GOR (76 scf/bbl), Bubble Point (640 psi), and Oil API Gravity (24.1 degAPI).

Section	Parameter	Value
Reservoir	Well Type	OIL
	BHST	160 degF
Gas Component	Use Gas Composition	<input type="checkbox"/>
	Gas Gravity	0.65
	N2	0.0 %
	CO2	0.0 %
Water Component	Water Gravity	1.01
	Water Salinity	19750 ppm
	Water Compressibility	1.00E-6 1/psi
Oil Component	Initial GOR	76 scf/bbl
	Bubble Point	640 psi
	Oil API Gravity	24.1 degAPI

Propiedades de la Zona:

StimCADE - [Zone Properties]

File Edit View StimCADE General Input Tools Window Help

Untitled

Properties | Lithology | Damage

Select Zone: 1 ZONE 1

Spreadsheet... Insert Before

	Top (MD)	Bottom (MD)	Interval
Zone	9200.0 ft	9218.0 ft	18.0 ft
Perforation	9200.0 ft	9218.0 ft	18.0 ft

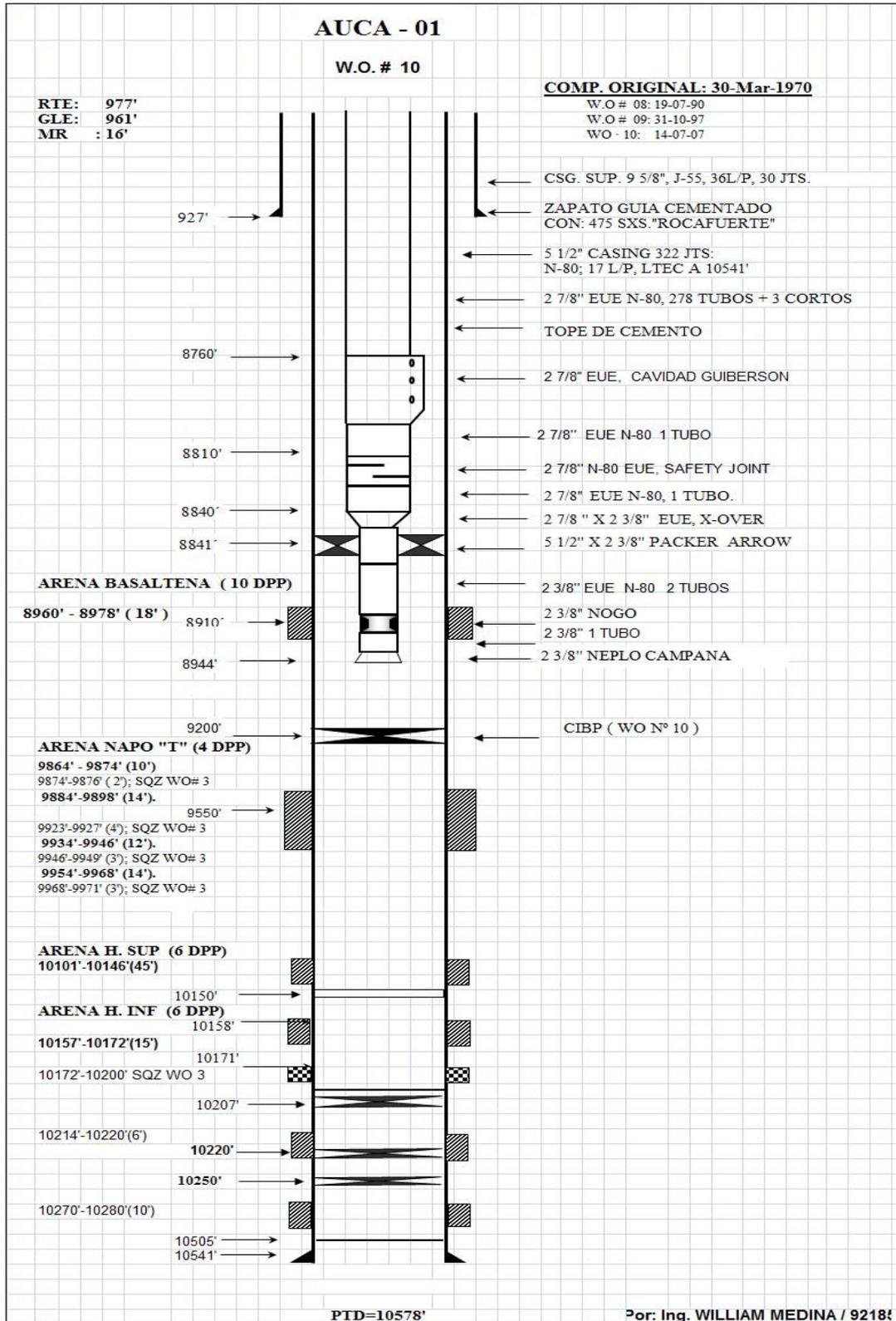
Insert After Delete

Physical Properties

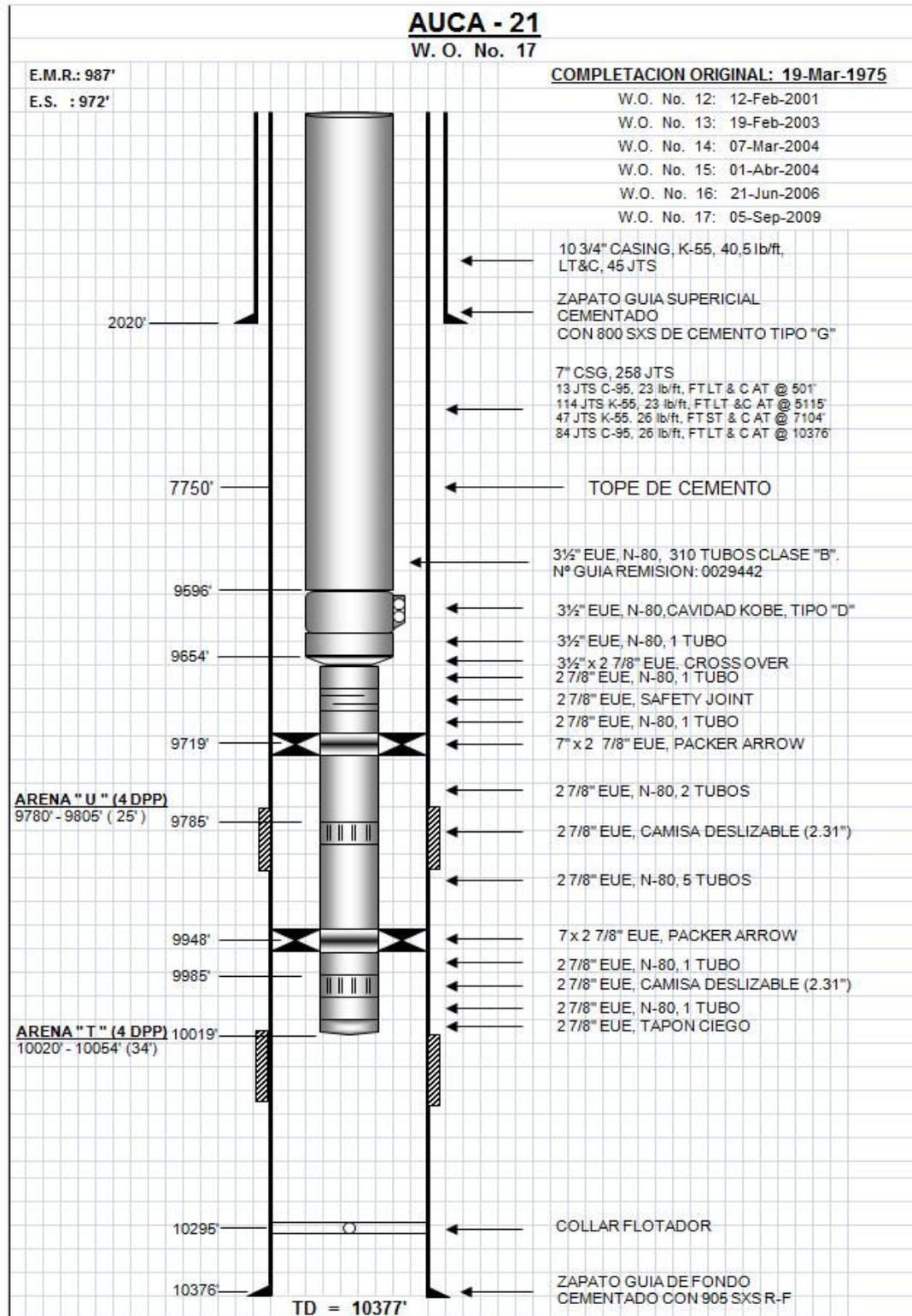
Horizontal Perm.	1500 md	Porosity	17.0 %
k · h	27001 md.ft	Fracture Gradient	0.700 psi/ft
Perm ratio (h/v)	10.00	Zone Pressure	809 psi

Average k: 1500 md Total k · h: 27001 md.ft

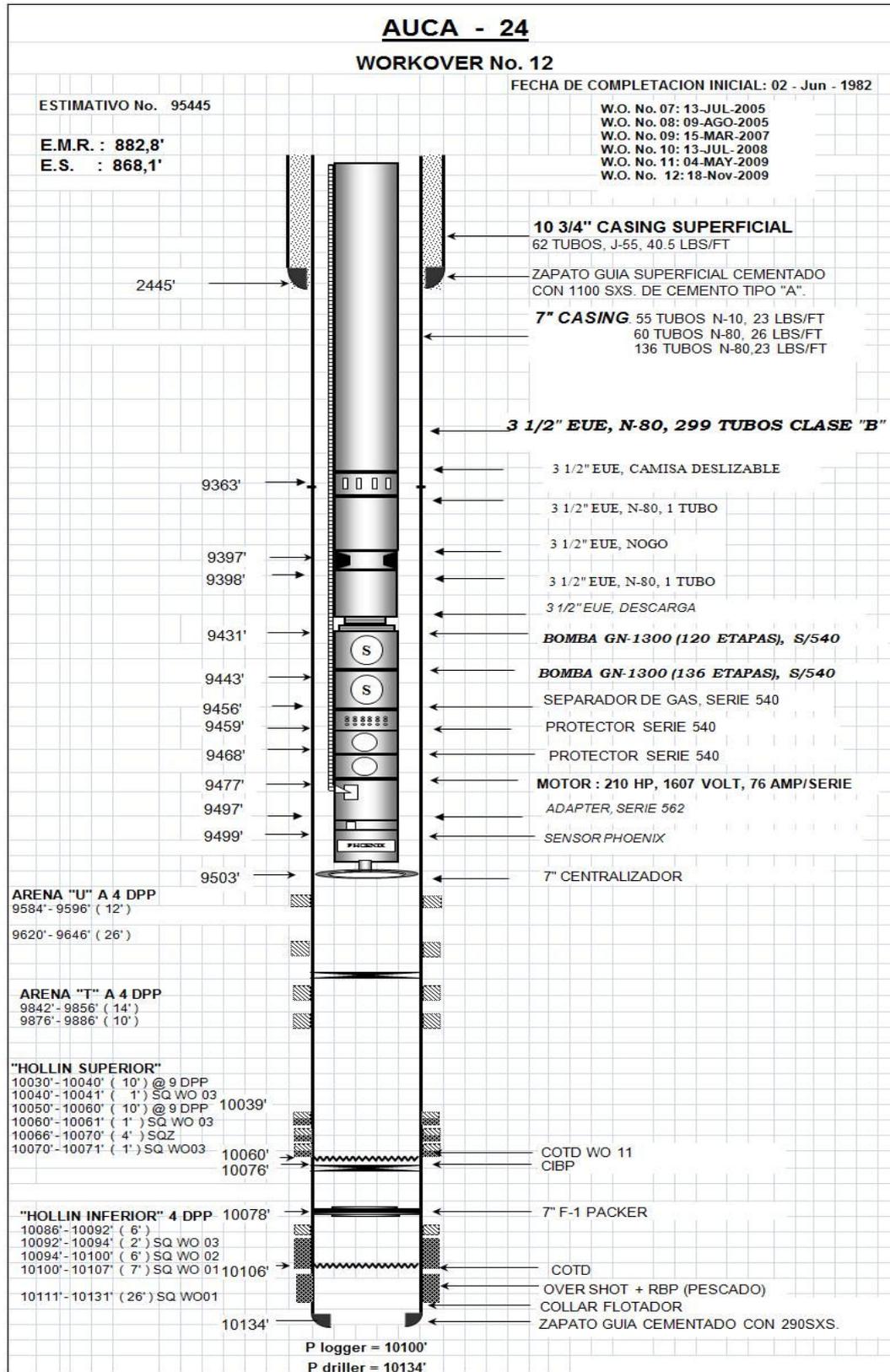
ANEXO N° 4.3: Diagrama de Completación del pozo Auca 01.



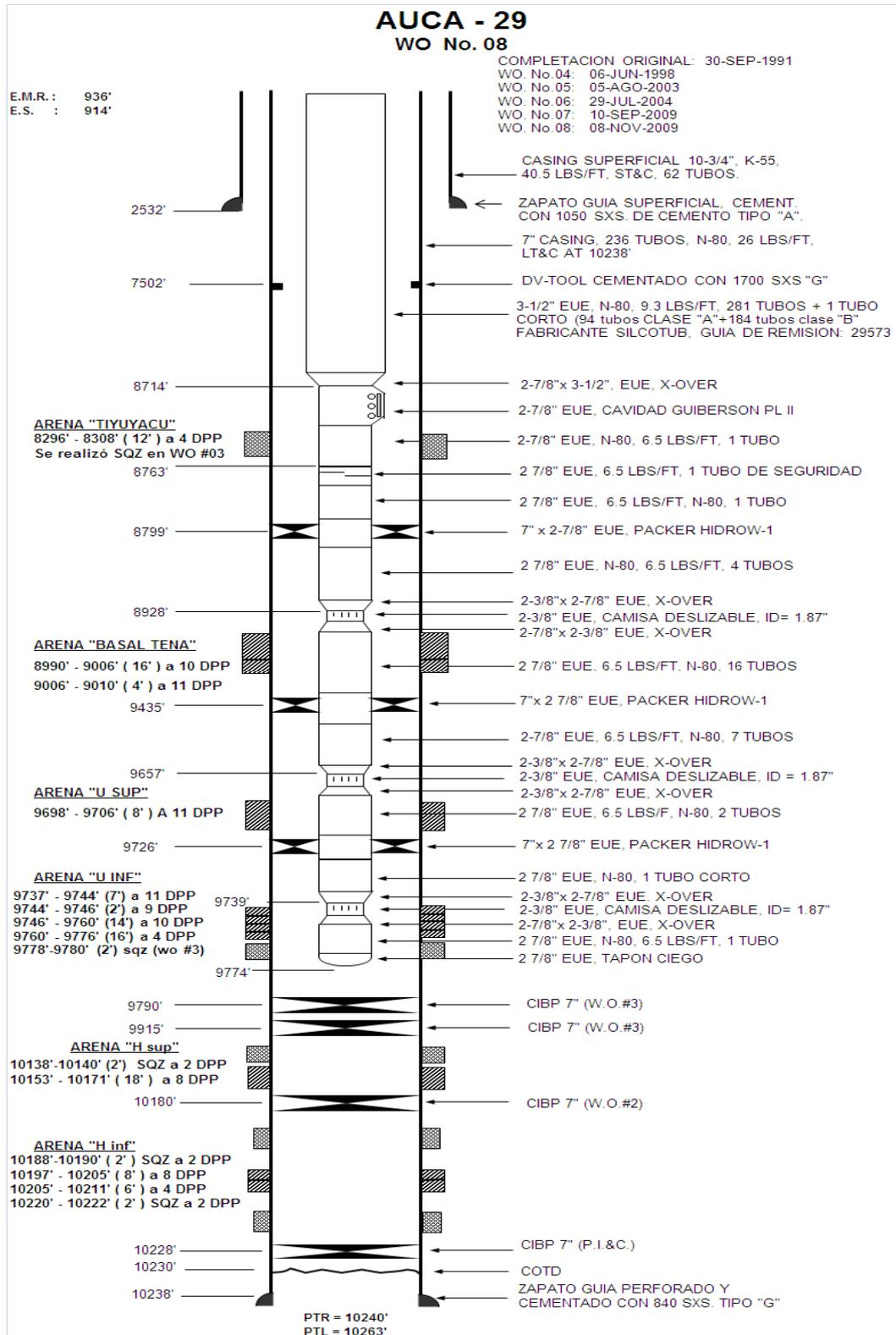
ANEXO N° 4.4: Diagrama de Completación del pozo Auca 21.



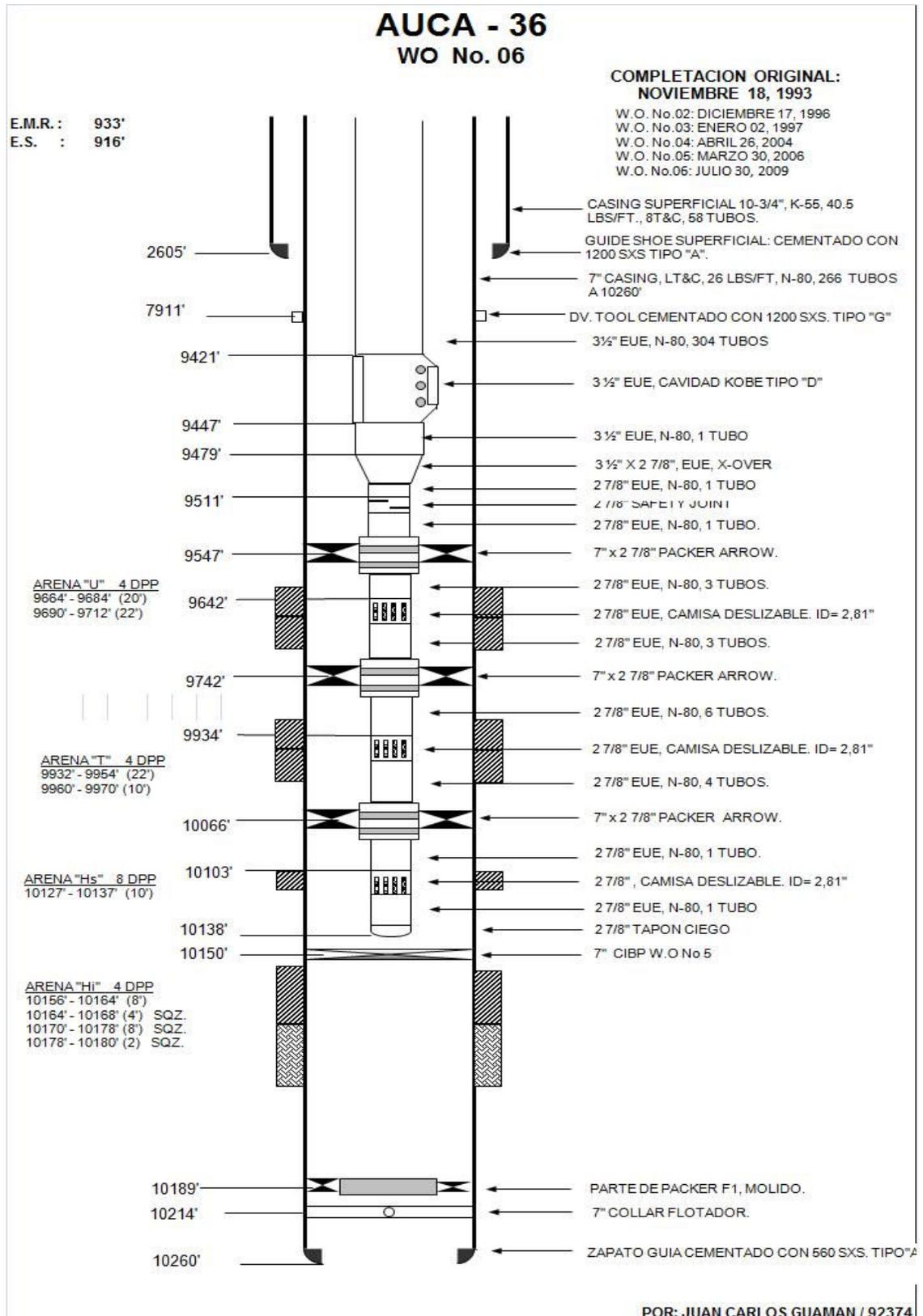
ANEXO N° 4.5: Diagrama de Completación del pozo Auca 24.



ANEXO N° 4.6: Diagrama de Completación del pozo Auca 29



ANEXO N° 4.7: Diagrama de Completación del pozo Auca 36.



ANEXO N° 5.1: Incremento de la producción con el Software PIPESIM.

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN CON LA SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE PIPESIM				
AUCA CENTRAL	DATOS	AUC 01	AUC 24	AUC 29
	bfpd	140	62	200
	bsw	24,31	16,58	37,5
	bapd	34	10	75
	bppd	106	52	125

ANEXO N° 5.2: Incremento en (%) por pozo estimulado en el Software.

INCREMENTO TOTAL (BPPD) EN PORCENTAJE POR POZO				
POZOS	ANTES (BPPD)	ESTIMULADO (BPPD)	TOTAL (BPPD)	INCREMENTO %
AUC 01	274	106	380	28
AUC 24	337	52	389	13
AUC 29	160	125	285	44

ANEXO N° 6.1: Visita a la Base del Coca de SLB en la Línea de Well Services



ANEXO N° 6.2: Equipos de la Unidad de Coiled Tubing.

