

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y
REMEDiar LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN
EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL.

CAIZA REMACHE BYRON VINICIO
MENDEZ CARRIÓN EDISON ANDRES

Quito, Febrero 2014

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y
AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y
REMEDIAN LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN
EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL.

Proyecto del Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el
Título de Ingeniero de Petróleos, Grado Académico de Tercer Nivel.

CAIZA REMACHE BYRON VINICIO

MENDEZ CARRIÓN EDISON ANDRES

TUTOR

ING. CARLOS RODRÍGUEZ PARREÑO

Quito, Febrero 2014

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a Dios y a la Virgen del Quínche por darme sus bendiciones, salud y fuerza necesaria para luchar en los momentos difíciles que se presentan en la vida y lograr con éxito esta meta.

A mi madre Lourdes que con su amor y alegría siempre ha estado a mi lado dándome fuerzas para continuar y seguir adelante.

A mi padre Ramón que siempre nos ha dado el ejemplo de trabajo y superación para conseguir las cosas

A mis hermanos que siempre pusieron esa chispa de alegría, progreso y porque siempre estuvieron pendientes de mí cada día.

A mis abuelitos María y Manuel que me han apoyado y me brindado todo su cariño.

A mis tías que se encuentran en España en especial a mi tita María Isabel Remache por su apoyo incondicional.

A todos ustedes, FAMILIA QUERIDA y AMIGOS quienes formaron parte de mi vida les dedico la culminación de este trabajo.

Byron "CONDE"

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios y a la Virgen del Cisne, ya que siempre me han dado salud y fortaleza para cumplir mis metas, poniendo siempre en mi camino personas especiales y concediéndome cumplir con todos mis objetivos planteados hasta el momento.

A mi madre Marlene que siempre ha estado en los momentos más duros de mi vida, a mi padre Daniel ya que siempre me ha estado dando ánimos y lecciones muy sabias, a mis hermanos, a mis tíos, a tí Anel, a todos mis amigos y maestros ya que han sido un gran apoyo durante toda mi vida estudiantil.

A mis abuelitos que a pesar de que no estén presentes los tengo siempre en mi mente y corazón.

"Andrés"

AGRADECIMIENTOS

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) por habernos permitido realizar el trabajo de tesis en sus instalaciones.

A los docentes de la Carrera de Ingeniería de Petróleos (FIGEMPA), Ingeniero Carlos Rodríguez Parreño, Ingeniero Patricio Izurieta, Ingeniero Marco Guerra, Ingeniera María Loroña e Ingeniero Patricio Eras quienes con su experiencia y paciencia nos supieron guiar durante el desarrollo del presente trabajo.

A todos nuestros amigos y compañeros, a la Gloriosa Universidad Central del Ecuador especialmente a la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental por sus conocimientos impartidos. A todos gracias por su apoyo incondicional y que Dios los colme de bendiciones.

Byron Caíza, Andrés Méndez

AUTORIZACIÓN DE LA AUTORÍA INTELECTUAL

Nosotros, CAIZA REMACHE BYRON VINICIO Y MENDEZ CARRION EDISON ANDRES, en calidad de autores de la tesis realizada sobre: **“ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZU”**, por la presente autorizamos a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, hacer uso de todos los contenidos que nos pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autores me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a nuestro favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, a 25 de Febrero de 2014



Caiza Remache Byron Vinicio

C.I.: 172272067-7



Méndez Carrión Edison Andrés

C.I.: 172302869-0

INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado, presentado por los señores **CAIZA REMACHE BYRON VINICIO** y **MÉNDEZ CARRIÓN EDISON ANDRÉS** para optar el Título de Ingeniero de Petróleos cuyo título es **ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL**, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe

En la ciudad de Quito, a los 25 días del mes de Febrero de 2014



Ing. Carlos Rodríguez Parreño

C.I.: 0600767313

APROBACIÓN DEL TRABAJO / TRIBUNAL**ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS
DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO
HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL**

El tribunal constituido por: Ing. Pedro Espín, Ing. Patricio Izurieta e Ing. Marco Guerra.

Luego de receptor la presentación del trabajo de grado previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos presentado por los señores: **CAIZA REMACHE BYRON VINICIO y MÉNDEZ CARRIÓN EDISON ANDRÉS**, con el título: “**ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL**”,

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.

En la ciudad de Quito, a los 25 días del mes de Febrero de 2014.

Para constancia de lo actuado



Ing. Elías Ibadango

MIEMBRO DEL TRIBUNAL DELEGADO

POR EL SEÑOR VICEDECANO



Ing. Patricio IZURIETA

MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Marco Guerra

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE TABLAS	xv
LISTA DE FIGURAS	xviii
SIGLAS Y ABREVIATURAS	xx
RESUMEN.....	xxi
SUMMARY	xxii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	3
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA	3
1.2. ENUNCIADO DEL TEMA.....	3
1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.4. JUSTIFICACIÓN	4
1.5. HIPOTESIS	4
1.6. OBJETIVOS.....	4
1.6.1. Objetivo General	4
1.6.2. Objetivos Específicos	4
1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD	5
1.7.1. Factibilidad	5
1.7.2. Accesibilidad.....	5
CAPÍTULO II.....	6
2. MARCO TEÓRICO.....	6
2.1. MARCO INSTITUCIONAL DE LA ARCH.....	6
2.2. MARCO LEGAL	6
2.3. MARCO ÉTICO	6
2.4. MARCO REFERENCIAL	7
2.4.1. Descripciones Generales del Bloque 18	7
2.4.2. Descripción General del Campo Palo Azul.....	7
2.4.2.1. Antecedentes.....	7
2.4.2.2. Ubicación Geográfica	8
2.4.2.3. Descripción Geológica	9
2.4.2.4. Características Estratigráficas	9
2.4.2.5. Características Litológicas	10
2.4.3. Propiedades Petrofísicas del Reservorio Hollín.....	12
2.4.3.1. Saturación de los fluidos.....	12
2.4.3.2. Porosidad	12

2.4.3.3.	Permeabilidad	13
2.4.4.	Propiedades de los Fluidos del Reservorio Hollín	14
2.4.5.	Sistema de Levantamiento Artificial utilizado en el campo	14
2.4.5.1.	Bombeo eléctrico sumergible (BES)	14
2.4.5.1.1.	Equipo de Fondo.....	15
2.4.5.1.2.	Equipo de superficie	15
2.4.6.	Historial de producción del Campo	16
2.4.6.1.	Mapa de Ubicación de los Pozos	16
2.4.6.2.	Estado de los pozos del Campo Palo Azul	16
2.4.6.1.	Producción acumulada del Campo Palo Azul	17
2.5.	DAÑO A LA FORMACION EN ARENAS	19
2.5.1.	Definición de daño.....	19
2.5.2.	Daño a la formación y pseudodaños	19
2.5.3.	Mecanismos de daño	23
2.5.4.	Incidencia en la permeabilidad de la formación	23
2.5.5.	Causas del daño a la formación	26
2.5.6.	Operaciones durante las cuales se produce el daño	26
2.5.6.1.	Perforación	26
2.5.6.2.	Cementación.....	27
2.5.6.3.	Terminación	27
2.5.6.4.	Por Estimulación.....	28
2.5.6.5.	Limpieza	28
2.5.6.6.	Reparación de pozos	28
2.5.6.7.	Producción.....	28
2.5.6.8.	Inyección de agua.....	29
2.5.6.9.	Inyección de gas	29
2.5.7.	Tipos de daño.....	29
2.5.7.1.	Daños por invasión de fluidos	29
2.5.7.2.	Daño por arcillas	30
2.5.7.3.	Daño por bloqueo de emulsiones	34
2.5.7.4.	Daño por precipitación secundaria	34
2.5.7.5.	Daño asociado con la producción	35
2.5.7.5.1.	Migración de finos	35
2.5.7.5.2.	Deposición de escalas inorgánicas.....	36
2.5.7.5.3.	Deposición de escalas orgánicas.....	36
2.5.8.	Diagnóstico de la presencia de daño	37

2.5.8.1.	Efecto del factor de daño.....	37
2.5.8.2.	Determinación del daño de formación	38
2.5.8.2.1.	Análisis del Índice de Productividad	38
2.5.8.2.2.	Pruebas de Restauración de Presión.....	40
2.5.8.2.3.	Revisión de la Historia de Producción.....	43
2.5.9.	Cuantificación del daño	44
2.5.9.1.	Análisis de núcleos en el laboratorio	44
2.5.9.1.1.	Análisis para identificación de escalas inorgánicas	44
2.5.9.1.2.	Análisis para identificación de escalas orgánicas	44
2.5.9.1.3.	Análisis para identificación de corrosión	45
2.6.	TÉCNICAS PARA REDUCIR EL DAÑO FORMACIÓN.....	45
2.6.1.	Estimulaciones matriciales	45
2.6.2.	Fracturamientos hidráulicos	47
2.6.3.	Ácidos usados.....	50
2.6.4.1.	Ácidos orgánicos	50
2.6.4.2.	Ácidos inorgánicos	52
2.7.	SELECCIÓN DE LA MEJOR TECNICA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACION.	54
2.7.1.	Análisis de núcleos en el laboratorio	54
2.7.2.	Selección del sistema ácido adecuado.....	63
2.7.3.	Proceso de estimulación.....	63
	CAPITULO III.....	68
3.	DISEÑO METODOLÓGICO	68
3.1.	Tipo de Estudio.....	68
3.2.	Universo y Muestra	68
3.3.	Métodos y Técnicas	68
3.4.	Recolección de datos	69
3.5.	Procesamiento de datos.....	69
	CAPITULO IV	70
4.	EVALUACIÓN DE POZOS INTERVENIDOS CON ESTIMULACION ACIDA MATRICIAL	70
4.1.	POZO PALO AZUL-02.....	70
4.1.1.	Antecedentes del pozo	70
4.1.2.	Historial de producción	73
4.1.3.	Historial de reacondicionamiento	76
4.1.4.	Análisis de núcleos de la zona de interés	77

4.1.5. Objetivo del tratamiento.....	77
4.1.6. Diseño y ejecución del tratamiento	77
4.1.7. Resultados obtenidos.....	81
4.1.8. Análisis Técnico-Económico.....	82
4.1.9. Análisis Costo-Beneficio	85
4.2. POZO PALO AZUL 40	88
4.2.1. Antecedentes del pozo	88
4.2.2. Historial de producción	90
4.2.3. Historial de reacondicionamiento	92
4.2.4. Análisis de núcleos de la zona de interés	93
4.2.5. Objetivo del tratamiento.....	94
4.2.6. Diseño y ejecución del tratamiento	94
4.2.7. Resultados obtenidos.....	98
4.2.8. Análisis Técnico-Económico.....	99
4.2.9. Análisis del Costo-Beneficio	101
4.3. POZO PALO AZUL 44	103
4.3.1. Antecedentes de pozo	103
4.3.2. Historial de producción	105
4.3.3. Historial de reacondicionamiento	109
4.3.4. Análisis de núcleos de la zona de interés	110
4.3.5. Objetivo del tratamiento.....	110
4.3.6. Diseño y ejecución del tratamiento	110
4.3.7. Resultados obtenidos.....	115
4.3.8. Análisis Técnico-Económico.....	116
4.3.9. Análisis del Costo-Beneficio	118
4.4. PROPUESTA DE UNA NUEVA FORMULACIÓN PARA OPTIMIZAR EL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ACIDA MATRICIAL EN LA ARENA HOLLÍN DEL POZO PALO AZUL-44.....	120
4.4.1. Situación actual de pozo	120
4.4.2. Objetivo del tratamiento.....	121
4.4.3. Diseño y planificación de tratamiento.	121
4.4.4. Resultados que se espera obtener.	123
CAPITULO V	124
5. NORMAS DE SEGURIDAD Y CONTROL DE BAKER HUGHES PARA TRATAMIENTO CON ACIDOS.....	124
5.1. Mezcla y control de calidad para el tratamiento Base Ácido	124

5.1.1. Propósito	124
5.1.2. Alcance	124
5.1.3. Roles y Responsabilidades	124
5.1.4. Proceso de mezcla de tratamiento Base Ácido en Fluidos estándar	124
5.1.5. Antes de inyectar el ácido en el Pozo	126
5.2. Planificación y preparación del tratamiento ácido antes de realizar el trabajo	126
5.2.1. Propósito	126
5.2.2. Alcance	126
5.2.3. Roles y responsabilidad	126
5.2.4. Planificación previa al trabajo	127
5.2.5. Revisión de las recomendaciones de trabajo para la velocidad y presiones previstas	128
5.3. Preparación del tratamiento ácido en la locación	128
5.3.1. Propósito	128
5.3.2. Alcance	128
5.3.1. Roles y Responsabilidades	129
5.3.2. Equipo de Servicio e Inspección del Trabajo	129
5.3.3. Reuniones de Seguridad y procesos de trabajo	130
5.4. Ejecución de trabajos de tratamientos ácidos y matriz	131
5.4.1. Propósito	131
5.4.2. Alcance	131
5.4.3. Funciones y responsabilidad	131
5.4.4. Chequeo del armado y cabezal del pozo	131
5.4.5. Pruebas de presión	131
5.4.6. Revisión de equipo y procedimiento de trabajo	132
5.4.7. Obtener la aprobación de los clientes y mantenerlo informado	132
5.5. Requerimientos después de ser aplicado el tratamiento ácido	132
5.5.1. Alcance	132
5.5.2. Roles y responsabilidades	133
5.5.3. Instrucciones especiales del cliente:	133
5.5.4. Reunión después del trabajo de estimulación	133
5.5.5. Recibo de campo completo, formularios e informes para el cliente	133
5.5.6. Formularios completos para el Gerente de Campo	133
5.5.7. Instrucciones de Campo	134
5.5.8. Limpieza de la licuadora, bombas y líneas	134
5.5.9. Abandonar la locación limpia	134

CAPITULO VI	135
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	135
6.1. CONCLUSIONES	135
6.2. RECOMENDACIONES	136
CAPITULO VII	137
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	137
7.1. BIBLIOGRAFIA CITADA	137
7.2. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA	137
7.3. WEBGRAFIA	138
CAPITULO VIII	139
8. ANEXOS	139
8.1. ANEXO A. Glosario de Términos Técnicos	139
8.2. ANEXO B. Cronograma de Actividades	141
8.3. ANEXO C. Presupuesto	142

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Promedio del Reservorio Hollín.....	13
Tabla 2. Propiedades promedio de los Fluidos del Reservorio Hollín, 31 de diciembre de 2013....	14
Tabla 3. Clasificación de los pozos de Campo Palo Azul, 31 de diciembre de 2013.	16
Tabla 4. Producción Acumulada del Campo Palo Azul, 31 de diciembre de 2013.....	17
Tabla 5. Valores típicos de S y su significancia relativa.....	22
Tabla 6. Minerales comunes que componen la roca.	30
Tabla 7. Concentraciones de mezclas de HCl:Hf.....	52
Tabla 8. Resumen de la propiedades Básicas del Pozo PA-02.....	56
Tabla 9. Resumen de la propiedades Básicas del Pozo PA-04.....	57
Tabla 10. Resumen del análisis de cores del Pozo PA-02.....	58
Tabla 11. Resultados del análisis de cores del Pozo PA-02.....	59
Tabla 12. Resultados del análisis de cores del Pozo PA-02.....	60
Tabla 13. Resultados del análisis de Velocidad Crítica.	63
Tabla 15. Secuencia de la Primera Corrida del tratamiento.	66
Tabla 16. Secuencia de la Segunda Corrida del tratamiento.	67
Tabla 17. Coordenadas del pozo Palo Azul-02.	70
Tabla 18. Secciones de casing en el Pozo PA-02.....	71
Tabla 19. Evaluación petrofísica de la zona de interés, Arena Hollín del Pozo PA-02.	71
Tabla 20. Historial de producción anual del Pozo PA-02. Al año 2013.	73
Tabla 21. Historial de producción Mensual del Pozo PA-02. 1 de Enero al 12 Noviembre de 2013.	74
Tabla 22. Historial de Workover del Pozo PA-02.....	77
Tabla 23. Volúmenes y receta química a utilizarse del Pozo PA-02.....	80
Tabla 24. Cotización del Tratamiento EAM del Pozo PA-02.....	83

Tabla 25. Tabla Económica de producción Pozo PA-02.....	84
Tabla 26. Tabla Económica de producción Pozo PA-02.....	84
Tabla 27. Interpretación del Valor Actual Neto.	85
Tabla 28. VAN y TIR Calculados desde 28 de Agosto al 31 de Octubre de 2010.	86
Tabla 29. Flujo Neto de Caja (VAN y TIR calculados).....	87
Tabla 30. Coordenadas del pozo Palo Azul-40.	88
Tabla 31. Secciones de Casing en el Pozo PA-40.	88
Tabla 32. Evaluación petrofísica de la arena Hollín del Pozo PA-40.	89
Tabla 33. Resumen del Historial de las pruebas de producción mensual del Yacimiento Hollín del Pozo PA-40	91
Tabla 34. Historial de Workover del Pozo PA-40.....	93
Tabla 35. Volúmenes y receta química a utilizarse del Pozo PA-40.....	97
Tabla 36. Cotización del Tratamiento EAM del Pozo PA-40.	99
Tabla 37. Tabla Económica de producción Pozo PA-40.....	100
Tabla 38. Tabla Económica de producción Pozo PA-40.....	100
Tabla 39. VAN y TIR Calculados desde 15 de Junio al 31 de Diciembre de 2011.	101
Tabla 40. Flujo Neto de Caja (VAN y TIR calculados).....	102
Tabla 41. Coordenadas del pozo Palo Azul-44.	103
Tabla 42. Secciones de Casing en el Pozo PA-44.....	104
Tabla 43. Evaluación petrofísica de la zona de interés. Arena Hollín del Pozo PA-44.	105
Tabla 44. Producción Acumulada del Pozo PA-44. Noviembre de 2013.	107
Tabla 45. Historial de producción del Pozo PA-44. A noviembre de 2013.	108
Figura 41. Diagrama de Workover #1. A de abril de 2013.	109
Tabla 46. Historial de Workover del Pozo PA-02.....	110
Tabla 47. Resultado de las Pruebas de Inyectividad del pozo Palo Azul-44.	112

Tabla 48. Volúmenes y receta química a utilizarse del Pozo PA-44.....	114
Tabla 49. Cotización del Tratamiento EAM del Pozo PA-44.	116
Tabla 50. Tabla Económica de producción Pozo PA-44.....	117
Tabla 51. Tabla Económica de producción Pozo PA-44.....	117
Tabla 52. VAN y TIR Calculados desde 30 de Marzo al 31 de Julio de 2013.....	118
Tabla 53. VAN y TIR Calculados desde 30 de Marzo al 31 de Julio de 2013.....	119
Tabla 54. Historial de producción del Pozo PA-44. A noviembre de 2013.	120
Tabla 55. Volúmenes y receta química a utilizarse del Pozo PA-44.....	122
Tabla 56. Riesgos tóxicos al mezclar ácidos o al mezclar muestras.	124
Tabla 57. Procesos ara mezclar los fluidos de tratamiento ácido.....	125
Tabla 58. Pasos para limpiar la licuadora, bombas y líneas con una unidad especializada	134

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Bloques Petroleros	7
Figura 2. Ubicación Geográfica del Campo Palo Azul.	8
Figura 3. Columna Estratigráfica de la cuenca oriente	11
Figura 4. Registro Eléctrico del pozo Palo Azul-02 en el reservorio Hollín.....	13
Figura 5. Sistema de Bombeo Electosumergible.....	16
Figura 6. Mapa de ubicación de los pozos del Campo “Palo Azul”	18
Figura 7. Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo.	20
Figura 8. Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.	20
Figura 9. Modelo de medio poroso con tubos capilares.....	24
Figura 10. Modelo de medio poroso con tubos capilares.....	31
Figura 11. Grupos de arcillas	32
Figura 12. Zona de Daño.....	38
Figura 13. Índices de productividad específicos, real, y teórico	39
Figura 14.Regiones en una restauración de presión	41
Figura 15. Prueba de Restauración de Presión $(T+\Delta T)/ \Delta T$	42
Figura 16. Estimulaciones ácidos matriciales	46
Figura 17B. Roca que no acepta todo el ácido y donde se acumula presión.....	47
Figura 18. Ubicación del núcleo tomado en el pozo PA-02.Yacimiento Hollín.	54
Figura 19. Ubicación del núcleo tomado en el pozo PA-04.Yacimiento Hollín.	55
Figura 20. Resumen de la Muestra de Ensayo 73 – Tratamiento 6% BJSSA.	59
Figura 21. Resumen de la Muestra de Ensayo 59	60
Figura 22. Ensayo en la Muestra 76. Resultados de la Permeabilidad efectiva al petróleo y al agua, después de un tratamiento de BJSSA con NH ₄ Cl (BJ ConformAcid) seguido de RPM.	61
Figura 24. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-02.....	72

Figura 25. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013	75
Figura 26. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013	75
Figura 27. Diagrama de Workover #6. Al 17 de abril de 2013.	76
Figura 28. Diagrama y especificación del BHA.....	79
Figura 29. Historial de producción antes y después del tratamiento de EAM.	82
Figura 30. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.....	87
Figura 31. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-40.....	89
Figura 32. Historial de Producción Mensual del pozo PA-40. A Noviembre de 2013	90
Figura 33. Diagrama de Workover #4. A 9 de Junio de 2012.....	92
Figura 34. Diagrama de porcentaje de Kaolinita en la zona Hollín	93
Figura 35. Diagrama y especificación del BHA para EAM, PA-40.	96
Figura 36. Producción antes y después del tratamiento de EAM Pozo Palo Azul-40.....	98
Figura 37. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.....	101
Figura 38. Estado Mecánico del Pozo. Septiembre de 2012.	104
Figura 39. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-44.....	106
Figura 40. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013	107
Figura 42. Prueba de Inyectividad N° 1 en el pozo Palo Azul-44.....	111
Figura 43. Prueba de Inyectividad N° 2 en el pozo Palo Azul-44.....	112
Figura 44. Diagrama y especificación del BHA, Pozo PA-44.	113
Figura 45. Historial de producción antes y después del tratamiento de EAM.	115
Figura 46. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.....	119

SIGLAS Y ABREVIATURAS

A°	Amstrong
API	American Petroleum Institute
ARCH	Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
BAPD	Barriles de agua por día
BES	Bombeo electrosumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
Bpm	Barriles por minuto
BPPD	Barriles de petróleo por día
BSW	Corte de Agua
CT	Coiled Tubing
DST	Drill Stem Test
EAM	Estimulación ácida matricial
EP	Empresa Pública
GOR	Relación gas petróleo
K	Permeabilidad
Ø	Porosidad
μ	Viscosidad
POES	Petróleo original en sitio
RPM	Modificador de permeabilidad relativa
S	Skin (daño)
W.O.	Trabajo de reacondicionamiento
WOR	Relación agua petróleo

UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS, PETRÓLEOS Y AMBIENTAL

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS DE TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN PARA MINIMIZAR Y REMEDIAR
LOS DAÑOS DE FORMACIÓN POR MIGRACIÓN DE FINOS EN EL RESERVORIO
HOLLÍN, DEL CAMPO PALO AZUL”**

Autores: Caiza Remache Byron Vinicio

Méndez Carrión Edison Andrés

Tutor: Ing. Carlos Rodríguez

Fecha: Febrero de 2014

RESUMEN

Tesis basada en el análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, con la selección de la técnica de estimulación más adecuada, para optimizar la producción de petróleo. **OBJETIVO:** Optimizar la producción de los pozos en el Reservorio Hollín del Campo Palo Azul, con la aplicación de técnicas de estimulación para minimizar y remediar daños de formación por migración de finos. **PROBLEMA:** El estudio de técnicas de estimulación ya existentes en la industria petrolera para evitar el daño de formación provocada por migración de finos en los pozos de estudio del Campo “Palo Azul”, serán de gran importancia para optimizar la producción de petróleo y que las operaciones sean técnica y económicamente rentables. **MARCO TEÓRICO:** Descripción general del Campo “PALO AZUL”, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, análisis histórico de los pozos en estudio con daño de formación, análisis y selección de la mejor técnica para reducir el daño de formación, tipo de levantamiento artificial utilizado en el campo “Palo Azul”, diseño y planificación de la estimulación a utilizarse en los pozos candidatos. **DISEÑO METODOLÓGICO:** El presente estudio es de carácter descriptivo, transversal y prospectivo, el que contará con una investigación bibliográfica y de campo. **CONCLUSIÓN GENERAL:** Es necesario aplicar tratamientos de Estimulación Ácida Matricial para aumentar la longevidad de los pozos con un alta producción de petróleo y un bajo corte de agua.

PALABRAS CLAVE

INGENIERÍA DE PRODUCCIÓN, TÉCNICAS DE ESTIMULACION, DAÑO DE FORMACION, MIGRACION DE FINOS, RESERVORIO HOLLÍN, CAMPO PALO AZUL, BLOQUE 18.

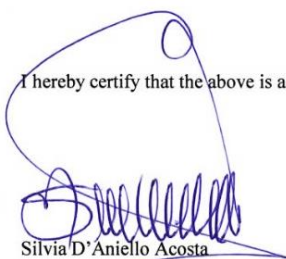
SUMMARY

Thesis based on analysis of stimulation techniques aimed at minimized and remedying formation damages caused by the migration of fine particles into the soot reservoir, and the selection of the most adequate stimulation technique in order to optimize oil production. **GOAL:** Optimize the production of oil wells in the Soot Reservoir of “Palo Azul” Field, with the use of stimulation techniques aimed at minimizing and remedying formation damages caused by the migration of fine particles. **ISSUE:** The study of existing stimulation techniques in the oil industry to avoid the damage to the formation caused by the migration of fine particles in the studied wells of “Palo Azul” field will have great importance in optimizing oil production and making operations more technical and economically viable. **THEORETICAL FRAMEWORK :** General description of “Palo Azul” field, petrophysical properties, fluids properties, historical analysis of wells with formation damage under study, analysis and selection of the best technique to reduce the formation damage, type of artificial mapping used in the field, design and planning of stimulation to be conducted in the chosen wells. **METHODOLOGICAL DESIGN:** The present study is descriptive, transversal and prospective, which includes bibliographical and field research. **GENERAL CONCLUSION:** It is necessary to use Acid Matrix Stimulation treatments to increase the life of the wells with a high level of oil production and low water-jet cutting.


KEY WORDS

STIMULATION TECHNIQUES TO MINIMIZE AND REMEDY FORMATION DAMAGE, MIGRATION OF FINE PARTICLES, SOOT RESERVOIR, “PALO AZUL” FIELD, BLOCK 18.

I hereby certify that the above is a true translation of the original in Spanish, and that I am a competent translator



Silvia D'Aniello Acosta
ID 1703395945



Member of ATIEC (Association of Translators and Interpreters of Ecuador)

INTRODUCCIÓN

El petróleo es el principal producto de exportación del país, su comercialización generó un ingreso del 38% al presupuesto general del estado hasta el mes de Marzo de 2013¹; por esta razón es de gran importancia el estudio de técnicas de estimulación que permitan optimizar la producción de petróleo a fin de evitar su caída drástica, ya sea por daños de formación, problemas mecánicos, migración de finos, corte de agua (BSW), etc., que se presentan durante la vida productiva de los pozos y de esta forma lograr una mejor recuperación de petróleo.

Este estudio está enfocado en los pozos candidatos del Campo Palo Azul que actualmente producen del reservorio Hollín. El daño que se genera por migración de finos es la causa para que pozos con buena productividad empiecen a declinar su producción de una manera significativa, por lo que es necesario un estudio para seleccionar la técnica de estimulación más óptima que minimicen el daño aumentando la producción de petróleo en los pozos.

La elaboración del proyecto se enfoca en el desarrollo de los capítulos que se describen a continuación:

En el Capítulo I, describe el problema que se presenta en la investigación, indicando cómo el análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del Campo Palo Azul ayudará a optimizar la producción; de esta forma se desarrolla la justificación, hipótesis, objetivos a cumplir, la factibilidad y accesibilidad.

En el Capítulo II, se desarrolla el marco teórico que se fundamenta en el conocimiento empírico, también se enuncia el marco institucional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero (ARCH) teniendo su misión y visión, el marco legal, marco ético y referencial con el temario para sustentar y llevar a cabo la investigación.

En el Capítulo III, se realiza el diseño metodológico, estableciendo el tipo de estudio, el universo y muestra, los métodos y técnicas, la recolección de datos y tabulación de datos.

En el Capítulo IV, se desarrolla el análisis e interpretación de datos, los cuales son colocados según el orden de los objetivos y son representados en gráficos y tablas, además un análisis económico del proyecto.

En el Capítulo V, se describe un conjunto de normas de seguridad y control ambiental con certificaciones de calidad para realizar tratamiento con ácidos.

¹ (<http://www.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe201374.pdf>, 2013)

En el Capítulo VI, se presenta las conclusiones y recomendaciones después del desarrollo del proyecto de tesis, las cuales hacen referencia a los 3 pozos seleccionados como muestra.

En el capítulo VII, se detalla las fuentes bibliográficas, bibliografía consultada, bibliografía citada y la webgrafía, que sustenta el trabajo de tesis.

El capítulo VIII, por último se tiene la sección de anexos.

CAPITULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cómo el análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del Campo Palo Azul ayudó a optimizar la producción?

1.2. ENUNCIADO DEL TEMA

Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del Campo Palo Azul.

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Hace muchos años, la industria petrolera ha fijado grandes funciones o áreas de trabajo dentro de sus organizaciones, cada una de estas funciones cumplía con sus objetivos específicos, tanto el área de perforación como Workover, perforaba y reparaba pozos respectivamente, atendiendo a la necesidad más inmediata fijada por la organización de producción e ingeniería de yacimientos, que es incrementar la producción perforando nuevos pozos o mediante su reparación.

Poca o ninguna atención se prestó durante esos años al hecho de que las operaciones de campo como la perforación, completación, reacondicionamiento, producción y estimulación, son los orígenes de daño a la formación trayendo como consecuencia la disminución parcial y a veces total de la producción del pozo.

Para que las operaciones en la producción sean técnicas y económicamente más rentables se analizará técnicas de estimulación para reducir y remediar el problema de daño de formación por migración de finos en los pozos del Campo Palo Azul perteneciente al Bloque 18. Para exponer soluciones y propuestas prácticas, a este proyecto que está relacionado al daño de formación, se plantea la siguiente pregunta:

¿Cómo el análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del Campo Palo Azul; permitió mejorar la producción y aumentar la longevidad de cada pozo estudiado?

1.4. JUSTIFICACIÓN

La efectividad de las diferentes técnicas de estimulación en pozos con daños de formación por migración de finos han sido de gran importancia en la industria petrolera, permitiendo su uso en diferentes campos de países petroleros del mundo, lo cual lleva a ampliar la idea e introducirla a los campos del país donde compañías como EP Petroamazonas ya lo han estado usando con buenos resultados.

Fué necesario probar la efectividad de la estimulación aplicada en los pozos del Campo Palo Azul y evitar pérdidas económicas para la empresa operadora y para el país.

1.5. HIPOTESIS

La selección de una técnica de estimulación para minimizar y remediar el daño de formación por migración de finos en los pozos del Campo Palo Azul. Mejorará la producción de petróleo y aumentará la vida útil de los pozos a estudiarse.

1.6. OBJETIVOS

1.6.1. Objetivo General

Optimizar la producción de los pozos en el Reservorio Hollín del Campo Palo Azul, con la aplicación de técnicas de estimulación para minimizar y remediar daños de formación por migración de finos.

1.6.2. Objetivos Específicos

- a. Analizar los parámetros petrofísicos del reservorio Hollín.
- b. Unificar información correspondiente a historiales de producción de los pozos del Campo Palo Azul.
- c. Analizar el tipo de levantamiento artificial empleado en los pozos del Campo Palo Azul.
- d. Identificar las causas y efectos de los daños de formación.
- e. Investigar el estado actual de los pozos del Campo Palo Azul que actualmente producen en el reservorio Hollín.
- f. Sistematizar información correspondiente a estudios de estimulación realizados en el Campo Palo Azul.
- g. Seleccionar la mejor técnica de estimulación para minimizar los daños de formación.
- h. Analizar los resultados obtenidos de pozos en los que se aplicó la técnica seleccionada.

- i. Indicar el pozo candidato para la posible aplicación de la técnica seleccionada.
- j. Realizar un análisis técnico-económico de los pozos en estudio.
- k. Presentar los resultados a los directivos de la FIGEMPA y a la ARCH.

1.7. FACTIBILIDAD Y ACCESIBILIDAD

1.7.1. Factibilidad

El presente proyecto fue factible llevar a cabo por que contó con el apoyo técnico y profesional de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), el talento humano de los investigadores, bibliografía y web-grafía pertinente; y, el tiempo suficiente para la realización del mismo.

1.7.2. Accesibilidad

El presente proyecto es accesible porque recibió el apoyo de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) quienes facilitaron el acceso y sistematización de los datos; y, la información pertinente para el desarrollo de la investigación.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. MARCO INSTITUCIONAL DE LA ARCH

MISIÓN

Garantizar el aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarburífero, propiciar el racional uso de los biocombustibles, velar por la eficiencia de la inversión pública y de los activos productivos en el sector de los hidrocarburos con el fin de precautelar los intereses de la sociedad, mediante la efectiva regulación y el oportuno control de las operaciones y actividades relacionadas.²

VISIÓN

La ARCH, Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, será reconocida como el garante público de los intereses constitucionales del Estado en el sector hidrocarburífero, gracias a su alto nivel técnico-profesional, a su gestión transparente y a su cultura de servicio y mejoramiento continuo³.

2.2. MARCO LEGAL

Mediante Registro Oficial No.244 del 27 de Julio del 2010, se publica la Ley de Hidrocarburos, según el Artículo 11 se crea la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífero, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Adscrita al Ministerio Sectorial con personalidad jurídica, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera, con patrimonio propio.⁴

2.3. MARCO ÉTICO

La presente investigación no atenta en ninguna de sus partes a los principios éticos, morales, ni económicos de la Agencia o de los funcionarios de la misma, en un marco de respeto y protección al medio ambiente; de acuerdo con las políticas de hidrocarburos establecidos por el Gobierno Nacional y bajo el marco jurídico vigente.

² (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero, 2010)

³ (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero, 2010)

⁴ (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífero, 2010)

2.4. MARCO REFERENCIAL

2.4.1. Descripciones Generales del Bloque 18

El Bloque 18 se encuentra limitado al Norte por el Bloque 11 (EP-Petroecuador), al sur por los Bloques 7 y 21 (EP Petroamazonas), al Este por los Bloques 44, 48 (EP-Petroecuador) y Bloque 47 (ENAP SIPEC); y, al Oeste por el Parque Nacional Sumaco (Figura 1).

2.4.2. Descripción General del Campo Palo Azul

2.4.2.1. Antecedentes

En Enero de 1999, se descubrió el Campo Palo Azul por la Contratista, conformada por CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION COMPANY S.A. y PETROMANABI S.A., la cual perforó el pozo “PALO AZUL-01”, encontrando como arenisca productoras a Basal Tena y Hollín. El pozo llegó a una profundidad de perforación de 10423 pies (TVD). Posteriormente en el año 2000 se perforó el pozo “PALO AZUL-02” para probar la continuidad del reservorio Hollín y de la estructura fuera de los límites del bloque 18.

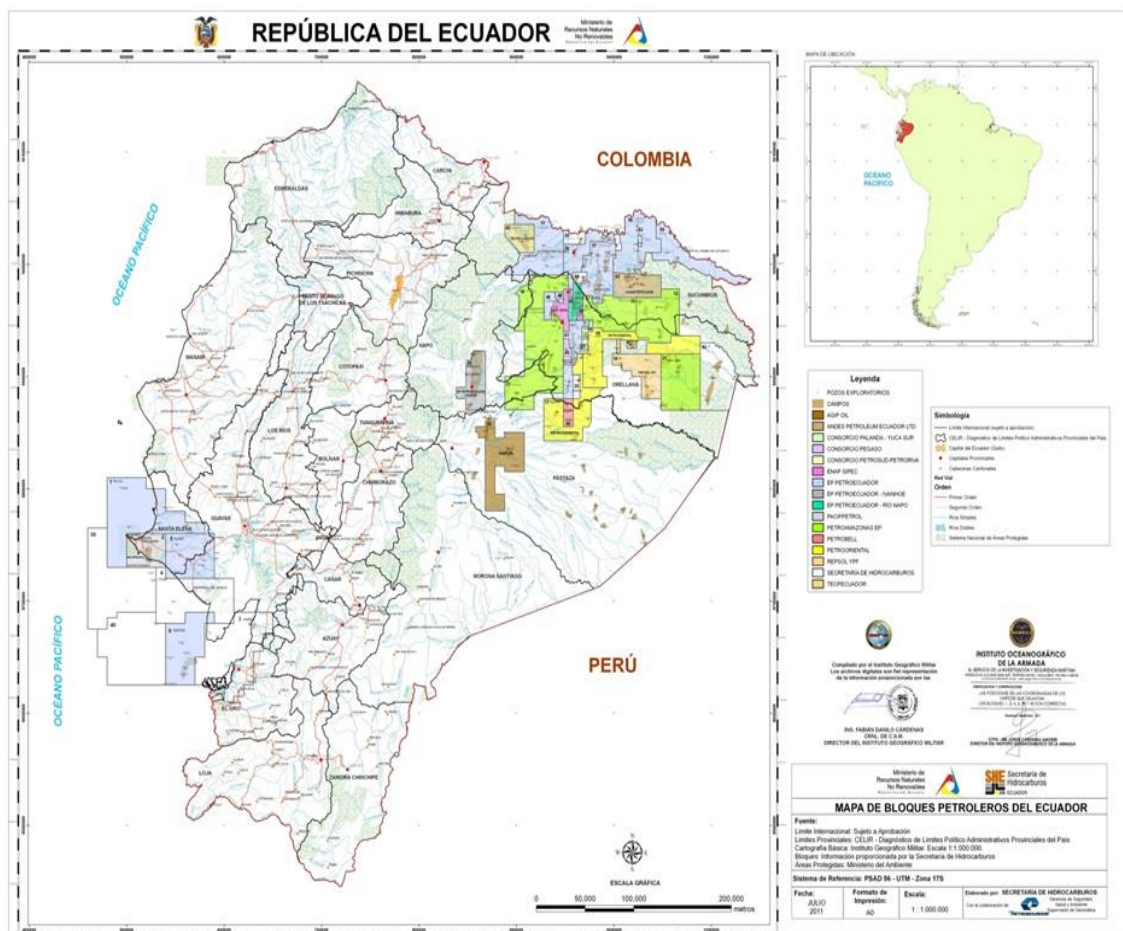


Figura 1. Mapa de Bloques Petroleros

Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorios de la ARCH y elaborado por la Secretaria de Hidrocarburos Ecuador (SHE)

El principal reservorio del Campo Palo Azules la arenisca de la formación Hollín, y como secundarias la arenisca del miembro Basal Tena y las areniscas de miembro U y T de la formación Napo, en donde se encuentran acumulaciones de hidrocarburos. Se han perforado en este campo alrededor de 49 pozos a la formación Hollín como objetivo principal, y a las arenas U y T de la Formación Napo y Basal Tena, como objetivos secundarios. En general, los pozos alcanzan una profundidad de alrededor de 10200 ft TVD y entre 25 y 30 días de perforación.

2.4.2.2. Ubicación Geográfica

El Campo Palo Azul es operado actualmente por EP Petroamazonas, se encuentra ubicado al Noroeste del campo Sacha, al Oeste del Río Coca y Noreste del Campo Pucuna, en la Provincia de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador (Figura 2).

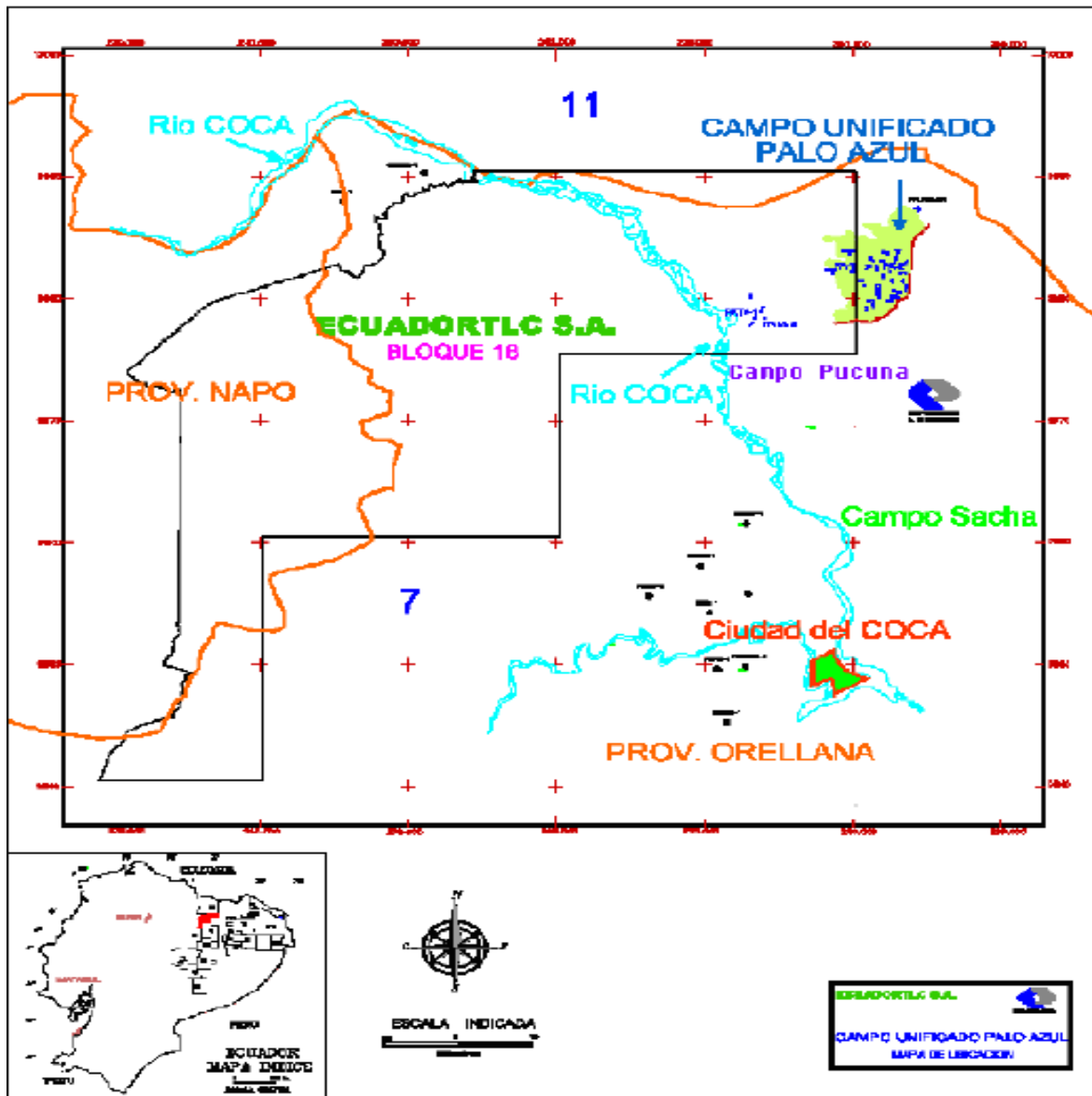


Figura 2. Ubicación Geográfica del Campo Palo Azul.
Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorio de la ARCH

2.4.2.3. Descripción Geológica

Geológicamente el Campo Palo Azul se ubica al Oeste del eje axial de la subcuenca cretácica Napo y es un entrapamiento estructural, representado por un anticlinal asimétrico. El eje principal tiene una dirección preferencial aproximadamente Norte-Sur a Noreste-Suroeste, de unos 10 km de largo y un ancho máximo en dirección Oeste-Este de 5 km. El campo está limitado al Este por una falla inversa de alto ángulo que se origina en el basamento.

La evaluación de los registros eléctricos a hueco abierto mostró la existencia de una importante columna con saturación de petróleo en la Formación Hollín, además se efectuaron pruebas de producción en varios intervalos del pozo “PALO AZUL-02”.

2.4.2.4. Características Estratigráficas

La secuencia estratigráfica de la Cuenca Oriente está generalizada en la columna estratigráfica (Figura 3). La secuencia sedimentaria está depositada sobre un basamento cristalino correspondiente al margen occidental del Escudo Precámbrico Guayanes (Baldock, 1982). La estratigrafía de la cuenca puede subdividirse en tres mega-secuencias (Dashwood y Abbotts, 1990; Baby et al., 1999), con diferentes características sedimentológicas, tectónicas y magmáticas que reflejan las distintas etapas evolutivas de la Cuenca Oriente.

La Formación Hollín corresponde a la mega-secuencia Cretácica que a su vez se subdivide en 3 unidades principales (Tschopp, 1953): La Formación Hollín (Aptiense-Albiense), la Formación Napo (Albiense-Campaniense) y el miembro basal arenoso de la Formación Tena (Maastrichtiense). A su vez, estas formaciones han sido sub-divididas en miembros litológicos. Esta nomenclatura, establecida por Texaco en los años 60, continúa siendo usada por la industria petrolera en la actualidad.

La Formación Hollín está compuesta esencialmente por areniscas cuarzosas, las cuales presentan facies fluviales (llanura de inundación aluvial y depósitos de tipo braided-anastomosadas) hacia la base, depósitos de estuario con dominio de mareas en su parte media y hacia el tope la secuencia es colmatada con sedimentos depositados en un ambiente de planicie costera y plataforma marina poco profunda (Toro, 1997, White et al., 1995). Estas arenas provienen de la erosión del Escudo de Guyana ubicado posiblemente al Sur Sureste (SSE) de la cuenca. (Jaillard, 1997; Shanmugan et al., 2000).

La Formación Hollín reposa en discordancia erosiva sobre los sedimentos pre-cretácicos y rocas cristalinas subyacentes mostrando una geometría en “backstepping”, acuniándose hacia el Este de la Cuenca Oriente. El espesor varía desde 30 m al este de la cuenca a 300 m al Oeste y Suroeste.

La parte superior de la Formación Hollín (que debería incluir además la Caliza C) es considerada de carácter marino, y tiene un espesor variable de un pozo a otro, pudiendo incluso estar ausente o presente únicamente como Caliza C. Esta sección está constituida por areniscas cuarzosas finas a muy finas, intensamente bioturbadas y cementadas, con abundante glauconita [(K, Na)(Fe³⁺,Al,Mg)₄(Si,Al)₄O₁₀(OH)₂] y bioclastos como componentes secundarios. En general las propiedades como reservorio de esta unidad son pobres, debido a que presentan bajas porosidades y permeabilidades.

La parte principal de Hollín se caracteriza por una sucesión de sedimentos no marinos, depositados en un ambiente continental a transicional (variando desde llanura costera a estuario con rangos de marea micro a meso-mareal). En general, este miembro se caracteriza por presentar sucesiones constituidas casi exclusivamente por niveles de areniscas limpias, con finas intercalaciones de niveles limolíticos y lutíticos. Los registros Gamma Ray y los datos de corona disponibles sugieren que la parte inferior de la Formación Hollín está constituida por areniscas limpias y masivas, depositadas en un sistema fluvial posiblemente de tipo mendriforme, como secuencias de point bar y relleno de canal. Sobre la sección fluvial se encuentra una sucesión de areniscas con un mayor contenido en sedimentos finos (limos y quizá arcillas).

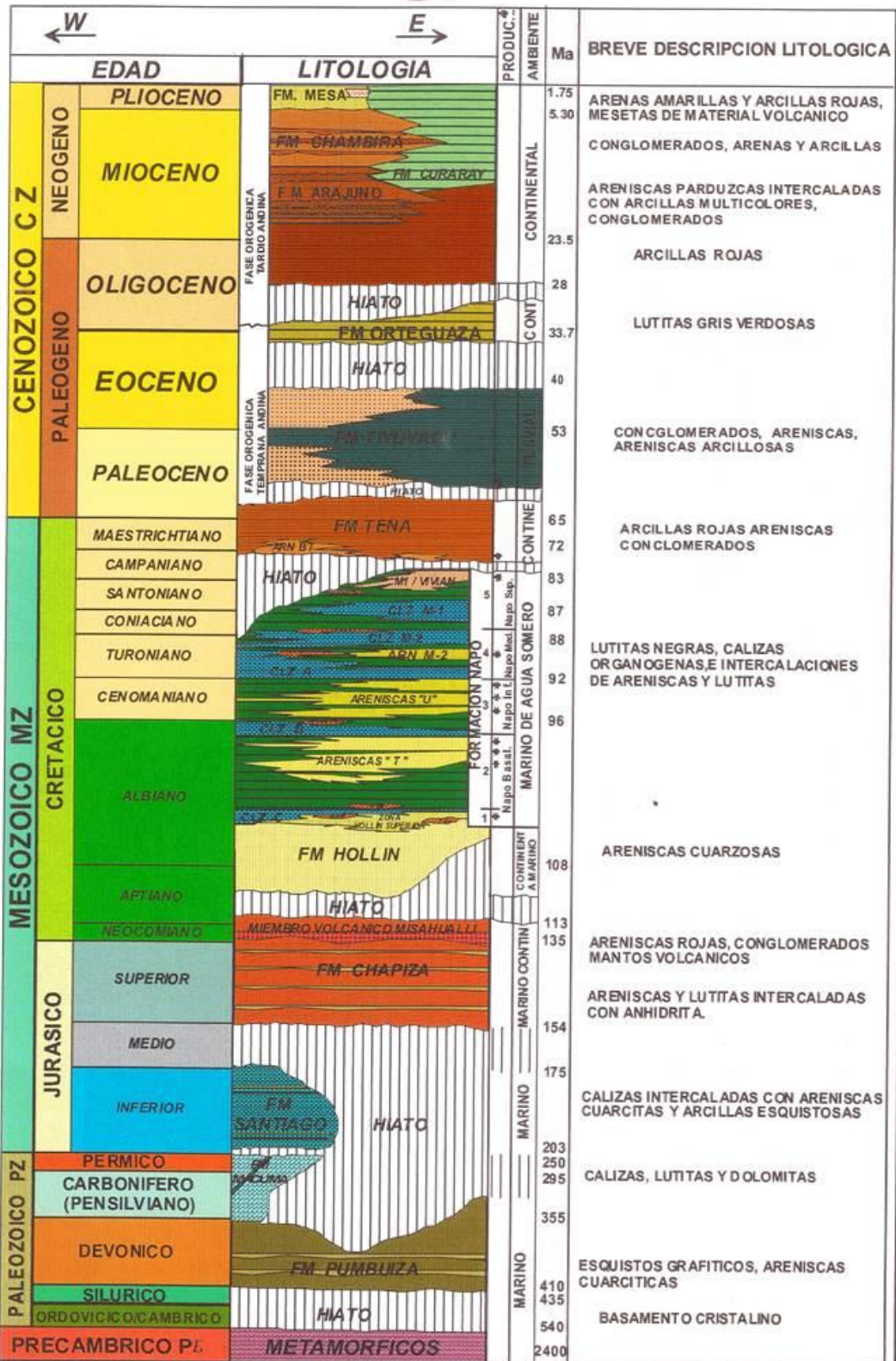
La interpretación de los registros eléctricos, sustentada en la integración de datos de testigo corona, sugieren que se trata de arenas depositadas en un estuario, correspondiendo a pequeños canales y barras de marea. La totalidad de la producción del Campo Palo Azul proviene de esta sección constituida por facies de estuario (normalmente como barras de marea y secuencias de “tidalpoint-bar”).

2.4.2.5. Características Litológicas

Los estudios realizados en el área donde se ubica el Campo Palo Azul basados en datos de corona y rípios de perforación, han establecido un modelo de depositación y de evolución en la que se define como un ambiente fluvial a las arenas de la zona inferior, seguido por un ambiente estuarino dominado por mareas y que terminan con depósitos de costa y mar abierto donde se deposita la caliza “C” que es el nivel que cierra la secuencia de depósito.

La principal arena productora del Campo Palo Azul es Hollín cuyo espesor promedio es de 300 pies (Figura 3).

COLUMNA ESTRATIGRAFICA CUENCA ORIENTE



MODIFICADO DE DASHWOOD Y ABBOTTS

Colaboracion: Pierre Kummert

Realizado por:
Juan Chiriboga / Omar Corozo

Figura 3. Columna Estratigráfica de la cuenca oriente
Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorios de la ARCH

2.4.3. Propiedades Petrofísicas del Reservorio Hollín

En el Campo Palo Azul se tiene realizado un estudio de propiedades petrofísicas a través de dos núcleos de la formación Hollín que fueron de una longitud de 150 ft del pozo “PALO AZUL-02” y de 133 ft del pozo “PALO AZUL-3”, de donde se obtuvieron algunos plugs que permitieron determinar dichas propiedades.

Las principales propiedades conocidas fueron determinadas mediante el análisis de registros eléctricos utilizando información de resistividad verdadera del agua de formación y del petróleo junto con los exponentes de saturación y de cementación, aplicando la Ecuación de Archie que se describe a continuación.

$$S_w = \left(\frac{a * R_w}{R_t * \phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} \quad Ec. 01$$

Dónde

- Sw: Saturación de agua.
- a: Constante de valor igual a 1.
- Rw: Resistividad del agua.
- Rt: Resistividad verdadera del agua de formación.
- ϕ: Porosidad.
- m: Exponente de Cementación.
- n: Exponente de Saturación.

Los datos de corona (Plug) mostraron cuatro valores para el exponente de cementación, en un rango que varía entre 1.80 y 1.98, y que tiene un valor promedio de 1.92. Este es el valor que se ha usado en los cálculos para el exponente de cementación ‘m’. Los datos de corona han suministrado 17 mediciones para el exponente de saturación ‘n’ con un valor promedio de 2.05, el que fue usado dentro de la ecuación de Archie. Para la constante ‘a’ se ha usado un valor de 1.

2.4.3.1. Saturación de los fluidos

Es la relación que expresa la cantidad de fluido que satura el medio poroso. Conocida dicha cantidad y la extensión del volumen poroso se puede volumétricamente determinar cuánto fluido existe en una roca.

2.4.3.2. Porosidad

Esta propiedad fue obtenida mediante la interpretación de los registros eléctricos de los pozos perforados en el Campo “Palo Azul”. Se muestra como ejemplo el pozo PALO AZUL-2 (Figura 4). Luego estos parámetros y el mapa estructural fueron introducidos en el software Petrel para el modelado geocelular. Se actualizó el modelo geológico y se interpolaron las propiedades petrofísicas para caracterizar el campo y estimar su distribución.

2.4.3.3. Permeabilidad

La propiedad petrofísica de permeabilidad cargada en el modelo de simulación fue procesada en el modelo estático y fue obtenida de la relación de las leyes K-phi de los datos de las coronas de los pozos “PALO AZUL-2” y “PALO AZUL-3”. Los datos obtenidos a nivel de pozo se interpolaron con métodos geoestadísticos usando el software Petrel para modelado estático. En la tabla 1 se resume la información adquirida y se precisan los valores promedio de las propiedades petrofísicas del reservorio Hollín.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas Promedio del Reservorio Hollín.

Reservorio	Presión Inicial	Espesor Neto de Petróleo	Porosidad	Saturación de Agua	Saturación de Petróleo	Permeabilidad
	Psi	ft	%	%	%	
Hollín	4340	70	15,2	19	81	800

Fuente. Tomado del Departamento de Reservorios ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés

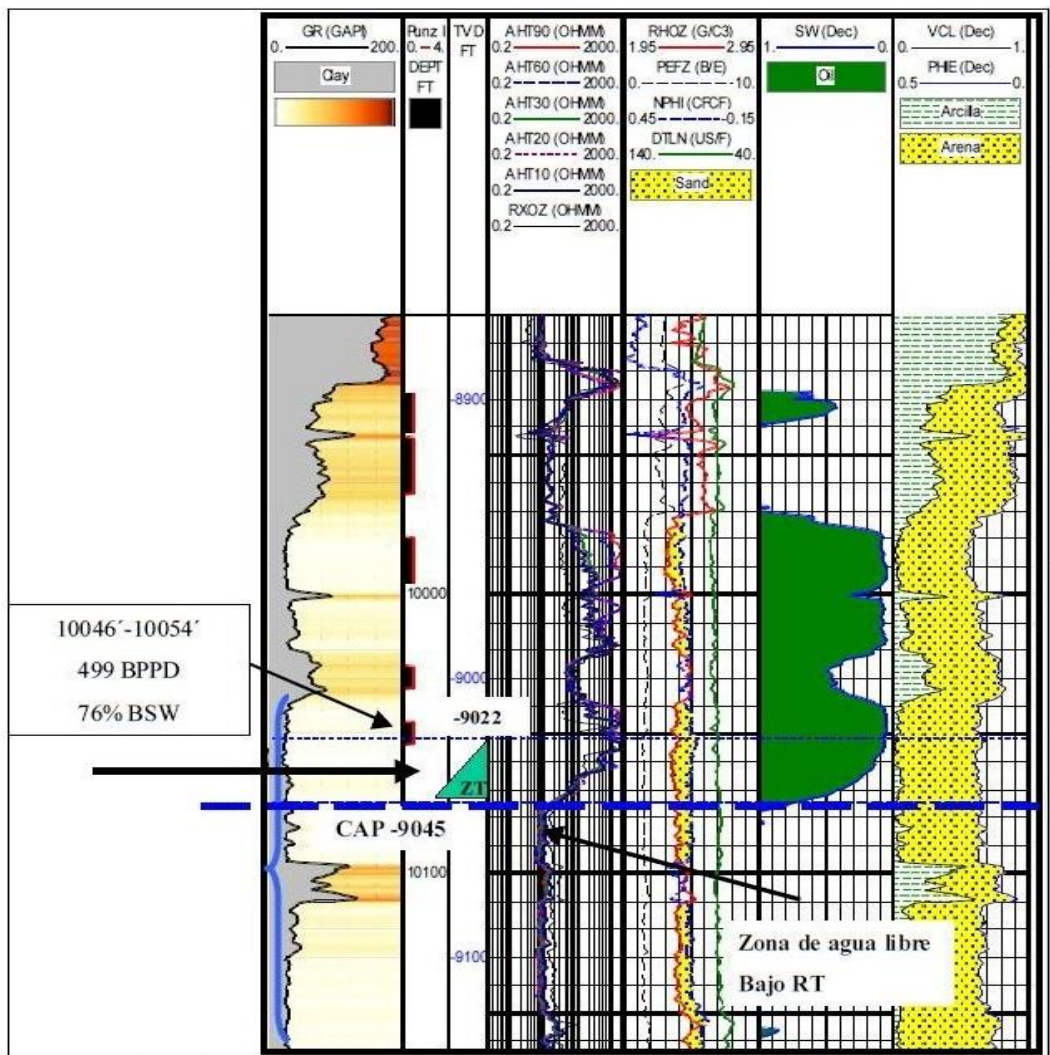


Figura 4. Registro Eléctrico del pozo Palo Azul-02 en el reservorio Hollín
Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorio de la ARCH.

2.4.4. Propiedades de los Fluidos del Reservoirio Hollín

Los parámetros de fluido, tasa de producción de petróleo, gas y agua, índice de productividad, presión de los yacimientos, las propiedades del petróleo a condiciones iniciales y de burbuja actuales, las propiedades del gas, tales como el factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, se han obtenido a través de las pruebas de pozos y de los análisis PVT.

Luego de analizar los datos obtenidos de reportes de producción del Campo Palo Azul, se realizó un cálculo promedio de las producciones acumuladas y propiedades de los fluidos correspondientes al reservorio Hollín:

Tabla 2. Propiedades promedio de los Fluidos del Reservoirio Hollín, 31 de diciembre de 2013.

Reservorio	Presion de Burbuja	BFPD	BPPD	BAPD	BSW	Salinidad
	Psi	bls	bls	bls	%	ppm
Hollin	1190	2108	444	1664	78.94	5412

Reservorio	Presion de Burbuja	Viscosidad	RGL	Boi	GOR	°API
	Psi	cp	PCN/BF	BY/BN	PCN/BP	
Hollin	1190	1,33	136	1,236	647	26

Fuente. Tomado del Departamento del Departamento de Exploración-Explotación, Sub-Proceso de Producción ARCH

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés

De éstos resultados, se puede observar que el crudo del Campo Palo Azul posee muy buenas características: baja viscosidad y una alta gravedad API.

2.4.5. Sistema de Levantamiento Artificial utilizado en el campo

Por el rango de producción que se maneja en los pozos de este campo (40 – 2500 Bls de fluido), el Sistema de Levantamiento artificial empleado es el Bombeo Electro Sumergible.

2.4.5.1. Bombeo eléctrico sumergible (BES)

Es el tipo de levantamiento de mayor utilización en el oriente ecuatoriano por sus altos caudales de producción, el sistema consta de una bomba eléctrica multi-etapa, que se encuentra acoplada a un motor mediante sellos de aceite o protectores del motor, es alimentada eléctricamente por un cable trifásico que se baja junto con la completación de fondo enlazado a la tubería de producción desde superficie. La capacidad de levantamiento de la bomba estará dada por el número de etapas que tenga. En dichas etapas se produce la transformación de energía cinética a energía potencial, y la presión de descarga de una etapa es la presión de succión de la siguiente, dimensionada de tal

manera que la presión de descarga de la última etapa levante el fluido hasta superficie, y éste llegue hasta la estación de producción.

Ventajas del bombeo electro sumergible:

- Alta producción de fluido.
- Se puede realizar con facilidad pruebas de presión como Build ups o Drawdowns sin necesidad de sacar la completación de fondo, ya que en el fondo esta acoplado un sensor de presión y temperatura.
- Se puede subir y bajar la producción variando la potencia del motor, lo que se controla con un variador de frecuencia instalado en la locación del pozo.
- Puede ser controlado mediante sistema Scada.

Desventajas del bombeo electro sumergible:

- Elevados costos de la bomba, reparación y/o mantenimiento.
- Rápido deterioro en presencia de fluidos con alto contenido de arena.
- Se requiere taladro de reacondicionamiento para cambiar la bomba, aumentando el costo y tiempo de operación.
- El sistema se paraliza cuando existen cortes de energía.

A pesar de las desventajas, en la mayoría de los casos se completa para este sistema de levantamiento, pues si bien es más costoso, sus altas tasas de fluido recuperado lo compensan.

2.4.5.1.1. Equipo de Fondo

- Sensor de fondo (Presión y Temperatura)
- Motor Electrosumergible
- Sellos protectores
- Separador de gas
- Bomba Electrosumergible
- Cable Eléctrico
- Tubería de producción

2.4.5.1.2. Equipo de superficie

- Caja de venteo
- Transformador elevador
- Variador de Frecuencia (VSD)
- Transformador reductor

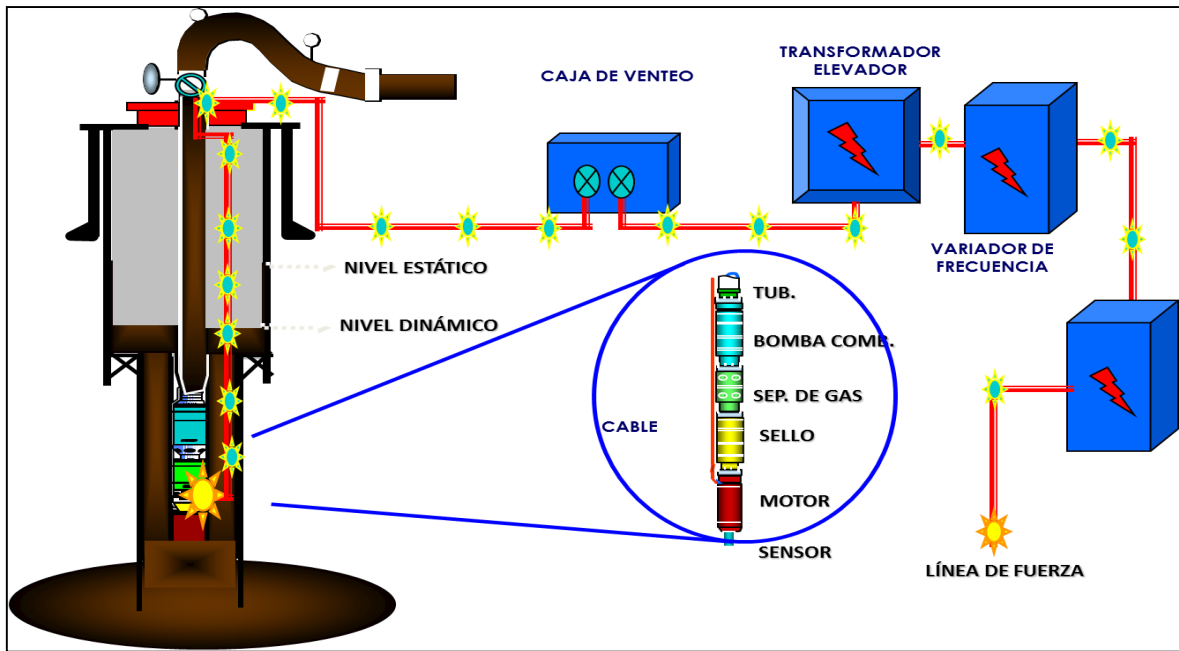


Figura 5. Sistema de Bombeo Electrosumergible
Fuente.- Google “Universidad de América, Bogotá-Colombia.”

2.4.6. Historial de producción del Campo

2.4.6.1. Mapa de Ubicación de los Pozos

La mayoría de pozos que han sido perforados hasta diciembre del 2013, se encuentran ubicados en la Provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador y localizados en la parte centro oriente de la estructura Palo Azul, como se observa en el mapa estructural al tope de reservorio Hollín (Figura 6).

2.4.6.2. Estado de los pozos del Campo Palo Azul

En la actualidad el 88% de la producción del Campo Palo Azul corresponde a reservorio Hollín y el 12% restante a la arenisca del miembro Basal Tena y las areniscas de miembro U y T de la formación Napo (datos obtenidos de la producción acumulada del 31 de diciembre de 2013).

En la tabla 3 se clasifica a los de pozos del Campo Palo Azul de acuerdo a su función, en la figura 6 se observa la distribución de los pozos y la configuración del Campo Palo Azul.

Tabla 3. Clasificación de los pozos de Campo Palo Azul, 31 de diciembre de 2013.

CLASIFICACION DE LOS POZOS			
PRODUCTORES	INYECTORES	ABANDONADOS	TOTAL
38	2	9	49

Fuente. Tomado del Departamento del Departamento de Exploración-Explotación,
 Sub-Proceso de Producción ARCH

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés

De los 38 pozos del Campo Palo Azul que actualmente se encuentran en producción; 34 son de la formación Hollín, 2 de la formación Basal Tena, 1 de la formación U y 1 de la formación T. Los pozos inyectoros están completados en la formación Basal Tena, como parte de un proceso de recuperación secundaria o mantenimiento de presión.

2.4.6.1. Producción acumulada del Campo Palo Azul

Tabla 4. Producción Acumulada del Campo Palo Azul, 31 de diciembre de 2013.

POZO	CRUDO	AGUA	GAS
Total PALO AZUL A001 BT	226.453,74	16.964,94	34.987,96
Total PALO AZUL A001 H	392.372,99	235.949,00	142.570,68
Total PALO AZUL A003I H	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A016 H	1.410.517,35	2.078.814,60	594.352,89
Total PALO AZUL A018 H	21.421,29	612,04	6.935,17
Total PALO AZUL A018I H	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A018I TY	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A027 H	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A030 T	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A030I BT	121.208,73	47.162,01	67.490,43
Total PALO AZUL A030I H	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL A035 H	7.132,22	124.308,27	962,94
Total PALO AZUL A035I H	0,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL B002 H	7.314.007,19	2.294.841,87	2.678.360,51
Total PALO AZUL B002 T	446,00	0,00	0,00
Total PALO AZUL B003 H	10.847.164,21	2.895.697,00	3.928.964,26
Total PALO AZUL B005 H	4.766.724,96	1.895.609,81	1.865.813,02
Total PALO AZUL B006S1 H	1.324.828,51	294.182,03	427.487,16
Total PALO AZUL B007 H	1.216.683,42	1.633.256,54	534.776,61
Total PALO AZUL B008 H	6.792.099,53	1.528.036,43	2.677.133,49
Total PALO AZUL B009 H	6.794.034,67	3.745.268,40	2.879.629,60
Total PALO AZUL B010S1 H	4.971.445,95	1.448.002,79	1.892.781,91
Total PALO AZUL B021 H	235,83	572,21	206,17
Total PALO AZUL B025 H	1.726.444,37	4.015.231,63	1.130.263,47
Total PALO AZUL B026 H	273.706,87	498.817,35	119.151,51
Total PALO AZUL B026 T	1.118,35	2.377,78	378,71
Total PALO AZUL B036HS1 H	347.936,89	1.686.932,31	275.825,52
Total PALO AZUL B043 H	0,00	9.718,63	421,00
Total PALO AZUL B043 T	76,76	1.428,14	19,72
Total PALO AZUL C004 H	1.780.165,13	2.089.496,27	719.189,17
Total PALO AZUL C011 H	2.929,29	17.666,39	2.215,62
Total PALO AZUL C013S1 H	2.682.966,66	1.243.461,37	940.012,79
Total PALO AZUL C014 H	703.256,65	3.123.528,30	458.427,58
Total PALO AZUL C017 H	2.448.533,87	2.519.212,84	784.184,40
Total PALO AZUL C020 H	618.853,94	1.114.992,80	207.123,18
Total PALO AZUL C022 H	1.015.956,81	4.263.953,41	494.371,02
Total PALO AZUL C022 U	448,09	9.851,63	828,87
Total PALO AZUL C037 H	625.904,01	5.225.295,98	394.195,01
Total PALO AZUL C037R1 H	5.770,85	295.463,35	24.799,82
Total PALO AZUL C038 H	2.795.646,41	1.299.084,53	944.895,95
Total PALO AZUL C039 H	4.980.615,57	3.965.920,02	1.701.805,80
Total PALO AZUL C040 H	451.553,92	245.070,79	108.360,01
Total PALO AZUL C046 H	256.773,09	303.054,33	83.229,46
Total PALO AZUL C048S1 H	35.523,30	139.661,36	20.088,78
Total PALO AZUL D012 H	2.088.972,72	2.286.805,73	801.419,98
Total PALO AZUL D015 H	6.290.845,17	7.126.600,34	3.005.787,14
Total PALO AZUL D019 H	3.093.321,27	7.843.134,94	1.590.345,17
Total PALO AZUL D023 H	1.725.783,26	1.505.350,80	604.190,81
Total PALO AZUL D024 H	2.458.656,10	2.326.403,00	1.026.535,60
Total PALO AZUL D028H H	113.503,49	388.336,29	48.342,68
Total PALO AZUL D031 H	3.276.930,51	9.547.254,37	2.022.564,10
Total PALO AZUL D032 H	355.580,44	752.397,93	150.044,80
Total PALO AZUL D033H H	1.336.932,69	2.445.635,17	651.845,44
Total PALO AZUL D034H H	495.769,08	1.337.988,23	239.286,60
Total PALO AZUL D042A H	132.926,36	593.864,76	82.685,34
Total PALO AZUL D044 H	92.870,64	333.939,43	66.455,03
Total PALO AZUL N029 H	52.138,01	3.175,03	29.302,86
PRODUCCIÓN TOTAL ACUMULADA	88.475.187,14	86.800.383,14	36.461.045,72

Fuente. Tomado del Departamento del Departamento de Exploración-Explotación, Sub-Proceso de Producción ARCH

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés

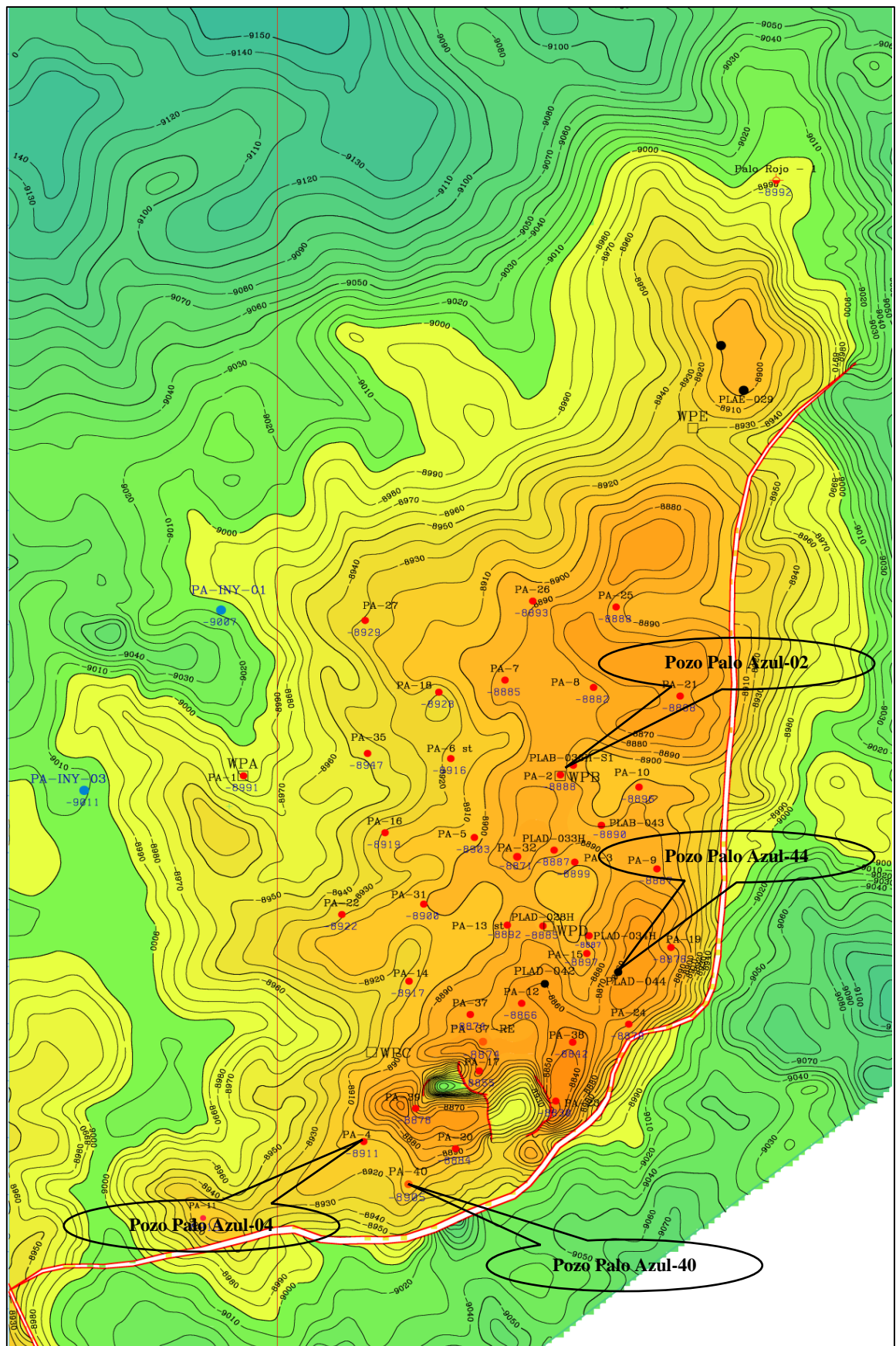


Figura 6. Mapa de ubicación de los pozos del Campo "Palo Azul"
Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorio de la ARCH

2.5. DAÑO A LA FORMACION EN ARENAS

2.5.1. Definición de daño

El daño es la alteración natural o inducida, de las propiedades petrofísicas de la roca de formación que caracterizan el flujo de fluidos a través de la misma.

2.5.2. Daño a la formación y pseudodaños

La zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir. Es por ello que a continuación se va a realizar un análisis de las causas de la caída de presión que se tiene al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo. El análisis de esta parte del sistema de producción consiste en considerar el flujo de fluidos desde el radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de los disparos (Figura 7).

$$\Delta P_r = \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad Ec.02$$

$$\Delta P_r = P_{ws} - P_{wf} \quad Ec.03$$

Dónde:

ΔP_{fm} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.

ΔP_{fd} = Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.

ΔP_t = Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.

ΔP_{pc} = Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.

ΔP_{perf} = Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración y densidad).

ΔP_{tp} = Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones.

Para determinar la caída de presión ΔP_r , se requiere registrar la presión del fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con un registrador adecuado. El análisis de la variación de presión de pruebas de incremento o decremento, conduce a determinar una presión de fondo fluyente real, $P_{wf_{real}}$. Si se considera una terminación en agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fondo fluyente sería diferente y se podría indicar como $P_{wf_{ideal}}$.

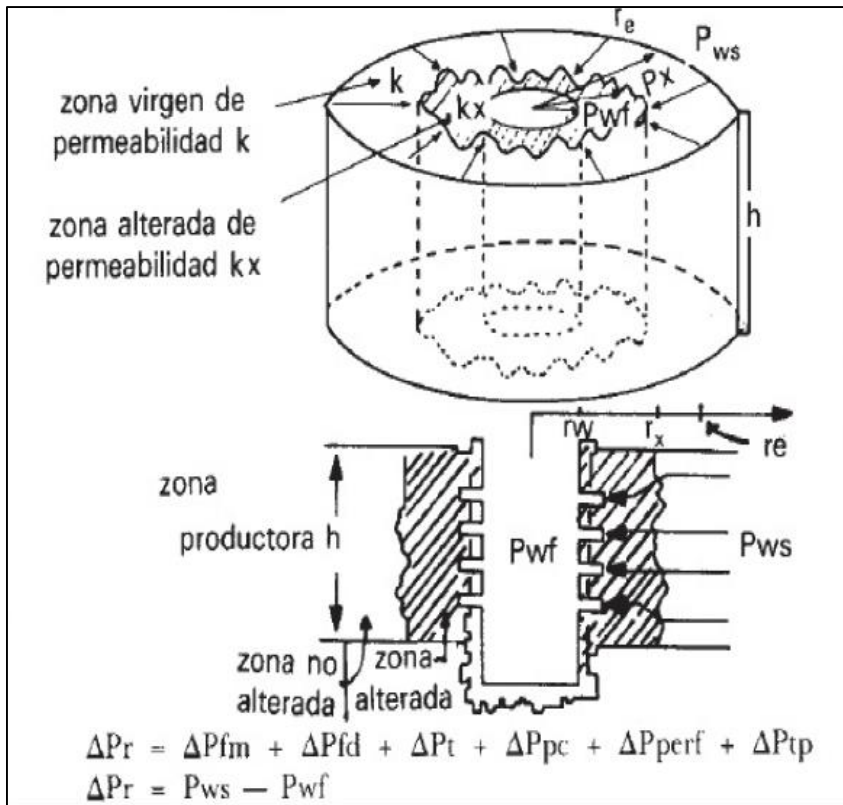


Figura 7. Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo.

Fuente. PerfoBlogger “<http://achjjj.blogspot.com/>”

En esas condiciones y como se muestra en la figura 8 se define una diferencia de presión entre $P_{wf\text{ideal}}$ y la $P_{wf\text{real}}$.

$$\Delta P_s = P_{wf\text{ideal}} - P_{wf\text{real}} \quad \text{Ec. 04}$$

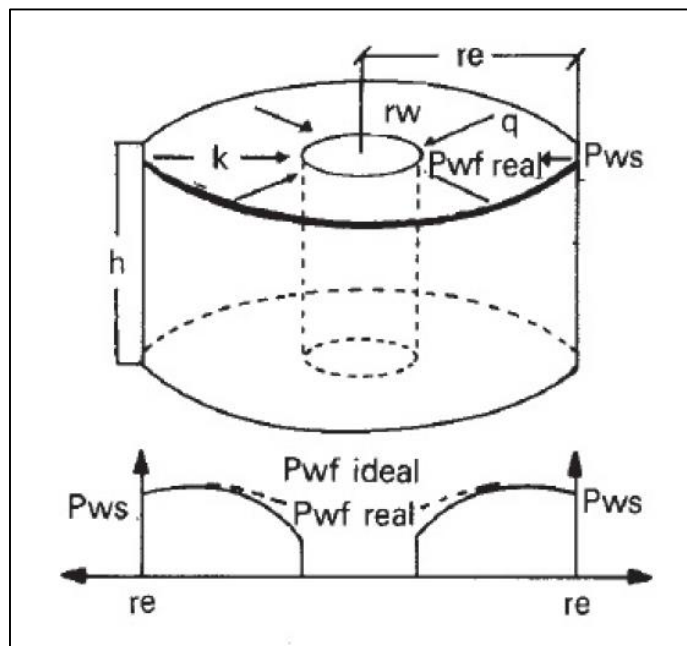


Figura 8. Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.

Fuente. PerfoBlogger “<http://achjjj.blogspot.com/>”

Van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el llamado “Efecto Skin”, S, donde;

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \dots \dots \dots \quad Ec. 05$$

Esta ecuación en unidades de campo será:

$$\Delta P_s(\text{Psi}) = \frac{141.2q(\text{BPD})\mu(\text{cp})B_o(\text{Adimensional})}{k(\text{md})h(\text{pie})} S(\text{Adimensional}) \quad Ec. 06$$

Dónde:

B_o = Factor de volumen del aceite.

La ΔP_s se debe a las caídas de presión adicionales causadas por los efectos de la zona alterada de la formación (ΔP_{fd}), la turbulencia al llegar los fluidos a los disparos (ΔP_t), la terminación relativa del intervalo disparado con la zona productora (ΔP_c) y a la restricción al flujo por el patrón y penetración de las perforaciones (ΔP_{perf}) y por las restricciones en los túneles de las mismas (ΔP_{tp}), es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{pc} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad EC. 07$$

En consecuencia se le puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el Efecto Skin, S, está compuesto por los pseudofactores:

$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} + S_{tp} \quad EC. 08$$

Dónde:

S_{fd} = Factor de daño real de la formación.

S_t = Pseudofactor de daño por turbulencia.

S_{pc} = Pseudofactor de daño por terminación.

S_{perf} = Pseudofactor de daño por las perforaciones.

S_{tp} = Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto Skin o factor de daño total S, este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o ser nulos. Obviamente la estimulación de pozos solo concierne con el factor de daño verdadero, S_{fd} y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto Skin y así estimar el efecto de una estimulación dirigida a la remoción del

daño verdadero de la formación en la vecindad del pozo y la eliminación de la restricción en los túneles de las perforaciones.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo dado en la figura 7, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendría un factor de daño S debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k .

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión P_x , se tiene:

a) Si $k_x = k$

$$q = \frac{2\pi k h (P_x - P_{wf_{ideal}})}{\mu \text{Ln} \left(\frac{r_x}{r_w} \right)} \quad EC. 09$$

b) Si $k_x < k$

$$q = \frac{2\pi k_x h (P_x - P_{wf_{real}})}{\mu \text{Ln} \left(\frac{r_x}{r_w} \right)} \quad EC. 10$$

Combinando las ecuaciones 9 y 10 con las ecuaciones 4 y 5, se demuestra que:

$$S = \left[\frac{k}{k_x} - 1 \right] \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \quad EC. 11$$

De aquí se puede observar lo siguiente:

- a) Si $k_x < k$, $S > 0$, el pozo está dañado.
- b) Si $k_x = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño.
- c) Si $k_x > k$, $S < 0$. El pozo fue estimulado.

Tabla 5. Valores típicos de S y su significancia relativa.

CONDICIÓN DEL POZO	VALOR DEL DAÑO VERDADERO A LA FORMACIÓN
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Estimulado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Fuente.PerfoBlogger “<http://achjij.blogspot.com/>”

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés

2.5.3. Mecanismos de daño

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = -\frac{k A \delta P}{\mu \delta r} \quad EC. 12$$

En la ecuación anterior se puede apreciar que básicamente la disminución de producción es por la reducción de la permeabilidad a los fluidos o el aumento en la viscosidad de estos.

Como se mencionó anteriormente la permeabilidad, k , se refiere a una permeabilidad equivalente efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

En un sistema de flujo radial, como se observó anteriormente, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable baja en la productividad (o inyectividad).

En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un obturamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- a) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados o fisuras de la roca, presencia de finos y arcillas de la propia formación, sólidos de los fluidos de perforación o terminación, incrustaciones de depósitos orgánicos (asfaltenos o parafinas), entre otros.
- b) Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.
- c) Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento.

2.5.4. Incidencia en la permeabilidad de la formación

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas. Estas partículas sólidas pueden

provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también puede ocasionarse reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de arcillas.

Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, esta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca. Para tener una idea de este fenómeno, considérese el empaque de capilares mostrado en la figura 9, con radios r_c y longitud L .

Como se aprecia en la figura 9, igualando las leyes de Poiseville y Darcy, se tiene:

$$k = \frac{\phi r_c^2}{8} \quad EC. 13$$

Cualquier solido presente en los conductos porosos a un aumento de volumen de los minerales de la roca, propiciara una disminución drástica tanto de la porosidad como del radio medio de los conductos, en consecuencia un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca.

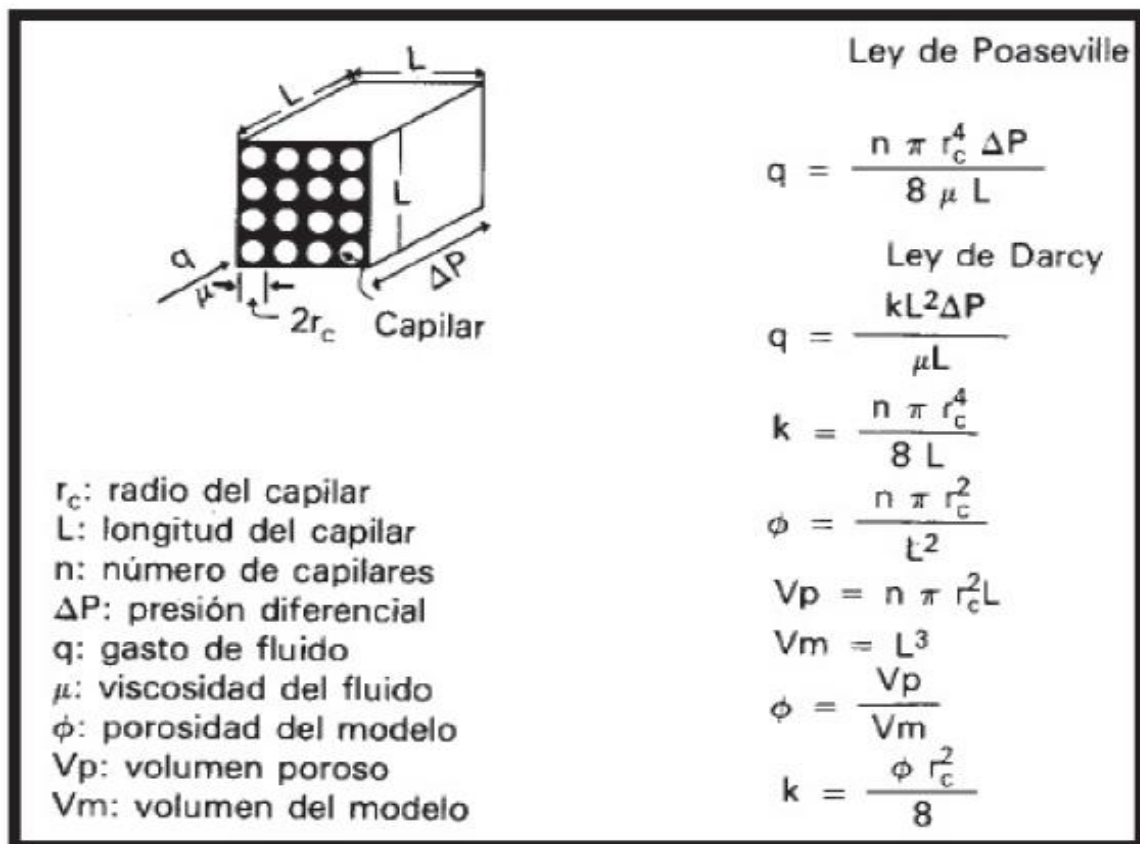


Figura 9. Modelo de medio poroso con tubos capilares.
Fuente.-INLAB “<http://www.inlab.com.ar>”

- **Reducción de la permeabilidad relativa**

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación del agua de formación.

La reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la baja productividad del pozo, depende del incremento en la saturación de agua y del radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. En pruebas de laboratorio, se ha experimentado y se ha encontrado que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

En lo general en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, un cambio en esta condición natural puede resultar de la acción de agentes activos de superficie llevados por los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación. Una reducción en la permeabilidad relativa del aceite puede ser del orden del 60% en un medio mojado por aceite; mayores porcentajes de reducción se han encontrado en rocas de más baja permeabilidad.

- **Alteración de la viscosidad de los fluidos**

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La reducción de productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos (tales como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas sólidas de hidrocarburos), tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y; de estas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Los finos mojados por agua reducen la tendencia a la estabilidad de la emulsión.

Las formaciones mojadas por aceite, tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo pueden ocasionar cambios en su constitución por pérdida de ligeros o precipitación de material parafínico o asfáltico. Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

2.5.5. Causas del daño a la formación

Estudios de laboratorio y de campo indican que la mayor parte de las operaciones que se realizan para poner a producir un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos, e inclusive por las operaciones mismas de estimulación. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa, por lo que su prevención o por lo menos su minimización debe ser el enfoque principal con el que se planea cualquier operación en un pozo.

2.5.6. Operaciones durante las cuales se produce el daño

2.5.6.1. Perforación

Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectaran fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas.

El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado de lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

2.5.6.2. Cementación

Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar esta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores, espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuertes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

2.5.6.3. Terminación

Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, cementaciones forzadas, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la cementación forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de la formación. Aun con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación.

Adicionalmente, la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compacta y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

2.5.6.4. Por Estimulación

La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causaran daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de hierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca y causar precipitaciones indeseables.

2.5.6.5. Limpieza

Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfáltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

2.5.6.6. Reparación de pozos

El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño.

2.5.6.7. Producción

Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento sufre de una caída de presión alta, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfáltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) trayendo como consecuencia obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrograda que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

2.5.6.8. Inyección de agua

Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, incompatibilidad con las arcillas, bacterias, y geles residuales en la inyección de polímeros.

2.5.6.9. Inyección de gas

El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

2.5.7. Tipos de daño

2.5.7.1. Daños por invasión de fluidos

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de esta con fluidos extraños, los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y permeabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca. En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zonas de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aun cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 pies o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos. La fuente principal de daño a la formación por invasión de fluidos es la propia perforación del pozo.

El lodo de perforación forma una costra (mud cake) en las paredes del pozo, debido precisamente al filtrado de fluidos. Este filtrado continúa aun cuando la costra ya está formada con una velocidad mucho más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente su penetración en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. El daño ocasionado por estos fluidos, es función de la composición de los mismos y de los minerales de la formación.

2.5.7.2. Daño por arcillas

Aun cuando en la naturaleza existe un número muy grande de tipos de minerales que componen las rocas, la mayoría de ellos pueden describirse adecuadamente por solo unos cuantos minerales.

En la tabla 6 se observan los minerales más comunes que componen las principales formaciones sedimentarias productoras, incluyendo contenido promedio por tipos de rocas y composición química. Como se observa, el cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) con los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. En lo general, la mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos contienen una mayor o menor cantidad de arcillas. Estos minerales son potencialmente factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración.

Tabla 6. Minerales comunes que componen la roca.

Mineral	Contenido (% en peso)		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldespatos	8	2	Si ₃ AlO ₈ K Si ₃ AlO ₈ Na Si ₃ AlO ₈ Ca Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas	1	Trazas	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂ (AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas	7	1	Al ₂ (SiO ₄ O ₁₀) (OH) ₂ Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂ (1/2Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ (Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O (AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos	10	92	CaCO ₃ Ca, Mg (CO ₃) ₂ Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos	Trazas	Trazas	CaSO ₄ , 2H ₂ O CaSO ₄
Otros	2	1	NaCl FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

Fuente. Minerales y Rocas “<http://www.lateinamerika-studien.at>”
Elaborado por: Axel Borsdorf, Carlos Dávila.

Las arcillas presentes en las rocas productoras de hidrocarburos, provienen en lo general de dos tipos de procesos. El primero es un proceso mecánico en el cual las arcillas ocurren en el depósito simultáneamente con los otros minerales que conforman, la roca, partículas que pueden formar parte de los clásticos de la roca o rellenan los espacios entre los mismos.

Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobre todo del agua de formación. Este ataque químico da lugar al segundo proceso de origen de arcillas, en el que estos minerales se forman en el espacio poroso de la roca, como resultado de precipitados o reacciones de otros minerales (feldespatos, micas, etc.) con el agua de formación. Este tipo de arcillas al encontrarse principalmente en el sistema poroso o en las fisuras, por donde se tiene el flujo de fluidos, constituyen una condición especial para entrar fácilmente en contacto con los fluidos de invasión.

Las arcillas están estructuradas en dos arreglos, como se esquematiza en la figura 10. La unidad de la primera estructura es un sílice tetraédrico (SiO_4^{2-}), estructurándose arreglos hexagonales que se repiten para formar una lámina.

La unidad de la segunda estructura es aluminio octaédrico ($\text{Al}_2(\text{OH})_6$) que conectados forman una lámina octaédrica, consistente de dos planos de iones hidroxilos que convergen a un plano de iones de aluminio.

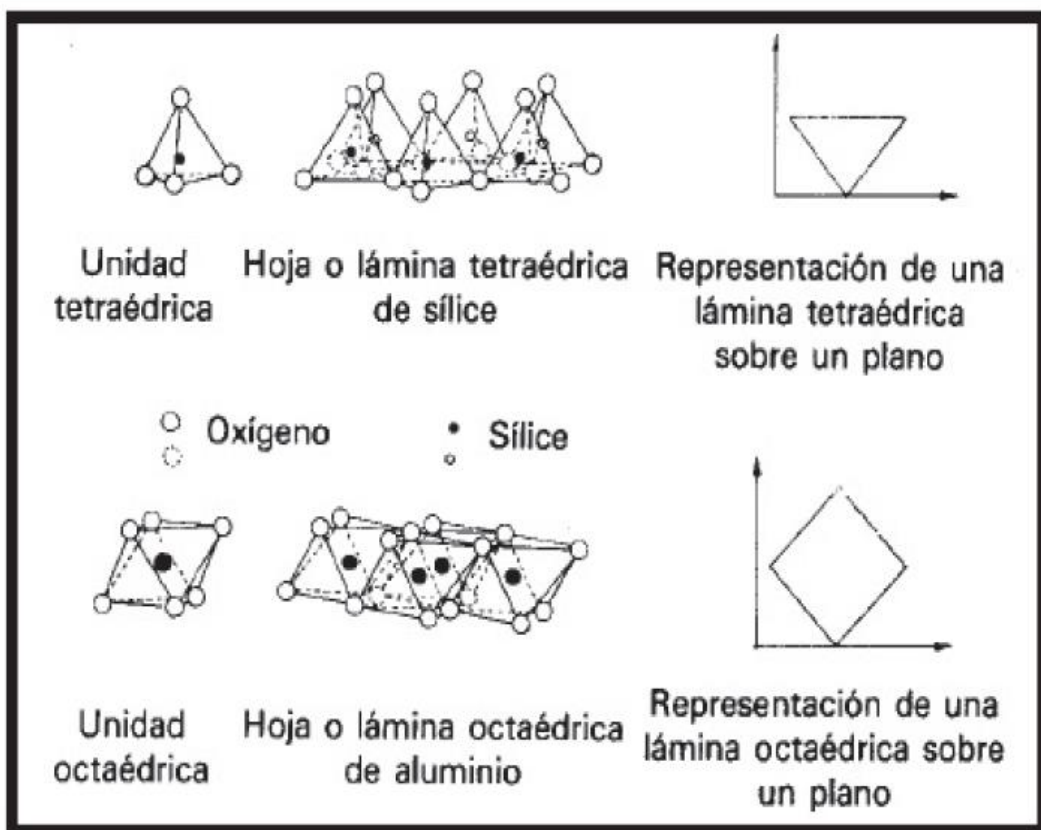


Figura 10. Modelo de medio poroso con tubos capilares
Fuente.-Portal del petróleo“<http://www.portaldelpetroleo.com>”

En función de los diferentes arreglos de las láminas se basan los cuatro grupos de arcillas, que son:

- Kaolinita
- Illita
- Smectita
- Clorita

En la figura 11 se muestran esquemáticamente las diferentes estructuras del cristal arcilla de cada grupo.

Kaolinita

Esta arcilla consiste de un arreglo de una lámina tetraedral una lámina octaedral (Figura 11A). Este conjunto constituye una capa de arcilla que tiene aproximadamente 7 \AA de espesor. Las diferentes capas están unidas debido a la proximidad de los iones de hidroxilos de la lámina octaedral y de los iones oxígeno de la tetraedral. Los hidrógenos de los grupos hidroxilos están unidos con los oxígenos de las láminas octaedrales, siendo una unión generalmente fuerte.

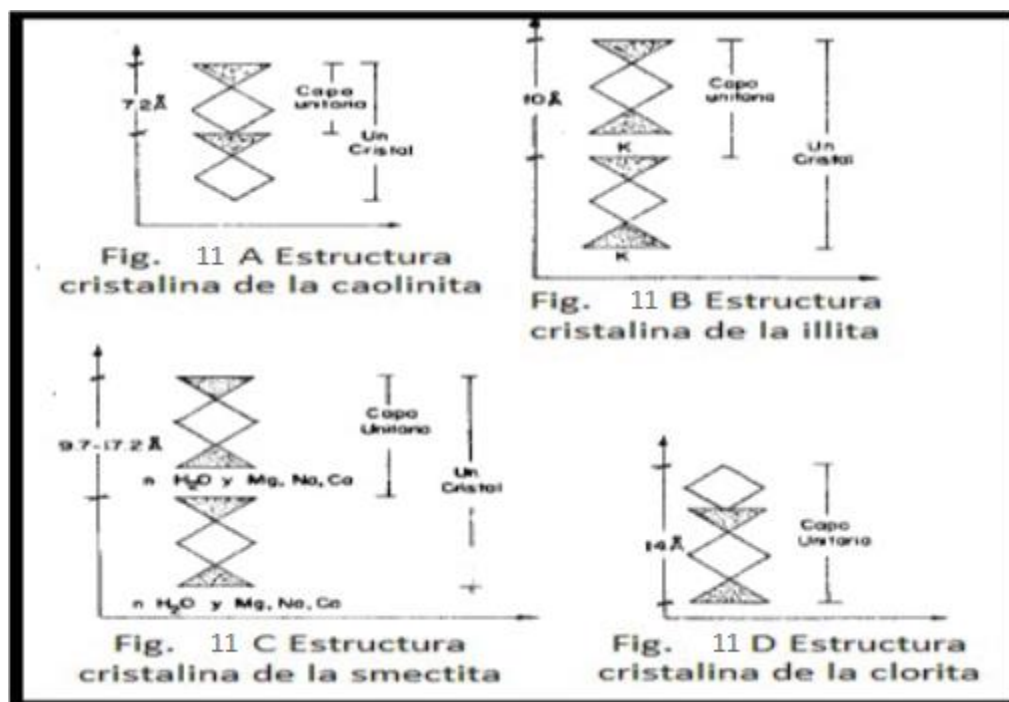


Figura 11. Grupos de arcillas

Fuente.-Portal del petróleo“ <http://www.portaldelpetroleo.com>”

Illita

Esta arcilla está constituida de arreglos de una lámina octaedral entre dos laminas tetraedrales (Figura 11B). Estas tres láminas forman una capa de arcilla de aproximadamente 10 \AA de espesor. La Illita tiene cuando mucho la mitad de aluminio sustituyendo al sílice de la lámina tetraedral. Aproximadamente $\frac{3}{4}$ partes de los cationes de la lámina octaedral son aluminio, menos cantidad de

iones hierro están presentes y aproximadamente 1/8 de los iones son divalentes. Esto resulta en una carga negativa del arreglo, la cual es balanceada por el catión potasio entre las capas, haciendo una fuerte ligadura entre ellas (ligadura iónica). A causa de esto, el ion potasio en la illita no se remueve fácilmente por otros iones en el agua, lo cual hace que la arcilla no se hinche.

Smectita.

El arreglo de esta arcilla es igual al de la arcilla tipo Illita (Figura 11C), sólo que esta es caracterizada por la presencia de cationes de pobre ligadura y de agua o moléculas orgánicas polares. Las sustituciones resultan en un déficit de cargas, el cual es balanceado por cationes que pueden ser sodio, calcio, hidrogeno, fierro y aluminio, resultando en una amplitud variable entre las capas.

Clorita.

Este mineral consiste de un arreglo de una lámina octaedral entre dos láminas tetraedrales mas una octaedral entre cada capa. Las capas están unidas por laminas octaedrales. Esto forma una unidad de $14 A^0$ con ligaduras del tipo iónico por lo que la clorita no se expande (Figura 11D)

Dispersión y migración de arcillas

Las arcillas de la formación se encuentran en equilibrio con el agua congénita y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización. Estas aguas de diferente salinidad pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen del filtrado de lodos base agua, del filtrado de las lechadas de cemento, de los fluidos de terminación, reparación, estimulación o del agua de inyección.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente pH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y la dispersión o floculación tanto de las arcillas hinchables o no hinchables como de otros finos de la formación; asimismo también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como las arcillas y otros minerales, migren a través de los conductos porosos, puenteándose en las gargantas de los poros y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

Problemas adicionales de este tipo se presentan por la invasión de los fluidos lavadores y espaciadores utilizados para mejorar la cementación de tuberías de revestimiento, dado que contienen grandes cantidades de dispersantes. Los filtrados de las lechadas de cemento, contienen iones calcio liberados por las partículas de cemento y pueden causar un intercambio iónico de las arcillas desestabilizándolas.

Existen pruebas que permiten estimar el grado de sensibilidad de las formaciones al agua. Estas pruebas incluyen la identificación mineralógica de la roca, pruebas de hinchamiento, examen al microscopio electrónico y pruebas de flujo. Para realizar las pruebas, se requieren equipos especializados y a través de ellas actualmente se tiene un conocimiento más a fondo de los procesos de daño por invasión de fluidos en rocas con contenido de arcillas. La perturbación y alteración de las arcillas naturales es probablemente la causa más importante de daño y se ha recomendado en lo general que los fluidos de invasión contengan iones divalentes del calcio o magnesio, o altas concentraciones de potasio para minimizar el daño que puedan causar.

2.5.7.3. Daño por bloqueo de emulsiones

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos de terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de formación.

Asimismo filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de formación. Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de partículas finas y otros sólidos ayuda a la estabilización de las emulsiones.

2.5.7.4. Daño por precipitación secundaria

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que puede llegar a ser significativo si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación óxidos y sulfuros de hierro pueden ser disueltos y el hierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH superiores a 4, el hierro puede precipitarse como un gel de hidróxido de hierro dañando la permeabilidad de la formación.

Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y prácticamente no removible del medio poroso, causando uno de los más severos daños a la formación.

2.5.7.5. Daño asociado con la producción

Como ya fue mencionado, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo.

Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfáltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales).

Obviamente estos depósitos generan obturamientos de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura puede originar condensación retrograda, con la invasión de líquidos en el medio poroso y por ende una reducción de la permeabilidad relativa al gas. Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño de la formación.

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

Otro tipo de daño asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación. Esto reducirá la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

2.5.7.5.1. Migración de finos

Se da en el movimiento de las partículas finas de cuarzo y arcilla o materiales similares en la formación prospectiva debido a las fuerzas de arrastre generadas durante la producción. La migración de finos puede resultar de una formación no consolidada o inherentemente inestable o de la utilización de un fluido de tratamiento incompatible que libera partículas finas. A diferencia de la migración de arena que se estabiliza mejor, el material movilizado en la migración de finos debe ser producido para evitar el daño de la región vecina al pozo.

La migración de finos hace que las partículas suspendidas en el fluido producido obturen las gargantas de poros cerca del pozo, reduciendo la productividad de éste. Los finos pueden incluir diferentes materiales, tales como las arcillas (filosilicatos de menos de 4 micrones) y los limos (silicatos o aluminosilicatos cuyos tamaños oscilan entre 4 y 64 micrones). La caolinita y la illita son las arcillas migratorias más comunes. El daño generado por los finos se localiza generalmente en un radio de 1 a 2 m [3 a 5 pies] del pozo, pero también puede producirse en las terminaciones con empaque de grava. En las formaciones de areniscas, se utilizan mezclas de ácido fluorhídrico

[HF] para disolver los finos. En las formaciones carbonatadas, el objetivo no es disolver sino dispersar los finos en los agujeros de gusanos, de modo que se utiliza ácido clorhídrico [HCl] como fluido de tratamiento.

2.5.7.5.2. Depositación de escalas inorgánicas

Las restricciones de la productividad del pozo por deposición de escala puede ocurrir en los poros de la formación, borde del pozo o equipo de producción; cuando dos fluidos contienen varios aniones y cationes mezclados, pueden vincular juntamente sustancias que son insolubles resultando en un precipitado sólido que cae fuera del fluido producido, o en los espacios porales.

Cuando los depósitos de escalas inorgánicas ocurren en la cara de la formación no solo reduce la producción, pierden su eficiencia y eventualmente determinan fallas en el equipo de fondo. “Las incrustaciones se forman en la tubería de producción, cabezal de pozo y líneas de flujo, reduciendo considerablemente el diámetro interior de la tubería de producción”.⁵

La composición química de los depósitos de escala, son depósitos de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario; estos depósitos se forman principalmente por el cambio de condiciones, durante la producción o inyección de fluidos en el pozo, por el cambio de presión y temperatura o por la mezcla de aguas de distintas salinidades.

2.5.7.5.3. Depositación de escalas orgánicas

Se menciona a las escalas orgánicas como, depósitos de parafina, las cuales son mezclas de hidrocarburos saturados de alto peso molecular, son: “hidrocarburos de cadenas largas y ramificadas, resinas y materiales asfálticos, su consistencia está entre blandos y pegajosos a duros y quebradizos.”⁶

“Las parafinas no son solubles ni dispersables por la mayoría de hidrocarburos, y son resistentes al ataque de los ácidos, bases y agentes oxidantes; estas pueden precipitar en el pozo, cerca de la cara de la formación, o en los espacios porosos de la roca.”⁷

Las causas para el daño orgánico insoluble en ácido, son: (a) el enfriamiento termodinámico, (b) el uso de fluidos de perforación a base de hidrocarburos alifáticos, (c) los fluidos filtrados con alto pH, (d) los fluidos de matado con alto contenido de cloro.

⁵ BJ SERVICES, Leonard Kalfayan, Scale and precipitate damage P.21

⁶ BJ SERVICES, Leonard Kalfayan, Organic deposition P.30

⁷ BJ SERVICES, Leonard Kalfayan, Paraffin deposition, P.30

Los tres métodos comúnmente conocidos, en la eliminación y control de los depósitos de parafina son: “(a) térmicos, mediante la utilización de vaporizadores portátiles los cuales calientan parcialmente el crudo; (b) mecánicos, usando raspadores para limpiar la tubería de producción; (c) Solventes, que se inyectan en el pozo, líneas de flujo para evitar que la cera se deposite.”⁸

2.5.8. Diagnóstico de la presencia de daño

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo.

Solamente un análisis multidisciplinario puede identificar las causas de este comportamiento, es importante hacer este análisis, ya que puede atribuirse la baja productividad de un pozo a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

Anomalías

- Bajo índice de productividad: es una ocurrencia frecuente que un pozo presente un bajo índice de productividad, producto de una alta diferencial de presión en la cara del yacimiento. Una de las causas de esta caída de presión puede ser el daño de la formación, pero antes de afirmar esto, debe analizarse todo el sistema yacimiento/pozo.
- Alta tasa de declinación: debe compararse la declinación de cada pozo individual con la declinación promedio del yacimiento para detectar anomalías.

Factores principales que reducen la producción

- Sistema mecánico ineficiente.
- Baja permeabilidad del yacimiento.
- Baja presión del yacimiento.
- Reducido volumen de reservas remanentes.
- Restricción alrededor del pozo debida a daños o pseudodaños.

Si el sistema mecánico o el levantamiento artificial están trabajando ineficientemente, se observará alta presión en el fondo del pozo (o alto nivel de fluido en pozos de bombeo), lo cual, aunado a bajas tasas de producción nos indicará que hay que revisar el diseño del equipo.

2.5.8.1. Efecto del factor de daño

El factor de daño o factor skin es definido a la zona de permeabilidad alterada en la formación; el valor del skin se obtiene directamente en las pruebas de restauración de presión en el pozo.

⁸ BJ SERVICES, Leonard Kalfayan, Paraffin deposition, P.31

El skin se define matemáticamente como: “una zona que genera una caída de presión uniforme en la capa de arena.”⁹ Está asociado con la formación cercana al borde de pozo; el cual brinda una idea del estado actual de la permeabilidad en la zona cerca del borde de pozo. “el factor skin es el único que se puede eliminar mediante un trabajo de estimulación”.¹⁰

2.5.8.2. Determinación del daño de formación

2.5.8.2.1. Análisis del Índice de Productividad

El índice de productividad es una medida del potencial que tiene un pozo durante su vida útil de producción, se lo representa a través (J) o (IP).

$$J = \frac{Q}{(P_e - P_{wf})} \left(\frac{BPD}{Psi} \right) \quad EC. 14$$

La existencia de una zona de permeabilidad dañada alrededor del pozo, reduce el valor de la presión de fondo fluyente y hace que la diferencia de presión ($P_e - P_{wf}$) incremente, reduciendo el índice de productividad del pozo.

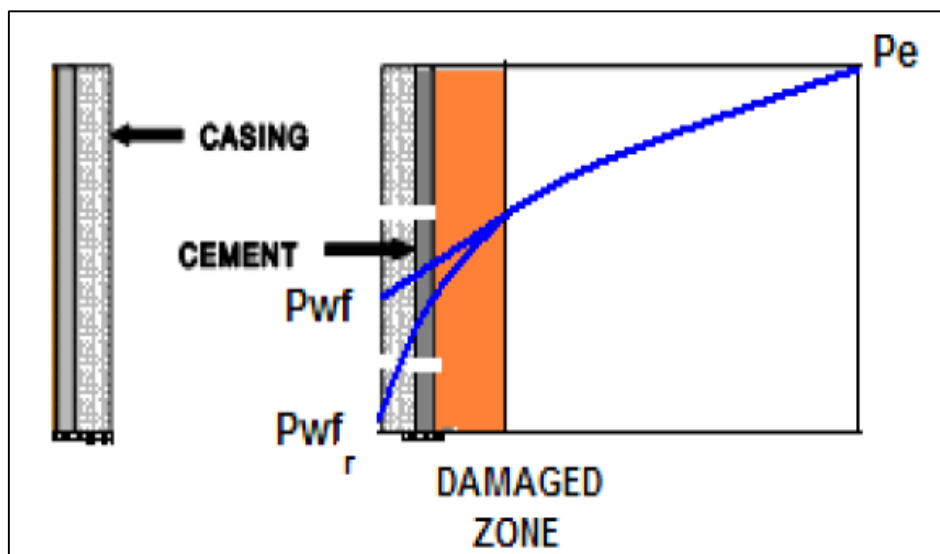


Figura 12. Zona de Daño

Fuente.-Daño de formación “<http://sinfolder.blogspot.com>”

Análisis de grupos de pozos del mismo yacimiento

Para todo pozo, puede calcularse un índice de productividad real, que viene dado por la relación entre la tasa de producción, dividido entre el espesor de la formación productora y la caída de presión.

⁹ Formation Damage, Leonard Kalfayan, Cit., P.27.

¹⁰ Formation Damage, Leonard Kalfayan, Cit., P.28.

Para $P_e > P_{wf} > P_b$

$$J_e = \frac{Q_o}{h(P_e - P_{wf})} \quad EC. 15$$

Para $P_e > P_b > P_{wf}$

$$J_e = \frac{Q_o}{h \left\{ P_e - P_b + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \right\}} \quad EC. 16$$

Para $P_b > P_e > P_{wf}$

$$J_e = \frac{Q_o}{h \left\{ \frac{P_e}{1.8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \right] \right\}} \quad EC. 17$$

Este índice de productividad es real, es lo que el pozo está produciendo. Luego, hay que tomar en cuenta que existe un índice de productividad ideal o teórico, que viene dado por la geometría del área de drenaje, la permeabilidad efectiva al petróleo y las propiedades del fluido, así:

$$J_t = \frac{7,08 k_o h}{\mu_o \beta_o \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad EC. 18$$

Pueden calcularse los índices de productividad específicos, real, y teórico, para un grupo de pozos y construir un gráfico como en el de la Figura 13, donde podría apreciarse cuales son los pozos que más se aparta del comportamiento ideal.

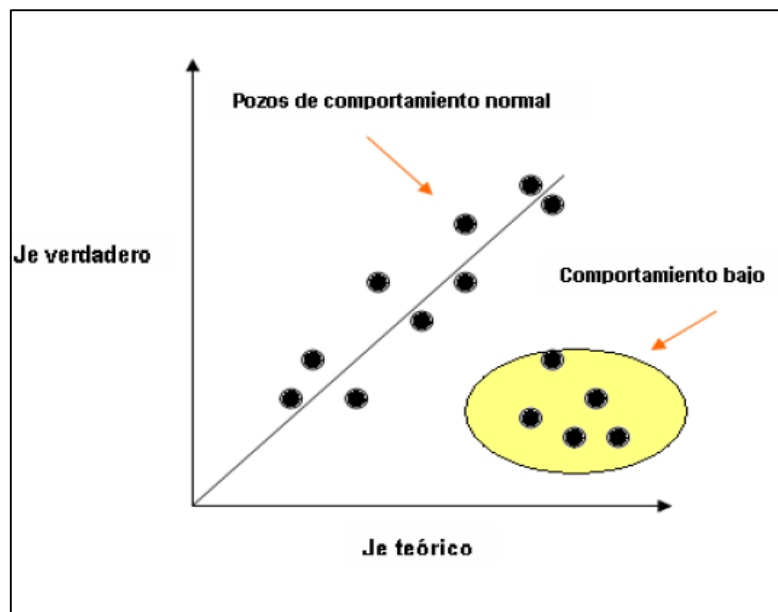


Figura 13. Índices de productividad específicos, real, y teórico
Fuente: Índice de producción “<http://www.google.com.ec>”

Los pozos que más se apartan del comportamiento ideal son los que tienen anomalías de productividad y deben ser sometidos a análisis.

2.5.8.2.2. Pruebas de Restauración de Presión

Una prueba de restauración consiste en realizar una serie de mediciones de la presión de fondo del pozo, para tiempos ΔT después de que se cerró el pozo, con el fin de restaurar la presión a su valor original.

Para llevar a cabo una prueba de este tipo es necesario que el pozo produzca a gasto constante Q por un periodo anterior al cierre.

El objetivo fundamental en la aplicación un método de restauración de presión, es el cálculo de la presión estática de un yacimiento, además de la determinación de ciertas propiedades características de la formación que involucra dicho cálculo como:

- Permeabilidad.
- Índice de productividad del pozo.
- Existencia de daño de formación.
- Capacidad de flujo.

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

Este tipo de prueba de presión corrida en los pozos de nuestro país, generalmente es de corto tiempo de duración, por lo tanto para el caso de yacimientos infinitos (drenaje limitado y efecto de interferencia entre pozos) reviste una consideración especial el cálculo de la presión estática del yacimiento.

En el análisis de una prueba de restauración de presión, el método de Theis-Horner es el que más comúnmente se utiliza.

Consideraciones teóricas

En una prueba de restauración de presión, podemos diferenciar tres regiones básicas y que se definen de acuerdo a la forma de la curva de Horner como:

- Una región de tiempos iniciales (RTI).
- Una región de tiempos medios (RTM).
- Una región de tiempos tardíos (RTT).

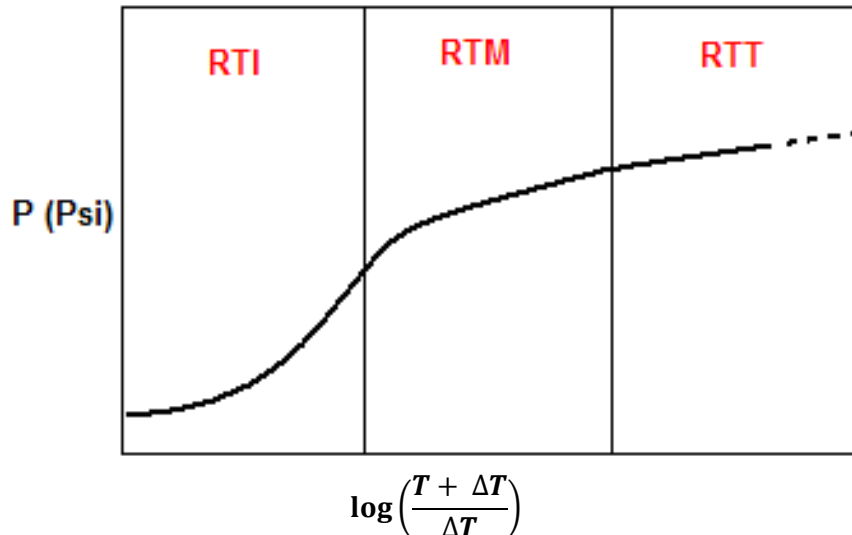


Figura 14. Regiones en una restauración de presión

Fuente.-Google “balancedemateriales.lacomunidadpetrolera.com”

Región de tiempos iniciales (RTI)

Puesto que la mayoría de los pozos tienen la permeabilidad alterada en su vecindad, a medida que la presión migra (se incrementa después del cierre) a través de esta región, no hay razón para esperar que la pendiente de la línea recta esté relacionada con la permeabilidad, sin embargo, cuando el movimiento de fluido continúa dentro del pozo después del cierre, se presenta otra complicación a periodos iniciales durante la prueba, que provoca una compresión de fluidos (gas, petróleo, agua) en el mismo pozo, conocido como almacenamiento.

Efecto de Almacenamiento: generalmente se caracteriza por una curva en S para el caso de una restauración.

Región de tiempos medios (RTM)

Se presenta desde cuando se terminan los efectos de almacenamiento hasta donde inician los efectos de límite del yacimiento.

Esta región es la parte recta de la curva de Horner y representa la respuesta del espesor total de la zona productora, y por lo tanto este espesor (h) deberá considerarse para obtener la permeabilidad.

Región de tiempos tardíos (RTT)

Es la parte de la curva en la cual el radio de investigación de la prueba ha alcanzado los límites del yacimiento, el área de drenaje, interferencia de pozo, contactos de fluidos, etc.

Efecto de límite de yacimiento: en las curvas de restauración de presión se observa la tendencia de la curva de hacerse horizontal a medida que el tiempo de restauración aumenta.

Si se grafica la presión registrada durante el periodo transitorio de flujo en el pozo cerrado, contra el $\log\left(\frac{T+\Delta T}{\Delta T}\right)$, Figura 15.

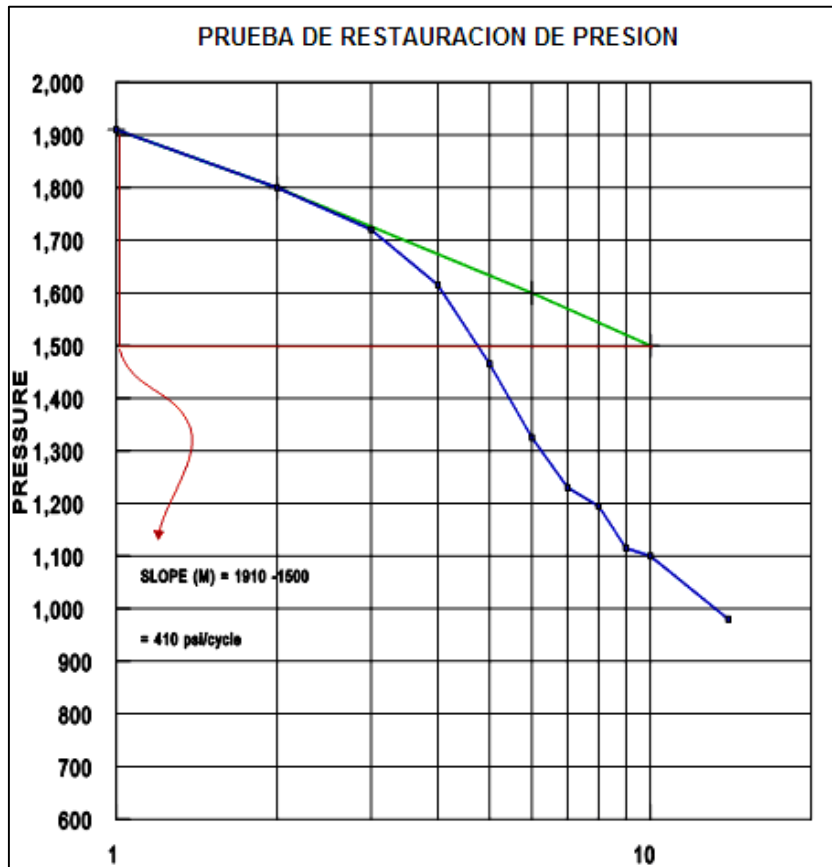


Figura 15. Prueba de Restauración de Presión $(T+\Delta T)/\Delta T$
Fuente.- Tomado del Departamento de Reservorio de la ARCH

La pendiente (m) se obtiene en la sección recta comprendida entre un ciclo (psi/ ciclo).

Conociendo la pendiente (m) se puede determinar la capacidad de flujo, a través de la siguiente ecuación.

$$Kh = \frac{162.6 q\mu \beta}{m} \quad EC. 19$$

Si la porción recta comprendida de la curva de restauración se extrapola para un tiempo de cierre del pozo ΔT infinito, $\left(\frac{T+\Delta T}{\Delta T}\right) = 1$ se obtiene una presión P^* . En el caso de un yacimiento infinito, con solo un pozo en el centro, $P^* = P_i$ donde P_i es la presión inicial del yacimiento.

Para un yacimiento finito y desarrollado, la presión extrapolada no es una buena aproximación de P_i y generalmente se ha llamado “presión falsa(P^*)”.

Se puede estimar el daño de formación a partir de la siguiente ecuación:

$$S = 1.115 \left[\frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi C_t \mu r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad Ec. 20$$

Donde:

S = es el factor total de daño que incluye daños y pseudodaños (Adimensional)

P_{1hr} = presión al tiempo de cierre de una hora obtenida del gráfico semilogarítmico de Horner (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyente (psi)

k = permeabilidad calculada de la prueba de restauración de presión (mD)

μ = viscosidad del petróleo (Cp)

ϕ = porosidad del yacimiento (fracción)

C_t = compresibilidad total del sistema (psi⁻¹)

r_w = radio del pozo (").

2.5.8.2.3. Revisión de la Historia de Producción

La historia de producción de un pozo debe mostrar la producción de petróleo, RGP, porcentaje de agua, y cualquier cambio que se haya hecho en el sistema de producción (cambio en la velocidad de la bomba, ajustes en el sistema de levantamiento por gas, etc.) hay que observar los cambios de pendiente de la curva de tasa vs tiempo, sobre todo los que vienen asociados a la producción inicial de agua.

Declinación brusca: Es el mejor indicativo de que un pozo está dañado, cuando no es asociado a un trabajo de Workover, hay que analizarlo bajo dos criterios:

- Si está asociado con el comienzo de la producción de agua, entonces es indicio de migración y acumulación de partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Si no está asociado a la producción de agua, posiblemente la causa sea precipitación de asfáltenos en la misma área.

Declinación suave y gradual: Un cambio de este tipo en la pendiente es indicación de la acumulación gradual de depósitos en la tubería, situación que puede corregirse con tratamiento químico.

Es importante ver si los cambios bruscos en la curva de historia de producción están asociados a eventos de reparación o estimulación del pozo, ya que es el mejor indicio del proceso que generó el daño.

2.5.9. Cuantificación del daño

El conocimiento de la permeabilidad promedio en la zona dañada, y el espesor de la arena, permitiría cuantificar la magnitud del daño y su efecto sobre la productividad del pozo; sin embargo no existe métodos directos para evaluar ambos parámetros, la permeabilidad y el espesor dañados.

En un pozo con un daño producido durante la perforación, solo es posible estimar la profundidad de la invasión por medio de registros de resistividad a hueco abierto; cálculo de pérdidas de fluido de perforación por filtrado; pero no se puede identificar si el espesor efectivamente dañado corresponde a la profundidad de invasión.

La mejor medida de la magnitud de daño, es calcularla matemáticamente a través del factor skin, el cual se obtiene por ensayos de presión transitoria; el factor skin está relacionado con el radio de drenaje y la permeabilidad de la zona alterada; existen algunos métodos matemáticos para determinar el factor skin y pronosticar una curva de fluencia (IPR) para su posterior análisis. Existen varios métodos para determinar problemas como los análisis de laboratorio, donde podemos determinar las causas de un problema específico o detectar oportunamente un posible problema que se pueda presentar en un pozo.

2.5.9.1. Análisis de núcleos en el laboratorio

Los análisis de laboratorio son análisis cualitativos y cuantitativos de la composición de una muestra, permite obtener su descripción y caracterización, así como la identificación de propiedades. Podemos enumerar los siguientes análisis:

2.5.9.1.1. Análisis para identificación de escalas inorgánicas

El análisis químico a base de una solución de ácido hidroclicórico donde se coloca la muestra, y la escala es descompuesta y disuelta con una reacción efervescente; luego puede ser determinado por métodos de titrimetría o precipitación.

El método de análisis preventivo; es la medida de las propiedades incrustantes del agua; para determinar la súper saturación del carbonato de calcio e iones de bicarbonato. Si la saturación es mayor que el diez por ciento de carbonatos, entonces el agua tendrá una tendencia a formar escala.

2.5.9.1.2. Análisis para identificación de escalas orgánicas

Permite determinar el contenido de asfaltenos, resinas asfálticas y concentraciones de parafinas. Se utilizan dos ensayos una identificación positiva del depósito orgánico, estos son: el ensayo de ignición sobre llama abierta y el ensayo de solubilidad.

En el ensayo de ignición, se coloca sobre una placa de porcelana una muestra del depósito, la placa se coloca bajo un mechero, el cual se ajusta la llama a una pequeña flama suave y azul, luego se pasa la flama atravesando una vez la parte superior de la muestra rápidamente; si la muestra es predominante cera, instantáneamente se disolverá y rápidamente se re-solidificará; si la muestra es predominantemente asfáltenos retenido juntamente con crudo pesado, habrá mucho menos escurrimiento, en los bordes de la muestra se disolverá y se re-solidificará rápidamente.

En el ensayo de solubilidad, se coloca una muestra del depósito en un solvente como xileno, si la muestra se desplaza dentro de la solución rápidamente al calentarla, debe dar una disolución y el solvente oscurece su color; por lo tanto la muestra es predominantemente cera.

2.5.9.1.3. Análisis para identificación de corrosión

El análisis para determinar el grado de corrosión en el equipo, se lo realiza, obteniendo una parte de la tubería o equipo, como una muestra, la cual podemos determinar sus medidas, y realizar el análisis del grado de corrosión mantenida por ácidos u otros fluidos.

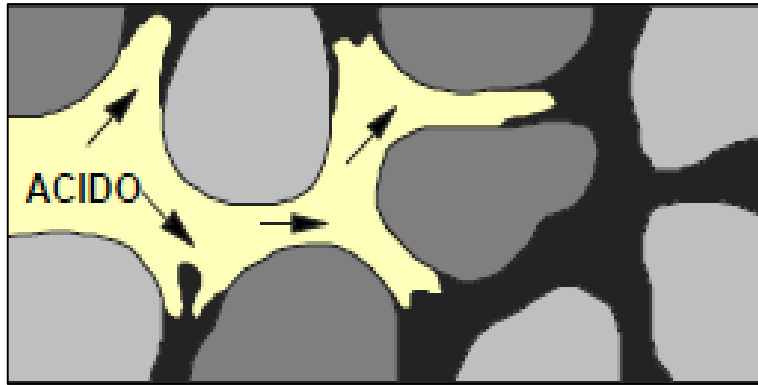
Conociendo las dimensiones de la muestra, se pesa y coloca dentro de la solución ácida de prueba, la reacción química entre la solución y el material de la muestra hace que se desprendan pequeñas partículas del material, la cual es directamente proporcional al tiempo; el peso perdido medido en libras por pie cuadrado (lb/ft²) se controla diariamente, determinando la rata de corrosión. La pérdida de peso por corrosión normalmente aceptada es 0,05 lb/ft² por día.

2.6. TÉCNICAS PARA REDUCIR EL DAÑO FORMACIÓN

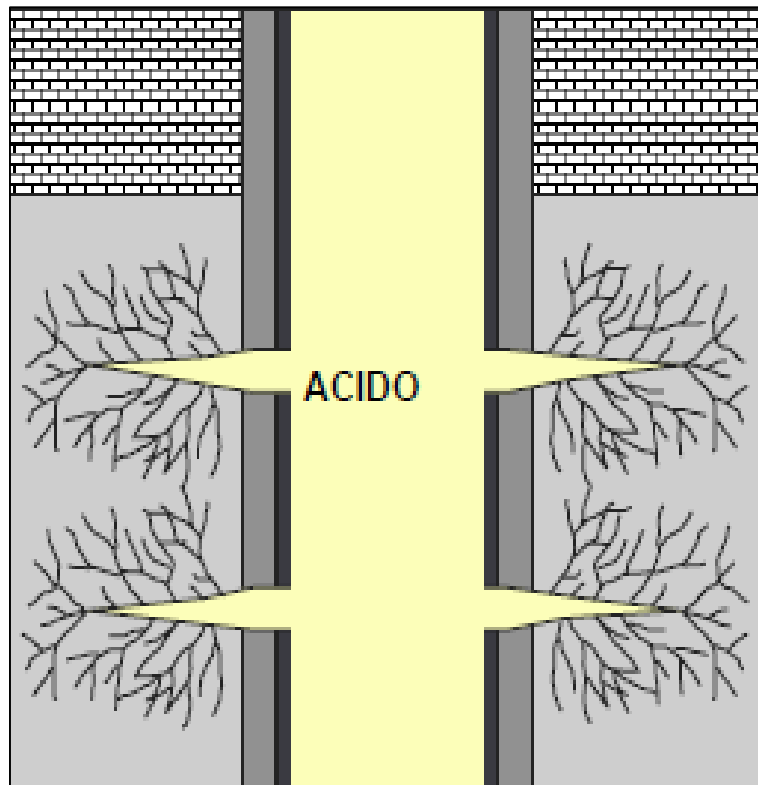
2.6.1. Estimulaciones matriciales

En acidificación matricial, el ácido es confinado a los poros naturales y canales de flujo de la formación a una presión de fondo de pozo inferior a la presión de fracturamiento (figura 16). El propósito es incrementar la permeabilidad y porosidad de la formación productora y es usado principalmente en formaciones areniscas.

Durante una acidificación matricial el área de contacto entre el ácido y la formación es muy grande; por lo tanto la presión por fricción se incrementa rápidamente a medida que el caudal de bombeo aumenta. Debido a las altas presiones por fricción, la acidificación matricial debe ser realizada a bajos caudales de inyección y generalmente su efecto se limita a remover daños someros de la formación (lavado).



16.A) Un tratamiento de acidificación matricial consiste en inyectar lentamente ácido en la formación de manera que penetre en los espacios existentes entre los poros de la roca sin fracturar las formaciones.



16.B) La acidificación matricial se usa principalmente en formaciones areniscas para disolver materiales no deseados que han invadido los poros de la roca durante la perforación, cementación y operaciones de Workover.

Figura 16. Estimulaciones ácidos matriciales

Fuente: Production Enhancement With Acid Stimulation. BJ Edition

Elaborado por: LeonardKalfayan

Después de que los canales de flujo son agrandados, los materiales que crearon el daño se pueden remover de la formación. Al tratar un daño de formación como por ejemplo un revoque o incrustaciones, hay que forzar con presiones menores las de fractura.

Para lograr una penetración máxima con acidificación matricial, el ácido debe tener una baja viscosidad y 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 fracturas como en acidificación matricial, la estimulación efectiva depende de que la formación productora mejore e incremente la permeabilidad en una extensa red de canales que servirán de sistema colector para transportar el crudo de la roca de baja permeabilidad hacia el borde del pozo.

2.6.2. Fracturamientos hidráulicos

El ácido es inyectado a través de fracturas naturales o inducidas a presiones que exceden la presión de fractura de la formación (Figura 17A y 17B). Este tipo de estimulación agranda o crea nuevos canales de flujo desde la formación hacia borde del pozo. En 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 y el ácido y, las pérdidas por filtrado del ácido.

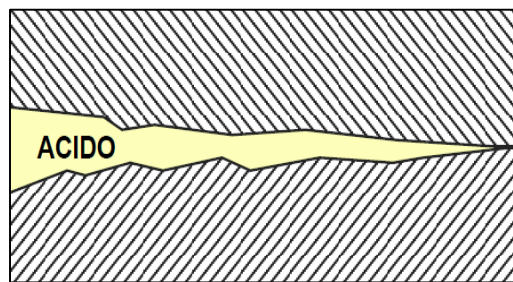


Figura 17A. Inyección de ácido a un caudal más rápido de lo que la formación pueda aceptar a través de sus canales naturales de flujo.

Fuente: BAKER HUGHES-BJ-Services. Fundamentos de acidificación y nitrógeno.

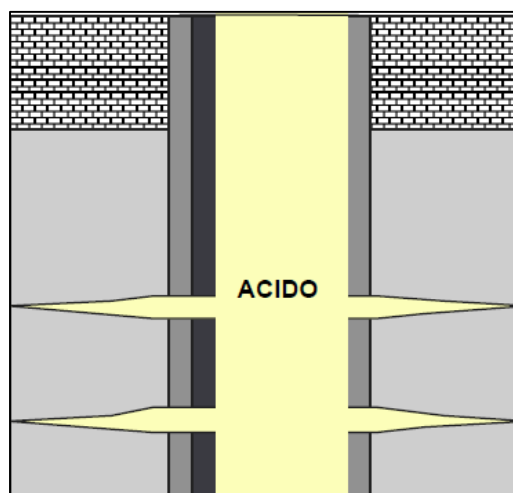


Figura 17B. Roca que no acepta todo el ácido y donde se acumula presión.

Finalmente la roca se rompe y el ácido se inyecta por la fractura hacia el interior de la formación de calizas.

Fuente.- BAKER HUGHES-BJ-Services. Fundamentos de acidificación y nitrógeno.

La máxima penetración del ácido se alcanza cuando el primer ácido inyectado se neutraliza o se gasta completamente. El ácido vivo siguiente realizará un lavado y labrado adicional de la cara de la fractura y no lograrán dar una penetración adicional.

Estos labrados y lavados creados en la cara de la fractura previenen, que las fracturas se cierren completamente cuando se quita la presión aplicada sobre la formación; y se obtiene producción adicional de petróleo y/o gas por el incremento de la permeabilidad de la matriz adyacente a la cara de las fracturas creadas, por los filtrados del ácido vivo hacia la formación. Esta permeabilidad incrementada puede ayudar a mejorar la productividad del pozo aun cuando ocurra un cierre casi total de las fracturas.

La velocidad de un ácido en una formación fracturada naturalmente es determinada principalmente por el caudal de inyección. Penetraciones más profundas pueden ser obtenidas de caudales que generarán una presión de inyección ligeramente por debajo de la presión requerida para crear fracturas adicionales. Cualquier incremento adicional de la presión óptima ensanchará las fracturas existentes y abrirá nuevos canales, así la velocidad del fluido bajará.

La velocidad de reacción del ácido probablemente tiene un mayor efecto en la penetración. Se ha desarrollado sistemas de ácidos gelificados, reticulados y emulsionados para retardar la velocidad de reacción del ácido Clorhídrico con calizas y dolomitas para una mayor penetración del ácido vivo.

Otra alternativa es el bombeo a altos caudales y presiones para fracturar hidráulicamente a la formación y así alcanzar una penetración profunda del ácido vivo.

El ácido por sí solo no es un eficiente fluido de fracturamiento, por su baja viscosidad y su alta velocidad de reacción. El uso de aditivos de pérdida por filtrado ayudarán a confinar al ácido a los canales de flujo por la disminución de la pérdida de fluido por filtrado (pérdidas por filtrado), dando como resultado una mayor penetración con un volumen dado. Adicionalmente agua o salmuera con agentes gelificantes y aditivos de pérdida de fluido pueden ser usados como preflujos para crear las fracturas. El ácido entonces entra a la formación y reacciona con las paredes de las fracturas inducidas.

Adicionalmente, ácidos reticulados pueden ser usados como preflujos o fluido de tratamiento principal para estos propósitos.

Los factores que influyen el tipo y la cantidad de labrados de las fracturas son:

- Propiedades de la roca
- Tipo de ácido.
- Tiempo de contacto.

PROPIEDADES DE LAS ROCAS

En fractura ácida el ácido reacciona con la cara de la fractura para generar un labrado irregular. La solubilidad al ácido de la mayoría de las formaciones de calizas y dolomitas varía. El ácido atacará a las formaciones a varias velocidades, zonas con composición compleja tendrán diferente solubilidad y formarán mejor labrado que las formaciones con composición homogénea. Otro factor es la existencia de fracturas naturales, estos ocurren a intervalos y tamaños aleatorios; los cuales contribuirán en la configuración final de la fractura.

TIPO DE ÁCIDO

El tipo de ácido es un factor muy importante. Ácidos químicamente retardados son muy efectivos, cuando van precedidos de preflujos solventes con agentes surfactantes oleohumectantes. Debido a la composición variable de la roca, el surfactante ayuda la formación de una película discontinua de crudo en la cara de la fractura; de tal forma el ácido ataca de una forma irregular, creando un diseño irregular al labrado de los canales.

En ácidos emulsionados el diseño de los labrados son influenciados por la velocidad con la cual el ácido penetra fuera de la fase hidrocarburo de la emulsión y reacciona con la cara de la formación.

Los sistemas ácidos gelificados y reticulados ayudan a un mejor control del filtrado y por consiguiente de la extensión de fractura. La viscosidad proporciona propiedades retardadas que ayuda a ubicar el ácido vivo a mayor penetración en la fractura. Estos sistemas también tienen excelentes propiedades para la suspensión de finos insolubles.

Los finos son retornados al borde del pozo, acarreados por la viscosidad residual del ácido desgastado.

TIEMPO DE CONTACTO

El caudal de bombeo y el volumen total del ácido bombeado determina el tiempo de contacto del ácido vivo con la cara de la fractura. El tiempo de contacto tiene una relación directa con la cantidad de labrado obtenido. La profundidad de penetración no se incrementa considerablemente por el incremento de volumen de tratamiento, cantidades adicionales de ácido sobre el valor óptimo pueden generar labrados lisos, sin irregularidades en la cara de la formación.

Cualquier beneficio adicional de un tratamiento con un tiempo de contacto mayor al tiempo de desgaste del ácido, puede ser atribuido a una adicional conductividad que resulta del labrado ácido y el incremento de permeabilidad adyacente a la cara de la fractura, causado por la pérdida de fluido por filtrado del ácido vivo.

2.6.3. Ácidos usados

2.6.4.1. Ácidos orgánicos

Estos ácidos se utilizan en la estimulación de pozos básicamente porque tienen una velocidad de corrosión menor, y son más fáciles de inhibir a altas temperaturas. Aunque las mezclas de ácidos orgánicos se consideran corrosivas para la mayoría de los metales, la velocidad de corrosión es mucho menor que la del ácido Clorhídrico o Fluorhídrico.

También se puede usar un ácido orgánico cuando va a haber contacto con superficies metálicas de Aluminio, Magnesio y Cromo, o cuando se tratan de remover incrustaciones solubles en ácido en pozos sensibles a ácidos inorgánicos, como por ejemplo la arenisca Hollín en los campos de EP-Petroamazonas. Los ácidos orgánicos se pueden usar también como agentes de control de hierro en los sistemas de ácidos.

Actualmente hay muchos ácidos orgánicos, pero los tres más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos, son el Acético, Acético anhidro, Cítrico.

- Ácido Acético
- Acético anhidro
- Ácido Cítrico

Ácido Acético

El ácido Acético es un ácido orgánico incoloro, soluble en agua y en la mayoría de solventes orgánico. Las mezclas de ácido acético con agua son corrosivos con la mayoría de los metales, pero es mucho menor que la del ácido Clorhídrico.

La relación de disolución de un galón de ácido Acético al 15%, ácido Clorhídrico y Fórmico se muestra en la Tabla 7. El costo del ácido Acético, basado en el poder de disolución es más caro que el ácido Clorhídrico o el Fórmico.

Normalmente el ácido Acético es usado en pequeñas cantidades con el ácido Clorhídrico, como un retardador de reacción. Los usos generales y propiedades del ácido Acético son los siguientes:

- Ácido Acético es relativamente débil
- Concentraciones comunes del 7.5% al 10%
- Usado con mezclas en ácido Clorhídrico
- Como aditivo controlador de los iones hierro
- Acidificación de carbonatos
- Ácidos retardados en formaciones sensibles como por ejemplo Hollín.

- Preflujos y posflujos de mezclas HCl:HF

El ácido Acético comercialmente disponible tiene un 99% de pureza y es llamado ácido Acético glacial, porque en él se forman cristales parecidos al hielo a temperaturas aproximadas de 60 °F (16 °C), y se solidifica a 48 °F (9 °C) aproximadamente.

ÁCIDO ACÉTICO ANHIDRO

El ácido Acético anhidro es una versión para clima frío que se puede usar en lugar del ácido Acético glacial, debido a que su punto de congelamiento es menor. El punto de congelamiento del ácido Acético anhidro ocurre a 2 °F (-17 °C). Las propiedades de este ácido son iguales a las del ácido Acético glacial.

ÁCIDO CÍTRICO

El ácido cítrico es un ácido orgánico usado como agente secuestrante de los iones de hierro disueltos y evitar la precipitación de los mismos de las soluciones de HCl gastado.

Las incrustaciones de hierro se encuentran normalmente en el Casing y en la tubería de producción y algunas veces como compuesto químico de la roca de formación. Cuando las soluciones de ácido Clorhídrico entran en contacto con estos depósitos, las incrustaciones de hierro se disuelven parcialmente. Esta solución de HCl lleva estos compuestos férricos en solución y a medida que el ácido se desgasta, el PH sube encima de 2.0, permitiendo por lo tanto que el cloruro de hierro experimente cambios químicos y se precipite nuevamente como hidróxido de hierro insoluble. Esta precipitación reduce la permeabilidad de la formación.

La cantidad de ácido cítrico que se añade al sistema de HCl depende de la cantidad de hierro que esté presente. Las primeras 50 libras de ácido cítrico que se añadan sostendrán 2000 partes por millón (ppm) de hierro en solución. Cada 50 libras adicionales que se añadan, aumentarán su propiedad secuestradora en 2000 ppm adicionales. No se debe agregar más de 100 libras de ácido cítrico por 1000 galones de solución de ácido, porque pueden producirse efectos adversos.

La precipitación de hierro depende del tiempo de retención del ácido en la formación y el PH de la solución de HCl gastado. Por lo tanto, es muy importante empezar la producción o las operaciones de pistoneo en el transcurso de dos horas después del trabajo de acidificación. En las formaciones de areniscas, la solubilidad al ácido no es muy alta, el PH del ácido gastado puede permanecer por debajo de 2; y es probable que no se necesite el secuestrador de hierro.

Los ácidos orgánicos no proporcionan tanta capacidad de reacción como los tratamientos de HCl.

Tabla 7. Concentraciones de mezclas de HCl:Hf.

% HCL	% HF
3.0	0.5
6.0	1.5
6.5	1.0
7.5	1.5
9.0	1.0
12	3.0
13.5	1.5

Fuente: Production Enhancement With Acid Stimulation.
BJ Edition (Leonard Kalfayan).

Elaborado por: Caiza Byron, Mendez Andres.

2.6.4.2. Ácidos inorgánicos

ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl)

El ácido Clorhídrico es un ácido inorgánico y es el más comúnmente usado en estimulación de pozos y tiene muchas ventajas:

- Disponible y de bajo costo
- Muy fácil de inhibir el ataque de tuberías
- La tensión superficial puede ser controlado con aditivos
- Puede ser emulsionado para una reacción lenta
- La mayoría de productos de las reacciones, son solubles en agua y fáciles de limpiar
- Se puede usar aditivos para minimizar o eliminar productos insolubles de reacciones.

El ácido Clorhídrico es el mejor ácido para la mayoría de las aplicaciones de campo, pero tiene limitaciones como: reacciona rápido y causa un desgaste muy rápido en algunas formaciones. La velocidad de reacción determina la selección de aditivos y estos deben estar dosificados en función del tiempo de desgaste del ácido. Por ejemplo el Sulfato de Calcio tiene solubilidad parcial en ácido Clorhídrico, pero se cristalizará como escala cuando el ácido se desgasta a un PH cercano a 2.0, por lo cual se requieren la selección de aditivos que minimicen estos problemas.

El ácido Clorhídrico puede ser bombeado a concentraciones de hasta el 33%, pero el más generalizado es al 15% por las siguientes razones:

- Menos costo por unidad de volumen
- Menos costoso de inhibir
- Menos peligroso de manipular
- Retiene cantidades de sales disueltos en solución después del desgaste.

En general el ácido clorhídrico se usa para los siguientes propósitos:

- Acidificación y/o fractura matricial de carbonatos.
- Preflujos para mezclas HCl:HF
- Posflujos para mezclas HCl:HF
- Acidificación de areniscas con un contenido de carbonatos del 15% al 20% Limpieza de escalas solubles al HCl
- Limpiezas de escalas en bombas eléctricas
- Lavados de perforados.
- Limpiezas por baja admisión para cementaciones forzadas.

ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF)

El ácido Fluorhídrico es otro ácido inorgánico, que es usado con el ácido Clorhídrico para intensificar la velocidad de reacción del sistema y solubilizar principalmente formaciones areniscas. Generalmente es usado para los siguientes casos:

- Casi siempre es bombeado como mezcla HCl:HF
- Acidificación matricial de areniscas
- Remoción de finos insolubles de HCl
- Concentraciones normales de 1.5% al 6.0%
- Un galón de 12:3 HCl:HF, comúnmente conocido como RMA disolverá 0.217 libras de sal.

El ácido Fluorhídrico ataca a Sílices y Silicatos, (vidrio y concreto). Atacará también al caucho natural, cuero, como también a ciertos metales como hierro fundido y otros materiales orgánicos.

En estimulación de pozos el ácido Fluorhídrico es normalmente usado en combinación con el ácido Clorhídrico. Las mezclas de estos dos ácidos pueden ser preparados por dilución de mezclas concentradas con agua, o por adición de sal de fluoruro (ejemplo: ABF Bifluoruro de Amonio) al ácido Clorhídrico; la sal de Fluoruro desprende ácido Fluorhídrico cuando es disuelto en ácido Clorhídrico. En el país todas las empresas de servicios usan ABF, para generar HF.

OTROS ÁCIDOS INORGÁNICOS

Se han hecho algunas consideraciones para usar ácido Sulfúrico y Nítrico; sin embargo estos aún no son usados en la industria hoy en día. El poco uso se debe a que el ácido Sulfúrico forma precipitados insolubles, y el ácido Nítrico a menudo forma gases peligrosos durante la reacción con ciertos minerales.

2.7. SELECCIÓN DE LA MEJOR TÉCNICA PARA REDUCIR EL DAÑO DE FORMACION.

2.7.1. Análisis de núcleos en el laboratorio

En los pozos PA-02 y PA-04 se tomaron núcleos de corona, 150 y 130 pies respectivamente, del yacimiento Hollín, en los mismos que se extrajeron plugs para realizar análisis convencionales y especiales. (Figura 18 y 19).

En los pozos del campo Palo Azul, se requieren efectuar trabajos de estimulaciones y de control de agua, mediante la aplicación de técnicas y tratamientos con formulaciones que ayuden tanto a eliminar el daño de formación causado por la movilidad de finos que taponan las gargantas porales durante la producción de los pozos, como a controlar el incremento de agua.

Previo a realizar estos trabajos en los pozos, Ecuador TLC solicitó a la compañía BJ Services (Actualmente Baker Hughes) que efectúe ensayos de laboratorio en los plugs de los pozos PA-02 y PA-04, tendientes a encontrar tratamientos con formulaciones efectivas a aplicarse en el yacimiento.

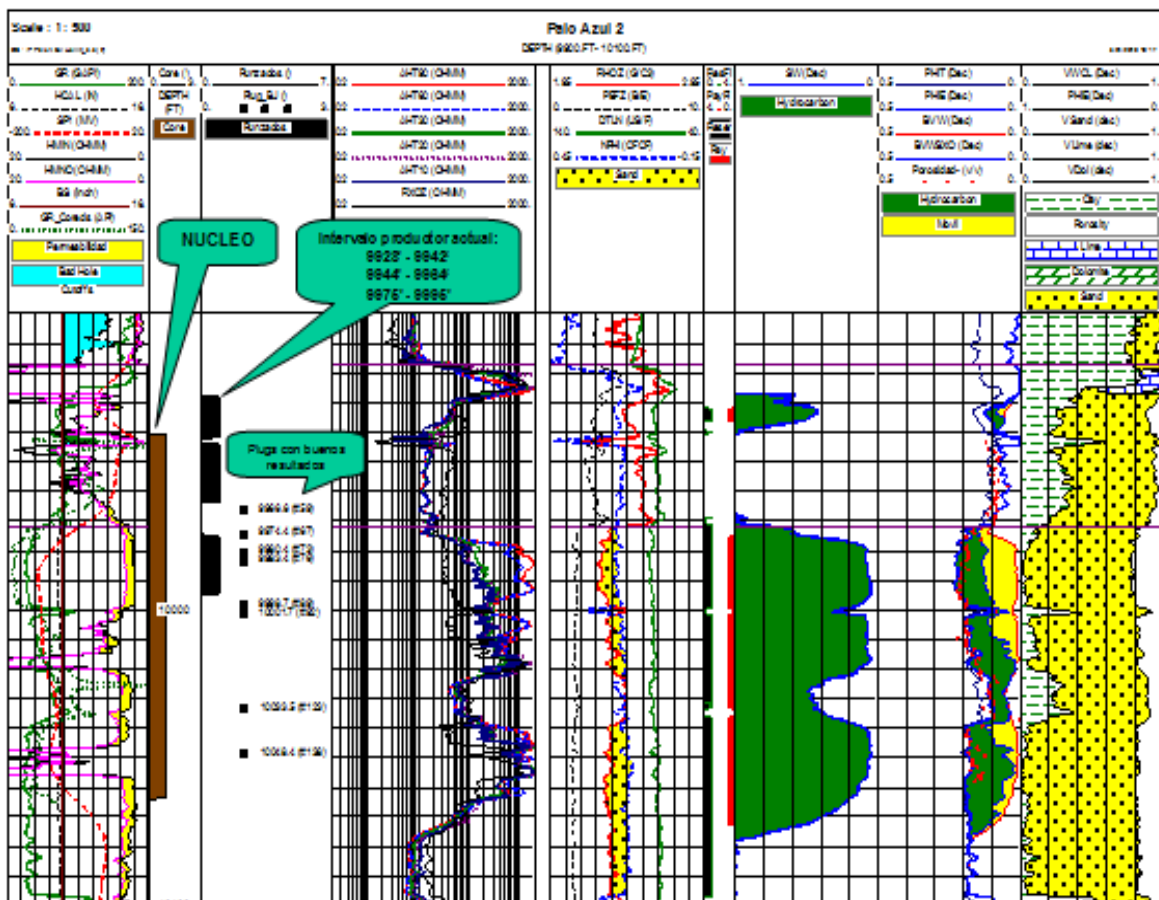


Figura 18. Ubicación del núcleo tomado en el pozo PA-02. Yacimiento Hollín.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

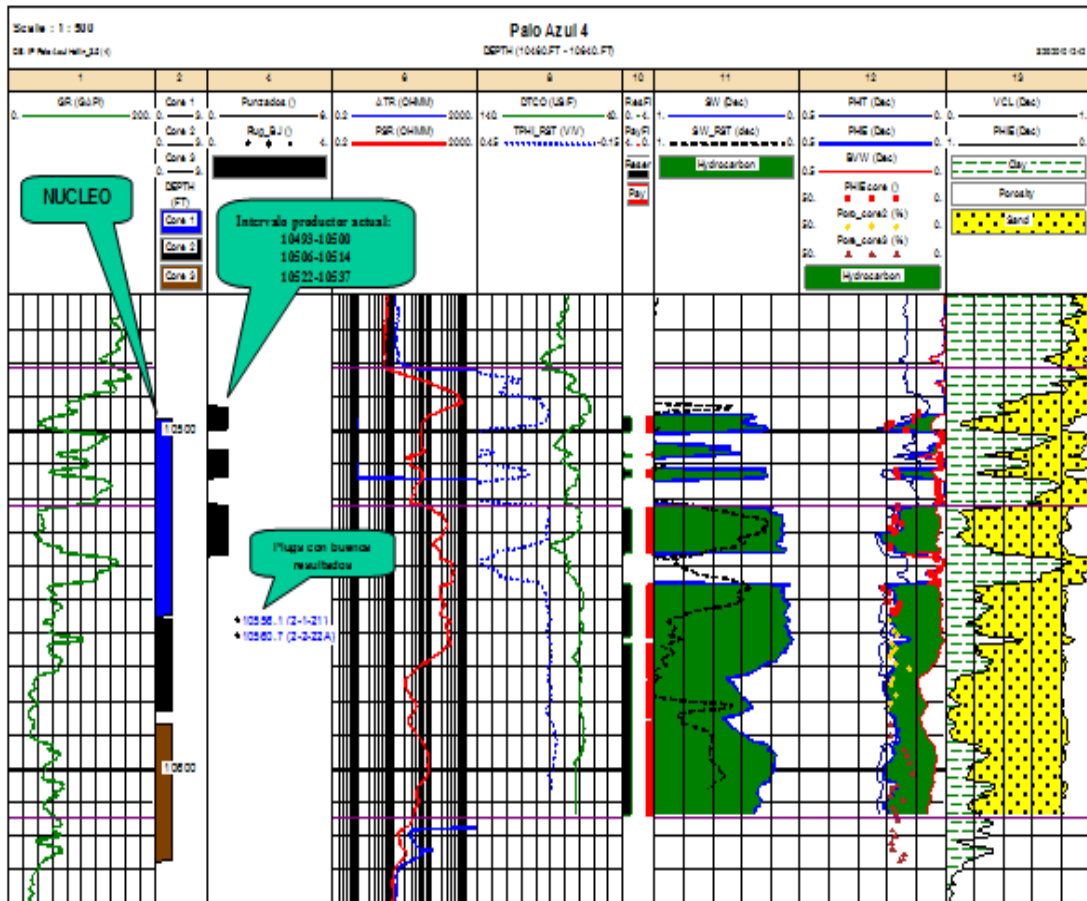


Figura 19. Ubicación del núcleo tomado en el pozo PA-04. Yacimiento Hollín.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

Objetivos del análisis de núcleos en el laboratorio.

El proyecto Daño de Formación en el Campo Palo Azul, tuvo como objetivo tres áreas de estudio, que son:

- Remover el daño de formación, causado por migración de finos, realizando **Estimulaciones Ácidas Matriciales (EAM)**.
- **Encontrar la mejor formulación del Intercambiador de Permeabilidades Relativas (RPM)**, con el fin de controlar la producción de agua en las zonas productoras de los pozos del campo Palo Azul.
- Realizar **pruebas de velocidad crítica**, con el propósito de determinar el caudal óptimo de producción evitando la migración y acumulación de finos en la formación.

Nuestro proyecto se enfocó en analizar únicamente los ensayos de Estimulaciones Ácidas Matriciales (EAM).

Análisis de núcleos realizado en el laboratorio.

En los plugs entregados a BJ Services de los pozos Palo Azul - 02 y Palo Azul - 04 se realizaron ensayos de permeabilidad, obteniéndose los resultados que se muestran en las Tablas 8 y 9.

Tabla 8. Resumen de la propiedades Básicas del Pozo PA-02.

Well	Sample ID	Depth, feet	Permeability to Air, md	Porosity, percent	Grain Density, gm/cc
Palo Azul 2	37	9944.60	0.135	8.7	2.67
	40	9947.50	0.091	9.5	2.64
	44	9951.80	0.058	7.9	2.69
	45	9952.60	0.069	7.9	2.67
	57	9964.40	8.99	13.3	2.66
	59	9966.60	289.	16.5	2.64
	67	9974.40	870.	18.2	2.64
	70	9997.30	1726.	20.3	2.65
	73	9980.40	2010.	19.9	2.64
	76	9983.40	3119.	22.9	2.64
	80	9987.50	2568.	22.1	2.65
	81	9988.40	1441.	20.4	2.65
	83	9990.50	445.	20.4	2.64
	84	9991.50	1723.	19.6	2.65
	87	9996.60	620.	20.3	2.65
	88	9997.80	1390.	20.3	2.65
	89	9998.70	463.	19.5	2.65
	92	10001.70	1266.	22.5	2.65
	93	10002.70	709.	19.1	2.65
	95	10004.20	286.	17.7	2.64
	97	10006.40	274.	19.0	2.63
	101	10010.60	375.	16.1	2.60
	104	10014.50	60.6	9.4	2.61
	108	10018.60	1.15	10.8	2.62
	113	10023.70	0.190	9.6	2.62
	114	10024.50	1.57	9.3	2.63
	121	10031.50	73.3	13.1	2.64
	122	10032.50	1216.	18.6	2.64
123	10033.50	1274.	18.6	2.64	
128	10038.60	812.	15.2	2.64	
132	10042.50	2030.	17.1	2.66	
133	10043.40	3860.	17.2	2.63	
138	10048.40	974.	14.9	2.59	
139	10049.40	660.	13.8	2.58	

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

Tabla 9. Resumen de la propiedades Básicas del Pozo PA-04.

Well	Sample ID	Depth, feet	Permeability to Air, md	Porosity, percent	Grain Density, gm/cc
Palo Azul 4	1-1-1	10496.46	0.379	8.4	2.71
	1-1-2	10497.91	1.62	8.8	2.69
	1-2-3	10499.33	1395.	18.8	2.67
	1-2-3A	10500.25	39.8	11.3	2.61
	1-6-9	10513.49	470.	15.8	2.68
	1-10-12	10523.53	305.	14.9	2.64
	1-12-107	10529.30	329.	16.8	2.65
	1-17-17	10543.05	1.90	3.2	2.50
	1-18-18A	10548.25	509.	18.7	2.64
	1-19-114	10550.00	203.	16.0	2.64
	1-19-19	10551.15	495.	18.8	2.65
	2-1-21	10556.10	474.	17.8	2.67
	2-1-116	10557.10	228.	16.6	2.66
	2-2-22	10559.50	173.	16.4	2.65
	2-2-22-A	10560.70	128.	15.9	2.71
	2-3-23-A	10564.35	296.	16.1	2.65
	2-4-24	10565.55	493.	17.2	2.64
	2-4-24A	10566.95	651.	18.2	2.65
	2-7-121	10574.00	662.	17.0	2.63
	2-7-122	10574.50	1186.	19.6	2.64
	2-8-26-A	10578.25	573.	16.6	2.64
	2-9-27-A	10580.25	2821.	18.6	2.64
	2-9-27	10582.40	2821.	18.9	2.64
	2-10-28	10584.95	2543.	18.5	2.64
	2-10-125	10585.10	2851.	19.0	2.63
	3-1-29	10587.20	1298.	17.6	2.64
	3-2-30	10590.30	1253.	17.4	2.64
	3-3-31-A	10594.30	213.	13.3	2.59
	3-7-34	10606.10	351.	17.7	2.62
	3-8-35	10609.55	113.	14.4	2.64
	3-9-35B	10611.50	233.	17.4	2.62
	3-10-36A	10613.50	184.	16.1	2.63
	3-10-36	10615.50	172.	15.8	2.63
3-13-39	10624.10	344.	17.4	2.64	

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

El listado de las principales pruebas que se realizaron en los plugs, se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Resumen del análisis de cores del Pozo PA-02.

Sample ID	Depth, Ft.	Permeability to Air, md	Porosity, percent	Description
81	9988.40	1441.	20.4	4.5% Organic BJSSA with Shut In Time
73	9980.40	2010.	19.9	6% Organic BJSSA
67	9974.40	870.	18.2	6% Organic BJSSA
70	9997.30	1726.	20.3	8% Organic BJSSA
132	10042.50	2030.	17.1	Conform Acid™
88	9997.80	1390.	20.3	Conform Acid™
87	9996.60	620.	20.3	Conform Acid™
1-18-18A	10548.25	509.	18.7	Conform Acid™
92	10001.70	1266.	22.5	Conform Acid™
93	10002.70	709.	19.1	Conform Acid™
73	9980.40	2010.	19.9	Critical Velocity Baseline
67	9974.40	870.	18.2	Critical Velocity Post Acid
89	9998.70	463.	19.5	Critical Velocity Baseline
123	10033.50	1274.	18.6	Critical Velocity Kill Brine
122	10032.50	1216.0	18.6	Critical Velocity Kill Brine with FSA-1
128	10038.60	812.	15.2	Critical Velocity Modified Kill Brine with FSA-1

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

RESUMEN DE RESULTADOS.

El proyecto tuvo los siguientes resultados importantes, tendientes a mejorar la productividad del Campo.

- Ensayos de **Estimulaciones Acidas Matriciales (EAM)**, donde se obtuvieron 2 resultados exitosos de las muestras 59 y 73 del pozo Palo Azul-02.
- Ensayos de **Control de producción de agua incorporando Intercambiadores de Permeabilidad Relativa al agua (RPM – Aquacon) e inyectando bloqueadores (SilJel) a los plugs de prueba**, donde se obtuvieron 2 resultados exitosos de las muestras 76 y 92 del pozo Palo Azul-02, y.
- Ensayos de **Análisis de Velocidad Crítica**, que tiene la finalidad de determinar el caudal óptimo de producción. Se llegó a determinar que se puede producir caudales de 4.000 BFPD.

ESTIMULACIONES ACIDAS MATRICIALES (EAM).

Se obtuvieron dos resultados exitosos para las Estimulaciones Acidas Matriciales, y estos son:

Tabla 11. Resultados del análisis de cores del Pozo PA-02.

Pozo	Muestra	Prof	K air	Porosidad	KoSwi		Ganancia de K	Tratamiento
	No.	(Pies)	md	%	Inicial (md)	Final (md)	(%)	
PA-02	73	9.980,4	2.010	19,9	376	400	6	6% BJSSA
PA-02	59	9.966,6	289	16,5	46	172	374	4,5 Organic + 3 % HCl

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

a. Prueba en la Muestra 73.

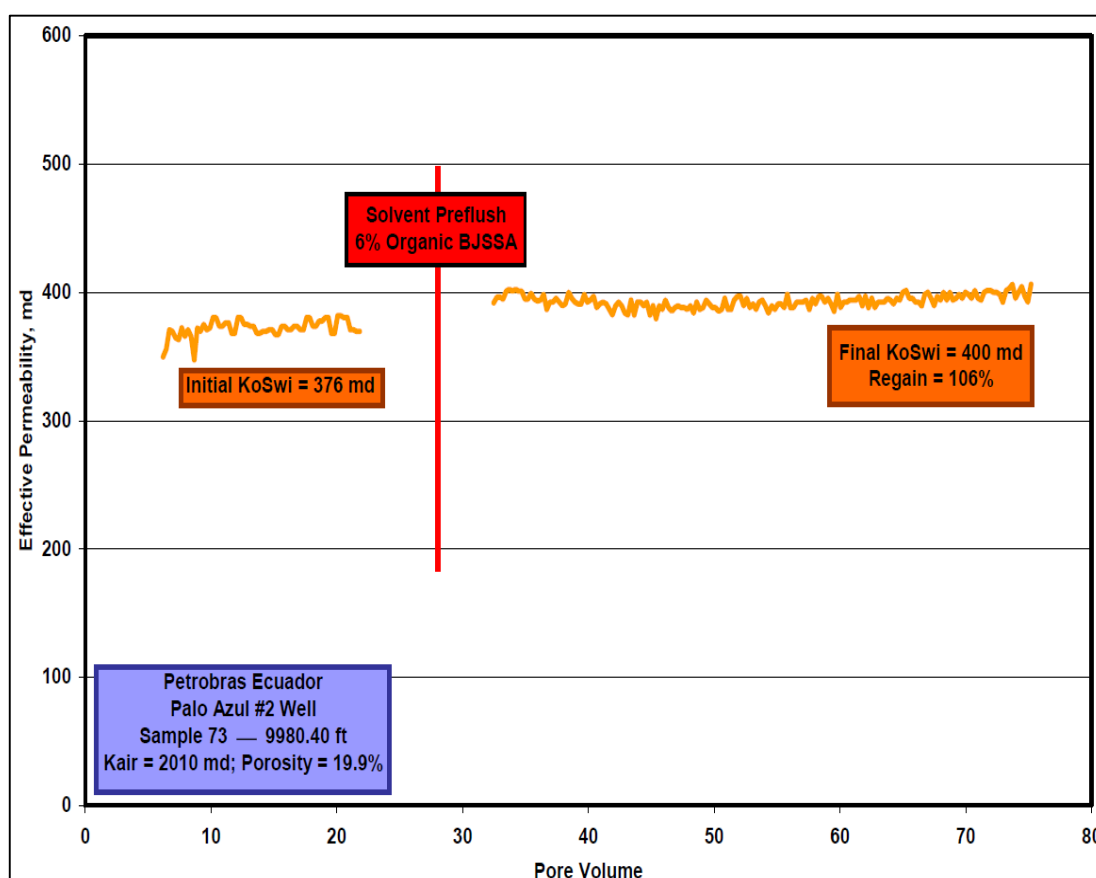


Figura 20. Resumen de la Muestra de Ensayo 73 – Tratamiento 6% BJSSA.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

La prueba fué realizada utilizando una formulación del 6% de BJSSA con ácido orgánico en el núcleo. Para este análisis, se obtuvo una ganancia de permeabilidad relativa al petróleo de (KoSwi) de 376 a 400 md después del tratamiento, es decir un incremento del orden del 6%, conforme se observa en la figura 20.

b. Prueba en la Muestra 59.

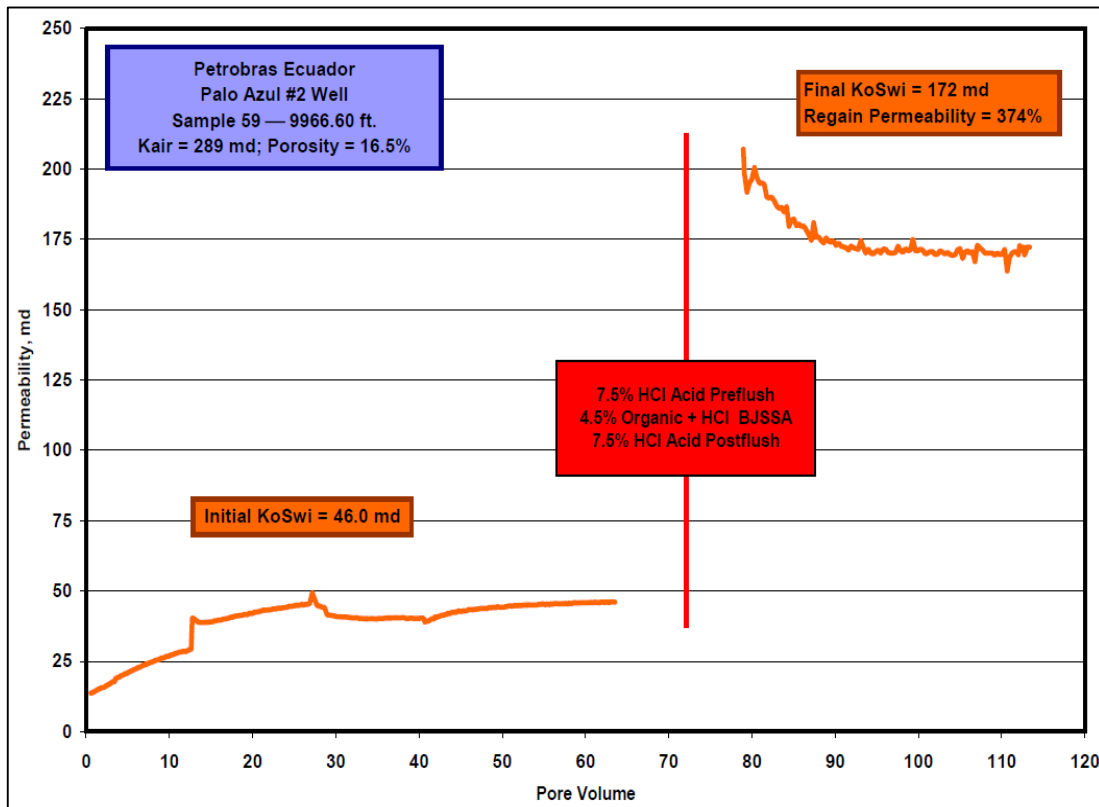


Figura 21. Resumen de la Muestra de Ensayo 59

Tratamiento 4,5% Organic/HCl BJSSA.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

La prueba fue realizada utilizando una formulación del 7,5% HCL como pre-flujo más 4,5% de ácido orgánico más 3% de HCl de BJSSA más 7,5 % de HCl como post-flujo. El resultado de la prueba arrojó un incremento en la permeabilidad relativa al petróleo (KoSwi) de 46 a 172 md, después del tratamiento; es decir, una ganancia de permeabilidad del orden del 374%, conforme se observa en la Figura 21.

INTERCAMBIADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA. (RPM / AQUACOM)

En las pruebas de los Intercambiadores de Permeabilidad Relativa se obtuvieron dos buenos resultados que son:

Tabla 12. Resultados del análisis de cores del Pozo PA-02.

Pozo	Muestra	Prof	K air	Porosidad	KwSor		Perdida de K	Tratamiento
	No.	(Pies)	md	%	Inicial (md)	Final (md)	(%)	
PA-02	76	9.983,4	3119	22,9	340	232	32	2%NH4Cl Spacer+1,5 BJSSA Organic+2% NH4Cl Spacer. Luego RPM
PA-02	92	10.001,7	1266	22,5	228	118	48	2%NH4Cl Spacer+1,5 BJSSA Organic+7,5% Acetic Acid+2% NH4Cl Spacer. Luego 5% Aquacon

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

a) Prueba en la Muestra 76.

La prueba fue realizada utilizando una formulación (BJ ConformAcid) con el 2% NH₄Cl como una fase de pre-flujo acondicionante para el RPM más 1,5 de BJSSA con ácido orgánico más 2% NH₄Cl, seguido del RPM. Posteriormente se realizaron dos ciclos de retorno de permeabilidad, dando como resultado una disminución de la KoSwi de **518 a 474 md**, lo que representa una reducción del 9% del valor original en el núcleo. En el comportamiento de la KwSor se observó una disminución de **340 a 232 md**, lo que representa una variación del 68%, respecto al valor original, es decir que se logró disminuir la permeabilidad del agua con respecto a la saturación de aceite residual (KwSor).

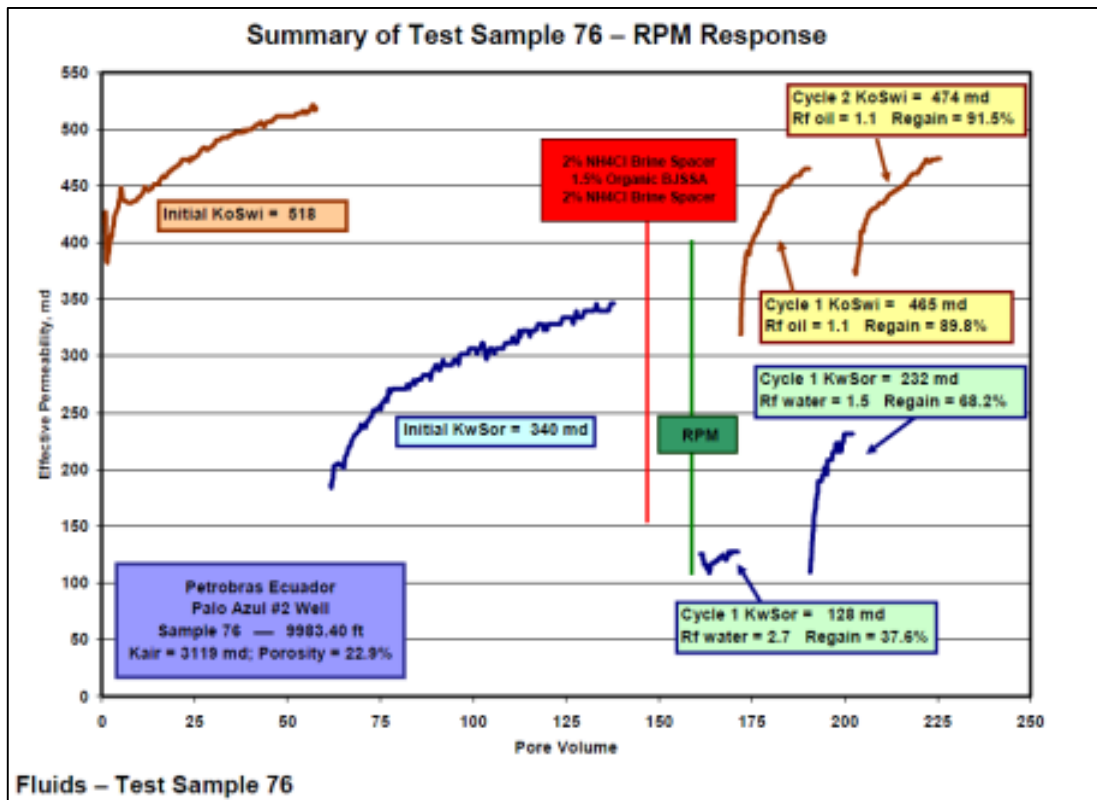


Figura 22. Ensayo en la Muestra 76. Resultados de la Permeabilidad efectiva al petróleo y al agua, después de un tratamiento de BJSSA con NH₄Cl (BJ ConformAcid) seguido de RPM.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborador: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

b) Prueba en la Muestra 92.

La prueba fue realizada utilizando una formulación (BJ ConformAcid) con el 2% de NH₄Cl como una fase de pre-flujo acondicionante para el Aquacon más 1,5 BJSSA con ácido orgánico más 7,5% de ácido acético más 2% NH₄Cl, seguido del intercambiador de permeabilidades (5% de Aquacon). Posteriormente se realizaron dos ciclos de retorno de permeabilidad, de los cuales se observó una disminución de la KoSwi (Permeabilidad Relativa al Petróleo) de **280 a 206 md**, disminución de permeabilidad que representa el 73,6% del valor original en el núcleo. En el

comportamiento de la K_{wSor} (Permeabilidad Relativa al Agua) se observó una variación de **228 a 118 md**, que representa una variación de 51,8%, respecto al valor original, es decir que se logró disminuir la K_{wSor} .

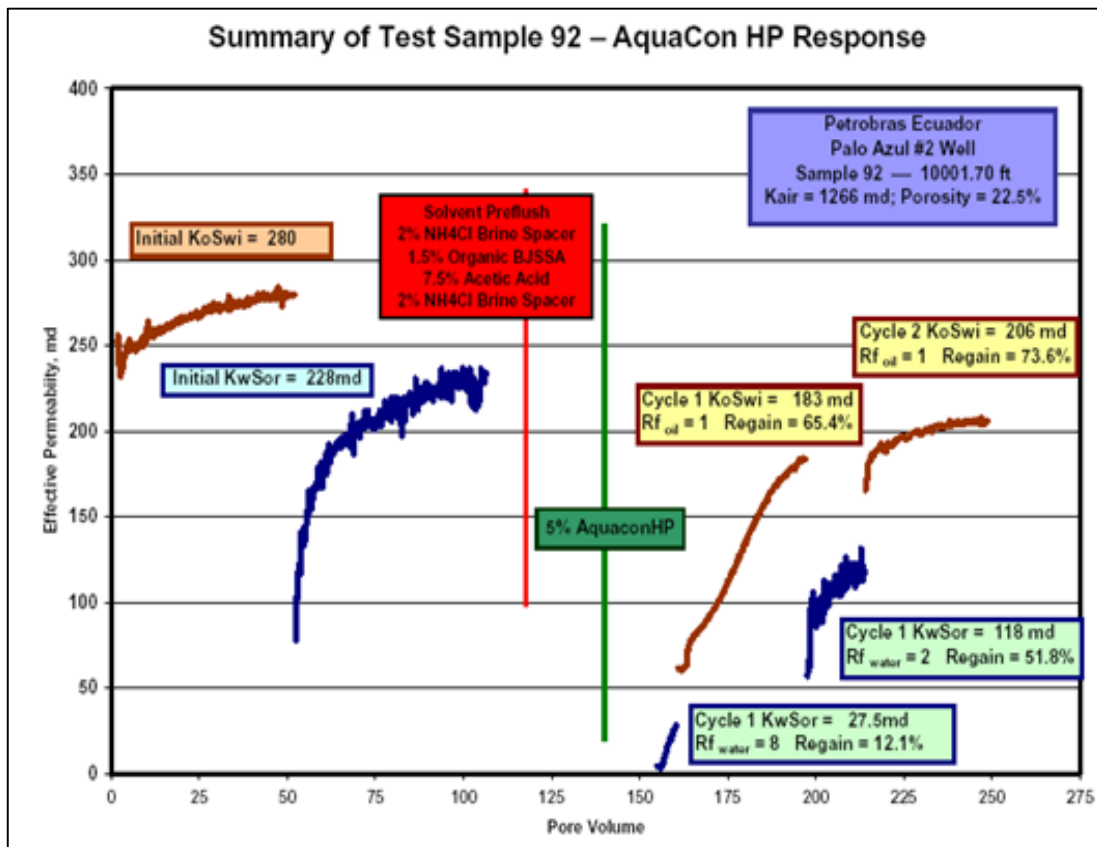


Figura 23. Ensayo en la Muestra 92. Resultados de la Permeabilidad efectiva al petróleo y al agua, después de un tratamiento de BJSSA con NH4Cl (BJ ConformAcid) seguido de Aquacom.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborador: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

ANÁLISIS DE VELOCIDAD CRÍTICA (CV)

Los análisis de velocidad crítica en los núcleos, tienen como objetivo, determinar el caudal máximo de producción, que no genere daño de formación por migración de finos. Para esto se realizaron varios análisis, en los que constan, velocidad crítica: al agua de formación, al petróleo producido, al agua de formación después de un tratamiento con BJSSA, al fluido de control que se utiliza en los pozos y al fluido de control con estabilizador de arcillas (FSA-1), como se muestra en el siguiente cuadro de resultados.

Tabla 13. Resultados del análisis de Velocidad Crítica.

Pozo	Muestra	Prof	K air	Porosidad	Resultado
	No.	(Pies)	md	%	
PA-02	73	9.980,4	2.010	19,9	No se pudo determinar el Valor de Velocidad Crítica al AGUA
PA-02	138	10.048,4	974	14,9	No se pudo determinar el Valor de Velocidad Crítica al Petróleo
PA-02	67	9.974,4	870	18,2	No se pudo determinar el Valor de Velocidad Crítica al AGUA despues del tratamiento BJSSA
PA-02	89	9.998,7	463	19,5	No se pudo determinar el Valor de Velocidad Crítica al AGUA
PA-02	123	10.033,5	1.274	18,6	No se pudo determinar el Valor de Velocidad Crítica al Fluido de Control
PA-04	2-1-21	10.556,1	474	17,8	Se determino daño de formacion con el fluido de Control + FSA-1 (Estabilizador de Arcillas)

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

2.7.2. Selección del sistema ácido adecuado

Una vez realizados los análisis de núcleos de los pozos Palo Azul-02 y Palo Azu-04 por BJ Services, se puede concluir que los resultados obtenidos para remover el daño de formación y optimizar la producción son los tratamientos de Estimulaciones Acidas Matriciales, incorporando formulaciones efectivas con Intercambiadores de Permeabilidad Relativa (RPM-AQUAFIX) para controlar la producción excesiva de agua.

2.7.3. Proceso de estimulación

La propuesta técnica recomendada por Baker Hughes - COILED TUBING para la ejecución del trabajo, es la siguiente:

Realizar 2 corridas. **La primera corrida**, se bombeará a lo largo del intervalo el tratamiento de estimulación que contiene preflujo de solvente base diésel, el mismo que removerá todo aquello soluble en solvente como parafinas, asfaltenos, trazas de crudo y eliminar una posible emulsión presente en la zona productora, previo al bache de ácido. A continuación se bombeará el preflujo de NH₄Cl al 2%, luego se desplazará y forzará el tratamiento 1,5% BJ Sandstone Acid base ácido orgánico mismo que removerá los finos presentes y el daño de formación, mejorando la permeabilidad de la zona de interés.

Posteriormente se desplazará el postflujo o colchón ácido orgánico que remueve los residuos que deja el tratamiento principal. Desplazamiento de solución de Cloruro de Amonio (NH₄Cl), que va

después del colchón ácido para evitar la formación de precipitados y normaliza el pH que deja el uso del Ácido Acético del BJ Sandstone Acid.

Finalmente se desplazarán con 30 Bbls de agua tratada la capacidad del Coiled Tubing.

Previo al bombeo del solvente en la primera corrida, se realizará un aprueba de inyectividad para lo cual se utilizará fluido de control, esta prueba se realizará bombeando a diferentes ratas (bpm) de acuerdo a la planificación de cada pozo.

Adicional, esta prueba de inyectividad se repetirá con los mismos parámetros de caudal para poder comparar los resultados antes y después del trabajo.

En **la segunda corrida** se bombeará y desplazará el Tratamiento AQUAFIX System, mismo que se adherirá en las paredes de la Matriz donde inicia su efecto de Modificador de Permeabilidad, permitiendo el paso del crudo y retardando la venida del agua.

EL tratamiento deberá ser realizado con Coiled Tubing (CT) para evitar contaminación y desgaste del mismo antes de llegar a la zona productora, así se genera un efecto de divergencia a lo largo de los punzados y homogenizamos el tratamiento en toda la zona.

PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

1. **Una vez que unidades de CT y bombeo estén en locación**, ubicar los mismos en locación, tratar de ubicar los equipos viento arriba y a una distancia que permita el movimiento seguro del personal.
2. **Realizar reunión de seguridad y operacional** con el personal de Petroamazonas y personal involucrado en el trabajo, llenar, discutir y analizar el documento de análisis de riesgos en el sitio de trabajo, hacer la asignación de actividades vs. Personal con el objetivo de realizar el trabajo de la forma más segura y control ambiental. Adicional, obtener y realizar el respectivo permiso de trabajo.
3. **Verificar las condiciones del pozo:** presión de cabeza, estrangulador, pozo fluyente o cerrado, presión de línea, condiciones de la mesa del taladro (Si es que aplica). Verificar si hay alguna fuga de fluido, en caso de haber se comunicara al cliente.
4. **Realizar el armado (Rig Up) de los equipos de CT y de bombeo.**
5. **Test de funcionamiento de los RAMs del BOP**, verificar que los mismos funcionen normalmente y no haya pérdidas en el sistema hidráulico.

6. **Conectar la línea de bombeo desde la unidad de bombeo** hasta el carrete del Coiled Tubing y probar las mismas contra la válvula del carrete con 200 psi durante 5 min. Luego probar con 4000 psi. durante 10 min. Chequear la junta rotaria por fugas. Registrar y reportar.
7. **Chequear estado físico del Roll-on conector** en punta de CT, espesor de pared 0.109 in. Rehacer si es necesario y probar con 20000 lbs durante 10 min. Registrar y reportar.
8. **Probar el Coiled Tubing** con 400 psi durante 5 min y 4000 psi durante 5 min.
9. **Armar BHA:** Roll-on end conector 1,5" OD x 2", Tornado Motor head de 1,685" OD x 14" (Double flapper chec kvalve, hidraulic disconector, sub de circulación y disco de rotura), Rotor Jet 2 1/8 in. Verificar que no haya partículas que puedan obstruir los orificios del jet, probar con 4000 psi.
10. **Instalar BOP y Cabeza Inyectora sobre Mesa de Taladro.**
11. **Correlacionar profundidades con respecto a la elevación de la mesa rotaria.**
12. **Bajada de Coiled Tubing en el pozo (RIH).**
 - Abrir válvula master contabilizando el número de vueltas y registrar.
 - RIH. a 10 ft/min bombeando agua tratada a caudal mínimo 0,2 bpm hasta los 100ft.
 - RIH a 80 ft/min bombeando agua tratada hasta los 8500 ft
 - RIH a 30 ft/min bombeando agua tratada desde los 8500 ft hasta salir de la completación de Fondo.
 - Controlar pérdida de peso por posible asentamiento o atrapamiento de tubería. Continuar avanzando hasta llegar frente a la cara de los punzados.
 - Correlacionar profundidades.

NOTA 1: No sobrepasar la presión dada por el COMPANY MAN o Ingeniero encargado en locación.

NOTA 2: Realizar PULL TEST (Prueba de tensión del CT) cada 3000 ft hasta los 9000 ft, y luego cada 300 ft.

13. **Con tubería flexible a profundidad realizar prueba de inyektividad** con 20 bls de agua tratada para simular parámetros de presión y caudal con las que se forzaré el tratamiento, previo se determinará con el representante de EP-Petroamazonas los parámetros de presión y caudal limitantes. Los valores registrados de presión deberán ser valores constantes en

cada etapa de caudal. Esto, para poder comparar los resultados luego del tratamiento. Si los resultados son positivos continuar con el programa.

NOTA 3: Previo a la prueba de injectividad, llenar el anular Casing-Tubing (CSG-TBG) con fluido de Control.

14. **Con autorización de COMPANY MAN o Ingeniero encargado de EP-Petroamazonas,** se procederá a realizar las mezclas descritas en la hoja de volúmenes. Usar el Equipo de Protección Personal (EPP) adecuado para cada una de las mezclas.

NOTA 4: El agua de mezcla deberá tener una turbidez máximo de 10 NTU (Unidad de Medición para la Turbidez), en el caso de ser mayor se filtrará. Verificar que los tanques se encuentren limpios.

15. **Bombear el tratamiento** de acuerdo a la siguiente secuencia y parámetros que se describe en la Tabla 15. Los volúmenes del tratamiento serán únicos para cada pozo.

NOTA 5: Se deberá tener el anular (Tubing-Coiled Tubing) abierto hasta que el primer bache de fluido llegue a la punta del CT. Luego, cerrar los anulares, llenar el pozo con fluido de control y presurizar con 200 psi para comenzar el forzamiento del tratamiento.

NOTA 6: El bombeo del tratamiento se realizará de manera uniforme a lo largo de la zona de interés.

Tabla 15. Secuencia de la Primera Corrida del tratamiento.

ETAPA	TIPO DE FLUIDO	
1	PREFLUJO SOLVENTE	PRIMERA CORRIDA
2	DESPLAZAMIENTO "X" % NH4CL	
3	PREFLUJO ACIDO ACETICO "X" %	
4	"X" % BJ SANDSTONE ACID	
5	POSTFLUJO ACIDO ACETICO "X" %	
6	DESPLAZAMIENTO "X" % NH4CL	
7	DESPLAZAMIENTO CT	

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

16. **Sacada del Coiled Tubing (POH).**

- Finalizado el bombeo, subir tubería a superficie a 80 ft/min.
- A 300 ft de superficie reducir la velocidad a 30 ft/min
- A 150 ft de superficie reducir la velocidad a 15 ft/min
- A 75 ft de superficie reducir la velocidad a 8 ft/min, hasta que el conector contacte el stripper.

17. Ubicado el Coiled Tubing en superficie, cerrar válvula Master (contar las vueltas) y asegurar la cabeza inyectora, equipo de Coiled Tubing en superficie.

18. Armar BHA: Roll-on end conector 1,5" OD x 2", Double flapper y desconector hydraulic OD 1 ¾ ", Bar Straight 1,75" OD x 3 ft, Jet de alto flujo 1 ¾ " OD x 4". Verificar que no haya partículas que puedan obstruir los orificios del jet, probar con 4000 psi.

19. Bajada de Coiled Tubing (RIH) SEGUNDA CORRIDA. Bombear el tratamiento de acuerdo a la siguiente secuencia y parámetros que se describe en la Tabla 16. Los volúmenes del tratamiento serán únicos para cada pozo.

NOTA : Al bombear Aquafix System, se iniciará el forzamiento a 0,5 bpm de caudal, considerando presión directa (CT) permisible y aumento progresivo de presión anular. Se incrementará el caudal en función de la presión anular.

Tabla 16. Secuencia de la Segunda Corrida del tratamiento.

ETAPA	TIPO DE FLUIDO	
8	AQUAFIX SYSTEM	SEGUNDA CORRIDA
9	FLUIDO DE CONTROL + DESPLAZAMIENT	

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

NOTA 8: No sobrepasar la presión dada por el COMPANY MAN o Ingeniero encargado en locación.

20. Sacada de Coiled Tubing (POH).

- A 300 ft de superficie reducir la velocidad a 30 ft/min
- A 150 ft de superficie reducir la velocidad a 15 ft/min
- A 75 ft de superficie reducir la velocidad a 8 ft/min, hasta que el conector contacte el stripper.
- Asegurar el equipo en superficie.

21. DESARMADA DE LOS EQUIPOS (RIG DOWN). Ubicado el Coiled Tubing en superficie, cerrar válvula Master (contar las vueltas) y desvestir la cabeza inyectora, equipo de Coiled Tubing.

22. DEJAR EL TRATAMIENTO EN REMOJO POR 24 HORAS O SEGÚN LA PLANIFICACIÓN DE CADA POZO

CAPITULO III

3. DISEÑO METODOLÓGICO

3.1. Tipo de Estudio

El presente estudio fué de carácter descriptivo, transversal y prospectivo, de campo.

- a) Es descriptivo debido a que se realizó un estudio dirigido a determinar la situación de la variable, correspondiente al Análisis de Técnicas de Estimulación para Minimizar y Remediar los Daños de Formación por Migración de finos en el Reservorio Hollín, del Campo Palo Azul.
- b) Prospectivo porque los resultados obtenidos serán aplicados en el futuro a nuevos pozos.
- c) Transversal puesto que el estudio se realizó en el periodo, conformado entre septiembre 2013 a Febrero 2014.

3.2. Universo y Muestra

El Universo está constituido por 49 pozos del Campo Palo Azul del Bloque 18, por su parte la muestra está conformada por 3 pozos seleccionados de acuerdo a los siguientes criterios técnicos de inclusión:

- Pozos productores del reservorio Hollín.
- Pozos con baja tasa de producción.
- Pozos con daños de formación por migración de finos.
- Pozos con diseño de completación Bombeo Electro-Sumergible (BES).
- Pozos con estimulación matricial ácida.

3.3. Métodos y Técnicas

La información necesaria para este trabajo de investigación se recopiló utilizando: reportes diarios de producción, historial de presión, condiciones de operación de los pozos, propiedades petrofísicas del reservorio Hollín, historial de Workover, Análisis de Núcleos; datos que son necesarios en la actualización de la base de datos del software OFM, ya que a través de éstos se puede determinar los daños de formación causados por la migración de finos y dar una solución aplicando la técnica de estimulación seleccionada.

3.4. Recolección de datos

Los datos que se analizaron en el presente trabajo, fueron obtenidos de la base de datos de los Subprocesos de Geología, Producción y de Yacimientos, pertenecientes a la Coordinación de Explotación y Exploración de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).

3.5. Procesamiento de datos.

Los datos obtenidos fueron procesados utilizando el programa Oil Fiel Manager (OFM), en el que se analizó el comportamiento del campo, en función de los datos de producción cargados en el software y la productividad que presentó el pozo después de su aplicación.

OFM capacidades de flujo de trabajo

Surveillance-Producción software OFM facilita la detección temprana y el diagnóstico de los problemas de producción, la generación rápida de las tendencias de producción, parcelas de diagnóstico, informes, mapas, redes, y las burbujas directamente de los datos corporativos.

Avocet software OFM facilita las operaciones de producción de la plataforma de software, MerakPeep facilita las operaciones del software de economía y el OFM Streamline módulo vigila la inyección de los patrones de agua que se pueden definir a partir de los datos de producción.

Cuando se combina con datos de presión, algoritmos PVT, volúmenes y porosidad se pueden llevar a cabo los diferentes gráficos de diagnóstico (Ejemplo: Hall Plot).

La Producción Forecasting análisis de curvas de declinación-tradicional y las técnicas de predicción avanzadas (por ejemplo, la disminución de análisis y pronósticos numéricos) están disponibles para generar una mejor, más rápido y más fiable pronósticos.

CAPITULO IV

4. EVALUACIÓN DE POZOS INTERVENIDOS CON ESTIMULACION ACIDA MATRICIAL

4.1. POZO PALO AZUL-02

4.1.1. Antecedentes del pozo

El pozo PALO AZUL-02, fue perforado entre el 19 de febrero y el 25 de marzo del 2000. Se encuentra ubicado en la Provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador y localizado en la parte central de la estructura Palo Azul. (Figura 6). Es un pozo vertical a Hollín, que tiene las siguientes coordenadas, conforme consta en la Tabla 17:

Tabla 17. Coordenadas del pozo Palo Azul-02.

COORDENADAS DE SUPERFICIE	
LATITUD	LONGITUD
00°09'40,03" S	76°57'12,65" W
9.982.180,66	282.572,54

PALO AZUL-02			
EMR=1.029 (Pies)			
FORMACIÓN	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	ESPELOR
	TVD	TVD	(Pies)
HOLLIN	9917	10222	305

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Este pozo se perforó con la intención de probar la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos encontradas en el Pozo Palo Azul-01 en los reservorios de las Formaciones Tena (Arenisca Basal Tena), y Hollín. Adicionalmente, tenía como objetivos secundarios los miembros Arenisca T y U de la Formación Napo.

El pozo atravesó 1368 pies de la Formación Tena, 1057 pies de sedimentos de la Formación Napo y 305 pies de sedimentos de la Formación Hollín, perforado de acuerdo a un programa de brocas; dos de 12 ¼” para el agujero de superficie y dos de 8 ½” para el agujero principal de producción.

Llegando hasta la profundidad de 10236 pies MD. Se instaló tuberías de revestimiento de acuerdo a como se detalla en la Tabla 18.

Tabla 18. Secciones de casing en el Pozo PA-02

SARTA DE REVESTIMIENTO				
SECCIÓN	BASE MD (ft)	OD (in)	GRADO	PESO (lb/ft)
Casing Intermedio	3019,73	10,05	K-55	40,5
Casing de Producción	10.235,53	7	N-80	26

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

En el registro de control litológico, Mud Log se observa el tope de Hollín a la profundidad de 9917 pies MD. En la parte glauconítica de Hollín un intervalo de arena de aproximadamente 55 pies con buenas muestras de petróleo. (Figura 24).

Además, se presenta la evaluación petrofísica de la Arena Hollín, de donde se obtuvieron los siguientes parámetros promedios del intervalo 9917-10222: Longitud saturada de 55 pies, Zona de pago de 6,75 pies, Porosidad de 11,5% y Saturación de petróleo de 54,5%. (Tabla 19)

Tabla 19. Evaluación petrofísica de la zona de interés, Arena Hollín del Pozo PA-02.

POZO	Hollin TopE	Hollin Reservorio Base	Espesor Total	Espesor de Interes	Zona Neta de Pago	Porosidad Efectiva	Saturacion de agua	Saturacion de Petroleo
	ft MD	ft MD	ft MD	ft MD	ft TVD	%	%	%
PA-02	9917	10205	288	55	6,75	11,5	45,5	54,5

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

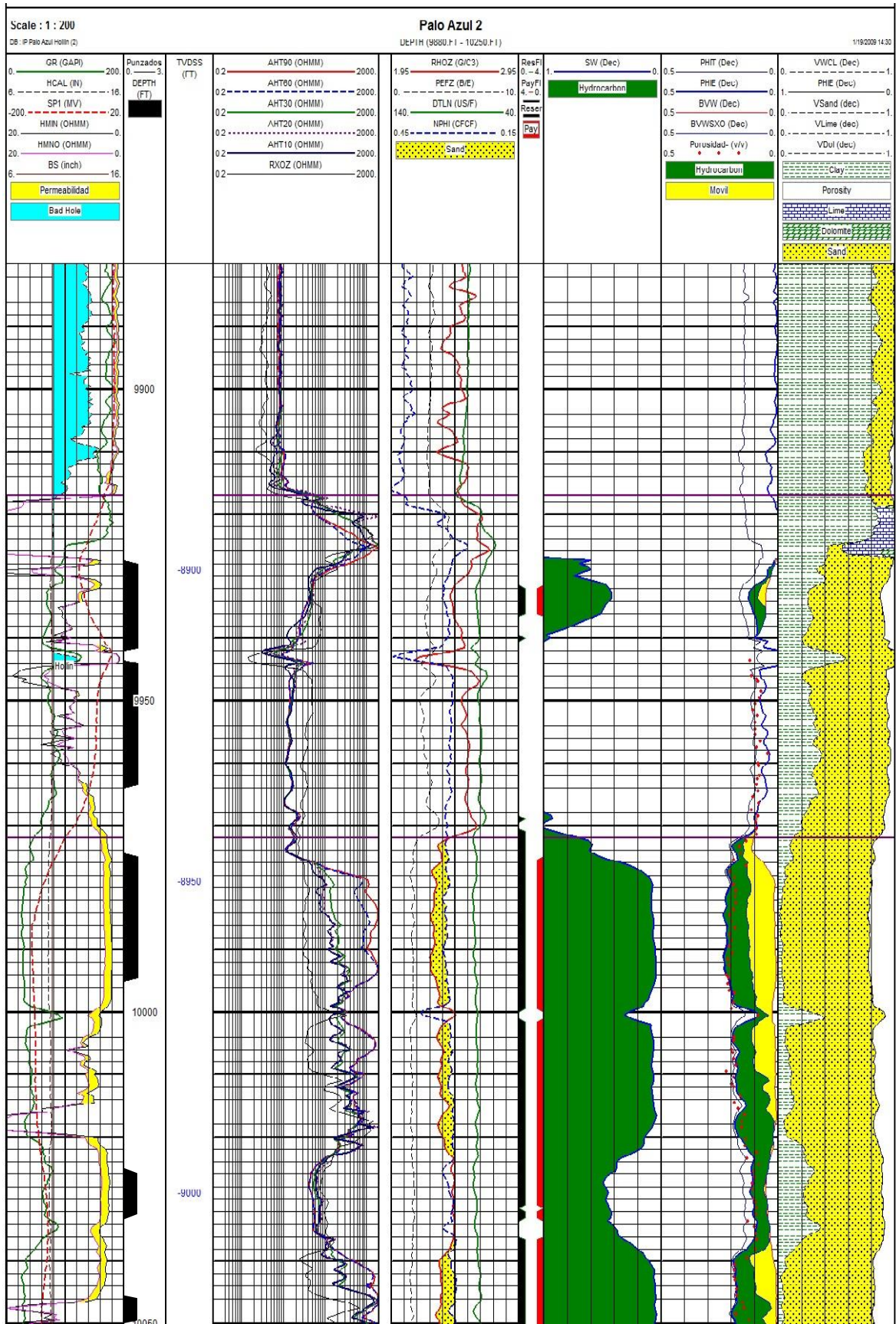


Figura 24. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-02.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

4.1.2. Historial de producción

El pozo Palo Azul-02 tuvo una prueba inicial de producción en Hollín entre el 1 de abril y el 31 de mayo del 2000, arrojando una producción promedio de 3436 BPPD con un 0% de BSW, de la sección vertical 9917 - 9972 pies MD.

El 1 de Junio de 2000 termina el periodo de evaluación del pozo, a partir de esta fecha permanece cerrado hasta el 31 de julio de 2002. Una vez reiniciada las operaciones de producción el 31 de agosto de 2002 el pozo produjo 2679 BFPD con 0.18% de BSW, 2674 BPPD de 25,5° API y 1405 PSI de presión Intake en la BES. Conforme al reporte de producción, al 12 de noviembre de 2013, la producción fue de 2460 BFPD con el 89% de BSW, 271 BPPD y 1040 PSI de presión Intake en la BES, su acumulado de producción fue de 7.314.007,19 barriles de petróleo y 2.294.841,87 barriles de agua.

Tabla 20. Historial de producción anual del Pozo PA-02. Al año 2013.

POZO	FECHA (AÑOS)	FLUIDO (BFPA)	CRUDO (BPPA)	AGUA (BAPA)	GAS(PCN)	NP (BP)
PALO AZUL-02	2000	6.872,00	6.872,00	0,00	0,00	6.872,00
	2001	0,00	0,00	0,00	0,00	6.872,00
	2002	461.743,48	453.330,00	8.413,48	151.565,71	460.202,00
	2003	1.007.934,17	690.660,25	317.273,92	260.264,39	1.150.862,25
	2004	1.215.996,11	1.211.309,00	4.687,12	303.739,00	2.362.171,25
	2005	861.100,35	856.284,63	4.815,72	420.529,24	3.218.455,88
	2006	748.887,28	743.103,51	5.783,77	313.547,60	3.961.559,38
	2007	627.250,46	588.870,21	38.380,25	232.170,57	4.550.429,59
	2008	757.609,26	696.512,69	61.096,57	213.226,23	5.246.942,28
	2009	635.304,82	544.959,45	90.345,37	176.369,91	5.791.901,73
	2010	699.952,87	549.976,25	149.976,62	168.284,31	6.341.877,98
	2011	1.037.255,50	676.959,94	360.295,56	244.481,97	7.018.837,92
	2012	902.155,03	223.744,86	678.410,17	126.315,38	7.242.582,78
	2013	646.787,73	71.424,41	575.363,32	67.866,21	7.314.007,19
ACUMULADO		9.608.849,06	7.314.007,19	2.294.841,87	2.678.360,51	

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tabla 21. Historial de producción Mensual del Pozo PA-02. 1 de Enero al 12 Noviembre de 2013.

POZO	FECHA	FLUIDO (BFPD)	CRUDO (BPPD)	AGUA (BWPD)	% BS&W
Palo Azul-02	1-Jan-13	2115	254	1861	88
	12-Jan-13	2106	253	1854	88
	17-Jan-13	2126	255	1871	88,0
	20-Jan-13	2125	255	1870	88,0
	29-Jan-13	2157	259	1898	88
	5-Feb-13	2130	256	1875	88
	19-Feb-13	2311	254	2056	89
	22-Feb-13	2213	243	1970	89
	23-Feb-13	2176	239	1937	89,0
	2-Mar-13	2122	233	1889	89
	11-Mar-13	2101	231	1870	89
	14-Mar-13	2075	228	1847	89
	22-Mar-13	2074	228	1846	89
	31-Mar-13	2063	227	1836	89
	3-Apr-13	2031	223	1808	89
	9-Apr-13	2048	225	1823	89
	14-Apr-13	2043	225	1818	89
	17-Apr-13	1346	148	1198	89
	21-May-13	1830	0	1830	100
	29-May-13	2372	261	2111	89
	2-Jun-13	2330	256	2074	89
	9-Jun-13	2415	266	2149	89
	11-Jun-13	2417	266	2151	89
	27-Jun-13	2378	262	2116	89
	3-Jul-13	2376	261	2114	89
	15-Jul-13	2379	262	2118	89
	28-Jul-13	2350	258	2091	89
	4-Aug-13	2366	260	2106	89
	6-Aug-13	2354	259	2095	89
	18-Aug-13	2443	269	2175	89
	21-Aug-13	2450	269	2180	89
	30-Aug-13	2425	267	2158	89
	31-Aug-13	2419	266	2153	89
	1-Sep-13	2419	266	2153	89
	11-Sep-13	2434	268	2166	89
	18-Sep-13	2432	267	2164	89
	23-Sep-13	2420	266	2154	89
	1-Oct-13	2421	266	2155	89
	14-Oct-13	2413	265	2148	89
	27-Oct-13	2415	266	2149	89
2-Nov-13	2389	263	2126	89	
6-Nov-13	2381	262	2119	89	
9-Nov-13	2393	263	2129	89	
12-Nov-13	2460	271	2190	89	

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

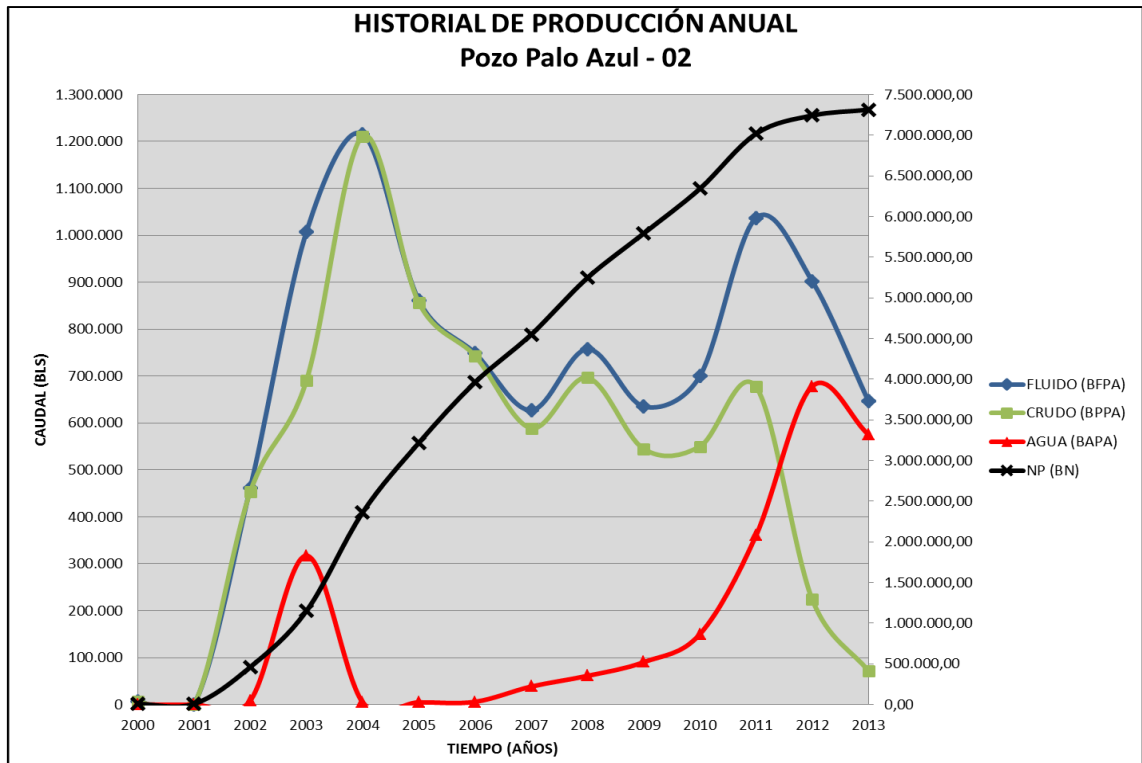


Figura 25. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

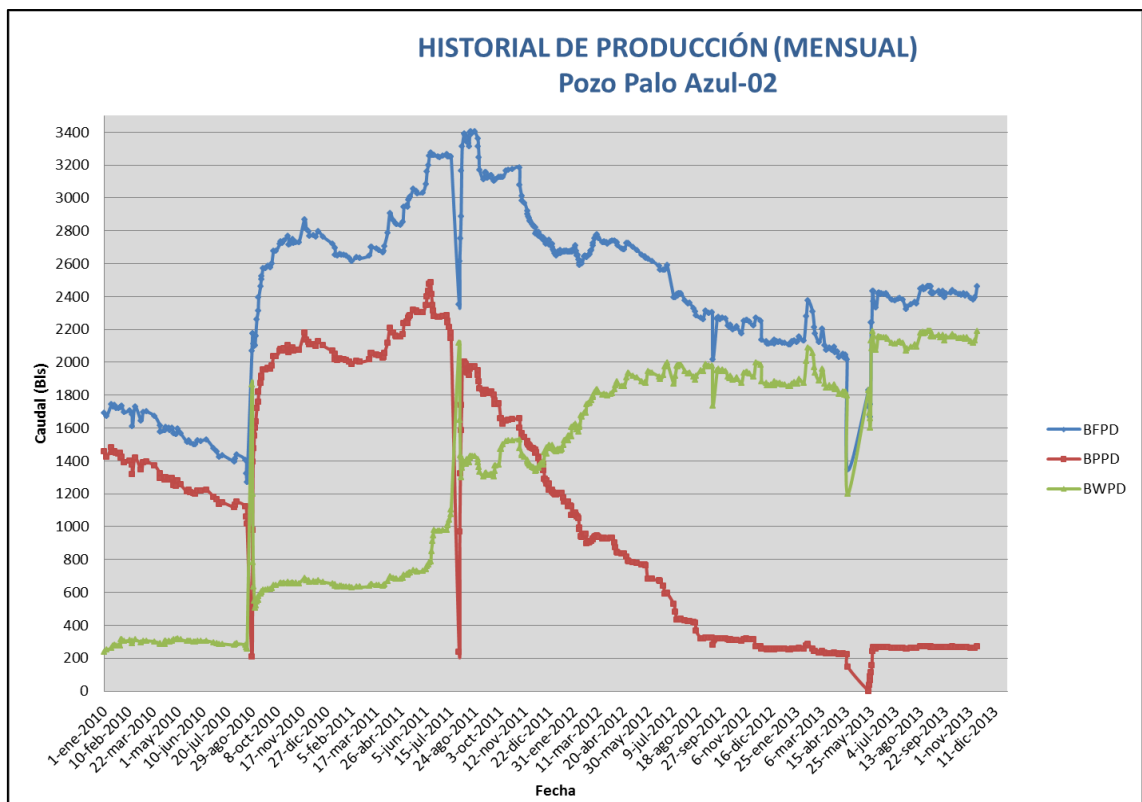


Figura 26. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.1.3. Historial de reacondicionamiento

Diagrama del Pozo

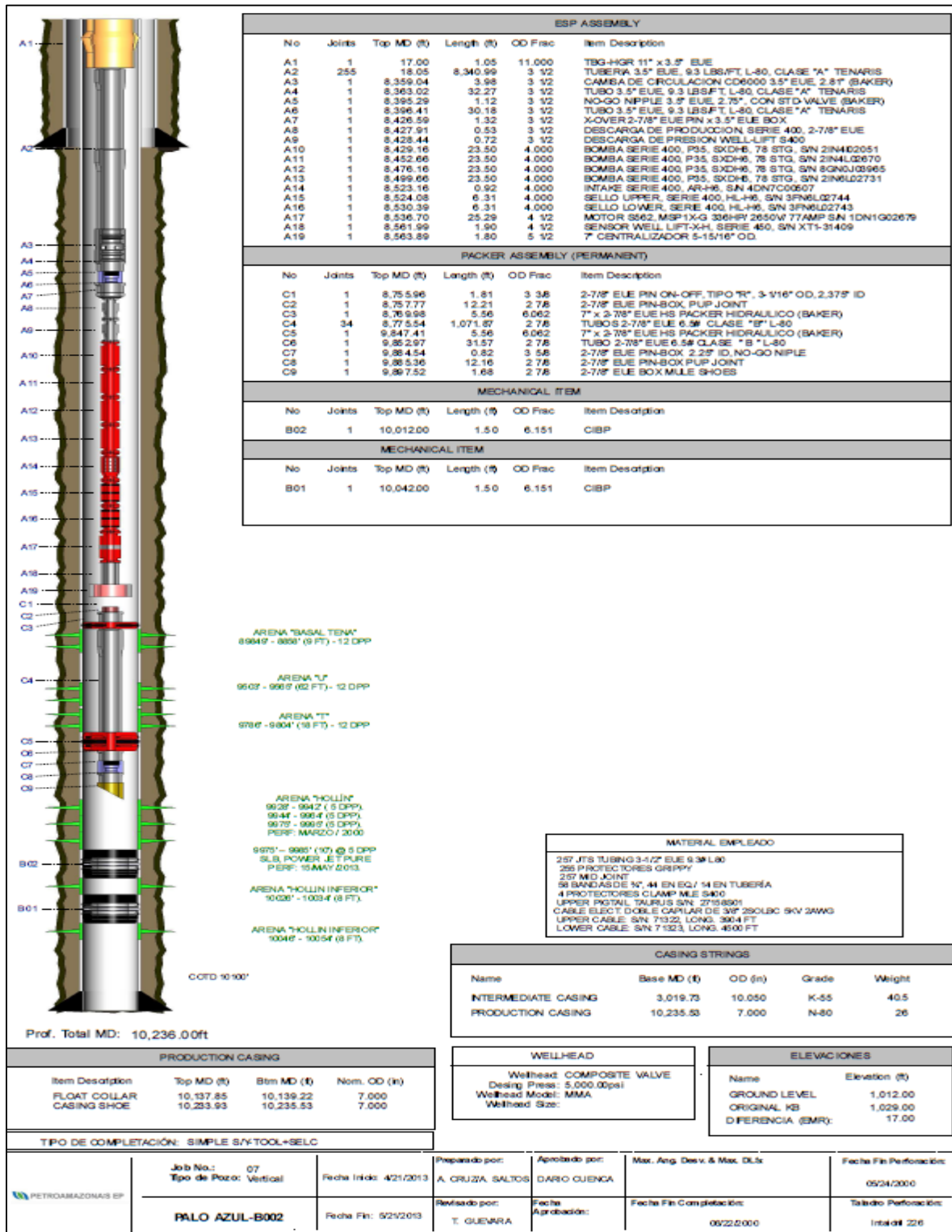


Figura 27. Diagrama de Workover #6. Al 17 de abril de 2013.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP Petroamazonas.

Una vez reiniciadas las operaciones de producción en agosto del 2002, se realizaron varios reacondicionamientos con la finalidad de recuperar la productividad del pozo e incrementar la presión fluvente de acuerdo a la Tabla 22.

Tabla 22. Historial de Workover del Pozo PA-02.

HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS			
PA-002			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	07-sep-03	Cambio de BES	Buenos
2	08-sep-05	Cambio de BES	Buenos
3	10-may-07	Cambio de BES	Buenos
4	28-ago-10	Estimulación matricial	Buenos
5	29-jul-11	Pulling Bes	Exitoso
6	17-abr-13	Pulling Bes	Exitoso

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.1.4. Análisis de núcleos de la zona de interés

Una vez realizados los análisis de los plugs del pozo Palo Azul-02 en el laboratorio por BJ Services descrito en el Capítulo II, se llegó a la conclusión que es necesario aplicar un tratamiento de Estimulaciones Ácidas Matriciales, incorporando formulaciones efectivas con Intercambiadores de Permeabilidad Relativa (RPM-AQUAFIX), esta formulación ayudó a eliminar tanto el daño de formación causado por la movilidad de finos que taponan las gargantas porales durante la producción de los pozos, como a controlar el incremento de agua.

4.1.5. Objetivo del tratamiento

- El objetivo principal de la operación fué remediar el daño de formación y disminuir el corte de agua (BSW) proveniente del último intervalo de zona productora arena Hollín. (9975 @ 9995 ft) un total de 20 ft de producción, con la formulación de 1.5% BJSSA Acid HF + Aquafix. El tratamiento tiene como base los estudios en núcleos de laboratorio, cuyos resultados fueron implementados en este pozo.

4.1.6. Diseño y ejecución del tratamiento

El trabajo ejecutado por Baker Hughes - COILED TUBING, fue la siguiente:

Se realizó 2 corridas. **La primera corrida** consistió en bombear a lo largo del intervalo el tratamiento de estimulación que contiene preflujo de solvente base diésel, el mismo que removió todo aquello soluble en solvente como parafinas, asfaltenos, trazas de crudo y eliminó la emulsión presente en la zona productora, previo al bache de ácido. A continuación se bombeó el preflujo de

NH₄Cl al 2%, luego se desplazó y forzó el tratamiento 1,5% BJ Sandstone Acid base ácido orgánico mismo que removió los finos presentes y el daño de formación, mejorando la permeabilidad de la zona de interés.

Posteriormente se desplazó el postflujo o colchón ácido orgánico que remueve los residuos que deja el tratamiento principal, desplazando la solución de Cloruro de Amonio (NH₄Cl), que va después del colchón ácido para evitar la formación de precipitados y que ayudó a normalizar el pH que dejó el uso del Ácido Acético del BJ Sandstone Acid.

Finalmente se desplazó con 30 BIs de agua tratada la capacidad del Coiled Tubing.

Previo al bombeo del solvente en la primera corrida, se realizó una prueba de inyectividad para lo cual se utilizó fluido de control, esta prueba se hizo a 0,5; 0,8; 1 y 1,2 bpm.

Adicional, esta prueba de inyectividad se volvió a ejecutar con los mismos parámetros de caudal para poder comparar los resultados antes y después del trabajo.

En **la segunda corrida** se bombeó y desplazó el Tratamiento AQUAFIX System, mismo que se adhirió en las paredes de la Matriz donde inicia su efecto de Modificador de Permeabilidad, permitiendo el paso del crudo y retardando la salida del agua. El presente tratamiento se lo focalizó en el intervalo de 20 ft de punzonados (9975 @ 9995 ft).

EL tratamiento debe realizarse a través de Coiled Tubing para evitar contaminación y desgaste del mismo antes de llegar a la zona productora, así generando un efecto de divergencia a lo largo de los punzados y homogenizando el tratamiento en toda la zona.

EQUIPOS Y BHA

Equipos suministrados por Baker Hughes

- 1 Unidad de bombeo 5800.
- 1 Unidad de Coiled Tubing # 803 Y GRUA.
- 1 Carrete con 12762 pies de Coiled Tubing de 1 1/2 pulgada.
- 1 BOP quad - Insertos de 1 1/2".
- 1 Tubería de 2" de alta presión.
- 1 Trailer con herramientas varias.
- 2 Acid Transport para mezcla de Solventes y Tratamiento Acido.
- 1 Tanque de almacenamiento de agua fresca.
- 1 Sistema de monitoreo y registro.
- 1 Mangueras de 4", Flow meter y elementos de posición

Equipos, herramientas, fluidos suministrados por EP-Petroamazonas

- Agua fresca y filtrada. = 679 bls.
- Diésel. = 2141 gls.
- Conexión en el cabezal del pozo de: 3 in; o 3 1/2 O 4 in, EUE BOX.
- Diésel para las unidades de trabajo.
- Líneas de retorno desde el cabezal del pozo hacia el tanque de 500 bls.
- Tanque de 500 bls en el caso de retornar el ácido gastado.
- Alimentación y hospedaje para el personal de trabajo.
- El operador de PAM debe estar en locación para cuando se requiera abrir o cerrar válvulas del cabezal.

Diagrama y especificación del BHA

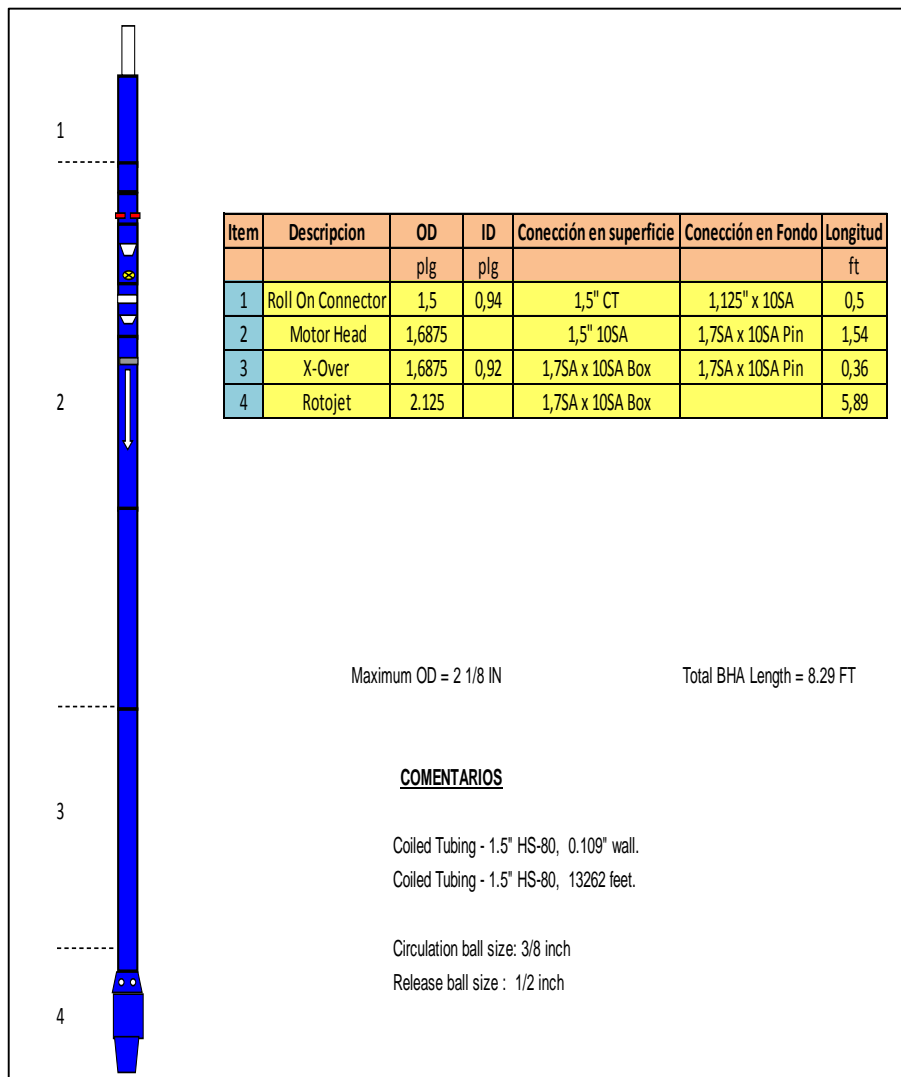


Figura 28. Diagrama y especificación del BHA.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

RECETA QUÍMICA UTILIZADA EN EL TRATAMIENTO

Tabla 23. Volúmenes y receta química utilizada en el Pozo PA-02.

INTERVALOS			TUBING	CASING	LINER 7	LINER 5
TOPE (ft MD)	BASE (ft MD)	ESPEJOR (ft MD)	TAMAÑO			
0	0	0	3 ½ in.		7	
0	0	0	BBL/FT	0.0087	0.03826	
9975	9995	20	PROF	9670	9670	
0	0	0	VOLUMEN	84.1	370	
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
INTERVALO NETO		20				
ESPEJOR INTERVALO		20				

VOLUMENES	GLS/FT	GLS	BLS	VP	FT
PREFLUJO SOLVENTE	120	2400	57	6	
DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL	120	2400	57	6	
PREFLUJO ACIDO ACETICO 15%	100	2000	48	5	6 ft
1,5% BJ SANDSTONE ACID	100	2000	48	5	6 ft
POSFLUJO ACIDO ACETICO 15%	100	2000	48	5	6 ft
DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL	500	10000	238	10	
DESPLAZAMIENTO CT		1260	30		
AQUAFIX SYSTEM	500	10000	238	10	11ft
FLUIDO DE CONTROL + DESPLAZAMIENTO DE CT		2100	50		

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		57 BLS			1.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
DIESEL	892	GPT	2141	GLS	
US-40	0	GPT	0	GLS	
NE-110 W	8	GPT	19	GLS	
PARAVAN 25	100	GPT	240	GLS	

POSTFLUJO ACIDO ACETICO		48 BLS			5.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	901	GPT	1802	GLS	
CI - 11	6	GPT	12	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	20	GLS	
AC ACETICO	75	GPT	150	GLS	
NE - 118	8	GPT	16	GLS	
NH4CL	249	PPTG	498	LBS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		57 BLS			2.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	898	GPT	2155	GLS	
NH4CL	170	PPTG	408	LBS	
INFLO 102	2	GPT	5	GLS	
US - 40	100	GPT	240	GLS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		238 BLS			6.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	898	GPT	8980	GLS	
NH4CL	170	PPTG	1700	LBS	
INFLO 102	2	GPT	20	GLS	
US - 40	100	GPT	1000	GLS	

PREFLUJO ACIDO ACETICO 15%		48 BLS			3.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	901	GPT	1802	GLS	
CI - 11	6	GPT	12	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	20	GLS	
AC ACETICO	75	GPT	150	GLS	
NE - 118	8	GPT	16	GLS	
NH4CL	249	PPTG	498	LBS	

AQUAFIX SYSTEM		238 BLS			7.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	992	GPT	9920	GLS	
KCL	167	GPT	1670	LBS	
AQUAFIX	8	GPT	80	GLS	

1,5% BJ SANDSTONE ACID		48 BLS			4.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	943	GPT	1886	GLS	
ABF	185	PPTG	370	LBS	
CI - 11	6	GPT	12	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	20	GLS	
AC ACETICO	21	GPT	42	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	2	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	2	GLS	
NE - 118	3	GPT	6	GLS	
HV ACID	15	GPT	30	GLS	

FLUIDO DE CONTROL + DESPLAZAMIENTO DE CT		238 BLS			8.
ADITIVOS		CONCENTRACION TOTAL			
AGUA FRESCA	946	GPT	1986	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	4	GLS	
US - 40	50	GPT	105	GLS	
XCIDE 207 (BIOCIDE)	0.2	GPT	0	GLS	
NE - 118	2	GPT	4	GLS	

TOTAL DE MATERIALES QUE DEBE PROPORCIONAR PAM				
TOTAL DE AGUA DULCE NECESARIA PARA EL TRATAMIENTO	679 BLS	28518 GLS		
TOTAL DE DIESEL PARA EL TRATAMIENTO	51 BLS	2142 GLS		

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: BJ Services (Baker Hughes - Coiled Tubing).

PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

1. Previa la bajada de tubería de CT, fue necesario que la Unidad de Slick Line baje un calibrador para poder asegurarse que la completación de fondo se encuentre limpia hasta llegar a la profundidad de los punzados.
2. Se bajó CT hasta posicionarse frente a los punzados, se pasó a través de la completación de fondo.
3. Una vez en posición se llenó y presurizó el pozo con fluido de Control. La presión máxima de trabajo fué definida por el Ingeniero de EP-Petroamazonas encargado del trabajo.
4. Una vez terminado el tratamiento ácido, se sacó CT a superficie y se cambió BHA de Trabajo (ROTOR JET 2 1/8" por un jet convencional).
5. Una vez que se concluyó el tiempo de remojo (24 horas), se puso el pozo a producción.
6. Finalmente se evaluaron los resultados.

4.1.7. Resultados obtenidos

Una vez realizado el tratamiento de Estimulación Ácida Matricial (EAM) el 28 de agosto de 2010 los objetivos planteados en este pozo se cumplieron de manera exitosa es decir:

- Se removió los finos presentes y el daño de formación.
- Se recuperó la producción del pozo a 2262 BFPD con el 24% de BSW, 1719 BPPD, 543 BAPD y 2098 Psi de presión Intake de la BES. Estos resultados con el tiempo fueron mejorando.

En la Figura 29 se puede observar los resultados antes y después del tratamiento del pozo Palo Azul-02, teniendo la producción de fluido, petróleo y agua.

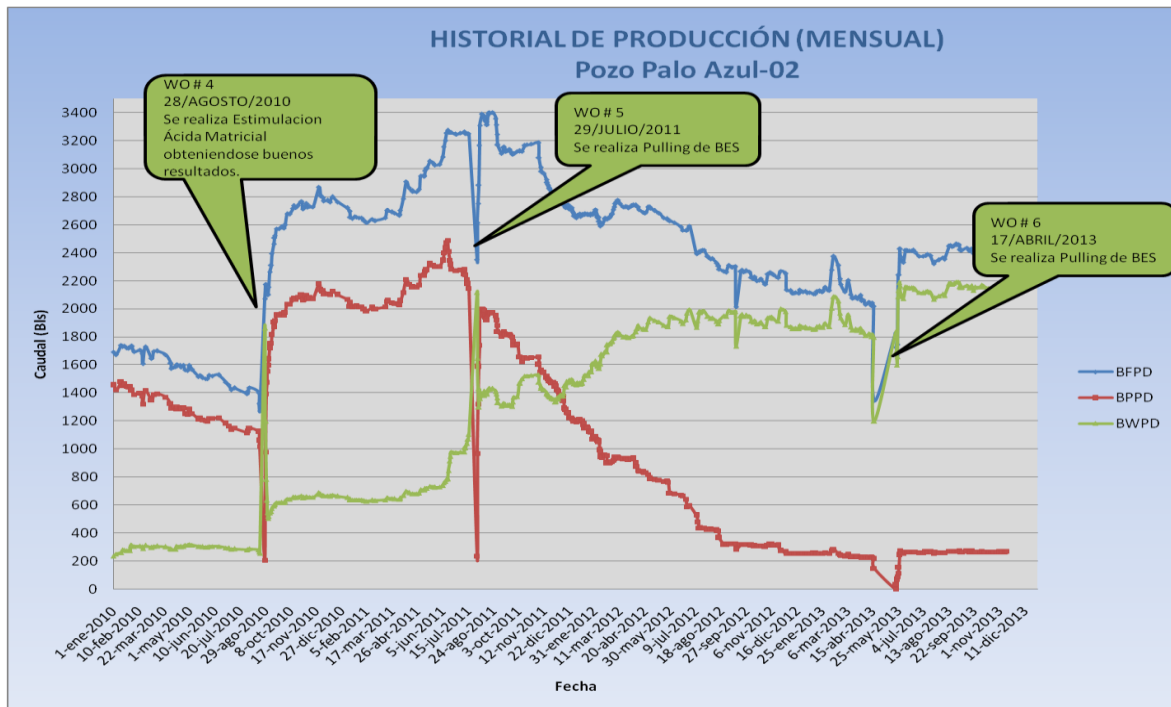


Figura 29. Historial de producción antes y después del tratamiento de EAM.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.1.8. Análisis Técnico-Económico

Para realizar el análisis técnico económico a los pozos en los que se efectuó un tratamiento de estimulación ácida matricial, se utilizó el incremento de producción para calcular el tiempo de recobro de la inversión y demás parámetros económicos del proyecto.

El incremento de producción se detalló en base a los datos obtenidos del historial de producción descrito anteriormente, donde se aplicó los métodos de evaluación de proyectos como son el Valor Actual Neto (VAN), y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para verificar la factibilidad del proyecto y el tiempo en el cual se recuperó la inversión.

Costos (Inversión)

Para el análisis de la inversión se tomó como base los gastos generados en una estimulación ácida matricial (Tabla 24), donde se justifica el uso de:

- Servicio de Equipo de Bombeo
- Servicio de Equipo de Coiled Tubing
- Personal y,
- Productos Químicos
- Costos de Producción por cada barril de petróleo (7 USD)

Tabla 24. Costos del Tratamiento EAM del Pozo PA-02.

Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Servicio Equipo de Bombeo					
2-201	140	Kmt	Viaje de ida por Unidad de Bombeo	3,373	472,22
2-204	1	día	Cargo basico, primeras 4 horas o fraccion de bombeo	2060,217	2060,22
2-205	18	Hrs	Unidad acidificadora con tanques incorporados por hora adicional o fraccion.	161,586	2908,55
2-206	4106	gal	Mezcla de materiales suministrados por la contratista	0,122	500,93
2-207	42159	gal	Mezcla de materiales no suministrados por la contratista	0,329	13870,31
2-210	10.800	gal	Bombeo de acido de 4001 galones en adelante	0,573	6188,40
2-213	22.620	gal	Bombeo de fluido no corrosivo de 4001 galones en adelante	0,573	12961,26
2-220	700	Kmt	Kilometraje transporte de tanques solo ida	3,373	2361,10
2-224	1	und	Unidad de filtracion	650,000	650,00
2-227	3	und	Tanques para acido o solvente de 7000 galones por trabajo	880,000	2640,00
2-230	1	und	Unidad COMPU VAN o equivalente por trabajo	3300,000	3300,00
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE BOMBEO					47912,99
DESCUENTO SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO				10%	4791,30
TOTAL SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO					43121,69
Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Servicio Equipo de Coiled Tubing					
4-101	140	Kmt	Viaje de ida por unidad de tuberia continua	3,373	472,22
4-104	1	día	Cargo basico primeras 8 horas o fraccion	2965,211	2965,21
4-105	18	Hrs	Cada hora adicional o fraccion	118,214	2127,85
4-106	9995	pie	Cargo por profundidad de la punta del coiled tubing	0,220	2198,90
4-107	9995	pie	Cargo por pie de corrida adicional	0,226	2258,87
4-108	2	und	Enjuagador de caucho	73,884	147,77
4-113	2	und	Conector de union rapida	98,512	197,02
4-114	2	und	Cabeza de control de flujo por trabajo	123,610	247,22
4-116	2	und	Roto w ash tool por trabajo	566,444	1132,89
4-119	2	und	Tubing disconnect por corrida	197,024	394,05
4-123	140	Kmt	Kilometraje vehiculo de soporte (Winche)	3,373	472,22
4-127	10.800	gal	Por bombeo de fluidos corrosivos inyectados por galon	0,498	5378,40
4-128	45.675	gal	Por bombeo de solventes aromaticos con o sin empacaduras inflables	0,498	22746,15
1-320	2	3 dias	Tanque de fractura de 500 bls, hasta 3 dias de trabajo	827,200	1654,40
4-129	1	und	Rotojet Tool 2 1/8"	4785,188	4785,19
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE COILED TUBING					47178,36
DESCUENTO SERVICIO DE COILED TUBING				10%	4717,84
TOTAL SERVICIO DE COILED TUBING					42460,52
Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Personal					
4-124	3	día	Supervisor por trabajo	799,00	2397,00
4-125	3	día	Operador por trabajo	709,70	2129,10
2-222	6	día	Operador combinado	709,70	4258,20
2-223	9	día	Ayudante, minimo tres	188,00	1692,00
PERSONAL SUBTOTAL					10476,30
DESCUENTO PERSONAL				10%	1047,63
TOTAL PERSONAL					9428,67
Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Productos					
23044	432	GL	PARAVAN 25	51,74	22351,68
23015	35	GL	NE-110W	45,74	1600,90
23060	6178	LB	AMMONIUM CHLORIDE	0,96	5930,88
23026	41	GL	INFLO-150	23,81	976,21
23024	2157	GL	US-40	20,16	43485,12
23016	106	GL	NE-118	28,85	3058,10
23059	999	LB	ABF (M1)	5,71	5704,29
23006	96	GL	CI-11	72,62	6971,52
23033	162	GL	FERROTROL 300L	18,23	2953,26
23056	81	GL	HV ACID	89,08	7215,48
23050	923	GL	ACETIC ACID	23,58	21764,34
23004	9	GL	CLAYMASTER 5C	64,21	577,89
22053	0	LB	XCIDE 207	37,86	0,00
21006	1336	LB	A-9	0,93	1242,48
	64	GL	AQUAFIX	410,5	26272,00
10168	24	EA	Filter 5 micrones	44,79	1074,96
23062	440	LB	SODA ASH	0,51	224,40
PRODUCTOS SUBTOTAL					151403,51
DESCUENTO PRODUCTOS				10%	15140,35
TOTAL PRODUCTOS					136263,16
TOTAL DE COSTOS.					231274,04

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Ingresos

Los ingresos mensuales se obtuvieron con el producto del precio del crudo para cada mes (77 USD/BARRIL) y el aumento de producción de petróleo en ese periodo.

Tabla 25. Tabla Económica de producción Pozo PA-02.

TABLA ECONOMICA DE PRODUCCION POZO PALO AZUL - 02				
MES	AUMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	AUMENTO DE PRODUCCIÓN DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	VENTAS
	BPPD	BPPD	BPPM	USD
28/AGOSTO/2010 (EAM)	0	0	0	0
Aug-10	1283	283	1132	87164
Sep-10	1828	828	24827	1911683
Oct-10	2067	1067	33068	2546217
Nov-10	2104	1104	33116	2549949
Dec-10	2109	1109	34382	2647431

Fuente. Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Flujo Neto de Caja

El Flujo Neto de Caja representa el movimiento neto de caja o la generación neta de fondos durante un cierto periodo de tiempo. Para la determinación del Flujo Neto de Caja solamente se deben determinar los egresos realizados en el proyecto.

Tabla 26. Tabla Económica de producción Pozo PA-02.

TABLA ECONOMICA DE FLUJO NETO DE CAJA						
POZO PALO AZUL-02						
ITEMS	MESES					
	28/AGOSTO/2010 (EAM)	29/AGOSTO/2010 A 31/AGOSTO/2010	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dec-10
INGRESOS						
PRODUCCION (B)	0	1132	24827	33068	33116	34382
PRECIO (USD/B)	0	77,00	77,00	77,00	77,00	77,00
INGRESOS (USD)	0	87164	1911683,4	2546217,144	2549949,453	2647431,248
COSTOS						
EQUIPO DE BOMBEO	0	385,80	8461,43	11269,98	11286,50	11717,97
EQUIPO DE COILED TUBING	0	379,89	8331,69	11097,18	11113,45	11538,31
PERSONAL	0	84,36	1850,11	2464,21	2467,82	2562,17
PRODUCTOS QUIMICOS	0	1219,12	26737,85	35612,78	35664,99	37028,42
COSTOS DE PRODUCCIÓN (7 USD/BBL)	0	7924,00	173789,40	231474,29	231813,59	240675,57
COSTOS TOTALES (USD)	0	9993,17	219170,49	291918,45	292346,35	303522,43
UTILIDADES						
•UTILIDAD ANTES DE IMP.(USD)	0	77170,83051	1692512,914	2254298,697	2257603,105	2343908,817
•IMPUESTOS(USD)	0	9260	203102	270516	270912	281269
•UTILIDADES DESPUES DE IMP.(USD)	0	67910,33085	1489411,365	1983782,853	1986690,733	2062639,759
INVERSIONES						
EQUIPO DE BOMBEO	-43121,69	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COILED TUBING	-42460,52	0	0	0	0	0
PERSONAL	-9428,67	0	0	0	0	0
PRODUCTOS QUIMICOS	-136263,16	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO (USD)	-231274,04	0	0	0	0	0
FLIJO NETO DE CAJA (USD)	-231274,04	67910,33	1489411,36	1983782,85	1986690,73	2062639,76

Fuente. Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

En la Tabla 26 se presenta el Flujo Neto de Caja para cada mes. El 28 de agosto de 2010, fecha que se realizó los trabajos de Estimulación Ácida Matricial, el Flujo Neto de Caja fué negativo para

la empresa, pero se puede apreciar que solo en 7 días se recuperó la inversión. Cabe recalcar que el mes de Agosto corresponde solo a la producción de los cuatro últimos días.

4.1.9. Análisis Costo-Beneficio

Valor Actual Neto (VAN)

Conocido como Valor Presente Neto VPN, es la ganancia extraordinaria que genera el proyecto, medido en valores al día de hoy, que corresponde a la sumatoria de los flujos de caja neta actualizados.

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

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FNC_t}{(1+i)^t} \quad Ec. 21$$

Dónde:

FNC_t = Flujo neto de caja para cada periodo t.

i = Tasa de interés.

n = Número de periodos considerados.

Tabla 27. Interpretación del Valor Actual Neto.

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida.	Se acepta el proyecto.
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida.	No se acepta el proyecto.
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas.	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

Fuente. Google “http://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_net”.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

Llamado también Tasa Interna de Rendimiento, es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada para determinar la rentabilidad de un proyecto. La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero. Para los cálculos realizados en este proyecto, la Tasa de Interés con la cual se efectuaron los cálculos económicos fue del 10%.

Se determina que un proyecto es económicamente rentable cuando:

- El valor actual neto (VAN) es mayor que cero.
- La tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización.

La rentabilidad de los proyectos en la industria petrolera es muy alta, aún más con la tendencia a la alza del precio del barril de petróleo, razón por la cual las inversiones se las realiza a corto plazo.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC_t}{(1 + TIR)^t} = 0 \quad Ec. 22$$

El VAN y TIR calculados para el proyecto se presentan en la Tabla 28.

Tabla 28. VAN y TIR Calculados desde 28 de Agosto al 31 de Octubre de 2010.

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$231.274,04
Tasa Interna de Retorno Anual	232%
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$4.717.727,31

Fuente. Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Análisis De Resultados

- El Valor Actual Neto (VAN) calculado indica que los flujos de caja descontados y llevados a valor presente fueron suficientes para solventar la inversión a realizarse.
- La tasa interna de retorno (TIR) calculada indica que los flujos de caja proporcionaron una rentabilidad óptima y superior al costo de capital. (Figura 30 y Tabla 29).
- El tiempo de recuperación de la inversión realizada fué en un corto periodo después de la ejecución del proyecto, debido al aumento de la producción del pozo y elevados precios del crudo.

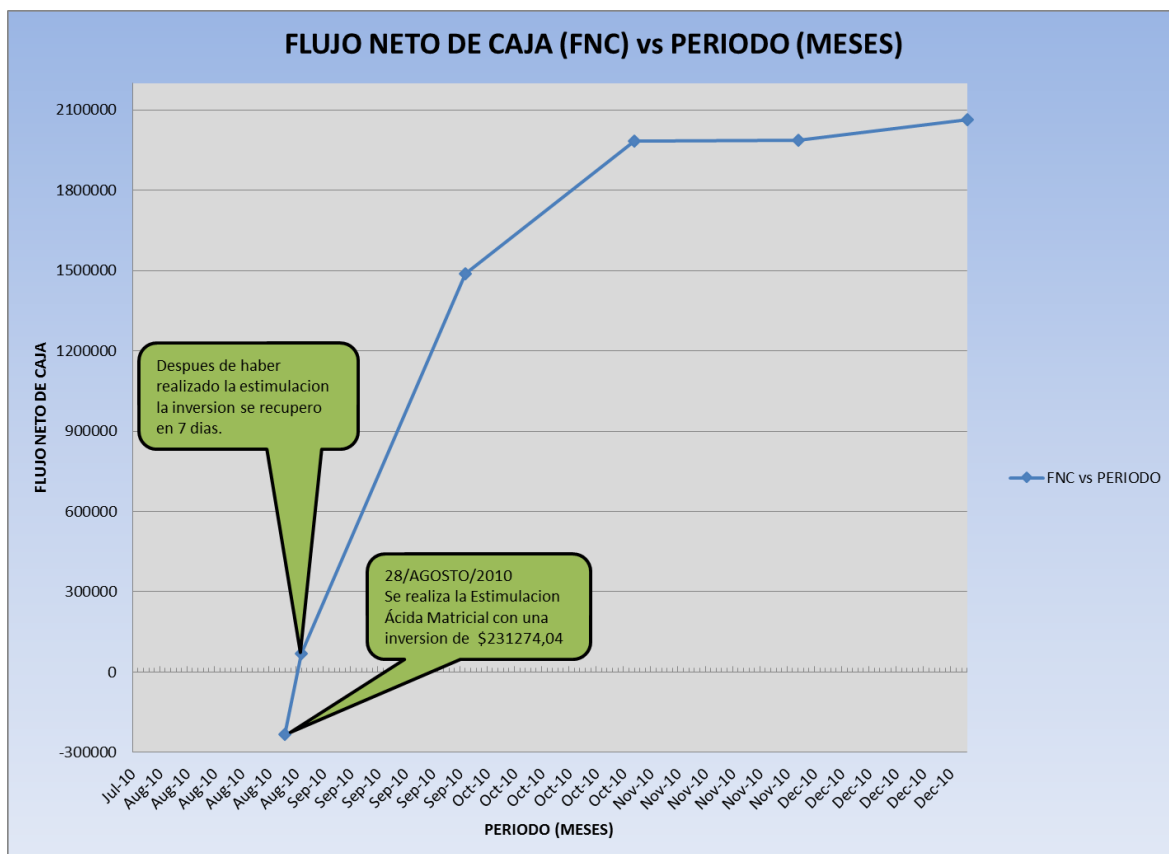


Figura 30. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.
Fuente. Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tabla 29. Flujo Neto de Caja (VAN y TIR calculados).

TABLA ECONOMICA DE FLUJO NETO DE CAJA						
POZO PALO AZUL-02						
ITEMS	MESES					
	28/AGOSOTO/2010 (EAM)	29/AGOSOTO/2010 A 31/AGOSTO/2010	Sep-10	Oct-10	Nov-10	Dec-10
INGRESOS						
PRODUCCION (B)	0	1132	24827	33068	33116	34382
PRECIO (USD/B)	0	77,00	77,00	77,00	77,00	77,00
INGRESOS (USD)	0	87164	1911683,4	2546217,144	2549949,453	2647431,248
COSTOS						
EQUIPO DE BOMBEO	0	385,80	8461,43	11269,98	11286,50	11717,97
EQUIPO DE COILED TUBING	0	379,89	8331,69	11097,18	11113,45	11538,31
PERSONAL	0	84,36	1850,11	2464,21	2467,82	2562,17
PRODUCTOS QUIMICOS	0	1219,12	26737,85	35612,78	35664,99	37028,42
COSTOS DE PRODUCCIÓN (7 USD/BBL)	0	7924,00	173789,40	231474,29	231813,59	240675,57
COSTOS TOTALES (USD)	0	9993,17	219170,49	291918,45	292346,35	303522,43
UTILIDADES						
•UTILIDAD ANTES DE IMP.(USD)	0	77170,83051	1692512,914	2254298,697	2257603,105	2343908,817
•IMPUESTOS(USD)	0	9260	203102	270516	270912	281269
•UTILIDADES DESPUES DE IMP.(USD)	0	67910,33085	1489411,365	1983782,853	1986690,733	2062639,759
INVERSIONES						
EQUIPO DE BOMBEO	-43121,69	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COILED TUBING	-42460,52	0	0	0	0	0
PERSONAL	-9428,67	0	0	0	0	0
PRODUCTOS QUIMICOS	-136263,16	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO (USD)	-231274,04	0	0	0	0	0
FLUJO NETO DE CAJA (USD)	-231274,04	67910,33	1489411,36	1983782,85	1986690,73	2062639,76

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$231.274,04
Tasa Interna de Retorno Anual	232%
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$4.717.727,31

Fuente. Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.2. POZO PALO AZUL 40

4.2.1. Antecedentes del pozo

El pozo PALO AZUL-40, fue perforado entre el 12 de Abril y el 13 de Mayo del 2011. Se encuentra ubicado en la Provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador y localizado en el flanco Sur de la estructura Palo Azul. (Figura 6). Es un pozo direccional a Hollín, que tiene las siguientes coordenadas, conforme consta en la Tabla 30:

Tabla 30. Coordenadas del pozo Palo Azul-40.

COORDENADAS DE SUPERFICIE		COORDENADAS DE FONDO	
LATITUD	LONGITUD	LATITUD	LONGITUD
00°10'59,13" S	76°58'04,04" W	00°11'37,06" S	76°57'53,30" W
9.979.750,58	280.983,50	9.978.585,34	281.315,85

PALO AZUL - 02			
EMR=1.056 (Pies)			
FORMACIÓN	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	ESPESOR
	TVD	TVD	(Pies)
T,U,Hollin Superior	10855	11032	177

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Este pozo se perforó con la intención de probar la extensión de las acumulaciones de hidrocarburos en los reservorios de las Formaciones Tena (Arenisca Basal Tena), y Hollín. Adicionalmente, tenía como objetivos secundarios los miembros Arenisca T y U de la Formación Napo.

El pozo atravesó la Formación Hollín hasta la profundidad de 11.100 pies MD, 10.225 pies TVD, donde se instalaron tuberías de revestimiento de acuerdo a como se detalla en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Secciones de Casing en el Pozo PA-40.

SARTA DE REVESTIMIENTO					
SECCIÓN	PROFUNDIDAD MD (ft)	OD (in)	ID (in)	GRADO	PESO (lb/ft)
Casing Superficial	0-6.045	10 ¾	10.05	K-55	54,5
Casing de Intermedio	0-10.594	7	6.276	N-80	47
Liner de Producción	10.514,6-11.098	7	6.276	N-80	29

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

En el registro de control litológico (Mud Log) se observa, en la parte glauconítica de Hollín un intervalo de arena de 16 pies aproximadamente, pobre saturación de hidrocarburos y buenas muestras de gas. En la parte limpia se observan dos intervalos de arena con un espesor de 46 pies, con mejor saturación de hidrocarburos y buenas muestras de gas. (Figura 31).

Además, se presenta la evaluación petrofísica de la Arena Hollín, de donde se obtuvieron los siguientes parámetros promedios del intervalo (10.855-11.032) pies, longitud saturada de 55 pies, Zona de pago de 9 pies, Porosidad de 15% y Saturación de petróleo de 85%. (Tabla 32).

Tabla 32. Evaluación petrofísica de la arena Hollín del Pozo PA-40.

POZO	Hollín Top	Hollín Reservoir Base	Espesor Total	Espesor de Interés	Zona Neta de Pago	Porosidad Efectiva	Saturación de Agua	Saturación de Petróleo
	ft MD	ft MD	ft MD	ft MD	ft TVD	%	%	%
PA-02	10.855	11.032	177	55	9,00	15,0	15,0	85,0

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

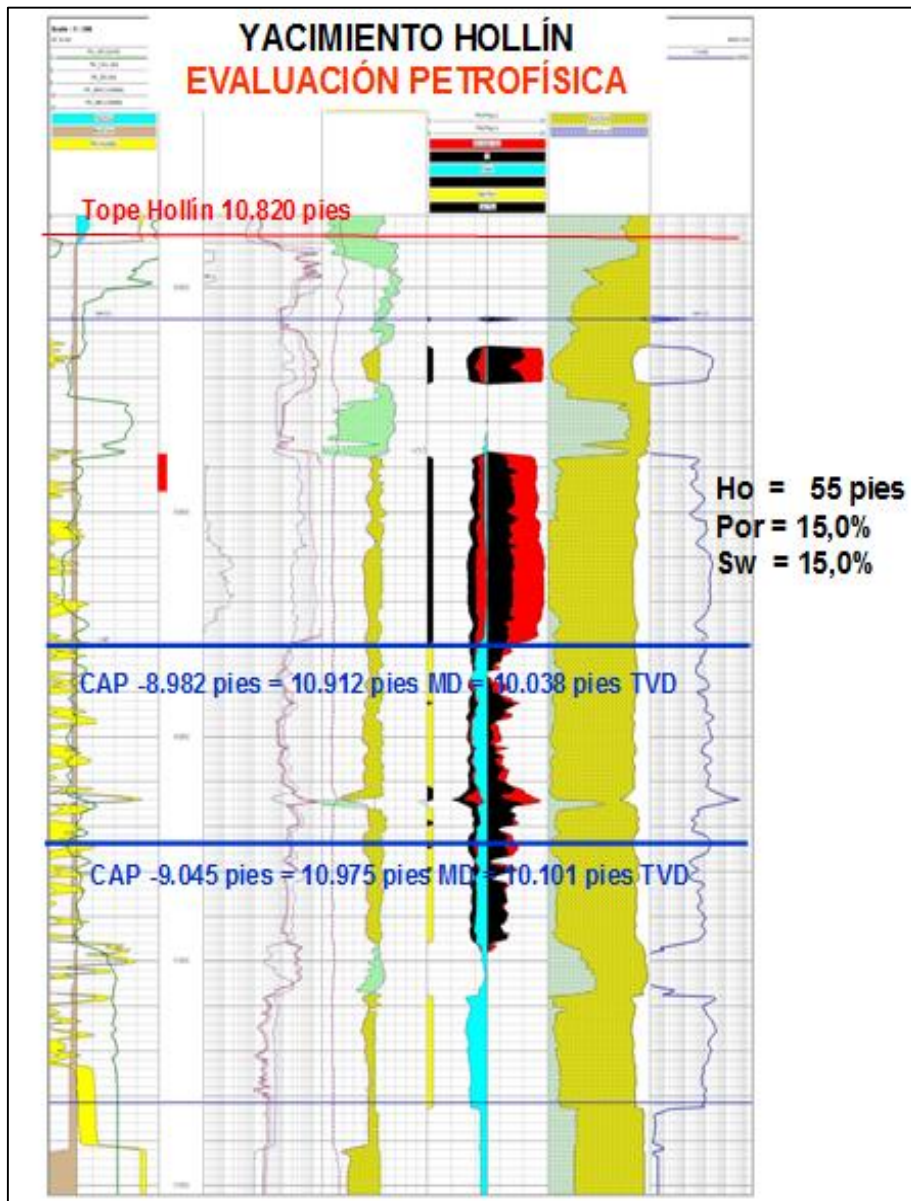


Figura 31. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-40.

INTERVALO PRODUCTOR (10869 – 10878 ft MD)

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

4.2.2. Historial de producción

El pozo Palo Azul-40 inició su producción de Hollín el 21 de Mayo de 2011 del intervalo (10.869-10.878) pies. El 26 de Mayo arrojó 1.357 BPPD con 0,5% de BSW; y, desde el 30 de Mayo inició una declinación de producción del 100%, provocada por efecto de taponamiento de finos que ocasionó un prematuro y acelerado daño de formación.

Conforme al reporte del 06 de Julio de 2011, la producción fue de 918 BFPD, 9% de BSW, 836 BPPD, 83 BAPD, presión Intake de 1.065 psi en la BES y un índice de productividad de 0,40 BFPD/Psi. El acumulado de producción es de 46.525 barriles de petróleo y 3.680 barriles de agua. En la Figura 32 se presenta gráficamente el historial mensual de las pruebas de producción del Yacimiento Hollín del pozo Palo Azul-40, donde se observa la producción de fluido, petróleo, agua y su acumulado de producción de petróleo.

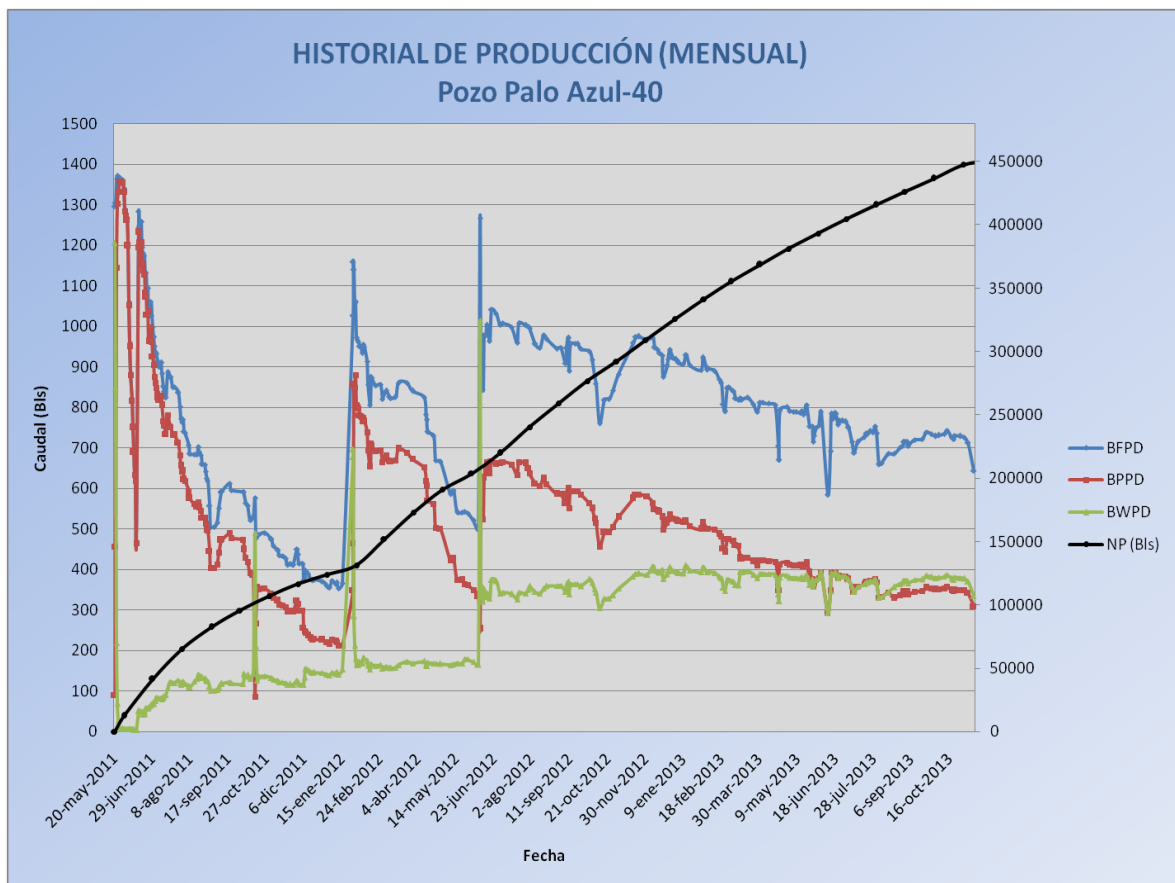


Figura 32. Historial de Producción Mensual del pozo PA-40. A Noviembre de 2013

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

A continuación se presenta la Tabla 33 con el resumen del historial de las pruebas de producción del Yacimiento Hollín del pozo Palo Azul-40, donde se observa los tratamientos de EAM (WO#1, WO#2, WO#3 y WO#4), donde se recuperó parcialmente la producción manteniendo una tendencia

de pérdida de producción y presión, indicativo de daño de formación por posible acumulación de finos frente a la cara de la arena y punzados.

Tabla 33. Resumen del Historial de las pruebas de producción mensual del Yacimiento Hollín del Pozo PA-40

WORKOVER O1						WORKOVER O2					
WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W	WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W
Palo Azul-40	29-May-11	1361	1354	7	0.5	Palo Azul-40	3-Oct-11	591	473	118	20
Palo Azul-40	31-May-11	1339	1332	7	0.5	Palo Azul-40	4-Oct-11	591	449	142	24
Palo Azul-40	1-Jun-11	1289	1283	6	0.5	Palo Azul-40	6-Oct-11	564	429	135	24
Palo Azul-40	2-Jun-11	1279	1272	6	0.5	Palo Azul-40	8-Oct-11	558	419	140	25
Palo Azul-40	3-Jun-11	1269	1262	6	0.5	Palo Azul-40	11-Oct-11	521	391	130	25
Palo Azul-40	4-Jun-11	1204	1198	6	0.5	Palo Azul-40	14-Oct-11	530	387	143	27
Palo Azul-40	5-Jun-11	1060	1053	7	0.7	Palo Azul-40	16-Oct-11	576	86	490	85
Palo Azul-40	6-Jun-11	958	951	7	0.7	Palo Azul-40	17-Oct-11	477	267	210	44
Palo Azul-40	7-Jun-11	885	879	6	0.7	Palo Azul-40	18-Oct-11	484	358	126	26
Palo Azul-40	8-Jun-11	821	815	6	0.7	Palo Azul-40	20-Oct-11	486	350	136	28
Palo Azul-40	9-Jun-11	755	750	5	0.7	Palo Azul-40	26-Oct-11	490	353	137	28
Palo Azul-40	10-Jun-11	694	689	5	0.7	Palo Azul-40	2-Nov-11	474	341	133	28
Palo Azul-40	11-Jun-11	638	634	4	0.7	Palo Azul-40	4-Nov-11	458	330	128	28
Palo Azul-40	12-Jun-11	623	618	4	0.7	Palo Azul-40	9-Nov-11	448	323	125	28
Palo Azul-40	13-Jun-11	468	465	3	0.7	Palo Azul-40	10-Nov-11	435	313	122	28
Palo Azul-40	15-Jun-11	1283	1232	51	4.0	Palo Azul-40	14-Nov-11	433	312	121	28
Palo Azul-40	16-Jun-11	1245	1195	50	4.0	Palo Azul-40	17-Nov-11	427	307	120	28
Palo Azul-40	17-Jun-11	1259	1208	50	4.0	Palo Azul-40	19-Nov-11	411	296	115	28
Palo Azul-40	18-Jun-11	1259	1208	50	4.0	Palo Azul-40	22-Nov-11	415	299	116	28
Palo Azul-40	19-Jun-11	1195	1152	43	3.6	Palo Azul-40	25-Nov-11	411	296	115	28
Palo Azul-40	20-Jun-11	1180	1138	42	3.6	Palo Azul-40	29-Nov-11	450	324	126	28
Palo Azul-40	21-Jun-11	1173	1128	45	3.8	Palo Azul-40	30-Nov-11	437	315	122	28
Palo Azul-40	22-Jun-11	1123	1080	43	3.8	Palo Azul-40	1-Dec-11	415	299	116	28
Palo Azul-40	23-Jun-11	1132	1073	59	5.2	Palo Azul-40	5-Dec-11	415	298	116	28
WORKOVER O3						WORKOVER O4					
WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W	WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W
Palo Azul-40	2-Jan-12	355	216	138	39	Palo Azul-40	9-May-12	586	422	164	28
Palo Azul-40	5-Jan-12	372	227	145	39	Palo Azul-40	12-May-12	595	429	167	28
Palo Azul-40	9-Jan-12	363	222	142	39	Palo Azul-40	16-May-12	542	374	168	31
Palo Azul-40	10-Jan-12	367	220	147	40	Palo Azul-40	21-May-12	541	373	168	31
Palo Azul-40	12-Jan-12	359	212	144	40	Palo Azul-40	24-May-12	542	363	179	33
Palo Azul-40	16-Jan-12	367	213	154	42	Palo Azul-40	27-May-12	539	361	178	33
Palo Azul-40	27-Jan-12	1026	349	677	66	Palo Azul-40	2-Jun-12	524	349	172	33
Palo Azul-40	27-Jan-12	1160	464	696	60	Palo Azul-40	7-Jun-12	500	335	165	33
Palo Azul-40	28-Jan-12	1140	855	285	25	Palo Azul-40	9-Jun-12	1267	253	1014	80
Palo Azul-40	29-Jan-12	1060	848	212	20	Palo Azul-40	10-Jun-12	910	546	364	40
Palo Azul-40	30-Jan-12	1059	879	180	17	Palo Azul-40	11-Jun-12	871	540	331	38
Palo Azul-40	31-Jan-12	971	806	165	17	Palo Azul-40	12-Jun-12	843	523	320	38
Palo Azul-40	1-Feb-12	965	801	164	17	Palo Azul-40	13-Jun-12	978	626	352	36
Palo Azul-40	2-Feb-12	961	797	163	17	Palo Azul-40	15-Jun-12	978	645	332	34
Palo Azul-40	3-Feb-12	951	780	171	18	Palo Azul-40	16-Jun-12	1002	662	341	34
Palo Azul-40	4-Feb-12	949	778	171	18	Palo Azul-40	17-Jun-12	1000	660	340	34
Palo Azul-40	5-Feb-12	947	777	170	18	Palo Azul-40	19-Jun-12	964	636	328	34
Palo Azul-40	6-Feb-12	934	766	168	18	Palo Azul-40	21-Jun-12	1041	666	375	36
Palo Azul-40	7-Feb-12	955	774	181	19	Palo Azul-40	26-Jun-12	1030	659	371	36
Palo Azul-40	8-Feb-12	948	767	180	19	Palo Azul-40	30-Jun-12	1003	662	341	34

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.2.3. Historial de reacondicionamiento

Diagrama del Pozo

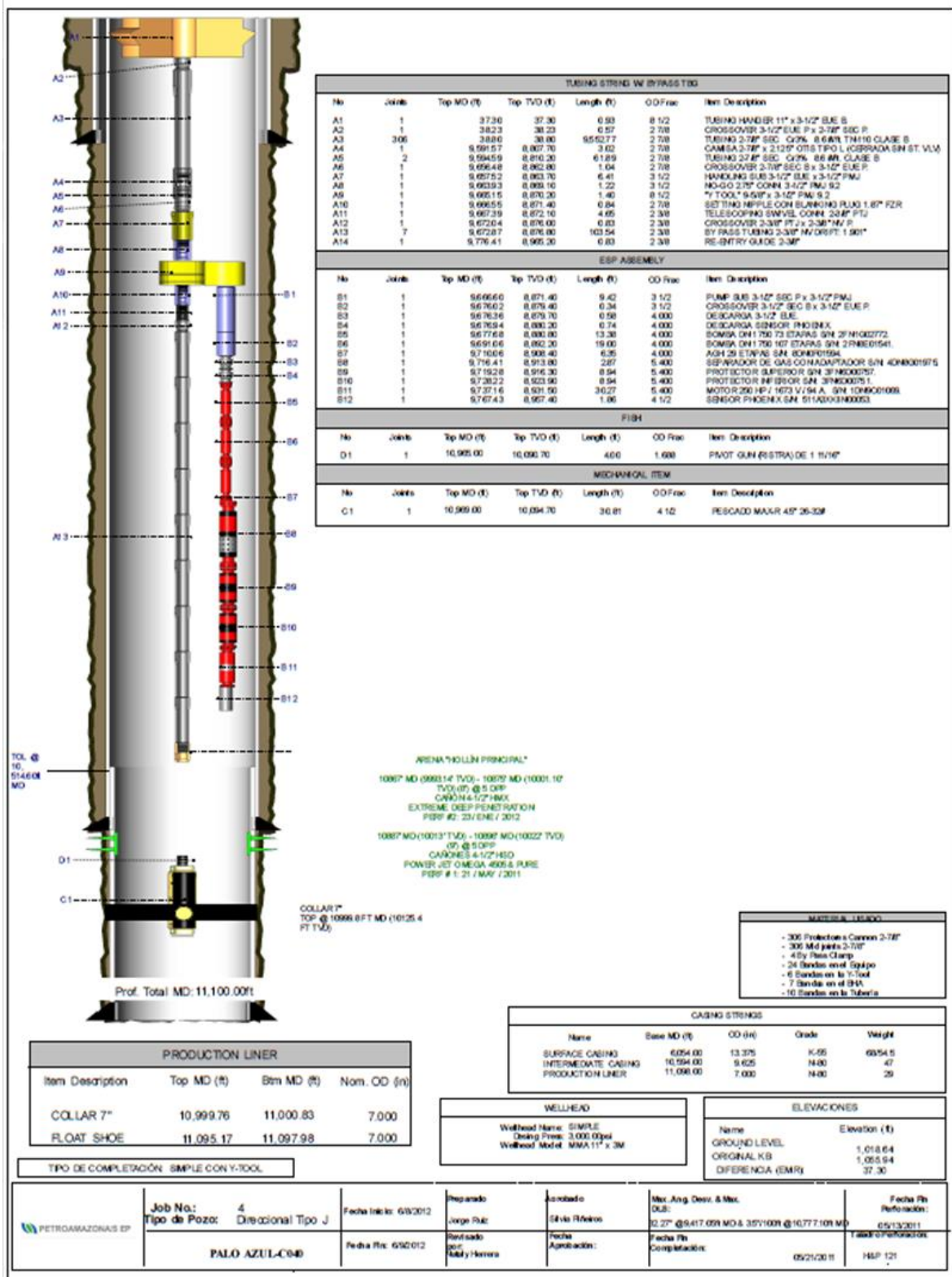


Figura 33. Diagrama de Workover #4. A 9 de Junio de 2012.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Una vez que el pozo entró en producción el 21 de Mayo de 2011 hasta la actualidad, se realizaron varios reacondicionamientos con la finalidad de recuperar la productividad del pozo e incrementar la presión fluvente de acuerdo a la Tabla 34.

Tabla 34. Historial de Workover del Pozo PA-40.

HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS			
PLA-40			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	15-jun-11	ESTIMULACION MATRICIAL	TRABAJO EXITOSO
2	16-oct-11	DISPAROS + EAM	NO SE PUDO EJECUTAR DISPAROS, SE REALIZA EAM TRABAJO SIN ÉXITO
3	16-ene-12	DISPAROS HOLLIN: 10867 - 10875' + EAM	TRABAJO EXITOSO
4	09-jun-12	ESTIMULACION MATRICIAL	TRABAJO EXITOSO

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.2.4. Análisis de núcleos de la zona de interés

Acorde a pruebas de CORES del campo PALO AZUL (Arena Hollín) con tratamientos ácidos, se puede notar que ácidos base HCL no son recomendables para esta zona debido a la presencia de Glauconita, Kaolinita e Illita, mismos que pueden producir precipitados secundarios entre los que se pueden destacar Fluorita (CaF₂) y los hexafluorosilicatos (K₂SiF₆, CaSiF₆). Estos precipitados pueden causar una severa reducción de permeabilidad. (Figura 34)

En el pozo PA-40, no se tomó muestras de núcleo de corona del yacimiento Hollín, para efectuar análisis convencionales y especiales de tratamiento ácidos matriciales. Cabe recalcar que estos estudios se realizaron únicamente para los pozos Palo Azul-02 y Palo Azul-04 cuyos resultados obtenidos fueron aplicados en este pozo.

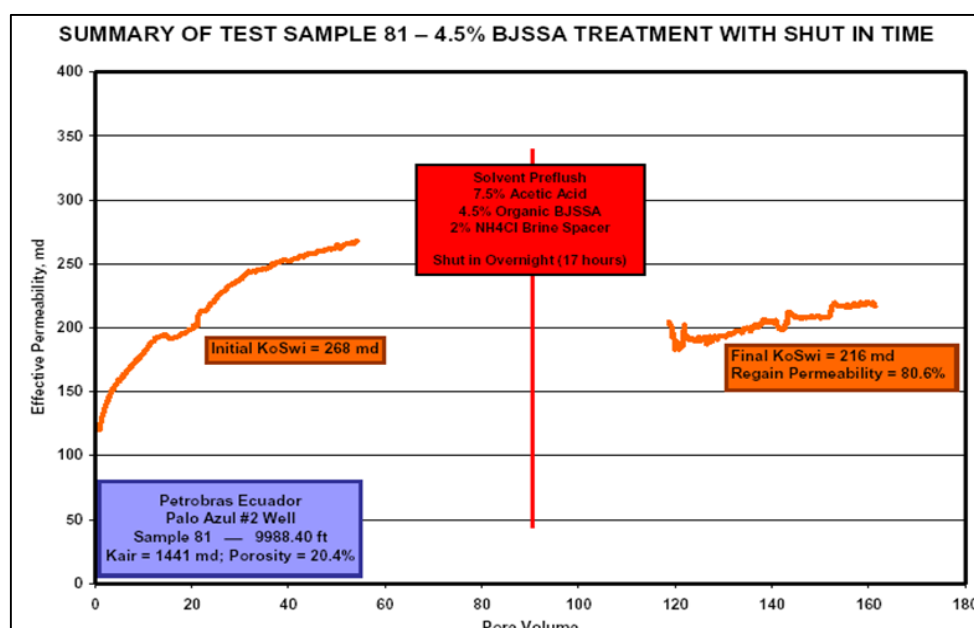


Figura 34. Diagrama de porcentaje de Kaolinita en la zona Hollín

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: BJ Services –Baker Hughes.

Se puede notar que existe un porcentaje de Kaolinita en la zona de Hollín, al ser una arcilla migratoria genera un taponamiento progresivo de la zona productora la que se manifiesta por una disminución en el aporte del pozo. Por esto se hace necesario el empleo de FSA-1 dentro del tratamiento ácido cumple con la función de Estabilizador de Finos soluble en agua mismo que reduce la movilidad de los Finos generados cumpliendo la función de controlarlos gracias a su composición.

Una vez analizadas las propiedades litológicas y petrofísicas de las zonas de interés del pozo se realizaron correlaciones con los pozos PA-02 Y PA-04 llegando a la conclusión de que fue necesario aplicar tratamientos base ácido orgánico para mejorar la permeabilidad al crudo (K_o), para evitar taponamientos prematuros de la zona productora, la propuesta incluyó 4.5% BJSSA para trabajar sobre el borde del grano y mejorar el área de drenaje del Wellbore, lo cual ayudará en la evacuación de las arcillas migratorias que causan el taponamiento por un incremento de permeabilidad al crudo (K_o).

4.2.5. Objetivo del tratamiento

- El objetivo principal de la Estimulación realizada fue eliminar y remover el daño en la zona de producción (migración de finos) en la cara y fondo de los punzonados, además de incrementar la producción de fluido. La secuencia del tratamiento incluyó preflujos y postflujos base ácido orgánico y un sobre desplazamiento con solución US-40 solvente mutual para mantener las propiedades de humectabilidad de la roca.

4.2.6. Diseño y ejecución del tratamiento

El tratamiento fue realizado a través de Coiled Tubing para evitar contaminación y desgaste del mismo antes de llegar a la zona productora, así se generó un efecto de divergencia a lo largo de los punzados y a la vez homogenizando el tratamiento en toda la zona.

Se preparó 260 Bls de agua tratada para llenar el anular del pozo, ejecutando prueba de líneas y prueba de admisión, manteniendo 40 Bls para desplazar el tratamiento principal 4,55 BJ Sandstone Acid Orgánico (13 Bls) postflujo de desplazamiento (11 Bls).

Durante el procedimiento se realizó una prueba de admisión con caudal de 0,3 bpm a 1100 psi por anular, presión limitante determinada por EP-Petroamazonas.

Posteriormente se procedió con el bombeo y forzado de Solvente base diesel (10Bbls), preflujo Acido Orgánico al 10% (11 Bls), se bombeó y forzó el BJ Sandstone Acid Orgánico, postflujo Acido Orgánico al 10% (11 Bls), y desplazando con fluido de control.

La limpieza con BJSSA se realizó a una profundidad de asentamiento de tubería de CT en 10915 ft, posicionando en intervalo de 10867 @ 10875 ft.

En el tratamiento para el pozo Palo Azul-40 se definieron 7 etapas:

1. Llenado de Anular (Agua tratada). Solvente mutual (US-40), surfactante (NE-118) e Inhibidor de Arcillas (Clay Master 5C y Clay Treat 3C).
2. Solvente base Diesel para disolver trazas de crudo y eliminar posible Emulsión presente en la zona productora, previa la estimulación ácida.
3. Preflujo Ácido 10% para remover el Material Calcáreo que pueden generar los precipitados de carbonato.
4. El tratamiento Ácido Principal 4.5% BJSSA base Ácido Acético elimina el daño presente en los canales permeables y trata adecuadamente los finos mejorando la permeabilidad de la misma. El uso de FSA-1 (estabilizador de Finos) soluble en agua reduce la movilidad de los finos generados por las arcilla cumpliendo la función de controlar los antes mencionados finos gracias a su composición.
5. Postflujo Ácido 7,5% ayuda a remover los Residuos Solubles que generó el tratamiento principal de BJSSA base Ácido Acético.
6. Acto seguido, se bombea un Postflujo Desplazamiento base Solvente Mutual(US-40), Estabilizador de Finos (FSA-1) e Inhibidor de Arcillas (Clay Master 5Cy Clay Treat 3C) para evitar el asentamiento de los precipitados y retorne la humectabilidad en la matriz de la roca.
7. Posteriormente, será desplazado con Fluido de control la capacidad de tubería flexible: Solvente mutual, Surfactante, e Inhibidor de Arcillas.

EQUIPOS Y BHA

Equipos suministrados por Baker Hughes

- 1 Unidad de bombeo 5800.
- 1 Unidad de Coiled Tubing # 803 Y GRUA.
- 1 Carrete con 12762 pies de Coiled Tubing de 1 1/2 pulgada.
- 1 BOP Quad - Insertos de 1 1/2".
- 1 Tubería de 2" de alta presión.
- 1 Trailer con herramientas varias.
- 2 Acid Transport para mezcla de Solventes y Tratamiento Acido.
- 1 Tanque de almacenamiento de agua fresca.
- 1 Sistema de monitoreo y registro.
- 1 Mangueras de 4", Flow Meter y elementos de posición

Equipos, herramientas, fluidos suministrados por EP-Petroamazonas

- Agua fresca y filtrada. =8022 gal = 191 Bls
- Diésel. = 210 gal = 5 Bls
- Diésel o agua de inyección para llenar el pozo (Tubing-Coiled Tubing).
- Conexión en el cabezal del pozo de: 3 in; o 3 1/2 O 4 in, EUE BOX.
- Diésel para las unidades de trabajo.
- Líneas de retorno desde el cabezal del pozo hacia el tanque de 500 Bls.
- Tanque de 500 Bls en el caso de retornar el ácido gastado.
- Alimentación y hospedaje para el personal de trabajo.
- El operador de PAM debe estar en locación para cuando se requiera abrir o cerrar válvulas del cabezal.

Diagrama y especificación del BHA

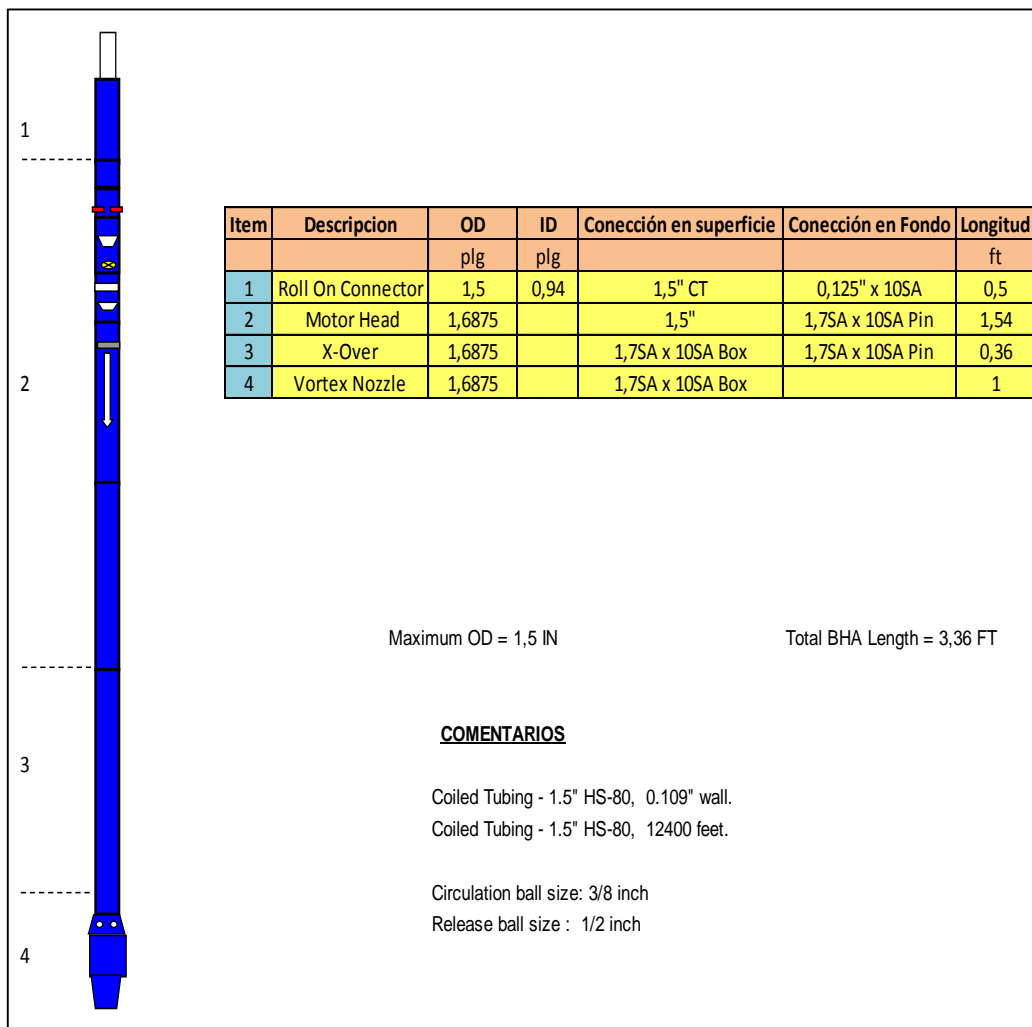


Figura 35. Diagrama y especificación del BHA para EAM, PA-40.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

RECETA QUÍMICA UTILIZADA EN EL TRATAMIENTO

Tabla 35. Volúmenes y receta química utilizada en el Pozo PA-40.

INTERVALOS			TUBING	CASING	LINER 7	LINER 5
TOPE (ft MD)	BASE (ft MD)	ESPESOR (ft MD)	TAMAÑO			
10867	10875	8	3 ½ in.		7	
0	0	0	BBL/FT	0,0087	0,03826	
0	0	0	PROF	9670	9670	
0	0	0	VOLUMEN	84,1	370	
0	0	0	*RE-CALCULAR DESPLAZAMIENTO EN LOCACIÓN			
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
0	0	0				
INTERVALO NETO		8				
ESPESOR INTERVALO		8				

POROSIDAD %	16%
PENETRACION (ft)	0,5
VOLUMEN PORAL	8

VOLUMENES	GLS/FT	GLS	BLS	VP	FT
SOLVENTE BASE JP-1	120	2400	57	6	
PREFLUJO AC ORGÁNICO AL 10%	120	2400	57	6	
4,5% BJ SANDSTONE ACID	100	2000	48	5	6 ft
POSTFLUJO AC ORGANICO 7,5%	100	2000	48	5	6 ft
POSFLUJO DESPLAZAMIENTO	100	2000	48	5	6 ft
DESPLAZAMIENTO CT	500	10000	238	10	
FLUIDO PARA LLENAR EL POZO		1260	30		

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

SOLVENTE JP-1		10 BLS			1.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
DIESEL	490	GPT	196	GLS	
NE-110 W	10	GPT	4	GLS	
PARAVAN 25	500	GPT	200	GLS	

PREFLUJO AC ORGANICO AL 10%		11 BLS			2.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	856	GPT	416	GLS	
CI 11	6	GPT	3	GLS	
INFLO 102	2	GPT	2	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	5	GLS	
FSA-1	6	GPT	3	GLS	
ACIDO ACETICO	100	GPT	48	GLS	
NE 118	8	GPT	4	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	0	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	0	GLS	

4,5 BJ SANDSTONE ACID		13			3.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	884	GPT	495	GLS	
ABF	554	PPTG	310	LBS	
CI 11	5	GPT	3	GLS	
FSA-1	6	GPT	3	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	6	GLS	
ACIDO ACETICO	40	GPT	22	GLS	
HV ACID	45	GPT	25	GLS	
NE 118	8	GPT	4	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	1	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	1	GLS	

POSTFLUJO AC ORGANICO 7,5 %		11 BLS			4.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	889	GPT	427	GLS	
CI 11	6	GPT	3	GLS	
INFLO 102	2	GPT	1	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	5	GLS	
FSA-1	6	GPT	3	GLS	
ACIDO ACETICO	77	GPT	37	GLS	
NE 118	8	GPT	4	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	0	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	0	GLS	

POSTFLUJO DESPLAZAMIENTO		40 BLS			5.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	879	GPT	1477	GLS	
INFLO 102	3	GPT	5	GLS	
FSA-1	6	GPT	10	GLS	
CLAY TREAT 3C	2	GPT	3	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	3	GLS	
NE 118	8	GPT	13	LBS	
US-40	100	GPT	168	LBS	

DESPLAZAMIENTO CT		30 BLS			6.
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	992	GPT	1250	GLS	
NE 118	6	GPT	8	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	3	GLS	

FLUIDO PARA LLENAR EL POZO		100 BLS			
ADITIVOS	CONCENTRACION TOTAL				
AGUA FRESCA	941	GPT	3952	GLS	
US-40	50	GPT	210	GLS	
NE 118	5	GPT	21	GLS	
CLAT TREAT 3C	2	GPT	8	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	8	GLS	

TOTAL DE MATERIALES QUE DEBE PROPORCIONAR PAM				
TOTAL DE AGUA DULCE NECESARIA PARA EL TRATAMIENTO	191 BLS	8022 GLS		
TOTAL DE DIESEL PARA EL TRATAMIENTO	5 BLS	210 GLS		

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

4.2.7. Resultados obtenidos

Una vez realizados los tratamientos de Estimulación Ácida Matricial (EAM) los objetivos planteados en este pozo se cumplieron de manera exitosa es decir:

- Se removió parcialmente el daño de formación.
- En el WO #01 se recuperó la producción del pozo a 1283 BFPD con el 4% de BSW, 1232 BPPD, 51 BAPD y 1238 Psi de presión Intake de la BES.
- En el WO #02, no se pudo realizar los disparos en la zona de interés, se realizó el tratamiento EAM sin éxito, obteniendo 576 BFPD, un 85% de BSW, 86 BPPD, 490 BAPD y 745 Psi de presión Intake de la BES.
- En el WO #03 se recuperó la producción del pozo a 1026 BFPD con el 66% de BSW, 349 BPPD, 677 BAPD y 2378 Psi de presión Intake de la BES.
- En el WO# 04 se recuperó la producción del pozo a 1267 BFPD con el 80% de BSW, 253 BPPD, 1014 BAPD y 2081 Psi de presión Intake de la BES.

En la Figura 36 se puede observar los resultados antes y después de los tratamientos de EAM que se realizó en el pozo Palo Azul-40, donde se tiene la producción de fluido, petróleo y agua.

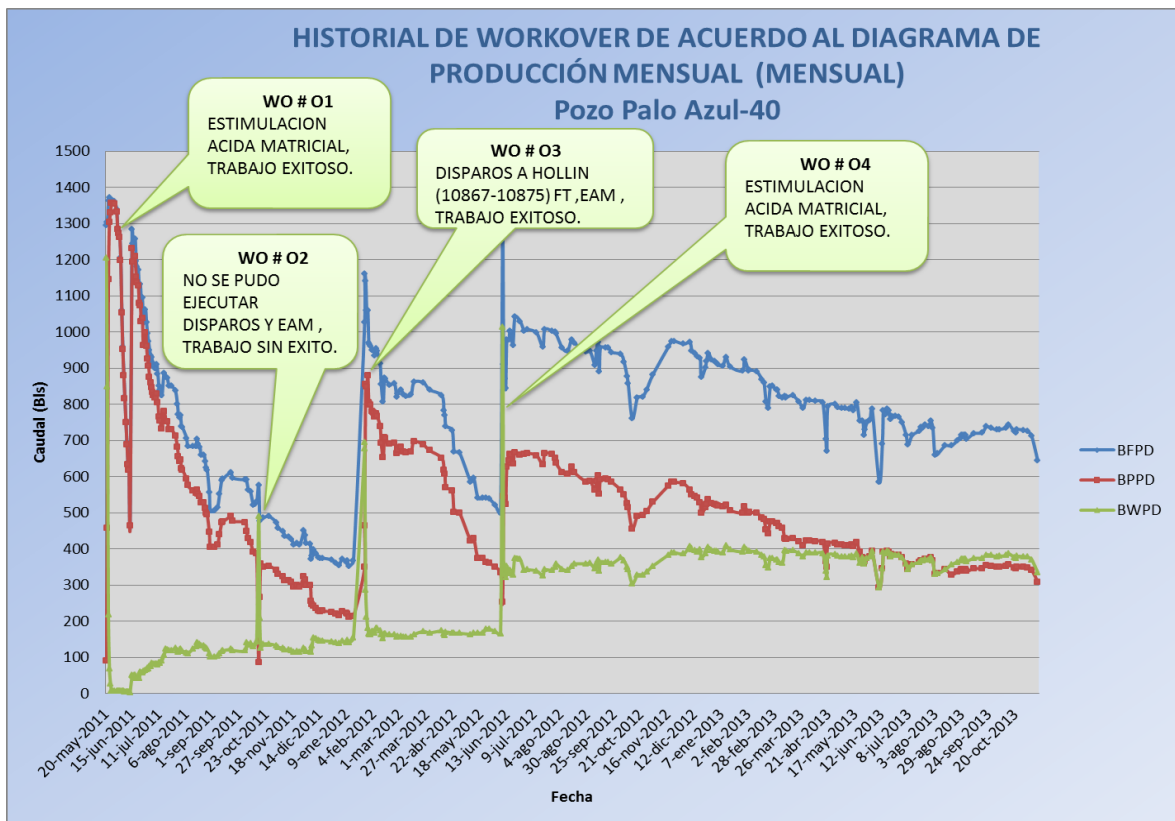


Figura 36. Producción antes y después del tratamiento de EAM Pozo Palo Azul-40.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.2.8. Análisis Técnico-Económico

COSTOS

Para el análisis de inversión se tomó como base los gastos generados de la Tabla 36.

Tabla 36. Costos del Tratamiento EAM del Pozo PA-40.

Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Servicio Equipo de Bombeo					
2-201	140	Kmt	Viaje de ida por Unidad de Bombeo	3.373	472.22
2-204	1	dia	Cargo basico, primeras 4 horas o fraccion de bombeo	2060.217	2060.22
2-205	18	Hrs	Unidad acidificadora con tanques incorporados por hora adicional o fraccion.	161.586	2908.55
2-206	4106	gal	Mezcla de materiales suministrados por la contratista	0.122	500.93
2-207	42159	gal	Mezcla de materiales no suministrados por la contratista	0.329	13870.31
2-210	10,800	gal	Bombeo de acido de 4001 galones en adelante	0.573	6188.40
2-213	22,620	gal	Bombeo de fluido no corrosivo de 4001 galones en adelante	0.573	12961.26
2-220	700	Kmt	Kilometraje transporte de tanques solo ida	3.373	2361.10
2-224	1	und	Unidad de filtracion	650.000	650.00
2-227	3	und	Tanques para acido o solvente de 7000 galones por trabajo	880.000	2640.00
2-230	1	und	Unidad COMPU VAN o equivalente por trabajo	3300.000	3300.00
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE BOMBEO					47912.99
DESCUENTO SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO				10%	4791.30
TOTAL SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO					43121.69
Servicio Equipo de Coiled Tubing					
4-101	140	Kmt	Viaje de ida por unidad de tubería continua	3.373	472.22
4-104	1	dia	Cargo basico primeras 8 horas o fraccion	2965.211	2965.21
4-105	18	Hrs	Cada hora adicional o fraccion	118.214	2127.85
4-106	9995	pie	Cargo por profundidad de la punta del coiled tubing	0.220	2198.90
4-107	9995	pie	Cargo por pie de corrida adicional	0.226	2258.87
4-108	2	und	Enjuagador de caucho	73.884	147.77
4-113	2	und	Conector de union rapida	98.512	197.02
4-114	2	und	Cabeza de control de flujo por trabajo	123.610	247.22
4-116	2	und	Roto wash tool por trabajo	566.444	1132.89
4-119	2	und	Tubing disconnect por corrida	197.024	394.05
4-123	140	Kmt	Kilometraje vehiculo de soporte (Winche)	3.373	472.22
4-127	10,800	gal	Por bombeo de fluidos corrosivos inyectados por galon	0.498	5378.40
4-128	45,675	gal	Por bombeo de solventes aromaticos con o sin empaaduras inflables	0.498	22746.15
1-320	2	3 dias	Tanque de fractura de 500 bls, hasta 3 dias de trabajo	827.200	1654.40
4-129	1	und	Rotojet Tool 2 1/8"	4785.188	4785.19
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE COILED TUBING					47178.36
DESCUENTO SERVICIO DE COILED TUBING				10%	4717.84
TOTAL SERVICIO DE COILED TUBING					42460.52
Personal					
4-124	3	dia	Supervisor por trabajo	799.00	2397.00
4-125	3	dia	Operador por trabajo	709.70	2129.10
2-222	6	dia	Operador combinado	709.70	4258.20
2-223	9	dia	Ayudante, minimo tres	188.00	1692.00
PERSONAL SUBTOTAL					10476.30
DESCUENTO PERSONAL				10%	1047.63
TOTAL PERSONAL					9428.67
Productos					
23044	435	GL	PARAVAN 25	51.74	22506.90
23015	37	GL	NE-110W	45.74	1692.38
23060	4500	LB	AMMONIUM CHLORIDE	0.96	4320.00
23026	43	GL	INFLO-102	23.81	1023.83
23024	2165	GL	US-40	20.16	43646.40
23016	118	GL	NE-118	28.85	3404.30
23059	1006	LB	ABF (M1)	5.71	5744.26
23006	110	GL	CI-11	72.62	7988.20
23033	162	GL	FERROTROL 300L	18.23	2953.26
23056	84	GL	HV ACID	89.08	7482.72
23050	923	GL	ACETIC ACID	23.58	21764.34
23004	9	GL	CLAYMASTER 5C	64.21	577.89
21006	6	LB	CLAYTREAT 3C	0.93	5.58
	70	GL	AQUAFIX	410.5	28735.00
10168	39	EA	Filter 5 micrones	44.79	1746.81
23062	460	LB	SODA ASH	0.51	234.60
PRODUCTOS SUBTOTAL					153826.47
DESCUENTO PRODUCTOS				10%	15382.65
TOTAL PRODUCTOS					138443.82
TOTAL DE COSTOS.					233454.71

**Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.**

INGRESOS

Los ingresos mensuales se obtuvieron con el producto del precio del crudo para cada mes (94 USD/Barril) y el aumento de la producción de petróleo en ese periodo.

Tabla 37. Tabla Económica de producción Pozo PA-40.

<i>TABLA ECONOMICA DE PRODUCCION POZO PALO AZUL - 40</i>				
MES	PRODUCCION DIARIA	AUMENTO DE LA PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	VENTAS
	BPPD	BPPD	BPPM	USD
15/JUNIO/2011 (EAM)	0	0	0	0
Jun-11	1078	578	8674	780674
Jul-11	778	278	8328	749508
Aug-11	544	44	1351	121572
Sep-11	453	0	13587	1222807
Oct-11	360	0	11163	1004692

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

FLUJO NETO DE CAJA

En la Tabla 38 se presenta el Flujo Neto de Caja para cada mes. Después de haber realizado el trabajo de estimulación, se calculó que en 5 días se recupera el 100% de la inversión (\$233454.71), generando a partir de esa fecha únicamente ganancias para la empresa.

En los primeros días después de haberse realizado el tratamiento y comparando el aumento de la producción del pozo Palo Azul-02 con la del pozo Palo Azul-40, 283 BPPD y 578 BPPD respectivamente, se observa claramente que el tiempo de recuperación de la inversión es más rápida en los pozo de mayor incremento de producción. Resultados que influyen en el Análisis Económico del proyecto.

Tabla 38. Tabla Económica de producción Pozo PA-40.

<i>TABLA ECONOMICA DE PRODUCCION POZO PALO AZUL - 40</i>				
MES	PRODUCCION DIARIA	AUMENTO DE LA PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	VENTAS
	BPPD	BPPD	BPPM	USD
15/JUNIO/2011 (EAM)	0	0	0	0
Jun-11	1078	578	8674	780674
Jul-11	778	278	8328	749508
Aug-11	544	44	1351	121572
Sep-11	453	0	13587	1222807
Oct-11	360	0	11163	1004692

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.2.9. Análisis del Costo-Beneficio

El VAN y TIR calculados para el proyecto se presentan en la Tabla 39.

Tabla 39. VAN y TIR Calculados desde 15 de Junio al 31 de Diciembre de 2011.

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$233.454,70
Tasa Interna de Retorno Anual	231%
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$767.372,20

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

- El Valor Actual Neto (VAN) calculado indica que los flujos de caja descontados y llevados a valor presente son suficientes para solventar la inversión a realizarse.
- La tasa interna de retorno (TIR) calculada indica que los flujos de caja proporcionarán una rentabilidad óptima y superior al costo de capital. (Tabla 21 y Figura 27).
- El tiempo de recuperación de la inversión realizada fué en un corto periodo después de la ejecución del proyecto, debido al aumento de la producción del pozo y elevados precios del crudo.

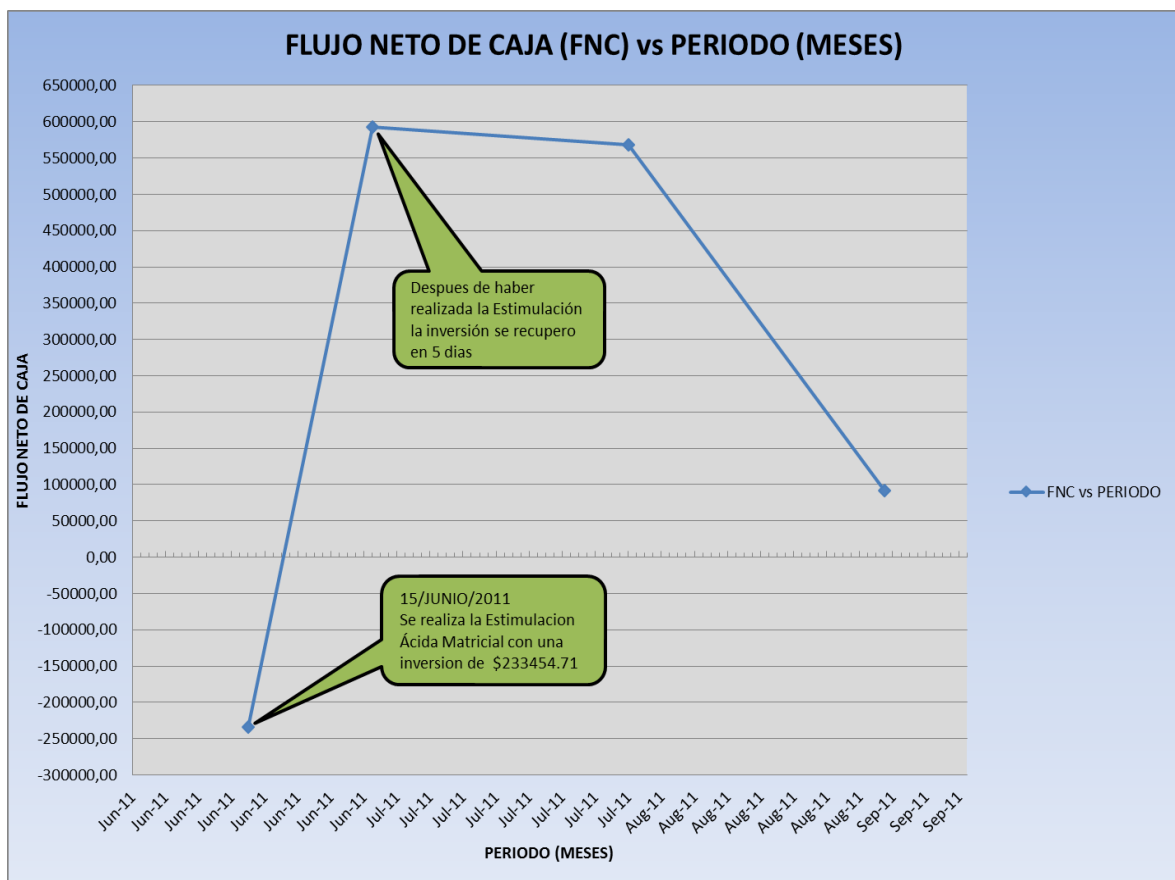


Figura 37. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tabla 40. Flujo Neto de Caja (VAN y TIR calculados).

TABLA ECONOMICA DE FLUJO NETO DE CAJA				
POZO PALO AZUL-40				
ITEMS	MESES			
	15/JUNIO/2011 (EAM)	16/JUNIO/2011 A 30/JUNIO/2011	Jul-11	Aug-11
INGRESOS				
PRODUCCION (B)	0	8674	8328	1351
PRECIO (USD/B)	0	90,00	90,00	90,00
INGRESOS (USD)	0	780674	749507,7273	121571,7882
COSTOS				
EQUIPO DE BOMBEO	0	8677,96	8331,51	1351,39
EQUIPO DE COILED TUBING	0	8544,90	8203,77	1330,67
PERSONAL	0	1897,46	1821,71	295,48
PRODUCTOS QUIMICOS	0	27860,91	26748,64	4338,69
COSTOS DE PRODUCCIÓN (7 USD/BBL)	0	60719,08	58295,05	9455,58
COSTOS TOTALES (USD)	0	107700,30	103400,68	16771,82
UTILIDADES				
•UTILIDAD ANTES DE IMP. (USD)	0	672973,5579	646107,0517	104799,9731
•IMPUESTOS(USD)	0	80757	77533	12576
•UTILIDADES DESPUES DE IMP.(USD)	0	592216,7309	568574,2055	92223,97634
INVERSIONES				
EQUIPO DE BOMBEO	-43121,69	0	0	0
EQUIPO DE COILED TUBING	-42460,52	0	0	0
PERSONAL	-9428,67	0	0	0
PRODUCTOS QUIMICOS	-138443,82	0	0	0
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO (USD)	-233454,70	0	0	0
FLIJO NETO DE CAJA (USD)	-233454,70	592216,73	568574,21	92223,98
Inversión Total del Proyecto (USD)	\$233.454,70			
Tasa Interna de Retorno Anual	231%			
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$767.372,20			

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.3. POZO PALO AZUL 44

4.3.1. Antecedentes de pozo

El pozo PALO AZUL-44, fue perforado entre el 20 de agosto y el 13 de febrero de 2012. Se encuentra ubicado en la Provincia Francisco de Orellana de la Región Amazónica del Ecuador y localizado en la parte centro oriente de la estructura Palo Azul, como se observa en el mapa estructural al tope del reservorio Hollín. (Figura 6). Es un pozo direccional tipo “S”, que tiene las siguientes coordenadas, conforme consta en la Tabla 41:

Tabla 41. Coordenadas del pozo Palo Azul-44.

COORDENADAS		PALO AZUL - 44			
COORDENADAS DE SUPERFICIE		EMR = 1051,08 (Pies)			
LATITUD	LONGITUD	PT (Pies) = 10888 MD = 10186,25 TVD			
00° 10' 23,16" S	76° 57' 14,82" W	FORMACIÓN	TOPE (Pies)	BASE (Pies)	ESPESOR
9.980.855,69	282.505,77	MD	MD	TVD (Pies)	
COORDENADAS DE FONDO		HOLLIN	10676	10887	175
LATITUD	LONGITUD				
00° 10' 26,75" S	76° 56' 52,56" W				
9.980.438,38	283.194,31				

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

El objetivo principal del pozo fué encontrar acumulaciones económicas de Hidrocarburos en la arena Hollín y como objetivos secundarios en los reservorios de las Formaciones Tena (Arenisca Basal Tena) y Napo (Areniscas “U” y “T”). Atravesó la formación Hollín hasta la profundidad de 10.888 pies MD ó 10.186 pies TVD.

El programa de perforación fue en tres Fases:

- **La primera Fase** fué de 16” y se perforó desde 45’ MD hasta 6,283’ MD, bajo revestidor de 13 3/8” y se asentó en la Formación Orteguzza @ 6,283’ MD / 5,585’ TVD.
- **La segunda Fase** fué de 12 ¼” y se perforó desde 6,283’ MD hasta la profundidad de 9,782’ MD, asentando el Revestidor de 9 5/8” en la Formación Napo (Caliza “M-1”) @ 9,781’ MD / 9,080’ TVD.
- **La tercera Fase** fué de 8 ½” y se perforó desde 9,782’ MD hasta la profundidad de 10,888’ MD / 10,186’ TVD. Se realizó viaje de limpieza previo bajar Liner de 7” hasta 10,887’ MD / 10,185’ TVD.

En total se emplearon 6 BHA’s, 5 Brocas para perforar, 1 BHA’s y 1 Broca para limpieza de Hueco, siendo necesarios 17 días de perforación y 25 días para finalizar las operaciones de perforación. Se instaló tuberías de revestimiento de acuerdo a como se detalla en la Tabla 42.

Tabla 42. Secciones de Casing en el Pozo PA-44.

SARTA DE REVESTIMIENTO				
SECCIÓN	PROFUNDIDAD (Pies)	OD (in)	GRADO	PESO (lb/ft)
Casing Conductor	0 - 74	20	K-55	94
Casing Superficial	0 - 1800	13 3/8	K-55	55
	1800 - 6333,5	13 3/8	K-55	68
Casing Intermedio	0 - 8600	9 5/8	N-80	47
	8600 - 9828,8	9 5/8	N-80	53,5
Liner	9613 - 10886,11	7	N-80	29

Fuente. Tomado del Departamento de Exploración y Perforación, ARCH
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

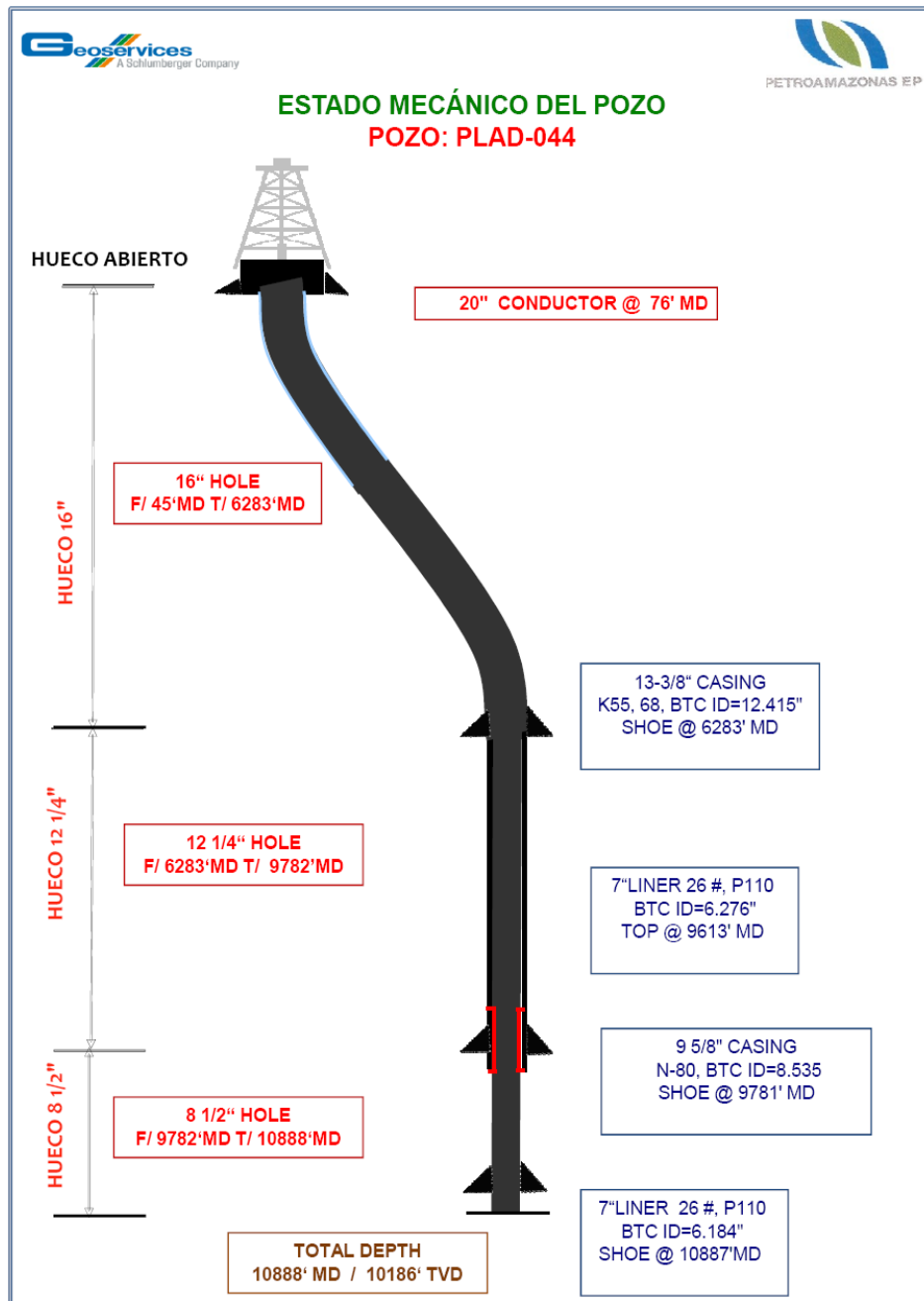


Figura 38. Estado Mecánico del Pozo. Septiembre de 2012.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: EP Petroamazonas.

Del 14 al 20 de septiembre del 2012 se realizó la completación del pozo con sistema de levantamiento artificial para bombeo eléctrico sumergible, se bajó BES P18 de 165 HP y 313 etapas a la profundidad de 9.436 pies (intake), con “Y” Tool, para producir la arena Hollín del intervalo 10.678-10.690(12) pies MD ó 9.976,3-9.988,3(12) pies TVD, disparado con cañón de 4 ½ pulgada con cargas Jet Omega 4505 a 5 disparos por pie (5DPP).

Registro de Control Litológico

En el registro de control litológico (Mud Log) se observa, en la parte glauconítica de Hollín un intervalo de arena de 50 pies aproximadamente con regular saturación de hidrocarburos y buenas muestras de gas. En la parte estuarina fluvial se observa la arena con regular saturación de petróleo y de muestras de gas. El contacto agua petróleo se lo encontró a 10.794 pies MD ó 10.092 pies TVD (-9.041 pies). (Figura 39).

Interpretación Petrofísica

De la evaluación petrofísica del yacimiento Hollín del pozo Palo Azul-44 se obtuvieron los siguientes parámetros promedios:

Tabla 43. Evaluación petrofísica de la zona de interés. Arena Hollín del Pozo PA-44.

POZO	ZONA	Hollin Tope	Holin Reservorio Base	Espesor Total	Espesor de Interes	Zona Neta de Pago	Porosidad Efectiva	Saturacion de agua
		ft MD	ft MD	ft MD	ft TVD	ft TVD	%	%
PA-44	Glauconitica	10404	10531	127	16	10,00	13,0	34,0
	fluvial	10676	10887	211	175	44,00	15,0	32,0

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.3.2. Historial de producción

El pozo Palo Azul-44 inició producción de Hollín el 20 de septiembre del 2012 del intervalo 10.678-10.690(12). El 24 de septiembre arrojó 780 BPPD con 0,3% de BSW, 778 BPPD de 25,8°API y 1.751 PSI de presión de flujo en la BES.

Desde el 08 de octubre de 2012 se estabilizó el corte de agua en 38%, con una producción de 705 BFPD, 437 BPPD, 268 BAPD y 1.601 PSI de presión a la BES.

El 21 de octubre de 2012 el corte de agua empieza a aumentar, conforme al reporte de producción el 1 de marzo de 2013, produjo 570 BFPD con el 74% de BSW, 148 BPPD, 422 BAPD y presión 893 Psi de presión Intake en la BES. El acumulado de producción fue de 14.753 barriles de petróleo y 6.094 barriles de agua.

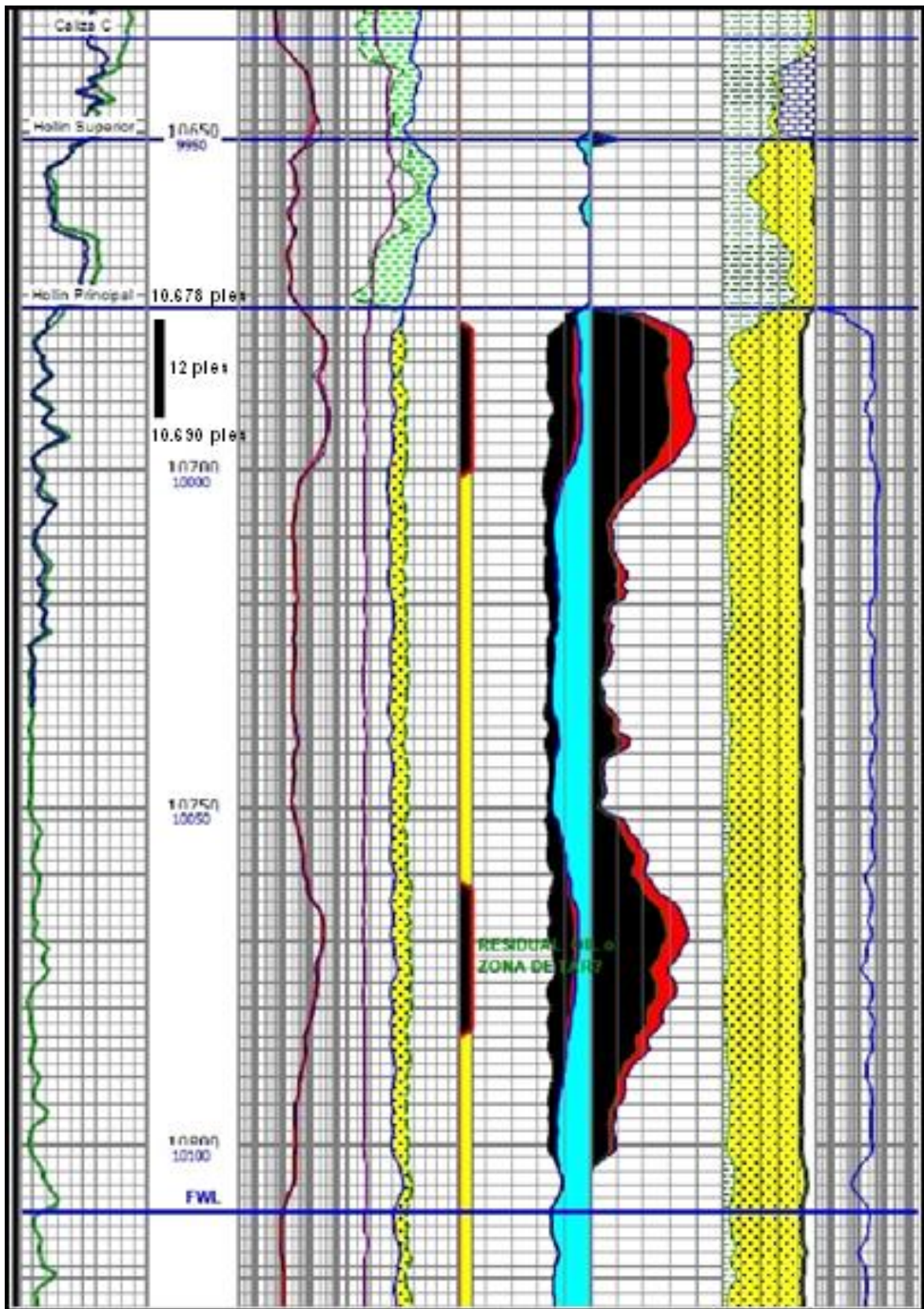


Figura 39. Registro de control litológico de la zona de interés. Pozo PA-44.
Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

En la Figura 40, Tabla 44 y 45 se presenta el historial de producción del Yacimiento Hollín del pozo Palo Azul-44, donde se observa el comportamiento histórico de la tasa de petróleo, agua y fluido y la producción acumulada.

Tabla 44. Producción Acumulada del Pozo PA-44. Noviembre de 2013.

FECHA	CRUDO	NP (Bls)
21-sep-12	0	0
30-sep-12	7.364,43	7.364,43
31-oct-12	13.514,79	20.879,22
30-nov-12	8.557,19	29.436,41
31-dic-12	6.709,59	36.146,00
31-ene-13	5.687,85	41.833,85
28-feb-13	4.388,83	46.222,69
31-mar-13	3.394,47	49.617,15
30-abr-13	6.746,73	56.363,88
31-may-13	7.386,52	63.750,40
30-jun-13	6.425,67	70.176,07
31-jul-13	5.848,31	76.024,38
31-ago-13	4.973,27	80.997,65
30-sep-13	4.884,05	85.881,70
31-oct-13	5.031,34	90.913,04
30-nov-13	1.957,60	92.870,64

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

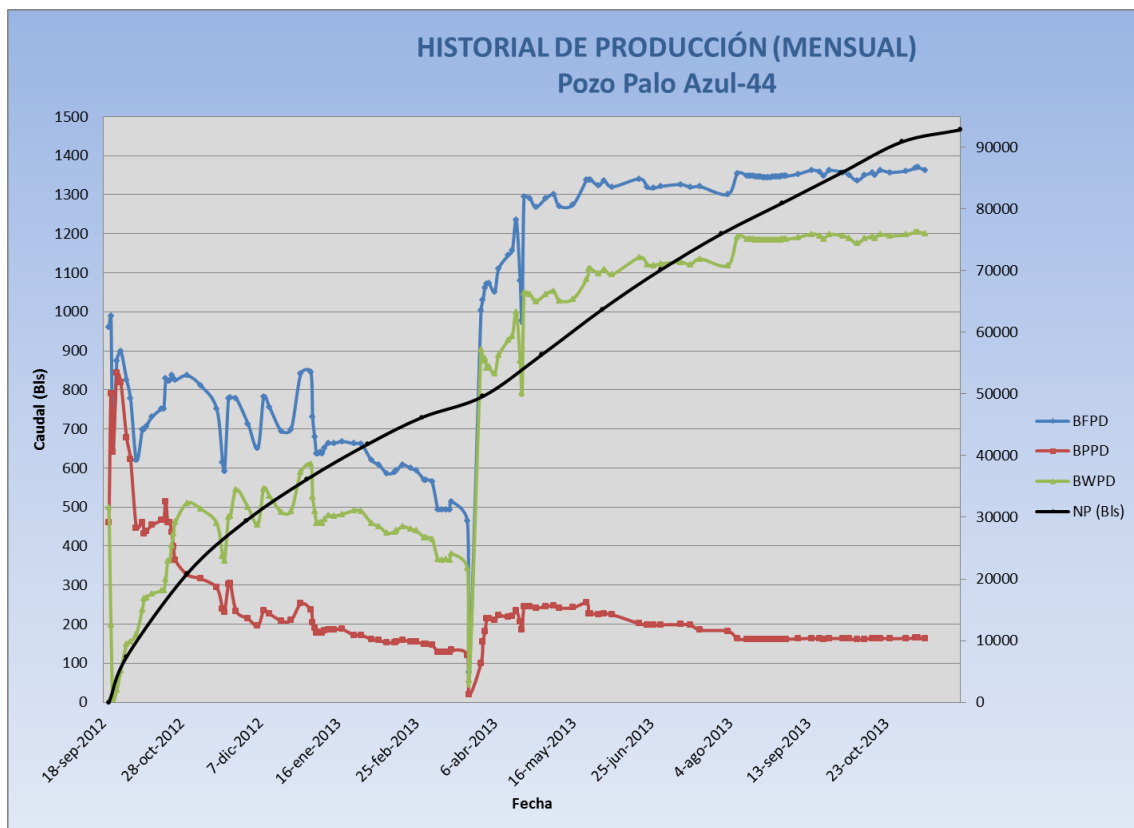


Figura 40. Historial de Producción Anual del pozo PA-02. A Noviembre de 2013

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tabla 45. Historial de producción del Pozo PA-44. A noviembre de 2013.

POZO	FECHA	FLUIDO (BFPD)	CRUDO (BPPD)	AGUA (BWPD)	% BS&W
Palo Azul-44H	2-Jan-13	847	237	610	72
	3-Jan-13	732	205	527	72
	4-Jan-13	681	191	490	72
	5-Jan-13	636	178	458	72
	6-Jan-13	636	178	458	72
	7-Jan-13	640	179	461	72
	8-Jan-13	636	178	458	72
	9-Jan-13	652	183	469	72
	11-Jan-13	664	186	478	72
	14-Jan-13	663	186	477	72
	18-Jan-13	668	187	481	72
	24-Jan-13	663	172	490	74
	28-Jan-13	661	172	489	74
	2-Feb-13	620	161	459	74
	6-Feb-13	608	158	450	74
	10-Feb-13	586	152	434	74
	14-Feb-13	589	153	436	74
	15-Feb-13	594	154	439	74
	18-Feb-13	609	158	450	74
	22-Feb-13	599	156	443	74,0
	25-Feb-13	593	154	439	74,0
	1-Mar-13	570	148	422	74,0
	2-Mar-13	570	148	422	74,0
	5-Mar-13	564	147	417	74,0
	8-Mar-13	494	128		
	10-Mar-13	493	128		
	12-Mar-13	494	128		
	14-Mar-13	493	128		74,0
	15-Mar-13	514	134		74,0
	23-Mar-13	465	121	380	74,0
	24-Mar-13	77	20	344	74,0
	30-Mar-13	1003	100	57	90,0
	31-Mar-13	1030	155	903	85,0
	1-Apr-13	1062	181	876	83,0
	2-Apr-13	1071	214	881	80,0
	3-Apr-13	1074	215	857	80,0
	6-Apr-13	1051	210	859	80,0
	8-Apr-13	1111	222	841	80,0
	13-Apr-13	1145	218	889	81,0
	15-Apr-13	1157	220	927	81,0
	17-Apr-13	1234	235	937	81,0
	19-Apr-13	1080	205	1000	81,0
	20-Apr-13	977	186	875	81,0
	21-Apr-13	1294	246	792	81,0
	24-Apr-13	1290	245	1048	81,0
	27-Apr-13	1268	241	1045	81,0
	2-May-13	1290	245	1027	81,0
	6-May-13	1300	247	1045	81,0
	9-May-13	1271	241	1053	81,0
	16-May-13	1275	242	1029	81,0
	23-May-13	1339	254	1032	81,0
24-May-13	1339	228	1084	83,0	
25-May-13	1339	228	1111	83,0	
29-May-13	1323	225	1111	83,0	
1-Jun-13	1336	227	1098	83,0	
5-Jun-13	1320	224	1109	83,0	
19-Jun-13	1341	201	1096	85,0	
23-Jun-13	1319	198	1140	85,0	
26-Jun-13	1317	198	1121	85,0	
30-Jun-13	1321	198	1119	85,0	
10-Jul-13	1326	199	1123	85,0	
15-Jul-13	1319	198	1127	85,0	
20-Jul-13	1321	185	1121	86,0	
3-Aug-13	1301	182	1136	86,0	
8-Aug-13	1355	163	1119	86,0	
13-Aug-13	1348	162	1192	88,0	
14-Aug-13	1348	162	1186	88,0	
15-Aug-13	1348	162	1186	88,0	
16-Aug-13	1348	162	1186	88,0	
17-Aug-13	1346	161	1184	88,0	

24 de marzo de 2013
Se realiza la Estimulación
Ácida Matricial

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.3.3. Historial de reacondicionamiento

Diagrama del Pozo

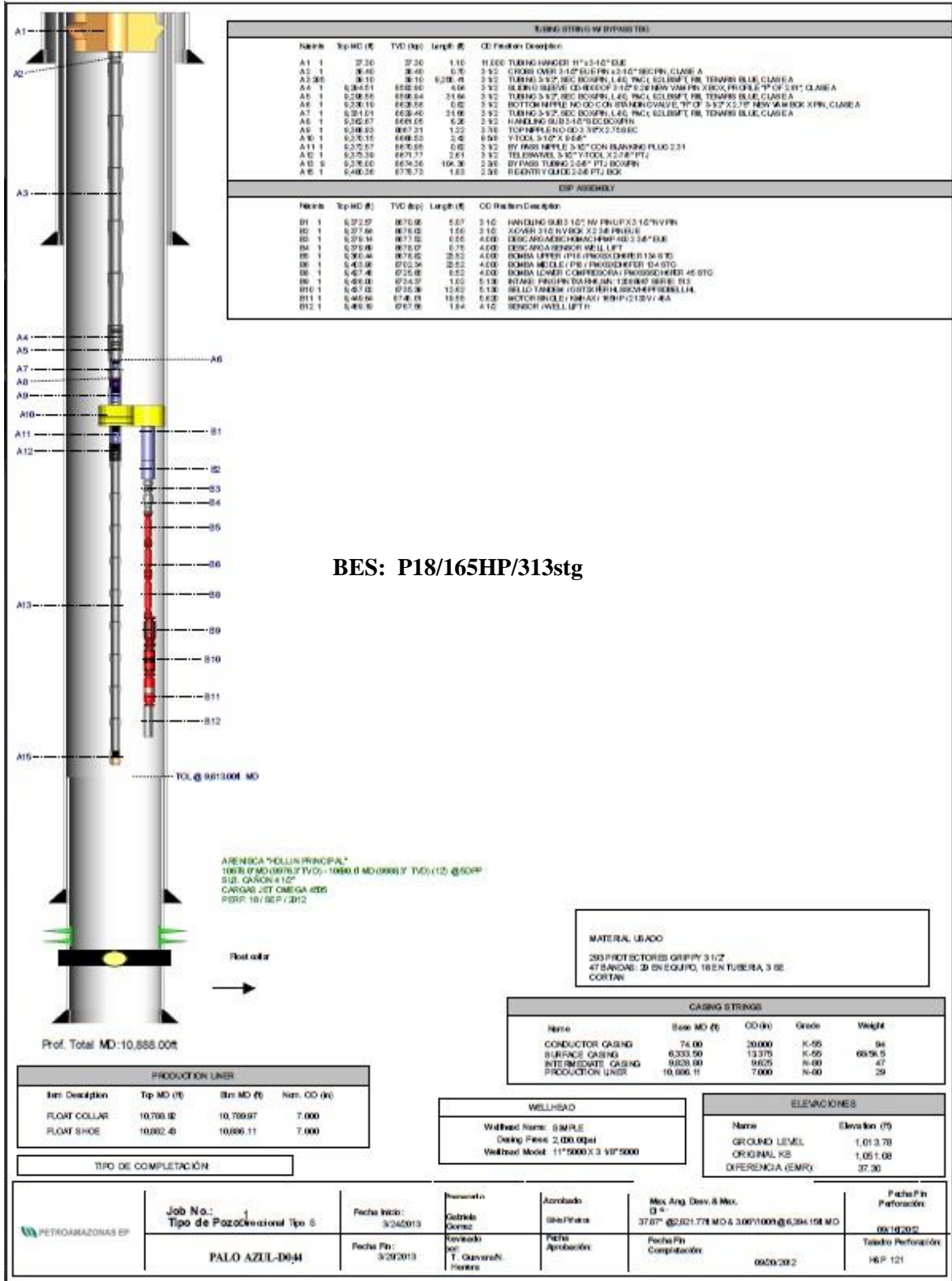


Figura 41. Diagrama de Workover #1. A de abril de 2013.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: EP PETROAMAZONAS.

Una vez iniciadas las operaciones de producción el 21 de septiembre de 2012 hasta la fecha actual, el pozo registra un solo trabajo de reacondicionamientos, con la finalidad de recuperar la productividad del pozo e incrementar la presión fluyente se realizó una Estimulación Ácida Matricial (EAM) sin torre de acuerdo a la Tabla 46.

Tabla 46. Historial de Workover del Pozo PA-44.

HISTORIA DE REACONDICIONAMIENTOS			
PLA-44			
W.O. N°	FECHA	BREVE DESCRIPCIÓN	RESULTADOS
1	30-mar-13	Realiza EAM-RPM sin torre; remojo por 3 días	Malo

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.3.4. Análisis de núcleos de la zona de interés

En el pozo PA-44, no se tomó muestras de núcleo de corona del yacimiento Hollín, para efectuar análisis convencionales y especiales de tratamiento ácidos matriciales. Cabe recalcar que estos estudios se realizaron únicamente para los pozos Palo Azul-02 y Palo Azul-04.

Una vez analizadas las propiedades litológicas y petrofísicas de las zonas de interés del pozo Palo Azul-44 se realizaron correlaciones llegando a la conclusión de que es necesario aplicar el tratamiento de Estimulación Ácida Matricial que ayuden tanto a eliminar el daño de formación causado por la movilidad de finos que taponan las gargantas porales durante la producción de los pozos, como a controlar el incremento de agua.

4.3.5. Objetivo del tratamiento

- El objetivo principal fue realizar una limpieza acida matricial para acondicionar la formación donde posteriormente se colocó el Aquafix (RPM). El trabajo se lo realizó a través de la Y Tool del pozo la cual permitió llegar hasta una presión anular máxima de 1420 psi durante el tratamiento acido.

4.3.6. Diseño y ejecución del tratamiento

El trabajo ejecutado por Baker Hughes - COILED TUBING, fue la siguiente:

Se realizaron dos corridas. **PRIMERA CORRIDA:** Se utilizó como herramienta un BHA de trabajo Vortex NozzleTool de 1 11/16” con una longitud de 3.7 pies, y se definió en 6 etapas.

1. Solvente base DIESEL para disolver trazas de crudo Previa la estimulación ácida 109 Bls).
2. Desplazamiento de 2% NH4Cl para desplazar el tratamiento solvente hacia el fondo de la formación (54 Bls).

3. Preflujo Ácido 15% remueve el Material Calcáreo que pueden generar precipitados de carbonato (54 Bls).
4. Tratamiento Ácido Principal BJSSA 1.5% base Ácido Acético elimina el daño presente en los canales permeables acondicionando la formación para posterior adherencia del Aquafix (77 Bls).
5. Postflujo Ácido 10% ayuda a remover los Residuos Solubles que generó el tratamiento principal de BJSSA base Ácido Acético (54 Bls).
6. Acto seguido, se bombeó un 2do desplazamiento de NH₄CL para evitar el asentamiento de los precipitados y retorne la humectabilidad en la matriz de la roca (109 Bls).

SEGUNDA CORRIDA: Se cambió por un Jet Nozzle de 1 3/4" para minimizar los esfuerzos de corte sobre el polímero Aquafix. Con una longitud de 3.2 pies.

7. Aquafix que es el modificador de permeabilidad relativa que tuvo como base su formulación en estudio de núcleos, cuyos resultados se implementaron en este pozo (109 Bls).
8. Desplazamiento del agua tratada para desplazar el Aquafix de la tubería flexible (30 bls).

PRUEBA DE INYECTIVIDAD

Previo la prueba de Inyectividad, el pozo se llenó con Fluido de Control (380 Bls) y se presurizó con 16 Bls.

Con el CT en profundidad 10685 pies, se procedió a realizar la 1era prueba de Inyectividad, con 0.3, 0.5 bpm dando como resultado parámetros no satisfactorios, por lo cual el ingeniero encargado de EP-Petroamazonas decidió enviar un bache de ácido (5 Bls) acético 15% para intentar limpiar la formación. (Figura 41).

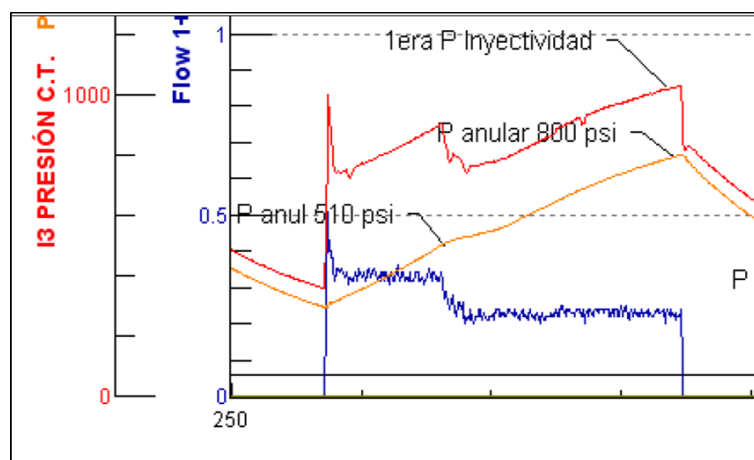


Figura 42. Prueba de Inyectividad N° 1 en el pozo Palo Azul-44.

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Luego de bombear el bache de ácido se realizó una 2da prueba de Inyectividad con parámetros de presión y caudal satisfactorios para realizar el trabajo de Estimulación matricial + Aquafix System.

Tabla 47. Resultado de las Pruebas de Inyectividad del pozo Palo Azul-44.

Caudal	P directa	P anular
0,32	400	110
0,5	670	100
0,7	1230	100

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

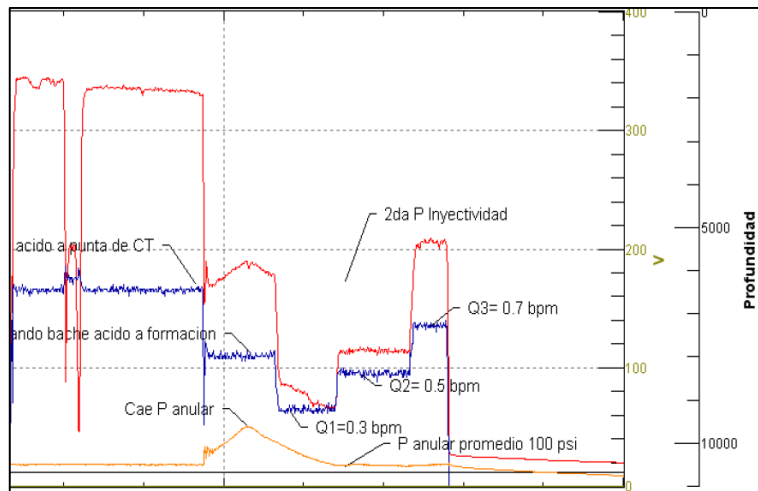


Figura 43. Prueba de Inyectividad N° 2 en el pozo Palo Azul-44.

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

EQUIPOS Y BHA

Equipos suministrados por Baker Hughes

- 1 Unidad de bombeo 5800.
- 1 Unidad de CoiledTubing # 803 Y GRUA.
- 1 Carrete con 12762 pies de CoiledTubing de 1 1/2 pulgada.
- 1 BOP quad - Insertos de 1 1/2".
- 1 Tubería de 2" de alta presión.
- 1 Trailer con herramientas varias.
- 2 AcidTransport para mezcla de Solventes y Tratamiento Acido.
- 3 Tanques de almacenamiento de agua fresca.
- 1 Sistema de monitoreo y registro.
- 1 Tanque para retorno de ácido gastado
- 1 Mangueras de 4", Flowmeter y elementos de posición

Equipos, herramientas, fluidos suministrados por EP-Petroamazonas

- Agua fresca y filtrada. = 892 Bls.
- Diésel. = 4284 gls. = 102 Bls
- Conexión en el cabezal del pozo de: 3 in; o 3 1/2 O 4 in, EUE BOX.
- Diésel para las unidades de trabajo.
- Líneas de retorno desde el cabezal del pozo hacia el tanque de 500 Bls.
- Alimentación y hospedaje para el personal de trabajo.
- El operador de EP-Petroamazonas debe estar en locación para cuando se requiera abrir o cerrar válvulas del cabezal.

Diagrama y especificación del BHA

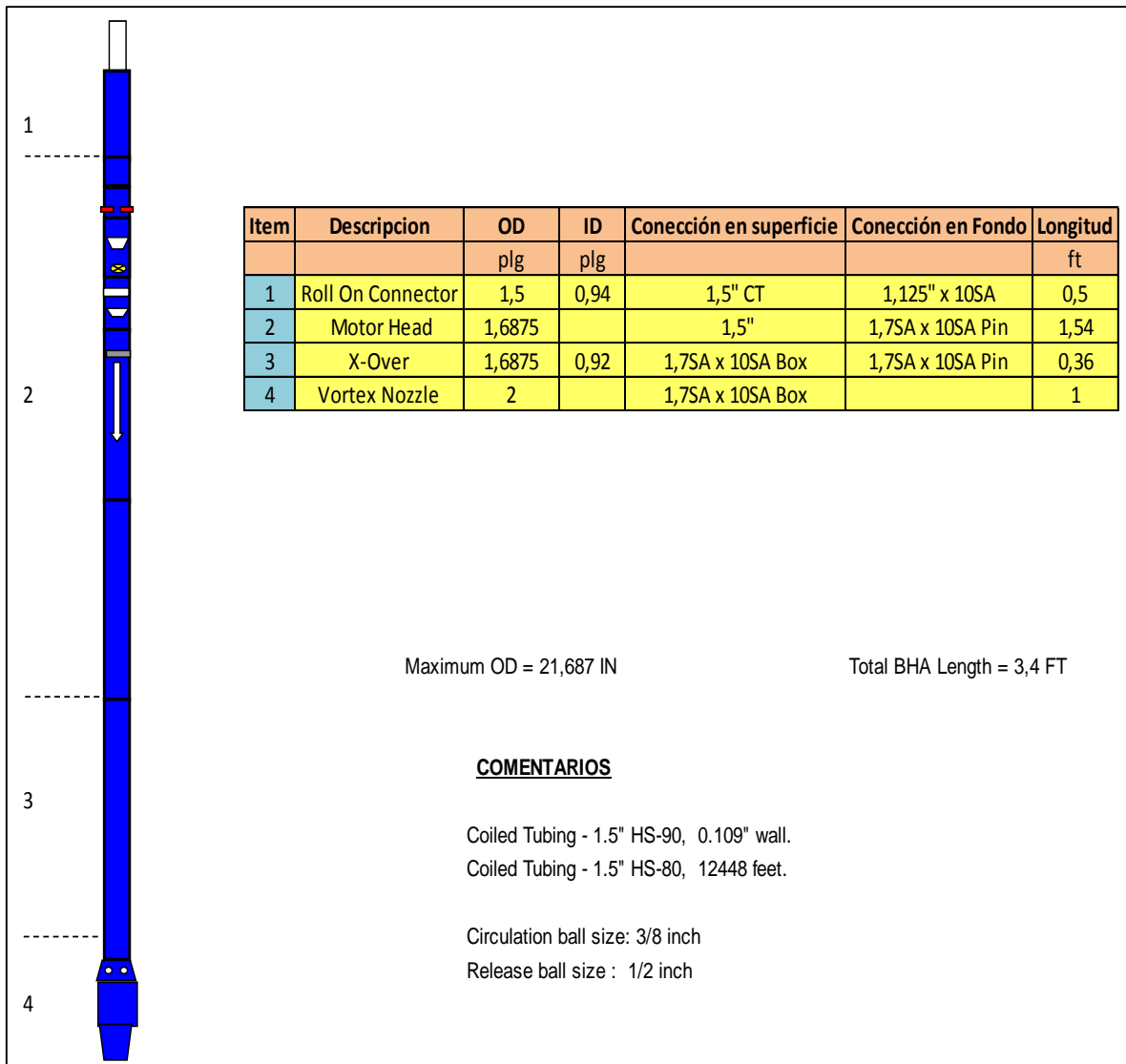


Figura 44. Diagrama y especificación del BHA, Pozo PA-44.

Fuente: Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

RECETA QUÍMICA UTILIZADA EN EL TRATAMIENTO

Tabla 48. Volúmenes y receta química utilizada en el Pozo PA-44.

MEZCLA QUIMICA	VOLUMEN (Bls)
FLUIDO PARA LLENAR EL POZO	500
SOLVENTE-DIESEL	109
SOLUCIÓN 2% NH4Cl	54
15% PREFLUJO ACIDO	54
1.5% BJSS ACIDO	77
10% POSTFLUJO ACIDO	54
SOLUCIÓN 2% NH4Cl	109
AQUAFIX	109
AGUA TRATADA	30

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		109 BLS		1.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
DIESEL	942	GPT	4206	GLS	
US-40	0	GPT	0	GLS	
NE-110 W	8	GPT	36	GLS	
PARAVAN 25	60	GPT	228	GLS	

POSTFLUJO ACIDO ACETICO 10%		54 BLS		5.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	876	GPT	1997	GLS	
Cl - 11	6	GPT	14	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	23	GLS	
AC ACETICO	100	GPT	228	GLS	
NE - 118	8	GPT	18	GLS	
NH4CL	249	PPTG	568	LBS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		54 BLS		2.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	900	GPT	2052	GLS	
NH4CL	170	PPTG	388	LBS	
INFLO 102	0	GPT	0	GLS	
US - 40	100	GPT	228	GLS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		109 BLS		6.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	900	GPT	4104	GLS	
NH4CL	170	PPTG	775	LBS	
INFLO 102	0	GPT	0	GLS	
US - 40	100	GPT	456	GLS	

PREFLUJO ACIDO ACETICO 15%		54 BLS		3.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	826	GPT	1883	GLS	
Cl - 11	6	GPT	14	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	23	GLS	
AC ACETICO	150	GPT	342	GLS	
NE - 118	8	GPT	18	GLS	
NH4CL	249	PPTG	568	LBS	

AQUAFIX SYSTEM		109 BLS		7.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	992	GPT	4524	GLS	
KCL	167	GPT	762	LBS	
AQUAFIX	8	GPT	36	GLS	

1,5% BJ SANDSTONE ACID		77 BLS		4.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	944	GPT	3059	GLS	
ABF	185	PPTG	599	LBS	
Cl - 11	6	GPT	19	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	32	GLS	
AC ACETICO	20	GPT	65	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	3	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	3	GLS	
NE - 118	3	GPT	10	GLS	
HV ACID	15	GPT	49	GLS	

FLUIDO DE CONTROL + DESPLAZAMIENTO DE CT		238 BLS		8.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	946	GPT	3972	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	8	GLS	
US - 40	50	GPT	210	GLS	
XCIDE 207 (BIOCIDE)	0.2	GPT	1	GLS	
NE - 118	2	GPT	8	GLS	

TOTAL DE MATERIALES QUE DEBE PROPORCIONAR PAM					
TOTAL DE AGUA DULCE NECESARIA PARA EL TRATAMIENTO		892 BLS	37464 GLS		
TOTAL DE DIESEL PARA EL TRATAMIENTO		102 BLS	4284 GLS		

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.

PROCEDIMIENTO OPERACIONAL

Previa la bajada de tubería de CT, fué necesario que la Unidad de Slick Line baje un calibrador para poder asegurarse que la completación de fondo se encuentre limpia hasta llegar a la profundidad de los punzados.

1. Se bajó CT hasta posicionarse frente a los punzados.
2. Una vez en posición se llenó y presurizó el pozo con fluido de Control. La presión máxima de trabajo fué definida por el ingeniero de EP-Petroamazonas encargado del trabajo.
3. Una vez terminado el tratamiento acido, se sacó CT a superficie y se cambió BHA de Fondo (ROTOR JET 2 1/8" por un jet convencional).
4. Una vez concluido el trabajo se dejó en remojo 3 Días. Para finalizar el trabajo se evaluaron los resultados.

4.3.7. Resultados obtenidos

Una vez realizado el tratamiento de Estimulación Ácida Matricial (EAM) el 30 de Marzo de 2013 los objetivos planteados en este pozo no se cumplieron de manera exitosa es decir:

- No se removió los finos presentes y el daño de formación.
- Se recuperó la producción de fluido pero con un mayor corte de agua al que se tenía antes de realizar el tratamiento.
- La formulación con Modificador de Permeabilidad Relativa no se adhirió a la formación ya que el ácido no limpio los canales permeables.

En la Figura 45 se puede observar los resultados antes y después del tratamiento del pozo Palo Azul-02, donde se observa la producción de fluido, petróleo y agua.

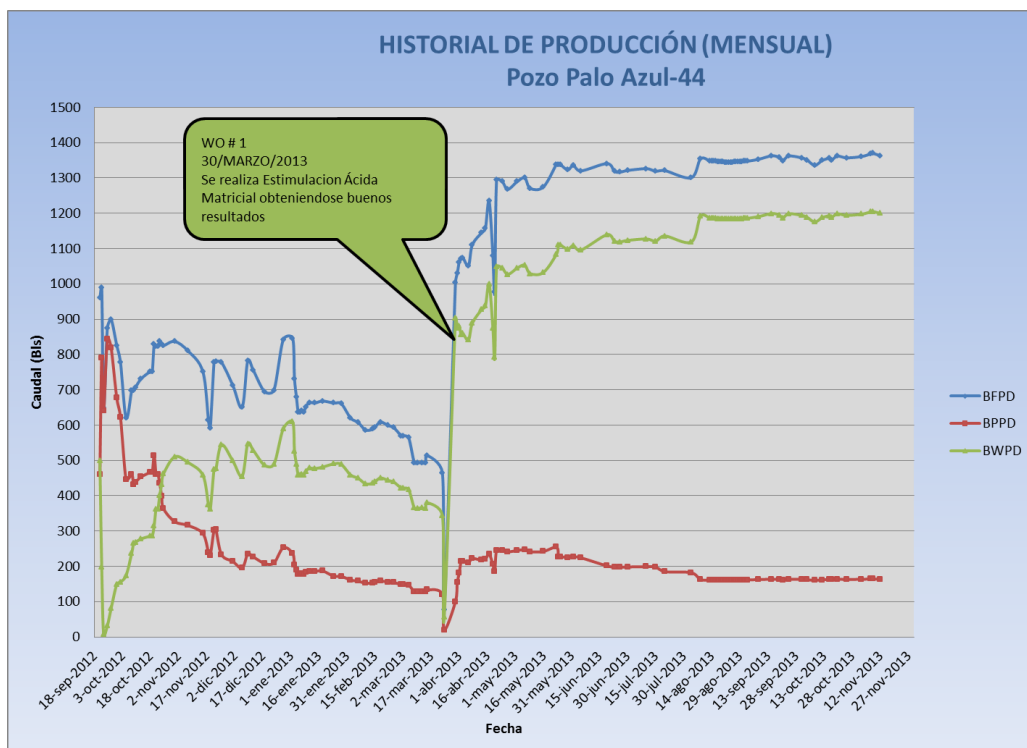


Figura 45. Historial de producción antes y después del tratamiento de EAM.

Fuente: Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.3.8. Análisis Técnico-Económico

COSTOS

Para el análisis de inversión se tomó como base los gastos generados de la Tabla 49.

Tabla 49. Costos del Tratamiento EAM del Pozo PA-44.

Ref.	Cant.	Unid.	Descripción.	Precio Unit USD	Precio Total USD
Servicio Equipo de Bombeo					
2-201	140	Kmt	Viaje de ida por Unidad de Bombeo	3.373	472.22
2-204	1	día	Cargo basico, primeras 4 horas o fraccion de bombeo	2060.217	2060.22
2-205	18	Hrs	Unidad acidificadora con tanques incorporados por hora adicional o fraccion.	161.586	2908.55
2-206	4106	gal	Mezcla de materiales suministrados por la contratista	0.122	500.93
2-207	42159	gal	Mezcla de materiales no suministrados por la contratista	0.329	13870.31
2-210	10,800	gal	Bombeo de acido de 4001 galones en adelante	0.573	6188.40
2-213	22,620	gal	Bombeo de fluido no corrosivo de 4001 galones en adelante	0.573	12961.26
2-220	700	Kmt	Kilometraje transporte de tanques solo ida	3.373	2361.10
2-224	1	und	Unidad de filtracion	650.000	650.00
2-227	3	und	Tanques para acido o solvente de 7000 galones por trabajo	880.000	2640.00
2-230	1	und	Unidad COMPU VAN o equivalente por trabajo	3300.000	3300.00
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE BOMBEO					47912.99
DESCUENTO SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO					10%
TOTAL SERVICIO EQUIPO DE BOMBEO					43121.69
Servicio Equipo de Coiled Tubing					
4-101	140	Kmt	Viaje de ida por unidad de tubería continua	3.373	472.22
4-104	1	día	Cargo basico primeras 8 horas o fraccion	2965.211	2965.21
4-105	18	Hrs	Cada hora adicional o fraccion	118.214	2127.85
4-106	9995	pie	Cargo por profundidad de la punta del coiled tubing	0.220	2198.90
4-107	9995	pie	Cargo por pie de corrida adicional	0.226	2258.87
4-108	2	und	Enjuagador de caucho	73.884	147.77
4-113	2	und	Conector de union rapida	98.512	197.02
4-114	2	und	Cabeza de control de flujo por trabajo	123.610	247.22
4-116	2	und	Roto wash tool por trabajo	566.444	1132.89
4-119	2	und	Tubing disconnect por corrida	197.024	394.05
4-123	140	Kmt	Kilometraje vehiculo de soporte (Winche)	3.373	472.22
4-127	10,800	gal	Por bombeo de fluidos corrosivos inyectados por galon	0.498	5378.40
4-128	45,675	gal	Por bombeo de solventes aromaticos con o sin empaaduras inflables	0.498	22746.15
1-320	2	3 dias	Tanque de fractura de 500 bls, hasta 3 dias de trabajo	827.200	1654.40
4-129	1	und	Rotojet Tool 2 1/8"	4785.188	4785.19
SUBTOTAL SERVICIOS EQUIPO DE COILED TUBING					47178.36
DESCUENTO SERVICIO DE COILED TUBING					10%
TOTAL SERVICIO DE COILED TUBING					42460.52
Personal					
4-124	3	día	Supervisor por trabajo	799.00	2397.00
4-125	3	día	Operador por trabajo	709.70	2129.10
2-222	6	día	Operador combinado	709.70	4258.20
2-223	9	día	Ayudante, minimo tres	188.00	1692.00
PERSONAL SUBTOTAL					10476.30
DESCUENTO PERSONAL					10%
TOTAL PERSONAL					9428.67
Productos					
23044	435	GL	PARAVAN 25	51.74	22506.90
23015	33	GL	NE-110W	45.74	1509.42
23060	5200	LB	AMMONIUM CHLORIDE	0.96	4992.00
23026	51	GL	INFLO-102	23.81	1214.31
23024	2165	GL	US-40	20.16	43646.40
23016	125	GL	NE-118	28.85	3606.25
23059	1112	LB	ABF (M1)	5.71	6349.52
23006	89	GL	CI-11	72.62	6463.18
23033	280	GL	FERROTROL 300L	18.23	5104.40
23056	84	GL	HV ACID	89.08	7482.72
23050	980	GL	ACETIC ACID	23.58	23108.40
23004	9	GL	CLAYMASTER 5C	64.21	577.89
21006	8	LB	CLAYTREAT 3C	0.93	7.44
	68	GL	AQUAFIX	410.5	27914.00
10168	37	EA	Filter 5 micrones	44.79	1657.23
23062	460	LB	SODA ASH	0.51	234.60
PRODUCTOS SUBTOTAL					156374.66
DESCUENTO PRODUCTOS					10%
TOTAL PRODUCTOS					140737.19
TOTAL DE COSTOS.					235748.08

**Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaboradopor: Baker Hughes - Coiled Tubing.**

INGRESOS

Los ingresos mensuales se obtuvieron con el producto del precio del crudo para cada mes (95 USD/Barril) y la producción de petróleo en ese periodo.

Tabla 50. Tabla Económica de producción Pozo PA-44.

TABLA ECONOMICA DE PRODUCCION POZO PALO AZUL - 44				
MES	PRODUCCION DIARIA	AUMENTO DE LA PRODUCCION DIARIA	PRODUCCION MENSUAL	VENTAS
	BPPD	BPPD	BPPM	USD
30/MARZO/2013 (EAM)	0	0	0	0
Mar-13	155	55	55	4197
Apr-13	218	118	3547	273085
May-13	239	139	4302	331239
Jun-13	208	108	3231	248782
Jul-13	194	94	2911	224181

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, PAM.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

FLUJO NETO DE CAJA

Tabla 51. Tabla Económica de producción Pozo PA-44.

TABLA ECONOMICA DE FLUJO NETO DE CAJA						
POZO PALO AZUL-44						
ITEMS	MESES					
	30/MARZO/2013 (EAM)	30/MARZO/2013 A 31/MARZO/2013	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13
INGRESOS						
PRODUCCION (B)	0	55	3547	4302	3231	2911
PRECIO (USD/B)	0	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00
INGRESOS (USD)	0	5178	336922,6548	408671,4655	306939,3	276586,5467
COSTOS						
EQUIPO DE BOMBEO	0	167,33	10888,63	13207,40	9919,63	8938,70
EQUIPO DE COILED TUBING	0	164,76	10721,68	13004,90	9767,54	8801,64
PERSONAL	0	36,59	2380,83	2887,83	2168,95	1954,47
PRODUCTOS QUIMICOS	0	546,11	35537,46	43105,29	32374,92	29173,42
COSTOS DE PRODUCCIÓN (7 USD/BBL)	0,00	381,50	24825,88	30112,63	22616,58	20380,06
COSTOS TOTALES (USD)	0	1296,28	84354,49	102318,06	76847,63	69248,28
UTILIDADES						
•UTILIDAD ANTES DE IMP.(USD)	0	3881,222227	252568,1694	306353,4091	230091,6723	207338,2622
•IMPUESTOS(USD)	0	466	30308	36762	27611	24881
•UTILIDADES DESPUES DE IMP.(USD)	0	3415,47556	222259,989	269591	202480,6717	182457,6708
INVERSIONES						
EQUIPO DE BOMBEO	-43121,69	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COILED TUBING	-42460,52	0	0	0	0	0
PERSONAL	-9428,67	0	0	0	0	0
PRODUCTOS QUIMICOS	-140737,19	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO (USD)	-235748,08	0	0	0	0	0
FLIJO NETO DE CAJA (USD)	-235748,08	3415,48	222259,99	269591,00	202480,67	182457,67

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

En la Tabla 51 se presenta el flujo neto de caja para cada mes. Después de haber realizados los trabajos de estimulación, se calcula que en 24 días se recupera el 100% de la inversión (\$235748,08), generando a partir de esa fecha únicamente ganancias para la empresa.

Comparando el aumento de la producción del pozo Palo Azul-02 con la del pozo Palo Azul-44, 283 BPPD y 100 BPPD respectivamente, se observa claramente que el tiempo de recuperación de la inversión es más lenta en el pozo PA-44 debido a la baja producción de petróleo. Resultados que influyen en el Análisis Económico del proyecto.

4.3.9. Análisis del Costo-Beneficio

Los cálculos realizados del VAN y TIR para el proyecto se presentan en la Tabla 52.

Tabla 52. VAN y TIR Calculados desde 30 de Marzo al 31 de Julio de 2013.

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$235.748,08
Tasa Interna de Retorno Anual	52%
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$368.344,94

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

ANÁLISIS DE RESULTADOS

- El Valor Actual Neto (VAN) calculado indica que los flujos de caja descontados y llevados a valor presente son suficientes para solventar la inversión a realizarse.
- La tasa interna de retorno (TIR) calculada indica que los flujos de caja proporcionaron una rentabilidad óptima y superior al costo de capital. (Figura 46).
- El tiempo de recuperación de la inversión realizada fué mayor al de los dos pozos anteriores (24 días), después de la ejecución del proyecto, debido a la baja producción del pozo.

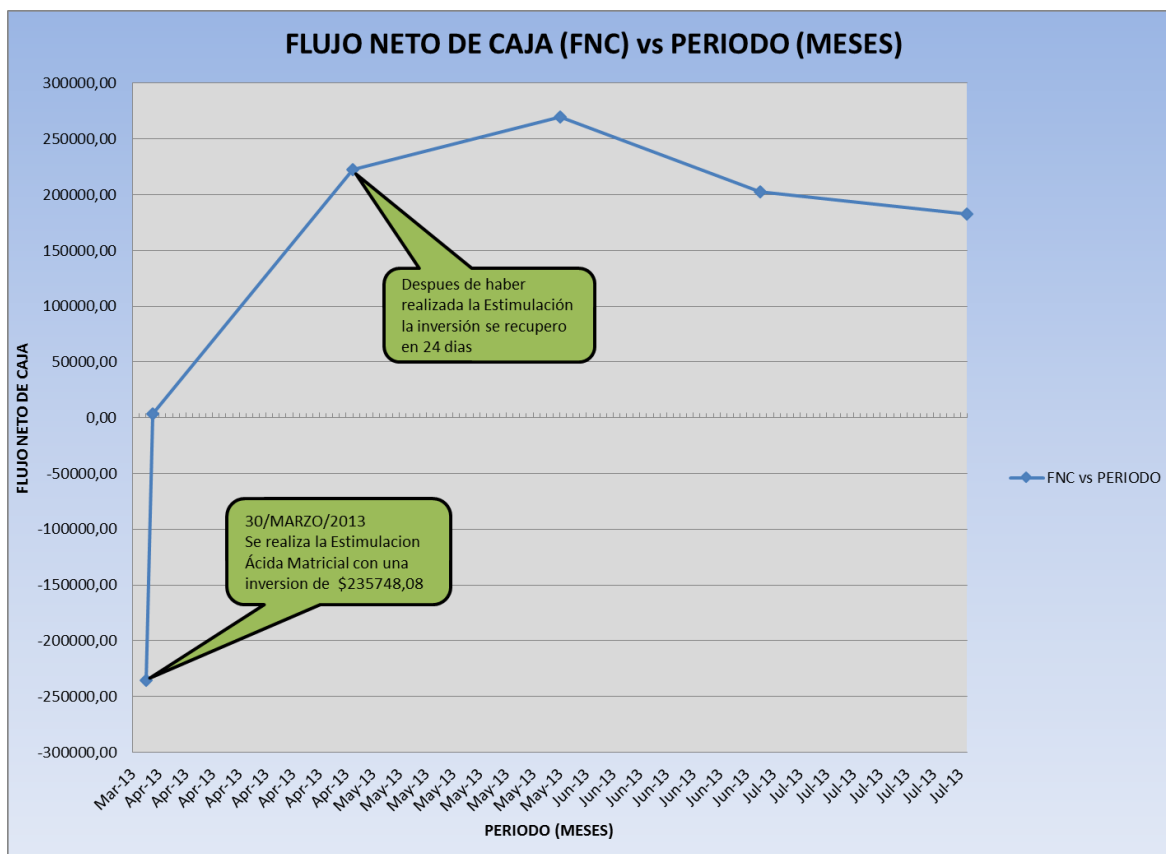


Figura 46. FLUJO NETO DE CAJA vs PERIODO.

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Tabla 53. VAN y TIR Calculados desde 30 de Marzo al 31 de Julio de 2013.

TABLA ECONOMICA DE FLUJO NETO DE CAJA						
POZO PALO AZUL-44						
ITEMS	MESES					
	30/MARZO/2013 (EAM)	30/MARZO/2013 A 31/MARZO/2013	Apr-13	May-13	Jun-13	Jul-13
INGRESOS						
PRODUCCION (B)	0	55	3547	4302	3231	2911
PRECIO (USD/B)	0	95,00	95,00	95,00	95,00	95,00
INGRESOS (USD)	0	5178	336922,6548	408671,4655	306939,3	276586,5467
COSTOS						
EQUIPO DE BOMBEO	0	167,33	10888,63	13207,40	9919,63	8938,70
EQUIPO DE COILED TUBING	0	164,76	10721,68	13004,90	9767,54	8801,64
PERSONAL	0	36,59	2380,83	2887,83	2168,95	1954,47
PRODUCTOS QUIMICOS	0	546,11	35537,46	43105,29	32374,92	29173,42
COSTOS DE PRODUCCIÓN (7 USD/BBL)	0,00	381,50	24825,88	30112,63	22616,58	20380,06
COSTOS TOTALES (USD)	0	1296,28	84354,49	102318,06	76847,63	69248,28
UTILIDADES						
•UTILIDAD ANTES DE IMP.(USD)	0	3881,222227	252568,1694	306353,4091	230091,6723	207338,2622
•IMPUESTOS(USD)	0	466	30308	36762	27611	24881
•UTILIDADES DESPUES DE IMP.(USD)	0	3415,47556	222259,989	269591	202480,6717	182457,6708
INVERSIONES						
EQUIPO DE BOMBEO	-43121,69	0	0	0	0	0
EQUIPO DE COILED TUBING	-42460,52	0	0	0	0	0
PERSONAL	-9428,67	0	0	0	0	0
PRODUCTOS QUIMICOS	-140737,19	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIONES DEL PROYECTO (USD)	-235748,08	0	0	0	0	0
FLIJO NETO DE CAJA (USD)	-235748,08	3415,48	222259,99	269591,00	202480,67	182457,67

Inversión Total del Proyecto (USD)	\$235.748,08
Tasa Interna de Retorno Anual	52%
Valor Actual Neto al 10% Anual (USD)	\$368.344,94

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

4.4. PROPUESTA DE UNA NUEVA FORMULACIÓN PARA OPTIMIZAR EL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN ACIDA MATRICIAL EN LA ARENA HOLLÍN DEL POZO PALO AZUL-44

4.4.1. Situación actual de pozo

Una vez que el pozo entró nuevamente en producción, después de haber realizado el tratamiento de Estimulación Acida Matricial + Aquafix (Intercambiador de permeabilidad relativa) aplicado el 30 de marzo de 2013, el corte de agua aumentó de manera considerable en un 15% y la producción de petróleo no mejoró. (TABLA 54).

Tabla 54. Historial de producción del Pozo PA-44. A noviembre de 2013.

POZO	FECHA	FLUIDO (BFPD)	CRUDO (BPPD)	AGUA (BWPD)	% BS&W	Frecuencia (Hz)	Intake P. (Psi)	Pwf (Psi)	IP	Drawdown (Psi)
Palo Azul-44H	23-Mar-13	465	121	344	74.0	56.0	865	1400	0.194	2400
	24-Mar-13	77	20	57	74.0	56.0	865	1400	0.032	2400
	30-Mar-13	1003	100	903	90.0	46.0	2258	2793	0.996	1007
	31-Mar-13	1030	155	876	85.0	46.0	2258	2793	1.023	1007
	1-Apr-13	1062	181	881	83.0	46.0	2133	2668	0.938	1132
	2-Apr-13	1071	214	857	80.0	46.0	2124	2659	0.939	1141
	3-Apr-13	1074	215	859	80.0	46.0	2122	2657	0.940	1143
	17-Apr-13	1234	235	1000	81.0	50.0	2043	2578	1.010	1222
	19-Apr-13	1080	205	875	81.0	50.0	2047	2582	0.887	1218
	24-Apr-13	1290	245	1045	81.0	50.0	2075	2610	1.084	1190
	27-Apr-13	1268	241	1027	81.0	50.0	2081	2616	1.071	1184
	2-May-13	1290	245	1045	81.0	50.0	2093	2628	1.101	1172
	6-May-13	1300	247	1053	81.0	50.0	2107	2642	1.123	1158
	24-May-13	1339	228	1111	83.0	51.0	2083	2618	1.133	1182
	25-May-13	1339	228	1111	83.0	51.0	2078	2613	1.128	1187
	29-May-13	1323	225	1098	83.0	51.0	2074	2609	1.111	1191
	1-Jun-13	1336	227	1109	83.0	51.0	2074	2609	1.122	1191
	23-Jun-13	1319	198	1121	85.0	51.0	2091	2626	1.124	1174
	26-Jun-13	1317	198	1119	85.0	51.0	2084	2619	1.115	1181
	30-Jun-13	1321	198	1123	85.0	51.0	2084	2619	1.119	1181
	10-Jul-13	1326	199	1127	85.0	51.0	2086	2621	1.125	1179
	15-Jul-13	1319	198	1121	85.0	51.0	2090	2625	1.123	1175
	20-Jul-13	1321	185	1136	86.0	51.0	2091	2626	1.125	1174
	3-Aug-13	1301	182	1119	86.0	51.0	2079	2614	1.097	1186
	8-Aug-13	1355	163	1192	88.0	51.0	2085	2620	1.148	1180
	24-Aug-13	1345	161	1184	88.0	51.0	2090	2625	1.145	1175
	28-Aug-13	1346	161	1184	88.0	51.0	2091	2626	1.146	1174
	29-Aug-13	1346	161	1184	88.0	51.0	2091	2626	1.146	1174
	30-Aug-13	1346	161	1184	88.0	51.0	2091	2626	1.146	1174
	31-Aug-13	1347	162	1186	88.0	51.0	2107	2642	1.164	1158
	1-Sep-13	1347	162	1186	88.0	51.0	2107	2642	1.164	1158
	15-Sep-13	1363	164	1199	88.0	51.0	2110	2645	1.180	1155
	19-Sep-13	1358	163	1195	88.0	51.0	2094	2629	1.160	1171
	21-Sep-13	1348	162	1187	88.0	51.0	2106	2641	1.163	1159
	24-Sep-13	1362	163	1199	88.0	51.0	2107	2642	1.176	1158
	1-Oct-13	1357	163	1194	88.0	51.0	2109	2644	1.174	1156
	12-Oct-13	1350	162	1188	88.0	51.0	2114	2649	1.173	1151
	16-Oct-13	1356	163	1193	88.0	51.0	2119	2654	1.183	1146
	17-Oct-13	1350	162	1188	88.0	51.0	2117	2652	1.176	1148
	20-Oct-13	1362	163	1199	88.0	51.0	2116	2651	1.185	1149
25-Oct-13	1357	163	1194	88.0	51.0	2119	2654	1.184	1146	
2-Nov-13	1361	163	1198	88.0	51.0	2120	2655	1.188	1145	
7-Nov-13	1369	164	1204	88.0	51.0	2138	2673	1.214	1127	
8-Nov-13	1370	164	1206	88.0	51.0	2130	2665	1.207	1135	
12-Nov-13	1363	164	1200	88.0	51.0	2130	2665	1.201	1135	

Fuente. Tomado Gerencia de Operaciones Zona Oeste, EP-Petroamazonas.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Los resultados no exitosos obtenidos, se deben a que el ácido no pudo ingresar adecuadamente a la formación, ocasionando que la limpieza de los canales permeables no sea el correcto e impidiendo que el Modificador de Permeabilidad (Aquafix) no se adhiera a la formación.

La propuesta para el pozo es de realizar un segundo tratamiento modificando la formulación química y así lograr que los resultados sean exitosos.

4.4.2. Objetivo del tratamiento

- El objetivo será realizar una segunda limpieza acida matricial, que servirá para acondicionar apropiadamente los canales permeables donde posteriormente se colocará el Aquafix (RPM), cuya nueva formulación consiste en aumentar la concentración a 3 % BJSSA + Aquafix. Este tratamiento disminuirá el alto corte de agua (BSW) ocasionado por el primer tratamiento en la zona productora.

4.4.3. Diseño y planificación de tratamiento.

La propuesta técnica recomendada será utilizar los mismos procedimientos y equipos de trabajo aplicados en la ejecución del primer tratamiento por Baker Hughes - COILED TUBING, definida en 2 corridas.

PRIMERA CORRIDA: Se utilizará como herramienta un BHA con características similares al utilizado en el primer Workover.

1. Antes de realizar la estimulación acida se bombeará solvente base DIESEL para disolver trazas de crudo.
2. Se realizará un desplazamiento de 2% NH₄Cl para mover el tratamiento solvente hacia el fondo de la formación.
3. Se enviará un preflujo Ácido 15% para remover el Material Calcáreo que pueden generar precipitados de carbonato.
4. Se bombeará el tratamiento Ácido Principal BJSSA 3% base Ácido Acético, el tiempo de contacto (Ácido-Formación) será considerable para eliminar el daño presente en los canales permeables, acondicionando la formación para posterior adherencia del Aquafix (3 Días).
5. Se bombeará un postflujo Ácido 10% para remover los Residuos Solubles que generó el tratamiento principal de BJSSA base Ácido Acético.
6. Acto seguido, se bombeará un 2do desplazamiento de NH₄CL para evitar el asentamiento de los precipitados.

SEGUNDA CORRIDA: Se cambiará por un Jet Nozzle de 1 3/4" para minimizar los esfuerzos de corte sobre el polímero Aquafix. Con una longitud apropiada.

1. Se bombeará el Aquafix que es el modificador de permeabilidad relativa el cual tiene como base su formulación en estudio de núcleos.
2. Finalmente se desplazará el agua tratada para transportar el Aquafix de la tubería flexible.

RECOMENDACIÓN DE UNA NUEVA RECETA QUÍMICA A UTILIZARSE EN EL TRATAMIENTO

Tabla 55. Volúmenes y receta química a utilizarse del Pozo PA-44.

MEZCLA QUIMICA		VOLUMEN (Bls)	
FLUIDO PARA LLENAR EL POZO		500	
SOLVENTE-DIESEL		109	
SOLUCIÓN 2% NH4Cl		54	
15% PREFLUJO ACIDO		54	
3% BJS ACIDO		77	
10% POSTFLUJO ACIDO		54	
SOLUCIÓN 2% NH4Cl		109	
AQUAFIX		109	
AGUA TRATADA		30	

REQUERIMIENTO DE MATERIALES

PREFLUJO SOLVENTE		109 BLS		1.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
DIESEL	942	GPT	4206	GLS	
US-40	0	GPT	0	GLS	
NE-110 W	8	GPT	36	GLS	
PARAVAN 25	60	GPT	228	GLS	

POSTFLUJO ACIDO ACETICO 10%		54 BLS		5.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	876	GPT	1997	GLS	
Cl - 11	6	GPT	14	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	23	GLS	
AC ACETICO	100	GPT	228	GLS	
NE - 118	8	GPT	18	GLS	
NH4CL	249	PPTG	568	LBS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		54 BLS		2.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	900	GPT	2052	GLS	
NH4CL	170	PPTG	388	LBS	
INFLO 102	0	GPT	0	GLS	
US - 40	100	GPT	228	GLS	

DESPLAZAMIENTO 2% NH4CL		109 BLS		6.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	900	GPT	4104	GLS	
NH4CL	170	PPTG	775	LBS	
INFLO 102	0	GPT	0	GLS	
US - 40	100	GPT	456	GLS	

PREFLUJO ACIDO ACETICO 15%		54 BLS		3.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	826	GPT	1883	GLS	
Cl - 11	6	GPT	14	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	23	GLS	
AC ACETICO	150	GPT	342	GLS	
NE - 118	8	GPT	18	GLS	
NH4CL	249	PPTG	568	LBS	

AQUAFIX SYSTEM		109 BLS		7.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	992	GPT	4524	GLS	
KCL	167	GPT	762	LBS	
AQUAFIX	8	GPT	36	GLS	

4,5% BJ SANDSTONE ACID		77 BLS		4.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	944	GPT	3059	GLS	
ABF	185	PPTG	599	LBS	
Cl - 11	6	GPT	19	GLS	
FERROTROL 300L	10	GPT	32	GLS	
AC ACETICO	20	GPT	65	GLS	
CLAY MASTER 5C	1	GPT	3	GLS	
CLAY TREAT 3C	1	GPT	3	GLS	
NE - 118	3	GPT	10	GLS	
HV ACID	15	GPT	49	GLS	

FLUIDO DE CONTROL + DESPLAZAMIENTO DE C		238 BLS		8.	
ADITIVOS	CONCENTRACION		TOTAL		
AGUA FRESCA	946	GPT	3972	GLS	
CLAY MASTER 5C	2	GPT	8	GLS	
US - 40	50	GPT	210	GLS	
XCIDE 207 (BIOCIDE)	0,2	GPT	1	GLS	
NE - 118	2	GPT	8	GLS	

TOTAL DE MATERIALES QUE DEBE PROPORCIONAR PAM

TOTAL DE AGUA DULCE NECESARIA PARA EL TRATAMIENTO 892 BLS 37464 GLS

TOTAL DE DIESEL PARA EL TRATAMIENTO 102 BLS 4284 GLS

**Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Baker Hughes - Coiled Tubing.**

4.4.4. Resultados que se espera obtener.

Una vez que se realice el tratamiento de Estimulación Ácida Matricial (EAM) los resultados que se espera obtener son:

- Mejorar la permeabilidad de la zona de interés para que el Aquafix se adhiera correctamente a la formación.
- Recuperar la producción del pozo con un BSW inferior al obtenido en el primer tratamiento.

CAPITULO V

5. NORMAS DE SEGURIDAD Y CONTROL DE BAKER HUGHES PARA TRATAMIENTO CON ACIDOS

5.1. Mezcla y control de calidad para el tratamiento Base Ácido

5.1.1. Propósito

Baker Hughes se asegurará que sus empleados conozcan completamente los procedimientos requeridos paso a paso para proporcionar servicios y productos de calidad a nuestros clientes. La conformidad con esta norma garantiza la máxima calidad del empleo y la seguridad personal.

5.1.2. Alcance





Esta norma describe el proceso para la mezclar los fluidos base ácido en el Campo o localización del pozo.

5.1.3. Roles y Responsabilidades

El supervisor de servicio o el supervisor de operaciones, designado por el Gerente de Campo, es responsable de la ejecución de este proceso. El supervisor se encargará de dirigir esta operación de servicio para minimizar o corregir todos los problemas que se producen antes de la ejecución del trabajo.

5.1.4. Proceso de mezcla de tratamiento Base Ácido en Fluidos estándar

Tabla 56. Riesgos tóxicos al mezclar ácidos o al mezclar muestras.

	PELIGRO
  	<i>Riesgo tóxico al mezclar ácido o al tomar muestras</i> Quemaduras en la piel, los ojos y las lesiones pulmonares <ul style="list-style-type: none">• Tenga un control absoluto de los ácidos concentrados, consultando en el manual de mezcla.• Utilice contenedores apropiados para el almacenamiento y mantenga cerrados los contenedores para evitar potenciales derrames de químicos o lesiones.• Guantes de goma• Anteojos• Delantal de goma• Respirador apropiado

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

Utilice el proceso de la Tabla 57 para mezclar los fluidos de tratamiento ácido.

Tabla 57. Procesos para mezclar los fluidos de tratamiento ácido.

ETAPAS	DESCRIPCIÓN
1	Determinar la gravedad específica y la temperatura del ácido concentrado , como también la dilución.
2	Determinar los volúmenes requeridos de ácido concentrado y agua de dilución o salmuera.
	a) Mostrar los cálculos y las cantidades de ácido a tratarse en la Sección "Cálculo de volúmenes". Si la mezcla de ácido es en sitio , complete el Formulario correspondiente (1521).
	b) Ácido 28 % es la fuerza máxima de ácido inhibidor permitido para el almacenamiento o transporte en los tanques de carga de Baker Hughes.
	c) Conservar el ácido , únicamente en los depósitos de caucho revestidos de acero, tanques de plástico o tanques de fibra de vidrio.
3	d) El Transporte del ácido para uso en alta mar , alineadas IM 101 en tanques sin fondo , recipientes para granel (IBC) marcados 31HA1 / Y / o marina forrada ONU tanques portátiles (MPT). No utilice otros recipientes para el transporte o almacenamiento de ácido desinhibida prima en los tanques de carga de Baker Hughes
	Al mezclar ácido en un tanque de carga (Mpts GRG)
	a) Si es necesario cargar el ácido en un tanque que no esté limpio y seco, el ingeniero, o designado, deberán asegurarse de que no existen incompatibilidades entre el ácido y la solución residual.
	b) Compruebe que todas las válvulas, desagües, y las tapas están cerradas y sin fugas durante la carga agua
	c) Añadir los inhibidores de la corrosión al cargar el agua.
4	d) Consulte el Manual de mezcla para obtener información sobre la adición de intensificadores de inhibidor de la corrosión antes de cargar o de mezclar.
	e) Supervisar los volúmenes para evitar la sobrecarga al agua
	Añadir todos los productos químicos, excepto espumantes, agentes gelificantes, agentes de pérdida de fluido, reductores de fricción.
	a) Advertencia con: manejo de ácido acético concentrado o ácido fórmico.
	b) Use guantes de goma, gafas protectoras, delantal de goma y respirador aprobado cuando se mezcla el ácido o al recuperar muestras.
	c) Utilice únicamente del Departamento de Transporte (DOT) una aprobación para abrir o cerrar los contenedores, EN 408 050, para evitar posibles lesiones de exposición química, si no se utiliza un sistema de agua o aditivo de transferencia
5	d) Añadir todos los productos químicos, excepto espumantes, agentes gelificantes, agentes de pérdida de fluido, reductores de fricción, multiplicadores de corrosión mientras se carga el agua.
	e) No fumar, comer o beber durante la carga de los productos químicos.
	f) No combine aditivos químicos antes de la carga sin la aprobación de la ingeniería
	Agregue la cantidad correcta de ácido necesario
6	a) El ácido necesario entregado a nuestros tanques de almacenamiento y cuyos puntos de caída podrían permanecer como capas dentro de el por la fuerza con la que son depositados, podrían diferir en cuanto a la utilización del ácido en el tanque, razón por la cual se toma la gravedad específica del ácido cuantas veces sea necesario para asegurar que al ser utilizados para calcular la dilución sea tan precisa como sea posible y nunca sea más de 0.005 de gravedad específica.
	b) Usar guantes de goma, gafas protectoras, delantal de goma y un respirador aprobado cuando se esté mezclando ácido o en la recuperación de muestras de ácido.
	c) Cuando se mezcla el ácido en un tanque de carga se debe cortar el flujo de ácido y medir frecuentemente para evitar cargar demasiado ácido.
7	Cargar fase de hidrocarburo, si es necesario. No cargue si el ácido es gelificado
	a) Apague todas las fuentes posibles de ignición y disponer de un equipo de extinción de incendios en las inmediaciones.
	b) Asegúrese de que haya suficiente energía de mezclado para dispersar o emulsionar hidrocarburos
8	c) No utilice ningún dispositivo aprobado por el departamento de locación para mezclar el ácido.
	Añadir espumantes con precaución para evitar la inducción de aire en el ácido
9	Añadir todos los reductores de fricción, agentes gelificantes y agentes de pérdida de fluido en el tratamiento.
10	Agregue el resto del agua poco a poco, midiendo el volumen con frecuencia para asegurar un volumen ácido-agua adecuado
11	Mezclar el ácido en el tanque mediante la circulación del mismo y pruebe la solución ácida, se toma muestras de la parte superior del recipiente después de completar la circulación para después mantener las muestras durante 30 días.
12	Lleve a cabo las pruebas requeridas en el Informe de Control de Calidad de ácido (Formulario 1522). Enviar una copia del informe de Control de Calidad de ácido a la locación para la revisión de los clientes.
	a) La titulación es el método preferido de poner a prueba la: Concentración del ácido, Comprobación de la gravedad específica finalmente debe informar los resultados.
	b) Entregar Siempre el producto ácido al cliente dentro de un rango +/- 1% de la concentración ordenada. Si la orden del cliente fué ácido al 15%, asegúrese de que usted haya entregado una acidez entre 14 y 16% de concentración ácida.
13	c) Asegúrese de que el ácido entregado es uniforme en todo el tanque. Mezclar bien el ácido con el agua de dilución, y todos los aditivos correspondientes.
14	USAR ADECUADAMENTE TODOS LOS DISPOSITIVOS DE MEZCLA

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.
Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

5.1.5. Antes de inyectar el ácido en el Pozo

- Circule un volumen considerable de preflujo ácido antes de bombear al fondo del pozo el tratamiento.
 - ✓ Utilice la función de sistema de recirculación, si está disponible.
 - ✓ Fije firmemente la línea que circula hasta la cúpula, si un sistema de recirculación no está incorporado.
 - ✓ Despejar el área de la línea-swing a todo el personal y al equipo móvil.
 - ✓ Asegurar la completa re-dispersión de los materiales, específicamente el inhibidor de corrosión.
- Mezclar reductores de la fricción, agentes gelificantes, intensificadores de inhibidores, y agentes de pérdida. Debe asegurarse que haya suficiente energía y tiempo para dispersar e hidratar estos materiales de mezcla, minimizando el efecto ojo de pez.
- Mezcla de hidrocarburos en ácidos gelificados.
- Complete el Formulario correspondiente para la ejecución del trabajo. Si el ácido mezclado se almacena antes de bombear, re-mezclar el inhibidor adicional si es necesario, consulte la mezcla en el manual para cargas de inhibidores de corrosión adecuados.

5.2. Planificación y preparación del tratamiento ácido antes de realizar el trabajo

5.2.1. Propósito

Baker Hughes se asegurará que sus empleados conozcan completamente los procedimientos requeridos paso a paso para proporcionar servicios y productos de calidad a nuestros clientes. La conformidad con esta norma garantiza la máxima calidad del empleo y la seguridad personal.

5.2.2. Alcance

Esta norma describe el proceso y las directrices para los tratamientos con ácido, planificación y preparación previa al trabajo.

5.2.3. Roles y responsabilidad

El supervisor designado por el gerente de la locación, es responsable de la ejecución de este proceso.

El supervisor se encargará de dirigir la operación de mezcla para minimizar o corregir los problemas que se produzcan.

5.2.4. Planificación previa al trabajo

- Revisar los parámetros y especificaciones del trabajo con el supervisor de operaciones y personal adecuado, vendedores, ingenieros y supervisores de campo.
- Revisar las recomendaciones aprobadas.
- Realizar una revisión de la Hoja de Despacho para determinar la siguiente información.
 - ✓ Verifique que la hoja de despacho, hoja de carga y las recomendaciones sean coherentes.
 - ✓ Direcciones
 - ✓ Conexiones principales
 - ✓ Instrucciones especiales, duchas, elevadores de hombre y bombas de retorno (Back side).
 - ✓ El equipo apropiado.
 - ✓ Si el trabajo es a crédito o en efectivo, asegúrese de que el cliente haya hecho arreglos para el pago.
 - ✓ Asegúrese que la información de las hojas de los materiales de seguridad (MSDS) están disponibles para el cliente, empleados, y las autoridades reguladoras.
 - ✓ Asegúrese de hacer arreglos para los líquidos requeridos necesarios para la prueba de presión, los fluidos de desplazamiento, y la limpieza de las líneas de tratamiento de Baker Hughes. Compruebe el orden de los fluidos o de los gases necesarios para el trabajo.
- Lleve el equipo de servicio hasta la locación teniendo en cuenta los procedimientos generales de trabajo como: La ruta a la locación,, asignaciones para el armado del equipo, asignaciones de trabajo y cualquier circunstancia especial.
 - ✓ Revise la hoja de carga y verificar físicamente que la carga ácida y química sea correcta antes de salir a la locación.
 - ✓ Asegúrese de que un número suficiente de monitores de presión estén disponibles para cada operador de la bomba, y así tener un control más específico del trabajo que se está realizando.
 - ✓ Asegúrese de que cada empleado tenga el equipo de seguridad adecuado.
 - ✓ El rendimiento del RTTS (Paker de Evaluación) es muy importante en las operaciones de Baker Hughes, pero no tiene prioridad sobre la seguridad o la calidad del trabajo a realizarse.
 - ✓ Asegúrese de que un kit de derrame esté disponible para cada puesto de trabajo cuando se bombea ácido.
- Asegúrese de que el equipo de servicio tenga el equipo de comunicación adecuada.

- Revise los requerimientos del Departamento de Transporte (DOT) con los operadores de equipos.
 - ✓ Asegúrese de que las inspecciones previas al viaje están completos y verificar que el equipo está listo para el servicio. Verifique que las reparaciones desde el informe anterior de camiones están completos y firmados por el mecánico encargado.
 - ✓ Compruebe que los papeles y pancartas de envío estén en orden. Verifique todos los materiales cargados.
- Mantener la unidad de donde se hizo el tratamiento, totalmente limpia. Estas son especificaciones enviadas desde la oficina de campo de nuestros clientes.
- Asegúrese que los equipos para el monitoreo de todas las ratas, presiones, concentraciones de apuntalante y aditivos líquidos o secos estén disponibles y en buen estado.

5.2.5. Revisión de las recomendaciones de trabajo para la velocidad y presiones previstas

- Mantenga la velocidad de los fluidos abrasivos bombeados a través de la tubería de alta presión a 40 pies/seg o menos. Este es un estándar establecido para evitar la corrosión excesiva de la tubería, extendiendo así su vida útil.
- Utilice la siguiente fórmula para calcular las velocidades en la tubería.

$$\text{Rata Máxima (BPM)} = d^2 \times 2.3314$$

d = diámetro interior de la tubería de línea

- Asegúrese de observar una velocidad máxima de 40 m/s en la tubería cuando bombee fluidos no abrasivos para minimizar la vibración y la pulsación en las líneas.

5.3. Preparación del tratamiento ácido en la locación

5.3.1. Propósito

Baker Hughes se asegurará de que sus empleados entiendan plenamente el proceso paso a paso necesario para proporcionar servicios y productos de calidad a nuestros clientes. La conformidad con esta norma asegura la alta calidad del empleo y la seguridad personal.

5.3.2. Alcance

Esta norma describe el proceso de preparación en el sitio de trabajo a utilizar en todos los puestos donde se realiza una estimulación ácida.

5.3.1. Roles y Responsabilidades

El supervisor de servicio o el supervisor de operaciones, designado por el gerente de distrito, es responsable de la ejecución de este proceso. El supervisor se encargará de dirigir esta operación de servicio para minimizar o corregir todos los problemas que se producen antes de la ejecución del trabajo.

5.3.2. Equipo de Servicio e Inspección del Trabajo

- Montar el equipo de servicio y hacer las asignaciones de trabajo correspondientes.
- Antes de la ubicación de los equipos, se debe identificar los peligros potenciales para la seguridad del personal.
- Designar una zona de fumadores.
- Desarrollar y comunicar un plan de acción específico para la ubicación de los equipos en la locación.
- Uso de guías para el desplazamiento de los equipos.
 - ✓ Identificar al Ingeniero encargado ,con el uso apropiado de un chaleco reflectante de seguridad.
 - ✓ Utilizar linternas para guiar y señalar el movimiento de los equipos.
- Asegúrese de que los tanques tengan medidores para verificar que los volúmenes de fluido que se necesitan sean los correctos.
- Verifique que los materiales de terceros estén ubicados correctamente en la locación y chequear que los volúmenes a manejarse sean los adecuados.
- Compruebe el cabezal del pozo es decir: La presión adecuada, el peso, etc.
- Revise el equipo de comunicación (radios portátiles) para asegurarse de que están funcionando correctamente, todo el personal involucrado en las operaciones deberán tener una radio de comunicaciones.
- Instruir al personal sobre los tanques que contienen fluidos necesarios para realizar el tratamiento.
- Siga los procedimientos de mezcla de Baker Hughes con la ayuda del manual correspondiente.
- Señalar los riesgos de seguridad.
- Asegúrese de que todas las conexiones a la unidad se limpien y lubriquen correctamente.
- Apague todos los motores cuando no se necesita.
- Conecte y calibre todos los dispositivos de vigilancia y asegurarse de que funcionan correctamente. Registrar todas las presiones y aditivos utilizados para luego ser procesados y archivados.

5.3.3. Reuniones de Seguridad y procesos de trabajo

- Después de que el equipo esté armado, y antes de iniciar las labores se debe llevar a cabo una reunión de seguridad y procedimiento con el personal que prestará el servicio.
 - ✓ Todo el personal de Baker Hughes debe asistir e Invitar al cliente representante y demás personal que se encuentre en el área de trabajo.
 - ✓ Llevar a cabo una reunión en alguna área abierta, de modo que todos los presentes puedan escuchar las instrucciones. Evitar la celebración de las reuniones cerca de equipos ruidosos.
 - ✓ Se recomienda el uso de un sistema de amplificación de sonido para ambientes ruidosos y para las reuniones que se realicen con un gran número de personal que asistan.
- Preguntar al cliente si se desea revisar el equipo antes de empezar el trabajo.
- Revisar: El medidor de volúmenes de los tanques, el captura muestras, válvulas del tanque para poder hacer el cambio que sea necesario.
- Hacer las asignaciones numéricas correspondientes para los camiones bomba, si fuera apropiado.
- Revise la presión prevista.
- Tenga en cuenta las presiones máximas soportadas por el equipo.
- Instruir al equipo de trabajo sobre los procedimientos a tomar en cuenta para hacer las pruebas de presión a los equipos.
 - ✓ Realizar pruebas de presión a todas las líneas antes de bombear.
 - ✓ Probar todas las líneas de alta presión al máximo (1000 psi. O más)
 - ✓ No debe exceder la presión máxima de trabajo.
 - ✓ No exceda la presión máxima de trabajo de boca de pozo, aislar la válvula de cabeza de pozo a consideración del cliente, para poder probar las líneas de tratamiento de Baker Hughes a 1000 psi.
 - ✓ Realizar varias pruebas de presión en la bomba y en las líneas de prueba hasta conseguir la presión máxima de trabajo permitida.
- Revisar un plan de contingencia en caso de arenamientos.
- Revisar todos los procedimientos de seguridad relacionados con el trabajo y designe un lugar para recurrir en caso de un accidente.
- Revisar un plan de contingencia para emergencias inesperadas, tales como incendios, líneas rotas y para un eventual derrame del fluido.
- Designar un vehículo de emergencia con un conductor y su respectivo copiloto, asegúrese de la ubicación del centro de emergencia más cercano.
- Asegurarse de que el personal apropiado tienen una copia del horario de bombeo.

- Llene el formulario Seguridad y Operaciones; y mantener reuniones para asegurarse de que todo el personal esté presente en la reunión.

5.4. Ejecución de trabajos de tratamientos ácidos y matriz

5.4.1. Propósito

Baker Hughes se asegurará que sus empleados conozcan completamente los procedimientos requeridos paso a paso para proporcionar servicios y productos de calidad a nuestros clientes. La conformidad con esta norma garantiza la máxima calidad del empleo y la seguridad personal.

5.4.2. Alcance

Esta norma describe los procedimientos para la supervisión in situ. Utilice esta norma para todos los trabajos de estimulación de ácido.

5.4.3. Funciones y responsabilidad

El supervisor de servicio o el supervisor de operaciones, designado por el gerente de campo, es responsable de la ejecución de este proceso. El supervisor dirigirá la operación de tratamiento ácido para reducir al mínimo o corregir todos los problemas que se producen antes de la ejecución de la siguiente etapa en el procedimiento.

5.4.4. Chequeo del armado y cabezal del pozo

Revisar el cabezal del pozo y todas las líneas de tratamiento de alta presión para asegurar la alineación correcta de la válvula. El supervisor encargado de la ubicación o su designado debe completar la inspección antes de realizar las pruebas de presión y comenzar las operaciones del tratamiento.

Si la alineación de la válvula requiere un cambio en el trabajo, el supervisor a cargo de la locación o su designado deberá planear y discutir los cambios de alineación de la válvula en la reunión de seguridad previo al trabajo.

5.4.5. Pruebas de presión

Debe realizarse pruebas de presión en todas las líneas de tratamiento de alta. Las personas no autorizadas deben permanecer al menos 75 pies de todas las operaciones de prueba de presión.

- Cargue el bola inyector justo antes de bombear.
- El supervisor de servicio deberá ser testigo de la carga de la bola inyector.

5.4.6. Revisión de equipo y procedimiento de trabajo

Revise y asegúrese de que el cliente está familiarizado con todos los equipos e instrumentación del tratamiento. Revise el procedimiento de trabajo con el representante de atención al cliente antes de comenzar el trabajo.

5.4.7. Obtener la aprobación de los clientes y mantenerlo informado

Obtener la aprobación por parte del cliente y pedir las instrucciones de último minuto antes de bombear.

- Mantener al cliente informado a medida que progresa el trabajo.
- Avisar al cliente sobre cualquier cambio significativo en la presión, velocidad o la concentración del agente apuntalante.
- Informe al cliente a medida que avanza de una etapa a otra, tal como, agentes sólidos de bloqueo, los tipos de agente de sostén, diferentes fluidos, cambio reticulante, etc.
- Mantener al cliente informado de la siguiente información vital.
 - ✓ Ácido o líquido derramado en la locación
 - ✓ Estado de la bola de sellador
 - ✓ Problemas en los equipos relevantes
 - ✓ El momento al iniciar la descarga
 - ✓ Cuando se inicia o se deja aditivos húmedos o secos
- Ofrecer consejos de la experiencia del personal de Baker Hughes durante el proceso de tratamiento si se observan irregularidades durante el tratamiento.
- Esté preparado en todo momento para informar al cliente sobre el estado de los fluidos y aditivos.
- El cliente tiene que aprobar todos los cambios o variaciones en los líquidos, aditivos y ratas para bombear. Hacer cualquier cambio en el procedimiento podría requerir de una gestión de cambio de formulario.
- Asegúrese de etiquetar correctamente los químicos a usarse y que los eventos de trabajo estén claramente marcados.
- Al concluir el trabajo, medir y documentar los resultados de todos los líquidos restantes y los volúmenes aditivos.

5.5. Requerimientos después de ser aplicado el tratamiento ácido

5.5.1. Alcance

Esta norma describe los procesos después del trabajo realizado, requisito para todos los tratamientos de estimulación ácido.

5.5.2. Roles y responsabilidades

El supervisor de servicio o el supervisor de operaciones, designado por el Gerente de campo, es responsable de la ejecución de este procedimiento. El supervisor dirigirá la operación del servicio para minimizar o corregir todos los problemas que ocurran y antes de la ejecución del siguiente paso en el procedimiento.

5.5.3. Instrucciones especiales del cliente:

Al finalizar el trabajo pedir al cliente instrucciones especiales con respecto a cualquiera de las siguientes opciones.

- Tiempos de cierre.
- Transferencia de fluidos, desarmado de equipos, requerimientos para el lavado
- Líquidos corrosivos sobrantes en los tanques
- Volver a conectar las líneas de flujo, bridas y medidores.
- Conexiones en ubicación.

5.5.4. Reunión después del trabajo de estimulación

Llevar a cabo una reunión con el personal de trabajo una vez finalizado el tratamiento.

- Hablar de rendimiento en el trabajo incluyendo problemas y acciones correctivas.
- Informar al equipo de servicio de instrucciones especiales con respecto al desarmado y lavado de los equipos.
- Revisión de los riesgos de seguridad.

5.5.5. Recibo de campo completo, formularios e informes para el cliente

Aprobar la recepción de informes del campo; así como del tratamiento, usando de una manera oportuna la revisión de formularios con el cliente.

- Solicite el número de informes que necesite el cliente.
- Al obtener la firma del cliente, le agradecemos por el trabajo y pedimos información del siguiente tratamiento a realizarse en la locación.

5.5.6. Formularios completos para el Gerente de Campo

Utilizar y monitorear los siguientes formularios a la discreción del Gerente de Campo o de las operaciones de supervisor. El grupo de gestión de activos también utilizará estas formas al inspeccionar las operaciones del distrito.

- Los cálculos de variación de producto.

- Prácticas estándar de estimulación in situ.
- Evaluación del trabajo de fracturamiento.
- Evaluación del tratamiento ácido.

5.5.7. Instrucciones de Campo

Cuando se satisfacen las necesidades del cliente se pone a conocimiento en la Gerencia de Campo para obtener instrucciones adicionales. El supervisor del servicio examinará los siguientes artículos con los miembros del equipo de servicio.

- Asegúrese de que el camión reciba adecuadamente el mantenimiento necesario.
- Asegúrese de que los controladores no han superado las horas que impone el Departamento de transporte (DOT) de los requerimientos de servicio.
- Establecer asignaciones de unidad con procedimientos para viajar de una locación a otra.

5.5.8. Limpieza de la licuadora, bombas y líneas

Utilice los siguientes pasos para limpiar la licuadora, bombas y líneas con una unidad especializada para evitar derrames en el lugar.

Tabla 58. Pasos para limpiar la licuadora, bombas y líneas con una unidad especializada

Pasos	Descripciones
1	Cierre en la cabeza del pozo.
2	Manguera de aire de tres pulgadas.
3	Conecte el crossover a la manguera de 4 pulg.
4	Conectar la manguera de 4 pulgadas al colector de aspiración licuadora.
5	Ajustar la plomería de la licuadora a la bomba de aire a través del crossover.
6	Controlar los strokes de la bomba mientras se bombea aire en el sistema.

Fuente. Baker Hughes - Coiled Tubing.

Elaborado por: Caiza Byron, Méndez Andrés.

5.5.9. Abandonar la locación limpia

Dejar la ubicación limpia y en una condición aceptable, preferiblemente más limpio que cuando se llega, tal como:

- Sin derrames de productos.
- Limpio para evitar sobrante químico en las líneas y tanques.

CAPITULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- En la actualidad el 88 % de la producción del Campo Palo Azul corresponde al reservorio Hollín y el 12 % restante a la arenisca del miembro basal tena y areniscas del miembro U y T de la formación Napo.
- El Sistema de Levantamiento Artificial en el Campo Palo Azul es el Bombeo Electosumergible.
- La principal causa del daño en el reservorio Hollín del Campo Palo Azul se debe a la presencia de arcillas migratorias (Kaolinita); generando un taponamiento progresivo de la zona productora, la que se manifiesta por una disminución en el aporte del pozo.
- Una vez realizados los análisis de núcleos de los pozos Palo Azul-02 y Palo Azul-04 por BJ Services, se concluyó que la técnica óptima para remover el daño de formación fué el tratamiento ácido matricial.
- Los resultados obtenidos en el pozo Palo Azul-02 al aplicar el tratamiento ácido matricial el 28 de agosto de 2010 fueron exitosos; es decir, se removió los finos presentes y el daño de formación mejorando la permeabilidad de la zona de interés y recuperando la producción del pozo a 2262 BFPD con un corte de agua del 24 %.
- Se puede notar que en el pozo Palo Azul-40 existe un alto porcentaje de Kaolinita en el reservorio Hollín por lo que fue necesario el empleo del estabilizador de arcillas (FSA-1) dentro del tratamiento ácido.
- En el pozo Palo Azul-40 se realizaron 4 workover con el mismo objetivo y tratamiento, el cual fue remover el daño de formación, siendo el más exitoso, el workover 4 con una recuperación de producción a 1267 BFPD y 80% de BSW.
- Previo al tratamiento ácido matricial en el pozo Palo Azul-44 se realizaron dos pruebas de inyektividad dando como resultados parámetros no satisfactorios, pero dada la decisión del cliente se inyectó el tratamiento.
- Después de haber realizado el tratamiento ácido matricial en el pozo Palo Azul-44 el 30 de marzo de 2013 los objetivos planteados en este pozo no se cumplieron de manera exitosa,

se recuperó la producción de fluido pero con un mayor corte de agua al que se tenía antes de realizar el tratamiento.

- Analizado el Flujo Neto de Caja se pudo concluir que la inversión realizada en los trabajos de estimulación del pozo Palo Azul-02 y Palo Azul-40 se recuperó en 7 y 5 días respectivamente por su significativo aumento de producción de petróleo; no así, en el pozo Palo Azul-44 que el tiempo de recuperación de la inversión fue 24 días.

6.2. RECOMENDACIONES

- Debido a la alta rentabilidad que se generó en los trabajos de Estimulación Ácida Matricial para los pozos analizados en este proyecto, se recomienda realizar tratamientos EAM en pozos del Campo Palo Azul con daños de formación para aumentar la producción de crudo.
- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión Build Up antes y después de cualquier estimulación que se realice en los pozos del campo, manteniendo tiempos óptimos para que se alcance el estado pseudoestabilizado; teniendo así una mejor perspectiva del pozo a ser tratado.
- Realizar más análisis convencionales y especiales de núcleos en pozos que se estén perforando actualmente, para obtener información suficiente que ayude a encontrar una formulación que sea eficiente y aplicable en los pozos del Campo.
- Se recomienda estimular pozos con cortes de agua mayores al 50 %. En estos casos para que el tratamiento sea efectivo debe ser complementado con modificadores de permeabilidad relativa, para que controlen el alto corte de agua.
- En el pozo Palo Azul-44 se recomienda realizar un segundo tratamiento de estimulación acida matricial con una nueva formulación de 3 % BJSSA complementado con AQUAFIX (RPM), para mejorar los resultados obtenidos en la primera estimulación. Este tratamiento debería realizarse lo más pronto posible para minimizar el alto corte de agua.
- Es necesario que los estudiantes de la Universidad Central del Ecuador reciban mayor apertura de las empresas Públicas, ya que este tipo de investigaciones sirve para un futuro estudio de nuevas generaciones.

CAPITULO VII

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

7.1. BIBLIOGRAFIA CITADA

1. (Marzo de 20(<http://www.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/Hidrocarburos/cspe201374.pdf>, 2013).
2. (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburifero, 2010).
3. (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburifero, 2010).
4. (Página Oficial Gobierno del Ecuador, Agencia de Control y Regulación Hidrocarburifero, 2010).
5. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Scale and precipitate damage P.21, 2nd Edition, BJ SERVICES.
6. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Organic deposition P.30, 2nd Edition, BJ SERVICES.
7. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Paraffin deposition, P.30, 2nd Edition, BJ SERVICES.
8. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Paraffin deposition, P.31, 2nd Edition, BJ SERVICES.
9. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Cit., P.27, 2nd Edition, BJ SERVICES.
10. Leonard Kalfayan. (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation: Cit., P.28, 2nd Edition, BJ SERVICES.

7.2. BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

Loenard Kalfayan (2001), Production Enhancement with Acid Stimulation, 2nd Edition, BJ SERVICES.

Gutiérrez, Abraham (1995), "Curso de Técnicas de Investigación y Metodología de Estudio", Serie Didáctica AG, Quito, Ecuador.

Henri Cholet (1987), Editor, "Well Production Practical Handbook", Instituto Francés del Petróleo.

Johnson. M.H., Montagna, J.N., Richard, B.M. (Febrero 1992), "Studies, Guidelines and Field Results of Nonviscosified Completion Brine Gravel Pack Carrier Fluids", SPE Paper 23774, Simposi Internacional SPE sobre Control del Daño de Formación, Lafayette, Louisiana.

Ledlow, L.B. (Octubre 1993), "High-Pressure Packing with Water: an Alternative Approach to Conventional Gravel Packing", SPE Paper 26543, 68ava. Conferencia Técnica Anual y Exposición, Houston, Texas.

Lee J. (1982), WellTesting, Serie de Textos SPE, Volumen 1.

BABY P, RIVADENEIRA M, BARRAGÁN R (Octubre 2004), "La Cuenca Oriente Geología y Petróleo", PETROBRAS.

BAKER HUGES (Enero 2006.), "Análisis del gradiente de fractura WAVEVAN Acústico Monopolar – Dipolar pozo Cononaco – 35", Petroproducción.

BJ SERVICES (Noviembre 2003), "Fractura Hidráulica", Ecuador.

COLLAZO JAVIER; "Enciclopedia dictionary of technical terms", Volumen 2, McGraw-Hill.

GAMBOA ALEXANDRA (Octubre 2007), "Estudio de incremento de producción mediante fracturamiento hidráulico en la arena T inferior del Campo Cononaco", EPN.

7.3. WEBGRAFIA

dspace.epn.edu.ec/bitstream/15000/.../T11020%20CAPITULO_2.pdf. (Acceso el 13 septiembre de 2013)

industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/.../bombeo-electrosum. (Acceso el 20 de septiembre del 2013).

www.oilproduction.net > Home > Artificial Lift. (Acceso el 21 de septiembre del 2013).

<http://www.patentesonline.com.mx/busqueda?q=bombas%20electrosumergibles>. (Acceso el 21 de septiembre del 2013)

industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/.../bombeo-electrosum. (Acceso el 20 de septiembre del 2013).

www.oilproduction.net > Home > Artificial Lift. (Acceso el 21 de septiembre del 2013).

<http://www.patentesonline.com.mx/busqueda?q=bombas%20electrosumergibles>. (Acceso el 21 de septiembre del 2013)

CAPITULO VIII

8. ANEXOS

8.1. ANEXO A. Glosario de Términos Técnicos

Aceite in situ (OIP Oil in Place).-Es la estimación de la verdadera cantidad de aceite en un yacimiento, y por lo tanto una cifra superior a las reservas recuperables de yacimiento.

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.

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 (algunos μm en láminas hexagonales o a veces en fibras).

Arenamiento.- Fenómeno donde material del reservorio viaja hacia el pozo y la superficie junto con los fluidos producidos.

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

BSW.- Abreviatura de “Basic Sediment and Water”, que se antepone al indicar el porcentaje de materiales extraños y agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados del mismo antes de su entrega en el punto de venta.

BHA.- Traducido al inglés: Botton Hole Assembly, representa al conjunto de fondo del pozo.

Calizas.- Roca sedimentaria calcárea, compuesta mayormente de carbonatos, magnesio o combinaciones particulares.

Lutita.- Roca sedimentaria de grano muy fino, compuesta de partículas de limo y arcilla, cuya principal característica es presentar el efecto de fisilidad (formación de estructura en hojas).

Limolita.- Roca sedimentaria constituida por un tamaño de partícula correspondiente al limo (20-2 micras).

Litología.- Estudio, descripción y clasificación de rocas.

Presión de Formación o de Reservorio.- Presión natural a la cual es sometido el petróleo o gas por efectos del peso de la corteza terrestre y la profundidad, la misma que los empuja a la superficie.

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.

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.

Período de flujo.- Intervalo de tiempo, en las pruebas de producción, en el que se permite que el pozo fluya, para registrar las presiones y medir los caudales producidos.

Presión del anular.- Presión medida en superficie en el espacio anular cuando el pozo se cierra en cabeza o durante la circulación de una venida.

Presión de cierre.- Presión medida en superficie durante un ensayo cuando el pozo se ha cerrado en cabeza. Si esta presión es nula, el pozo no fluye.

8.2. ANEXO B. Cronograma de Actividades

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES						
ACTIVIDADES	SEPTIEMBRE 2013	OCTUBRE 2013	NOVIEMBRE 2013	DICIEMBRE 2013	ENERO 2014	FEBRERO 2014
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	X					
MARCO TEÓRICO	X					
DISEÑO METODOLÓGICO	X	X				
ENTREGA DE PROTOCOLO			X			
ANÁLISIS E INTERPRETACION DE DATOS				X		
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES					X	
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS					X	
ANEXOS					X	
DEFENSA DE TESIS						X

8.3. ANEXO C. Presupuesto

PRESUPUESTO	
MATERIALES	COSTO (USD)
LIBROS	150
MATERIAL DE ESCRITORIO	50
TRANSPORTE	500
ESTADIA	300
COPIAS	30
IMPRESIONES	150
EMPASTADOS	150
DERECHOS DE ADMINISTRATIVOS	120
TOTAL	1450

8.4. CURRICULUM VITAE CAIZA BYRON



DATOS PERSONALES

BYRON VINICIO CAIZA REMACHE

ID	1722720677
FECHA DE NACIMIENTO	13 de Agosto de 1988
LUGAR DE NACIMIENTO	Quito – Pichincha - Ecuador
ESTADO CIVIL	SOLTERO
DIRECCIÓN	Tambillo Barrio Santa Rosa Baja
TELEFONO	022318535 - 0981311776
E-MAIL	aziac_1988@yahoo.es

PERFIL

Joven, serio, dinámico, con ganas de labrarse un futuro. Buena presencia. Con experiencia en liderar equipos de trabajo, imaginación e iniciativa para desarrollar ideas nuevas y con facilidad para tomar decisiones.

FORMACION ACADEMICA

ESTUDIOS PRIMARIOS	Escuela Fiscal Mixta "ISIDRO AYORA"
ESTUDIOS SECUNDARIOS	Colegio Polivalente "JUAN DE SALINAS"
TÍTULO OBTENIDO	FÍSICO MATEMATICO
ESTUDIOS SUPERIORES	UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
TÍTULO OBTENIDO	INGENIERO DE PETRÓLEOS (Febrero de 2014)

FORMACION ACADEMICA

INGLES (INTERMEDIO 50%)

Ingles I, II, III, IV, V Level. Centro de Idiomas Universidad Central del Ecuador

MANEJO DE SOFTWARE

Microsoft OFFICE (WORD, EXCEL, POWER POINT)

SEMINARIOS

- JORNADAS TECNICAS SCHLUMBERGER, realizadas el dia 19 de noviembre del 2013, Quito-Ecuador
- JORNADAS TECNICAS HALLIBURTON, realizadas los días 29 y 30 de abril del 2013, 16 horas de duración. Quito-Ecuador.
- Charlas "JORNADAS TECNICAS 2012" Auspicio HALLIBURTON- Universidad Central Del Ecuador (Junio 2012, Duración 24 h).
- 5to OIL & GAS INTERNACIONAL-EXPO AND CONGRESS ECUADOR 2012, Escuela Superior Politécnica Del Litoral (Quito, 31 Julio, 1 y 2 Agosto 2012).
- PRIMER CONGRESO LATINOAMERICANO DE TRATAMIENTO PARA LA DESHIDRATACIÓN DE CRUDO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA PETROLERA (7 de Junio del 2012, Duración 27 h).

PRIMERAS JORNADAS TECNICAS DE RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO & FORO DE EXPERTOS EN CONTROL DE AGUA (Noviembre 2011, Duración 24 h).

- ESTIMULACION Y FRACTURAMIENTO HIDRAULICO, Schlumberger-SPE (Noviembre 2011, Duración 8 h).

RECONOCIMIENTOS

- Certificado Otorgado por el “DEPARTAMENTO DE BIENESTAR ESTUDIANTAL” en respuesta al más alto puntaje del Año Lectivo 2009-2010, 3er Semestre Escuela de Petróleos de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental.
- Ganador del “CONCURSO DE MEREcimientos PARA AYUDANTIA DE CATEDRA DE LA CARRERA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, FIGEMPA - UCE” en el periodo 01 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013.

EXPERIENCIA LABORAL

CARRERA DE INGENIERIA DE PETROLEOS, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental, Universidad Central del Ecuador.

OCUPACIÓN: Ayudante de la Carrera de Ingeniería de Petróleos de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. (Enero 2013-Diciembre 2013).

SUPERVISOR:

- Ing. Patricio Izurieta, Director de la Carrera de Ingeniería de Petróleos.
- Myrian López, Secretaria de la Carrera de Ingeniería de Petróleos.

NUMERO TELEFÓNICO: 3214-020

PRACTICAS PREPROFESIONALES

**SERVICIOS DE ASISTENCIA TÉCNICA Y DE INGENIERÍA DE
ECUADOR (PRÁCTICAS PRE-PROFESIONALES “Q-MAX”)**

1ST – 31TH AGOSTO DE 2013

OCCUPACION: PASANTE EN LOS LABORATORIOS

SUPERVISOR: Ing. Andrea Chávez

NUMERO TELEFONICO: 3332078 / 3332079

REFERENCIAS PERSONALES

Myrian López

Secretaria de la Carrera de Ingeniería de Petróleos.

Telf: 3214-020

Cell: 0986837495



CAIZA REMACHE BYRON VINICIO

1722720677

FEBRERO, 2014

8.5. CURRICULUM VITAE EDISON ANDRÉS MÉNDEZ CARRIÓN



DATOS PERSONALES

NOMBRE	EDISON ANDRES MENDEZ CARRION
ID	1723028690
FECHA DE NACIMIENTO	12 de septiembre de 1988
LUGAR DE NACIMIENTO	QUITO, Santa Prisca, ECUADOR
ESTADO CIVIL	SOLTERO
DIRECCIÓN	LOS ARRAYANES S13-122
TELFONO	022661523/0987204063
E-MAIL	andres_88mendez@hotmail.com

PERFIL

- Mi principal fortaleza ha sido siempre el trabajo en equipo, la gran virtud de ser social y ayudar a los demás también van de la mano, lo que hace un trabajo más eficiente y técnicamente aceptable.

FORMACION ACADEMICA

Universidad: "Universidad Central del Ecuador", Ingenieria de Petroleos, Graduado Febrero 2014.

Colegio: "JUAN PÍO MONTUFAR", 2001-2006

Escuela y Jardín: "Concentracion Deportiva de Pichincha", 1994-2000 " ,República de Guatemala" Educacion Primaria 1993-1994.

Lenguaje Extranjero: Inglés, Destrezas habladas (bueno) 80 %, destrezas escritas (bueno) 80 %.

CURSOS DE ESPECIALIZACION Y TALLERES

- Centro de Educacion Continua "Escuela Politecnica Nacional" (CEC)
Nivel nueve de inglés (Academic two)
- Centro de Idiomas "Universidad Central del Ecuador "
Nivel cuatro de inglés.

SEMINARIOS

- Annual Technical Conference and Exhibition ATCE 2012 , 8-10 DE Octubre DEL 2012 , San Antonio , Texas, USA.
- Taller Seminario sobre "USO DE LA INFORMACION CONTENIDA EN LAS PATENTES DE LAS ACTIVIDADES PARA Invención DE INVESTIGACIÓN" otorgado por 8 horas realizadas el 4 de abril de 2012.
- Taller Seminario sobre "JORNADAS TECNICAS HALLIBURTON" otorgado por 24 horas completadas 14 hasta 16 marzo, 2012.
- Seminario taller sobre "PRIMERAS JORNADAS TECNICAS DE RECUPERACION MEJORADA DE PETROLEO Y FORO DE EXPERTOS EN CONTROL DE AGUA", otorgado por 24 horas completadas en 15 a 17 noviembre 2011.
- Seminario 1 er Congreso Latinoamericano de Tratamiento para la Deshidratacion de Crudo y Control de la Corrosion en la Industria Petrolera del 5 al 7 de junio del 2012.
- Seminario 5 to OIL AND GAS International expo and congress version Ecuador , 30 de julio al 02 de agosto 2012.
- Jornadas tecnicas de Halliburton , participación como estudiante y organizador , Mayo 2013.

EXPERIENCIA LABORAL

AMAENERGY SERVICE S.A. (PRACTICAS PRE-PROFESIONALES)

30TH ENERO – 20TH FEBRERO, 2012

OCCUPACION: QA/QC

SUPERVISOR: Lcda. Erica Lopez Vallejo

NUMERO TELEFONICO: 3332078 / 3332079

REFERENCIAS PERSONALES

Ing. Juan Pablo Játiva Méndez

Bit Engineer

HALLIBURTON

Tel: 0998025254

Ing. Rothman Méndez Andrade

Ingeniero en Sistemas

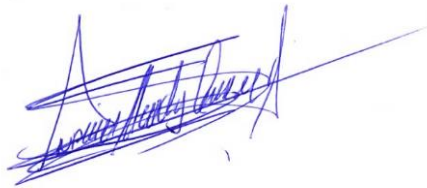
Operaciones Rio Napo (Sacha Central)

Cel: 0987417157

Dra. Edith Méndez Méndez

Estudio Jurídico Terán Moscoso (ABOGADA)

Tel: 0998994283



EDISON ANDRES MENDEZ CARRION

1723028690

17 de Febrero , 2014