



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**“ANÁLISIS DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL
CON UNIDAD DE COILED TUBING A LA ARENA BASAL
TENA EN EL POZO PALO AZUL-30”**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS**

JAVIER ESTEBAN COLOMA ALMEIDA

DIRECTOR: ING. FAUSTO RAMOS

Quito, Junio 2015

© Universidad Tecnológica Equinoccial. 2015
Reservados todos los derechos de reproducción

DECLARACIÓN

Yo **JAVIER ESTEBAN COLOMA ALMEIDA**, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

La Universidad Tecnológica Equinoccial puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Javier Esteban Coloma Almeida

C.I. 1714825104

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo que lleva por título “**ANÁLISIS DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON UNIDAD DE COILED TUBING A LA ARENA BASAL TENA EN EL POZO PALO AZUL-30**”, que, para aspirar al título de **Ingeniero de Petróleos** fue desarrollado por **Javier Esteban Coloma Almeida**, bajo mi dirección y supervisión, en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería; y cumple con las condiciones requeridas por el reglamento de Trabajos de Titulación artículos 18 y 25.

Ing. Fausto Ramos Aguirre.

DIRECTOR DEL TRABAJO

C.I. 1705134102

CARTA DE LA INSTITUCIÓN



Secretaría de
Hidrocarburos
ECUADOR

Av. Amazonas N°74-80 y Juan Pablo Stepi,
Edif. Amazonas 4000 Tel: (003 3955100) Quito

Oficio Nro. SHE-SCH-UTE-2014-3093-OF

Quito, D.M., 14 de noviembre de 2014

Asunto: Tesis de Grado

Señor Ingeniero
Fausto René Ramos aguirre
Coordinador de Carrera Ingeniería en Petróleos
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA EQUINOCCIAL
En su Despacho

De mi consideración:

En atención a la comunicación UTE-PP-AAM-No.00812-2014, de 31 de octubre de 2014, mediante el cual el Coordinador de la carrera de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Tecnológica Equinoccial, solicita conceder las facilidades necesarias a fin de que el señor **COLOMA ALMEIDA JAVIER ESTEBAN**, estudiante de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, realice su proyecto de tesis de grado en la Secretaría de Hidrocarburos; al respecto cumpla en indicar que se aprueba lo solicitado.

Suscribo el presente oficio en virtud de la Delegación otorgada mediante Resolución No. 624 de 7 de mayo de 2014, por la Dra. Yvonne Fabara Arias, en su calidad de Secretaria de Hidrocarburos.

Atentamente,

Ing. Diógenes Salomón Morán Muñoz
DIRECTOR DE LA UNIDAD TÉCNICA

Referencias:
- SHE-CAF-CDD-2014-6992-CD

ja/jc

DEDICATORIA

Dedicado a mis padres, por su valioso apoyo y esfuerzo en toda mi carrera universitaria.

Javier E. Coloma

AGRADECIMIENTO

A Dios que ha guiado mi camino y me ha permitido alcanzar esta meta tan importante en mi vida.

A mis padres por su infinito amor y su apoyo incondicional.

A la Universidad Tecnológica Equinoccial, y sus docentes por impartir sus experiencias y conocimientos.

Al Ingeniero Fausto Ramos por su valiosa asesoría en la realización del presente trabajo de titulación.

A mis familiares, amigos, compañeros de trabajo ya todos aquellos que formaron parte de mi vida universitaria y laboral.

A la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, institución que me dio la oportunidad de realizar mi proyecto de titulación.

Javier E. Coloma

ÍNDICE DE CONTENIDOS

RESUMEN	I
ABSTRACT	III
CAPÍTULO I	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA	3
1.2 JUSTIFICACIÓN	4
1.3 OBJETIVOS	5
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
CAPÍTULO II	6
2. MARCO TEÓRICO	6
2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA CUENCA ORIENTE	6
2.2 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO	9
2.2.1 TRAMPAS GEOLÓGICAS	11
2.2.1.1 Tipos de trampas geológicas	12
2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS	12
2.3.1 POROSIDAD	13
2.3.1.1 Porosidad efectiva	14
2.3.1.2 Porosidad no efectiva o residual	15
2.3.1.3 Porosidad absoluta o total	15
2.3.2 PERMEABILIDAD	15
2.3.2.1 Unidades de la Permeabilidad	16

2.3.2.2 Tipos de Permeabilidad	16
2.3.3 SATURACIÓN	17
2.3.4 MOJABILIDAD.....	18
2.3.4.1 Clasificación en base a la Mojabilidad	18
2.3.5 CAPILARIDAD.....	19
2.3.6 DENSIDAD	20
2.3.7 VISCOSIDAD	21
2.3.7.1 Viscosidad Dinámica.....	21
2.3.7.2 Viscosidad Cinemática.....	21
2.3.7.3 Ecuación de Andrade.....	22
2.4 DAÑO DE FORMACIÓN.....	22
2.4.1 OPERACIONES EN LAS CUALES SE PRODUCE DAÑO DE FORMACIÓN.	27
2.4.1.1 En Perforación	27
2.4.1.2 En Cementación	29
2.4.1.3 En operaciones de Cañoneo.....	30
2.4.1.4 En Producción.....	31
2.4.2 PRINCIPALES CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN	34
2.4.2.1 Daños por invasión de fluidos.....	34
2.4.2.2 Daño por arcillas.....	36
2.4.2.3 Daño por bloqueo de emulsiones	38
2.4.2.4 Daño por precipitación secundaria.....	38
2.4.2.5 Daño asociado con la producción	39
2.4.3 DAÑO EN POZOS INYECTORES	40
2.4.4 EVALUACIÓN DEL DAÑO	41
2.4.5 PREVENCIÓN DE DAÑOS	43
2.5 ESTIMULACIÓN	43
2.5.1 TIPOS DE ESTIMULACIÓN.....	44
2.5.1.1 Estimulación Matricial Reactiva	44
2.5.1.2 Estimulación Matricial No Reactiva.....	47
2.5.1.3 Estimulación Mediante Fracturamiento Hidráulico	50

CAPÍTULO III	55
3. METODOLOGÍA	55
3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO PALO AZUL.....	55
3.1.1 GEOFÍSICA DEL CAMPO PALO AZUL	56
3.1.2 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL	56
3.1.3 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LOS YACIMIENTOS DEL CAMPO PALO AZUL.....	59
3.1.3.1 Arenisca Basal Tena.....	60
3.1.3.1 Arenisca Napo "T"	60
3.1.3.2 Arenisca Hollín.....	61
3.1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDO	64
3.2 UNIDAD DE COILED TUBING	66
3.2.1 PRINCIPALES COMPONENTES DEL COILED TUBING	68
3.2.1.1 Carrete de Almacenamiento	69
3.2.1.2 Cabezal Inyector	70
3.2.1.3 Cabina de Control	73
3.2.1.4 Unidad de potencia.....	76
3.2.1.5 Camión Bomba	77
3.2.1.6 Camión Tanque	79
3.2.2 TIPOS DE ÁCIDOS	80
3.2.2.1 Ácido clorhídrico, HCl:	81
3.2.2.2 Ácido fluorhídrico, HF:	82
3.2.2.3 Ácido acético, CH ₃ -COOH	84
3.2.2.3 Ácido fórmico, HCOOH.....	86
3.2.3 COMBINACIONES Y FORMULACIONES ESPECIALES	87
3.2.3.1 Mud-Acid: Mezcla de HCl y HF	87
3.2.3.2 Mud-Acid secuencial.....	88
3.2.3.3 Ácido Fluobórico (ClayAcid).....	88
3.2.3.4 Ácido Fórmico-Fluorhídrico.....	88
3.2.3.5 Ácido Sulfámico y Cloroacético.....	88

3.2.3.6	Ácido Clorhídrico-Ácido Fórmico Clorhídrico	89
3.2.3.7	Ácidos Alcohólicos	89
3.2.4	TIPOS DE ADITIVOS	90
3.2.4.1	Surfactantes	90
3.2.4.2	Secuestrantes de Hierro	92
3.2.4.3	Inhibidores de Corrosión	94
3.2.4.4	Agentes de control de pérdida de filtrado	95
3.2.4.5	Agentes divergentes	95
3.2.4.6	Reductores de fricción	96
3.2.4.7	Alcoholes	96
3.2.4.8	Solventes Mutuales.....	97
3.2.4.9	Inhibidores de Arcillas.....	99
3.2.4.10	Agentes para controlar bacterias	101
3.2.5	REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES Y ASFALTENOS.....	101
3.2.5.1	Incrustaciones.....	101
3.2.5.2	Asfaltenos	102
3.2.6	TRATAMIENTO ÁCIDO EN CALIZAS, DOLOMITAS Y ARENISCAS	104
3.2.6.1	Tratamiento ácido en Carbonatos (Calizas y Dolomitas)	104
3.2.6.2	Tratamiento ácido en Areniscas.....	105
3.2.7	ETAPAS DEL TRATAMIENTO ÁCIDO	106
3.2.7.1	Preflujo.....	106
3.2.7.2	Tratamiento principal	106
3.2.7.3	Sobre desplazamiento	107
3.2.8	CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO ÁCIDO	108
3.3	GENERALIDADES DEL POZO PALO AZUL-30.....	109
3.3.1	ANTECEDENTES DEL POZO	109
3.3.2	ESTADO MECÁNICO DEL POZO	110
3.3.3	MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO PALO AZUL-30.....	113
3.3.4	DATOS DEL POZO	114
3.3.5	RESUMEN DE REACONDICIONAMIENTOS DEL POZO	115

3.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO BASAL TENA EN EL POZO PALO AZUL-30	116
3.4.1 REGISTRO DE CONTROL LITOLÓGICO	116
3.4.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA	117
3.4.3 REGISTRO DE CEMENTO	118
3.4.4 INFORMACIÓN DE PRESIÓN	118
3.4.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE BASAL TENA DEL POZO PALO AZUL-30	121
3.4.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES DE BASAL TENA EN EL POZO PALO AZUL-30	124
3.5 CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	125
3.6 CÁLCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN	126
3.7 TRATAMIENTO QUÍMICO	127
3.7.1 CleanSWEEP I	128
3.7.2 NH ₄ CL al 2% + UO ₆₆ al 10%	128
3.7.3 OneSTEP*	128
3.7.4 FLUIDO DE CONTROL	128
3.8 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS UTILIZADOS EN EL PROCESO.	128
3.8.1 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA PRESTADORA DE SERVICIOS.	128
3.8.2 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA OPERADORA.	129
3.9 PROCEDIMIENTO OPERATIVO	129
CAPÍTULO IV	136
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS	136
4.1 VENTAJAS OPERACIONALES DE LA UNIDAD DE COILED TUBING.	136

4.2 ANÁLISIS OPERATIVO DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL POZO PALO AZUL-30.....	138
4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO	143
4.3.1 PRECIO DE PETRÓLEO:	143
4.3.2 INGRESOS	144
4.3.3 EGRESOS.....	146
4.3.4 RELACIÓN COSTO - BENEFICIO.....	148
4.3.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	149
4.3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS	150
CAPÍTULO V	151
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
5.1. CONCLUSIONES	151
5.2. RECOMENDACIONES.....	153
5.3 BIBLIOGRAFÍA	155
5.4. ANEXOS	158

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Bloques petroleros de la cuenca oriente	6
Figura 2. Trampas estructurales y estratigráficas	11
Figura 3. Porosidad efectiva	14
Figura 4. Formaciones permeables e impermeables	16
Figura 5. Mojabilidad de los fluidos.....	19
Figura 6. Efectos de la capilaridad.....	20
Figura 7. Zona de permeabilidad dañada.	23
Figura 8. Perfil de presión para pozos dañados.....	25
Figura 9. Invasión de sólidos de perforación.....	28
Figura 10. Daño por cementación.....	29
Figura 11. Daño por punzados.....	31
Figura 12. Formación de emulsiones.....	32
Figura 13. Inyección de ácido a la formación.....	33
Figura 14. Daño por invasión de fluidos.....	36
Figura 15. Arcillas	38
Figura 16. Depositación de asfaltenos.....	39
Figura 17. Poros interconectados formando canales de flujo.	44
Figura 18. Estimulación reactiva.	46
Figura 19. Conificación por agua de formación.....	48
Figura 20. Fracturamiento hidráulico.	50
Figura 21. Acción del ácido según el caudal de inyección.....	51
Figura 22. Fracturamiento ácido.	52
Figura 23. Agente apuntalante.....	53
Figura 24. Inyección de ácido.	54
Figura 25. Ubicación del campo Palo Azul.....	55
Figura 26. Sismograma sintético del pozo Biguino-1	57
Figura 27. Líneas sísmicas del campo Palo Azul.....	59
Figura 28. Columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriana.	63
Figura 29. Unidad de coiled tubing	66
Figura 30. Limpieza de sólidos con tubería flexible	67

Figura 31. Unidad de coiled tubing en offshore.....	68
Figura 32. Carrete de almacenamiento de la tubería flexible.....	69
Figura 33. Desenrollado de la tubería flexible.....	70
Figura 34. Cabezal inyector	71
Figura 35. Blocks de agarre de la tubería flexible	72
Figura 36. BOP de la unidad de coiled tubing.....	73
Figura 37. Cabina de control del coiled tubing.....	74
Figura 38. Tablero de control de la cabina del coiled tubing.....	75
Figura 39. Unidad de potencia	76
Figura 40. Camión grúa con unidad de potencia	77
Figura 41. Camión bomba.....	78
Figura 42. Camión tanque y filtros de agua	79
Figura 43. Clasificación de químicos de tratamiento.....	80
Figura 44. Ácido clorhídrico	82
Figura 45. Ácido fluorhídrico	84
Figura 46. Ácido acético.....	85
Figura 47. Ácido fórmico	86
Figura 48. Acción del surfactante.....	92
Figura 49. Inhibidor de corrosión	95
Figura 50. Solvente mutual	98
Figura 51. Inhibidor de arcillas.....	100
Figura 52. Tubería taponada por incrustaciones y parafina.....	103
Figura 53. Xileno (solvente aromático)	103
Figura 54. Sobre desplazamiento	107
Figura 55. Tipos de pozos direccionales.....	111
Figura 56. Diagrama del pozo Palo Azul-30.....	112
Figura 57. Mapa de ubicación del pozo Palo Azul-30.....	113
Figura 58. Mud log de Basal Tena del pozo Palo Azul-30	117
Figura 59. Evaluación petrofísica de Basal Tena.....	117
Figura 60. Sección del registro de cementación de Basal Tena	118
Figura 61. Valores de presión en condiciones de flujo y estáticas.....	120
Figura 62. Resultados de la restauración de presión de Basal Tena.....	120

Figura 63. Historia de producción de Basal Tena en el pozo PA-30.....	122
Figura 64. Proyección de producción de Basal Tena.....	124
Figura 65. Unidad de slick line	130
Figura 66. Rig up de la unidad de coiled tubing	131
Figura 67. Prueba de presión en la punta del coiled tubing	132
Figura 68. Conexión de la punta del coiled tubing al cabezal del pozo.....	133
Figura 69. Monitor de control de inyección de tratamiento.....	139
Figura 70. Parámetros de control de inyección.....	139
Figura 71. Costo de producción por barril	148

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Bloques petroleros y operadoras del Ecuador	7
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Palo Azul	64
Tabla 3. Análisis PVT de los pozos referenciales PA-1 y PA-2.....	65
Tabla 4. Métodos para evitar precipitados	83
Tabla 5. Coordenadas del pozo Palo Azul-30.....	109
Tabla 6. Secciones de casing en el pozo Palo Azul-30	110
Tabla 7. Datos de pozo Palo Azul-30 al 16/10/2014	114
Tabla 8. Datos de la completación del pozo	115
Tabla 9. Datos PVT de Basal Tena del pozo Palo Azul-30.....	119
Tabla 10. Resultados del análisis de presión de Basal Tena.....	121
Tabla 11. Cuadro resumen de la historia de producción de Basal Tena....	123
Tabla 12. Resultados de la muestra de la parte externa de la tubería.....	125
Tabla 13. Datos para cálculo de daño de formación.....	126
Tabla 14. Producción del pozo antes del tratamiento de estimulación	142
Tabla 15. Producción del pozo después del tratamiento de estimulación..	142
Tabla 16. Precio del petróleo (WTI)	143
Tabla 17. Ingresos totales después de la EAM.....	144
Tabla 18. Ingresos por incremento de producción después de la EAM	145
Tabla 19. Tabla de costos estimados	147
Tabla 20. Egresos totales después de la EAM	147
Tabla 21. Resultados económicos del proyecto.....	150

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Mapa estructural del campo Palo Azul.....	158
Anexo 2. Producción del Campo Palo Azul hasta 2006.....	159
Anexo 3. Producción y Reservas del campo Palo Azul	159
Anexo 4. Esquema de desarrollo del campo Palo Azul	160
Anexo 5. Gradiente de presión del campo Palo Azul.....	161
Anexo 6. Interpretación 3D del campo Palo Azul.....	162
Anexo 7. Saturaciones iniciales del campo Palo Azul.....	163
Anexo 8. Correlación estratigráfica de Basal Tena	164
Anexo 9. Plan de contingencia.....	165
Anexo 10. Unidad de coiled tubing.	166

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Porosidad	14
Ecuación 2. Saturación de fluidos	159
Ecuación 3. Sumatoria de saturaciones.....	159
Ecuación 4. Grado API	20
Ecuación 5. Viscosidad cinemática.....	21
Ecuación 6. Viscosidad (ecuación de Andrade).....	22
Ecuación 7. Daño de formación (\sum Pseudodaños).	24
Ecuación 8. Caída de presión por daño de formación (ΔP_s).....	24
Ecuación 9. Daño de formación	25
Ecuación 10. Daño de formación para pozos verticales	26
Ecuación 11. Relación Costo Beneficio (RCN)	149
Ecuación 12. Período de Recuperación de Inversión (PRI).....	149

RESUMEN

El presente trabajo constituye un análisis del proceso de estimulación matricial a la arena Basal Tena, en el pozo Palo Azul-30, operado por PETROAMAZONAS EP, utilizando la unidad de coiled tubing.

La producción de petróleo en un pozo y su grado de inyectabilidad dependen en gran medida de la permeabilidad de las formaciones petrolíferas. En la mayoría de los casos la reducción de la permeabilidad cerca del pozo es debido al daño que se genera como resultado de la perforación y completación del pozo. Acumulaciones de finos, costras, parafinas, presencia de emulsiones, cambios de humectabilidad de la roca, corrosión del pozo, filtración de fluidos, entre otros, pueden generar daño de formación y afectar la producción de petróleo. Generalmente, para eliminar la zona dañada del pozo y aumentar la permeabilidad, se aplican tratamientos de estimulación ácida, capaces de remover el daño y generar nuevos orificios tipo gusano que permitirán una mejor movilidad de los hidrocarburos hacia la cara del pozo.

El uso de la unidad de coiled tubing en trabajos de estimulación de pozos brinda numerosas ventajas tanto económicas como operativas.

El objetivo del tratamiento de estimulación ácida matricial con unidad de coiled tubing en el pozo Palo Azul-30, fue mejorar la producción de petróleo e incrementar la permeabilidad en la cara de la formación, debido a que presentaba una caída de producción y un posible daño de formación en las vecindades del pozo.

Luego de la evaluación de la arena "Basal Tena" se confirmó la existencia de daño de formación, razón por la cual se ejecutó el reacondicionamiento No.8 que consistió en realizar un tratamiento de estimulación ácida matricial con unidad de coiled tubing.

El análisis de producción del pozo Palo Azul-30 realizado en el presente trabajo, demuestra que después del tratamiento de estimulación matricial, el pozo incrementó su producción de 109 BPPD a 140 BPPD (31 BPPD) durante el período de evaluación, el mismo que duró 17 días.

Posterior al período de evaluación, se realiza el reacondicionamiento No.9 con el objetivo de bajar el equipo de bombeo electrosumergible (BES), luego de lo cual la producción de petróleo cae a 66 BPPD.

Los indicadores económicos analizados en este trabajo demuestran que el proyecto no es rentable, ya que el incremento de producción de petróleo fue bajo y tuvo una duración de apenas 17 días. Esto representa una relación costo-beneficio de 0,14 lo que significa que se invierte 1 USD y se recupera 0,14 USD.

Para ejecutar el presente análisis económico sobre el proceso de estimulación matricial, se tomaron datos reales del pozo Palo Azul-30, como también indicadores financieros obtenidos de instituciones como PETROAMAZONAS EP y la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, las cuales proporcionaron información acerca del precio del petróleo, castigo al precio del crudo ecuatoriano, costos por barril de petróleo producido y costos operativos del trabajo de estimulación matricial con unidad de coiled tubing.

ABSTRACT

This paper is an analysis of the process of sand matrix stimulation Basal Tena in the Palo Azul-30 well, operated by PETROAMAZONAS EP, using a coiled tubing unit.

Oil production in a well and the degree of injectability depend heavily on the permeability of the oil formations. In most cases, the reduction on the permeability near the well is due to the damage that is generated as a result of drilling and well completion. Accumulations of fines, crusts, paraffins, presence of emulsions, changes on the wetting of the rock, corrosion of the well, filtration of fluids, among others, may generate formation damage and affect oil production. Generally, to remove the damaged area of the well and to increase permeability, acid stimulation treatments are applied, which are able to remove the damage and to generate new types of worm holes which will allow a better mobility of the hydrocarbons to the face of the well.

The use of coiled tubing unit in works of well stimulation offers many advantages both economic and operational.

The goal of matrix acid stimulation treatment with coiled tubing unit in the Palo Azul-30 well was to improve oil production and to increase the permeability in the formation face, because there was a decrease in production and a possible formation damage in the surroundings of the well.

After assessing "Basal Tena" sand, the existence of formation damage was confirmed, which is why reconditioning No. 8 was executed, that consisted on carrying out a matrix acid stimulation treatment with coiled tubing unit.

The analysis of the Palo Azul-30 well made in the present work shows that after matrix stimulation treatment, the well increased its production of 109

BOPD to 140 BOPD (31 BOPD) during the evaluation period, which lasted 17 days.

After the evaluation period, reconditioning No. 9 was done with the objective of lowering the electrical submersible pumping equipment (ESP), after which oil production falls to 66 BOPD.

The economic indicators analyzed in this paper show that the project is not profitable, because the increase in oil production was low and lasted only 17 days. This represents a cost-benefit ratio of 0.14 which means that 1 USD is inverted and recovered \$ 0.14 .

To run this economic analysis on the process of matrix stimulation, actual data were taken from the Palo Azul-30 well, as well as financial indicators obtained from institutions like PETROAMAZONAS EP and the Secretary of Hydrocarbons of Ecuador, which provided information about the price of oil, punishment to the price of Ecuadorian crude, cost per oil barrel produced and operational costs of the work of matrix stimulation with coiled tubing unit.

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCIÓN

Por décadas la industria petrolera ha venido trabajando en la perforación y reacondicionamiento de pozos, enfocándose en la necesidad de incrementar la producción de petróleo, perforando nuevos pozos y realizando reacondicionamientos a pozos en los cuales ha caído la producción.

La caída de la tasa de producción de petróleo es el efecto más común luego de haberse producido daño en una formación productora. Este daño puede presentarse de forma natural o puede ser provocado artificialmente. Esta no es la única causa por la que podría presentarse una disminución en la tasa de producción sino que podría deberse también a posibles defectos de los sistemas de levantamiento artificial o del diseño de la tubería, por lo que es conveniente realizar un análisis mediante la determinación del índice de productividad con respecto a otros pozos existentes.

Una de las operaciones más ampliamente aplicadas en la industria petrolera para mantener e incrementar la producción de petróleo es la estimulación matricial, la cual es típicamente aplicada a pozos en los cuales ha caído la producción debido a malas operaciones en las etapas de perforación y completación de pozos al utilizar fluidos que no son adecuados para estar en contacto con formaciones productoras porosas y permeables, pero donde más se puede generar daños de formación es en los reacondicionamientos de pozos, donde ocurre invasión de fluidos a las arenas productoras, provocando un daño en las propiedades petrofísicas de la roca como la porosidad efectiva y la permeabilidad, lo cual produce una alteración de presión en la cara de la arena por la acumulación de finos u otros bloqueos que disminuyen el caudal de petróleo hacia el pozo.

La estimulación matricial consiste en la inyección de fluidos de tratamiento a caudales y presiones por debajo de la presión de fractura, la selección de fluidos de tratamiento depende del tipo de daño, de la composición mineralógica y de las condiciones del yacimiento. Del conocimiento de estos factores depende el éxito de la operación de estimulación.

Los avances tecnológicos mediante simuladores, dispositivos de laboratorio e inspección del equipo de fondo durante trabajos de reacondicionamiento permiten diagnosticar el daño y determinar si un pozo representa un buen candidato para aplicar un tratamiento de estimulación matricial.

En el Ecuador las estimulaciones ácidas y fracturamientos a la formación, son comúnmente utilizados en yacimientos en los cuales ha caído la producción, sin embargo, la experiencia ha demostrado que no todos los pozos con problemas de producción necesitan un tratamiento de estimulación ácida sino más bien de estimulaciones “No ácidas” (no reactivas) debido a la naturaleza del daño que produce la declinación de producción, por lo que seleccionar un pozo candidato para estimular requiere de un exhaustivo análisis.

El capítulo II del presente trabajo contiene datos generales de la cuenca oriente, características petrofísicas de la roca y de los fluidos, la literatura referente al daño de formación y tipos de tratamientos de estimulación de pozos.

En el capítulo III se detalla información general acerca del campo Palo Azul, la unidad de coiled tubing y sus componentes, tipos de ácidos y aditivos utilizados en trabajos de estimulación de pozos, información del pozo Palo Azul-30, características del yacimiento Basal Tena y el cálculo de daño de formación. Adicionalmente se describe el proceso de estimulación matricial con unidad de coiled tubing a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30.

En el capítulo IV se exponen los resultados obtenidos luego de la aplicación del tratamiento de estimulación matricial a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 con su respectivo análisis, considerando aspectos técnicos y económicos que permitieron determinar las conclusiones y recomendaciones presentadas en el capítulo V.

1.1 ANÁLISIS DEL PROBLEMA

La caída de la tasa de producción de petróleo o la disminución de capacidad de inyección es el problema más común luego de haberse producido daño de formación. Este daño se genera de forma natural durante la vida de producción del pozo o puede ser provocado artificialmente por las diferentes intervenciones al mismo.

El daño puede presentarse durante diferentes etapas, como perforación, cementación, producción, limpiezas, tratamientos matriciales, operaciones de cañoneo, entre otros.

La caída de producción por presencia de daño de formación representa grandes pérdidas económicas para la empresa operadora, ya que se ve afectada la tasa de producción de petróleo aumentando a la vez el porcentaje de BSW. En ocasiones el daño de formación puede disminuir abruptamente la producción de petróleo, llegando a producir por debajo del límite económico, provocando la necesidad de cerrar el pozo.

Resultados de pruebas de restauración de presión y análisis de laboratorio evidencian que la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 presenta daño de formación, y como resultado un decremento en su producción de petróleo.

1.2 JUSTIFICACIÓN

El presente trabajo nos permitirá conocer las diferentes ventajas operativas y económicas de la unidad de coiled tubing, sus componentes y consideraciones que deberán tomarse en cuenta en un trabajo de estimulación matricial. Al utilizar esta tecnología tendremos un significativo ahorro en tiempo y dinero en comparación con un Rig de reacondicionamiento, el cual genera mayores gastos y tiempos de operación.

La aplicación de un tratamiento de estimulación ácida matricial a una formación es importante para restaurar e incrementar la producción del pozo, cuando éste ha sufrido una caída de producción por los motivos descritos anteriormente. El uso de ácido en un tratamiento de estimulación , permite mejorar la permeabilidad de la formación, debido a que éste disuelve y remueve el daño presente, propiciando la formación de agujeros tipo gusano que contribuyen a mejorar la movilidad de los fluidos hacia el pozo.

Una adecuada selección del tratamiento de estimulación ácida matricial mejorará el índice de producción del pozo tratado, provocando mayores ingresos económicos.

En razón de que el pozo Palo Azul-30 sufrió una caída de producción de petróleo luego del reacondicionamiento No. 7 por presencia de daño de formación, se lo consideró como un buen candidato para la aplicación de un tratamiento de estimulación matricial.

Este proyecto de investigación está principalmente enfocado en estudiar las características y procedimientos de operación en trabajos de estimulación matricial con unidad de coiled tubing con el fin de realizar un análisis de los resultados obtenidos en el pozo Palo Azul-30 luego de haber aplicado el tratamiento de estimulación ácida a la arena Basal Tena.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar técnica y económicamente la aplicación del tratamiento de estimulación matricial con unidad de coiled tubing a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul 30.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Evaluar las causas que provocan daño en una formación productora de petróleo.
- Analizar el historial de producción del pozo Palo Azul-30 antes y después del tratamiento de estimulación.
- Estudiar las características petrofísicas y de los fluidos de la arena Basal Tena.
- Evaluar el proceso operativo del tratamiento de estimulación matricial con unidad de coiled tubing a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30.
- Analizar económicamente los resultados del tratamiento de estimulación matricial a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 mediante un análisis de costo-beneficio.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1 ASPECTOS GENERALES DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente Ecuatoriana representa una de las cuencas subandinas más compuestas y más atractivas desde el punto de vista científico como económico. Posee alrededor de 34.000 millones de barriles de petróleo en sitio, aculados en 125 campos.

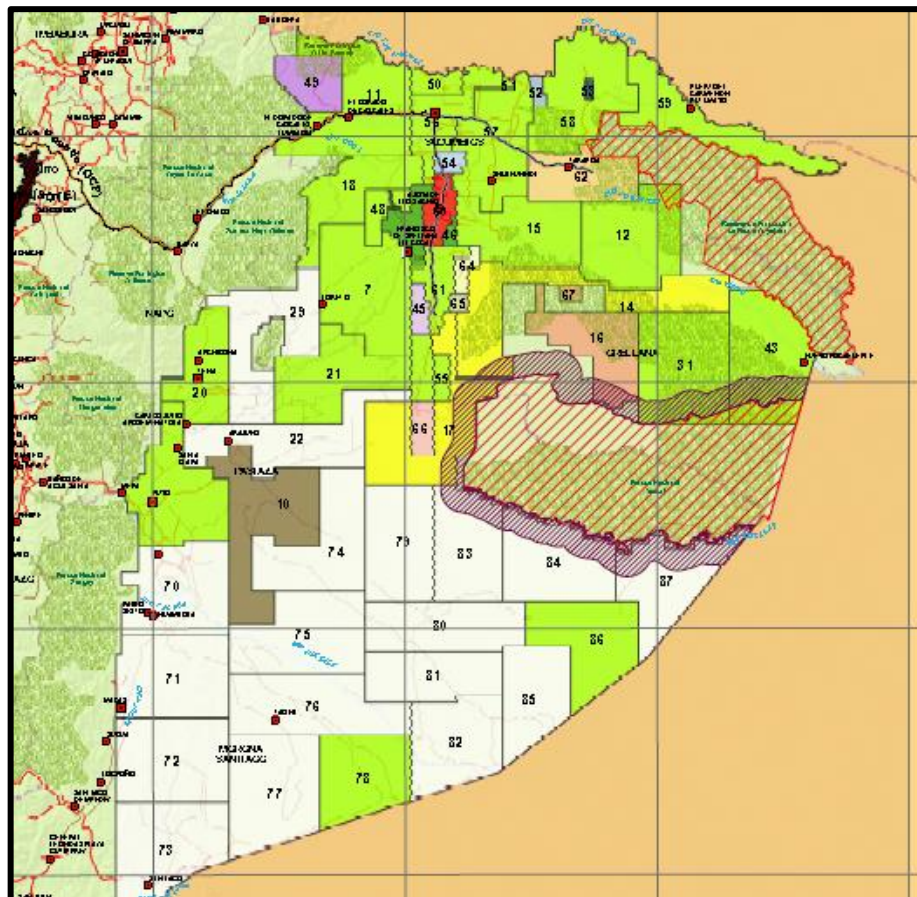


Figura 1. Bloques petroleros de la Cuenca Oriente
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Tabla 1. Bloques Petroleros y Operadoras del Ecuador

BLOQUES PETROLEROS Y OPERADORAS		
BLOQUE	NOMBRE	OPERADORA
1	Pacoa	Petroamazonas EP
2	Gustavo Galindo Velasco	Pacifpetrol S.A.
3	Jambelí	EnapSipetrol S.A.
5	Rodeo	Petroamazonas EP
6	Amistad	Petroamazonas EP
7	Coca - Payamino	Petroamazonas EP
10	Villano	Agip Oil Ecuador B.V.
11	Lumbaqui	Petroamazonas EP
12	Edén - Yuturi	Petroamazonas EP
14	Nantu	Petrooriental S.A.
15	Indillana	Petroamazonas EP
16	Iro	Repsol Ecuador S.A.
17	Hormiguero	Petrooriental S.A.
18	Palo Azul	Petroamazonas EP
20	Pungarayacu	Petroamazonas EP
21		Petroamazonas EP
28	Yuralpa	Petroamazonas EP
31	Apaika - Nenke	Petroamazonas EP
43	ITT	Petroamazonas EP
44	Pucuna	Petroamazonas EP
45	Puma	Consorcio Pegaso
46	MDC	EnapSipetrol S.A.
47	PBHI	EnapSipetrol S.A.
48	Punino	Petroamazonas EP
49	Bermejo	Tecpecuador S.A.
50	Charapa	Petroamazonas EP
51	Chanangue	Petroamazonas EP
52	Ocano - Peña Blanca	OrionEnergyOcanopb S.A.
53	Singue	Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.
54	Eno - Ron	Orion Oil Er S.A.
55	Armadillo	Petroamazonas EP
56	Lago Agrio	Petroamazonas EP
57	Shushufindi - Libertador	Petroamazonas EP
58	Cuyabeno - Tipishca	Petroamazonas EP
59	Vinita	Petroamazonas EP
60	Sacha	Operaciones Río Napo CEM
61	Auca	Petroamazonas EP
62	Tarapoa	Andes Petroleum Ecuador Ltd.
64	Palanda - Yuca Sur	Consorcio Palanda - Yuca Sur
65	Pindo	Consorcio Petrosud - Petroriva
66	Tigüino	Petrobell Inc.
67	Tivacuno	Repsol Ecuador S.A.
78		Petroamazonas EP
86		Petroamazonas EP

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

La amplia información de subsuelo de la Cuenca Oriente así como la presencia de afloramientos relativamente buenos en su margen occidental permitió desarrollar varios estudios orientados a definir su marco estructural y su evolución geodinámica, conocimientos indispensables para orientar las estrategias de exploración y de producción de hidrocarburos.

Hacia el oeste de la cuenca, todos los reservorios con excepción de Hollín cambian paulatinamente a facies más distales de plataforma, hasta perder casi totalmente su calidad de reservorio. En el caso de las areniscas M2 y M1 se desarrollan solo hasta el centro de la cuenca y desaparecen hacia el oeste, siendo evidente para el tiempo de depositación de M1, que los terrenos occidentales iniciaron su ascenso dentro de un cambio a la tectónica compresiva andina, caracterizada por la inversión de las fallas extensionales triásico-jurásicas.

La zona Occidental adyacente a la cordillera de los Andes se caracteriza por la presencia dominante del reservorio Hollín Inferior, con el 98% de crudo en sitio y acumulaciones menores en Basal Tena, Hollín Superior, calizas A y B. En esta zona los reservorios T y U constituyen reservorios de muy pobre o nula calidad, sin embargo el campo Pungarayacu se diferencia por ser la mayor acumulación de crudo de la cuenca, concentrado en las areniscas bituminosas del reservorio Hollín.

La zona Central, la más rica y con las mayores reservas de crudos livianos, evolucionan a partir del jurásico y se caracteriza por la presencia de fallas transcurrentes invertidas. Las reservas se concentran en los reservorios U (+/- 35%), Hollín Inferior (+/- 29%), y T (+/- 26%), con facies predominantes de tipo estuarino. En él están los mayores campos de la cuenca y entre ellos, los campos gigantes Shushufindi y Sacha. Contiene el 54% de petróleo en sitio (POES) de la cuenca.

La zona Oriental es el segundo en importancia con el 30% del POES de la cuenca concentrando en la arenisca M1 su principal reservorio con alrededor del 59% del petróleo en sitio de la zona, seguido de U (+/- 28%). Contiene un campo gigante: Ishpingo. Es una zona con predominio de crudos pesados.

2.2 YACIMIENTOS DE PETRÓLEO

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales estratigráficas o ambas. Por fortuna, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos siendo estos principalmente arenas areniscas, calizas y dolomitas, con aberturas intergranulares o con espacios porosos debidos a fracturas y efectos de soluciones.

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominadas acuíferos. También muchos yacimientos se hallan localizados en grandes cuencas sedimentarias y comparten un acuífero común. En este caso, la producción de fluidos de un yacimiento causará la disminución de presión en otros por la intercomunicación que existe a través del acuífero. En ciertos casos toda la trampa contiene petróleo y gas, y en este caso la trampa y el yacimiento son uno mismo.

El desplazamiento de petróleo y gas de los pozos se logra por: a) Expansión de fluidos; b) desplazamiento de fluidos, natural o artificialmente; c) drenaje gravitacional, y d) expulsión capilar.

Cuando no existe un acuífero y no se inyecta fluido en el yacimiento, la recuperación de hidrocarburos se debe principalmente a la expansión de

fluidos; sin embargo en el caso del petróleo la recuperación puede ser influenciada considerablemente por drenaje gravitacional.

Cuando existe intrusión de agua del acuífero o donde, en su lugar, se inyecta agua en pozos seleccionados, la recuperación se debe al mecanismo de desplazamiento, posiblemente ayudado por drenaje gravitacional o expulsión capilar. También se inyecta gas como fluido desplazante para aumentar la recuperación de petróleo y también se emplea en operaciones de reciclo para recuperar fluidos de condensado de gas. En muchos yacimientos los cuatro mecanismos de recuperación pueden funcionar simultáneamente, pero generalmente solo uno o dos predominan. Durante la vida productora de un yacimiento el predominio de un mecanismo puede cambiar de uno a otro, por razones naturales o como resultado de programas de ingeniería. Por ejemplo un yacimiento (sin acuífero) puede producir inicialmente por expansión de fluidos. Cuando su presión se haya agotado en gran extensión, la producción a los pozos resultará principalmente por drenaje gravitacional y el fluido luego llevado a la superficie por bombas. Aún más tarde se puede inyectar agua en pozos determinados, para desplazar petróleo adicional a otros pozos. Tal procedimiento se denomina comúnmente recuperación secundaria por inundación con agua. En este caso la secuencia de los mecanismos es: expansión, drenaje gravitacional y desplazamiento.

Bajo las condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos se encuentran bien sea en estado monofásico o en estado bifásico. El estado monofásico puede ser líquido caso en el cual todo el gas presente está disuelto en el petróleo. Por consiguiente habrá que calcular las reservas tanto de gas disuelto como de petróleo. Por otra parte, el estado monofásico puede ser gaseoso. Si este estado gaseoso contiene hidrocarburos vaporizados, recuperables como líquidos en la superficie, el yacimiento se denomina de condensado de gas. En este caso habrá que calcular las reservas del líquido (condensado) y las de gas. Cuando existe la

acumulación de estado bifásico al estado de vapor se denomina capa de gas y al estado de líquido subyacente, zona de petróleo.

2.2.1 TRAMPAS GEOLÓGICAS

Una trampa es una particular disposición estructural y/o estratigráfica que hace posible la acumulación de hidrocarburos, en volúmenes comerciales. La trampa es uno de los cinco requisitos esenciales para que se produzca una acumulación comercial de petróleo o gas, siendo los otros cuatro la roca madre, las condiciones de presión y temperatura, la roca sello y la roca reservorio.

La figura 2 indica los tipos de trampas más importantes para la acumulación de hidrocarburos.

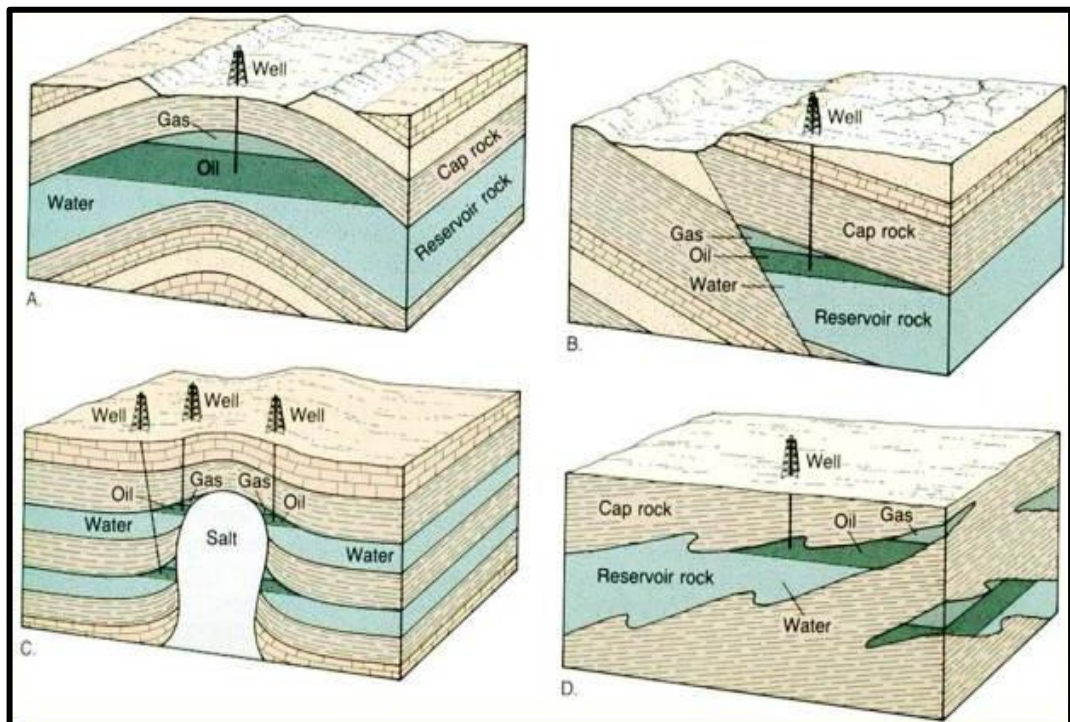


Figura 2. Trampas estructurales y estratigráficas
(<http://animalderuta.com>, 2010)

2.2.1.1 Tipos de trampas geológicas

Trampas estructurales: Están asociadas a deformaciones que ocurren en la corteza terrestre como plegamientos y/o fallamientos. Los yacimientos A y B de la figura 2 representan ejemplos de este tipo de trampas.

Trampas estratigráficas: Se producen como consecuencia de discordancias, variaciones laterales de facies o cambios diagenéticos. Pueden clasificarse en primarias y secundarias. Las primarias son aquellas que se originan conjuntamente con el depósito sedimentario, mientras que las secundarias se originan a partir de cambios diagenéticos (cementación, lixiviación, disolución, alteración mineral, etc.) o bien a causa de una discordancia. Ambas situaciones ocurren luego de depositada la roca.

Trampas combinadas: Son aquellas en las que en su conformación intervienen causas estructurales y estratigráficas.

2.3 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS

La importancia de las propiedades petrofísicas, como porosidad, permeabilidad, saturación, fuerzas capilares y resistividad, radica en que influyen directamente en la existencia de hidrocarburos en el yacimiento.

Para la determinación de las propiedades, existen diversos métodos, tales como la toma de registros eléctricos y análisis en laboratorio, los cuales presentan un alto índice de confiabilidad.

La porosidad de la roca reservorio no depende únicamente de la forma de los granos que la conforman sino también de su tiempo de posicionamiento, existen varios factores que podrían alterarla, los cuales pueden mejorar la circulación del hidrocarburo a través de ella o impedir el flujo del mismo; se

puede determinar una medida de porosidad mediante la utilización de diferentes métodos ya sean en laboratorio o in situ.

La permeabilidad es imprescindible para la existencia de hidrocarburo en el yacimiento, ya que gracias a esta propiedad de las rocas, el gas, el agua, y para nuestro interés primordial el petróleo puede fluir, migrar desde la roca madre, hasta depositarse en el yacimiento.

Siendo la saturación otra de las propiedades petrofísicas de gran importancia que permiten determinar la distribución de fluidos mediante porcentajes o fracciones ya sea de petróleo, agua o gas, se debe tomar en cuenta la relatividad de esta propiedad una vez efectuado la fase de producción.

La resistividad es una propiedad indispensable para determinar, mediante registros eléctricos, la presencia de los fluidos de interés para la producción petrolera. Esta propiedad puede ser afectada por distintos factores como porosidad, saturación, temperatura y presencia de sales y elementos conductores presentes en los fluidos.

Los resultados obtenidos de los análisis son de suma importancia para cada uno de los procesos que se llevarán a cabo posteriormente en las diferentes fases de la industria petrolera.

2.3.1 POROSIDAD

La porosidad nos indica la habilidad de la roca para contener fluidos; es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos.

Es definido como el volumen poroso (volumen entre los granos), dividido para el volumen total de la roca:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \quad ec. 1$$

Donde:

Φ = porosidad en %

V_p = volumen poroso

V_t = volumen total

Como el volumen de espacios disponibles para almacenar fluidos no puede ser mayor que el volumen total de la roca, la porosidad es una fracción. La porosidad es expresada como un porcentaje.

2.3.1.1 Porosidad efectiva

Se define como el volumen total de la roca que representa espacios que pueden contener fluidos y se encuentran comunicados entre sí; es la relación entre el volumen de poros interconectados con el volumen total de roca del yacimiento.

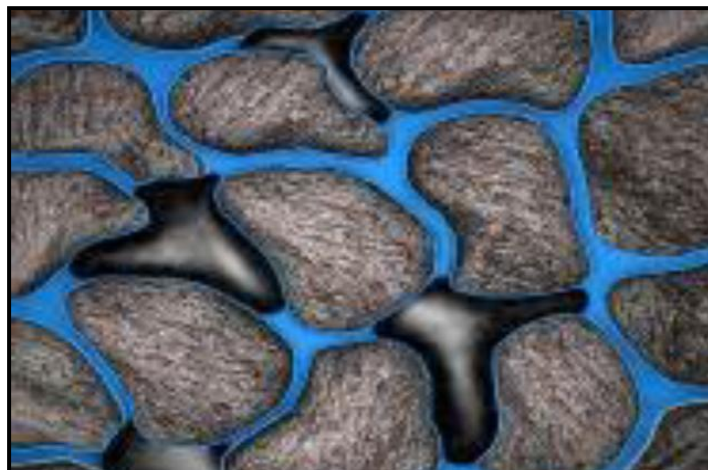


Figura 3. Porosidad efectiva (canales interconectados)
(Halliburton, 2014)

2.3.1.2 Porosidad no efectiva o residual

Es aquella que representa la fracción del volumen total de la roca que está conformada por los espacios que pueden contener fluidos pero no están comunicados entre sí; es la relación entre el volumen total de poro cerrado con el volumen a granel.

2.3.1.3 Porosidad absoluta o total

La sumatoria del volumen de los poros no interconectados más el volumen de los poros interconectados es igual al volumen total de los poros de la roca, entonces la porosidad absoluta es igual a la sumatoria de la porosidad efectiva más la porosidad no efectiva (residual).

Porosidad total = porosidad efectiva + porosidad no efectiva

2.3.2 PERMEABILIDAD

La permeabilidad es una característica petrofísica de las rocas reservorios, que se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

La Permeabilidad es la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, la cual se mide en darcies o milidarcies. Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

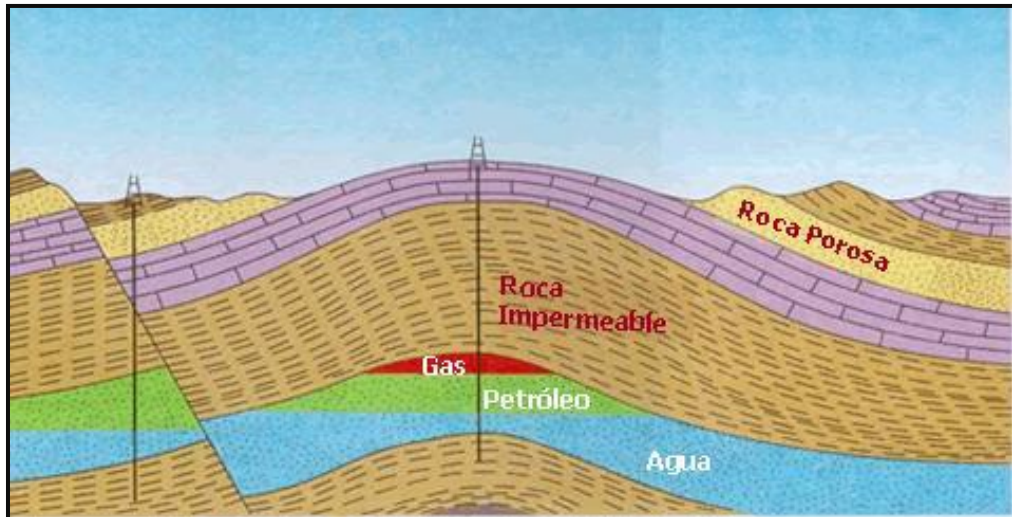


Figura 4. Formaciones permeables e impermeables
(Escuela Politécnica Nacional, 2002)

2.3.2.1 Unidades de la Permeabilidad

La unidad de permeabilidad es el darcy. Se dice que una roca tiene una permeabilidad de una darcy cuando un fluido con una viscosidad de un centipoise avanza a una velocidad de un centímetro por segundo (cm/s) bajo un gradiente de presión de una atmósfera por centímetro (atm/cm).

2.3.2.2 Tipos de Permeabilidad

Existen tres tipos de Permeabilidad

- Permeabilidad absoluta o intrínseca
- Permeabilidad efectiva
- Permeabilidad relativa

Permeabilidad Absoluta.- Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados, cuando el medio poroso se encuentra completamente saturado por un fluido, es decir una saturación del 100%.

Permeabilidad Efectiva.- Cuando más de una fase se encuentra presente en un medio poroso, la conductividad o capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases a través de dicho medio poroso se define como permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.

Permeabilidad Relativa.- Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva, con la permeabilidad absoluta.

2.3.3 SATURACIÓN

La saturación de un medio poroso con respecto a un fluido se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. La saturación se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$S_x = \frac{V_x}{V_t} \quad ec. 2$$

Donde:

S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

La sumatoria de las saturaciones de todos los fluidos que se encuentran presentes en el espacio poroso de una roca, debe ser igual a 1 siempre y cuando se considere un medio poroso saturado por petróleo, agua y gas, es decir:

$$S_o + S_w + S_g = 1 \quad ec. 3$$

Donde:

S_o = Saturación de petróleo.

S_w = Saturación de agua.

S_g = Saturación de gas.

2.3.4 MOJABILIDAD

La mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de estos casos creará un ángulo de contacto θ entre los fluidos de la superficie, que está determinado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales. A menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad.

2.3.4.1 Clasificación en base a la Mojabilidad

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

a) Mojantes.- Son aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua.

b) No mojantes.- Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

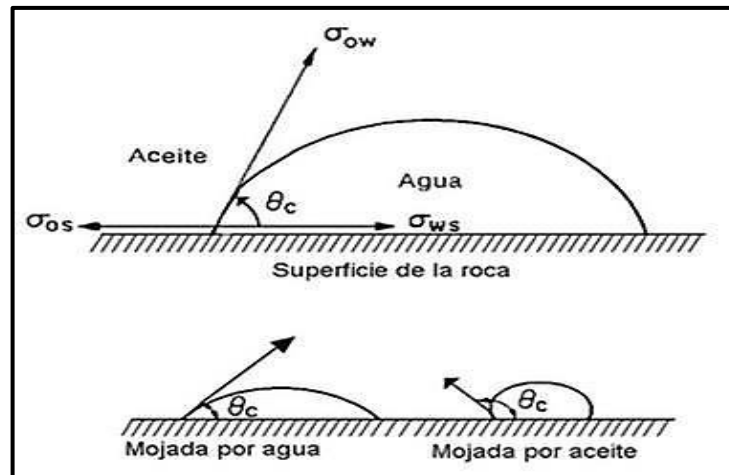


Figura 5. Mojabilidad de los fluidos
(Escuela Politécnica Nacional, 2002)

2.3.5 CAPILARIDAD

La capilaridad es una propiedad de los líquidos que depende de su tensión superficial (la cual a su vez, depende de la cohesión o fuerza intermolecular del líquido), que le confiere la capacidad de subir o bajar por un tubo capilar. Cuando un líquido sube por un tubo capilar es debido a que la fuerza intermolecular (o cohesión intermolecular) entre sus moléculas es menor a la adhesión del líquido con el material del tubo (es decir, es un líquido que moja). El líquido sigue subiendo hasta que la tensión superficial es equilibrada por el peso del líquido que llena el tubo. Éste es el caso del agua, y esta propiedad es la que regula parcialmente su ascenso dentro de las plantas, sin gastar energía para vencer la gravedad.

Sin embargo, cuando la cohesión entre las moléculas de un líquido es más potente que la adhesión al capilar (como el caso del mercurio), la tensión superficial hace que el líquido descienda a un nivel inferior, y su superficie es convexa.

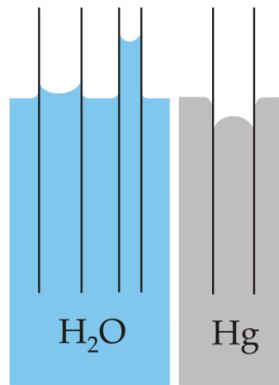


Figura 6. Efectos de la capilaridad
(<https://es.wikipedia.org>)

2.3.6 DENSIDAD

Es el peso específico tomando como unidad de medida el agua, la densidad media es de 0,8, pero las variaciones van de 0,73 a 1. El petróleo varía de 10 a 60°API, geológicamente la densidad del petróleo varía con la profundidad del yacimiento, así es mayor la densidad a mayor profundidad y a mayor densidad menor °API.

En la práctica, las unidades son el ° API donde el agua tiene 10 °API, así los valores menores a 10 °API corresponden a petróleos extra pesados.

El °API se puede calcular con la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho @ 60^{\circ}F} - 131.5 \quad ec. 4$$

Donde:

ρ = densidad del petróleo @ 60 °F

2.3.7 VISCOSIDAD

La viscosidad es la propiedad de un líquido que describe su resistencia a fluir. Los líquidos con una baja viscosidad como el agua o la gasolina, fluyen fácilmente; líquidos con una alta viscosidad como la miel, alquitrán o hidrocarburos pesados fluyen más lentamente.

Esta propiedad está en función directa de la densidad, es así que a mayor densidad menor °API y mayor viscosidad.

De la viscosidad depende la mayor o la menor capacidad que tiene el petróleo para desplazarse en las rocas.

La viscosidad varía de acuerdo a las características físicas del yacimiento. Disminuye cuando la temperatura aumenta y cuando la proporción del gas disuelto se incrementa.

2.3.7.1 Viscosidad Dinámica

Se define como la relación existente entre el esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad de un fluido. Generalmente se representa por la letra griega μ .

2.3.7.2 Viscosidad Cinemática

Para calcular la viscosidad cinemática basta con dividir la viscosidad dinámica con la densidad del fluido.

$$v = \frac{\mu \text{ kg/ m.s}}{\rho \text{ kg/m}^3} = \frac{\mu \text{ m}^2}{\rho \text{ s}} \quad \text{ec.5}$$

Donde:

u: viscosidad cinemática.

μ : viscosidad dinámica

ρ : densidad del fluido.

2.3.7.3 Ecuación de Andrade

Una de las ecuaciones más ampliamente utilizadas en la industria petrolera para calcular la viscosidad de una mezcla de petróleo es la ecuación de Andrade, ya que se puede aplicar a todo tipo de crudo.

$$\mu = ae^{\frac{b}{T^*}}$$
$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^*} \quad ec.6$$

Donde:

μ : viscosidad del petróleo.

T^* : temperatura absoluta en °R o K

a y b: constantes.

2.4 DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se define como la reducción del flujo natural de los fluidos de la formación hacia el pozo debido a la disminución de la permeabilidad original de la formación, este daño puede ocurrir de manera natural o puede ser provocado artificialmente; normalmente una formación sufre daños por la migración de finos, la acumulación de incrustaciones, la acumulación de parafinas, asfaltenos y otros materiales orgánicos, o por la acumulación combinada de material orgánico e inorgánico. También puede ser producido por el taponamiento ocasionado por la presencia de partículas extrañas en los fluidos inyectados al pozo, cambios en la mojabilidad de la

roca reservorio, por hinchamiento de arcillas, aparición emulsiones, precipitados o barros resultantes de reacciones ácidas, por la actividad bacteriana o el bloqueo por agua.

El daño de formación es un valor adimensional, el cual cuantifica el nivel de daño existente en la formación.

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” (factor Skin). Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes. Los valores que puede determinar la severidad del daño de formación son:

S>0: Pozo dañado.- En este caso, existen restricciones de flujo en las inmediaciones del pozo, debido a la presencia de daño de formación.

S=0: Pozo sin daño.- El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.

S<0: Pozo estimulado.- El pozo estará produciendo más de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturación hidráulica o estimulación ácida. Se considerará en este caso, que el pozo produce con un diámetro de pozo mayor que el perforado.

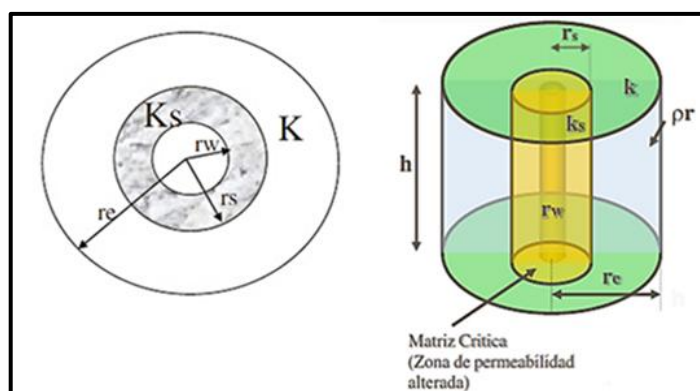


Figura 7. Zona de permeabilidad dañada.

(<https://es.scribd.com>)

De aquí se puede observar lo siguiente:

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

En el cálculo de daño de formación se debe considerar adicionalmente algunos factores llamados Pseudodaños. Se puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el Efecto Skin, "S", está compuesto por:

$$S = Sfd + St + Spc + Sperf + Stp \quad ec.7$$

Donde:

Sfd = Factor de daño real de la formación.

St = Pseudofactor de daño por turbulencia.

Spc = Pseudofactor de daño por terminación.

$Sperf$ = Pseudofactor de daño por las perforaciones.

Stp = Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones.

Como se puede observar en la Figura 8, un pozo sin daño fluiría a un caudal "q" para una presión de fondo fluvente P_{wf}' , mientras que para un pozo con daño, éste deberá fluir a una presión menor, es decir, P_{wf} con el fin de producir el mismo caudal "q". La caída de presión por efecto de daño, sería la caída de presión adicional ΔP_s .

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf} \quad ec.8$$

Donde:

P_{wf}' : Presión de fondo fluvente sin daño.

P_{wf} : Presión de fondo fluvente con daño.

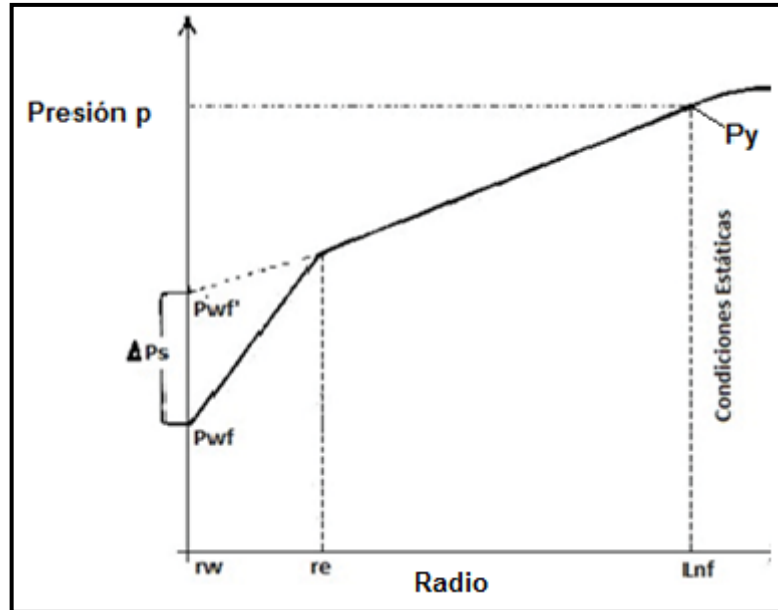


Figura 8. Perfil de presión para pozos dañados
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Una de las expresiones matemáticas más utilizadas para calcular el daño de formación “S” es:

$$S = \frac{K \cdot h}{141,2 \cdot q \cdot \beta_o \cdot \mu} \cdot \Delta P_s \quad \text{ec. 9}$$

Donde:

S: daño de formación.

K: permeabilidad de la formación.

h: profundidad del pozo.

ΔP_s : caída de presión por daño.

q: caudal de producción.

β_o : factor volumétrico del petróleo.

μ : viscosidad del petróleo.

Para pozos verticales:

$$S = \frac{K}{K_s} - 1 \times \ln \frac{r_s}{r_w} \quad \text{ec. 10}$$

Donde:

S: daño de formación.

K = Permeabilidad (md)

K_s = Permeabilidad de la zona dañada

r_s = Radio del daño

r_w = Radio del pozo

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 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.

El daño de formación ha llegado a ser una frase muy conocida en la industria petrolera, pues, es una de las principales razones junto a la baja transmisibilidad de una roca reservorio por la que muchos pozos de petróleo, gas e inyectores de agua tienen baja productividad o baja inyectividad. A menudo este daño es expresado como “skin” o daño “zonal” que resulta cuando la permeabilidad original de la formación productora es alterada. El resultado total de este daño es una disminución de la capacidad de flujo del pozo.

El daño de formación se presenta por muchos factores, desde el instante en que las formaciones son perforadas hasta cualquier momento en la vida

productiva del pozo, donde pueden ocurrir cambios en las propiedades petrofísicas de la roca matriz, puntualmente hablamos de su permeabilidad y porosidad, afortunadamente en la actualidad existen algunos métodos que permiten restablecer la productividad de las formaciones dañadas de una manera eficaz desde el punto de vista económico.

2.4.1 OPERACIONES EN LAS CUALES SE PRODUCE DAÑO DE FORMACIÓN.

Los daños de formación se pueden originar durante varias etapas de la vida de un pozo.

2.4.1.1 En Perforación

Muchas formaciones pueden ser dañadas en la etapa de perforación debido al lodo de perforación, ya que este tiende a filtrarse en mayores proporciones en las zonas de mayor porosidad y permeabilidad, originando gruesos revoques, la migración de finos del lodo como la bentonita taponan los espacios porales reduciendo la permeabilidad, es decir la comunicación existente originalmente entre los poros de la formación.

Si el lodo de perforación no está correctamente diseñado, al momento de atravesar una formación demasiado porosa perderá gran parte de su fase líquida, puesto que la consistencia de la costra de lodo (mud cake) no será la adecuada para impedir dicha pérdida de fluido, este filtrado invade la formación alterando su permeabilidad original.

Existen dos tipos de invasión que ocasionan serios daños al yacimiento, estos son:

a) Invasión de sólidos de perforación:

Se produce cuando al momento de perforar se utiliza un lodo mal acondicionado o muy pesado a base de bentonita, esta arcilla produce serios daños de formación ya que debido al tamaño de sus partículas, éstas pueden invadir sin problemas las formaciones, depositándose en el espacio poral y reduciendo considerablemente la porosidad y permeabilidad.

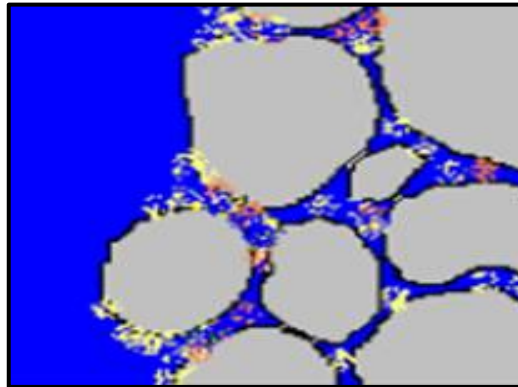


Figura 9. Invasión de sólidos de Perforación.

(<http://es.slideshare.net>)

Los factores que favorecen a este tipo de daño son:

- Formaciones de alta porosidad (poros de gran tamaño).
- Presencia de fisuras y fracturas naturales (fallas grandes).
- Baja velocidad de perforación (rata de penetración).
- Alta presión hidrostática de fondo (lodo demasiado pesado).

b) Invasión de fluidos de perforación:

Debido a la heterogeneidad y a la mineralogía de las formaciones productoras en el momento en que los fluidos de perforación (fase líquida) se filtran dentro del yacimiento, este líquido puede producir serios daños, puesto que las formaciones presentan dentro de la matriz una variedad de arcillas, que en contacto con el agua se “hinchán”, esto es, cuando las

partículas de arcilla se hidratan aumentan su tamaño considerablemente, provocando una reducción de los espacios porosos de la roca. Los factores que favorecen este tipo de daño son:

- Alta permeabilidad del revoque.
- Alta presión diferencial (hidrostática – reservorio).

2.4.1.2 En Cementación

Debido a la composición química de las lechadas de cemento y a las presiones de inyección de las mismas, se pueden producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas en estas operaciones, ya que éstas, por ser porosas y permeables permiten la filtración de ciertos productos químicos de la lechada de cemento que pueden influir en la composición de las aguas de formación, provocando precipitaciones que van taponando los poros hacia el interior de la formación, reduciendo su permeabilidad.

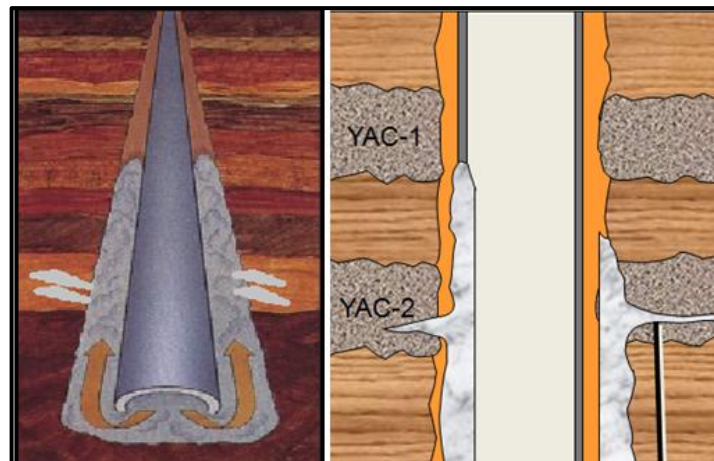


Figura 10. Daño por Cementación

(<http://es.slideshare.net>)

El tamaño desordenado de los granos de conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada

filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen 3 casos en que puede caer la permeabilidad:

a) El pH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son rápidamente intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.

b) El filtrado del cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.

c) Las lechadas sobre dispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua (water block) reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el reservorio.

2.4.1.3 En operaciones de Cañoneo

Debido a que las formaciones productoras son porosas, permeables y además no consolidadas, en la operación de cañoneo se pueden producir serios daños en la formación, debido a que si se realizan los disparos cuando la presión hidrostática es mayor que la presión del yacimiento (Sobre balance), se puede reducir la permeabilidad de la roca por el taponamiento de los poros con finos triturados de la misma formación, por residuos del cañoneo y contaminantes del fluido de “matado” utilizado durante el cañoneo, pues demasiada presión hidrostática haría ingresar los residuos resultantes de la operación hacia el interior de la formación.

La operación de punzado siempre ocasiona daños adicionales en la formación, puesto que cualquiera sea el método de punzado que se utilice, se compacta la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

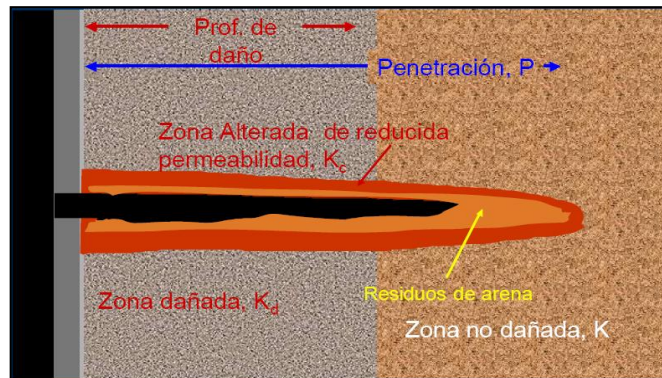


Figura 11. Daño por punzados.

(<http://es.slideshare.net>)

2.4.1.4 En Producción

En la etapa de producción de un pozo se producen también daños a la formación, puesto que la arena productora es débil y sus granos se desmoronan por el flujo de los fluidos hacia el pozo, provocando migración de finos, los que se mueven a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales, reduciendo así la capacidad de aporte de fluidos hacia el pozo, ocasionada por la reducción de permeabilidad.

Debido a la producción normal de un pozo es posible que exista deposición de asfaltenos en las paredes de los poros. Estos asfaltenos podrían no afectar la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a estar mojada por petróleo y no por agua, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al petróleo, y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión cuando el reservorio produce petróleo y agua simultáneamente.

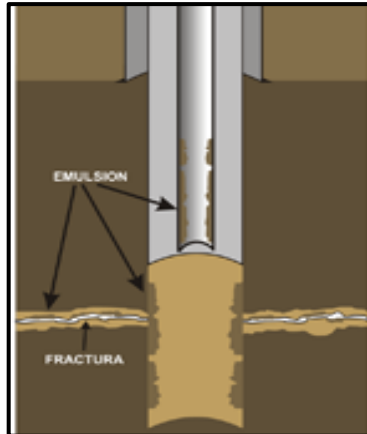


Figura 12. Formación de emulsiones
(<http://es.slideshare.net>)

Dentro de la etapa de producción, el daño de formación puede presentarse por inadecuados procesos operativos en trabajos de:

a) Acidificación

Para un eficiente tratamiento de acidificación se debe conocer la mineralogía de la formación y el tipo de daño que la afecta, pues si se inyectan los ácidos de tratamiento sin conocer estos parámetros, pueden provocarse daños más severos a la formación intervenida. Si se inyecta el tratamiento por una tubería de producción sucia, los ácidos irán lavando la tubería, liberando las partículas de óxido de hierro, estas partículas ingresarán en la formación taponando el espacio poral. El uso inadecuado de los ácidos para el tratamiento también puede crear precipitaciones indeseadas de algunos minerales dentro de la matriz provocando un daño más severo y a veces irreversible. Para prevenir estos problemas en la actualidad se utiliza una tubería flexible concéntrica especial denominada coiled tubing, la cual puede lavarse en superficie antes de los tratamientos ácidos para reducir al mínimo reacciones indeseadas durante las operaciones de acidificación.

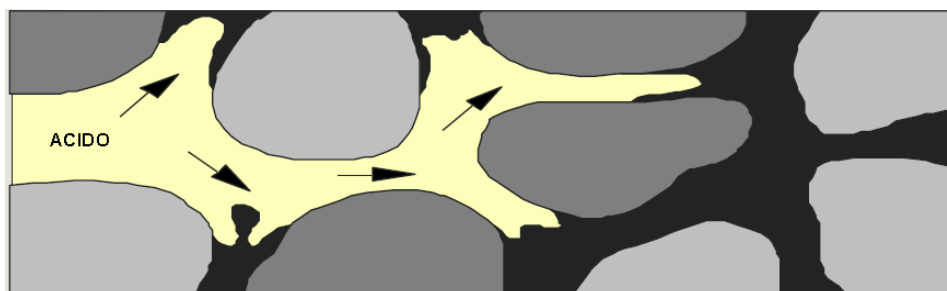


Figura 13. Inyección de ácido a la formación
(<http://es.slideshare.net>)

b) Reacondicionamientos de pozos

Cuando se repara o se reacondiciona un pozo se puede dañar la formación productora debido al uso inadecuado de aguas de matado, las mismas que sirven para controlar la presión en el pozo, si este fluido no está acondicionado, puede contener partículas en suspensión, las cuales pueden ocasionar taponamiento en la comunicación de los poros de la roca reservorio. Además, los residuos de productos químicos anteriores, pueden cambiar la mojabilidad. En operaciones con cable también se liberan partículas taponantes de óxido de hierro de la tubería y el bombeo de aguas frías precipita indeseadas parafinas y/o asfaltenos, que con el tiempo producirán taponamientos en el yacimiento. Para evitar estos daños se debe usar un fluido de matado bien acondicionado, que tenga las mismas características de los fluidos de formación.

c) Trabajos de limpieza

Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Debe tenerse especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado. El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes

que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

d) Tratamientos Químicos

El uso inadecuado de productos químicos como demulsificantes, antiparafínicos, antiescala, podrían también ocasionar algún daño a la formación, estos productos pueden afectar la mojabilidad que tiene originalmente la roca cambiándola de mojabilidad al agua a óleo humectarla, dando como resultado el incremento de la producción de agua, debido a que el fluido humectante de la roca es ahora el petróleo, y la fase que fluye con mayor saturación es el agua.

Para superar estos problemas existen tratamientos de limpieza de pozos, estimulaciones en la matriz, fracturamiento hidráulico con ácido o agua, para eliminar o aliviar el daño en la región vecina al pozo. Es muy importante conocer, antes de comenzar el análisis de los efectos producidos por las causas mencionadas anteriormente, que existen otros factores relacionados con la calidad de las propiedades del reservorio y el estado potencial de energía del mismo, los cuales incidirán en mayor o menor medida el resultado de dichos análisis.

2.4.2 PRINCIPALES CAUSAS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se puede generar por varios factores, entre los más relevantes tenemos:

2.4.2.1 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 un enjarre en las paredes del pozo, debido precisamente al filtrado de fluidos. Este filtrado continúa aun cuando el enjarre ya está formado 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.

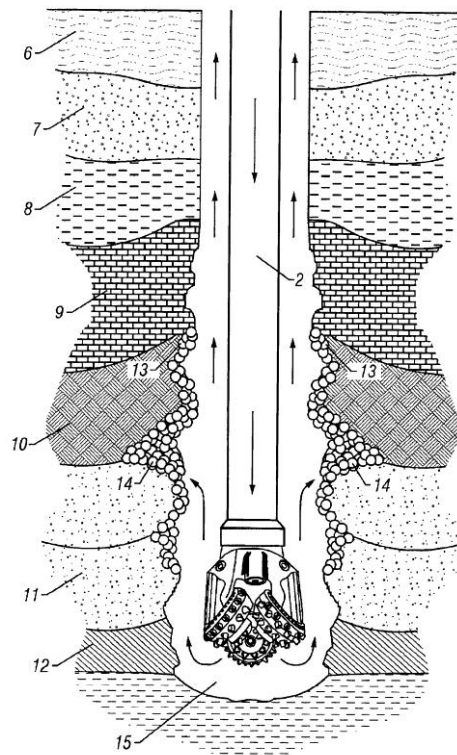


Figura 14. Daño por invasión de fluidos.
 (<http://es.slideshare.net>)

2.4.2.2 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. El cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) son los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. Por 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.

Las arcillas presentes en las rocas productoras de hidrocarburos, provienen por lo general de dos tipos de procesos. El primero es un proceso mecánico en el cual las arcillas se presentan por depositación simultáneamente con los otros minerales que conforman la roca.

El segundo proceso de origen de arcillas se produce por reacciones químicas, las cuales se forman en los espacios porosos 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 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 y 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; así mismo 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, taponándolos y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación. La alteración y desestabilización de arcillas 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.



Figura 15. Arcillas

(<https://es.wikipedia.org>)

2.4.2.3 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 mezclarse 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. Así mismo 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 contribuye a la estabilización de las emulsiones.

2.4.2.4 Daño por precipitación secundaria

La invasión a la formación por fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos cuando se mezclan con agua de la formación, conduce a la obstrucción de los canales porosos por partículas

sólidas precipitadas que puede llegar a ser significativa 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 ser el pH superior 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.

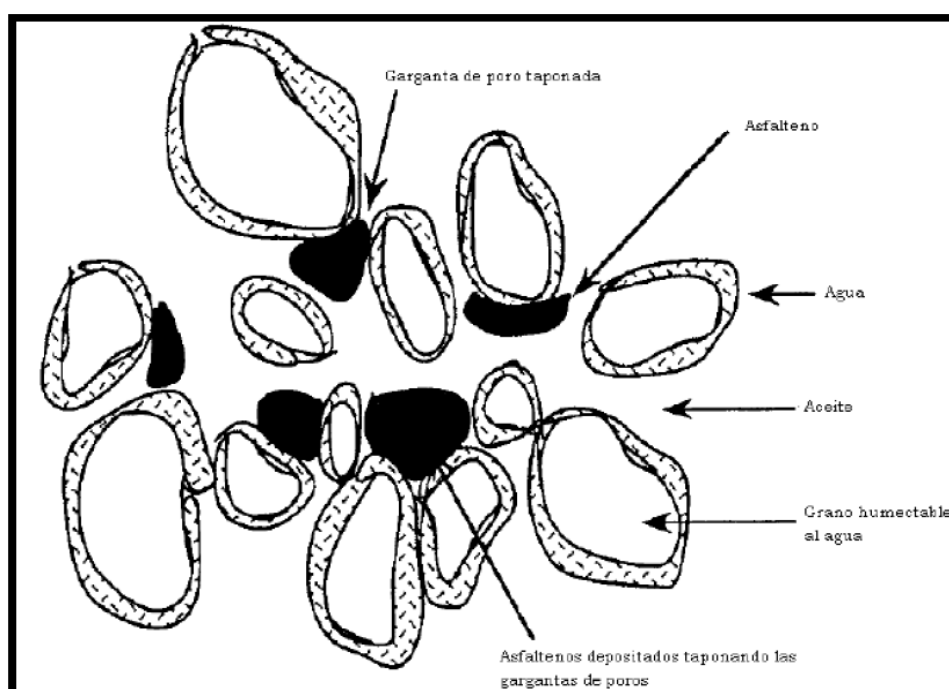


Figura 16. Deposición de Asfaltenos.

(LEONTARITIS K.J, 1994)

2.4.2.5 Daño asociado con la producción

La producción de los pozos genera cambios de presión y temperatura en las inmediaciones 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 obstrucciones de los canales porosos y el consecuente daño a la formación. En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios de presión y temperatura pueden 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 la obstrucción 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 por agua, por su canalización o conificación. Esto reducirá la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

2.4.3 DAÑO EN POZOS INYECTORES

La mayoría de los problemas anteriormente citados pueden ocurrir en pozos inyectoros de agua.

- Invasión de sólidos suspendidos en el agua de inyección y subsecuente taponamiento.
- Perturbación in-situ de las arcillas
- Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación.
- Taponamiento por formación de emulsiones.
- Taponamiento por bacterias.

2.4.4 EVALUACIÓN DEL DAÑO

Como anteriormente se indicó, todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño. Esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en su caso. La remoción del daño resulta por lo general, difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, o por lo menos su minimización.

Para remover el daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

a) Revisión cuidadosa de las operaciones previa a la situación actual del pozo.

Esta revisión se basa fundamentalmente en:

- Las condiciones en las que se perforó la zona productora o inyectora.
- Las características del fluido de perforación.
- Las condiciones de pérdida de filtrado.
- El tiempo de exposición.
- Las manifestaciones de los fluidos del yacimiento.
- Las pérdidas de fluido de perforación en la zona de interés.

También es de gran importancia analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona de interés, incluyendo las características de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores y lavadores, y las condiciones finales de la cementación.

De igual forma, se requiere un examen detallado de las operaciones de terminación, con énfasis en los fluidos usados, las condiciones de las

perforaciones, los tipos de disparos y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

Es de especial interés considerar la información específica de los fluidos que han invadido el medio poroso. Esta información debe incluir principalmente el tipo de fluido, el pH del sistema y los tipos de surfactantes contenidos.

b) Análisis del comportamiento de producción

Se debe hacer un análisis del comportamiento de producción desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales, incluyendo el análisis de las pruebas iniciales de producción realizadas y el análisis de muestras de fluidos producidos. Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo de interés, con el mostrado por pozos cercanos del mismo yacimiento.

c) Pruebas de laboratorio

La información recopilada y analizada servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos y fluidos representativos de la formación. Los estudios de laboratorio permitirán definir la mineralogía y la distribución de minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño tanto con la misma roca como con sus fluidos.

Lo anterior conducirá a determinar el tipo de daño probable de la formación, así como el tratamiento de estimulación más recomendable para su remoción.

Con la finalidad de definir la condición de daño en la formación y en las perforaciones, es necesaria la cuantificación del mismo. Para ello deberán tomarse datos de producción y realizar pruebas de variación de presión, considerando las pruebas de formación. La aplicación de procedimientos de

Ingeniería (análisis nodal, factores de daño, análisis de pruebas de presión, etc.), permitirá la cuantificación del daño a la formación, y en consecuencia se podrá estimar el efecto de su remoción.

2.4.5 PREVENCIÓN DE DAÑOS

La prevención de daños apunta a que todas las operaciones realizadas se hagan provocando el mínimo daño o la mínima contaminación posible, evitando que la producción se vea afectada.

Si bien los daños son remediabiles, las operaciones de reparación son costosas en muchos casos y no siempre solucionan el problema completamente.

En un pozo en producción es conveniente dividir al sistema en componentes o porciones (análisis Nodal), con el objeto de asegurarse de que ninguna parte de dicho sistema esté produciendo con una caída de presión mayor que la que corresponde. Existen en el sistema dos grandes componentes:

- Sistema hidráulico: Desde el momento en que el fluido ingresa al pozo.
- Sistema compuesto por la formación y los punzados.

2.5 ESTIMULACIÓN

Se define como el proceso mediante el cual se regenera o se crea un sistema de canales en la roca productora o inyectora (aumentando la permeabilidad) de un yacimiento, que sirve para facilitar el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo o de éste a la formación.

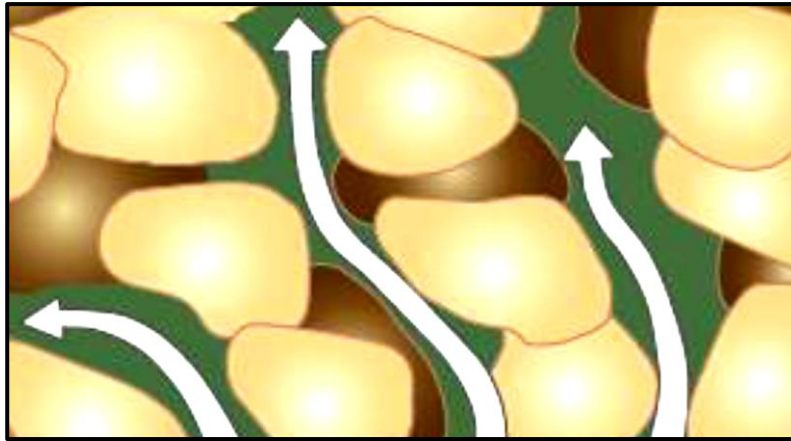


Figura 17. Poros interconectados formando canales de flujo.
(Herrera J, 2012)

Es un tratamiento muy ampliamente utilizado para el mantenimiento o incremento de la producción de petróleo y gas, aumentando la recuperación de reservas.

2.5.1 TIPOS DE ESTIMULACIÓN

Existen tres tipos de estimulación para pozos productores o inyectoros:

- Estimulación Matricial Reactiva.
- Estimulación Matricial No Reactiva.
- Estimulación mediante Fracturamiento.

2.5.1.1 Estimulación Matricial Reactiva

Consiste en la inyección de soluciones químicas a la formación a presiones inferiores a presión de la ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación, como también parte de la misma roca. El objetivo principal de la estimulación reactiva es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo. Adicionalmente en formaciones de alta productividad, la acidificación

matricial no solo se emplea para remover el daño sino también para estimular la productividad natural del pozo.

Cuando es llevada a cabo exitosamente la acidificación matricial incrementa la producción de petróleo sin incrementar el porcentaje de agua producida. En este tipo de estimulación, los ácidos constituyen el elemento básico para la remoción del daño de formación.

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. 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.

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

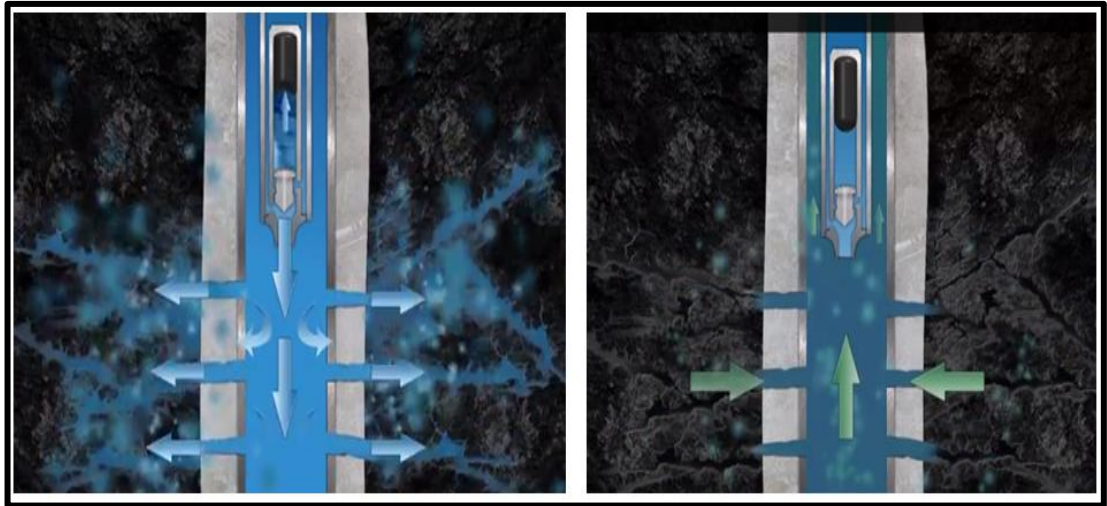


Figura 18. Estimulación reactiva.

(es.sorteclab.com)

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 a 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.

Los tratamientos de estimulación ácida requieren de una selección apropiada tanto del ácido como de la técnica de acidificación, para lo cual debemos considerar tres factores químicos correlacionados: La estequiometría, el equilibrio termodinámico y la velocidad de reacción.

La estequiometría de una reacción ácida con los materiales de la formación relaciona la proporción molecular entre reactivos y productos de reacción, y una vez conocida se puede calcular fácilmente la cantidad de formación disuelta por un volumen del ácido. Un parámetro útil que relaciona la estequiometría del ácido es el poder disolvente.

Se establece un equilibrio termodinámico en muchas reacciones ácidas antes que el ácido haya reaccionado totalmente, en particular en el equilibrio alcanzado en la reacción de ácidos orgánicos (tal como el ácido acético o fórmico) con formaciones de piedra caliza o dolomitas. Las consideraciones del equilibrio controlan también la precipitación de los productos de la reacción que puede anular los beneficios del tratamiento en formaciones carbonatadas o areniscas.

La velocidad de reacción entre un determinado ácido y el material de la formación fija el tiempo requerido para que el ácido reaccione. Al evaluarlo junto con la geometría donde ocurre la reacción, se puede estimar la distancia que el ácido penetra dentro del pozo.

2.5.1.2 Estimulación Matricial No Reactiva

Este tratamiento consiste en inyectar a la formación fluidos que no reaccionan químicamente con los materiales que constituyen la roca. Tener resultados efectivos depende principalmente de una buena selección del surfactante.

Este tipo de estimulación es utilizada principalmente para remover daños a la formación causados por:

a) Bloqueo por agua.

Se produce un bloqueo por agua al existir un aumento de la saturación de agua en las inmediaciones del pozo, lo que ocasiona un decremento de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos.

Este fenómeno puede ocurrir durante la producción, en casos en que el pozo presente problemas de canalización o conificación de agua de formación.

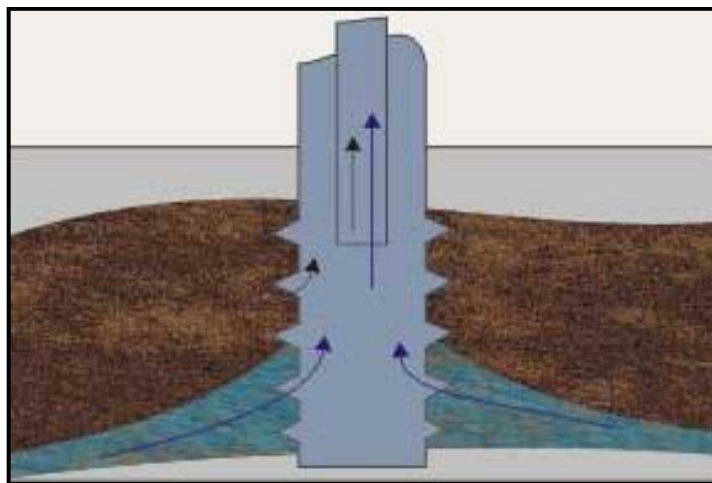


Figura 19. Conificación por agua de formación.

(<http://www.aip.com.co>)

b) Bloqueo por aceite.

El bloqueo por aceite genera mayor daño en formaciones con permeabilidades bajas, pudiendo también presentarse en casos en que exista condensación retrógrada. En yacimientos de gas la inyección de fluidos base aceite ocasionará que una nueva fase invada la formación.

c) Bloqueo por emulsión.

Al originarse emulsiones en el medio poroso, la permeabilidad en la zona productora se ve afectada debido a que estas emulsiones poseen altas

viscosidades que taponan los canales de flujo, especialmente las emulsiones agua en aceite, lo cual conducirá a una disminución en la producción de hidrocarburos. Es conveniente tomar medidas preventivas para evitar el bloqueo por emulsión, ya que remover este tipo de daño es particularmente difícil.

d) Mojamiento por aceite.

Cuando la formación se encuentra mojada por petróleo debido a cambios de mojabilidad de la roca en las vecindades del pozo, se puede generar una caída en la producción del pozo ya que disminuye la habilidad relativa para fluir a través de la roca.

e) Películas interfaciales.

Las películas existentes en las interfaces agua-petróleo pueden causar taponamiento en el medio poroso. Para la remoción de este tipo de daño, se necesita utilizar solventes y surfactantes que permitan disminuir la rigidez de la membrana formada en la interfaz entre ambos fluidos.

f) Depósitos orgánicos

Ciertos tipos de hidrocarburos de alto peso molecular tienden a formar depósitos orgánicos. Estos depósitos suelen presentarse en la roca, en las perforaciones y en la tubería de producción. Este daño es removido con solventes aromáticos y un surfactante dispersor.

g) Pérdidas de lodo.

Son grandes volúmenes de lodo perdidos durante operaciones de perforación. Para solucionar este problema se suele inyectar soluciones

acuosas u oleosas de surfactantes que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

2.5.1.3 Estimulación Mediante Fracturamiento Hidráulico

La estimulación por fracturamiento es un proceso que consiste en la inyección sostenida de un fluido a una determinada presión que provoque la fractura de la roca reservorio, con el fin de crear nuevos canales o interconectar canales de flujo existentes y de esa manera aumentar la tasa de producción del pozo.

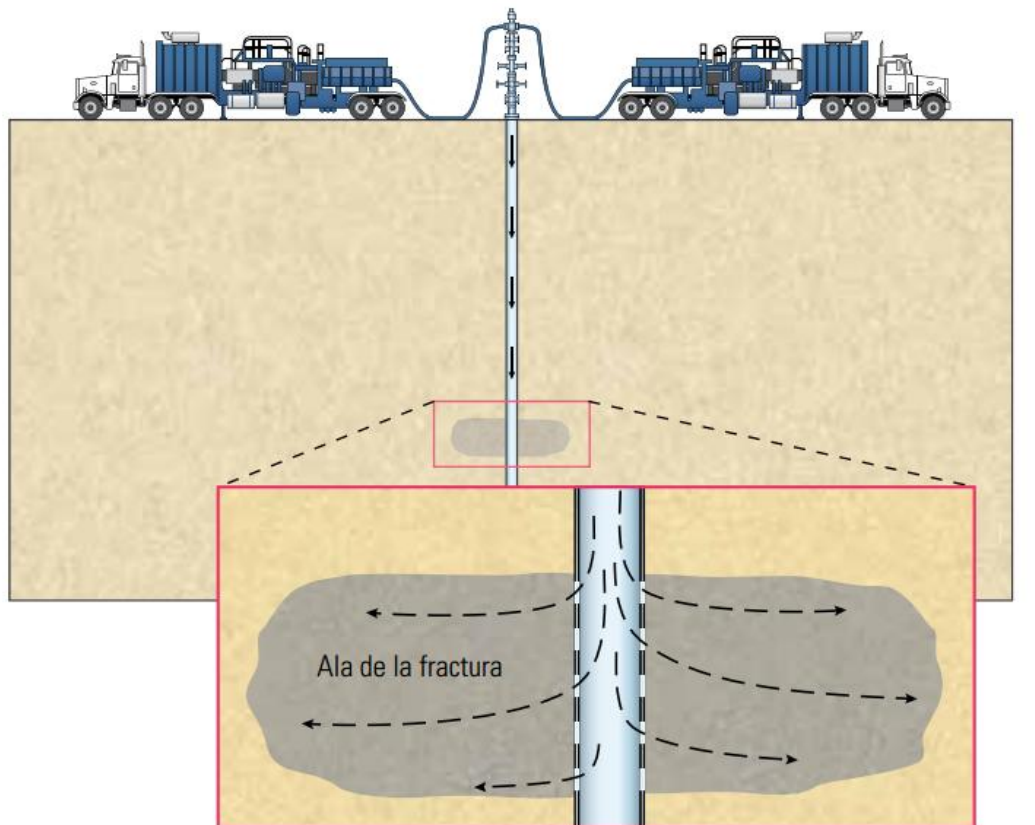


Figura 20. Fracturamiento Hidráulico.

(<http://www.slb.com>)

La estimulación por fracturamiento hidráulico se emplea para crear canales de penetración profunda en el yacimiento, en pozos que poseen baja permeabilidad.

Un fracturamiento hidráulico correctamente ejecutado tendrá como resultado un “canal” que tiene una permeabilidad mucho más elevada que la permeabilidad de formación. Dicha fractura de alta permeabilidad es estrecha pero puede tener una gran longitud. El ancho del canal provocado por la fractura hidráulica está en el orden de 0.25 pulgadas, mientras que la misma podría llegar a los 1000 metros de longitud de extremo a extremo.

Generalmente se produce una sola fractura que se extiende en dos direcciones desde el pozo, formando un ángulo de 180 entre las dos ramificaciones. Se suele considerar para fines matemáticos que estas ramificaciones son iguales en su forma y longitud, sin embargo, se ha determinado que las ramificaciones no son idénticas. En formaciones que poseen fracturas naturales es posible generar conexiones múltiples entre fracturas con ayuda del fracturamiento hidráulico.

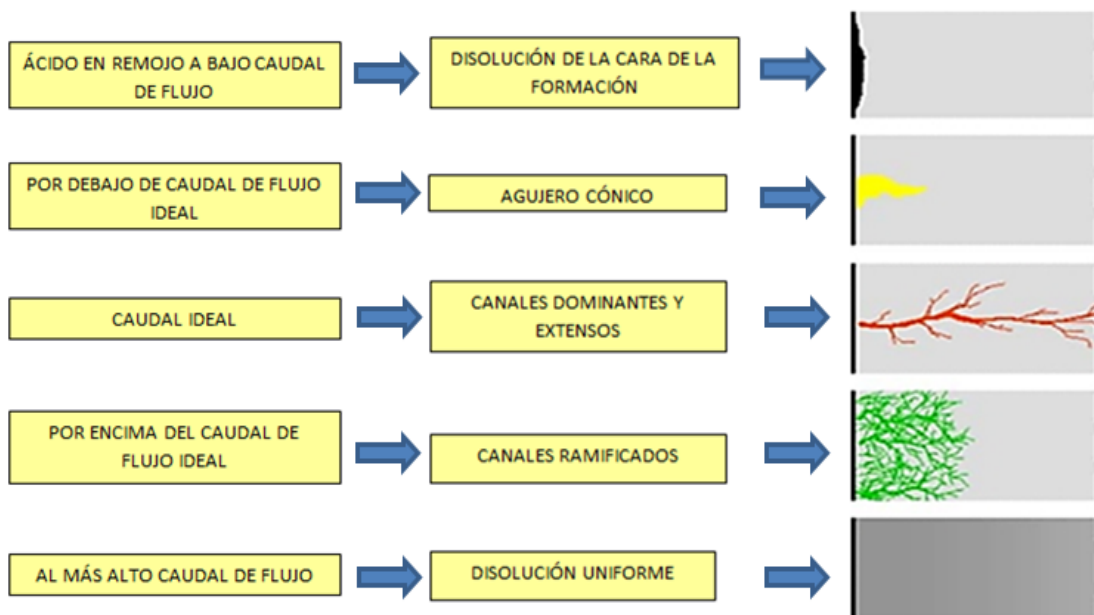


Figura 21. Acción del ácido según el caudal de inyección

Existen dos tipos de Estimulación por fracturamiento hidráulico:

a) Fracturamiento ácido

Es un proceso en el cual el ácido ingresa a lo largo de la fractura de una manera irregular, disolviendo la roca en la cara de la formación. La longitud de fractura depende del volumen de ácido, del tiempo de reacción de éste y de las pérdidas por filtrado de fluido.

El ácido clorhídrico es comúnmente utilizado para este tipo de estimulaciones y es generalmente aplicable a formaciones calcáreas, con solubilidad al ácido clorhídrico (HCL) mayor del 65%.

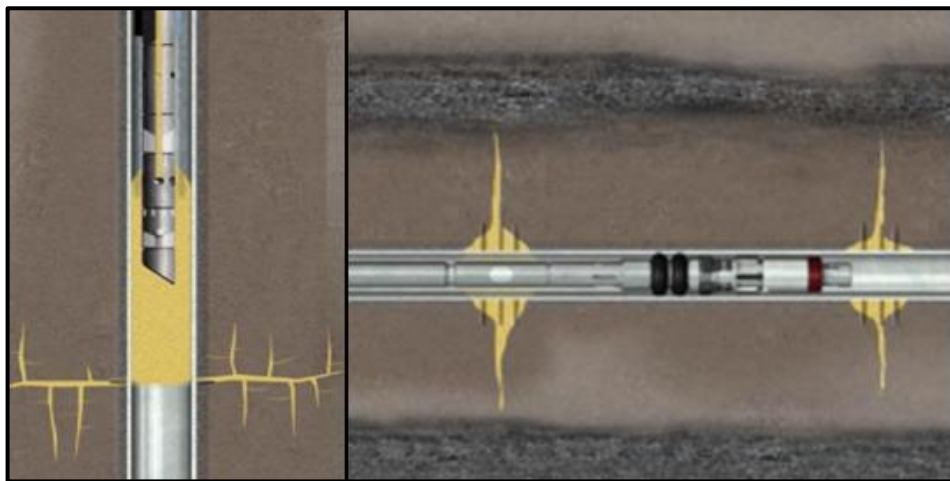


Figura 22. Fracturamiento ácido.

(Herrera J, 2012)

Comúnmente el fracturamiento ácido está limitado para calizas y dolomitas con la utilización de ácido clorhídrico; sin embargo, la experiencia ha demostrado que esta técnica es exitosa en areniscas que contienen fracturas naturales llenas de carbonatos.

En este tipo de estimulación se emplean ácidos concentrados (generalmente HCl al 25%). En formaciones que poseen temperaturas altas se puede utilizar mezclas de HCl con ácidos orgánicos, como el acético y el fórmico.

b) Fracturamiento con Apuntalante.

Al realizar una fractura en una arenisca o en rocas carbonatadas, es indispensable utilizar un agente que evite que la fractura se desestabilice y se cierre una vez terminado el proceso de bombeo. A esta sustancia se la conoce como "agente de sostén" o "agente apuntalante" el cual debe tener ciertas propiedades físicas y mecánicas, como una alta resistencia a los esfuerzos. También debe poseer una buena resistencia a la corrosión, debido a que en ciertos ambientes hay ácido sulfhídrico o dióxido de carbono en el fluido de producción. El agente apuntalante debe tener una baja gravedad específica para evitar su segregación y decantación en el fondo de la fractura.



Figura 23. Agente Apuntalante.

(<http://spanish.alibaba.com>)

En general el objetivo del fracturamiento hidráulico con apuntalante y el fracturamiento ácido son los mismos. En ambos casos se produce una fractura con suficiente longitud para mejorar las condiciones de flujo hacia el pozo.

El fracturamiento con ácido y el fracturamiento con apuntalante se diferencian en la forma en que se produce la conductividad de la fractura.

En el fracturamiento ácido, el ácido fluye a lo largo de la fractura, provocando que las paredes de la roca se disuelvan en forma no regular dependiendo de la mineralogía de la formación. Mientras el ácido fluye a través de la fractura, reacciona con los minerales de la roca de tal manera que al cerrarse la fractura los canales disueltos por el ácido son altamente conductivos. En el caso del fracturamiento con apuntalante, éste se confina en la fractura evitando que la misma se cierre. El agente apuntalante ayuda a mejorar las condiciones de flujo en la fractura, facilitando la movilidad de los fluidos hacia el pozo.

Para determinar el tipo de fracturamiento más conveniente para una formación es necesario realizar un minucioso análisis mediante estudios de laboratorio y comportamiento del pozo.

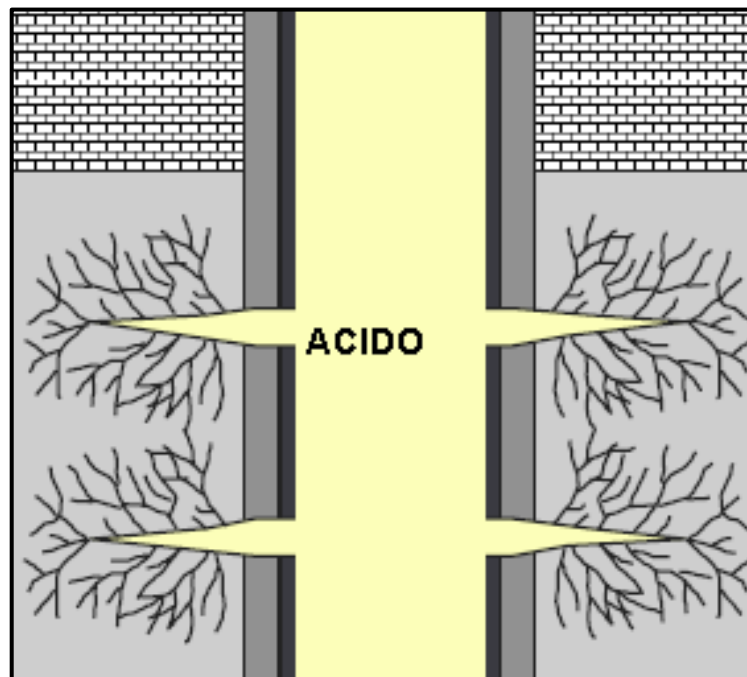


Figura 24. Inyección de ácido.
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

CAPÍTULO III

3. METODOLOGÍA

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO PALO AZUL

El campo Palo Azul (Bloque-18) se encuentra ubicado al noroeste del campo Sacha, al este del río Coca y noreste del Campo Pacuna; a 180 kilómetros en línea recta al Este de Quito, en la Provincia de Orellana de la región amazónica del Ecuador.

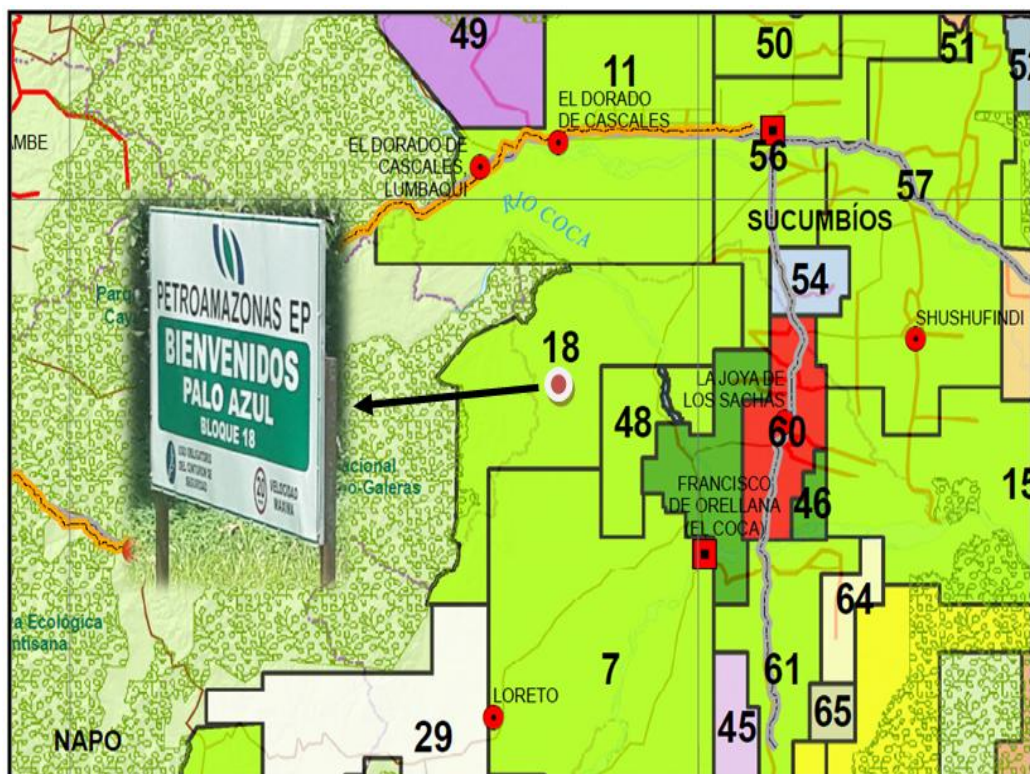


Figura 25. Ubicación del campo Palo Azul
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

El área de explotación del Campo Palo Azul, está en el orden de 100 kilómetros cuadrados, comprendidos en las siguientes coordenadas:

Latitud:	00°05'11,28"	00°13'19,54"	Sur
	9'990.437,00	9'975.436,94	

Longitud:	76°59'20,74"	00°13'19,54"	Oeste
	278.611,08	285.277,72	

3.1.1 GEOFÍSICA DEL CAMPO PALO AZUL

Se utilizó información sísmica de 31 líneas, registradas entre los años 1981 y 1998. Éstas sirvieron para la interpretación geofísica-estructural del área del Campo Palo Azul.

Datos de Topes y Bases formacionales determinados en los registros eléctricos de 15 pozos vecinos fueron utilizados para el cálculo de velocidades de los horizontes sísmicos representativos de: Tope Hollín, Base Caliza B y Tope Napo.

La información geofísica del pozo exploratorio Biguno-1, representada en su respectivo sismograma sintético, fue utilizada como base de correlación e identificación de los diferentes horizontes sísmicos a interpretarse y mapearse.

3.1.2 INTERPRETACIÓN ESTRUCTURAL

Una vez cargada la información sísmica en la estación de trabajo computarizada y luego de su interpretación respectiva, se procedió a analizar, en forma regional, los desempates presentes entre las líneas de las diferentes campañas sísmicas, determinándose diferencias pequeñas, resultado del reproceso sísmico, lo que facilitó la interpretación.

Partiendo del sismograma sintético del Pozo Biguno-1, ubicado sobre la línea sísmica AMO-96-16, punto de tiro No.1.570, se realizó la interpretación sísmica en tiempo para los horizontes: Tope Hollín, Base Caliza B y Tope Napo.

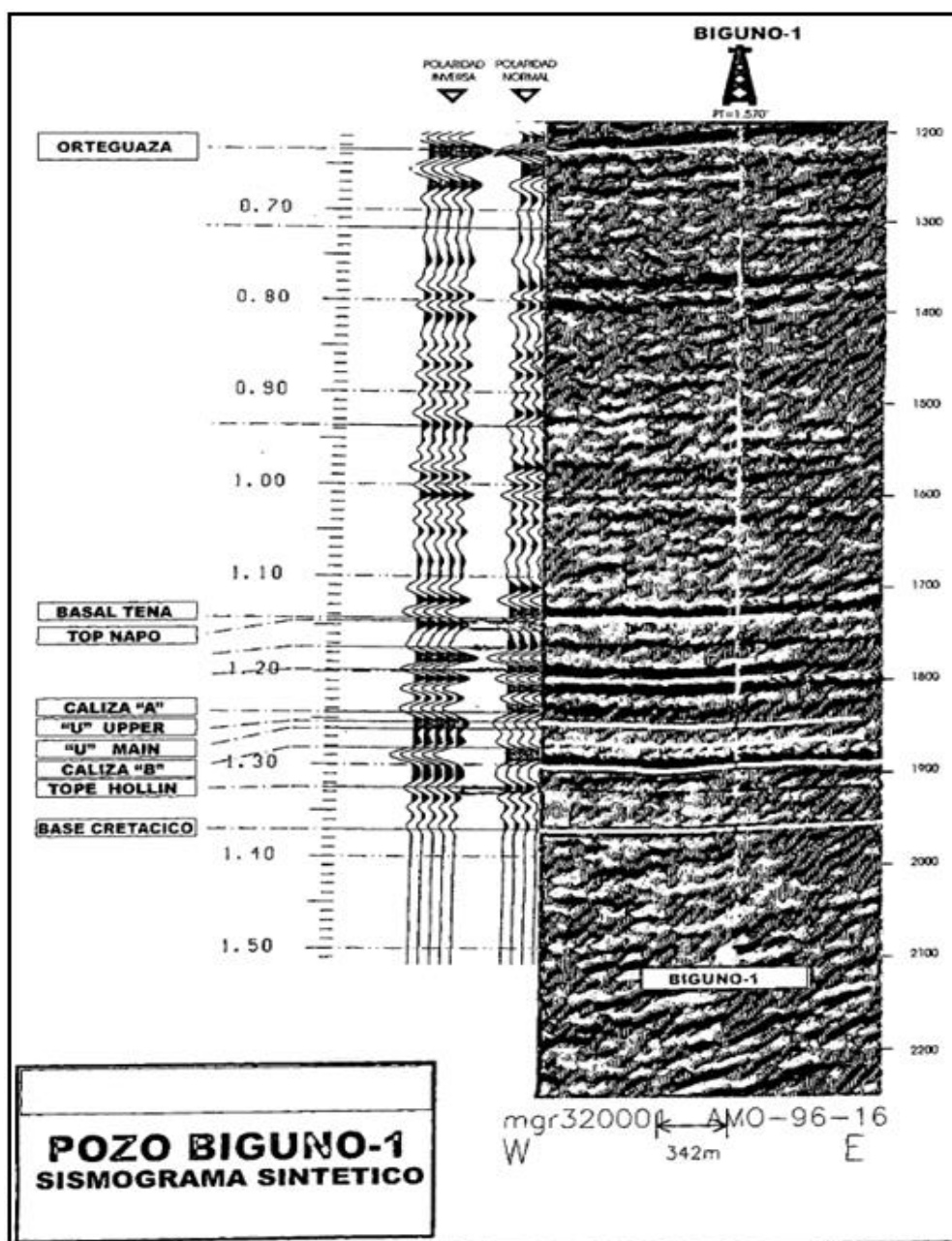


Figura 26. Sismograma Sintético del pozo Biguno-1
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

La información de los mapas en tiempo sísmico (isócronos) más la de los mapas de gradiente de velocidad se utilizaron para el cálculo de profundidades y la elaboración de los mapas estructurales, referidos al nivel del mar de los horizontes.

Los mapas estructurales solo fueron editados en la parte Sur y Sureste de la estructura, donde el módulo de cálculo de profundidad no logró completar la ubicación de algunos contornos estructurales por efecto de la presencia de fallas, tanto normales como inversas.

Los mapas tanto en tiempo sísmico (Isócronos) como en profundidad (Estructurales) determinan al Campo Palo Azul para los horizontes: Tope Hollín, Base Caliza B y Tope Napo, como una estructura anticlinal asimétrica de dirección Noreste -Suroeste, ensanchada en su parte central a la altura de las líneas sísmicas PE 91-3090 y PE-92-2166, cerrando al Este contra una falla inversa de alto ángulo que se origina en el basamento y llega hasta la formación Tena, con saltos que varían entre 60 y 140 pies; y al Oeste, Norte y Sur por sus cierres estructurales naturales.

En la estructura Palo Azul se evidencian claramente dos culminaciones tanto en el Centro-Norte como en el Sur; siendo la mejor definida la culminación central, como se observa en los mapas estructurales e isócronos al Tope de Hollín y la Base de la Caliza B y que fue comprobada con la perforación del Pozo PaloAzul-2.

En la parte Sur y Sur Este de la estructura, se observa la presencia de un juego de fallas complementarias que definen una culminación estructural contra la falla principal inversa.

al Este contra una falla inversa de alto ángulo, que se origina en basamento y llega hasta la formación Tena.

El yacimiento con mejor potencial hidrocarburífero en la zona del campo Palo Azul es Hollín, sin embargo los yacimientos de Napo y Basal Tena también poseen un buen potencial hidrocarburífero en menor escala.

A continuación se presenta una breve descripción litológica de los yacimientos del campo Palo Azul.

3.1.3.1 Arenisca Basal Tena

Se encuentra aproximadamente a 8.900 pies de profundidad. Es una arenisca de cuarzo, de color gris claro translúcida, friable a firme, de grano fino a medio, ocasionalmente grueso y micro conglomerática, de angular a subredondeado, regularmente clasificada, con cemento silíceo; con buena a regular porosidad. La arenisca presenta buenas trazas de hidrocarburos, con fluorescencia natural de color amarillo y corte moderado de color amarillo crema y residuo café oscuro. En el pozo Palo Azul-1 se probó el intervalo 8.949' a 8.958' (9') dando 912 BPPD de 20,5 °API.

3.1.3.1 Arenisca Napo "T"

La zona de la arenisca Napo "T" en el campo Palo Azul se encuentra aproximadamente a 9.700', y se le divide en arenisca "T Superior" y "T Inferior".

Arenisca "T Superior":

Es una arenisca de cuarzo translúcido, de color café claro a gris verdosa, friable, de grano muy fino a fino, ocasionalmente mediano, de angular a subredondeado, con cemento calcáreo, glauconítica, de pobre a regular porosidad. Tiene regulares a buenos indicios de hidrocarburos, de

fluorescencia natural de color amarillo blanquecino, corte mediano, sin residuo.

Arenisca "T Inferior":

Es una arenisca de cuarzo, de color café claro verdoso, friable a consolidada, de grano muy fino a fino, de subredondeado a redondeado, de regular a bien seleccionada, con cemento silíceo, matriz arcillosa, con presencia de glauconita y con porosidad pobre a regular, sin indicios de hidrocarburos.

3.1.3.2 Arenisca Hollín

La formación Hollín se encuentra aproximadamente a 10.000 pies de profundidad en el campo Palo Azul y se subdivide en "Hollín Superior" y "Hollín Inferior".

Arenisca "Hollín Superior"

Los espesores de esta arenisca varían dependiendo de la zona donde se encuentra cada pozo. En el pozo Palo Azul-2 comienza con un cuerpo de caliza de 11 pies, para continuar con una arenisca de 48 pies de espesor, de color café verdoso, friable a moderadamente consolidada, de grano muy fino a medio, subangular a subredondeado, regular a buena clasificación, matriz arcillosa, cemento silíceo, glauconítica, con regular porosidad.

Está saturada de hidrocarburos de fluorescencia amarillo-dorado, corte mediano y residuo café claro. Se probó los intervalos 9.928'-9.942' (14') y 9.944'-9.964' (20'), dando 1.544 BPPD de 28 °API.

Arenisca "Hollín Inferior":

Es una arenisca de cuarzo, translúcida, de color café claro a café oscuro, friable, de grano medio a grueso, ocasionalmente fino, subangular a subredondeado, bien seleccionado, cemento silíceo y hacia la base con caolín, con regulara buena porosidad y con fluorescencia natural de color amarillo-dorado.

A continuación se presenta la columna estratigráfica de la cuenca oriente ecuatoriana con los yacimientos anteriormente mencionados:

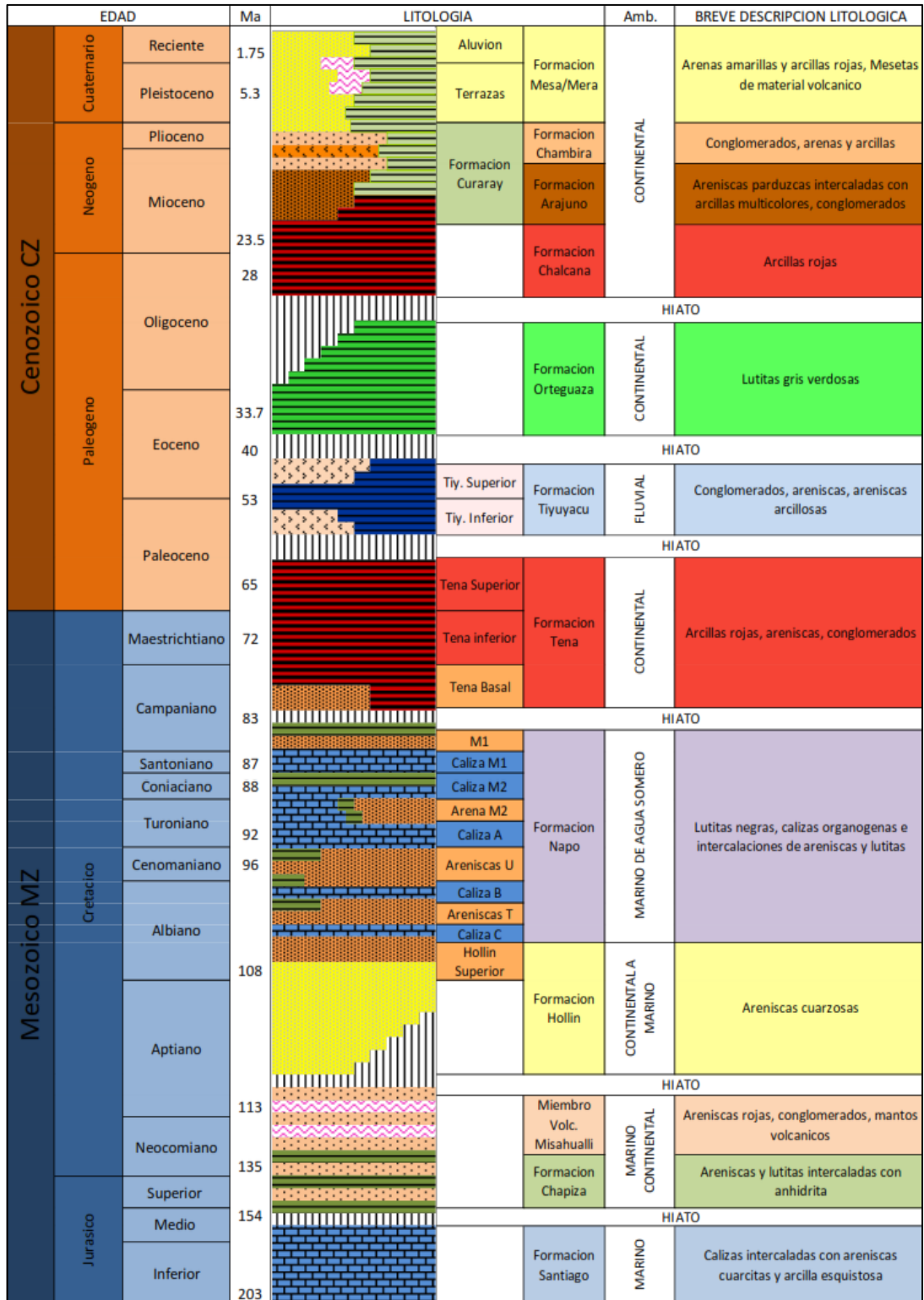


Figura 28. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente Ecuatoriana.
(Uquillas G., 2012)

3.1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y DE FLUIDO

Estos parámetros se obtuvieron mediante la evaluación e interpretación de registro de pruebas de pozos, pruebas de presión, análisis de rípios, análisis convencionales y especiales de núcleos, PVT, análisis de crudo y de cromatografía.

La evaluación de registros, análisis de rípios y los resultados del análisis de núcleos permitieron determinar los valores promedios de espesor neto de petróleo, porosidad efectiva y saturación de petróleo.

Se han obtenido los siguientes valores, promedios entre pozos del campo Palo Azul, los mismos que se aplican para cuantificar el volumen de reservas de los yacimientos.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del campo Palo Azul

PARÁMETROS	BASAL TENA	NAPO "T"	HOLLÍN
Espesor ho (pies)	4,5	3,0	46,5
Porosidad (%)	15,0	11,6	15,4
Saturación So (%)	61,3	65,0	80,4

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Los parámetros de fluido como: 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 y las propiedades del gas, tales como el factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y solubilidad, se han medido a través de las pruebas de pozos y de los análisis PVT.

Tabla 3. Análisis PVT de los pozos referenciales Palo Azul-1 y Palo Azul-2

**CAMPO UNIFICADO PALO AZUL
RESUMEN DE DATOS DE ANÁLISIS PVT**

PARÁMETROS	PALO AZUL - 1		PALO AZUL - 2		
	YACIMIENTOS				
	BASAL TENA	H.INFERIOR	H.INFERIOR	H.SUPERIOR	"T"
FECHA (D M A)	01-Abr-99	16-Abr-09	24-Abr-00	28-Abr-00	07-May-00
MUESTRA A: (pies)	8.710	9.990	9.834	9.856	9.710
PRESIÓN (LPC)	2.368	3.961	4.318	4.272	4.074
TEMPERATURA (°F)	213	233	233	235	232
INTERVALO (pies)	8949-58 (9)	10072-77(5)	9960-10000(20)	9928-9942(14) 9944-9964(20)	9786-9804(18)
CONDICIONES INICIALES:					
PROFUNDIDAD (pies)	8.904	10.003	10.003	10.003	9.830
Pi (LPC)	3.695	4.339	4.339	4.339	4.124
Boi (BY/BN)	1,145	1,200	1,254	1,249	1,431
Uoi (cp)	8,30	1,59	1,45	0,98	0,57
Coí * 10-6 PSIA-1	3,07	7,50	4,05	8,51	7,07
DENSIDAD PETRÓLEO (gr/cc)	0,863	0,838	0,826	0,830	0,732
CONDICIONES DE BURBUJA:					
Pb (LPC)	845	1.039	1.256	1.275	1.598
Rs (PCS/BN)	186	290	399	377	602
Bob (BY/BN)	1,157	1,237	1,276	1,287	1,465
Uob (cp)	6,70	1,41	1,29	0,90	0,54
Cob * 10-6 PSIA-1	4,24	12,89	7,65	11,17	12,55
DENSIDAD PETRÓLEO (gr/cc)	0,854	0,814	0,812	0,805	0,715
PETRÓLEO MUERTO (CS):					
GRAV. (°API)	20,1	26,0	27,2	26,7	34,4
DENSIDAD (gr/cc)	0,933	0,899	0,892	0,894	0,853
DENSIDAD RELATIVA	0,934	0,899	0,893	0,895	0,854
PROPIEDADES DEL GAS:					
A LA PRESIÓN DE: (LPC)	686	950	980	1.062	1.279
Bg (PCS/PC)	0,0258	0,0172	0,0167	0,0153	0,0133
Ug (cp)	0,01350	0,01950	--	--	--
FACTOR DESVIACIÓN, Z	0,930	0,836	0,835	0,825	0,867
DENSIDAD RELATIVA	0,812	1,493	1,478	1,473	0,999
COMPOSICIÓN DEL GAS (CA)					
N2 (% Molar)	2,90	0,91	0,60	1,25	1,51
CO2 (% Molar)	1,88	82,21	73,80	77,34	16,66
H2S (% Molar)	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00
CH4 (% Molar)	43,77	2,77	4,90	5,92	33,69
DENSIDAD RELATIVA GAS	1,253	1,583	1,592	1,525	1,343

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

3.2 UNIDAD DE COILED TUBING

La unidad de Coiled Tubing se define como una tubería continua de diámetro pequeño conectada a una serie de equipos en superficie, con la cual se puede realizar trabajos de perforación, reparación, limpieza, completación y reacondicionamiento de pozos, pudiéndose utilizarse tanto en onshore como en offshore. Esta tubería generalmente está construida por una aleación de carbón y acero, lo que permite que posea una gran flexibilidad, antioxidación, resistencia al fuego en algunos casos, entre otras.



Figura 29. Unidad de Coiled Tubing

La tubería de coiled tubing puede tener una longitud de 9.450 m (31000 pies) o más, dependiendo del tamaño del carrete y del diámetro de la tubería, que oscila entre 1 y 4 ½ pulgadas. Una unidad motriz hidráulica es controlada desde la consola instalada en la cabina de control de la unidad de coiled tubing, desde la cual se opera el cabezal del inyector para bajar y recuperar la tubería del pozo. El carrete de almacenamiento también aplica una pequeña tensión sobre la tubería.

Las características del coiled tubing (CT) son similares a las de una tubería convencional, con la diferencia que no es necesario armarla sección por sección para bajarla o sacarla del pozo, ya que se desenrolla o enrolla en un carrete que funciona mecánicamente como una manguera, lo que permite almacenarla y transportarla de una forma más rápida y eficiente. Al ser una tubería rígida flexible, se la puede introducir en el pozo con mucha facilidad desde la superficie, lo que permite que pueda ser muy utilizada en pozos desviados y horizontales.

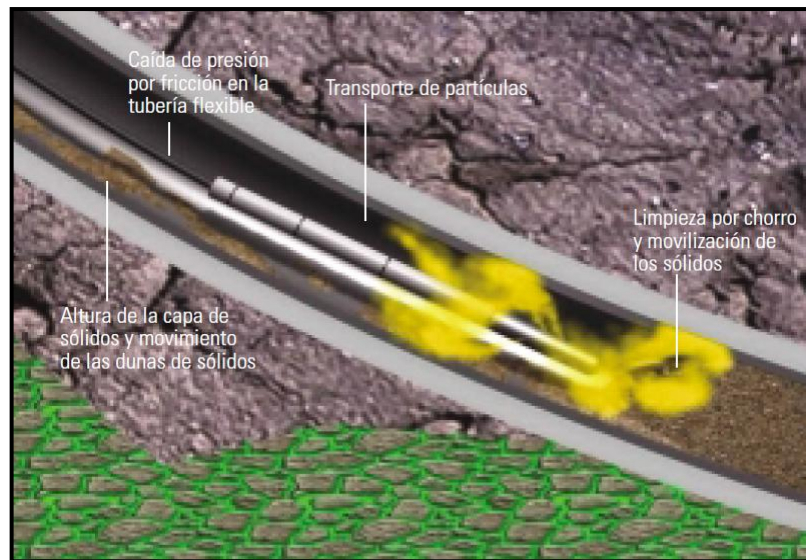


Figura 30. Limpieza de sólidos con tubería flexible (CT)
(<http://www.slb.com>)

En la actualidad la unidad de coiled tubing es muy utilizada en todos los países productores de hidrocarburos en el mundo, principalmente en los Estados Unidos de Norteamérica. A medida que avanza la tecnología, la perforación de pozos utilizando la unidad de coiled tubing va en aumento. En offshore, este equipo puede ser instalado con facilidad a las plataformas de perforación por su gran flexibilidad y fácil transporte.



Figura31. Unidad de Coiled Tubing enOfshore
(Schlumberger, 2012)

3.2.1 PRINCIPALES COMPONENTES DEL COILED TUBING

La unidad de coiled tubing cuenta con 6 componentes que son fundamentales para realizar cualquier operación de perforación, cementación, reparación, reacondicionamiento de pozos, acidificación, fracturamiento entre otras. Estos componentes son:

- Carrete de Almacenamiento
- Cabezal Inyector
- Cabina de Control
- Unidad de Potencia
- Camión Bomba
- Camión Tanque

3.2.1.1 Carrete de Almacenamiento

El carrete se utiliza como medio de almacenamiento de la tubería flexible durante el transporte y como dispositivo de enrollamiento durante las diferentes operaciones realizadas en el pozo. Sirve para guardar y transportar íntegramente la tubería CT.

Consta de un tambor grande de acero y su diámetro oscila entre 60 a 72 pulgadas. El diámetro de su borde externo puede llegar a 9 pies. Gracias a este carrete es posible envolver la tubería flexible de:

- 25.000 pies de longitud de 1 ¼ pulg. de diámetro,
- 20.000 pies de longitud de 1 ½ pulg. de diámetro.
- 15.000 pies de longitud de 1 ¾ pulg. de diámetro.



Figura 32. Carrete de almacenamiento de la tubería flexible



Figura 33. Desenrollado de la tubería flexible

3.2.1.2 Cabezal Inyector

El cabezal inyector de la unidad del coiled tubing es utilizado para agarrar la tubería continua y proveer las fuerzas necesarias para desenrollar y recuperar la tubería del pozo. El coiled tubing entra y sale del pozo por la acción de un par de cadenas, las cuales aplican presión (fricción) a la tubería.

Los Gripper blocks están instalados en las cadenas, son curvos y se adaptan a la superficie exterior de la tubería proporcionando una buena adherencia.

El Cabezal Inyector cumple principalmente las siguientes funciones:

- Dar el empuje necesario o esfuerzo de tracción mediante un motor para bajar la tubería dentro del pozo o recuperarla.

- Controlar la velocidad a la que se baja la tubería dentro del pozo, ya que si la punta del coiled tubing choca con algún elemento instalado en el pozo o con el fondo a gran velocidad, podría sufrir graves daños.
- Soportar el peso de la tubería flexible dentro del pozo.

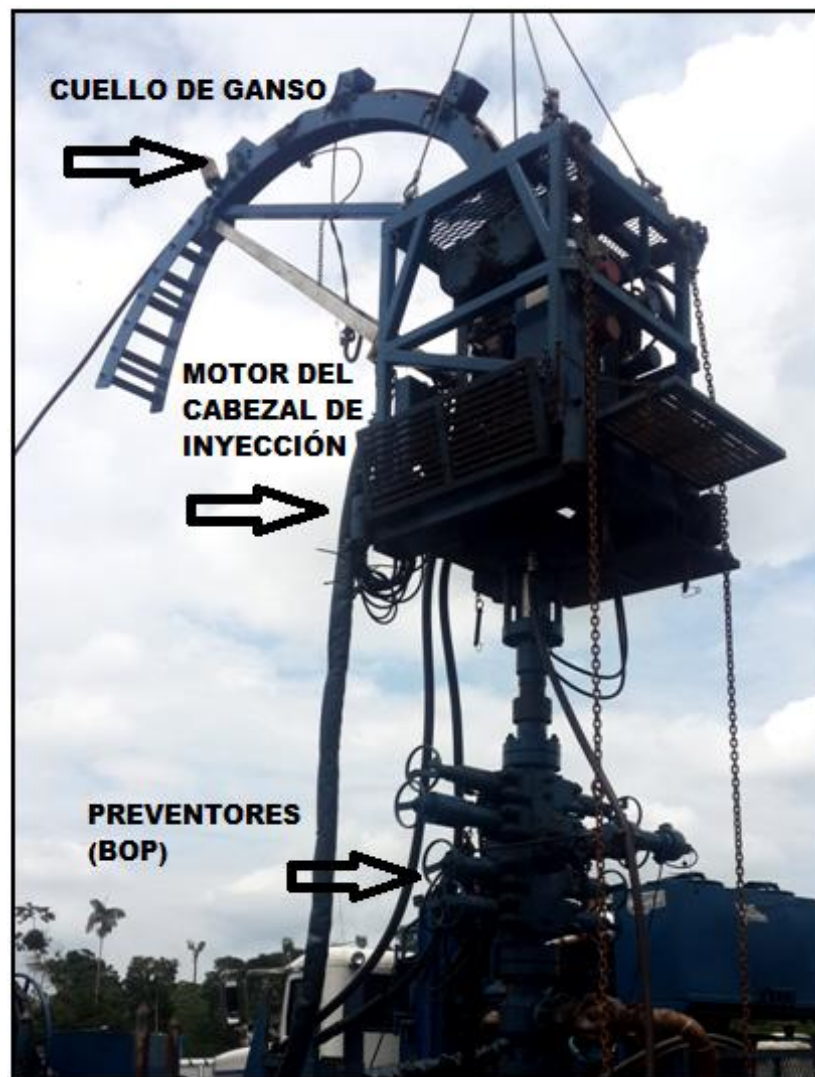


Figura 34. Cabezal inyector

La tubería puede ser corrida mientras se bombea fluido para limpiar y/o llenar el pozo o usada para bajar al pozo herramientas y dispositivos sujetos al extremo de la tubería del coiled tubing.

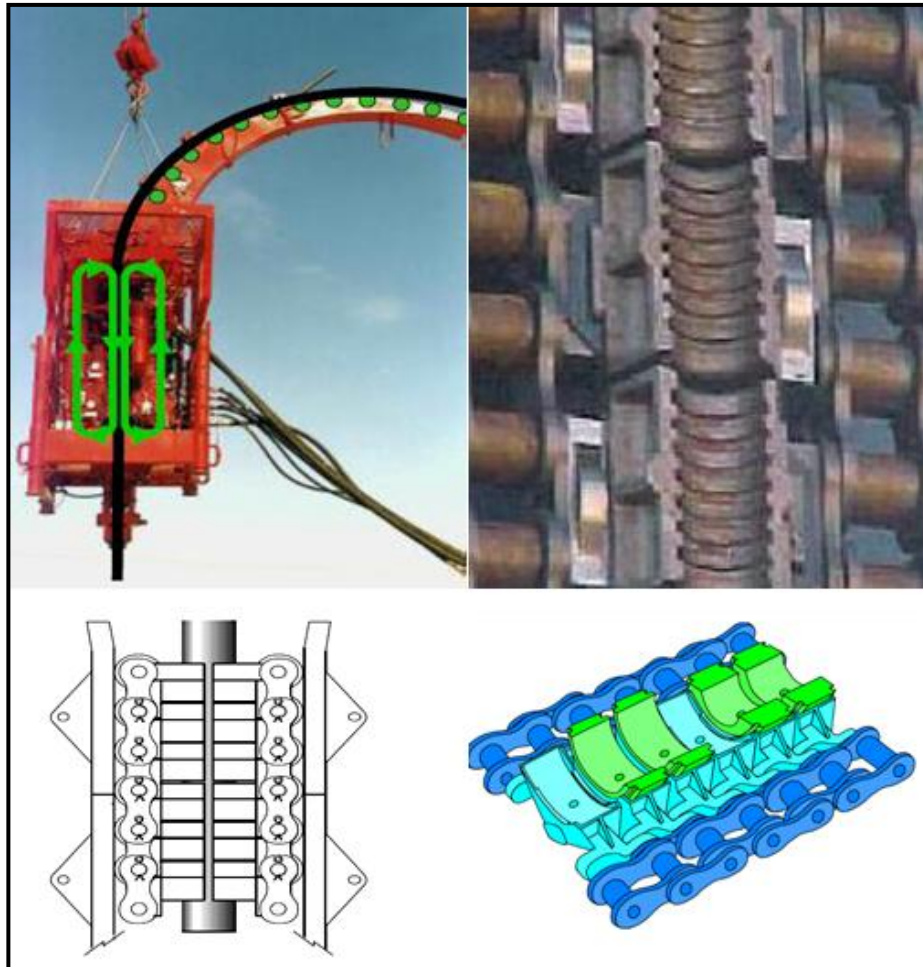


Figura 35. Blocks de agarre de la tubería flexible
(Herrera J, 2012)

Adicionalmente el cabezal de inyección cuenta con dos elementos importantes que son:

Cuello de Ganso: Es un arco de acero que actúa como guía para la sarta de la tubería flexible.

Preventores: Los preventores están equipados con dos conjuntos de rams, los cuales cumplen con dos funciones al momento de activarse en el caso que fuese necesario. Estas funciones son:

a) Cortar la tubería flexible y hacer sello en el diámetro interno del preventor.

b) Sujetar la tubería flexible y hacer sello alrededor de la misma sin dañar la superficie del tubo.

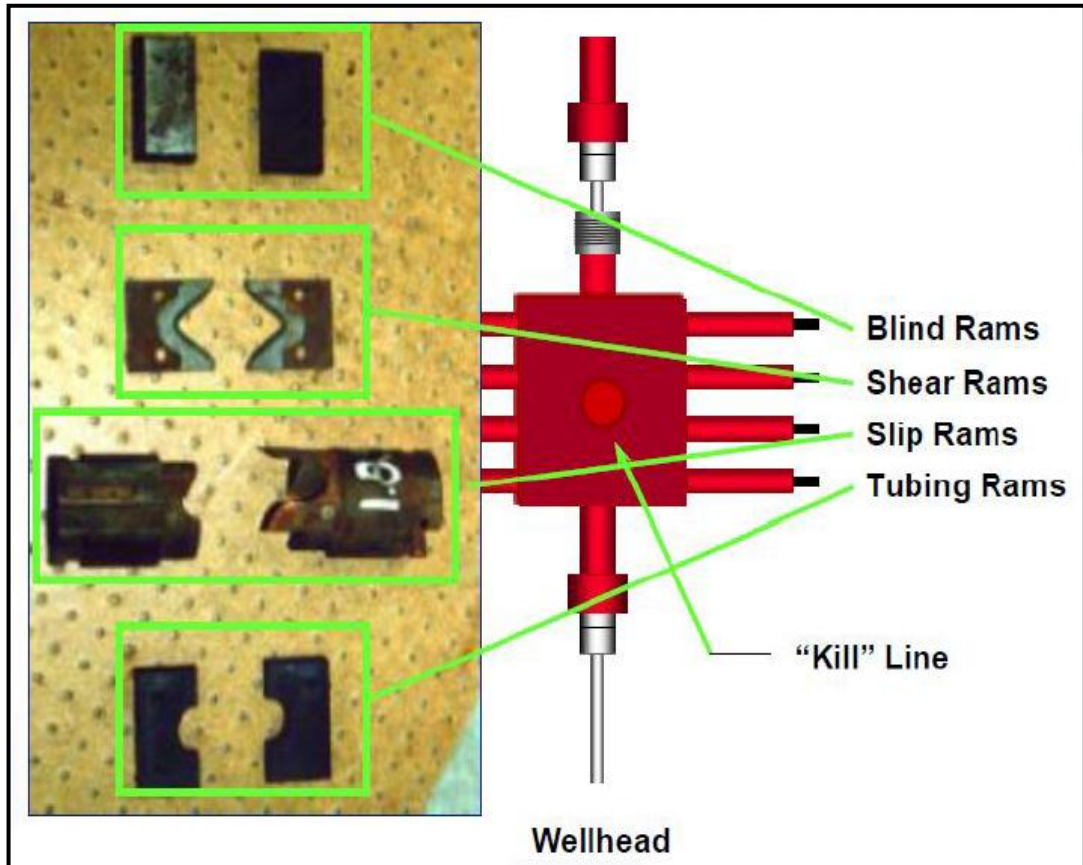


Figura 36. BOP de la Unidad de Coiled Tubing
(Baker Hughes, 2012)

3.2.1.3 Cabina de Control

Es el lugar donde se hallan todos los controles que componen el equipo de coiled tubing. La cabina posee una consola de control la cual permite operar el equipo y monitorear diferentes parámetros de operación.

Los motores del cabezal inyector y del carrete son operados desde el tablero de control, cuya función principal es controlar la velocidad de la tubería mientras baja o sube a través del pozo.

La cabina de control cuenta con un computador que permite registrar y monitorear en tiempo real los siguientes parámetros:

- Presión interna del coiled tubing
- Presión en el anular (CT-Tubing)
- Presión en el anular (Tubing - Casing)
- Peso de la tubería flexible
- Velocidad de viaje de la tubería dentro del pozo
- Profundidad de la tubería dentro del pozo
- Esfuerzos y cargas sinusoidales y helicoidales
- Volumen de fluido inyectado
- Caudal de inyección



Figura 37. Cabina de Control del Coiled Tubing

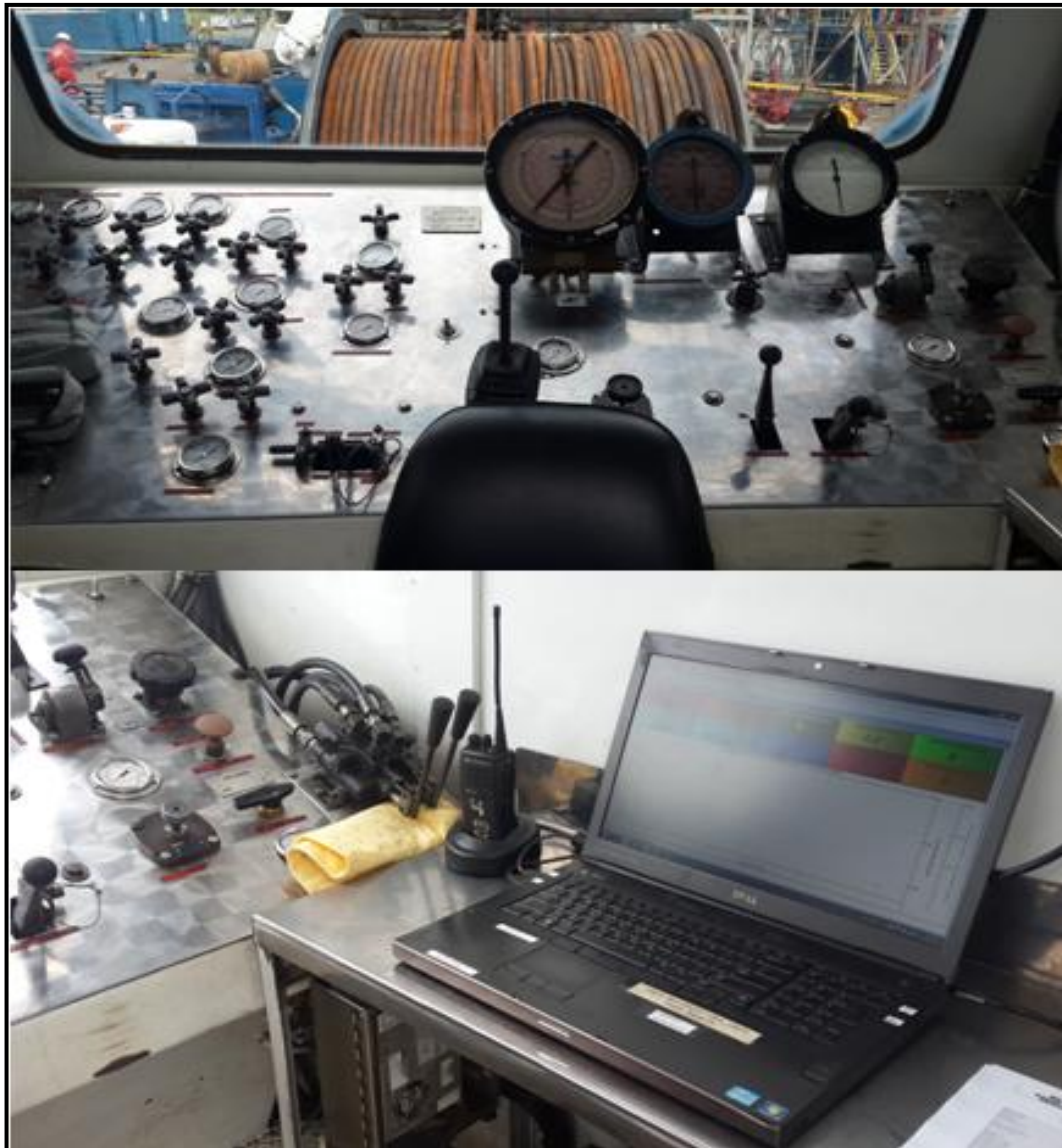


Figura 38. Tablero de Control de la Cabina del Coiled Tubing

Adicionalmente el tablero de control cuenta principalmente con los siguientes instrumentos:

- Manómetros que permiten monitorear los diferentes componentes de presión y peso de la unidad de coiled tubing
- Válvulas de control
- Freno del carrete
- Control de enrollamiento en el carrete
- Controles de activación de preventores del coiled tubing (BOP)

- Botón de paro de emergencia
- Control de la unidad de potencia
- Equipo electrónico (computador)
- Arranque y parada de los motores del cabezal inyector

3.2.1.4 Unidad de potencia

Cuenta con un motor de combustión interna a diesel, con una transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia hidráulica necesaria mediante mangueras de alta presión para operar los componentes del equipo de tubería flexible. Adicionalmente posee válvulas de control de presión, filtros, intercambiadores de calor y controles de emergencia para mantener presionados todos los sistemas en caso de que fallara el motor.

La unidad de potencia permite alimentar a un generador de corriente alterna que suministra la energía a las partes eléctricas. Cuenta también con un compresor para operar los sistemas neumáticos de la unidad.



Figura 39. Unidad de potencia



Figura 40. Camión grúa con unidad de potencia

La unidad de potencia puede encontrarse instalada en el mismo camión de izamiento, sobre una plataforma con fuente de potencia independiente.

La unidad de potencia suministra al circuito hidráulico, una presión de aproximadamente 2500 psi para poder operar cada uno de los componentes de la unidad de coiled tubing.

3.2.1.5 Camión Bomba

Las bombas más comúnmente utilizadas para operaciones con tubería flexible son las tríplex y pueden estar integradas a la unidad de tubería flexible o en forma modular en camiones independientes.

En ocasiones los camiones bomba cuentan con tanques integrados para mezclar químicos en estado de polvo con agua filtrada, para ser utilizado en tratamientos de estimulación matricial.



Figura 41. Camión Bomba

3.2.1.6 Camión Tanque

El camión tanque sirve tanto para el transporte de líquidos como para su almacenamiento.

Generalmente en tratamientos de estimulación matricial se utilizan estos tanques para almacenar agua, la misma que debe estar debidamente filtrada. El agua de mezcla deberá tener una turbidez de máximo 10NTU, en el caso de ser mayor deberá ser filtrada como se indica en la figura 49.

Ciertos camiones tienen una configuración de tanques separados que permiten realizar diferentes mezclas con químicos en estado líquido.

Esta configuración resulta muy útil al momento de realizar tratamientos de estimulación, en los que se utilizan diferentes tipos de mezclas químicas.



Figura 42. Camión tanque y filtros de agua

3.2.2 TIPOS DE ÁCIDOS

Los Hidrocarburos típicamente se encuentran almacenados en formaciones de carbonatos o areniscas. Durante la vida de producción de un pozo, diversos factores pueden afectar las condiciones de flujo del pozo, ocasionando una caída de presión y por consiguiente una disminución de la producción de hidrocarburos. Existen diferentes tratamientos para este tipo de formaciones pudiendo clasificarse en forma general en Reactivas y No Reactivas, así como combinaciones entre ellas, además del uso de aditivos, para diversas aplicaciones.

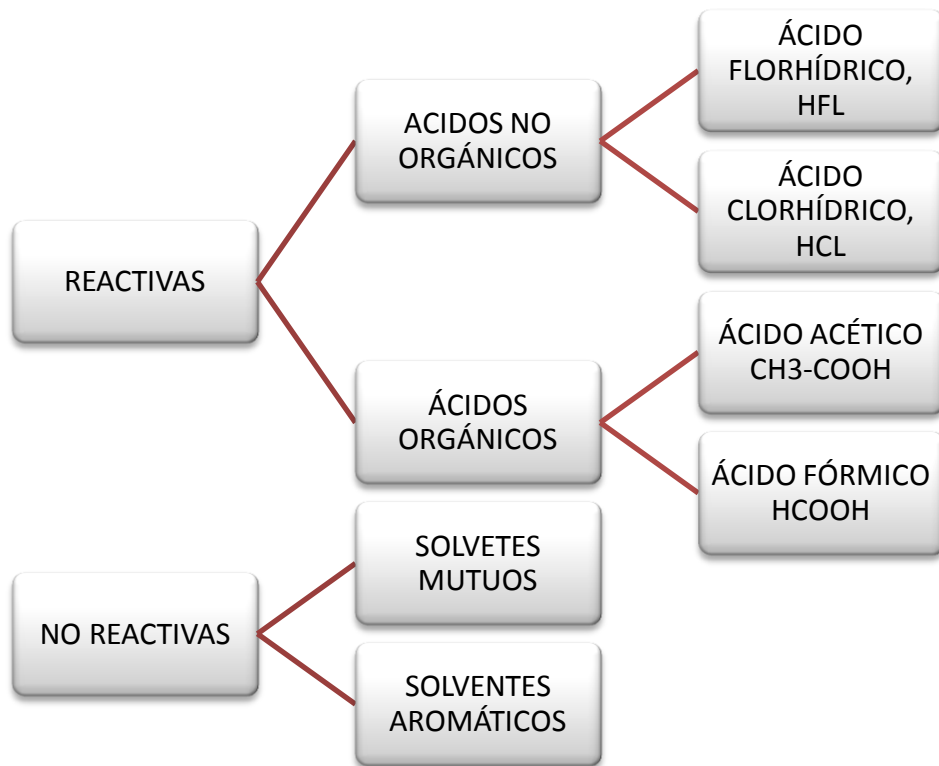


Figura 43. Clasificación de químicos de tratamiento

El ácido clorhídrico y el ácido fluorhídrico son ácidos minerales, mientras que el ácido acético y el ácido fórmico son ácidos orgánicos. También encontramos sistemas de ácidos retardados como ácido gelificado, ácido químicamente retardado y ácido emulsionado.

3.2.2.1 Ácido clorhídrico, HCl:

Es un ácido inorgánico usado ampliamente en formaciones que contienen carbonatos. Se emplea en solución al 15%. La reacción química está representada por la siguiente ecuación: $2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 = \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$ Concentraciones máximas de grado comercial de HCl son de aproximadamente 36% por peso. Adicionalmente a las concentraciones superiores a 15 % pueden emplearse concentraciones inferiores, en donde el poder de disolución del ácido no es el único factor a considerar.

Comercialmente este ácido se encuentra disponible con el nombre de SuperX Acid, Regular AcidOneAcid, que además incluye un inhibidor de corrosión mezclado en una solución con una concentración de 20% por peso o más.

Desventajas

Las mismas propiedades corrosivas que hacen que el ácido sea útil como fluido de estimulación lo convierten en una amenaza para el metal de las bombas, válvulas y tubería del pozo. Esta corrosión es significativa y costosa de controlar a temperaturas por encima de 250°F. La protección contra el efecto corrosivo del ácido es provista por la adición de un inhibidor de corrosión, seleccionado en función de las condiciones del pozo.

Ventajas

El uso frecuente de HCl se debe a que tiene un costo moderado. Una de las ventajas de este ácido es su poder para disolver la roca por unidad de costo en concentraciones menores. Concentraciones mayores de HCl tendrán una mayor densidad y viscosidad, por lo tanto tendrá mayor capacidad de suspensión de finos insolubles, lo que resultará en una mejor limpieza.



Figura 44. Ácido Clorhídrico

3.2.2.2 Ácido fluorhídrico, HF:

Es un ácido inorgánico usado en formaciones de areniscas. Se presenta en forma líquida, bien sea en forma anhídrida o en solución acuosa. Ataca al sílice y los silicatos, ciertos materiales como el hierro fundido y varios materiales orgánicos. En la estimulación de pozos, el HF es comúnmente usado en combinación con el HCl. Las mezclas de los dos ácidos pueden ser preparadas diluyendo mezclas de los ácidos concentrados con agua, o agregando sales de flúor al ácido HCl. El HF es muy efectivo en tratamientos de remoción de daños por taponamiento de la formación causado por lodos de perforación (excepto barita), arcillas y otros silicatos.

Tabla 4. Métodos para evitar precipitados

MINERAL	PRECIPITADO	PREVENCIÓN
CaCO ₃	CaF ₂	Preflujo de HCl
CaMg(CO ₃) ₂	CaF ₂ y MgF ₂	Preflujo de HCl
Cuarzo y/o salmueras de Na	NaSi ₂ F ₆	Preflujo de HCl y NH ₄ Cl
Salmueras de K	KSi ₂ F ₆	Igual al anterior
Salmueras de Ca	CaF ₂	Igual al anterior
Arcillas limpias, caolinita o montmorillonita	Si(OH) ₄ ·12H ₂ O	Sobredesplazar y llevar lejos
Feldespatos potásicos (Ortaclasa)	KSi ₂ F ₆	Bajar HF al 1,5 %
Feldespatos (Abita)	Na ₂ SiF ₆	Bajar HF al 1,5 %
Arcillas sucias: a) Illita	K ₂ SiF ₆ y MgF ₂ Si(OH) ₄ ·12H ₂ O	Comenzar con HF al 1%, subir gradualmente al 3% y sobredesplazar
Arcillas sucias: b) Clorita	Fe(OH) ₃	Estabilizadores de hierro

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

La mayoría de las formaciones de areniscas están compuestas de partículas de cuarzo (SiO₂) ligadas conjuntamente por varias clases de materiales cementantes, principalmente carbonatos, sílice y arcillas.

A pesar de que las reacciones químicas entre el HF y los minerales presentes en las areniscas son complejas y pueden en algunos casos resultar en precipitación de los productos de reacción, puede evitarse en su mayoría.



Rótulo NFPA



Figura 45. Ácido Fluorhídrico

3.2.2.3 Ácido acético, $\text{CH}_3\text{-COOH}$

Es un ácido orgánico que es accesible en solución de ácido acético de 10% por peso en agua. Es un ácido débil. Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio y explosión. Reacciona violentamente con bases fuertes y ácidos fuertes. Ataca a algunos tipos de plásticos, caucho y revestimientos.

Ventajas:

Adicional a su uso como fluido de perforación o como fluido de baja corrosión en presencia de metales que se corroen fácilmente, el ácido acético es generalmente usado en mezclas con HCl en ácidos híbridos.

Este ácido tiene la capacidad de disolver incrustaciones de carbonatos de calcio y de magnesio, lo que beneficia las condiciones de flujo de la formación.

Como las grasas son de tipo orgánico, el ácido acético funciona como un detergente que ayuda a despegar y disolver la suciedad.

Tiene efectos bactericidas porque cambia el pH es decir que altera la medida de acidez o alcalinidad de las sustancias. Por eso, muchas bacterias que sobreviven en un medio alcalino mueren al contacto con el ácido.

Desventaja:

Comparando el costo por unidad de poder de disolución, el ácido acético es más costoso que el ácido fórmico o el clorhídrico, por ello su uso es más limitado.



Rótulo NFPA

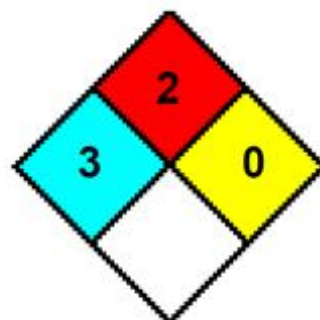


Figura 46. Ácido Acético

3.2.2.3 Ácido fórmico, HCOOH

El ácido fórmico o metanoico HCOOH es el primero de los ácidos carboxílicos, con un solo carbono. El ácido fórmico se encuentra en secreciones de algunos insectos principalmente de hormigas. Es incoloro y de olor picante.

De los ácidos orgánicos empleados en acidificación, el ácido fórmico tiene el peso molecular más bajo y correspondientemente el costo por volumen más bajo por roca disuelta. Es sustancialmente más fuerte que el ácido acético, sin embargo es más débil que el HCl. El ácido acético reacciona a una concentración de equilibrio en presencia de sus productos de reacción.

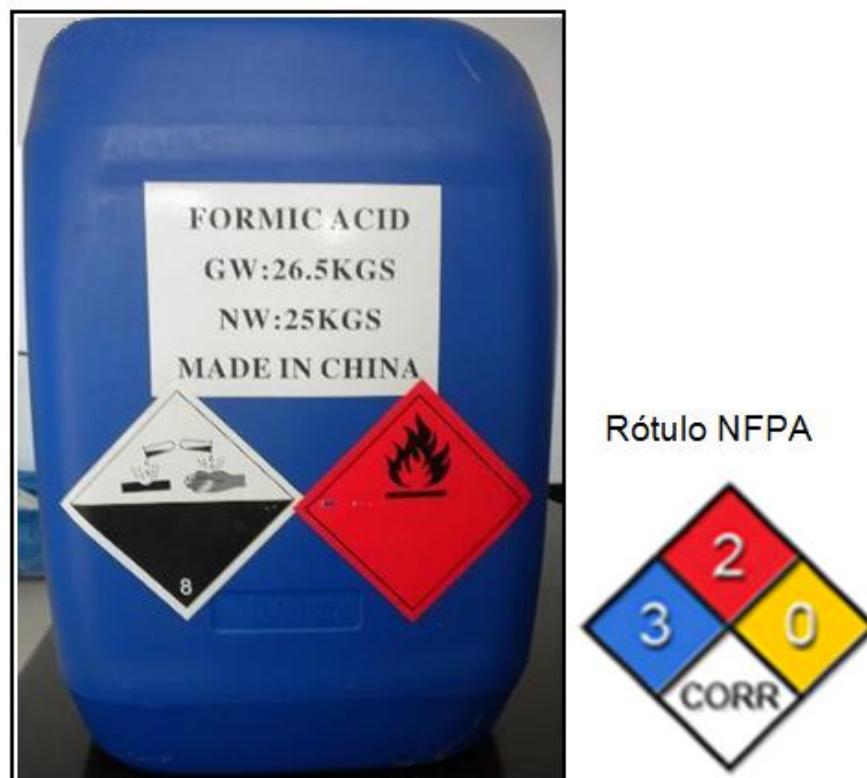


Figura 47. Ácido Fórmico

3.2.3 COMBINACIONES Y FORMULACIONES ESPECIALES

Existen diferentes tipos de formulaciones especiales que resultan de la combinación de ciertos ácidos conjuntamente con otros químicos, con el fin de realizar tratamientos efectivos a las formaciones productoras.

3.2.3.1 Mud-Acid: Mezcla de HCl y HF

El Mud-Acid es una combinación muy utilizada para restaurar la permeabilidad de areniscas. Generalmente se utiliza 15 % de HCl y se añade suficiente bifluoruro de amonio para crear una solución con 3 % de HF.

El HCl en estas formulaciones tiene el propósito de actuar como un convertidor y producir HF a partir de una sal de amonio. También para disolver el material soluble en HCl y por consiguiente prevenir el desgaste prematuro del HF y prevenir la precipitación de fluoruro de calcio o de magnesio.

El ácido HF es comúnmente usado en combinación con el ácido HCl en mezclas que varían en concentraciones de:

En combinaciones de 6 % HCl – 0.5 % de HF

En combinaciones de 28% HCl – 9 % de HF

En combinaciones de 15% HCl – 3 o 4 % de HF

El Mud-Acid disuelve todos los minerales que son solubles en HCl al 15%, así como minerales silicios tales como bentonita. El cloruro de calcio, el cloruro de magnesio y las sales de sodio y potasio reaccionan con el HF para formar precipitados insolubles. Debido a que el HF es removido de la solución al reaccionar con las calizas, no es conveniente realizar trabajos de acidificación con Mud-Acid en formaciones de carbonato de calcio.

3.2.3.2 Mud-Acid secuencial

Consiste en etapas alternas de HCl y NH₄F (Clay-Sol o fluoruro de amonio), para generar hidrógeno en contacto con minerales arcillosos.

3.2.3.3 Ácido Fluobórico (ClayAcid)

La mezcla de 12% HCl – 3% HF es efectiva únicamente para remover el daño por silicatos en un radio de 1 pie en la vecindad del pozo. Se ha demostrado que los finos pueden migrar desde un radio mayor a 5 pies en pozos con altas tasas de agua. Es por esto que se requiere de un ácido de acción retardada sobre las areniscas que pueda remover los finos que causan el daño antes que migren y dañen la formación. El ClayAcid es un sistema de acidificación que no se gasta rápidamente sobre el material de la formación, y por lo tanto alcanza una penetración profunda, sin convertir la región adyacente al pozo en una zona no consolidada.

3.2.3.4 Ácido Fórmico-Fluorhídrico

Esta mezcla es especialmente utilizada en arenas, es empleada en casos en que la temperatura es alta, debido a que es menos corrosiva que las mezclas de ácidos inorgánicos HF-HCl.

3.2.3.5 Ácido Sulfámico y Cloroacético

Los ácidos Sulfámicos y Cloroacéticos tienen una limitada aplicación al momento de realizar una estimulación de pozos. Estos ácidos se comercializan en forma de polvo, son más costosos que el HCl, desde el punto de vista comparativo según su poder de disolución. El ácido cloroacético es más fuerte y más estable que el ácido sulfámico. Este último se descompone a una temperatura aproximada de 180°F y no se recomienda en formaciones con temperaturas superiores a 160°F.

3.2.3.6 Ácido Clorhídrico-Ácido Fórmico Clorhídrico

Esta mezcla es especialmente utilizada en carbonatos, generalmente diseñadas para aprovechar el potencial económico disolvente de HCl con la baja corrosividad de los ácidos orgánicos. Su aplicación es muy utilizada para formaciones con altas temperaturas ya que estas condiciones favorecen la corrosión. Los ácidos orgánicos ayudan a disminuir la corrosividad en los tratamientos de estimulación de pozos.

3.2.3.7 Ácidos Alcohólicos

Es una mezcla entre un ácido y un alcohol. Los ácidos comúnmente utilizados son el HCl o Mud-Acid (HCl+ HF). También se utilizan ácidos orgánicos en este tipo de mezclas como el ácido fórmico y el acético.

Los ácidos alcohólicos pueden provocar corrosión en el pozo, por lo que es necesario el uso de inhibidores de corrosión.

Se emplea ácidos alcohólicos principalmente en formaciones de gas seco y de baja permeabilidad. El alcohol reduce la tensión interfacial y permite una penetración más profunda del ácido a la matriz de la roca. La mezcla ácido-alcohol reduce el efecto de reacción ácido-mineral y produce un efecto retardante. Los ácidos alcohólicos también son utilizados para remover bloqueos por agua. El alcohol es soluble tanto en ácido como en agua y la penetración del alcohol de baja tensión superficial contribuirá con su remoción.

3.2.4 TIPOS DE ADITIVOS

Un aditivo es un material agregado a un ácido para modificar su comportamiento, o ajustarlo a las condiciones del yacimiento.

La necesidad del uso de aditivos para tratamientos ácidos nació conjuntamente con este tipo de trabajos de estimulación ácida. El desarrollo de inhibidores de corrosión era necesario para proteger las tuberías del contacto con el ácido. Adicionalmente estos aditivos ayudan a controlar la mojabilidad de la formación al agua, prevenir la formación de emulsiones, controlar precipitados, prevenir bloqueos por agua y estabilizar arcillas.

Encontramos diversos tipos de aditivos disponibles para ácidos, pero los más utilizados son:

- Surfactantes
- Secuestrantes de hierro
- Inhibidores de corrosión
- Agentes de control de pérdida de filtrado
- Agentes divergentes
- Reductores de fricción
- Alcoholes
- Solventes mutuales
- Inhibidores de arcillas
- Agentes para controlar bacterias

3.2.4.1 Surfactantes

Un surfactante es una sustancia cuya molécula posee una parte polar y una parte apolar. Por tal razón se encuentra en general ubicado en una interfase aceite-agua, y sonde uso común en prácticamente todas las ramas de la industria petrolera.

Los Surfactantes, también conocidos como agentes tensoactivos, son agentes que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos.

En todas las operaciones en que existen dos o más fases presentes, se encontrará la presencia de un surfactante con el propósito particular de estabilizar o desestabilizar una dispersión, una emulsión o una espuma, o, para modificar la tensión interfacial o la mojabilidad. Los surfactantes se usan como detergentes y dispersantes de hidrocarburos en los tratamientos de estimulación de pozos.

Los surfactantes se pueden clasificar de la siguiente manera:

Por la Solubilidad:

- Solubles al agua (hidrofílicos)
- Solubles al petróleo (lipofílicos)

Por su Naturaleza Iónica:

- Catiónicos
- Aniónicos
- No Iónicos
- Anfotéricos

Los surfactantes tienen una amplia aplicación en la industria petrolera y en especial en tratamientos de estimulación de pozos. Entre algunas de las aplicaciones más utilizadas tenemos:

- Establecer Humectabilidad
- Como agente emulsionante
- Como inhibidores de corrosión

- Romper o prevenir bloqueos por emulsión y por agua
- Acelerar la recuperación de fluidos de tratamiento
- Agente estabilizador de arcillas
- Retardadores de ácidos
- Agentes detergentes y penetrantes
- Espumantes
- Bactericidas

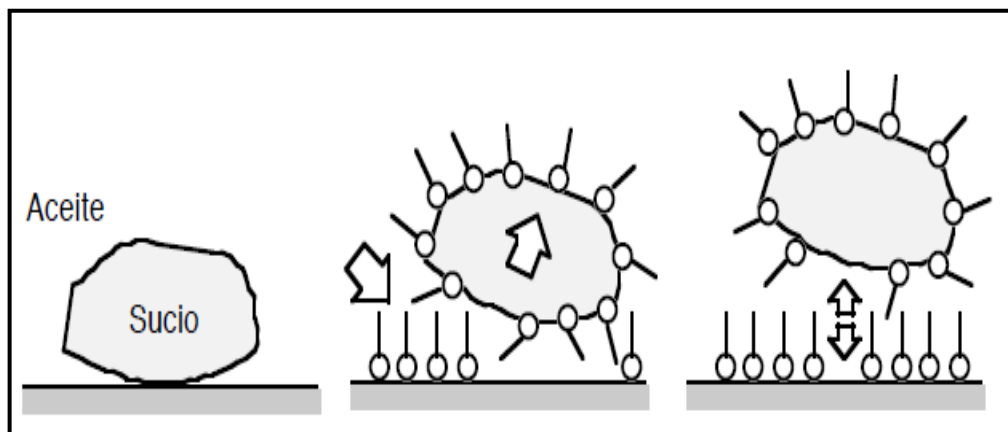


Figura 48. Acción del Surfactante
(Salager J., 1991)

3.2.4.2 Secuestrantes de Hierro

Un agente secuestrante es una sustancia química cuya estructura molecular puede envolver y contener un tipo de ion determinado en un complejo (componentes unidos por un tipo de enlace químico) estable y soluble.

En el proceso de estimulación matricial, cierta cantidad de hierro será disuelta por acción del ácido sobre las superficies de las tuberías de bombeo, casing, tubing, equipos de fondo de pozo, y minerales de hierro que contengan las distintas formaciones con las cuales el tratamiento ácido entra en contacto.

La precipitación del hierro disuelto en un tratamiento ácido es un problema cuando ésta ocurra en el medio poroso, puesto que dañará la permeabilidad de la roca. El hidróxido de hierro ($\text{Fe}(\text{OH})_3$) precipita cuando el pH del tratamiento está en el rango de 2,2 a 3,5. La precipitación del ión ferroso solo ocurrirá cuando el pH del tratamiento alcance el valor de 7,2. Es por este motivo que este tipo de precipitación no es significativamente peligrosa, a menos que se den las condiciones para que se produzca una oxidación en el proceso de estimulación ácida. Para mantener en solución el hierro disuelto durante el proceso de acidificación, se usan productos estabilizadores que mantienen los compuestos solubles o también se los utiliza como agentes reductores, que transforman el ión férrico a ferroso.

Para controlar las precipitaciones de hierro en un tratamiento ácido se pueden utilizar diferentes compuestos químicos:

a) Agentes Secuestrantes o Quelantes.- Son productos químicos que forman una solución compleja en agua, estable con los iones férrico y ferroso. Algunos ejemplos de estos productos son:

- Ácido Cítrico
- EDTA (Ácido Tetra-Acético Di-amino Etileno)
- Tetra Sodio EDTA (Tetra Sodio Ácido Tetra-Acético Di-amino Etileno)
- Di-Sodio EDTA (Di- Sodio Ácido Tetra-Acético Di-amino Etileno)
- Tri-Sodio NTA (Tri-Sodio Ácido Acético- Nitrilo)
- NTA (Acido Nitrilo Acético)

b) Agentes de Reducción.- Convierten el ión férrico en una solución de ión ferroso y ayudan a mantener este estado de oxidación. Algunos ejemplos de estos productos son:

- Eritorbate de Sodio ($\text{NaC}_6\text{H}_7\text{O}_6\text{H}_2\text{O}$)
- Ácido Eritorbático ($\text{C}_6\text{H}_8\text{O}_6$)

c) Agentes de Control de pH.- Actúan como agentes amortiguadores o controladores para mantener un pH bajo y retardar la precipitación de los componentes insolubles de hierro. Algunos ejemplos de estos productos son:

- Ácido Acético y Acético Anhídrido
- Pirofosfato Ácido de Sodio

3.2.4.3 Inhibidores de Corrosión

Un inhibidor de corrosión es un material que fija o cubre la superficie metálica, proporcionando una película protectora que detiene la reacción corrosiva.

Los inhibidores de corrosión son productos químicos que retardan la acción del ácido con los iones de hierro, impidiendo o reduciendo el proceso de corrosión.

Los inhibidores de corrosión permiten revestir química y/o físicamente las superficies metálicas, forman una barrera que aísla la humedad y el oxígeno de la superficie metálica, neutralizan la alcalinidad o acidez de la superficie.

Algunos productos químicos pueden causar ciertos efectos en la acción del inhibidor como el ión sulfito (SO_3^-) que puede interferir con la labor del inhibidor, los surfactantes en conjunto con el ácido pueden arruinar o mejorar el inhibidor y también podrían interferir con la acción del ácido en el tratamiento de estimulación.



Figura 49. Inhibidor de Corrosión
(<http://spanish.watertreatment-chemicals.com>)

3.2.4.4 Agentes de control de pérdida de filtrado

Son agentes que disminuyen las pérdidas de fluido hacia las formaciones productoras. Estos agentes de control de pérdida de filtrado se pueden aplicar en formaciones con múltiples permeabilidades, en las cuales los fluidos siguen el camino de menor resistencia y en formaciones con baja permeabilidad, en las cuales se requieren altas presiones de inyección.

Los aditivos para control de filtrado están compuestos por dos agentes: uno inerte, formado por partículas sólidas las cuales se confinan en la superficie de las fisuras y un gel que tapona los poros en el material granular sólido.

3.2.4.5 Agentes divergentes

Es un agente químico que se utiliza en tratamientos de estimulación con el fin de garantizar una inyección uniforme. Estos agentes también conocidos como divergentes químicos, trabajan mediante la creación de un efecto de bloqueo, que se limpia luego del tratamiento, lo que permite incrementar la productividad del intervalo tratado. En un tratamiento de estimulación

matricial, se utiliza ácido benzoico como divergente químico, para pozos inyectoros, mientras que, en pozos productores, se usan resinas solubles en petróleo. Estos compuestos son levemente solubles en un medio ácido sin embargo después de actuar como divergente se disuelve con inyección de agua o producción de petróleo.

3.2.4.6 Reductores de fricción

Son químicos de extensas cadenas, los cuales pueden ser naturales o sintéticos, utilizados principalmente para minimizar la turbulencia y disminuir la caída de presión por fricción en las líneas de flujo, lo que permite reducir la potencia de bombeo.

Generalmente se encuentran en forma de lechada o líquido y se utiliza para reducir las fuerzas de fricción experimentadas por las herramientas y tuberías. Los reductores de fricción se utilizan principalmente en pozos horizontales y altamente desviados donde las fuerzas de fricción restringen el paso de herramientas a lo largo del pozo. No siempre estos polímeros son efectivos en las soluciones ácidas. En ocasiones, el ácido puede inhibir la acción de estos polímeros.

3.2.4.7 Alcoholes

Se utilizan en tratamientos ácidos para remover bloqueos por agua, mejorar la recuperación de fluidos, retardar la acción del ácido. El Alcohol reduce las fuerzas capilares dentro del sistema poral, permitiendo una más fácil remoción de la fase líquida. Los alcoholes utilizados en tratamientos de estimulación también aumentan la velocidad de vaporización de la porción agua, permitiendo una desaturación más rápida del agua en las vecindades del pozo. Se utilizan alcoholes comúnmente en formaciones que contienen arcillas sensibles al agua.

Tipos de Alcoholes:

- Metílico: 30% o más por volumen
- Isopropílico: Máximo 20% por volumen

Los grandes volúmenes de alcohol necesarios en un tratamiento hacen costosa la operación. Su bajo punto de inflamación tanto en el isopropanol como en el metanol, presenta riesgos de incendio. Las mezclas alcohol-ácido, incrementa la corrosividad, por lo que es indispensable utilizar una elevada concentración de inhibidor de corrosión.

En formaciones que presentan elevadas concentraciones de sólidos disueltos puede precipitar cloruro de sodio en presencia de los alcoholes.

3.2.4.8 Solventes Mutuales

Son químicos utilizados para tratamientos de estimulación. Este es soluble en petróleo, agua y fluidos de tratamiento con base ácida.

Los solventes mutuos suelen ser utilizados en diferentes aplicaciones, como la remoción de depósitos de hidrocarburos pesados, el control de humedad de las superficies de contacto antes, durante y después de un tratamiento y la prevención o descomposición de emulsiones. Un solvente mutuo muy utilizado es el éter etilenglicol monobutilo.

Son muy utilizados en soluciones ácidas o en preflujos o postflujos en concentraciones típicas de 10% en volumen.

Permite reducir la saturación de agua en las vecindades del pozo, por disminución de la tensión superficial del agua, previniendo los bloqueos por agua.

Permite mantener la roca hidrófila, manteniendo por lo tanto una mejor permeabilidad relativa al petróleo.

Estabiliza las emulsiones y permite mantener las concentraciones de los surfactantes e inhibidores en solución, ayudando a prevenir la adsorción de esos materiales dentro de la formación.

Tipos de Solventes Mutuales

- Etilen Glycol Monobutil Ether (EGMBE)
- Dietilen Glycol Monobutil Ether (DEGMBE)
- EthersGlycoles Modificados (MGE)



Figura 50. Solvente Mutual

3.2.4.9 Inhibidores de Arcillas

Existen ciertas formaciones sensibles al agua, las cuales se caracterizan por disminuir su permeabilidad cuando entran en contacto con fluidos extraños a la formación. Esta disminución de permeabilidad, es el resultado del taponamiento de los canales existentes en el sistema poroso debido a que ciertas arcillas al estar en contacto con fluidos ajenos a la formación, pueden hidratarse produciendo un efecto de hinchamiento en la formación que las contiene, produciendo subsecuentemente el taponamiento de estos canales de flujo. La principal función de los inhibidores de arcillas es evitar que se reduzca de permeabilidad por efecto de las arcillas hinchables. La migración, hidratación y dispersión son efectos negativos asociados a las formaciones con presencia de arcillas.

a) Migración de Arcillas

La migración de arcillas depende principalmente de los siguientes factores: la estructura química de las arcillas, la diferencia entre la composición química de los fluidos de formación y los fluidos de superficie, del arreglo de las arcillas en la matriz y la cantidad de arcillas presentes en la formación.

b) Hidratación de las Arcillas

El hinchamiento de las arcillas se debe a la hidratación de los cationes presentes en las mismas. El hinchamiento depende del catión adsorbido en la arcilla y de la cantidad de sal en el fluido que la contacta.

Existen dos tipos de hinchamiento de arcillas, el hinchamiento cristalino que ocurre debido a la adsorción de agua en la superficie de las partículas de arcillas y puede ocasionar que el volumen de las arcillas se incremente más del doble y el hinchamiento osmótico debido a que la concentración de cationes es mayor entre las capas de arcillas que en el cuerpo mismo de las

arcillas. La Caolinita, Clorita e Ilita pueden ser clasificadas como arcillas no hinchables.

c) Estabilizadores de Arcillas

Los más utilizados en la industria petrolera son:

- Salmuera sintetizada
- Iones de Hidróxido de Aluminio
- Polímeros Orgánicos
- Cloruro de Potasio
- Cloruro de Amonio
- Hidróxido de Potasio



Figura 51. Inhibidor de Arcillas

Los químicos más utilizados para la remoción de partículas de arcilla son:

- Ácido Clorhídrico
- Ácido Fluorhídrico
- Solventes mutuales

3.2.4.10 Agentes para controlar bacterias

Son químicos utilizados para controlar el desarrollo de bacterias existentes en las formaciones. Estos químicos pueden eliminar e inhibir el crecimiento de microorganismos o bacterias. A estos productos se los conoce como bactericidas o biocidas. Las bacterias son microorganismos unicelulares del tipo de los esquizomicetos los cuales pueden causar problemas de taponamiento en pozos inyectores, reducción del ión sulfato, formación de limo, formación de precipitados de hierro. Se aplica directamente en el tratamiento ácido antes de la Acidificación.

3.2.5 REMOCIÓN DE INCRUSTACIONES Y ASFALTENOS

Puede formarse en cualquier parte del sistema de circulación desde los equipos y tuberías en superficie, hasta la cara del pozo. La presencia de incrustaciones y asfaltenos puede reducir la producción de petróleo y provocar pérdida de eficiencia de los equipos de producción. Las incrustaciones y depositación de asfaltenos pueden presentarse por la evaporación, mezclas de fluidos incompatibles entre sí, sobresaturación de materiales disueltos en el agua y material procedente de la corrosión o actividad bacteriana.

3.2.5.1 Incrustaciones

Las incrustaciones son depositaciones que resultan de la precipitación de materiales existentes en los fluidos base agua. Las precipitaciones más comunes son los carbonatos de calcio, Sulfatos de calcio, Sulfatos de bario y estroncio, Silicatos, Cloruro de sodio, Sales y óxidos de hierro. Es muy importante hacer un análisis adecuado sobre el origen y causas por las que se presentan estas incrustaciones para poder aplicar el método de remoción más apropiado.

Prevención de las Incrustaciones:

Existen métodos que permiten prevenir la formación de incrustaciones. Algunas recomendaciones para evitar la formación de incrustaciones son:

- No mezclar fluidos incompatibles
- Filtrar los fluidos de Inyección o completación
- Utilizar inhibidores que eviten su formación.

3.2.5.2 Asfaltenos

Los asfaltenos son materiales orgánicos que forman compuestos de anillos aromáticos y nafténicos que contienen moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno. Los asfaltenos presentes en el crudo no son solubles en solventes de cadena recta, tales como el pentano y el heptano.

Son depósitos orgánicos que provienen de la perturbación del equilibrio de los crudos, y pertenecen al grupo de los bitúmenes, en el cual se encuentran también los maltenos y resinas.

Las depositaciones de asfaltenos dependen del tipo de relación entre las moléculas de resina y las de asfalteno. La cantidad de resina es importante en la estimación del daño creado por los asfaltenos. Los asfaltenos se precipitan como consecuencia de caídas de presión y temperatura, flujos turbulentos, mezclas de fluidos incompatibles y presencia de materiales inyectados que alteren la estabilidad de la dispersión asfáltica. En la acidificación matricial, los iones de hierro en solución favorecen la depositación de asfaltenos.



Figura 52. Tubería taponada por incrustaciones y parafina
(<http://www.chemexinc.net>)

Para remover la depositación de asfaltenos y parafinas generalmente se utilizan tratamientos con solventes aromáticos, tales como tolueno, xileno o mezclas de ellos, solventes parafínicos como kerosene y gasolinas, productos químicos como dispersantes y detergentes que ayuden a mejorar la actividad de los solventes.



Figura 53. Xileno (Solvente Aromático)

3.2.6 TRATAMIENTO ÁCIDO EN CALIZAS, DOLOMITAS Y ARENISCAS

Usualmente los tratamientos ácidos se aplican en formaciones de roca reservorio como areniscas y rocas carbonatadas como las calizas y dolomitas.

3.2.6.1 Tratamiento ácido en Carbonatos (Calizas y Dolomitas)

En estas acidificaciones la roca reacciona rápidamente con HCL y ácidos orgánicos. La reacción depende de la capacidad de difusión del ácido en la roca, originando la formación de canales de flujo, conocidos como agujeros de gusano. La longitud de estos canales depende en mayor medida de las pérdidas de filtrado del ácido. Se obtiene una mayor penetración en la formación empleando ácidos más viscosos como ácidos emulsificados, gelificados o de espuma.

Comúnmente este tipo de rocas presenta una porosidad primaria muy baja, pero podría presentar una alta porosidad y permeabilidad secundaria permitiendo que un volumen considerable de ácido penetre la roca.

La temperatura de la formación aumenta la velocidad de reacción del ácido sobre los carbonatos. Es recomendable utilizar HCL al 25% cuando la temperatura de la formación es menor de 200°F. Para temperaturas entre 200 °F - 250 °F se utiliza HCL al 15% + ácidos orgánicos y para temperaturas superiores a 350 °F se deben utilizar tratamientos No Ácidos.

La reacción química en Dolomitas es más lenta que con las Calizas, es decir que el mismo volumen HCL disolverá mayor cantidad de Caliza que de Dolomita.

Los Carbonatos con presencia de cuarzo, feldespatos, arcillas, liberan silicatos como finos, los cuales pueden taponar los nuevos canales de flujos creados por el ácido.

Es recomendable en este tipo de rocas utilizar ácidos viscosos que contengan agentes de suspensión de finos.

3.2.6.2 Tratamiento ácido en Areniscas.

Los ácidos HCL y HF reaccionan más lentamente con los minerales presentes en formaciones de areniscas. El cuarzo presente en formaciones de areniscas es insoluble en ácido, sin embargo los minerales que cementan los granos y forman la matriz de la roca son disueltos con mayor facilidad.

Las areniscas presentan una porosidad y permeabilidad primaria considerable pero es poco común que existan porosidades y permeabilidades secundarias significativas. Las partículas que taponan los canales de flujo en el sistema poroso suelen disolverse con el tratamiento ácido, permitiendo que aumente la permeabilidad y la porosidad efectiva de la formación. No es recomendable emplear tratamientos de estimulación ácida en formaciones que posean permeabilidades demasiado bajas ya que la inyección del tratamiento debe tener un caudal mínimo de 0,25 BPM luego que el ácido haya removido el daño ($S=0$), caso contrario se debe recurrir a un fracturamiento para estimular la formación.

La temperatura de la formación aumenta la velocidad de reacción del ácido sobre las areniscas. Es recomendable utilizar HCL al 12% + HF al 3% cuando la temperatura de la formación es menor de 200°F. Para temperaturas entre 200 °F - 300 °F se utiliza HCL al 10% + HF al 0,5% y para temperaturas superiores a 300 °F se deben utilizar ácidos orgánicos.

3.2.7 ETAPAS DEL TRATAMIENTO ÁCIDO

En las estimulaciones matriciales, especialmente en las areniscas existen tres etapas básicas de bombeo.

- Preflujo
- Tratamiento principal
- Sobredesplazamiento

3.2.7.1 Preflujo

El preflujo es el primer bache de fluido que se bombea a la formación mediante coiled tubing, el cual permite un mejor barrido y penetración de la mezcla en la formación. El objetivo de los preflujos en tratamientos ácidos es evitar el contacto de cualquier ácido con el petróleo de la formación.

Los preflujos deben ser mezclas de hidrocarburos livianos, con solventes aromáticos, solventes mutuos y surfactantes, que garanticen una disminución de la tensión interfacial, de modo que se reduzca la saturación de petróleo residual en la zona donde se aplicará el tratamiento ácido, evitando la formación de emulsiones que podrían causar taponamiento de los canales de flujo y en consecuencia una disminución de la permeabilidad.

El preflujo también permite obtener un rápido retorno de los fluidos inyectados, al disminuir la presión capilar.

3.2.7.2 Tratamiento principal

En esta etapa se bombea a través del coiled tubing el tratamiento principal compuesto por una mezcla de ácidos, pudiendo ser estos orgánicos e inorgánicos, en conjunto con una serie de aditivos para evitar un posible daño de formación.

El objetivo del tratamiento principal es remover el daño de formación que ha sido diagnosticado y caracterizado mediante un exhaustivo análisis de laboratorio.

Se debe tener especial cuidado en no utilizar químicos que puedan reaccionar negativamente con los componentes de la roca y fluidos presentes. De esta manera podemos evitar posibles taponamientos y precipitaciones en el sistema poroso.

3.2.7.3 Sobredesplazamiento

El objeto del bache de sobredesplazamiento es desplazar el ácido hasta el límite del área invadida alrededor del pozo donde podría estar presente el daño de formación, permitiendo gastar completamente el ácido inyectado y alejando los precipitados secundarios por las reacciones químicas. Los sobredesplazamientos pueden ser:

- Soluciones de cloruro de amonio con solvente mutuo y estabilizador de arcillas
- Gasóleo.
- Solventes mutuos con surfactantes
- Nitrógeno.

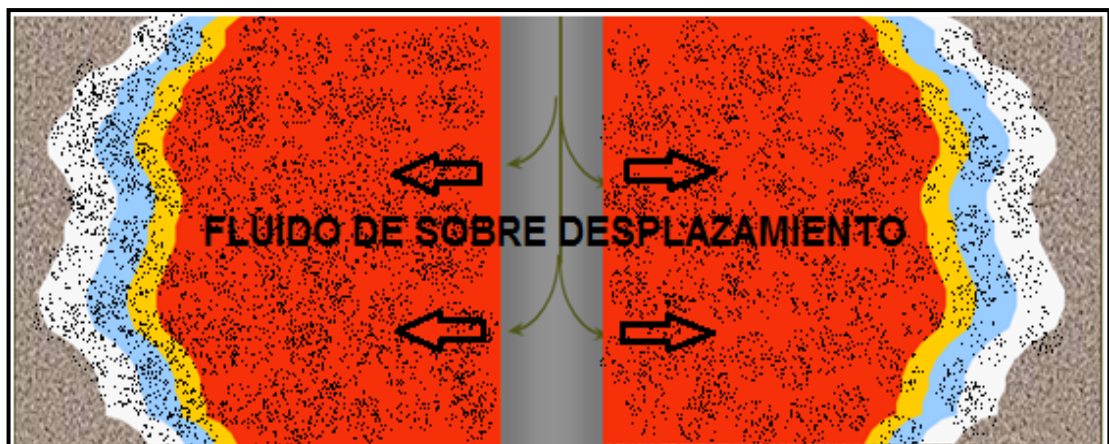


Figura 54. Sobre Desplazamiento

3.2.8 CONSIDERACIONES PARA LA SELECCIÓN DEL TRATAMIENTO ÁCIDO

La selección del tratamiento ácido debe ser determinado en laboratorio, mediante ensayos de flujo con muestras (núcleos) tomadas de la formación para determinar la mejor opción en la selección del tratamiento ácido.

Algunos métodos comúnmente utilizados en laboratorio son:

a) Aplicar el tratamiento ácido en núcleos tomados de la formación siguiendo la secuencia de inyección de fluidos que se ha seleccionado. Durante este proceso se determina la variación de permeabilidad observada en función de la cantidad de fluido inyectado y se puede determinar una curva de respuesta de acción del ácido en la formación.

b) Las curvas de respuesta ácida permiten verificar la compatibilidad del sistema ácido en la formación. Las incompatibilidades son indicadas por reducción de la permeabilidad, liberación de finos y disgregación de la muestra de formación.

c) El examen con microscopía electrónica de barrido antes y después del tratamiento con ácido, permite realizar un análisis más profundo del comportamiento del tratamiento en la muestra o núcleo.

Otros ensayos con núcleos en laboratorio son:

- Ensayo de Inmersión: sensibilidad al petróleo y al agua.
- Ensayo de hinchamiento de arcillas.
- Difracción de rayos X: Determinación de mineralogía y análisis de arcillas de 2 micrones.

3.3 GENERALIDADES DEL POZO PALO AZUL-30

A continuación se detalla información relevante del pozo Palo Azul-30, como antecedentes, estado mecánico, ubicación, datos generales de la completación y un resumen de las intervenciones realizadas al pozo.

3.3.1 ANTECEDENTES DEL POZO

El 01 de diciembre del 2011, la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE) reclasificó al pozo Palo Azulre-inyector-01 como pozo productor Palo Azul-30 del yacimiento Basal Tena. Fue perforado del 23 de Mayo al 07 de Junio de 2006, en el Campo Palo Azul, en la Provincia Francisco de Orellana, de la Región Amazónica del Ecuador, en el flanco Oeste de la estructura. Tiene las siguientes coordenadas que se detallan en la Tabla 5:

Tabla 5. Coordenadas del pozo Palo Azul-30

LATITUD	LONGITUD
CORDENADAS DE SUPERFICIE	
00° 09' 39.546" S 9,982,195.47	76° 58' 36.325" W 279,984.71
COORDENADAS DE FONDO	
0° 08' 52.985" S 9,983,625.88	76° 58' 43.620" W 279,758.95
EMR (pies)	1.064snm
PT (pies)	11.556 MD – 10.400,55 TVD

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Desde septiembre de 2012 al mes de junio de 2014, el pozo Palo Azul-30 produjo mediante levantamiento hidráulico utilizando como fluido motriz agua de reinyección.

El 27 de agosto de 2014 se realizó el reacondicionamiento No.7 del pozo con el objetivo de cambiar de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electro-sumergible.

3.3.2 ESTADO MECÁNICO DEL POZO

Es un pozo direccional con perfil tipo “J” como se indica en la figura 55. El objetivo principal para su perforación fue inyectar agua en la formación Hollín. Llegó a la profundidad de 11.556 pies MD y se colocó revestimiento como se detalla a continuación:

Tabla 6. Secciones de casing en el Pozo Palo Azul-30

Sección	Tipo	Profundidad (pies)
Superficial	9-5/8", K-55, 47 lbs/ft, BTC	0 - 3.750 pies
	9-5/8", N-80, 47 lbs/ft, BTC	3.750 - 6.455
Revestidor de Inyección / Producción	7", N-80, 29 lbs/ft, TB	0 - 11.556

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

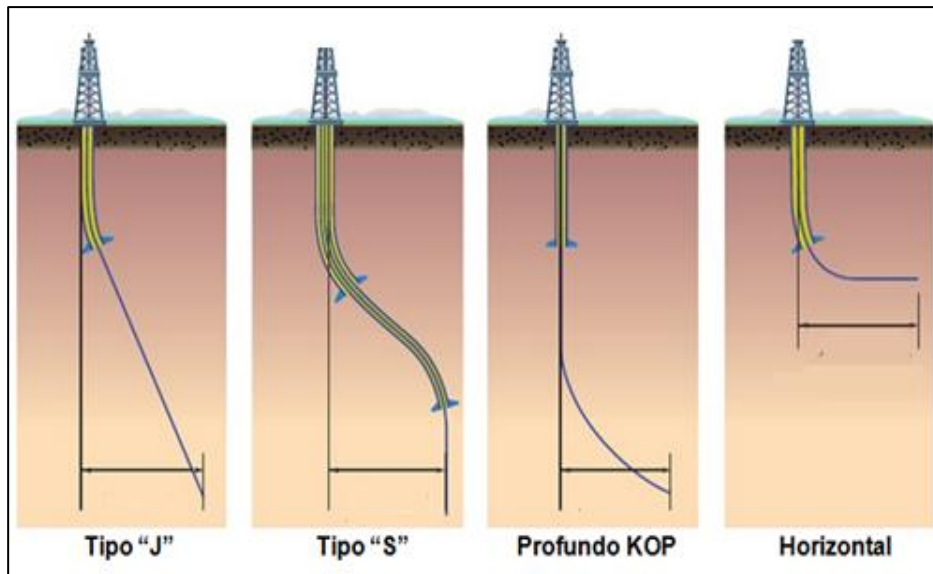


Figura 55. Tipos de Pozos Direccionales
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

A continuación, en la figura 56, se presenta el diagrama de completación al reacondicionamiento No.8 del pozo Palo Azul-30.

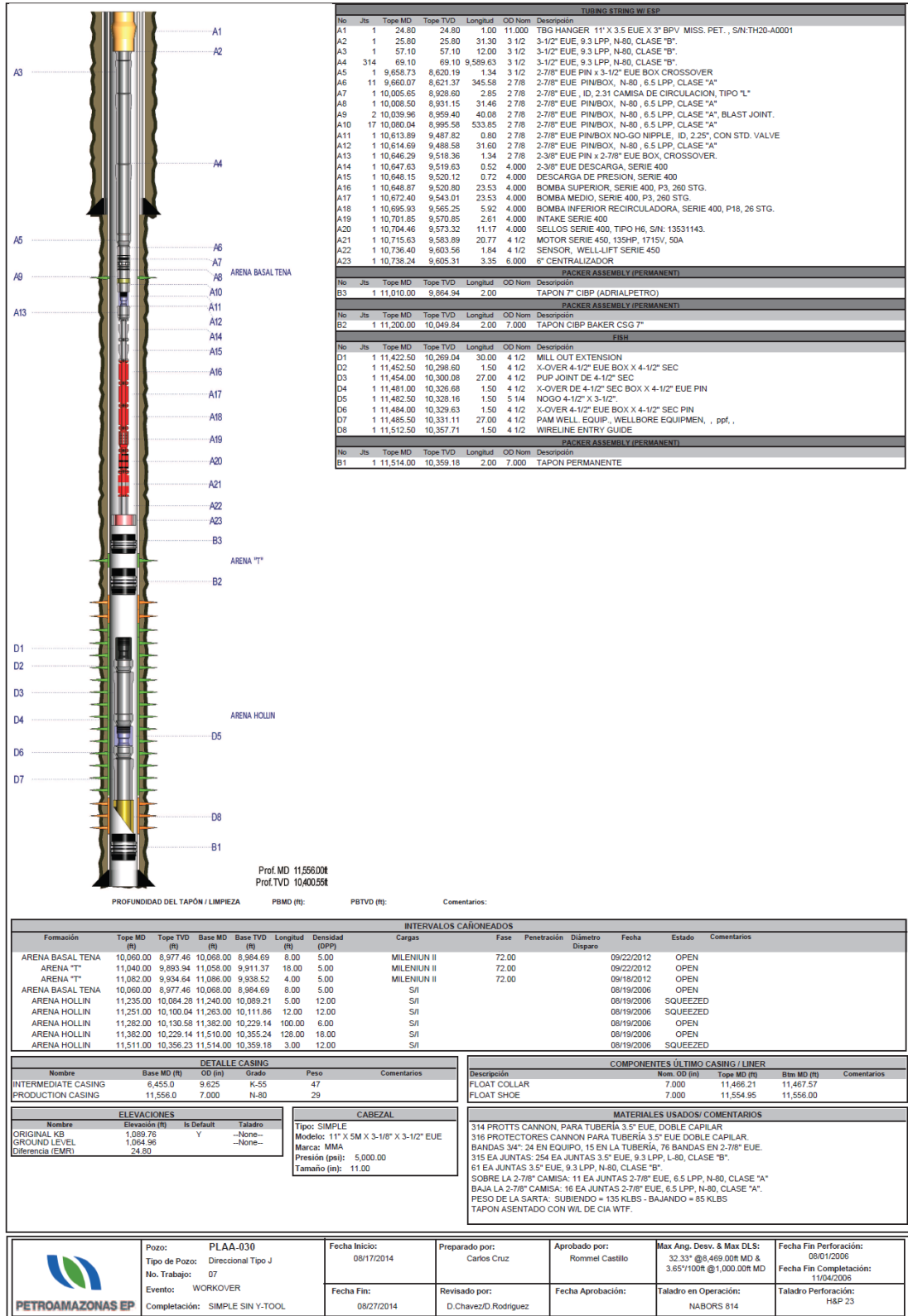


Figura 56. Diagrama del pozo Palo Azul-30
(PETROAMAZONAS EP, 2015)

3.3.3 MAPA DE UBICACIÓN DEL POZO PALO AZUL-30.

En la figura 57 se presenta el mapa estructural al tope de la arena Hollín, donde se observa el pozo ubicado en el flanco occidental de la estructura.

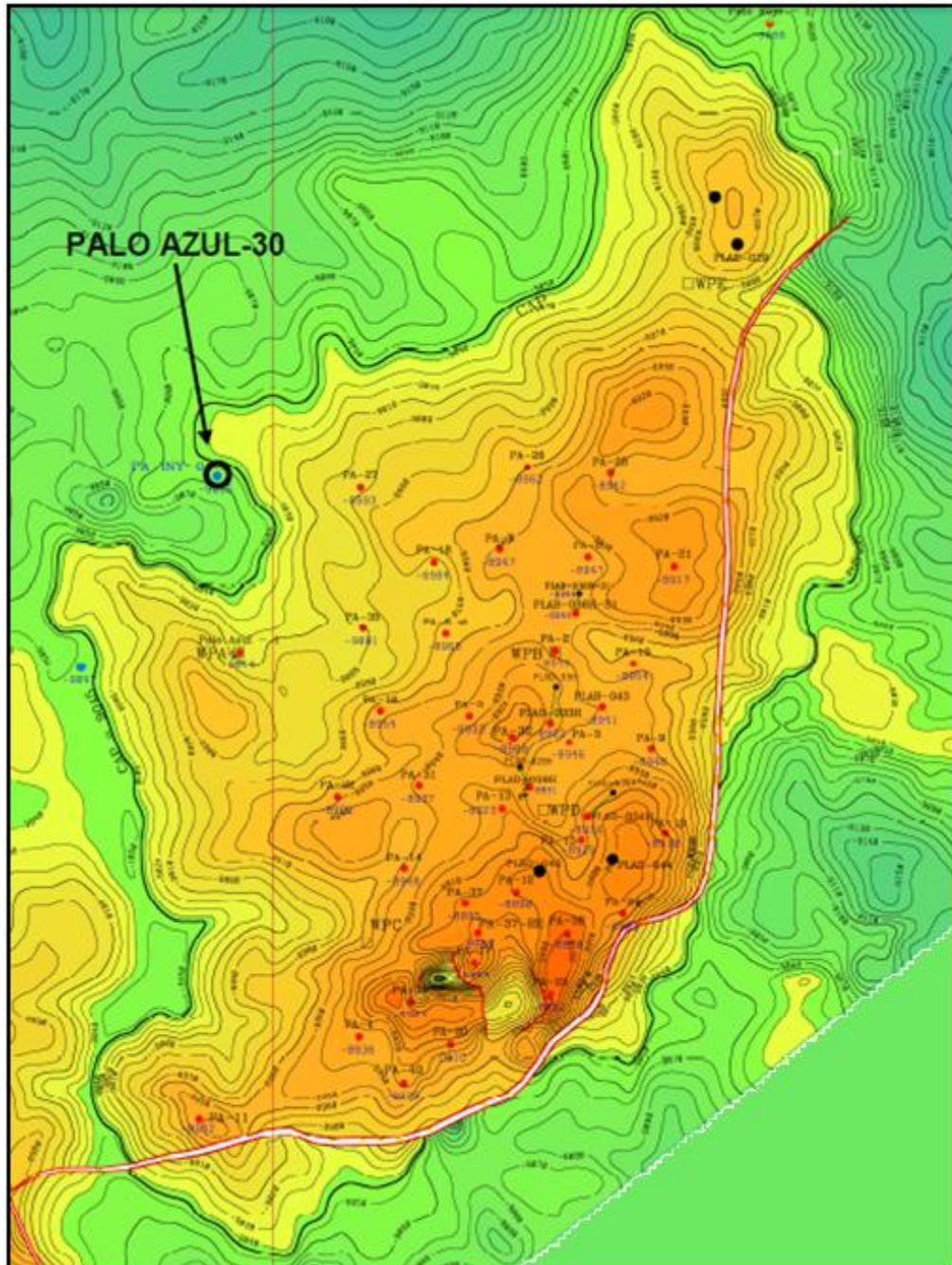


Figura 57. Mapa de ubicación del pozo Palo Azul-30
(PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.3.4 DATOS DEL POZO

Tabla 7. Datos de pozo Palo Azul-30 al 16/10/2014

Rig	Rigless
Nombre de pozo	Palo Azul-30
Tipo de pozo	Productor
Max. Desviación	32.33° @ 8,469 ft
Formación	Basal Tena
Intervalos	10,060 ft-10,068 ft (8')
Litología	Arenisca
Porosidad	15 %
Saturación de agua	38 %
Producción	143 BFPD; 70% BSW
Gravedad Específica del Aceite	20,5 °API
Temperatura de fondo	180°F
Temperatura de superficie	85°F
Presión de fondo estática	1,405 psi
Presión de cabeza	70 psi
Máxima Presión de control	3,500 psi
H2S / CO2	N/A
Diámetro del CT	1 ½"
Conexión del Cabezal de pozo	3 ½" EUE

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Tabla 8. Datos de la completación del pozo

Datos del Casing			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
9-5/8	47	8.681	0 - 6,455
7	29	6.184	0 - 11,556
Volumen del espacio anular: 281.31 lbs			
Datos del Tubing			
OD (in)	Peso (lb/ft)	ID (in)	Profundidad (ft)
3-1/2	9.3	2.992	9,698
Volumen del tubing: 86.96 bls			
Datos de accesorios de la Completación			
Descripción	OD (in)	ID (in)	Profundidad (ft)
X-Over 3-1/2 a 2-7/8	3-1/2	2.441	9,668.7
Camisa	2-7/8	2.31	10,010.9
No-Go	2-7/8	2.25	10,611.82

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.3.5 RESUMEN DE REACONDICIONAMIENTOS DEL POZO

En agosto del 2006 se realizó la completación del pozo Palo Azul re-inyector-01. Se evaluó la arena Basal Tena con resultados positivos.

En noviembre de 2006 se efectuaron pruebas de inyección a la formación Hollín. En Diciembre de 2006 se inició la inyección de agua de formación producida por los pozos productores del campo Palo Azul.

Del 13 al 21 de julio de 2011 se realizó el reacondicionamiento No. 5 del pozo Palo Azul re-inyector-01, para sacar completación de re-inyección de agua deformación, aislar la arena Hollín, punzar la arena Basal Tena en el

intervalo 10.060-10.068 (08) pies MD y bajar completación con equipo BES para producir del yacimiento Basal Tena.

El 01 de diciembre del 2011, la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador reclasificó al pozo Palo Azulre-inyector-01 como pozo productor Palo Azul-30 para producir del yacimiento Basal Tena.

En el WO # 6 del 16 al 24 septiembre 2012 se disparó la arena T y redisparó BT para luego completar el pozo de manera selectiva que permita la evaluación por separado de estas arenas productoras mediante bombeo hidráulico.

El 27 de agosto de 2014 el pozo Palo Azul-30 sale del WO # 7, que consistió en el cambio del sistema de levantamiento artificial de tipo Hidráulico a Bombeo Eléctrico Sumergible. Luego de este trabajo el pozo presenta una disminución en su capacidad de producción por posible daño de formación.

3.4 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO BASAL TENA EN EL POZO PALO AZUL-30

A continuación se especifican datos litológicos, petrofísicos y reservas de la arena Basal Tena, así como también la evaluación de cemento, datos de presión y el historial de producción del pozo.

3.4.1 REGISTRO DE CONTROL LITOLÓGICO

El análisis geológico realizado en el yacimiento Basal Tena del pozo Palo Azul-30 determina que es una arenisca con pobre manifestación de hidrocarburos. En la figura 58 se muestra como está definida la arena Basal Tena en el Mud-Log durante el control litológico.

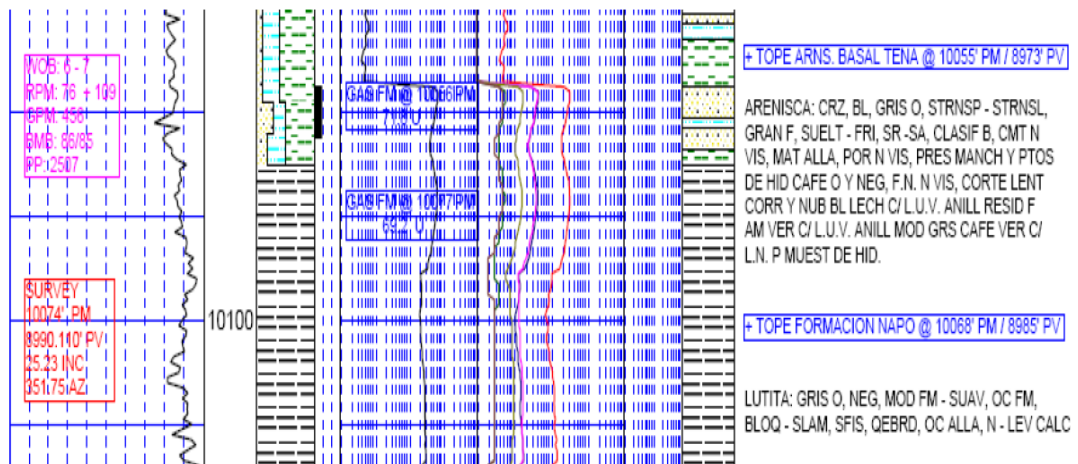


Figura 58. Mud log de Basal Tena del pozo Palo Azul-30 (PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.4.2 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Conforme a la evaluación petrofísica de los registros eléctricos, radioactivos y sínicos corridos a hueco abierto, la arena Basal Tena se encuentra entre 10.060pies MD al tope y 10.068 pies MD a la base, donde se puede identificar un cuerpo de arena con un espesor total y neto de 7 pies, porosidad de 16,6% y saturación de hidrocarburo de 61,9%. En la Figura 59, se muestra gráficamente la evaluación petrofísica de Basal Tena del pozo Palo Azul-30:

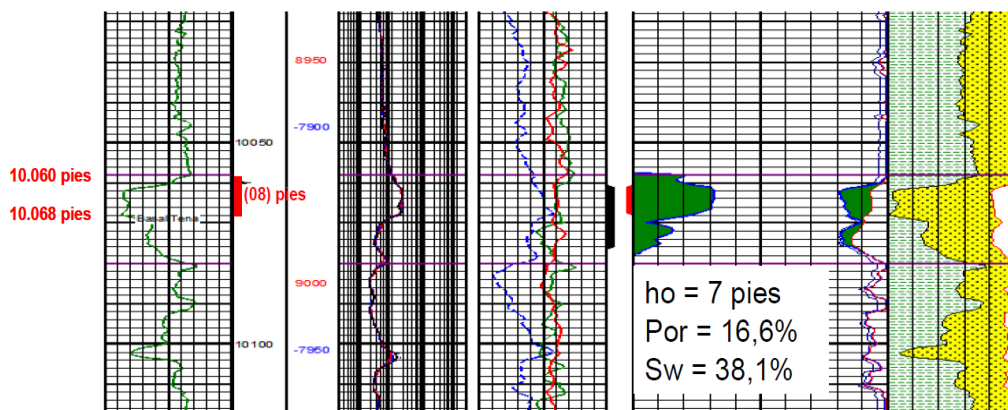


Figura 59. Evaluación Petrofísica de Basal Tena (PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.4.3 REGISTRO DE CEMENTO

El registro de cementación fue corrido el 04 de agosto de 2006, durante la completación del pozo. En la figura 60 se observa buena calidad de cemento, sobre y por debajo de Basal Tena.

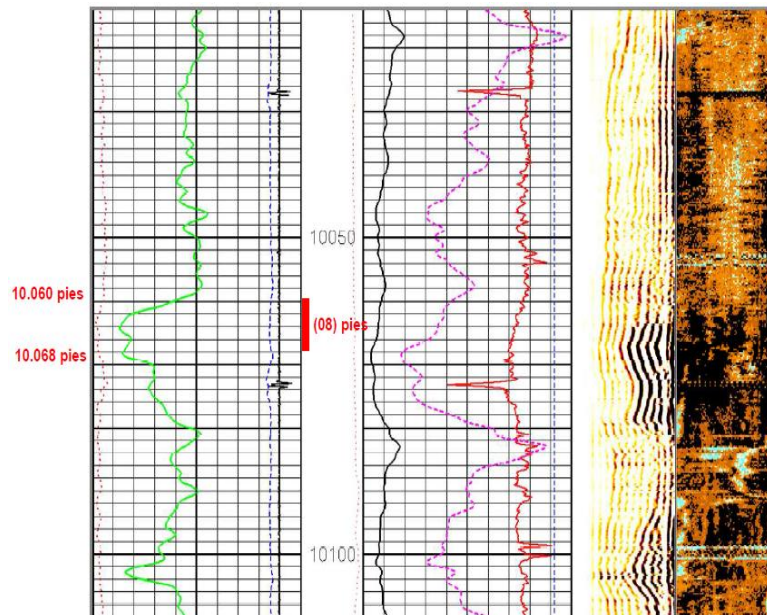


Figura 60. Sección del registro de cementación de Basal Tena
(PETROAMAZONAS EP, 2015)

3.4.4 INFORMACIÓN DE PRESIÓN

En octubre del 2012 se realizó una prueba de restauración de presión para determinar la presión del reservorio Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 . Los datos petrofísicos usados para la evaluación fueron:

Espesor de Pago (pies)	Porosidad (%)	Sw(%)	Radio Pozo (pies)
7	15,0	38,1	0,708

Además del análisis PVT de Basal Tena, se emplearon los parámetros que constan en la tabla 9.

Tabla 9.Datos PVT de Basal Tena del pozo Palo Azul-30

Factor Volumétrico a Pi, Boi	1.145	BY/BN
Viscosidad del Petróleo , Uoi	7.55	cp
Compresibilidad del petróleo, Coi	3.00 *10-6	psi-1
Presión de Burbuja, Pb	845	psi
Solubilidad del gas en el Petróleo, Rs	186	PCS/BN
Factor Volumétrico a Pb, Bob	1.157	BY/BN
Viscosidad del Petróleo a Pb, Uob	6.7	cp
Compresibilidad del petróleo a Pb, Cob	4.24 *10-6	psi-1

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

En la figura 61 se presenta gráficamente el comportamiento de los valores depresión en condiciones de flujo y estáticas. El flujo fue de 135 horas con una tasa de 150 BFPD y de 24 horas con 110 BFPD y luego se cerró el pozo por 41 horas para restauración de presión.

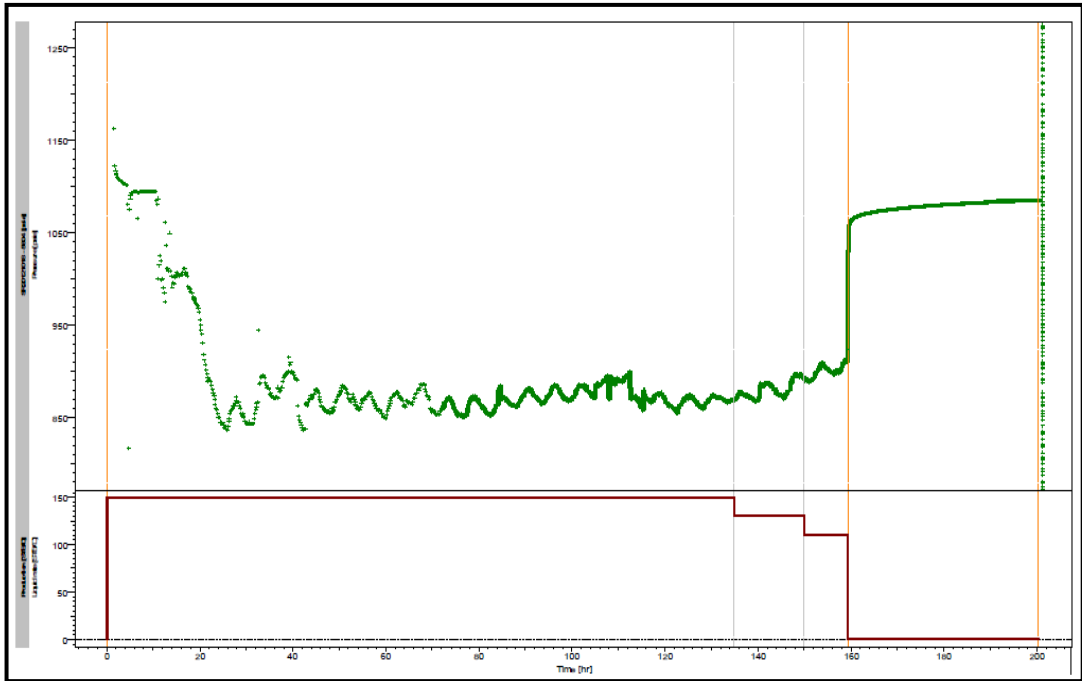


Figura 61. Valores de presión en condiciones de flujo y estáticas
(PETROAMAZONAS EP, 2014)

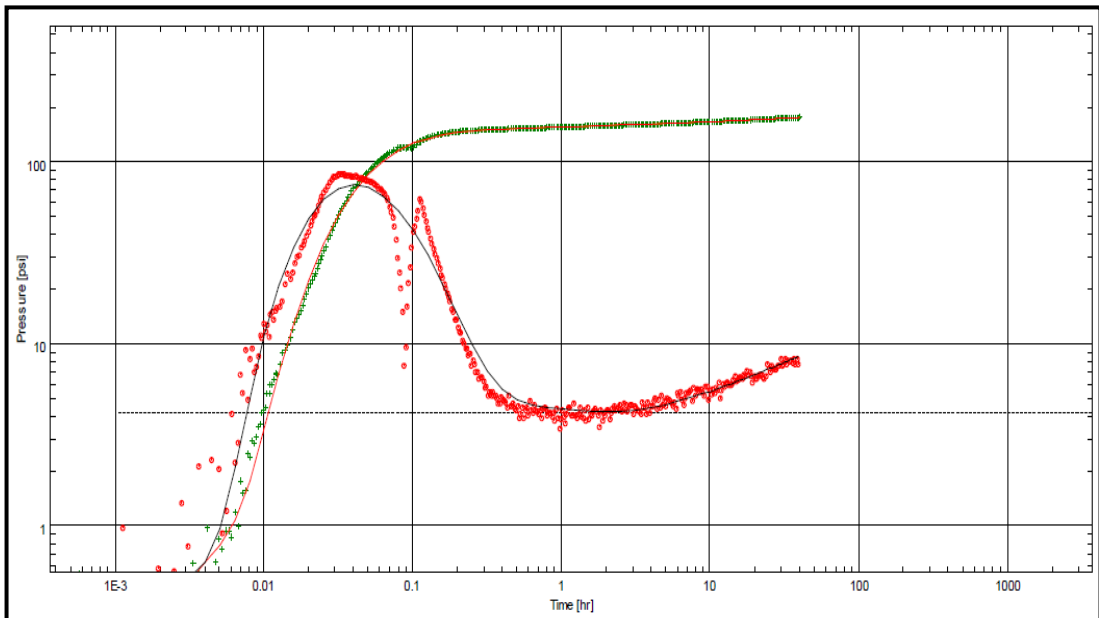


Figura 62. Resultados de la restauración de presión de Basal Tena
(PETROAMAZONAS EP, 2014)

El comportamiento de la derivada se ajusta a un modelo de reservorios tipo homogéneo con fallas paralelas sin soporte de presión; de donde, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 10. Resultados del análisis de presión de Basal Tena

Producción	110	BFPD
Pi @ Sensor	1125	psi
Pwf @ Sensor	910	psi
Pi	1183	psi
Pwf	968	psi
K	238	md
S	11	
IP	0.51	BFPD/psi

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.4.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE BASAL TENA DEL POZO PALO AZUL-30

El pozo Palo Azul-30 inició su producción de petróleo de Basal Tena el día 21 de julio de 2011, con levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible, con BES DN-475 de 250HP y 189 etapas, ubicada a 8.961 pies MD.

Conforme al reporte de producción, el día 09 de agosto del 2012, Basal Tena produjo 69 BFPD con el 40% de BSW, 41 BPPD de 21°API, 28 BAPD y 604 PSI de presión de fondo fluyente al intake de la BES; y el acumulado de producción fue de 58,11 mil barriles de petróleo y 24,04 mil barriles de agua.

El 11 de agosto del 2012 el pozo se encuentra cerrado por falla en el equipo BES.

En la figura 63 se representa gráficamente su comportamiento productivo, observándose la tasa de petróleo, agua y fluido.

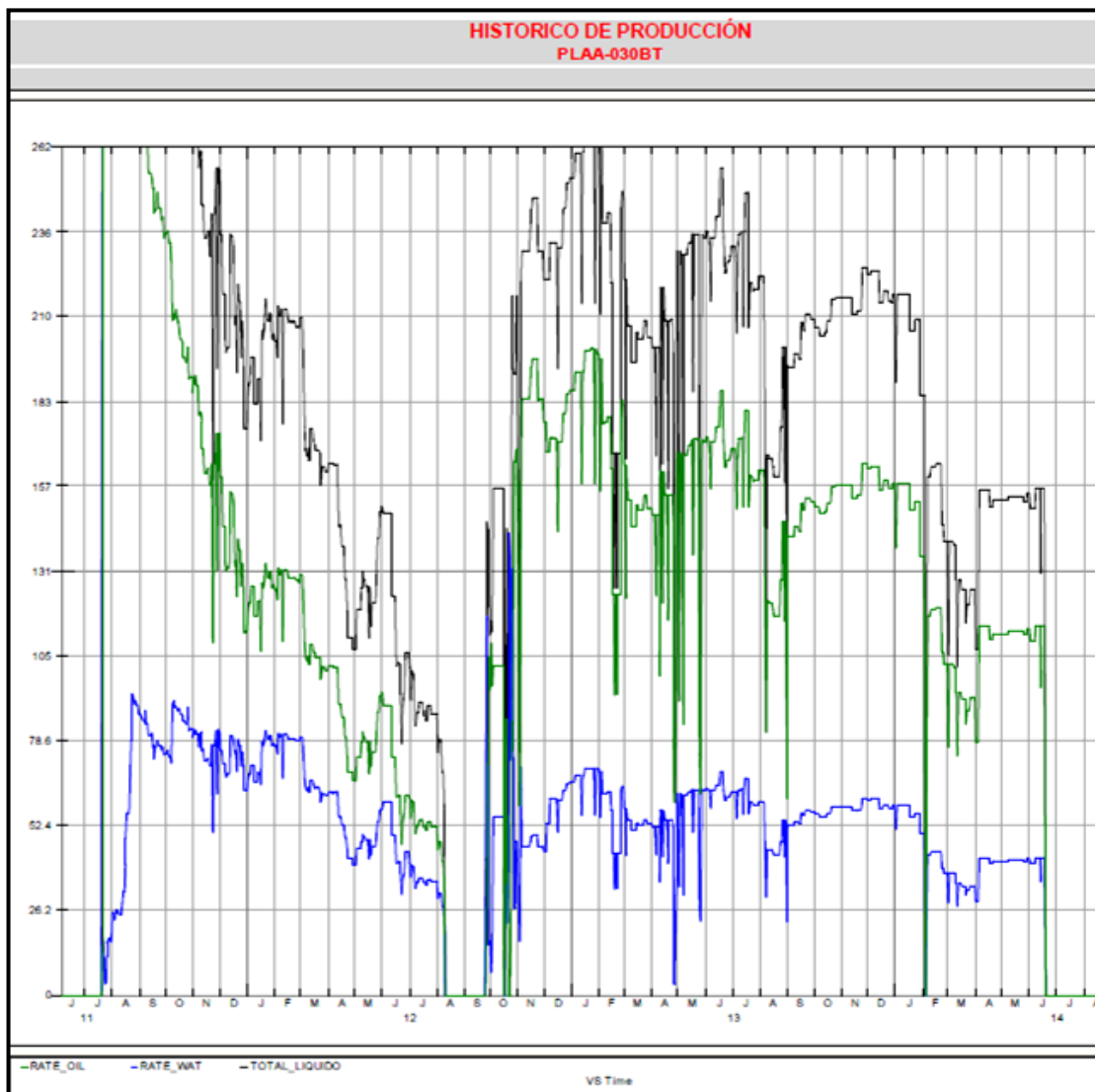


Figura 63. Historia de producción de Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 (PETROAMAZONAS EP)

En la tabla 11 se presenta un cuadro con el resumen del historial de producción del Yacimiento Basal Tena del pozo Palo Azul-30, donde se encuentra tabulado el promedio mensual, desde el 21 de julio del 2011 hasta el 31 de septiembre de 2014, de las tasas de petróleo, agua y fluido, % de BSW.

Tabla 11. Cuadro resumen de la historia de producción de Basal Tena

PROD_DATE	RATE_OIL	RATE_WAT	TOTAL_LIQUIDO	BSW
07/2011	338	38	376	12
08/2011	350	52	402	13
09/2011	253	80	333	24
10/2011	208	83	291	29
11/2011	169	76	245	31
12/2011	137	73	210	35
01/2012	124	73	197	37
02/2012	128	79	207	38
03/2012	107	65	172	38
04/2012	87	53	140	38
05/2012	78	48	126	38
06/2012	72	48	121	40
07/2012	54	36	90	40
08/2012	14	10	24	13
09/2012	9	11	20	10
10/2012	85	57	142	40
11/2012	179	46	225	21
12/2012	175	59	234	25
01/2013	193	68	261	26
02/2013	156	55	211	26
03/2013	151	53	204	26
04/2013	140	46	186	24
05/2013	157	58	215	27
06/2013	172	63	235	27
07/2013	166	61	227	27
08/2013	128	47	175	27
09/2013	148	55	202	27
10/2013	153	57	209	27
11/2013	158	58	217	27
12/2013	160	59	219	27
01/2014	152	56	208	27
02/2014	111	41	151	26
03/2014	93	34	128	27
04/2014	108	40	148	27
05/2014	112	41	154	27
06/2014	67	25	92	16
07/2014	0	0	0	0
08/2014	0	21	21	16
09/2014	0	4	4	7

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.4.6 ESTIMACIÓN DE RESERVAS REMANENTES DE BASAL TENA EN EL POZO PALO AZUL-30

Realizando la estimulación ácida matricial para disminuir el daño de formación, conforme al comportamiento histórico de producción se estima producir una tasa de 110 BPPD (20,3 °API) con una declinación anual del 28%: datos con los que se obtiene un pronóstico de producción que acumularía 94,236 barriles de petróleo, que se podrían recuperar hasta abril del 2019, con un límite de producción de 25BPPD, como se observa en la figura 64:

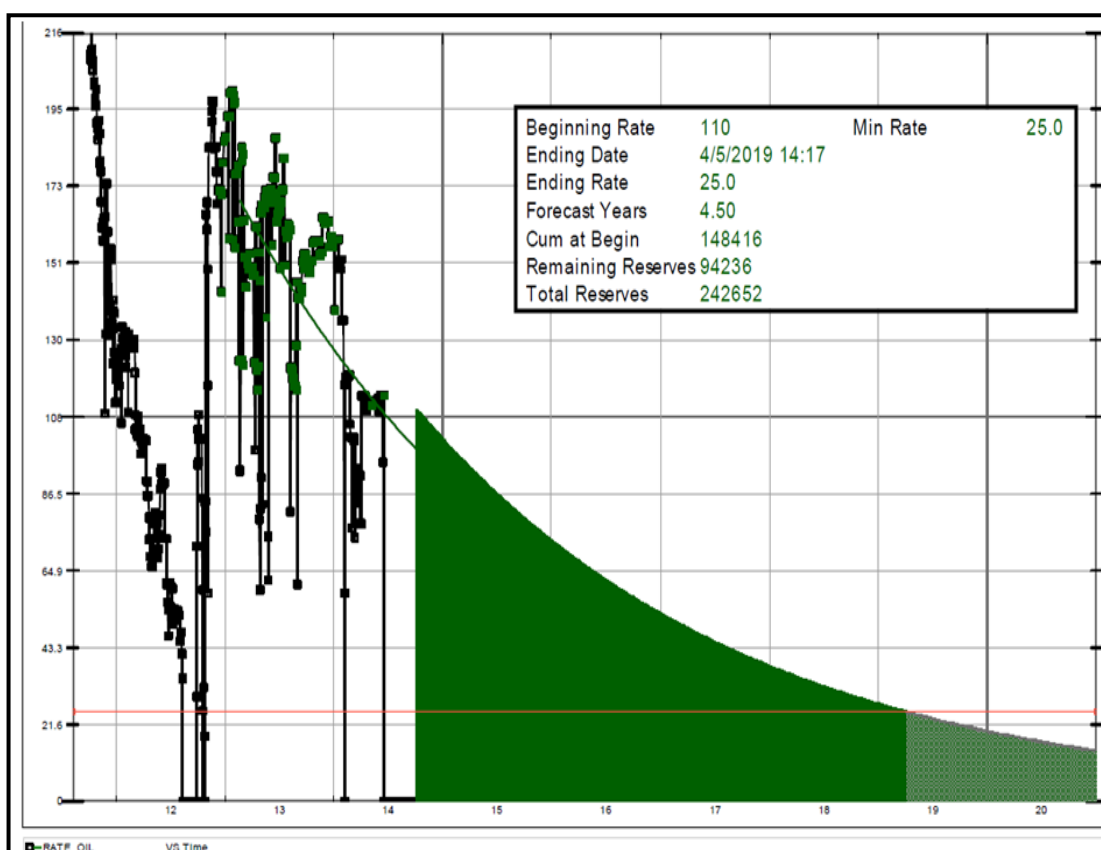


Figura 64. Proyección de Producción de Basal Tena
(PETROAMAZONAS EP, 2014)

3.5 CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

En agosto de 2014 se somete al pozo a reacondicionamiento con el objetivo de cambiar de sistema de levantamiento artificial a bombeo electrosumergible.

Durante el reacondicionamiento mencionado anteriormente, se realiza una inspección técnica de la tubería encontrando que un 90% de la misma presenta sólidos en su parte externa. Adicionalmente se observó la existencia de picaduras a nivel de cajas y pines en un 50% de ellas.

El análisis de laboratorio de las muestras tomadas durante el reacondicionamiento del pozo indica lo siguiente:

Tabla 12. Resultados de la muestra de la parte externa de la tubería

MUESTRA: PULLING POZO PLAA-030 PARTE EXTERNA DE LA TUBERIA	
	20-Aug-14
Fecha de toma de muestra:	20-Aug-14
Fecha de realización del análisis:	21-Aug-14
PARÁMETROS	%
Cantidad de sólidos (g)	25.0
Cantidad de sólidos entregados a Lab. (g)	-
Cantidad de muestra analizada (g)	3.01
% Humedad y Volátiles	
% Contenido de Hidrocarburos	50.9%
% Solubles en Ac. acético (Carbonatos)	3.7%
% Solubles en HCl (Sulfuros y otros)	27.2%
% Insolubles en HCl (arena, sílice, etc)	18.3%
% Materia calcinable	9.4%
% Materia inorgánica no calcinable	7.3%
% Presencia de material magnéticos	1.6%
Presencia de H ₂ S	NO
	100%

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Del análisis se obtuvo que la tubería presentaba: contenido de hidrocarburos (50,9%), material soluble en HCL (27,2%), material insoluble en HCL (18,3%), material soluble en ácido acético, por lo que se sospecha una posible disminución de la producción del pozo por taponamiento de los canales de flujo por sólidos como sílice y carbonatos.

Adicionalmente se considera que el daño de formación presente en la formación Basal Tena se debe a cambios de humectabilidad de la roca por presencia de sólidos durante la limpieza del pozo.

3.6 CÁLCULO DE DAÑO DE FORMACIÓN

Conforme al reporte de producción después del reacondicionamiento No.7 el pozo debe ser cerrado debido a que queda produciendo alrededor de 13 BPPD. Ya que su aporte es demasiado bajo, no permite la adecuada refrigeración del equipo de levantamiento artificial apagándose por alta temperatura del motor

En la tabla 13 se presentan los datos tomados de pruebas de presión y análisis PVT, los cuales son necesarios para determinar el valor del daño de formación representado por la tetra "S".

Tabla 13. Datos para cálculo de daño de formación

K	238	md
h	7	ft
q	13	BPPD
Bo	1,15	BY/BN
μ	7,55	cp
Pwf (con daño)	968	psi
Pwf ' (sin daño)	1074	psi

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Conforme la ecuación 8 podemos calcular el diferencial de presión entre la presión de fondo fluyente sin daño (P_{wf}') y la presión de fondo fluyente con daño (P_{wf}).

$$\Delta P_s = P_{wf}' - P_{wf}$$

$$\Delta P_s = 1074 - 968$$

$$\Delta P_s = 106 \text{ psi}$$

Utilizando la ecuación 9 podemos calcular el valor del daño de formación.

$$S = \frac{K \cdot h}{141,2 \cdot q \cdot \beta_o \cdot \mu} \cdot \Delta P_s$$

$$S = \frac{238 \text{ md} \cdot 7 \text{ ft}}{141,2 \cdot 13 \text{ BPPD} \cdot 1,15 \text{ BY/BN} \cdot 7,55 \text{ cp}} \cdot 106 \text{ psi}$$

$$S = 11,08$$

De acuerdo al resultado obtenido podemos determinar si el pozo se encuentra con daño, sin daño, o estimulado.

Si:

- $S > 0$: Pozo dañado
- $S = 0$: Pozo sin daño
- $S < 0$: Pozo estimulado

3.7 TRATAMIENTO QUÍMICO

A continuación se detalla los diferentes fluidos utilizados en el proceso de estimulación matricial a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30.

3.7.1 CleanSWEEP I

Este fluido es utilizado para disolver aquellas partes de sólidos que constituyen hidrocarburos, que de acuerdo al análisis de laboratorio constituye un 50,9%. Adicionalmente, en su formación consta ácido acético que reacciona con cualquier sólido de origen calcáreo.

3.7.2 NH₄CL al 2% + UO₆₆ al 10%

Es una salmuera que se emplea para alterar la tensión superficial y mejorar la solubilidad de la parte correspondiente a hidrocarburo.

3.7.3 OneSTEP*

Este sistema se emplea para disolver la parte correspondiente a sílice que constituye el 18,3% de los sólidos.

3.7.4 FLUIDO DE CONTROL

Este fluido es proporcionado por la compañía operadora a cargo del pozo, el mismo que es utilizado para llenar el pozo, los anulares Tubing-Coiled Tubing y Casing-Tubing.

3.8 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS UTILIZADOS EN EL PROCESO.

3.8.1 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA PRESTADORA DE SERVICIOS.

- Unidad de Coiled Tubing con Tubería de 1½"
- Unidad de Bombeo CPS

- Camión Cisterna de 180 bls
- Tanque cuadrado FrackTank (cap. 500 bls), para almacenamiento de fluido de control.
- Grúa de 20 Toneladas.
- Camión con químicos L
- Pick up para personal.

3.8.2 EQUIPOS Y HERRRAMIENTAS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA OPERADORA.

- 300 bls aproximadamente de fluido de control
- 100 bls de agua fresca para mezclas con turbidez menor a 10 NTU.
- Conexión a 3 1/2" EUE o 2 7/8" EUE en cabezal de pozo.
- Iluminación para trabajos en la noche.

3.9 PROCEDIMIENTO OPERATIVO

A continuación se detalla un resumen del proceso operativo del tratamiento de estimulación matricial a la arena Basal Tena.

1) **MOVILIZACIÓN.**-Equipos de Slick Line, Unidad de Coiled Tubing de 1.5", Unidad de bombeo CPS, Grúa 20 Ton, Camión con tanque cisterna de 180 bls (3 compartimentos), Camión tanque cuadrado FrackTank 500 bls, Camión con productos químicos llegan a WellPad A del campo Palo Azul.

Se realiza coordinación previa de trabajo y se conversa detalles de la operación a realizarse.

2) **TRABAJOS CON SLICK LINE.**- Con Unidad de Slick Line se realiza trabajo de apertura de camisa de circulación y verificación de existencia de standing valve en el pozo.



Figura 65. Unidad de Slick Line

3) UBICACIÓN Y RIG UP DE EQUIPOS, PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO, PRESIÓN DE EQUIPOS Y ACCESORIOS

Realizan reunión de seguridad y apertura de permiso de trabajo con representantes de los departamentos de Operaciones, con la compañía operadora y todo el personal involucrado en la operación.

Ubican unidades de Coiled Tubing con sus respectivas membranas y cubetos, se arman líneas de tratamiento de 2", realizan conexiones de 4" de baja presión. Se transportan 350 bls fluido de control (proporcionado por la compañía operadora) con tanque cisterna.



Figura 66. Rig up de la Unidad de Coiled Tubing

Colocan X-Over 3-1/2" EUE a cabezal de pozo, conectan mangueras hidráulicas a BOP, realizan pruebas de funcionamiento de Rams, monta BOP sobre X-Over, continúan armado de líneas de alta presión, arman línea de stand pipe a puerto de matado de BOP.

Realizan reunión de seguridad con todo personal del Rig, se realiza prueba de líneas de alta presión SLB @ 5000 PSI, se realiza PT-1 @ 3000 PSI. Se iza cabeza inyectora para realizar Pull Test Conector @ 15000 lb.



Figura 67. Prueba de Presión en la punta del Coiled Tubing

Conectan BHA para estimulación (conector IBL 1.5" + Rugged 1-11/16" + Boquilla 1-1/2"), se monta cabeza inyectora sobre BOP, se realiza prueba de pipe rams @ 2000 PSI. Se realiza PT2 @ 3000 PSI y se prueba válvulas check @ 1500 PSI. Se realiza una segunda prueba al conector con 6000 PSI.

4) BAJADA DE TUBERÍA, LLENADO DE POZO, PRUEBA DE INYECTIVIDAD MEZCLA Y BOMBEO DE TRATAMIENTO.

Completan los 350 bls de fluido de control en FrackTank y se recibe en locación 150bbbls de agua fresca proporcionado por la compañía operadora.



Figura 68. Conexión de la punta del Coiled Tubing al cabezal del pozo

Realizan cambio de fluido del CT por 22.5 bls de fluido de control proporcionado por la compañía operadora. Se procede a bajar tubería de CT hasta 10.010 ft (profundidad de camisa), realizando Pull Test cada 2000 ft y rompiendo circulación, se llega a profundidad sin problemas.

Se procede a realizar la mezcla 80Bbls de NH_4Cl 2%: 3360 gal de agua fresca + 440 lb de J285 (Cloruro de amonio) + 10 gal F103 (Surfactante).

Se inicia el llenado del pozo con fluido de control, mientras se llena el pozo se monitorea presión de Intake de la BES y se comprueba que no hay Back Spin. El pozo se llena con 311 bls de Fluido de control.

Una vez que se llena el pozo se inicia el bombeo de 20 bls de NH₄CL 2% y se los desplaza con 22.5 bls de NH₄Cl 2%, con el NH₄Cl 2% en la punta del CT se cierra retornos y se inicia la prueba de inyektividad @ 0.25 bpm y se alcanza una WHP de 1300 psi, se para bombeo y en 7 minutos cae la presión hasta 500 psi, se continúa con el bombeo hasta inyectar los 10 bls de NH₄Cl 2% con 0.25 bpm.

Luego de los resultados de la prueba de inyektividad se realiza mezcla del tratamiento propuesto por la compañía de servicio.

Se inicia la mezcla de los siguientes tratamientos:

- 15bbls NH₄Cl 2% + U066: 554 gal agua fresca + 110 lb J285 (cloruro de amonio) + 3 gal F103 (surfactante) + 55 gal U066(Solvente).
- 13 bls CLEAN SWEEP: 440 gal A026(Xileno) + 55 gal U066 + 55 gal L400 (Ácido acético).
- 5 bls de OneSTEP: 210 gal.

Con todas las mezclas listas y retornos abiertos se inicia el bombeo de 13 bls de NH₄Cl 2% + U066 + 13 bls de Clean SWEEP + 2 bls NH₄Cl 2% + U066 + 5 bls de One STEP y se los desplaza con 22.5 bls de NH₄Cl 2%.

Con el primer tratamiento en la punta del CT se cierra retornos y se inicia la inyección @ 0.25 bpm y con 5 bls inyectados se llega @ 1300 psi de WHP y se detiene el bombeo.

Se espera que la presión disminuya hasta 500 psi, se continúa con la inyección @ 0.4 bpm con 400 psi de WHP, al final del tratamiento se tiene una rata de inyección de 0.3 bpm con 900 psi de WHP.

5) FINALIZACIÓN DEL PROCESO

Se espera que disminuya la presión y se procede a sacar tubería.

Con coiled tubing en superficie, se realiza cambio de fluido del coiled tubing por 22.5 bls de agua fresca.

Rig Down de todos los equipos de unidad de coiled tubing.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 VENTAJAS OPERACIONALES DE LA UNIDAD DE COILED TUBING.

El equipo de coiled tubing presenta numerosas ventajas con respecto a las unidades de perforación y reparación de pozos convencionales.

Estas ventajas incluyen una rápida movilización del equipo, costos más bajos, aceleración de las operaciones como resultado de la eliminación de efectuar interrupciones para conectar los empalmes de las tuberías y mayor capacidad de alcance operativo en pozos verticales profundos y con alto ángulo de desviación, en comparación con las operaciones con cable o línea de acero.

Las características de la unidad de coiled tubing resultan especialmente útiles en trabajos de:

- Limpieza de pozos
- Lavados ácidos a los punzados en la cara de la formación
- Tratamientos de estimulación ácida matricial
- Estimulación por fracturamiento hidráulico
- Tratamientos de consolidación de arena
- Trabajos de perfilaje de pozos
- Trabajos de cementación
- Trabajos de pesca
- Trabajos de terminación y reparación de pozos
- Fresado y corte de tubería

- Perforación de pozos en condiciones de bajo balance, entre otras aplicaciones

Ventajas del Coiled Tubing:

Operativas:

- Trabajos sin necesidad de ahogo del pozo, con permanente control de surgencia.
- Versatilidad para una amplia gama de trabajos.
- Permanente desarrollo de nuevas tecnologías.

Económicas:

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

Medio Ambiente y Seguridad:

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

Con la finalidad de aumentar la rentabilidad y realizar operaciones de perforación, estimulación de yacimientos y terminación de pozos más eficientes, las compañías petroleras de todo el mundo están adoptando cada vez más esta tecnología, ya que permite realizar operaciones, sin la necesidad de utilizar equipos de perforación rotativos o equipos de reparación de pozos convencionales más costosos y de difícil transporte.

La tubería flexible nos permite llevar a cabo operaciones de remediación de pozos sin extraer la tubería instalada en el pozo. La colaboración entre compañías operadoras y de prestación de servicios permite que exista un continuo aporte de herramientas y nuevas técnicas asociadas a las aplicaciones con coiled tubing que mejoran la productividad tanto en campos nuevos como en campos maduros.

4.2 ANÁLISIS OPERATIVO DEL TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN EL POZO PALO AZUL-30

Durante la prueba de inyectividad que se realizó con el fluido de control, se observó que la formación admitió sin problemas, ya que se comenzó con una rata de bombeo inicial de 0.5 bpm, con una presión inicial de inyección de 500 psi, durante esta prueba estuvo presente el técnico del equipo BES, el mismo que estuvo monitoreando las presiones de fondo para no sobrepasar la presión máxima admisible que para este caso era de 2.200 psi en la cara de la formación.

Es muy importante no sobrepasar la presión de fractura para no afectar a los sensores de fondo ni a la formación.



Figura 69. Monitor de control de inyección de tratamiento

A medida que se incrementaba el volumen de inyección aumentaba la presión de inyección, pero se obtuvo parámetros favorables para realizar la inyección del tratamiento principal.

En la figura 69 se puede observar los parámetros a controlar en el proceso de inyección del tratamiento ácido, mediante el equipo computarizado en la cabina de la unidad de coiled tubing.



Figura 70. Parámetros de control de inyección

Durante el proceso de inyección del tratamiento ácido se vigiló en todo momento los siguientes parámetros:

- Presión interna del coiled tubing. [psi]
- Presión en el anular. (CT-Tubing) [psi]
- Presión en el anular (Tubing - Casing) [psi]
- Peso de la tubería flexible. [lbm]
- Velocidad de viaje de la tubería dentro del pozo. [ft/min]
- Profundidad de la tubería dentro del pozo. [ft]
- Volumen de fluido inyectado. [bls]
- Caudal de inyección. [bpm]
- Volumen acumulado de fluido inyectado. [bls]

Cuando se realizó la inyección del tratamiento principal, se tuvo la misma tendencia de la prueba de admisión, se comenzó con una tasa de bombeo de 0.5 bpm y una presión de 1,200 PSI, hasta el momento que ingresó a la formación el OneSTEP*, este fluido actuó en la formación logrando que la presión de inyección baje a 900 PSI con una tasa de 0.3 bpm, hasta el final del tratamiento.

Luego de las 10 horas recomendadas en el programa de espera para que actúe el tratamiento, se arrancó el equipo BES sin problemas.

Posterior a la estimulación al pozo Palo Azul-30 se estimaba producir una tasa de 210 BPPD de 20,6°API del reservorio Basal Tena. Las reservas remanentes que se estiman recuperar, estarían dentro de un rango de 94,2 mil barriles de petróleo.

Luego del tratamiento se baja completación de evaluación con bomba Jet por 17 días. Los datos de evaluación presentan resultados positivos posteriores al tratamiento aunque la producción se incrementó únicamente en 31 BPPD.

En las tablas 13 y 14 se muestra una relación entre la producción que tenía el pozo Palo Azul-30 antes del tratamiento de estimulación matricial y después del mismo.

El reporte de producción muestra que el pozo antes de la estimulación venía produciendo en promedio 109 barriles de petróleo por día y posterior al tratamiento el pozo queda con una producción de 140 barriles de petróleo por día, lo cual no corresponde a los resultados que se esperaban obtener luego del tratamiento.

Tabla 14. Producción del pozo antes del tratamiento de estimulación

WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W	Pwf	Observaciones
Palo Azul-30	28-Jan-14	185	135	50	27,0	3200	Garganta cavitada
Palo Azul-30	4-Feb-14	0	0	0	0,0	0	Posible cavitación no hay aporte
Palo Azul-30	5-Feb-14	160	117	43	27,0	2400	
Palo Azul-30	10-Feb-14	163	119	44	27,0	2808	
Palo Azul-30	16-Feb-14	164	120	44	27,0	2832	Bomba 12-L
Palo Azul-30	22-Feb-14	145	106	39	27,0	2832	
Palo Azul-30	25-Feb-14	140	102	38	27,0	2832	
Palo Azul-30	8-Mar-14	139	101	38	27,0	2832	
Palo Azul-30	11-Mar-14	128	94	35	27,0	2832	
Palo Azul-30	16-Mar-14	125	91	34	27,0	2832	MC bomba. Nozzle y Throat erosionado
Palo Azul-30	23-Feb-14	121	88	33	27,0	2832	Rejilla taponada.
Palo Azul-30	26-Mar-14	126	92	34	27,0	2832	
Palo Azul-30	5-Apr-14	156	114	42	27,0	2832	
Palo Azul-30	17-Apr-14	151	110	41	27,0	2832	
Palo Azul-30	21-Apr-14	153	111	41	27,0	2688	
Palo Azul-30	9-May-14	154	112	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	25-May-14	153	111	41	27,1	2688	
Palo Azul-30	29-May-14	155	113	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	2-Jun-14	150	110	41	27,1	2688	
Palo Azul-30	8-Jun-14	156	114	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	19-Jun-14	156	114	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	20-Jun-14	156	114	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	21-Jun-14	156	114	42	27,1	2688	
Palo Azul-30	27-Aug-14	261	0	261	99,9	482	WO. 7 Cambio LA a BES
Palo Azul-30	6-Sep-14	261	0	261	99,9	560	Pozo apagado por alta Temperatura
Palo Azul-30	14-Sep-14	261	0	261	99,9	560	Intake y Motor equipo BES
Palo Azul-30	14-Nov-14	336	175	161	48,0	-256	WO. 08. Baja completación de BH
Palo Azul-30	15-Nov-14	310	87	223	72,0	-256	Realiza EAM, evalúa con MTU

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

Tabla 15. Producción del pozo después del tratamiento de estimulación

WELL	DATE	BFPD	BPPD	BWPD	% BS&W	Pwf	Observaciones
Palo Azul-30	14-Nov-14	336	175	161	48,0	-256	WO. 08. Baja completación de BH
Palo Azul-30	15-Nov-14	310	87	223	72,0	-256	Realiza EAM, evalúa con MTU
Palo Azul-30	16-Nov-14	265	156	109	41,0	-256	
Palo Azul-30	17-Nov-14	284	176	108	38,0	-256	
Palo Azul-30	18-Nov-14	288	179	109	38,0	1600	
Palo Azul-30	20-Nov-14	225	130	94	42,0	1600	
Palo Azul-30	21-Nov-14	221	128	93	42,0	1600	
Palo Azul-30	22-Nov-14	215	144	71	33,0	1600	
Palo Azul-30	23-Nov-14	215	144	71	33,0	1600	
Palo Azul-30	24-Nov-14	206	113	93	45,0	1600	
Palo Azul-30	25-Nov-14	194	140	54	28,0	1600	
Palo Azul-30	30-Nov-14	148	106	41	28,0	1600	Cierra pozo para Búp
Palo Azul-30	9-Dec-14	330	0	330	100,0	661	WO.09 Continuación, Baja equipo BES

(PETROAMAZONAS EP, 2014)

4.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

A continuación se presenta un análisis económico del proyecto, determinando los costos estimados del trabajo vs el tiempo de recuperación de la inversión, como también la relación costo beneficio, tomando en cuenta ciertos parámetros importantes como el precio actual del barril de petróleo, costos operativos por barril producido, castigo aplicado al petróleo ecuatoriano y pérdidas por tiempo cesante.

4.3.1 PRECIO DE PETRÓLEO:

Fijado en base al marcador estadounidense West Texas Intermediate (WTI).

Tabla 16. Precio del Petróleo (WTI)

FECHA	VALOR
Mayo-01-2015	59.15 USD
Mayo-02-2015	59.15 USD
Mayo-03-2015	59.15 USD
Mayo-04-2015	58.93 USD
Mayo-05-2015	60.40 USD
Mayo-06-2015	60.93 USD
Mayo-07-2015	58.94 USD
Mayo-08-2015	59.39 USD
Mayo-09-2015	59.39 USD
Mayo-10-2015	59.39 USD
Mayo-11-2015	59.25 USD
Mayo-12-2015	60.75 USD
Mayo-13-2015	60.50 USD
Mayo-14-2015	59.88 USD
Mayo-15-2015	59.69 USD
Mayo-16-2015	59.69 USD
Mayo-17-2015	59.69 USD
Mayo-18-2015	59.43 USD

(<http://www.petroamazonas.gob.ec/>)

Como se puede observar en la tabla 16 el precio del barril de petróleo en base al WTI se encuentra alrededor de 60 USD a mayo de 2015.

El petróleo ecuatoriano recibe aproximadamente un castigo de 5,7598 USD, que se resta del valor del barril de petróleo en base al WTI, por lo cual el precio final del barril de petróleo ecuatoriano está en el orden de 54,24 USD a mayo de 2015.

4.3.2 INGRESOS

Los ingresos obtenidos por la aplicación del tratamiento de estimulación matricial a la arena Basal Tena en el pozo Palo Azul-30 se evidenciaron únicamente durante los 17 días de la evaluación del pozo, luego de los cuales la producción cayó nuevamente a 66 BPPD al instalar el equipo de bombeo electrosumergible. Los ingresos obtenidos son de aproximadamente 1.400,28 USD por día, posterior al tratamiento.

Los ingresos se calculan multiplicando la producción diaria promedio de petróleo, obtenida después del tratamiento, por el precio del barril de petróleo al cual previamente se le resta el castigo al petróleo ecuatoriano. Finalmente este resultado se multiplica por 17 días en los que el pozo se hallaba en evaluación.

Tabla 17.Ingresos totales después de la EAM

DÍAS DE PRODUCCION	PRODUCCIÓN PROMEDIO DE PETRÓLEO DESPUÉS DE LA EAM (BPPD)	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO WTI (USD)	CASTIGO AL CRUDO ECUATORIANO (USD)	PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO ECUATORIANO (USD)	INGRESOS TOTALES
17	140	60	5,7598	54,2402	129092

Tabla 18. Ingresos por incremento de producción después de la EAM

FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO ANTES DE LA EAM (BPPD)	FECHA	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DESPUÉS DE LA EAM (BPPD)
23-Feb-14	88	14-Nov-14	175
26-Mar-14	92	15-Nov-14	87
5-Apr-14	114	16-Nov-14	156
17-Apr-14	110	17-Nov-14	176
21-Apr-14	111	18-Nov-14	179
9-May-14	112	20-Nov-14	130
25-May-14	111	21-Nov-14	128
29-May-14	113	22-Nov-14	144
2-Jun-14	110	23-Nov-14	144
8-Jun-14	114	24-Nov-14	113
19-Jun-14	114	25-Nov-14	140
20-Jun-14	114	30-Nov-14	106
21-Jun-14	114	PROM.	140
PROM.	109		

PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO ECUATORIANO (USD)	COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (USD)	PROMEDIO DE PRODUCCIÓN ADICIONAL INCREMENTADA DEPUÉS DE LA EAM (BPPD)	PROMEDIO DE INGRESOS POR INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR DÍA DESPUÉS DE LA EAM (USD)	INGRESOS POR INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DESPUÉS DE LA EAM DURANTE 17 DÍAS DE EVALUACIÓN (USD)
54,2402	9,07	31	1400,28	23804,7

Para calcular el promedio de producción adicional incrementada en BPPD, se debe restar el promedio de producción diaria de petróleo antes de la EAM, del valor promedio de producción de petróleo después de la EAM.

Producción adicional después de (EAM) = 140 – 109

Producción adicional después de (EAM) = 31 BPPD

El promedio de ingresos por incremento de producción por día después de la estimulación ácida matricial (EAM) se calcula de siguiente manera:

(Precio del petróleo – castigo al crudo ecuatoriano – costos de producción por barril producido) x promedio de producción adicional incrementada después de la estimulación ácida matricial en BPPD.

$$(60 \text{ USD} - 5,7598 \text{ USD} - 9,07 \text{ USD}) * 31 \\ = 1400,28 \text{ USD}$$

A este promedio de ingresos diarios se lo multiplica por los días que duró la evaluación del pozo antes que el mismo tuviera nuevos problemas de producción.

$$1400,28 \text{ USD} \times 17 = 23804,7 \text{ USD}$$

El tratamiento de estimulación ácida matricial al pozo Palo Azul-30 generó únicamente 23804,7 USD de ingresos.

4.3.3 EGRESOS

Comúnmente se define los egresos como la salida de dinero desde las cajas de una empresa. Los egresos incluyen tanto los gastos como las inversiones que realiza una empresa.

El gasto, es aquel valor contable que disminuye el beneficio y aumenta las pérdidas de la compañía, por ejemplo el pago de algún servicio o alquiler de maquinaria.

En el presente trabajo los elementos involucrados en el cálculo de egresos son todos los costos operativos por barril producido y la inversión requerida para ejecutar el tratamiento de estimulación matricial.

En la tabla 19 se contemplan los gastos estimados para la realización del trabajo de estimulación matricial. Como podemos observar el valor estimado de inversión es de 137.500 dólares.

Tabla 19. Tabla de costos estimados

COSTOS			
COMPAÑÍA	SERVICIO	MATERIAL	INVERSION
SH Y ARCH	Notificación Pulling		2.500
PETROAMAZONAS		Diesel + Varios	10.000
BAKER HUGHES		Químicos	30.000
SCHLUMBERGER	EAM		60.000
EQUIPETROL	Slick Line		5.000
	Contingencias		30.000
TOTAL			137.500

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Tabla 20. Egresos totales después de la EAM

DÍAS DE PRODUCCION	PRODUCCIÓN PROMEDIO DE PETRÓLEO DESPUÉS DE LA EAM (BPPD)	TOTAL DE BARRILES PRODUCIDOS EN 17 DÍAS	COSTO DE PRODUCCIÓN POR BARRIL (USD)	INVERSIÓN POR EAM (USD)	EGRESOS TOTALES
17	140	2380	9,07	137500	159087

Los egresos se calculan multiplicando el costo operativo por barril producido que es de 9,07 USD (valor tomado de la página web de PETROAMAZONAS EP) por el promedio de producción diaria de petróleo después de la EAM más el valor de inversión por el tratamiento de estimulación.

Se debe considerar que el valor del costo operativo por barril producido incluye gastos operativos y administrativos.



Figura 71. Costo de producción por barril
(<http://www.petroamazonas.gob.ec/>)

4.3.4 RELACIÓN COSTO - BENEFICIO

La relación costo-beneficio (RCB) es un indicador financiero que toma en cuenta los ingresos como beneficio y la inversión, como el costo del proyecto.

La relación costo-beneficio indica la ganancia obtenida en relación a la inversión.

La relación costo / beneficio se puede obtener con la siguiente fórmula:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos adicionales por EAM} - \text{Pérdidas por tiempo cesante}}{\text{Inversión por EAM}}$$

ec.11

$$RCB = \frac{23804,7 - 4924}{137500}$$

$$RCB = 0,14$$

- Si el $RCB > 1$, el proyecto es rentable, es capaz de generar ganancias.
- Si el $RCB = 1$, se considera que los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de actualización.
- Si el $RCB < 1$, el proyecto no es rentable, no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos.

La relación costo / beneficio para este trabajo es de 0,14 lo que indica que el tratamiento de EAM no resultó económicamente rentable en el pozo Palo Azul-30.

4.3.5 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

El periodo de recuperación de la inversión permite determinar el tiempo en que se recuperará el costo de inversión.

Para su cálculo se utiliza la siguiente fórmula.

$$PRI = \frac{\text{Inversión} + \text{pérdidas por tiempo cesante}}{\text{Promedio de ingresos diarios luego de EAM}}$$

ec. 12

$$PRI = \frac{137500 + 4924}{1400.28} = 102 \text{ días}$$

El periodo de recuperación de la inversión es de 102 días o 3,3 meses, en caso de mantenerse la producción posterior al tratamiento de estimulación matricial.

4.3.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS ECONÓMICOS

Tabla 21. Resultados económicos del proyecto

RESULTADOS ECONÓMICOS	
INGRESOS OBTENIDOS POR EAM (17 DIAS)	23804,7
INVERSIÓN	137500
PÉRDIDAS POR TIEMPO CESANTE	4924
RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)	0,14
PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)	102 días

De acuerdo a los resultados de los indicadores financieros obtenidos anteriormente, la relación costo beneficio es de 0,14 por lo que podemos concluir que el proyecto no es económicamente rentable.

Comúnmente los resultados económicos en proyectos aplicados a la industria petrolera son económicamente rentables debido a las grandes utilidades que perciben este tipo de compañías, siempre y cuando no existan problemas post operativos como en este caso y se produzca por encima del límite económico establecido, mismo que para este pozo es de 25 barriles por día.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al concluir el presente trabajo se obtienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

5.1 CONCLUSIONES

- La aplicación de la Unidad de coiled tubing reduce los costos operativos, costos de reacondicionamiento, tiempos de intervención de pozos, además facilita la realización de diversos trabajos en un mismo reacondicionamiento por ser un equipo versátil.
- Debido a que el pozo Palo azul-30 presentaba daño de formación (S=11) en la arena Basal Tena por presencia de sólidos en la cara de la formación, se aplicó un tratamiento de estimulación ácida matricial inyectando ácidos orgánicos como el ácido acético en combinación con solventes y surfactantes que ayudan a disolver y remover el daño de formación.
- El tratamiento aplicado al pozo Palo Azul-30 incrementó su producción desde 109 BPPD hasta 140 BPPD (31 BPPD), lo cual es un incremento de producción demasiado bajo después de un tratamiento de estimulación ácida matricial.
- La aplicación del tratamiento ácido matricial con unidad de coiled tubing permitió recuperar aproximadamente 527 barriles de petróleo, durante 17 días de evaluación, lo que generó 23804,7 UDS de ingresos netos adicionales.

- La implementación del tratamiento ácido matricial a la arena Basal Tena con unidad de coiled tubing no es económicamente rentable para el pozo Palo Azul-30, de acuerdo a los indicadores financieros obtenidos en el presente trabajo. La relación costo – beneficio es de 0,14 lo que indica que los resultados obtenidos están muy por debajo de lo esperado.
- El período de recuperación de la inversión del presente trabajo es de 102 días en el caso de que el pozo hubiera mantenido la producción después del reacondicionamiento No.9 en el cual se baja equipo BES y la producción cae a 66 BPPD, es decir menos de la producción promedio del pozo antes del trabajo de estimulación.
- No todo reacondicionamiento resulta beneficioso al final de una intervención, como sucedió en el reacondicionamiento No.8 del pozo Palo Azul-30; el éxito depende del análisis técnico previo a su ejecución y de las acertadas operaciones durante la ejecución del trabajo.
- En Ecuador el precio de los trabajos de reacondicionamiento de pozos es elevado en comparación a otros países donde se aplica el mismo tipo de tratamientos.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar un minucioso y exhaustivo análisis previo a la ejecución de cualquier reacondicionamiento de pozos para evitar que su producción se vea afectada por malas operaciones durante el mismo, como la utilización de fluidos de control y fluidos de tratamiento inadecuados para las arenas productoras.
- Al realizar estimulación de pozos se debe tomar en cuenta que los químicos inyectados en la formación sean compatibles con los fluidos presentes en la misma y controlar que las proporciones de concentración de químicos sean las más adecuadas, con el fin de evitar posibles bloqueos y taponamientos en la cara de la formación.
- Dividir al sistema en componentes o porciones (análisis Nodal), para asegurar que ninguna parte de dicho sistema produzca con una caída de presión mayor que la que corresponde.
- Controlar y monitorear continuamente las presiones de inyección teniendo en cuenta no sobrepasar la presión de fractura de formación para evitar posibles daños.
- Realizar un análisis de laboratorio a las muestras tomadas de la formación, con el fin de determinar con mayor exactitud el tipo de daño y el mejor programa de tratamiento a ser aplicado.
- Se debe tomar muestras de restauración de presión (Build up) antes y después de intervenir un pozo con el objetivo de determinar la presión estática del yacimiento e identificar con mayor precisión el valor de daño de formación y radio de afectación.

- Se recomienda utilizar la unidad de coiled tubing para este tipo de trabajos de reacondicionamiento de pozos por las múltiples ventajas operacionales que ofrece. Es especialmente útil en pozos con un fuerte ángulo de desviación y en pozos horizontales, donde es relativamente difícil el acceso con otro tipo de equipos.

5.3 BIBLIOGRAFÍA

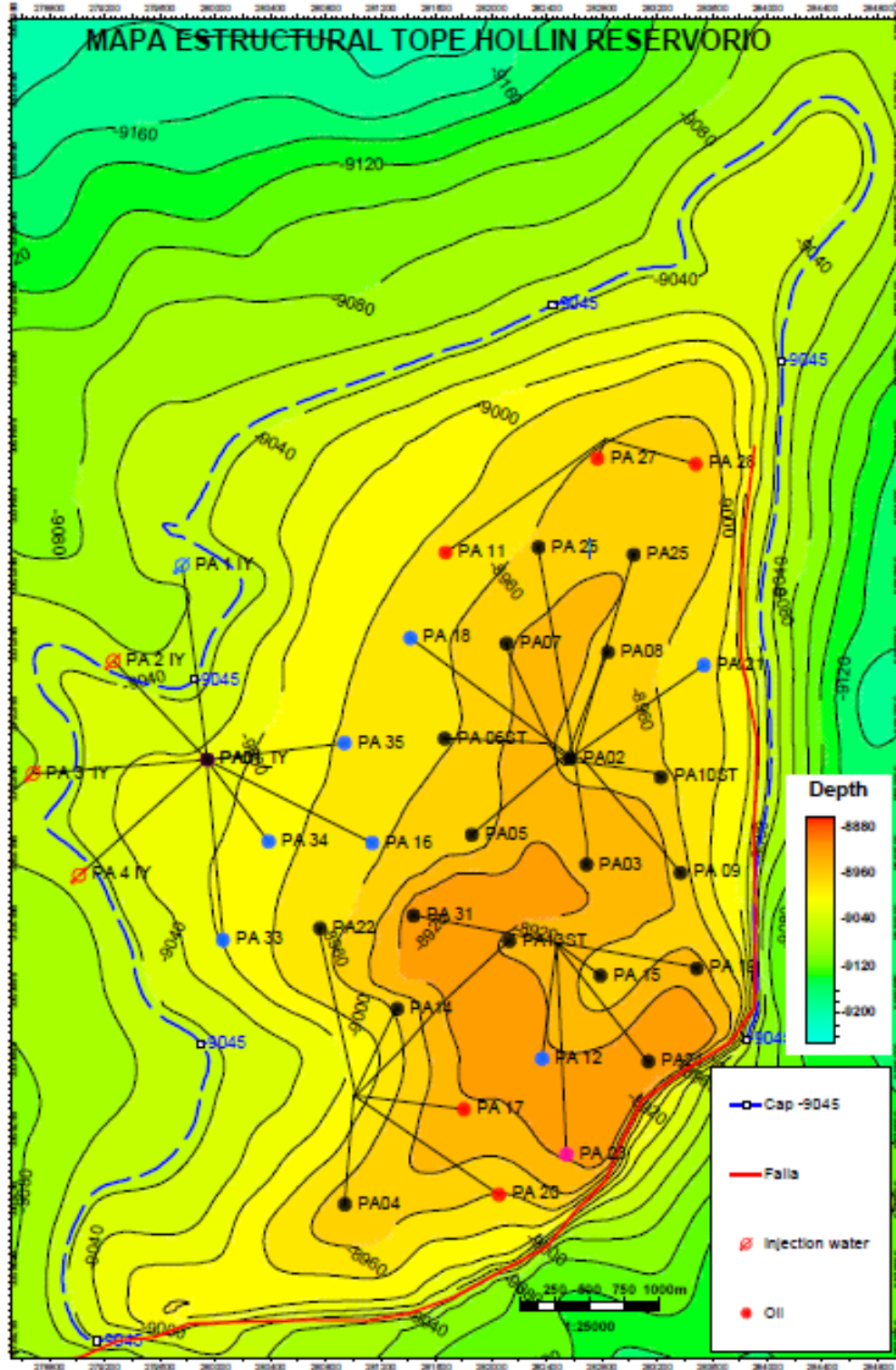
- Adams N. (1980). *Well control problems and solutions*. Tulsa.
- Baby P, R. M. (2014). *La cuenca oriente: geología y petróleo*. Quito.
- Baker Huges. (2012). *Unidad de Coiled Tubing*.
- Ciguela S, B. J. (2004). *Manual diseño de estimulaciones*.
- Craft B. C., H. M. (1977). *Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos*. EE.UU.: TECNOS.
- Escuela Politécnica Nacional. (2002). *Trampas estructurales*. Quito.
- Guerra J. (2010). *Curso de geología del petróleo*. Quito.
- Halliburton. (2014). *Porosidad Efectiva*.
- Herrera J. (2012). *Ácidos de reacción lenta y mayor penetración para la estimulación matricial reactiva en arenisca*. México.
- <http://animalderuta.com>. (2010). Recuperado el 2015, de <http://animalderuta.com/2010/11/12/animal-geologico-n3-sistema-petrolero>
- <http://es.slideshare.net>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://es.slideshare.net/gabosocorro/estimulacin-de-pozos>
- <http://es.slideshare.net>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://es.slideshare.net/gabosocorro/estimulacin-de-pozos>
- <http://es.slideshare.net>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://es.slideshare.net/jimmybig87/propiedades-petrofsicas-de-las-rocas-grupo-2>

- <http://spanish.alibaba.com>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://spanish.alibaba.com/product-gs/oil-fracturing-proppant-hydraulic-fracturing-proppants-fracture-hydraulic-alumina-ceramic-proppant-sand-60015142979.html>
- <http://spanish.watertreatment-chemicals.com>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://spanish.watertreatment-chemicals.com>
- <http://www.aip.com.co>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://www.aip.com.co/es/servicios-especializados/tecnologia-hat>
- <http://www.chemexinc.net>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <http://www.chemexinc.net/espanol/productos.html>
- <http://www.slb.com>. (s.f.). Recuperado el 2015, de http://www.slb.com/resources/publications/industry_articles/oilfield_review/2011/or2011_sp_aut01_fractura.aspx
- <https://es.scribd.com>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <https://es.scribd.com/doc/51655127/ESTIMULACION-DE-POZOS>
- <https://es.wikipedia.org>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Capilaridad>
- <https://es.wikipedia.org>. (s.f.). Recuperado el 2015, de <https://es.wikipedia.org/wiki/Arcilla>
- LEONTARITIS K.J. (1994). *Society of Petroleum Engineers*.
- PETROAMAZONAS EP. (2015). *Diagrama de completación del pozo Palo Azul-30*. Quito.
- PETROAMAZONAS EP. (2014). *Estimulación matricial al pozo Palo Azul-30*.

- Pontón D, P. I. (2008). *Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción*. Guayaquil.
- Pride S.A. (2008). *Introducción al daño de formación y estimulación ácida*.
- Quiroga S. (1992). *Propiedades físicas de los fluidos y las rocas*.
- Salager J. (1991). *Uso de los Surfactantes en la Industria Petrolera*. Mérida.
- Schlumberger. (2012). *Unidad de Coiled Tubing*.
- Secretaría de Hidrocarburos. (2014). *Información variada del BIPE*. Quito.
- Uquillas G. (2012). *Estudio de los problemas operacionales durante la perforación de los pozos horizontales de tres campos del Oriente*. Quito.
- Williams E.A. (1992). *Acidificación matricial de areniscas y carbonatos*. Mendoza.

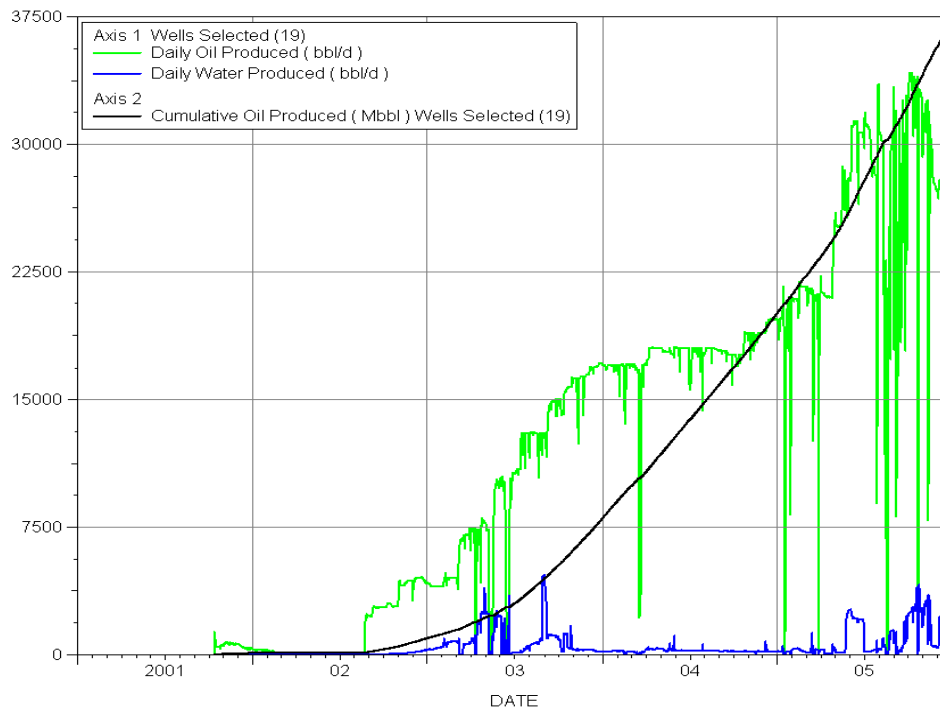
5.4 ANEXOS

Anexo 1. Mapa estructural del Campo Palo Azul



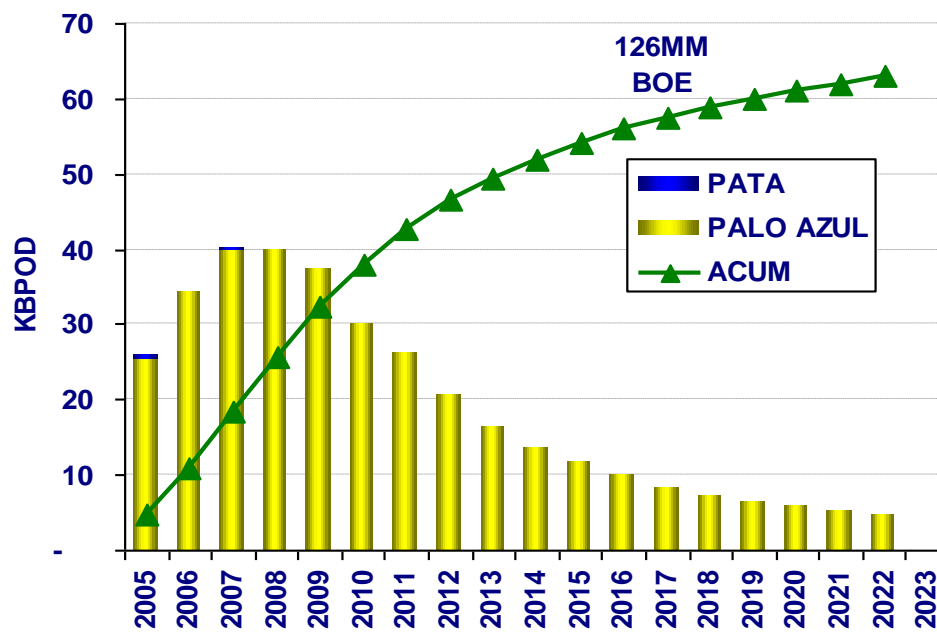
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 2. Producción del campo Palo Azul hasta 2006



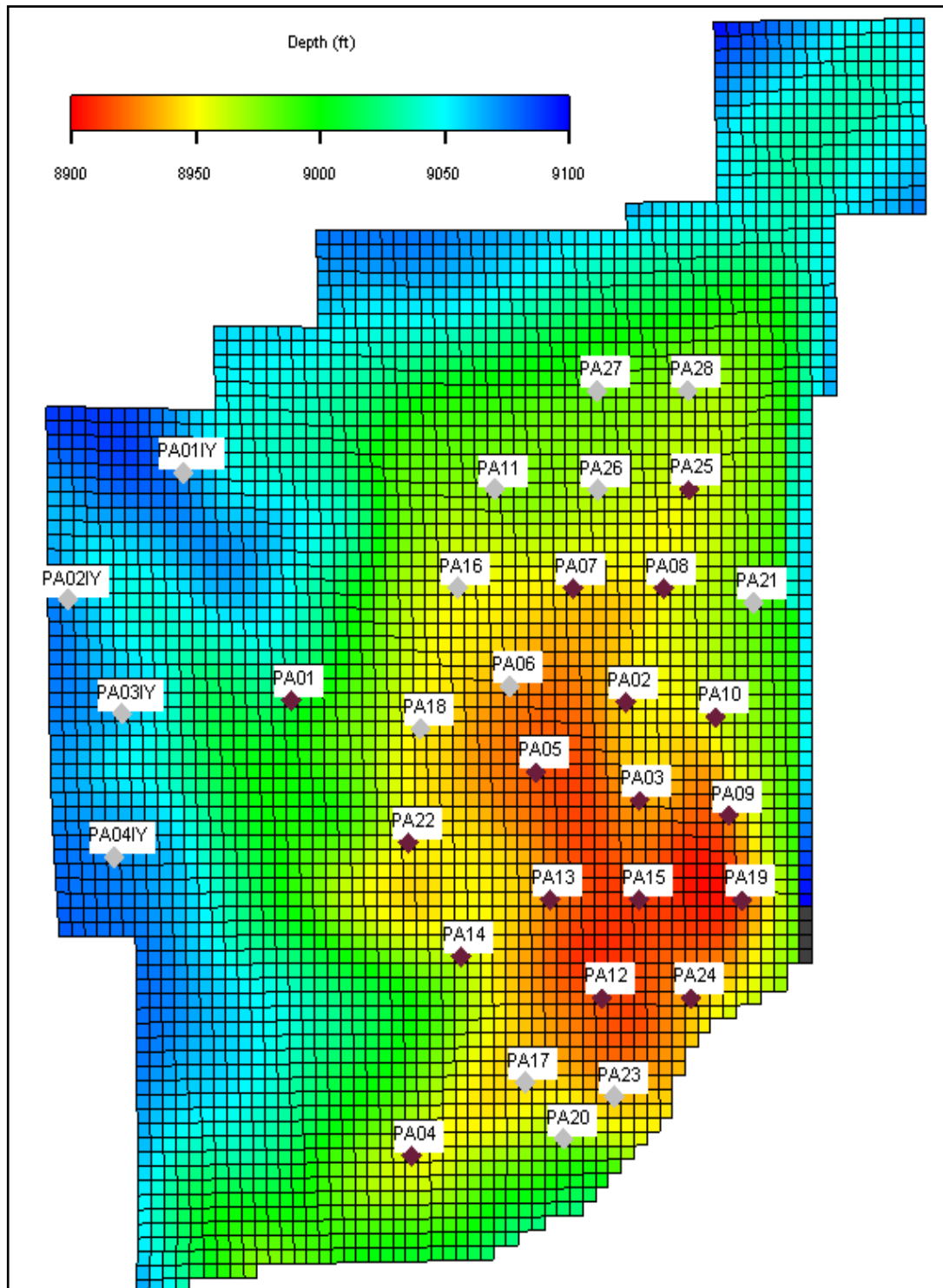
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 3. Producción y Reservas del campo Palo Azul



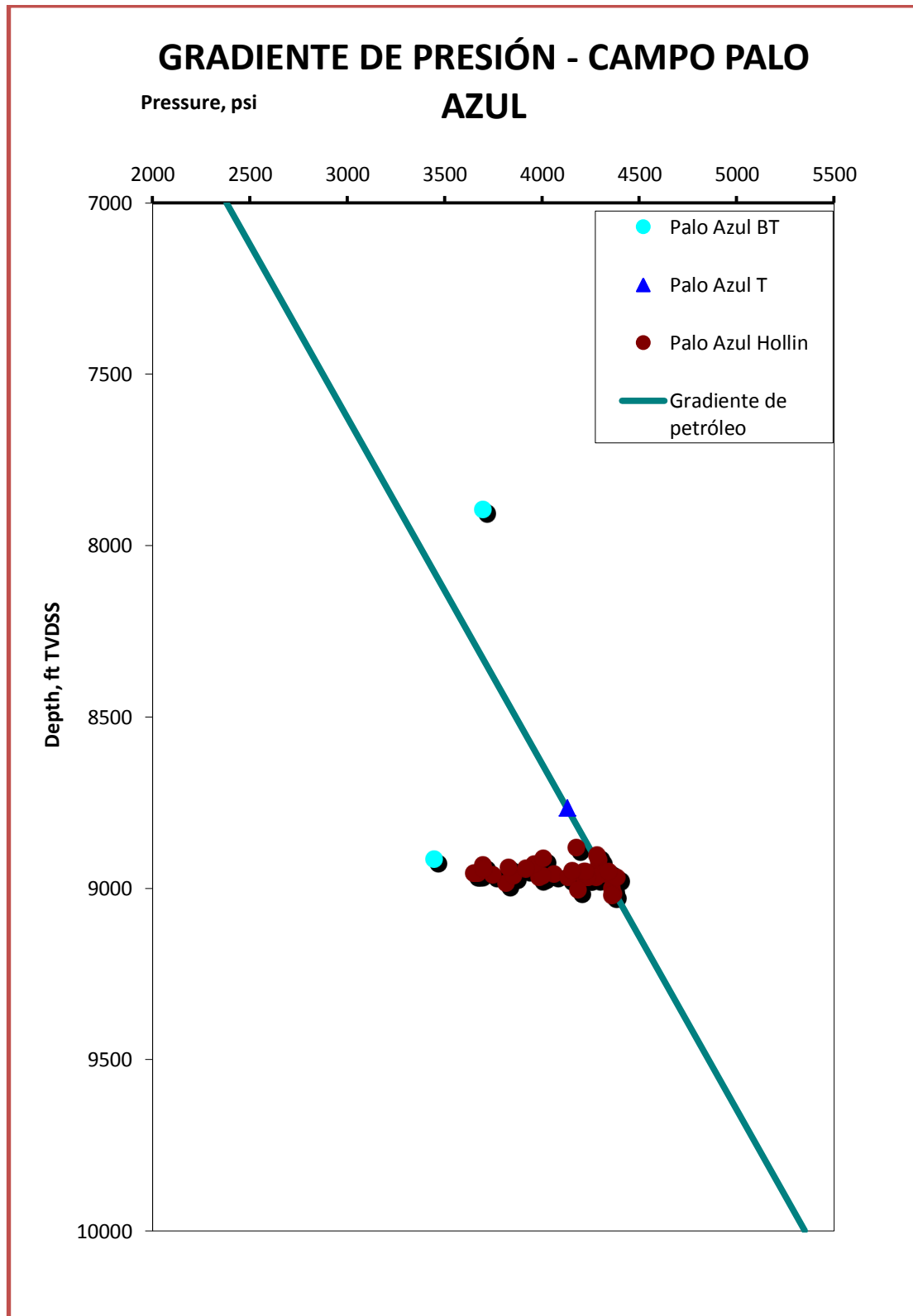
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 4. Esquema de desarrollo del campo Palo Azul



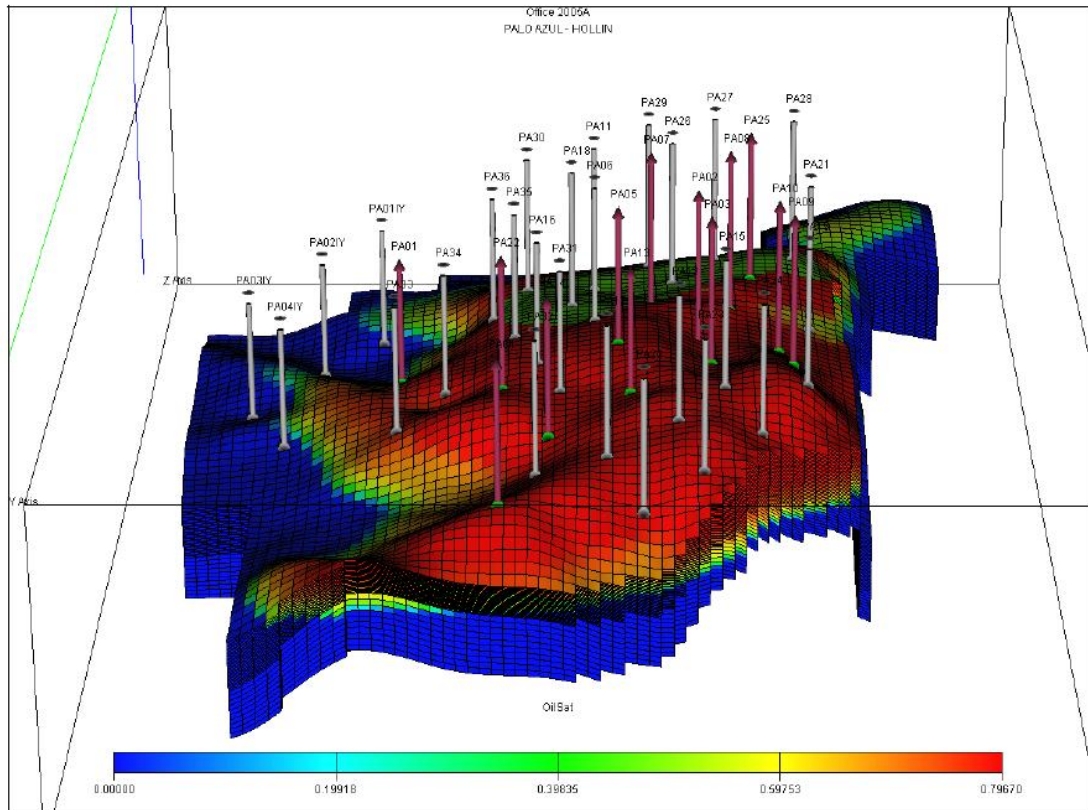
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 5. Gradiente de presión del campo Palo Azul



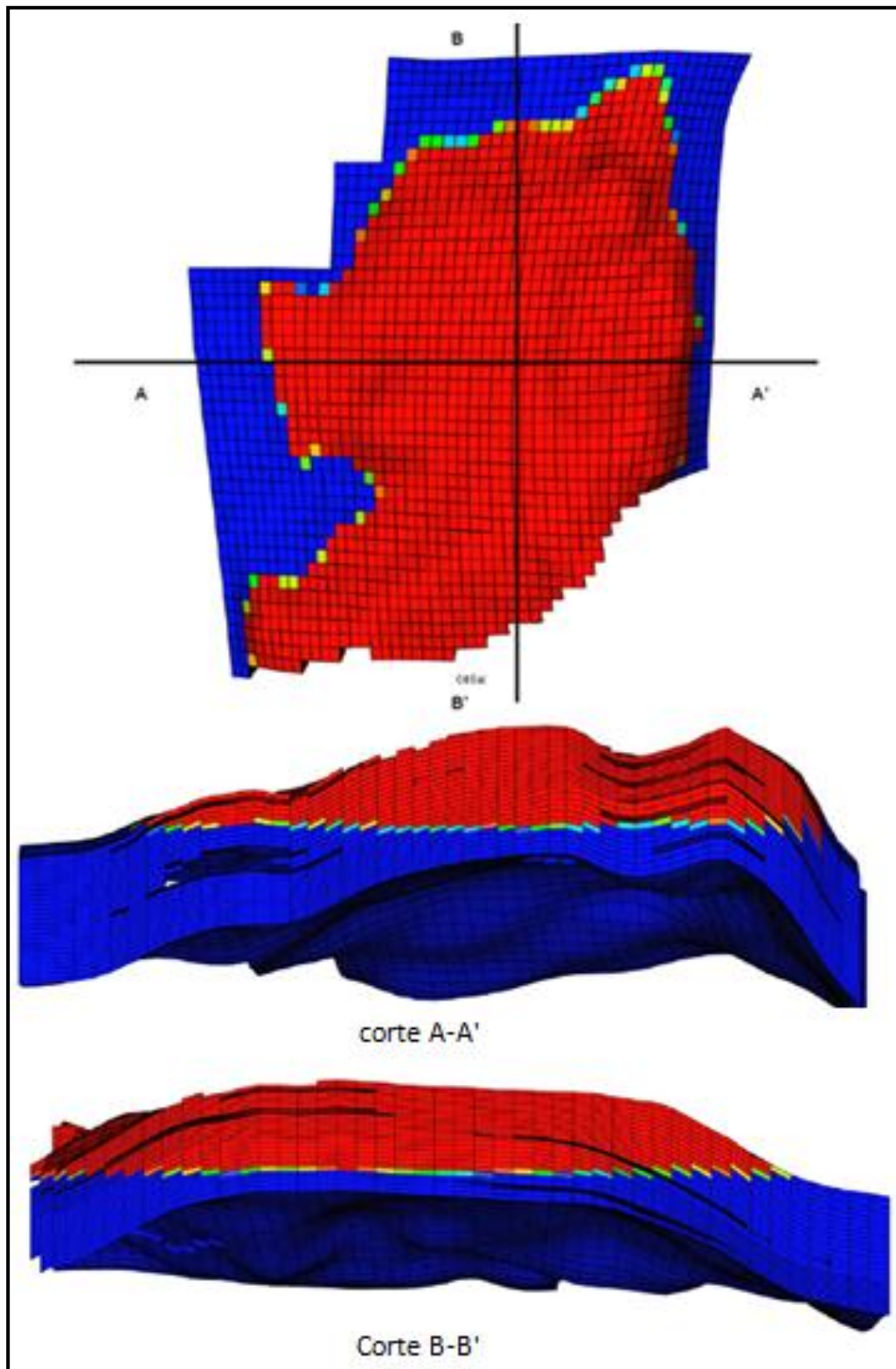
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 6. Interpretación 3D del campo Palo Azul.



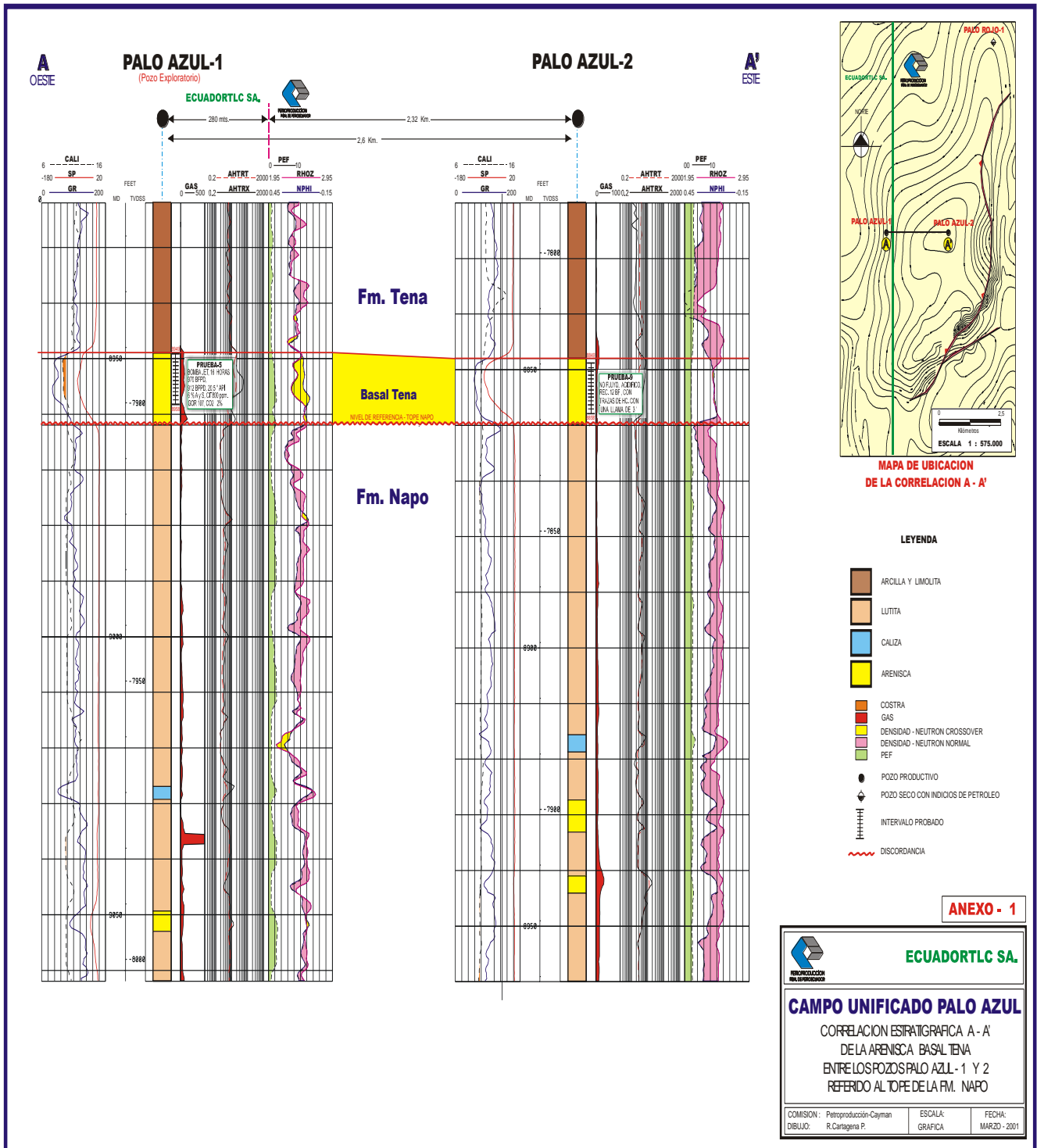
(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 7. Saturaciones iniciales del campo Palo Azul.



(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 8. Correlación Estratigráfica de Basal Tena



(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 9. Plan de Contingencia

<p style="text-align: center;">FUGA EN STRIPPER</p> <p>Incrementar Presión Cerrar cuñas y anulares en el BCP Liberar presión sobre los anulares Cambiar los insertos Empacar el stripper con suficiente presión Abrir válvula equalizadora en los anulares</p> <p>Abrir cuñas y anulares Cerrar válvula equalizadora</p>	<p style="text-align: center;">FALLA EN POWERPACK O FALLAS HIDRAULICAS</p> <p>Desactivar CoilSAVER Detener movimiento de inyector, aplicar freno de emergencia Aplicar freno de carrito Cerrar cuñas y anulares, bloquear manualmente Mantener circulación/ presiones si es necesario Reparar/Reemplazar Power Pack y continuar operación</p>
<p style="text-align: center;">TUBERIA COLAPSADA</p> <p>Confirmar colapso de la TF (Incremento de presión, deslizamiento de las cadenas, incremento del peso) Bajar CT hasta tener tubería buena dentro del BCP Mantener Presión de circulación si es posible</p> <p>Cerrar cuñas y anular Probar las cuñas (liberando peso) Preparar para matar pozo y recupera CT</p>	<p style="text-align: center;">FUGA ENTRE VALVULA DE POZO Y BOP</p> <p>Alertar al personal</p> <p>Asegurarse que el CT caerá dentro del pozo, bajo el árbol Cerrar corte (Si el BCP es Combi, ciego y corte) Recuperar TF para poder cerrar el ciego Cerrar válvulas de pozo completamente (Contar Vueltas) Reportar fuga para recobrar o matar el pozo de ser necesario</p>
<p style="text-align: center;">DESLIZAMIENTO INCONTROLADO</p> <p>Alertar al Personal-Desactivar CoilSAVER Tratar de controlar la tubería (velocidad y dirección) Incrementar presión de tracción Aplicar tracción de emergencia si es necesario</p> <p>Incrementar presión de stripper lentamente Si es incontrolable, desactivar inyector para evitar más daño, dejar la cabina esperar a que el CT tope Cuando el CT se detenga, activar cuñas y anulares Revisar inyector, sistema de presión y CT Monitorear tasas y presiones para el control de pozo</p>	<p style="text-align: center;">PRESION DE CABEZA > PRESION DE TRABAJO PRESION DE CABEZA > PT1</p> <p>Procedimiento de emergencia de BCP</p> <p>Detener el CT. Aplicar freno de carrito Cerrar cuñas y anulares. Detener bombeo en la TF Cerrar corte. Sacar CT sobre el ciego y luego cerrar ciego Asegurar manualmente el BCP Preparar para matar el pozo</p>
<p style="text-align: center;">FALLA/DAÑO CUELLO DE GANSO</p> <p>Detener movimiento de CT Reducir tasa de bombeo al mínimo permisible Cerrar cuñas y anular Poner tensión de carrito en mínimo Aplicar freno al carrito Asegurar CT al levelwind con grapas Revisar daño del CT y del Cuello de ganso</p>	<p style="text-align: center;">PINHOLE (FUGA MENOR)</p> <p>Detener el CT y advertir al personal Mantener la circulación al mínimo para evitar colapso Cambiar a agua o fluido neutro y desplazar tratamiento Sacar tubería con mínima tensión de carrito Parar bombeo si es posible. Continuar recuperando CT</p>
<p style="text-align: center;">FUGA EN LÍNEA DE TRATAMIENTO</p> <p>Detener CT, parar bombeo. Cerrar cuña y anular. Cerrar válvulas para aislar fuga y mantener la presión. Desfogar presión de la pieza con fuga. Reparar/aislar fuga. Desplazar línea de tratamiento con agua o fluido neutro equivalente. Prueba de presión a equipo en superficie. Equalizar presiones y reanudar operaciones</p>	<p style="text-align: center;">PINHOLE (FUGA MAYOR)-RIESGO PERSONAL PINHOLE (FUGA MAYOR)- NO RIESGO DE PERSONAL</p> <p>Seguir procedimiento de emergencia de BCP</p> <p>POOH si es posible (condiciones seguras) Posicionar fuga entre stripper y anular Cerrar cuña y anular. Prepararse para matar el pozo Recuperar el CT cuando sea seguro hacerlo Reparar/Reemplazar tubería</p>

(Secretaría de Hidrocarburos, 2014)

Anexo 10. Unidad de Coiled Tubing.

