

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN EN POZOS DE
LOS CAMPOS AUCA Y CULEBRA DE LA EMPRESA EP
PETROECUADOR, MEDIANTE LA APLICACIÓN DE
ESTIMULACIONES MATRICIALES CON EL FLUIDO ONESTEP**

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

ROMAN CATAÑA ALVARO FRANCISCO

varitoroman@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FRANCK SALAZAR

fsuarez@slb.com

Quito, Mayo 2011

DECLARACIÓN

Yo ALVARO FRANCISCO ROMAN CATAÑA, declaro bajo juramento que el trabajo aquí escrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

Álvaro Francisco Román Cataña.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por ALVARO FRANCISCO ROMAN CATAÑA, bajo mi supervisión.

Ing. Franck Iván Salazar Suarez.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMEINTOS

A dos seres maravillosos con los que he compartido todo, de los cuales he aprendido mucho y sin los cuales poco sentido tendría la vida. Michu, Edu, gracias por todo Hermanitos.

A mis Abuelitos, que han sido como mis padres. Gracias Abuelitos por acompañarme y apoyarme en todo momento.

A Sheidy, con quien hemos recorrido juntos esta etapa de la vida. Gracias por el apoyo y los sabios consejos que siempre estuvieron a tiempo.

A mis grandes amigos: Leito, Burrito y Sazu. Brothers, faltarían espacio para agradecerles por todas las cosas que les debo.

Al Ingeniero Franck Salazar, por ser mi Mentor, por su tiempo y su incondicional colaboración con la elaboración de este proyecto. Gracias Ingeniero, sin su ayuda esta meta no se hubiese alcanzado.

A la empresa Schlumberger, por haber auspiciado y haberme brindado todas las facilidades para realizar este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional y a sus Docentes en especial a los Ingenieros Gerardo Barros y Raúl Valencia, por las valiosas enseñanzas transmitidas a lo largo de la vida universitaria.

DEDICATORIA

A Dios y la Virgen Dolorosa por mostrarme el camino y protegerme en todo momento.

A Eduardo y Adela. Papito, Mamita, este es un nuevo peldaño que escalo en la vida gracias a su amor, a su esfuerzo, a su tiempo, a su comprensión, a su dedicación y a su ejemplo. Estoy en deuda con ustedes de por vida por ser los Padres más maravillosos que hay en el mundo.

CONTENIDO

1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS AUCA Y CULEBRA.	1
1.1. CUENCA ORIENTE.	1
1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA.	5
1.3. CAMPOS QUE CONFORMAN EL ÁREA AUCA.	7
1.4. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AUCA Y CULEBRA.	8
1.4.1. AUCA.	9
1.4.1.1. Breve historia.	9
1.4.1.2. Estructuras y edades.....	9
1.4.1.3. Características litológicas.....	10
1.4.1.4. Ambientes sedimentarios.	11
1.4.1.5. Tipo de crudo.	11
1.4.1.6. Vulcanismo.....	12
1.4.1.7. Estructuras.	12
1.4.1.8. Espesor y área de cada una de las formaciones del Campo Auca.....	12
1.4.1.9. Propiedades promedias de las arenas del Campo Auca.	12
1.4.1.10. Ubicación geográfica de los pozos del Campo Auca.	19
1.4.1.11. Resultado de análisis de cores realizado a Napo “U” Inferior del Campo Auca.	20
1.4.2. CULEBRA.	27
1.4.2.1. Breve historia.	27
1.4.2.2. Estructuras y edades.....	27
1.4.2.3. Características litológicas.....	28
1.4.2.4. Ambiente sedimentarios.	29
1.4.2.5. Tipo de crudo.	29
1.4.2.6. Estructuras.	29
1.4.2.7. Ubicación geográfica de los pozos en el Campo Culebra.	29

1.4.2.8.	Resultado del análisis de cores realizado a Napo “U” Inferior del Campo Culebra.....	31
2.	SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA.....	37
2.1.	CAMPOS QUE CONFORMAN EL ÁREA AUCA.	37
2.2.	RESERVAS DEL ÁREA AUCA.....	37
2.3.	ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.....	39
2.4	PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO EN EL ÁREA AUCA.	39
2.5	PERFORACIÓN DE POZOS EN EL ÁREA AUCA.	41
2.6.	REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA AUCA.	47
2.7.	REACONDICIONAMIENTOS EN POZOS DEL ÁREA AUCA.....	48
2.7.1	TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO CON TORRE.....	48
2.7.2	TRABAJOS REALIZADOS SIN TORRE EN EL ÁREA AUCA.	53
	TRABAJOS SIN TORRE DURANTE EL AÑO 2010.....	53
2.8	INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....	56
2.9.	PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA HASTA EL AÑO 2023.....	57
3.	ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE ESTIMULACIÓN Y ONESTEP	58
3.1.	INTRODUCCIÓN A LOS TRATAMIENTOS MATRICIALES.	58
3.2.	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN.	61
3.2.1.	IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCCIÓN Y CANDIDATOS A SER ESTIMULADOS.....	61
3.3.	EFFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA PRODUCCIÓN.	64
3.3.1.	CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN.	69
3.3.1.1.	Perforación.....	72

3.3.1.2.	Cementación.....	73
3.3.1.3.	Cañoneo.....	73
3.3.1.4.	Empaquetamiento de grava.	75
3.3.1.5.	Reacondicionamiento de pozos.....	75
3.3.1.6.	Producción.	76
3.3.1.7.	Daños por acidificación.	77
3.3.1.8.	Migración de finos.	78
3.3.1.9.	Hinchazón de arcillas.	80
3.3.1.10.	Escalas.	81
3.3.1.11.	Depósitos orgánicos.	82
3.3.1.12.	Emulsiones.....	84
3.3.1.13.	Cambios de la mojabilidad.	84
3.3.1.14.	Bacterias.	85
3.3.1.15.	Bloque de agua.	86
3.4.	DETERMINACIÓN DE LA TÉCNICA ADECUADA DE ESTIMULACIÓN.	
	87	
3.4.1.	DETERMINACIÓN DEL TRATAMIENTO CORRECTO.....	87
3.4.2.	TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	90
3.4.2.1.	LIMPIEZA DE POZO.....	90
3.4.2.2.	ESTIMULACIÓN MATRICIAL.....	90
3.4.3.	SELECCIÓN DEL FLUIDO Y ADITIVO PARA EL TRATAMIENTO.	91
3.4.4.	ADITIVOS.....	95
3.5	ONESTEP.....	97
3.5.1	INTRODUCCIÓN	97
3.5.2.	PELIGROS Y PRECAUCIONES	99
3.5.3.	DISEÑO Y COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ONESTEP	100
3.5.4.	OPTIMIZACIÓN DEL VOLUMEN DEL TRATAMIENTO HACIENDO USO DEL SOFTWARE VIRTUAL LAB.	103
3.5.5.	INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	104
3.5.6.	INCOMPATIBILIDADES CON OTROS FLUIDOS.....	106
3.5.7.	PREPARACIÓN DEL FLUIDO EN CAMPO	107

4 DISEÑO Y EVALUACIÓN DE ESTIMULACIONES MATRICIALES ONESTEP.

110

4.1. DISEÑOS Y EVALUACIONES PARTICULARES PARA CADA POZO

CANDIDATO.	112
4.1.1. POZO: AUCA 10. FORMACIÓN: “U”	112
4.1.1.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 10 (Figura 4.1.)	112
4.1.1.2. Historial de producción del pozo Auca 10. (Figura 4.2.)	113
4.1.1.3. Datos del pozo Auca 10. (Tabla 4.1.)	113
4.1.1.4. Registros eléctricos del pozo Auca 10. (Figura 4.3.).....	114
4.1.1.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 10.	114
4.1.1.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 10. (Figura 4.4.)	115
4.1.1.7. Estado actual del pozo Auca 10. (Figura 4.5.).....	116
4.1.1.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.6.).....	116
4.1.1.9. Estado post-estimulación del pozo Auca 10. (Figura 4.8.)	117
4.1.1.10. Conclusiones para el pozo Auca 10.	118
4.1.2. POZO: AUCA 52. FORMACIÓN: “U”	119
4.1.2.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 52. (Figura 4.9.)	119
4.1.2.2. Historial de producción del pozo Auca 52. (Figura 4.10.).....	120
4.1.2.3. Datos del pozo Auca 52. (Tabla 4.2)	120
4.1.2.4. Registros eléctricos del pozo Auca 52. (Figura 4.11.).....	121
4.1.2.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 52.	121
4.1.2.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 52. (Figura 4.12.)	122
4.1.2.7. Estado actual del pozo Auca 52. (Figura 4.13.).....	123
4.1.2.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.14.).....	123
4.1.2.9. Estado post-estimulación del pozo Auca 52. (Figura 4.15.)	124
4.1.2.10. Conclusiones para el pozo Auca 52.	124
4.1.3. POZO: AUCA 67D. FORMACIÓN: “U”.	126
4.1.3.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 67D. (Figura 4.16.)	126
4.1.3.2. Historial de producción del pozo Auca 67D. (Figura 4.17.)	127
4.1.3.3. Datos del pozo Auca 67D. (Tabla 4.3).....	127
4.1.3.4. Registros eléctricos del pozo Auca 67D. (Figura 4.18.)	128
4.1.3.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 67D.	

4.1.3.6.	Análisis de tendencias del pozo Auca 67. (Figura 4.19.)	129
4.1.3.7.	Estado del pozo Auca 67D a la fecha del último build up. (Figura 4.20.)	130
4.1.3.8.	Estado actual del pozo Auca 67D. (Figura 4.21.)	130
4.1.3.9.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.22.).....	131
4.1.3.10.	Estado post-estimulación del pozo Auca 67D. (Figura 4.23.)	131
4.1.3.11.	Conclusiones para el pozo Auca 67D.....	132
4.1.4.	POZO: AUCA 70D. FORMACIÓN: "U".	133
4.1.4.1.	Diagrama mecánico del pozo Auca 70D. (Figura 4.24.)	133
4.1.4.2.	Historial de producción del pozo Auca 70D. (Figura 4.25.).....	134
4.1.4.3.	Datos del pozo Auca 70D. (Tabla 4.4.).....	134
4.1.4.4.	Registros eléctricos del pozo Auca 70D. (Figura 4.26.).....	135
4.1.4.5.	Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 70D. 135	
4.1.4.6.	Análisis de tendencias del pozo Auca 70D. (Figura 4.27.).....	136
4.1.4.7.	Estado del pozo Auca 70D a la fecha del último build up. (Figura 4.28.)	137
4.1.4.8.	Estado actual del pozo Auca 70D. (Figura 4.29.)	137
4.1.4.9.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.30.).....	138
4.1.4.10.	Estado post-estimulación del pozo Auca 70D. (Figura 4.31.)	138
4.1.4.11.	Conclusiones para el pozo Auca 70D.....	139
4.1.5.	POZO: AUCA 75D. FORMACIÓN: "U".	140
4.1.5.1.	Diagrama mecánico del pozo Auca 75D. (Figura 4.32.)	140
4.1.5.2.	Historial de producción del pozo Auca 75D. (Figura 4.33.).....	141
4.1.5.3.	Datos del pozo Auca 75D. (Tabla 4.5.).....	141
4.1.5.4.	Registros eléctricos del pozo Auca 75D. (Figura 4.34.).....	142
4.1.5.5.	Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 75D.	142
4.1.5.6.	Análisis de tendencias del pozo Auca 75D. (Figura 4.35.).....	143
4.1.5.7.	Estado del pozo Auca 75D a la fecha del último build up. (Figura 4.36.)	144
4.1.5.8.	Estado actual del pozo Auca 75D. (Figura 4.37.)	144
4.1.5.9.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.38.).....	145

4.1.5.10.	Estado post-estimulación del pozo Auca 75D. (Figura 4.39.)	145
4.1.5.11.	Conclusiones para el pozo Auca 75D.	146
4.1.6.	POZO: CULEBRA 01. FORMACIÓN: “U”.	147
4.1.6.1.	Diagrama mecánico del pozo Culebra 01. (Figura 4.40.)	147
4.1.6.2.	Historial de producción del pozo Culebra 01. (Figura 4.41.)	148
4.1.6.3.	Datos del pozo Culebra 01. (Tabla 4.6.)	148
4.1.6.4.	Registros eléctricos del pozo Culebra 01. (Figura 4.42.)	149
4.1.6.5.	Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 01.	149
4.1.6.6.	Análisis de tendencias del pozo Culebra 01. (Figura 4.43.)	150
4.1.6.7.	Estado actual del pozo Culebra 01. (Figura 4.44.)	151
4.1.6.8.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.45.)	151
4.1.6.9.	Estado post-estimulación del pozo Culebra 01. (Figura 4.46.)	152
4.1.6.10.	Conclusiones para el pozo Culebra 01.	152
4.1.7.	POZO: CULEBRA 05. FORMACIÓN: “U”.	153
4.1.7.1.	Diagrama mecánico del pozo Culebra 05. (Figura 4.47.)	153
4.1.7.2.	Historial de producción del pozo Culebra 05. (Figura 4.48.)	154
4.1.7.3.	Datos del pozo Culebra 05. (Tabla 4.7.)	154
4.1.7.4.	Registros eléctricos del pozo Culebra 05. (Figura 4.49.)	155
4.1.7.5.	Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 05.	155
4.1.7.6.	Análisis de tendencias del pozo Culebra 05. (Figura 4.50.)	156
4.1.7.7.	Estado actual del pozo Culebra 05. (Figura 4.51.)	157
4.1.7.8.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.52.)	157
4.1.7.9.	Estado post-estimulación del pozo Culebra 05. (Figura 4.53.)	158
4.1.7.10.	Conclusiones para el pozo Culebra 05.	158
4.1.8.	POZO: CULEBRA 07. FORMACIÓN: “U”.	160
4.1.8.1.	Diagrama mecánico del pozo Culebra 07. (Figura 4.54.)	160
4.1.8.2.	Historial de producción del pozo Culebra 07. (Figura 4.55.)	161
4.1.8.3.	Datos del pozo Culebra 07. (Tabla 4.8.)	161
4.1.8.4.	Registros eléctricos del pozo Culebra 07. (Figura 4.56.)	162
4.1.8.5.	Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 07.	162

4.1.8.6.	Análisis de tendencias del pozo Culebra 07. (Figura 4.57.).....	163
4.1.8.7.	Estado del pozo Culebra 07 a la fecha del último build up. (Figura 4.58.)	164
4.1.8.8.	Estado actual del pozo Culebra 07. (Figura 4.59.).....	164
4.1.8.9.	Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.60.).....	165
4.1.8.10.	Estado post-estimulación del pozo Culebra 07. (Figura 4.61.).....	165
4.1.8.11.	Conclusiones para el pozo Culebra 07.	166
4.2.	EJEMPLO REAL DE APLICACIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL REALIZADO EN EL POZO CULEBRA 11 OPERADO POR LA EMPRESA EP PETROECUADOR.....	166
4.2.1.	OBJETIVO.	166
4.2.2.	ANTECEDENTES.	167
4.2.3.	EVALUACIÓN PETROFÍSICA.....	168
4.2.4.	MECANISMO DE DAÑO Y MODELO DE PRODUCCIÓN ACTUAL..	170
4.2.5.	ONESTEP.	170
4.2.5.1.	BENEFICIOS DEL ONESTEP.....	170
4.2.6.	BOMBEO ONESTEP.....	171
4.2.7.	INGRESO DE ONESTEP A LA FORMACIÓN.....	172
4.2.8.	OPERACIONES REALIZADAS DURANTE EL REACONDICIONAMIENTO AL POZO CULEBRA 11 D.	172
4.2.9.	PRODUCCIÓN POST ESTIMULACIÓN CON FLUIDO ONESTEP. ..	174
4.2.10.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA ESTE POZO..	175
5	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	176
5.1.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	176
5.1.1.	PERFIL DE PRODUCCIÓN.....	180
5.1.2.	EGRESOS.	182
5.1.2.1.	Precio del petróleo.	185
5.1.2.2.	Costos de los workovers para estimular matricialmente las formaciones de los pozos estudiados y su puesta en producción.	182
5.1.2.3.	Costos de producción.....	184
5.1.3.	INGRESOS.	185

5.1.4.	HIPÓTESIS CONSIDERADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	187
5.2.	EVALUACIÓN DEL PROYECTO.....	187
4.2.1.	VALOR ACTUAL NETO.....	187
4.2.2.	TASA INTERNA DE RETORNO.....	190
4.3.	RESULTADOS GRÁFICOS	Error! Bookmark not defined.
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	191
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	195
6.1.	CONCLUSIONES.....	195
6.2.	RECOMENDACIONES.....	197
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	199
	ANEXOS:	202
	ANEXO 1.: INFOGRAFÍA DEL REACONDICIONAMIENTO REALIZADO AL POZO CULEBRA 11D (MARZO 2011).....	202

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1.1. : UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.....	1
FIGURA 1.2. : UBICACIÓN DE LAS PRINCIPALES ESTRUCTURAS PETROLÍFERAS DE LA CUENCA ORIENTE.....	2
FIGURA 1.3. : CORREDORES ESTRUCTURALES PETROLÍFEROS DE LA CUENCA ORIENTE.....	3
FIGURA 1.4. : COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CON DETALLE DE SUS FORMACIONES.....	4
FIGURA 1.5. : UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA EN EL PLAY CENTRAL.	5
FIGURA 1.6. : TIPO DE CRUDO Y PORCENTAJE DE AZUFRE CONTENIDO.	7
FIGURA 1.7. : SECCIÓN SÍSMICA CAMPO AUCA.....	10
FIGURA 1.8. : MAPA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS AUCA, AUCA ESTE, CONGA Y CONGA SUR.....	13
TABLA 1.7. : PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PRESIONES CAPILARES DE LA ARENA “U” DEL CAMPO AUCA.....	17
TABLA 1.8. : PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PRESIONES CAPILARES DE LA ARENA “T” DEL CAMPO AUCA.	18
FIGURA 1.9. : UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS EN EL CAMPO AUCA.	19

FIGURA 1.10. : UBICACIÓN DE SOBRE CRECIMIENTOS DE CUARZO QUE DISMINUYEN EL ESPACIO PORAL.....	20
FIGURA 1.11. : FELDESPATOS EN PROCESO DE DISOLUCIÓN.	21
FIGURA 1.12. : EROSIÓN DE LAS PAREDES DE CUARZO.....	21
FIGURA 1.13. : PRESENCIA DE CAOLINITA.	22
FIGURA 1.14. : BLOQUES DE CAOLINITA.....	22
FIGURA 1.15. : CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.	24
FIGURA 1.16. : SECCIÓN SÍSMICA DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA.....	28
FIGURA 1.17. : MAPA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS CULEBRA – YULEBRA - ANACONDA.....	30
FIGURA 1.18. : UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA.	31
FIGURA 1.19. : CUARZO QUE CAUSA DISMINUCIÓN DEL ESPACIO INTRAGRANULAR.....	32
FIGURA 1.20. : DISOLUCIÓN DEL FELDESPATO.....	32
FIGURA 1.21. : PRESENCIA SIGNIFICATIVA DE CAOLINITA.....	33
FIGURA 1.22. : CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.	35
FIGURA 2.1. : CAMPOS DEL ÁREA.....	38
FIGURA 2.2. : NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN PERFORACIÓN DURANTE EL AÑO 2010.	47

FIGURA 2.3. : REINYECCIÓN EN EL ÁREA AUCA.	48
FIGURA 2.4. : RESULTADOS GRÁFICOS.	52
FIGURA 2.5. : RESULTADOS GRÁFICOS DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR TRABAJOS REALIZADOS SIN TORRE DE REACONDICIONAMIENTO EN EL ÁREA AUCA.	55
FIGURA 2.6. : PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA.	57
FIGURA 2.7. : PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA. ..	57
FIGURA 3.1. : PROCESO PARA UNA EXITOSA ESTIMULACIÓN.	60
FIGURA 3.2. : PROBLEMAS MECÁNICOS TÍPICOS EN LA COMPLETACIÓN..	61
FIGURA 3.3. : DIAGRAMA DE FLUJO PARA ASESORAR LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN.	62
FIGURA 3.4. : FORMACIÓN VIRGEN VS. FORMACIÓN DAÑADA.	64
FIGURA 3.5. : VARIABLES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO.	66
FIGURA 3.6. : MATRIZ PARA MEJORA DE PRODUCTIVIDAD.	68
FIGURA 3.7. : LOCALIZACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DAÑO.	69
FIGURA 3.8. : CARACTERIZACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE DAÑO.	71
FIGURA 3.9. : EFECTOS DEL TIPO DE CAÑONEO.	74
FIGURA 3.10. : REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DE LA CALIDAD DEL FILTRADO DE AGUA PARA REACONDICIONAMIENTO.	76

FIGURA 3.11. : PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA NORMAL PRODUCCIÓN O INYECCIÓN EN LOS POZOS.....	77
FIGURA 3.12. : FOTOMICROGRAMAS DE FINOS.	79
FIGURA 3.13: FOTOMICROGRAMA DE ESMECTITA HINCHADA.	80
FIGURA 3.14: TIPOS DE ESCALAS CONSIDERADAS LAS MÁS COMUNES Y PROBLEMÁTICAS.....	81
FIGURA 3.15: DEPÓSITOS ORGÁNICOS.....	82
FIGURA 3.16: PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS POR DISMINUCIÓN DE TEMPERATURA.	83
FIGURA 3.17: MEZCLA DE DEPÓSITOS ORGÁNICO E INORGÁNICO.	83
FIGURA 3.18. : CLASIFICACIÓN DE BACTERIAS.....	86
FIGURA 3.19. : BLOQUE DE AGUA.....	87
FIGURA 3.20. : INFORMACIÓN NECESARIA PARA SELECCIONAR TIPO DE ESTIMULACIÓN.....	88
FIGURA 3.21. : ÁRBOL DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR UN TIPO DE TRATAMIENTO.....	89
FIGURA 3.22. : CLASIFICACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES..	91
FIGURA 3.23. : TRATAMIENTO EN FUNCIÓN DEL TIPO DE DAÑO.....	92
FIGURA 3.24. : FUNCIONES DE CADA TIPO DE TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.	93

FIGURA 3.25. : DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO.	94
FIGURA 3.26. : ADITIVOS.	95
FIGURA 3.27. : MOTIVOS PARA USAR ADITIVOS EN TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.	96
FIGURA 3.28. : VENTAJAS ONESTEP.	98
FIGURA 3.29. : VENTAJAS DE APLICAR ONESTEP (FOTOMICROGRAMAS).	99
FIGURA 3.30. : PRECAUCIONES AL MANIPULAR HF (BASE DEL ONESTEP).	100
FIGURA 3.31. : CONCENTRACIONES HABITUALES PARA FORMAR ONESTEP	101
FIGURA 3.32. : DIAGRAMA DE FLUJO DE VIRTUAL LAB PARA OPTIMIZAR TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN A ARENISCAS	103
FIGURA 3.33. : VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA TUBERÍA 13CR.	105
FIGURA 3.34. : VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA TUBERÍA P110	105
FIGURA 3.35. : MEZCLA DE QUÍMICOS PARA 1000 GALONES DE FLUIDO ONESTEP	108
FIGURA 4.1. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 10.	112
FIGURA 4.2. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 10.	113
FIGURA 4.3. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 10.	114
FIGURA 4.4. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 10	115

FIGURA 4.5. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 10.	116
FIGURA 4.6. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	116
FIGURA 4.8. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 10.	117
FIGURA 4.9. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 52.	119
FIGURA 4.10. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 52.	120
FIGURA 4.11. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 52.	121
FIGURA 4.12. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 52.....	122
FIGURA 4.13. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 52.	123
FIGURA 4.14. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	123
FIGURA 4.15. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 52.	124
FIGURA 4.16. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 67D.....	126
FIGURA 4.17. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 67D.	127
FIGURA 4.18. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 67D.....	128
FIGURA 4.19. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 67.....	129
FIGURA 4.20. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 67D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.	130

FIGURA 4.21. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 67D.....	130
FIGURA 4.22. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	131
FIGURA 4.23. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 67D.	131
FIGURA 4.24. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 70D.....	133
FIGURA 4.25. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 70D.	134
FIGURA 4.26. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 70D.....	135
FIGURA 4.27. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 70D.	136
FIGURA 4.28. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 70D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.	137
FIGURA 4.29. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 70D.....	137
FIGURA 4.30. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	138
FIGURA 4.31. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 70D.	138
FIGURA 4.32. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 75D.....	140
FIGURA 4.33. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 75D.	141
FIGURA 4.34. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 75D.....	142
FIGURA 4.35. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 75D.	143

FIGURA 4.36. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 75D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.	144
FIGURA 4.37. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 75D.	144
FIGURA 4.38. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	145
FIGURA 4.39. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 75D.	145
FIGURA 4.40. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 01.	147
FIGURA 4.41. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 01.	148
FIGURA 4.42. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 01.	149
FIGURA 4.43. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 01.	150
FIGURA 4.44. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 01.	151
FIGURA 4.45. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	151
FIGURA 4.46. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 01.	152
FIGURA 4.47. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 05.	153
FIGURA 4.48. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 05.	154
FIGURA 4.49. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 05.	155
FIGURA 4.50. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 05.	156

FIGURA 4.51. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 05.	157
FIGURA 4.52. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	157
FIGURA 4.53. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 05.	158
FIGURA 4.54. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 07.	160
FIGURA 4.55. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 07.....	161
FIGURA 4.56. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 07.	162
FIGURA 4.57. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 07.....	163
FIGURA 4.58. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO CULEBRA 07 A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.	164
FIGURA 4.59. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 07.	164
FIGURA 4.60. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.	165
FIGURA 4.61. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 07.	165
FIGURA 4.62. : PETROFÍSICA ARENA “U” INFERIOR DEL POZO CULEBRA 11D.	169
FIGURA 4.62.: EVENTOS OCURRIDOS DURANTE EL BOMBEO DE ONESTEP AL POZO CULEBRA 11D.	171
FIGURA 4.63.: INGRESO DE FLUIDO ONESTEP AL POZO CULEBRA 11D....	172

FIGURA 4.63. : ESTIMADO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 11D.....	175
TABLA 5.1: RESULTADOS DEL POZO AUCA 10.	177
TABLA 5.2: RESULTADOS DEL POZO AUCA 52.	177
TABLA 5.3: RESULTADOS DEL POZO AUCA 67D.....	177
TABLA 5.4: RESULTADOS DEL POZO AUCA 70D.....	178
TABLA 5.5: RESULTADOS DEL POZO AUCA75D.....	178
TABLA 5.6: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 01.	178
TABLA 5.7: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 05.	179
TABLA 5.8: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 07D.....	179
TABLA 5.9: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 11D.....	179
FIGURA 5.1: PRECIO DEL PETRÓLEO WTI VS PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO.	186
FIGURA 5.2: RESULTADOS GRÁFICOS DEL PROYECTO. ERROR! BOOKMARK NOT DEFINED.	

CONTENIDO DE TABLAS

TABLA 1.1. : COORDENADAS GEOGRÁFICAS	6
DEL ÁREA AUCA.	6
TABLA 1.2. : CAMPOS DEL ÁREA AUCA.....	8
TABLA 1.3. : PROMEDIO DE ESPESORES DE LAS ARENAS DEL CAMPO AUCA.	14
TABLA 1.4. : PROPIEDADES PROMEDIAS DEL CAMPO AUCA.	14
TABLA 1.5. : ANÁLISIS PVT DE LA ARENA “U” DEL CAMPO AUCA.....	15
TABLA 1.6. : ANÁLISIS PVT DE LA ARENA “T” DEL CAMPO AUCA.	16
TABLA1.9.: RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO...23	23
TABLA 1.10. : ANÁLISIS DE ÓXIDOS.....	25
TABLA 1.11. : COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE CORES DEL CAMPO AUCA.	26
TABLA 1.12. : TIPOS DE ARCILLA PRESENTES EN CORES DEL CAMPO AUCA.	26
TABLA 1.13. : RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.	34
TABLA 1.14: ANÁLISIS DE ÓXIDOS.....	36
TABLA 2.1. : RESERVAS DEL ÁREA AUCA.	38

TABLA 2.2. : POZOS CERRADOS DEL ÁREA AUCA.....	40
TABLA 2.3. : POZOS ABANDONADOS DEL ÁREA AUCA.....	41
TABLA 2.4. : ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.....	42
TABLA 2.5. : TIPO DE COMPLETACIONES DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.	44
TABLA 2.6. : PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA 2010.	45
TABLA 2.7. : PERFORACIONES EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.	45
TABLA 2.8. : PERFORACIONES EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.	46
TABLA 2.9. : TRABAJOS CON TORRE REALIZADOS DURANTE EL AÑO 2010.	49
TABLA 2.10. : TIPOS DE TRABAJO CON TORRE REALIZADOS DURANTE EL AÑO 2010.....	49
TABLA 2.11. : TRABAJOS SIN TORRE REALIZADOS EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.	53
TABLA 2.12. : TIPOS DE TRABAJO SIN TORRE REALIZADOS EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.....	54
TABLA 2.13. : INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.....	56
TABLA 3.1. : ACONTECIMIENTOS HISTÓRICOS DE LA ACIDIFICACIÓN DE POZOS.....	58

TABLA 3.2. : DAÑOS PROBABLES DURANTE LA VIDA DEL POZO.	70
TABLA 3.3. : PROFUNDIDAD DE INVASIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN. .72	
TABLA 3.4. : PRINCIPALES COMPONENTES DE DIFERENTES ARCILLAS Y PARTÍCULAS DE FINOS.	78
TABLA 3.5. : AMBIENTES Y CONDICIONES EN LOS QUE LAS BACTERIAS PUEDEN EXISTIR.	85
TABLA 3.6. : RECOMENDACIONES PARA APLICAR TRATAMIENTO ONESTEP.....	101
TABLA 3.7. : DOSIFICACIÓN SLB DE TRATAMIENTO ONESTEP	102
TABLA 3.8. : DOSIFICACIÓN DE TRATAMIENTO ONESTEP RECOMENDADO POR SCHLUMBERGER A ALTAS TEMPERATURAS.	102
TABLA 3.9. : CONCENTRACIONES DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN.....	104
TABLA 3.10. : COMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON OTROS FLUIDOS Y ADITIVOS COMUNES.....	106
TABAL 3.11. : QUÍMICOS PARA 1000 GALONES DE FLUIDO ONESTEP.....	107
TABLA 4.1. : DATOS DEL POZO AUCA 10.	113
TABLA 4.2. : DATOS DEL POZO AUCA 52.	120
TABLA 4.3. : DATOS DEL POZO AUCA 67D.....	127
TABLA 4.4. : DATOS DEL POZO AUCA 70D.....	134
TABLA 4.5. : DATOS DEL POZO AUCA 75D.....	141

TABLA 4.6. : DATOS DEL POZO CULEBRA 01.	148
TABLA 4.7. : DATOS DEL POZO CULEBRA 05.	154
TABLA 4.8. : DATOS DEL POZO CULEBRA 07.	161
TABLA 4.10. : DATOS DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO CULEBRA 11D.	168
TABLA 5.12: COSTOS DEL WORKOVER REALIZADO AL POZO CULEBRA 11D (18 DE MARZO DE 2011 – 2 DE ABRIL DE 2011).	182
TABLA 5.13: PROYECCIÓN DE COSTOS DE LOS WORKOVERS A REALIZARSE EN EL CAMPO AUCA.	183
TABLA 5.14: PROYECCIÓN DE COSTOS DE LOS WORKOVERS A REALIZARSE EN EL CAMPO CULEBRA.	184
TABLA 5.15.: COSTOS DEL PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA LOS POZOS EN ESTUDIO DEL CAMPO AUCA Y CULEBRA.	185
TABLA 5.16.: INGRESOS POR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS ESTUDIADOS EN ESTE PROYECTO DE AUCA Y CULEBRA.	186
TABLA 5.17. : SIGNIFICADO DEL VAN.	188
TABLA 5.18. : VAN DEL PROYECTO.	189
TABLA 5.19.: TIR DEL PROYECTO.	191

ABREVIATURAS

API:	American petroleum institute.
AUC:	Auca.
AUS:	Auca Sur.
BAPD:	Barriles de agua por día.
Bo:	Factor volumétrico del petróleo.
Bls:	Barriles.
BPD:	Barriles de petróleo por día.
BSW:	Relación agua-petroleo.
BP:	British Petroleum.
“BT”	Basal Tena.
C:	Pozo cerrado.
CON:	Cononaco.
CTU:	Coiled Tubing.
CUL:	Culebra.
EWO:	Pozo esperando workover.
Fd:	Feldespató.
“H”	Hollín.
HCl:	Ácido clorhídrico.
HF:	Ácido fluorhídrico.
Ho:	Espesor de la arena.
IP:	Índice de Productividad.

IRD:	Instituto de investigación para el desarrollo.
K:	Caolinita.
MBP:	Millones de barriles de petróleo.
MM:	Miles de Millones.
P:	Pozo produciendo
PCD:	Pies cúbicos diarios.
Per:	Perforaciones.
Ph:	Potencial de hidrógeno.
Pi:	Presión inicial
Por:	Porosidad.
PPF:	Levantamiento por flujo natural.
PPH:	Levantamiento hidráulico.
ppm:	Partículas por mil.
PPS:	Levantamiento eléctrico.
Ps:	Presión reservorio.
PVT:	Presión, volumen, temperatura.
Pwf:	Presión de fondo fluyente.
q:	Caudal.
Qz:	Cuarzo.
R:	Pozo reinyector.
s:	Daño.
Slb:	Schlumberger
SPE:	Sociedad de Ingenieros Petroleros.

So:	Saturación de petróleo.
Sw:	Saturación de agua.
Uo:	Viscosidad del petróleo.
VAN:	Valor actual neto.
Vcl:	Porcentaje de arcilla.
“T”	Napo “T”.
Tir:	Tasa interna retorno
“U”	Napo “U”.
WO:	Workover.
YUC:	Yuca.
YUL:	Yulebra.

RESUMEN

El presente proyecto consta de seis capítulos, cuyos contenidos se detallan a continuación:

El primer capítulo comprende una caracterización de los yacimientos de los Campos Auca y Culebra administrados por la operadora estatal de petróleos EP PETROECUADOR. Dentro de esta caracterización se detallan información como: su ubicación, sus zonas de interés, análisis PVT de las zonas productoras, su mineralogía, análisis de cores de los Campos, entre otra información; con el propósito de identificar las propiedades y características particulares de estos Campos para identificarlos como potenciales candidatos o no a trabajos de estimulación matricial con fluido OneSTEP.

La situación actual de producción del Área Auca se detalla en el capítulo dos con la finalidad de tener claras las condiciones en las que se encuentran los campos en estudio para este proyecto. La información presentada en esta sección fue directamente proporcionada y actualizada por la operadora de los Campos estudiados.

El capítulo tres consiste en la parte teórica de este proyecto con la intención de poseer las herramientas necesarias para tomar una decisión correcta de aplicar estimulaciones matriciales o no. Además, en la parte final de esta sección se encuentra a manera de manual un resumen guía del fluido OneSTEP, en el cual se detallan sus ventajas, aplicaciones y composiciones.

Después de conocer las propiedades de los reservorios, la situación actual del campo, tener los fundamentos teóricos sobre estimulaciones matriciales, haber analizado los historiales de producción y workover de todos los pozos de Auca y Culebra, analizar las pruebas de Build up disponibles hasta la fecha, se diseña y

evalúa estimulaciones matriciales para nueve pozos potencialmente candidatos. El diseño y evaluación incluye toda la información y características necesarias para justificar la selección y su respectiva evaluación post estimulación a fin de determinar la viabilidad o no de realizar una estimulación matricial con fluido OneSTEP. Adicional a este estudio, se presenta a manera de ejemplo real el workover realizado al pozo Culebra 11 el pasado mes de Marzo de 2011 en el cual se aplicó estimulación matricial con fluido OneSTEP y el respectivo análisis de los resultados obtenidos.

En el quinto capítulo, se hace un análisis técnico económico con los datos y resultados reales del pozo Culebra 11 (sometido a estimulación matricial) para determinar la conveniencia económica y rentabilidad del proyecto. Los resultados y análisis de este pozo pueden servir como referencia base para los pozos vecinos de los Campos Auca y Culebra.

Finalmente, se presentan las conclusiones y recomendaciones para este proyecto en el último capítulo.

Como anexos, se incluye una galería infográfica de la ejecución del trabajo realizado al pozo Culebra 11.

PRESENTACIÓN

La realización de este proyecto se encuentra enfocada en determinar pozos candidatos para ser estimulados matricialmente, de los Campos Auca y Culebra de la empresa EP PETROECUADOR.

El fluido a ser usado es OneSTEP, fluido que por sus bondades demostradas alrededor del mundo está empezando a ser usado en Campos del Oriente Ecuatoriano con resultados bastantes satisfactorios. La base principal de este fluido es ácido fluorhídrico. Las dosificaciones, características, compatibilidades, volúmenes, ventajas y desventajas de la aplicación de este fluido en pozos de los Campos en estudio se presentan en el presente estudio.

Es importante mencionar que la tendencia de la industria petrolera a futuro será dejar de perforar tantos pozos como se lo ha hecho hasta la actualidad ya que el hidrocarburo al ser un producto no renovable, tiene delimitados sus reservorios por lo que los lugares en los cuales se pueden perforar nuevos pozos se irán agotando. La tendencia a futuro será, cual doctores, dar tratamiento a la cantidad de pozos ya existentes con el propósito de maximizar el recobro de reservas de los mismos; entre estos tratamientos las estimulaciones ya han empezado a ocupar un papel muy importante y como se ha evidenciado el mercado de la estimulación matricial se irá incrementando.

El presente proyecto pretende servir como un manual de referencia para usar fluido OneSTEP en la industria petrolera ecuatoriana, además se hace una propuesta de pozos con las condiciones ideales para este tipo de estimulación en los cuales se debería aumentar la producción y por ende ingresos económicos para la operadora de los Campos en estudio.

CAPÍTULO I.

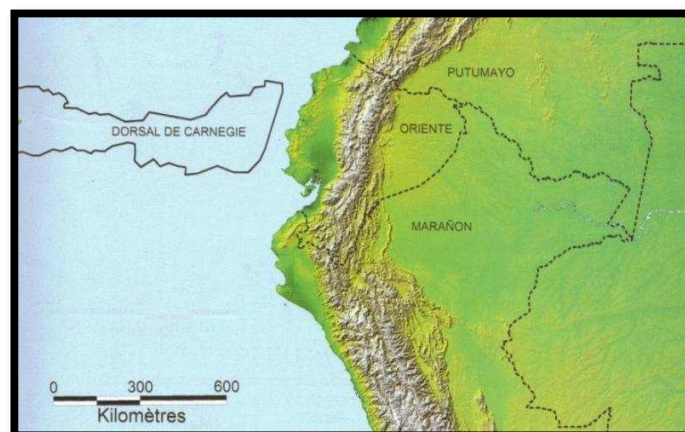
1. CARACTERÍSTICAS DE LOS YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS AUCA Y CULEBRA.

1.1. CUENCA ORIENTE.

Los yacimientos del Área Auca se encuentran en la Cuenca Oriente caracterizada por ser una de las cuencas sub andinas de mayor complejidad y reto científico, pero que ha su vez, al presentar significativas reservas de hidrocarburo (aprox. 659 MMBP), se vuelve muy atractiva.

Como se muestra en la Figura 1.1 la Cuenca Oriente está ubicada al Sur del Continente Americano, en el Oriente de la República del Ecuador, entre los Andes centrales y los Andes septentrionales, una zona en la que la presencia de cambio de esfuerzos es muy significativa.

FIGURA 1.1. : UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE.

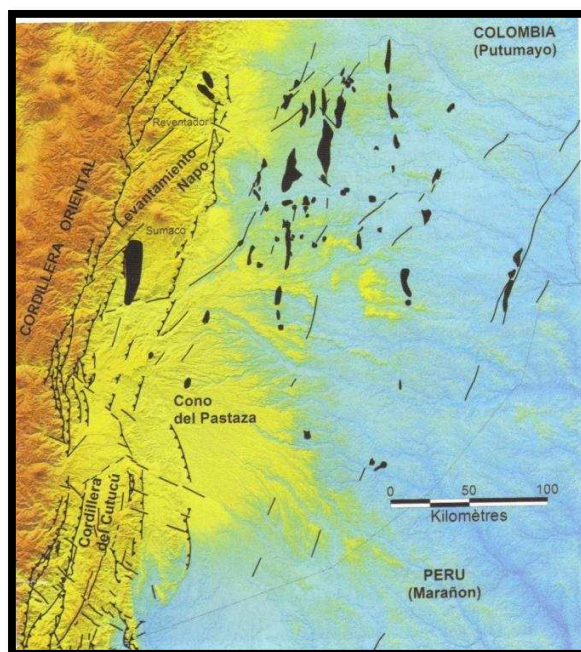


FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

Comparado con otras cuencas del área, la Cuenca oriente se caracteriza por poseer relieves bastante pronunciados y relativamente importantes. Posee uno de los abanicos aluviales más grandes del mundo, el mega cono aluvial del Pastaza que se desarrolla hacia la cuenca de Marañón.

Existen definidas estructuras petrolíferas a lo largo de toda esta cuenca, las mismas que se ubican como se ilustra en la Figura 1.2.

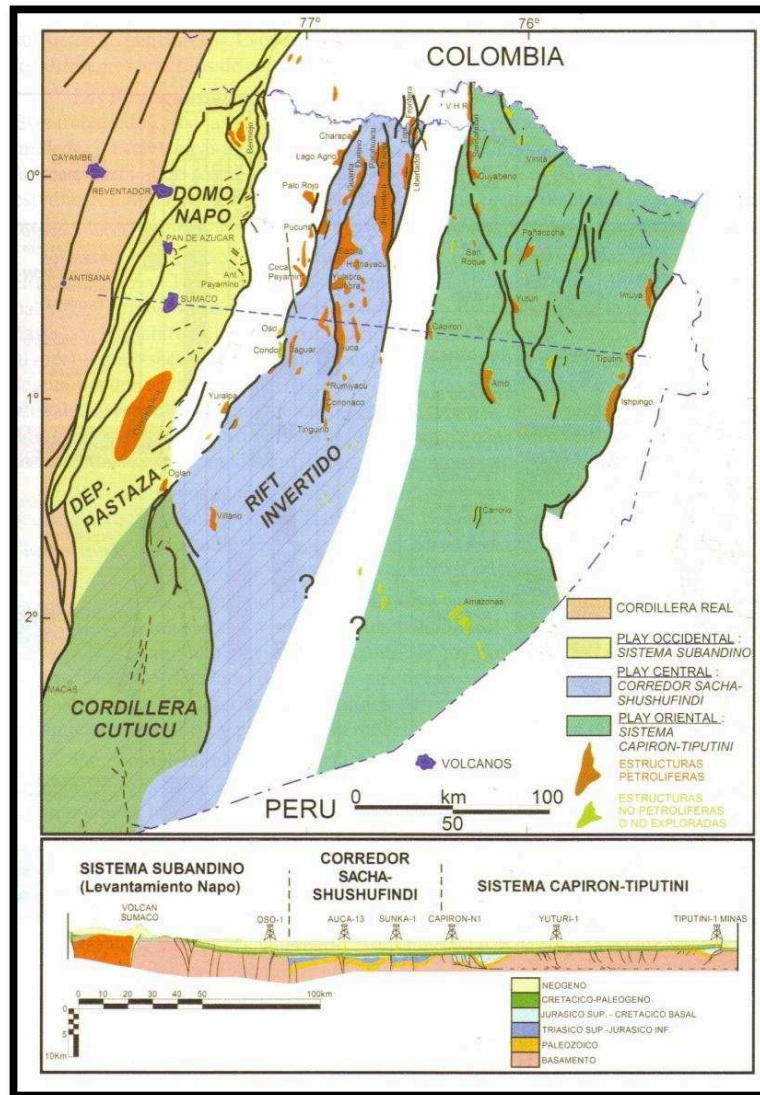
FIGURA 1.2. : UBICACIÓN DE LAS PRINCIPALES ESTRUCTURAS PETROLÍFERAS DE LA CUENCA ORIENTE.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

La Cuenca Oriente se encuentra dividida en dominios estructurales de interés petrolífero, cada uno de los cuales posee características propias. Los tres dominios presentes son: el Sistema Subandino, el corredor Sacha-Shushufindi, y el sistema invertido Capirón–Tiputini (P. Baby, 2004), geográficamente se encuentran como se detalla en la Figura 1.3.

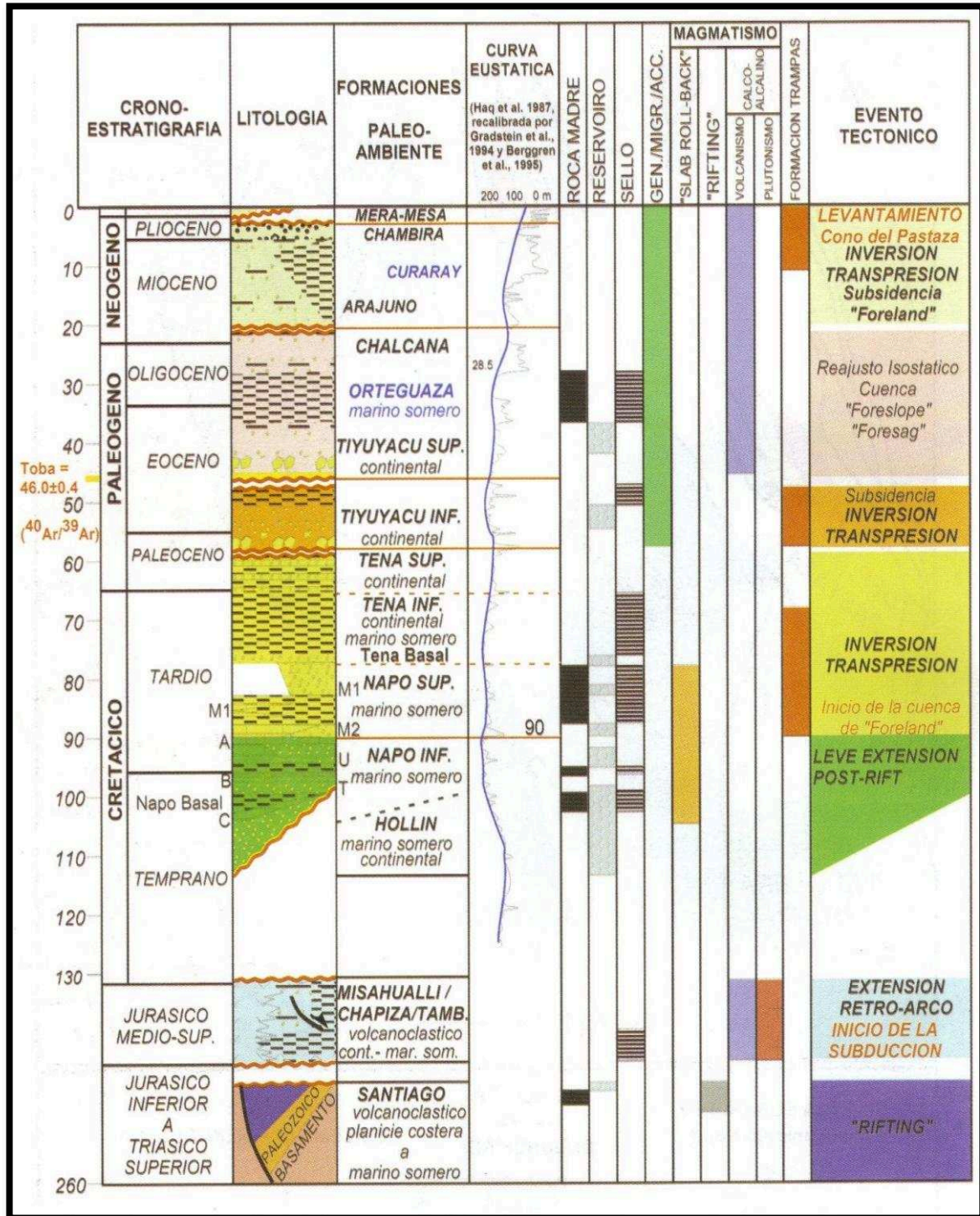
FIGURA 1.3. : CORREDORES ESTRUCTURALES PETROLÍFEROS DE LA CUENCA ORIENTE.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

Las características generales de las formaciones, como su edad, su litología, su profundidad, su tipo de roca y sus eventos tectónicos principales se detallan en la Figura 1.4.

FIGURA 1.4. : COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CON DETALLE DE SUS FORMACIONES.

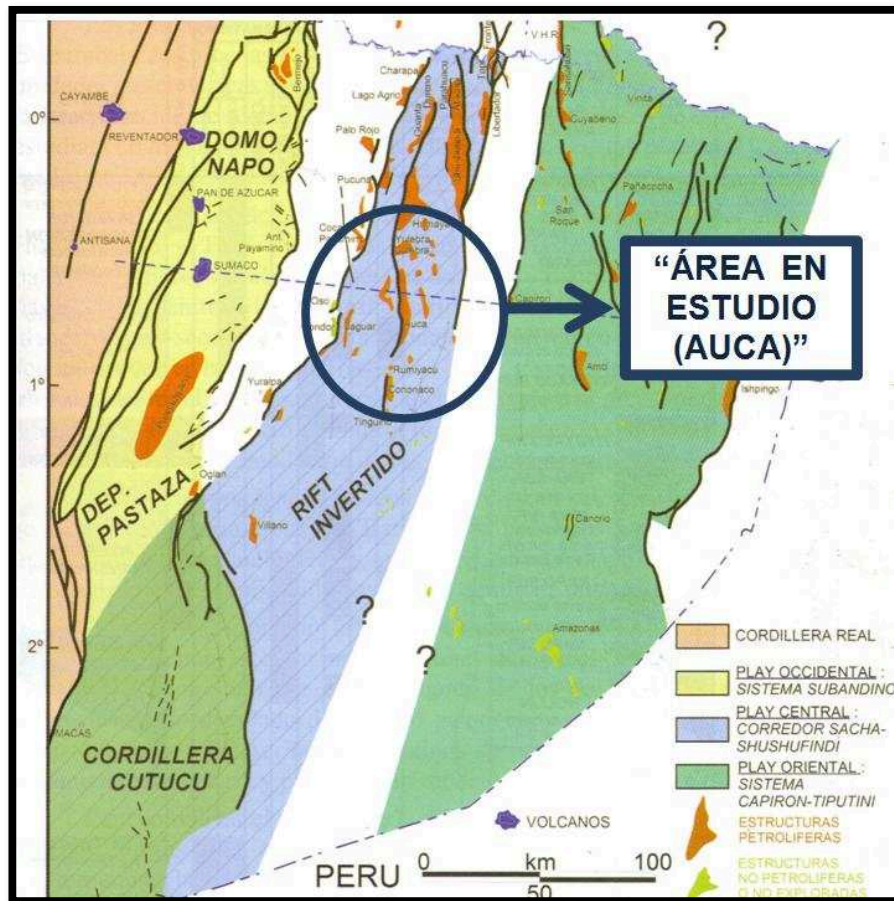


FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

1.2. UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA.

Nuestra Área en estudio, como se ilustra en la Figura 1.5., se encuentra dentro del corredor Sacha – Shushufindi. De los tres corredores que posee la Cuenca Oriente, el que presenta las mayores bondades es el “Play Central” ya que posee un poco más del cincuenta por ciento del total de reservas encontradas hasta el momento en la Cuenca Oriente.

FIGURA 1.5. : UBICACIÓN DEL ÁREA AUCA EN EL PLAY CENTRAL.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

MODIFICADO: Álvaro Román C.

El Área Auca se encuentra ubicada en la República del Ecuador, Provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, Parroquia Dayuma a 260 km S – E de la ciudad de Quito y a 100 km S de la frontera con Colombia.

Geográficamente se encuentra en las coordenadas de ubicación del área en estudio son mencionadas en la Tabla 1.1.

**TABLA 1.1. : COORDENADAS GEOGRÁFICAS
DEL ÁREA AUCA.**

COORDENADAS DEL ÁREA AUCA	
LATITUD	0° 34' S - 0° 48' S
LONGITUD	76° 50' W - 76° 54' W

FUENTE: Ingeniería Auca.

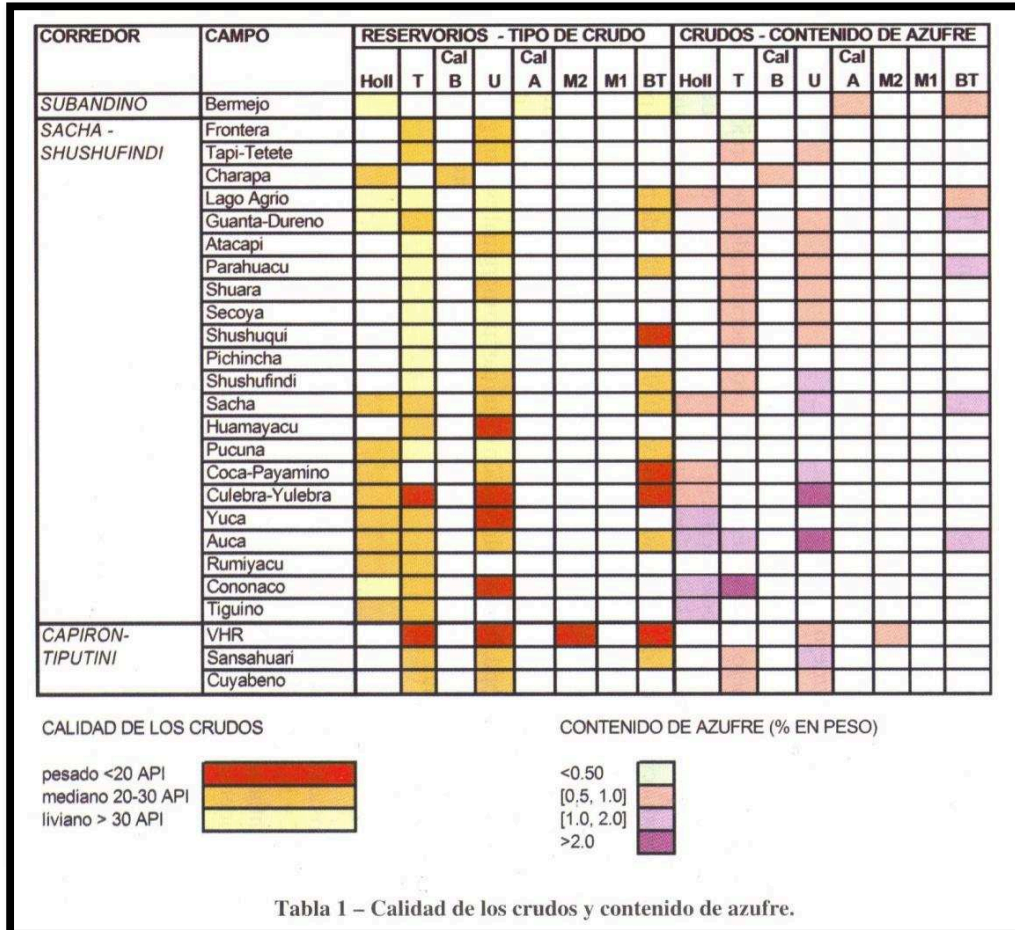
ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El tipo de crudo presente en el Corredor Central, está en función de la ubicación de los campos. Aquellos que se encuentran en la parte norte y centro norte poseen crudos entre livianos y medios. Aquellos que se encuentran entre centro y centro sur tienen tendencia a poseer crudos entre medianos y pesados.

Para más detalle del tipo de crudo de cada campo se presenta la Figura 1.6. en la que adicional al tipo de crudo se especifica el contenido de azufre que poseen los diferentes tipos de crudos encontrados en esta zona.

La formación U es el reservorio que contiene la mayor cantidad de reservas en el corredor central, después de esta viene T y finalmente con significativa importancia Hollín Superior e Inferior. Basal Tena es un reservorio secundario al igual que las caliza A y B.

FIGURA 1.6. : TIPO DE CRUDO Y PORCENTAJE DE AZUFRE CONTENIDO.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

1.3. CAMPOS QUE CONFORMAN EL ÁREA AUCA.

El Área Auca está integrada por los campos señalados en la Tabla 1.2. que son: Auca, Auca Sur, Yuca, Yulebra, Culebra, Anaconda, Armadillo, Auca Este, Conga, Conga Sur, Cononaco, Rumiyacu, Palanda, Pindo, Yuca Sur, Tiguino y Puma.

TABLA 1.2. : CAMPOS DEL ÁREA AUCA.

ÁREA AUCA

CAMPOS OPERADOS POR EP-PETROECUADOR:	CAMPOS MARGINALES
<ul style="list-style-type: none"> • Auca • Auca Sur • Auca Este • Yuca • Yulebra • Culebra • Anaconda • Armadillo • Auca Este • Conga • Conga Sur • Cononaco • Rumiyaçu 	<ul style="list-style-type: none"> • OPERADOS POR PETROSUD: <ul style="list-style-type: none"> • Palanda • Pindo • Yuca Sur • OPERADOS POR PETROCOL: <ul style="list-style-type: none"> • Tiguino • OPERADOS POR PEGASSO: <ul style="list-style-type: none"> • Puma

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

1.4. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS CAMPOS AUCA Y CULEBRA.

Los datos usados en esta sección son una recopilación de información de Ingeniería en Petróleos de Auca, de Ingeniería en Yacimientos Quito, del estudio realizado por IRD (Institut de recherche pour développement) a los campos de EP PETROECUADOR, de análisis realizados por el Centro de investigaciones geológicas Guayaquil, y de análisis realizados a cores de los campos en mención.

1.4.1. AUCA.

1.4.1.1. Breve historia.

Fecha de descubrimiento: 16 de Febrero de 1.970.

Primer Pozo: Auca 01.

Profundidad del primer pozo: 10. 578 pies.

Arena Productora: Hollín.

Gravedad API: 31°

Arena Productora: "T".

Gravedad API: 27°

Producción inicial: 3. 072 BPPD.

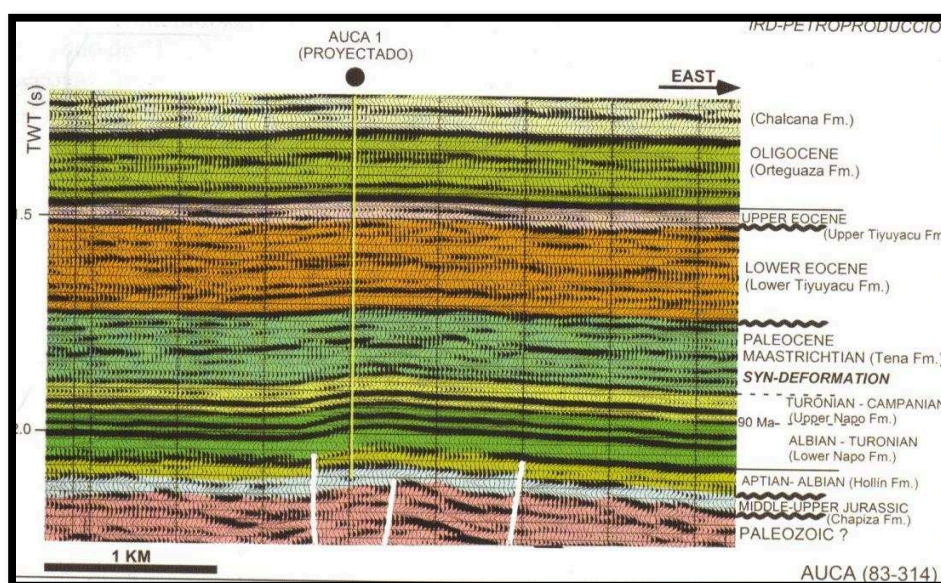
Costo primer pozo: \$3. 000. 000.

1.4.1.2. Estructuras y edades.

El Campo Auca lo forma un anticlinal simétrico de 23 km de longitud elongado dirección NNO-S.

La estructura Auca se formó durante el Mastrinchtiano-Paleoceno como se puede evidenciar gráficamente en la sección sísmica del Campo que se ilustra en la Figura 1.7.

FIGURA 1.7. : SECCIÓN SÍSMICA CAMPO AUCA.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

1.4.1.3. Características litológicas.

- Hollín Principal: Arenisca masiva de cuarzo. Pocas intercalaciones arcillosas. Grano fino a grueso con poco a nada de contenido de glauconita.
- Hollín Superior: Arenisca de cuarzo de granos finos, además presenta glauconita e importante contenido de material calcáreo. Hollín no presenta fallas a lo largo del campo.
- “T”: Arenisca cuarzosa, limpia con grano fino y presencia de ciertas capas de arcilla. Porosidad promedio 12%. No es una arena continua. Máximo espesor en la región sur del campo.

“U”:
Arenisca cuarzosa limpia. Presencia de limolitas en estratos delgados y glauconita. Porosidad promedio 13%. Arena continua y presente en todo el campo. Color varía de gris claro a verde claro. Significativa presencia de caolinita.

Basal Tena:
Arenisca cuarzosa redondeada de grano medio a grueso. Porosidad promedio 19%. Poca continuidad. Poco espesor.

Las zonas productoras con mayor importancia para este campo son las arena “T” y “U”, por poseer significativo espesor y continuidad. Hollín no se descarta como arena productora pero sus características son menos bondadosas que las antes mencionadas. Basal Tena se descarta por tener un espesor muy pequeño.

1.4.1.4. Ambientes sedimentarios.

Hollín:
Depositado en ambiente fluvial que evolucionó a platafórmico.

“T” y “U”:
Depositadas después de una regresión marina.

Basal Tena:
Origen fluvial e influencia mareal.

1.4.1.5. Tipo de crudo.

Hollín Inferior:
27-30 °API.

Hollín Superior: 27-32 °API.

“T” y “U”: 24-29 °API.

Basal Tena: 20-22 °API.

1.4.1.6. Vulcanismo.

Eventos volcánicos muy importantes ocurrieron en este campo.

1.4.1.7. Estructuras.

Las estructuras de los campos Auca, Auca-Sur se presentan a gráficamente en la Figura 1.8

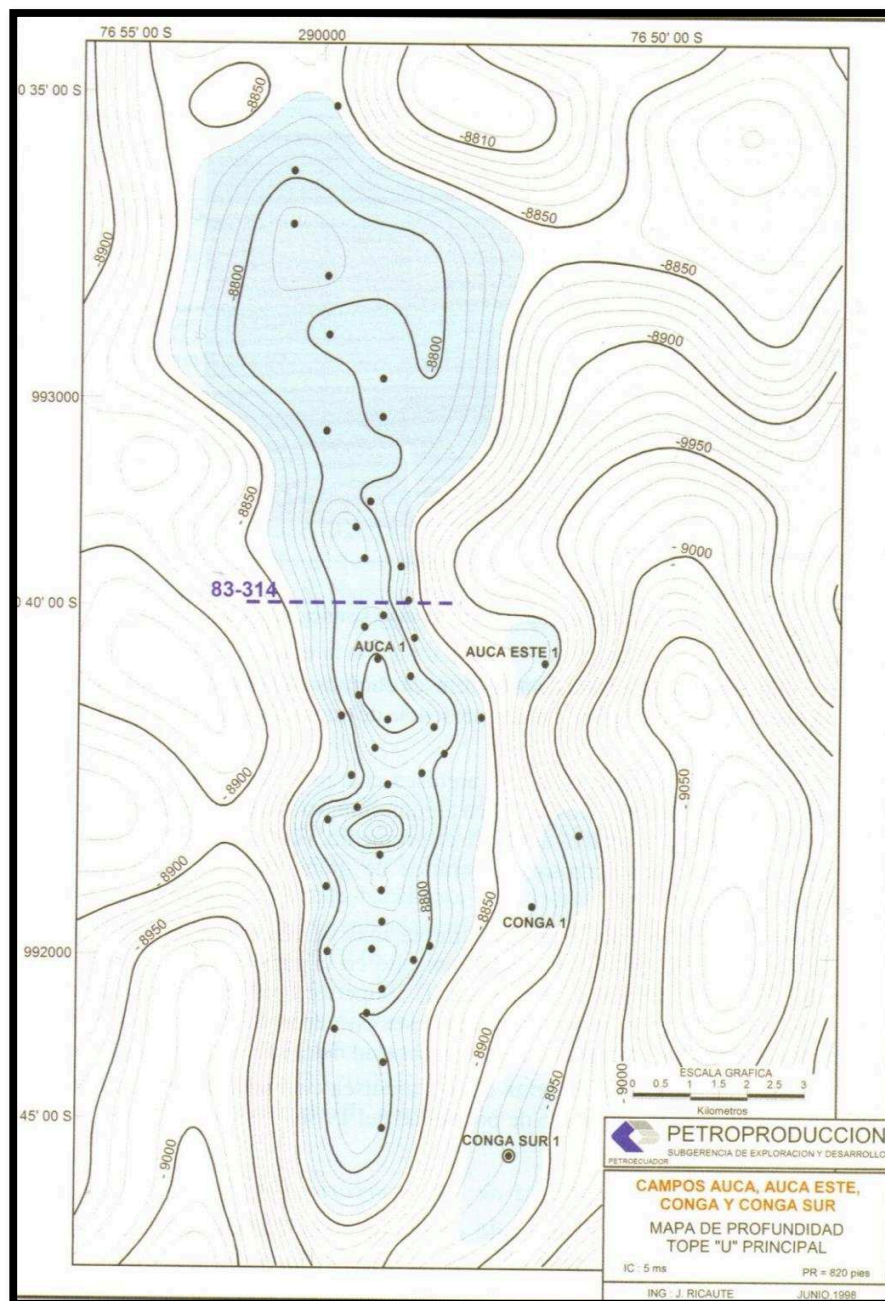
1.4.1.8. Espesor y área de cada una de las formaciones del Campo Auca.

Los espesores y áreas de las formaciones del Campo Auca se presentan en la Tabla 1.3.

1.4.1.9. Propiedades promedias de las arenas del Campo Auca.

Las propiedades promedias de las arenas del Campo Auca se detallan en la Tabla 1.4.

FIGURA 1.8. : MAPA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS AUCA, AUCA ESTE, CONGA Y CONGA SUR.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

TABLA 1.3. : PROMEDIO DE ESPESORES DE LAS ARENAS DEL CAMPO AUCA.

FORMACIÓN	ESPESOR (pies)	ÁREA (acres)
HOLLÍN	425	20840
“T”	120	13620
“U”	200	21470
BASAL TENA	40	16460

FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 1.4. : PROPIEDADES PROMEDIAS DEL CAMPO AUCA.

Propiedades	Basal Tena	Napo U	Napo T	Hollín
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
T(°F)	180	229	233	235
POR(%)	18	16	15	16
Sw(%)	18	27	28	33
Sro(%)		0,276	0,157	
Ho(%)	15-20	30-40	40-80	20-100
Cf(psia-1)	6,0 E-6	6,0 E-6	6,0 E-6	6.0 E-6
K(md)	260	780	250	100
API	21,1	19	28	31,6
Ps(psia)	630	243	677	180
Rs	116	50	163	10

FUENTE: Yacimientos de EP-PETROECUADOR.

De los análisis PVT para la arena “U” del campo Auca se ha obtenido la información presentada en la Tabla 1.5.

TABLA 1.5. : ANÁLISIS PVT DE LA ARENA “U” DEL CAMPO AUCA.

Presión	Pi	Ps	Bo	Uo	Rs
(psia)	(psia)	(psia)	(BY/BN)	(cp)	(pcs/BN)
5000			1,022	15,825	50
4500			1,028	15,423	50
4213			1,032	15,192	50
4141	4141		1,032	15,134	50
4000			1,034	15,021	50
3500			1,04	14,619	50
3000			1,046	14,217	50
2500			1,053	13,815	50
2000			1,059	13,413	50
1500			1,065	13,011	50

FUENTE: Yacimientos de EP-PETROECUADOR.

De los análisis PVT para la arena “T” del campo Auca se ha obtenido la información detallada en la Tabla 1.6.

TABLA 1.6. : ANÁLISIS PVT DE LA ARENA “T” DEL CAMPO AUCA.

Presión	Pi	Ps	Bo	Uo	Rs
(psia)	(psia)	(psia)	(BY/BN)	(cp)	(pcs/BN)
5000			1,1305	2,0306	163
4500			1,1353	1,9461	163
4213	4213		1,1381	1,8976	163
4141			1,1388	1,8854	163
4000			1,1402	1,8616	163
3500			1,145	1,7771	163
3000			1,1498	1,6926	163
2500			1,1547	1,6081	163
2000			1,1595	1,5236	163
1500			1,1643	1,4391	163

FUENTE: Yacimientos de EP-PETROECUADOR.

Las permeabilidades relativas y presiones capilares de la arena “U” se presentan en la Tabla 1.7.

Las permeabilidades relativas y presiones capilares de la arena “T” se exponen en la Tabla 1.8.

TABLA 1.7. : PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PRESIONES CAPILARES DE LA ARENA “U” DEL CAMPO AUCA.

Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	Swi	Sor	Pc(psia)
0,18	0	1		0,18		1,2
0,2	0,01	0,99	99,0000			1,195
0,312	0,011	0,57	51,8182			0,7188
0,334	0,014	0,4945	35,3214			0,6917
0,364	0,018	0,42	23,3333			0,667
0,373	0,019	0,3939	20,7316			0,66
0,381	0,0208	0,38	18,2692			0,654
0,414	0,025	0,3	12,0000			0,6367
0,478	0,032	0,211	6,5938			0,61
0,543	0,039	0,125	3,2051			0,5867
0,576	0,045	0,088	1,9556			0,5744
0,596	0,05	0,07	1,4000			0,5676
0,618	0,055	0,049	0,8909			0,5577
0,629	0,061	0,041	0,6721			0,555
0,64	0,07	0,036	0,5143			0,5522
0,663	0,085	0,023	0,2706			0,545
0,69	0,109	0,012	0,1101			0,5386
0,715	0,1396	0,0039	0,0279			0,5337
0,724	0,1542	0,001	0,0065		0,276	0,5318
1	1	0	0,0000			0,5

FUENTE: Yacimientos de EP-PETROECUADOR.

TABLA 1.8. : PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PRESIONES CAPILARES DE LA ARENA “T” DEL CAMPO AUCA.

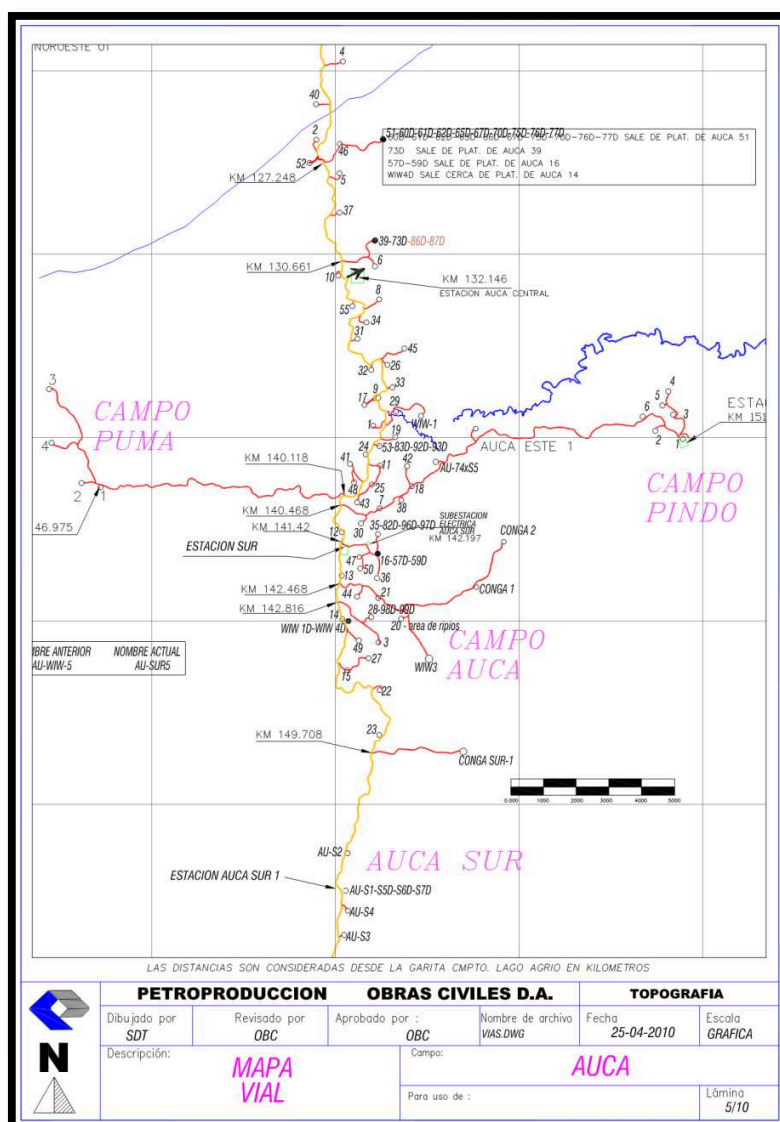
Sw	Krw	Kro	Kro/Krw	Swi	Sor	Pc(psia)
0,21	0	1		0,21		1,2
0,3	0,01	0,6697	66,9700			0,866
0,356	0,027	0,475	17,5926			0,6971
0,373	0,032	0,4126	12,8938			0,6725
0,407	0,038	0,3303	8,6921			0,6445
0,44	0,045	0,2521	5,6022			0,6181
0,466	0,0485	0,2069	4,2660			0,5968
0,488	0,0526	0,175	3,3270			0,5836
0,52	0,0587	0,142	2,4191			0,56
0,55	0,067	0,115	1,7164			0,5424
0,56	0,069	0,107	1,5507			0,5375
0,589	0,071	0,087	1,2254			0,526
0,639	0,092	0,052	0,5652			0,5079
0,665	0,104	0,041	0,3942			0,4997
0,712	0,1246	0,022	0,1766			0,4881
0,745	0,141	0,014	0,0993			0,4799
0,785	0,1637	0,0047	0,0287			0,4717
0,821	0,1966	0,0016	0,0081			0,47
0,843	0,2171	0,0008	0,0037		0,157	0,4667
1	1	0	0,0000			0,45

FUENTE: Yacimientos de EP-PETROECUADOR.

1.4.1.10. Ubicación geográfica de los pozos del Campo Auca.

Geográficamente los pozos para el Campo Auca se ubican como lo ilustra la Figura 1.9.

FIGURA 1.9. : UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS EN EL CAMPO AUCA.



FUENTE: EP-PETROECUADOR.

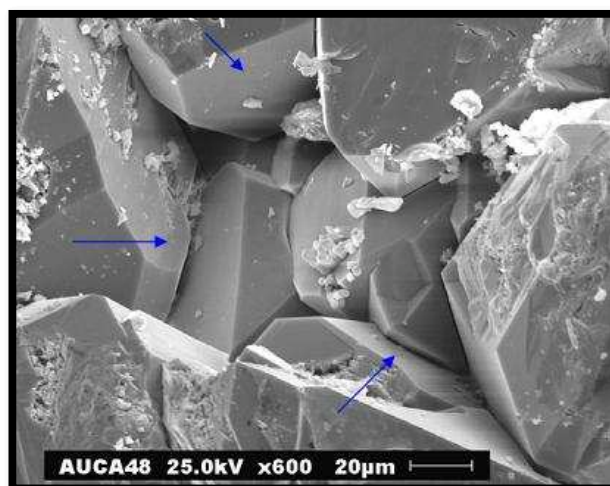
1.4.1.11. Resultado de análisis de cores realizado a Napo “U” Inferior del Campo Auca.

Fueron analizadas al Microscopio Electrónico de Barrido por parte de EP PETROECUADOR 19 muestras de núcleos de corona tomadas del pozo Auca 48 entre las profundidades 9774.5 y 9744.3 pies que corresponden a la Formación Napo “U” Inferior.

Las muestras del núcleo que fueron analizados corresponden a intervalos de areniscas finas a medias, de subangular a subredondeadas, regular a mal clasificadas, con contactos longitudinales, y cemento silíceo.

Son areniscas conformadas por granos de cuarzo (Qz) con evidencias diagenéticas, sobre crecimientos secundarios, que junto al buen empaque de los granos afectan la porosidad inter granular. (Figura 1.10.)

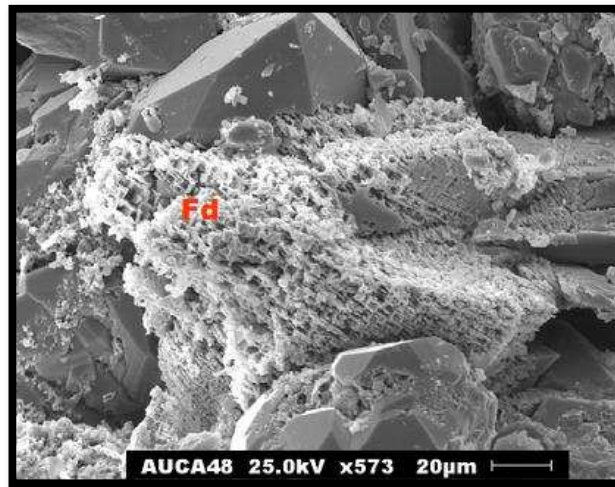
FIGURA 1.10. : UBICACIÓN DE SOBRE CRECIMIENTOS DE CUARZO QUE DISMINUYEN EL ESPACIO PORAL.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

El feldespato (Fd) presenta señales de alteración y disolución que contribuyen a la creación de porosidad secundaria. (Figura 1.11.)

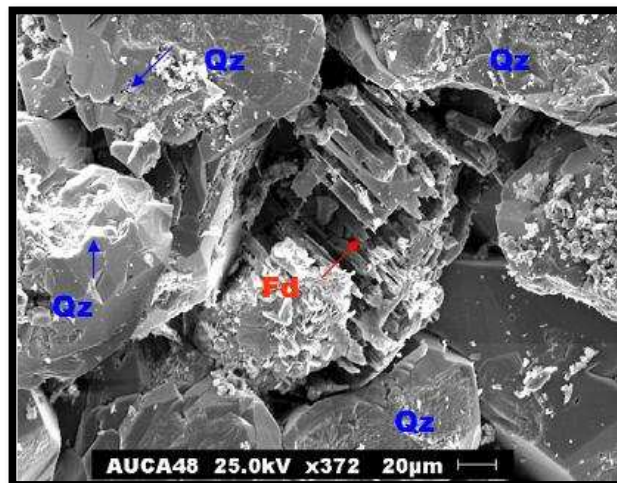
FIGURA 1.11. : FELDESPATOS EN PROCESO DE DISOLUCIÓN.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

Se evidencia la erosión de la paredes de cuarzo las que aumentan la porosidad inter granular, además de remanentes de feldespato después de su disolución. (Figura 1.12.)

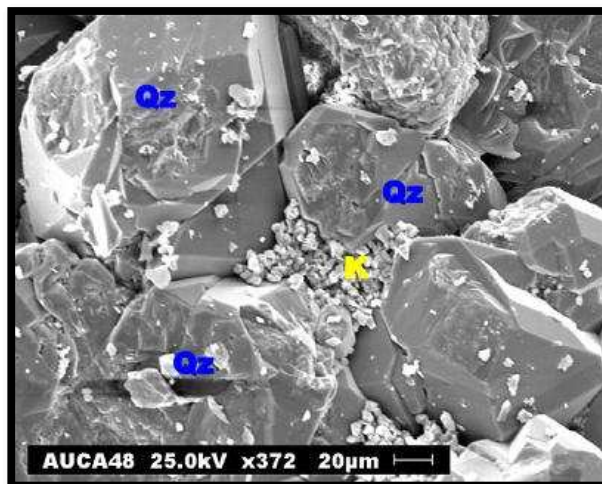
FIGURA 1.12. : EROSIÓN DE LAS PAREDES DE CUARZO.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

Las areniscas son de buen empaquetamiento de los granos de cuarzo y caolinita (K). (Figura 1.13.).

FIGURA 1.13. : PRESENCIA DE CAOLINITA.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

Las areniscas de esta formación presentan una muy buena porosidad que va desde el 10 al 12%, un diámetro poral de 50 a 60 micras y una Arcillosidad de 3 a 10%. Existen varios niveles en los cuales la presencia de caolinita aumenta al 10% y por ende disminuye la porosidad. (Figura 1.14)

FIGURA 1.14. : BLOQUES DE CAOLINITA.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

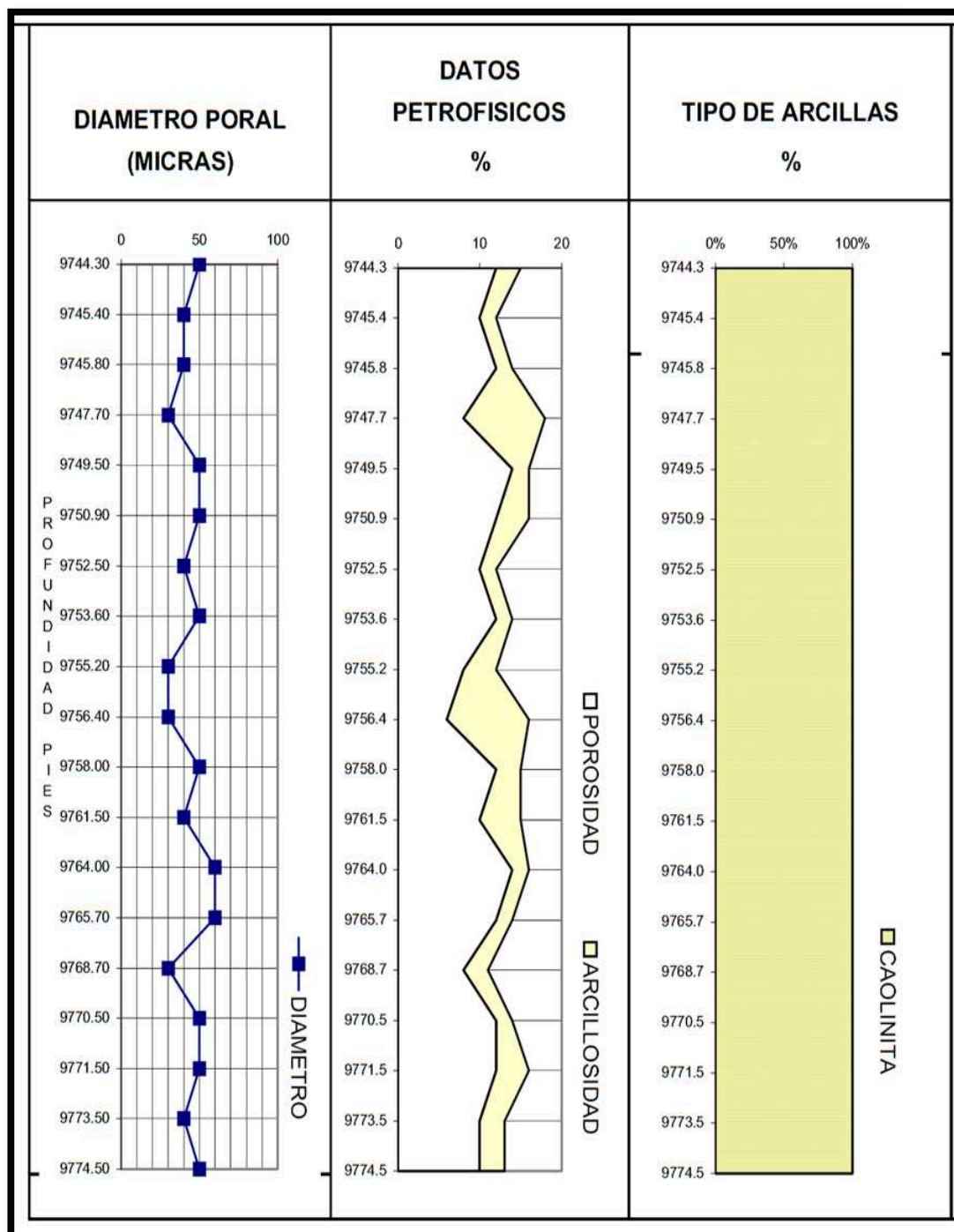
La caracterización del reservorio obtenida a partir del análisis a los cores se indica en la Tabla 1.9.

TABLA 1.9.: RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.

PROF. (PIES)	LITOLÓGICA	DIAMETROS PORAL (MICRAS)	POROSIDAD (%)	TIPO DE ARCILLA (%)	ARCILLOSIDAD (%)
9744.3	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	3
9745.4	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	2
9745.8	ARENISCA	40	12	CAOL (100)	2
9747.7	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	10
9749.5	ARENISCA	50	14	CAOL (100)	2
9750.9	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	4
9752.5	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	2
9753.6	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	2
9755.2	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	4
9756.4	ARENISCA	30	6	CAOL (100)	10
9758	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	3
9761.5	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	5
9764	ARENISCA	60	14	CAOL (100)	2
9765.7	ARENISCA	60	12	CAOL (100)	2
9768.7	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	3
9770.5	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	2
9771.5	ARENISCA	50	12	CAOL (100)	4
9773.5	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	3
9774.5	ARENISCA	50	10	CAOL (100)	3

FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

FIGURA 1.15. : CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

En la Figura 1.15. de una manera gráfica se presenta la caracterización de este reservorio.

Los resultados de los análisis de óxidos realizados a los mismos núcleos son presentados en la Tabla 1.10.

TABLA 1.10. : ANÁLISIS DE ÓXIDOS.

CODIGO	MUESTRAS (PIES)	ANÁLISIS ÓXIDOS (%)													MINERAL		
		C	NA	MG	AL	SI	P	S	K	CA	TI	MN	FE	CO		CU	ZN
1AUC48	9744.3		3	3	42	47			1	1	1	1	1				CAOLINITA
2AUC48	9744.3		3	3	20	65			9								FELDESPATO
3AUC48	9745.4		1	6	40	50			2			1					CAOLINITA
4AUC48	9745.8		3	3	42	51			1								CAOLINITA
5AUC48	9747.7		1	2	44	50			1		1	1					CAOLINITA
6AUC48	9749.5		2	3	44	51											CAOLINITA
7AUC48	9750.9		1	2	45	52											CAOLINITA
8AUC48	9752.5		2	2	42	48			2			2					CAOLINITA
9AUC48	9752.5		5	2	16	66			11								FELDESPATO
10AUC48	9753.6		3	5	41	48			3								CAOLINITA
11AUC48	9755.2		3	3	42	49			2			1					CAOLINITA
12AUC48	9756.4		2	2	43	52			1								CAOLINITA
13AUC48	9758		1	4	42	48			2			1	2				CAOLINITA
14AUC48	9761.5		3	6	40	47			2	1		1					CAOLINITA
15AUC48	9764		2	2	44	49			2			1					CAOLINITA
16AUC48	9765.7		2	4	43	49			1			1					CAOLINITA
17AUC48	9768.7				47	53											CAOLINITA
18AUC48	9770.5		1	2	45	52											CAOLINITA
19AUC48	9771.5		2	4	42	49			1			2					CAOLINITA
20AUC48	9773.5		3	5	41	48			2			1					CAOLINITA
21AUC48	9774.5		2	2	44	49			2			1					CAOLINITA

FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO AUCA 48.

De otros estudios realizados a cores del Campo Auca a zonas diferentes de "U" para determinar la composición mineralógica y el tipo de arcilla presentes en el reservorio se obtuvieron los resultados detallados en la Tabla 1.11 y en la Tabla 1.12.

TABLA 1.11. : COMPOSICIÓN MINERALÓGICA DE CORES DEL CAMPO AUCA.

Depth	Whole Rock Mineralogy (Weight %)						
	Quartz	K-Feldspar	Calcite	Dolomite & Fe-Dolomite	Siderite	Pyrite	Total Clay
Auc-31 9979 (Ti)	98.1	0.6	0.2	0.0	0.0	0.0	1.2
Auc-37 10041 (Ti)	98.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0
10235 (Hs)	97.9	0.0	0.1	0.0	0.0	0.2	1.8
Auc-48 10002 (Ti)	90.3	5.4	0.5	0.2	1.3	0.3	2.0

FUENTE: SCHLUMBERGER.

TABLA 1.12. : TIPOS DE ARCILLA PRESENTES EN CORES DEL CAMPO AUCA.

Depth	Clay (Phyllosilicate) Mineralogy (Weight %)			
	Illite/Smectite *	Illite & Mica	Kaolinite	Chlorite
Auc-31 9979 (Ti)	0.0	0.0	1.2	0.0
Auc-37 10041 (Ti)	0.0	0.0	1.0	0.0
10235 (Hs)	0.0	0.0	1.8	0.0
Auc-48 10002 (Ti)	0.0	0.3	1.7	0.0

FUENTE: SCHLUMBERGER.

1.4.2. CULEBRA.

1.4.2.1. Breve historia.

Fecha de descubrimiento: 1 de noviembre de 1973.

Primer Pozo: Culebra 01.

Profundidad del primer pozo: 10 625 pies.

Arena Productora: Hollín.

Gravedad API: 26°

Arena Productora: "T".

Gravedad API: 19°

Producción inicial: 460 BPD.

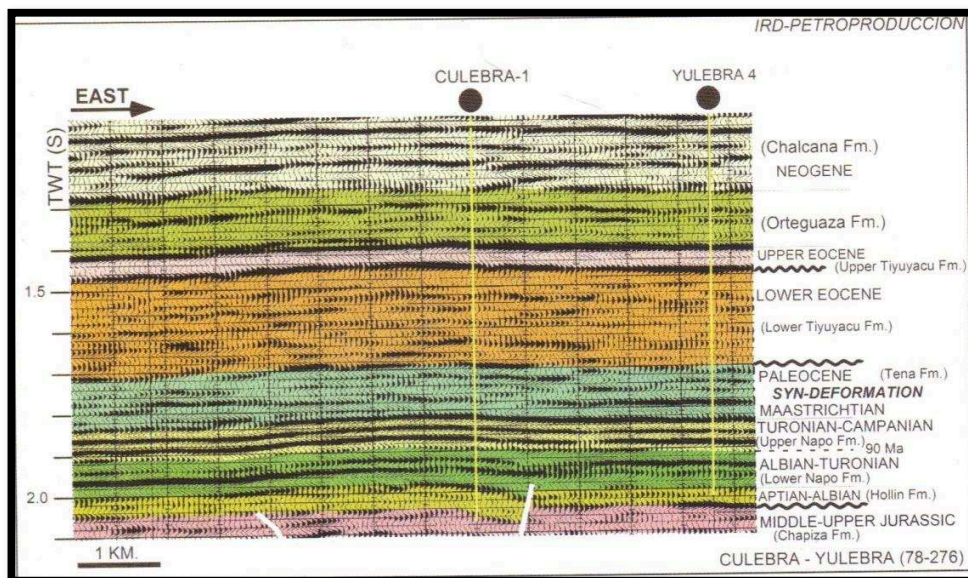
1.4.2.2. Estructuras y edades.

Es una anomalía de la cuenca por su peculiar orientación O – E – SE (Comúnmente las estructuras productivas y no productivas tienen orientación andina).

Existe una falla oriental no completamente invertida en la estructura Culebra. (Figura 1.16)

Las estructuras corresponden a una edad Mastrichtiana.

FIGURA 1.16. : SECCIÓN SÍSMICA DEL CAMPO CULEBRA - YULEBRA



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

1.4.2.3. Características litológicas.

- “T”:
- Arenisca cuarzosa.
 - Arenisca de granos finos con estratificación tipo “flaser”.
 - Grano decreciente hasta cambiar a lodolita laminada.
- “U”:
- Buena Calidad.
 - Areniscas finas a medias.
 - Diámetro de poro de 150 a 550 micras.
 - Arcilla Caolinita.

1.4.2.4. Ambiente sedimentarios.

“T”: Ambiente de marea (Sub ambiente de banco de marea).

1.4.2.5. Tipo de crudo.

Hollín: 24-29 °API.

“T”: 20 °API.

“U”: 19-21 °API.

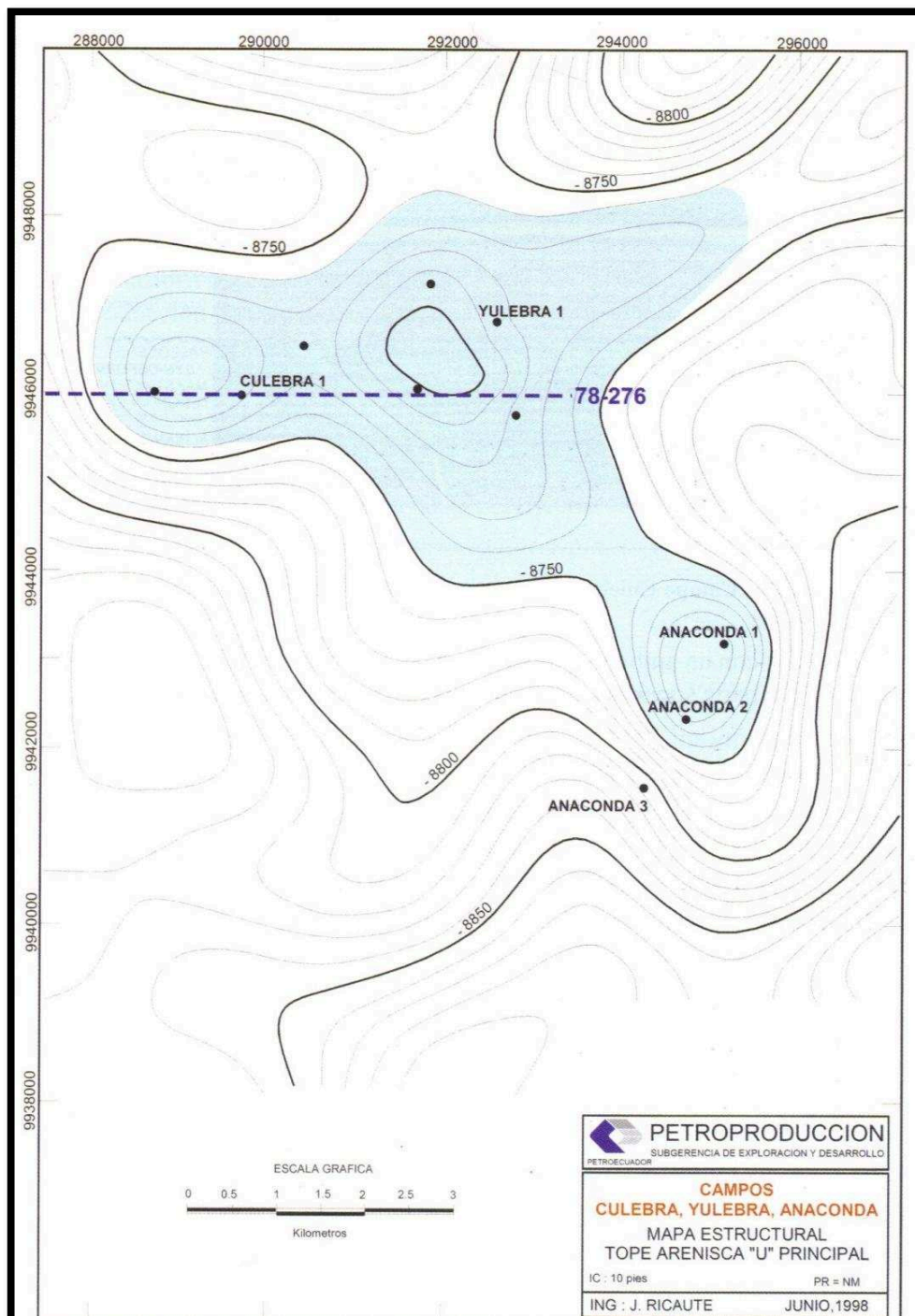
1.4.2.6. Estructuras.

Las estructuras del campo Culebra – Yulebra – Anaconda, se presentan en la Figura 1.17.

1.4.2.7. Ubicación geográfica de los pozos en el Campo Culebra.

Los pozos que existentes en el Campo Culebra se encuentran localizados como lo representa la Figura 1.18.

FIGURA 1.17. : MAPA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS CULEBRA – YULEBRA - ANACONDA.



FUENTE: EP-PETROECUADOR, IRD.

FIGURA 1.18. : UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LOS POZOS DEL CAMPO CULEBRA.



FUENTE: EP-PETROECUADOR.

1.4.2.8. Resultado del análisis de cores realizado a Napo “U” Inferior del Campo Culebra.

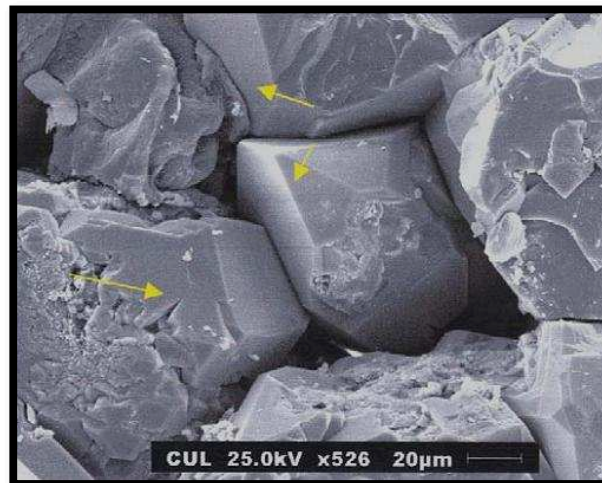
Se analizaron por parte de EP PETROECUADOR un total de 19 núcleos de corona del pozo culebra 6 tomadas a profundidades entre 9714.9' y 9659.3', intervalo que se ubica en la formación Napo “U” inferior.

El núcleo en estudio está conformado por intervalos alternantes de areniscas finas a medias con granos que varían de 150 a 550 micras.

El cuarzo es el principal constituyente mineral, el buen empaquetamiento de los granos causan la reducción del diámetro poral afectando la porosidad intragranular del reservorio.

El rutilo es un mineral observado como traza. (Figura 1.19)

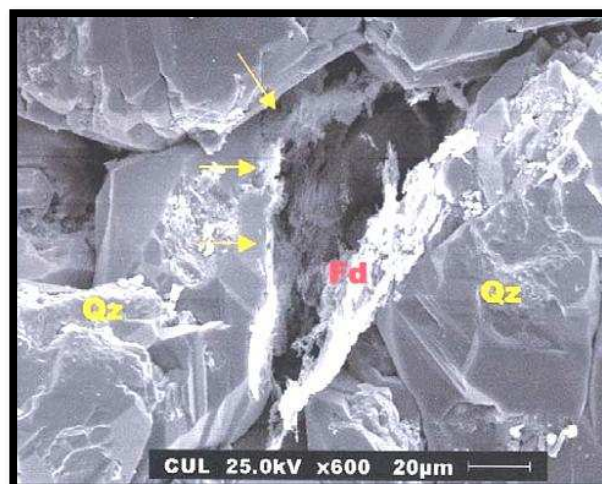
FIGURA 1.19. : CUARZO QUE CAUSA DISMINUCIÓN DEL ESPACIO INTRAGRANULAR.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

Existe disolución del feldespato lo que crea una porosidad secundaria. Además como se puede visualizar en la siguiente imagen se evidencia restos de feldespatos (Fd) y erosión secundaria del cuarzo (Qz). (Figura 1.20)

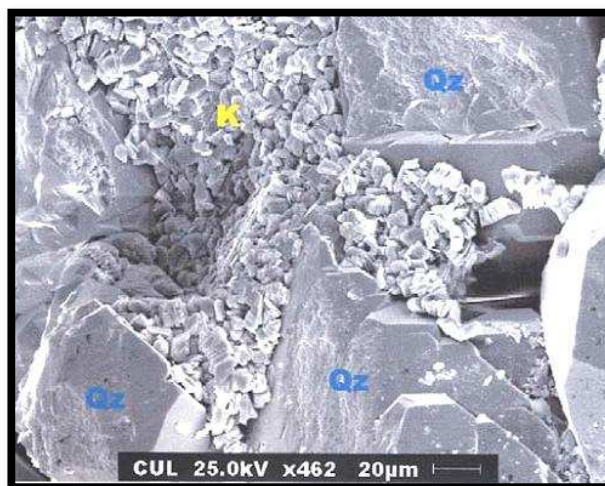
FIGURA 1.20. : DISOLUCIÓN DEL FELDESPATO.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

En este núcleo existe una significativa presencia de arcilla caolinita (K) la misma que se encuentra depositada en el espacio intragranular del cuarzo. (Figura 1.21)

FIGURA 1.21. : PRESENCIA SIGNIFICATIVA DE CAOLINITA.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

La caracterización del reservorio obtenida a partir del análisis a los cores lo indica la Tabla 1.13.

En la figura 1.22. de una manera gráfica se caracteriza al yacimiento “U” del Campo Culebra, las características detalladas en esta figura corresponden al diámetro poral y el tipo de arcilla de la zona, que en su mayoría corresponde a Caolinita.

Los resultados de los análisis de óxidos realizados a los mismos núcleos mostraron los resultados detallados en la Tabla 1.14.

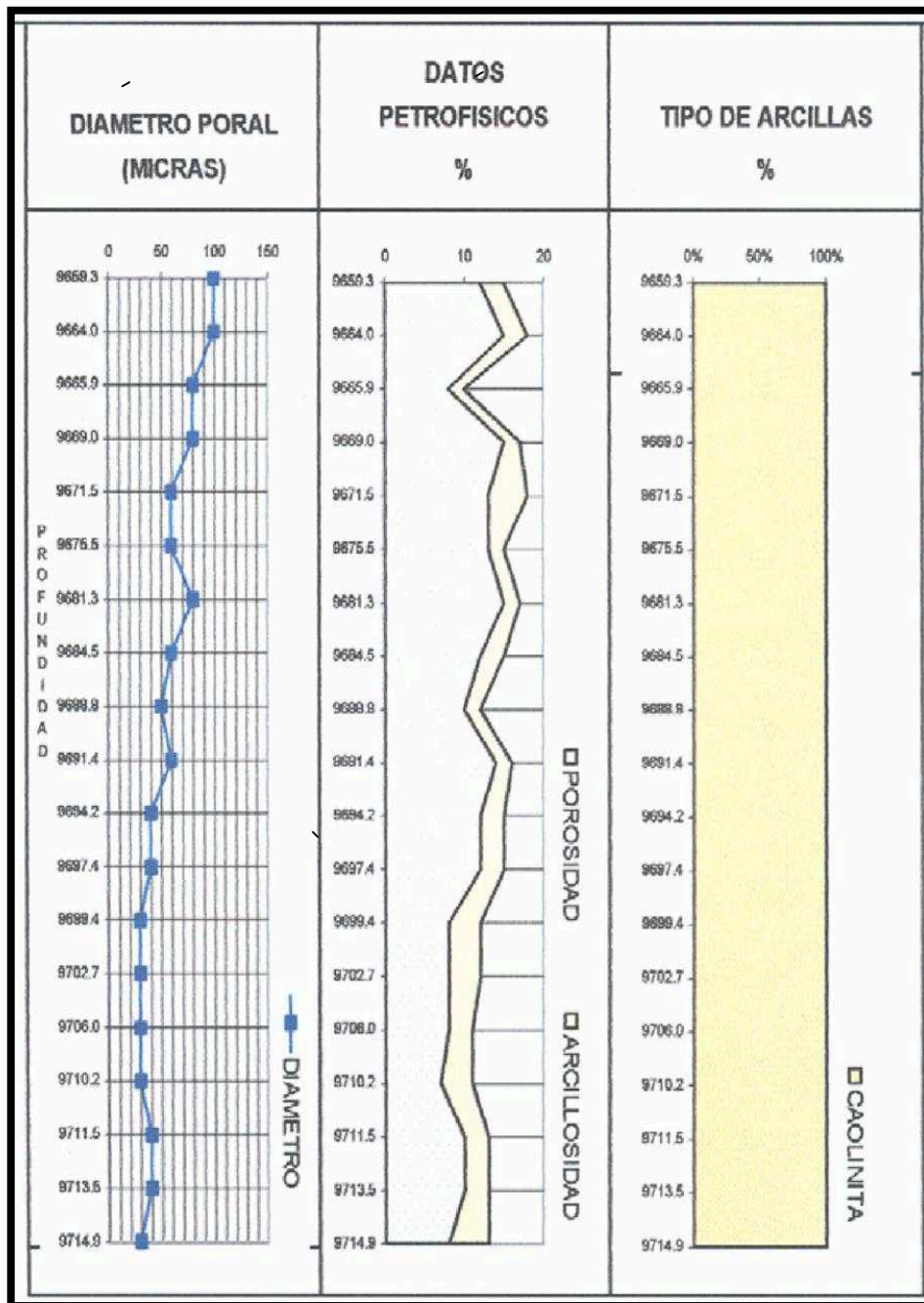
En conjunto todos estos resultados, contribuyen a caracterizar al reservorio y determinar sus propiedades particulares.

TABLA 1.13. : RESULTADOS DE LA CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.

PROF. (PIES)	LITOLOGIA	DIAMETRO PORAL (MICRAS)	POROSIDAD (%)	TIPO DE ARCILLA (%)	ARCILLO- SIDAD (%)
9659.3	ARENISCA	100	12	CAOL (100)	3
9664	ARENISCA	100	15	CAOL (100)	3
9665.9	ARENISCA	80	8	CAOL (100)	2
9669	ARENISCA	80	15	CAOL (100)	2
9671.5	ARENISCA	60	13	CAOL (100)	5
9675.5	ARENISCA	60	13	CAOL (100)	2
9681.3	ARENISCA	80	15	CAOL (100)	2
9684.5	ARENISCA	60	12	CAOL (100)	3
9688.8	ARENISCA	50	10	CAOL (100)	2
9691.4	ARENISCA	60	14	CAOL (100)	2
9694.2	ARENISCA	40	12	CAOL (100)	3
9697.4	ARENISCA	40	12	CAOL (100)	3
9699.4	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	4
9702.7	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	4
9706	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	3
9710.2	ARENISCA	30	7	CAOL (100)	4
9711.5	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	3
9713.5	ARENISCA	40	10	CAOL (100)	3
9714.9	ARENISCA	30	8	CAOL (100)	5

FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

FIGURA 1.22. : CARACTERIZACIÓN DEL RESERVORIO.



FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

TABLA 1.14: ANÁLISIS DE ÓXIDOS.

CODIGO	MUESTRAS (PRES)	ANÁLISIS ÓXIDOS (%)														MINERAL	
		C	SiA	Mg	AL	SI	T	S	K	CA	TI	Fe	Fe	SO	CU		EN
1CUG	9659.3		6	6	40	47							1				CAOLINITA
2CUG	9659.1		3	2	18	63			11			1	2				FELDSPATO
3CUG	9664		2	2	45	48						1	1				CAOLINITA
4CUG	9665.9		4	3	16	67			9				1				FELDSPATO
1CUG	9665.9		1	2	45	47						1	4				CAOLINITA
6CUG	9669		5	4	42	48							1				CAOLINITA
7CUG	9669		3	4	17	63			10				1				FELDSPATO
8CUG	9671.5		1	2	45	50						1	1				CAOLINITA
9CUG	9671.5					4			1	1	85	1	8				RUTILÓ
10CUG	9675.5		3	1	44	48						1	1				CAOLINITA
11CUG	9675.5		4	3	17	67			8				1				FELDSPATO
12CUG	9681.3		4	3	18	65			9				1				FELDSPATO

FUENTE: DIFRACCIÓN DE RAYOS X AL POZO CULEBRA 6.

CAPÍTULO II.

2. SITUACIÓN ACTUAL DE LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA.

Todos los datos expuestos en el presente capítulo fueron recopilados de Ingeniería en Petróleos del Área Auca, actualizados hasta el cierre del año pasado con fecha 31 de diciembre de 2010.

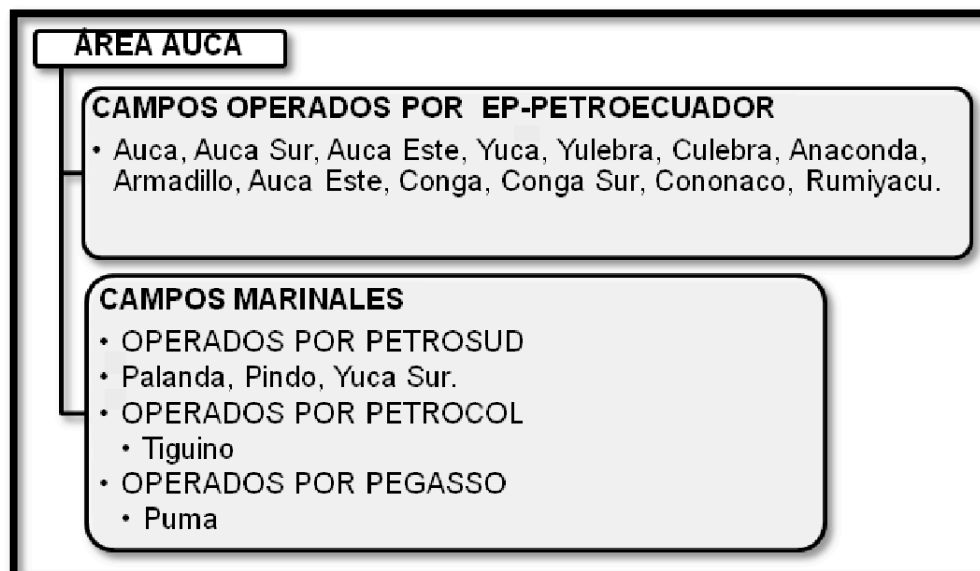
2.1. CAMPOS QUE CONFORMAN EL ÁREA AUCA.

El Área Auca está integrada por los campos: Auca, Auca Sur, Yuca, Yulebra, Culebra, Anaconda, Armadillo, Auca Este, Conga, Conga Sur, Cononaco, Rumiyacu, Palanda, Pindo, Yuca Sur, Tiguino y Puma, los mismos que se encuentran operados como lo muestra la Figura 2.1.

2.2. RESERVAS DEL ÁREA AUCA.

Como ya ha sido indicado, la empresa pública EP PETROECUADOR tiene a su cargo los campos: Auca, Auca Sur, Auca Este, Yulebra, Anaconda, Yuca, Cononaco, Rumiyacu, Conga Norte, Conga Sur, Culebra, y Armadillo, para los cuales los datos de reservas, actualizados hasta el 30 de noviembre de 2010 (Última fecha hasta la actualidad en la que se ha realizado un estudio de reservas para el Área Auca), se exponen en la Tabla 2.1.

FIGURA 2.1. : CAMPOS DEL ÁREA.



FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.1. : RESERVAS DEL ÁREA AUCA.

RESERVAS ÁREA AUCA	
RESERVAS INICIALES PROBADAS	659.06 MM BLS
PRODUCCIÓN ACUMULADA	409.69 MM BLS
RESERVAS REMANENTES	249.37 MM BLS
% RESERVAS RECUPERADAS	62.16 %

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.3. ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.

Desde que el Campo Auca fue descubierto hasta el 31 de diciembre de 2010, se han perforado un total de 234 pozos de los cuales: 51 pertenecen a Campos Marginales y 183 pozos son operados por EP PETROECUADOR.

De los 183 pozos que posee EP PETROECUADOR: 121 pozos son productores, 44 pozos están cerrados esperando ser reacondicionados, 8 pozos están abandonados, 10 pozos son reinyectores de agua de formación, de los cuales 9 están operando y 1 espera facilidades de superficie.

En la Tabla 2.2. se detallan las pérdidas de producción que posee la empresa por el cierre de 44 pozos.

En la Tabla 2.3. están especificadas las causas del abandono de los 8 pozos del Área Auca que se encuentran en esta condición actualmente.

La Tabla 2.4. es un resumen de la situación actual de todos los pozos del Área Auca operados por EP PETROECUADOR, con actualización 31 de diciembre de 2010.

De los pozos productores de la estatal, 30 pozos se encuentran produciendo por bombeo hidráulico, 91 pozos con bombeo electro sumergible, 0 a flujo natural y además, se encuentra reinyectando en 9 pozos, estos sistemas de producción se especifican en la Tabla 2.5.

2.4 PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO EN EL ÁREA AUCA.

Durante el período 1 de enero de 2010 hasta 31 de diciembre de 2010 los datos de producción en el Campo Auca los detalla la Tabla 2.6. Es importante aclarar, que los volúmenes de petróleo son fiscalizados, los de gas no son medidos en su totalidad,

sino se han hecho ciertas estimaciones debido a que no se han instalado placas de orificio en todos los puntos de medición necesarios.

TABLA 2.2. : POZOS CERRADOS DEL ÁREA AUCA.

POZO	FECHA CIERRE	PRODUCCIÓN PERDIDA (BLS)
ANA-02		
ANA-03	16/12/2005	200
ANA-04	05/04/1994	200
AUC-01		120
AUC-02	26/09/2008	480
AUC-04	09/04/2006	200
AUC-07	25/12/2004	200
AUC-08	01/04/2003	240
AUC-11	15/12/2003	300
AUC-17	07/07/1997	
AUC-37	07/08/2004	100
AUC-42	11/11/2009	120
AUC-46	15/12/2001	250
AUC-47	13/08/2006	350
AUC-48	01/04/2002	250
AUC-57D		900
AUC-67D		200
AUC-83D		
AUC-92D		
AUE-01	21/03/2005	100
ARM-01	16/04/1999	450
CGA-01	19/05/2005	150
CGA-02	01/10/1998	150
CGS-01	21/04/1999	380
CON-06		
CON-10	13/07/2003	0
CON-11	22/10/2004	250
CON-16		
CON-17	10/12/2004	90
CON-21	26/01/2003	80
CON-22	21/02/2008	100
CON-26	01/04/1998	0
CON-28	25/10/2008	90
CON-31	03/04/2008	120
CON RW 2		
AUS-02	02/03/2009	300
YUC-03	16/01/2009	70
YUC-04	20/06/2009	45
YUC-08	26/07/2009	60
YUC-17	10/09/2008	300
YUC-20D	19/10/2009	120
CUL-04		
CUL-7D		
CUL-11D		
TOTAL	44 POZOS	6965

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.3. : POZOS ABANDONADOS DEL ÁREA AUCA.

POZO	FECHA DE ABANDONO	CAUSA DE ABANDONO
AUCA		
AUC-19	15-Mar-79	Pescado en perforación
AUC-23	16-Sep-78	Pozo seco
AUC-44	6-Feb-96	Pruebas iniciales no satisfactorias
CONONACO		
CON-12	20-Oct-90	Casing colapsado
CON-19	20-Oct-90	
YUCA		
YUC-01	21-Jun-99	Casing colapsado a 8857'
YUC-02	10-Jun-79	Rotura casing
YUC-10	10-Jul-81	Pozo seco

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.5 PERFORACIÓN DE POZOS EN EL ÁREA AUCA.

En el transcurso del año 2010, se han perforado 18 pozos en el Área en estudio, cuyas características se presentan en la Tabla 2.7.

El detalle del aporte en producción individual de cada uno de los 18 nuevos pozos se lo detalla en la Tabla 2.8.

TABLA 2.4. : ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.

AUCA						AUCA SUR					CONONACO				
POZO	P	C	A	R	I	POZO	P	C	A	R	POZO	P	C	A	R
1		X				1	X				1	X			
2		X				2		X			2	X			
3	X					3	X				3	X			
4		X				4	X				4	X			
5	X					5D	X				5				X
6	X					6D	X				6		X		
7		X				7D	X				7	X			
8		X				TOTAL	6	1	0	0	8	X			
9	X										9	X			
10	X					AUCA ESTE					10		X		
11		X				POZO	P	C	A	R	11		X		
12					X	1		X			12			X	
13				X		TOTAL	0	1	0	0	12B				X
14	X										13	X			
15	X					CONGA					14	X			
16	X					POZO	P	C	A	R	15	X			
17				X		1		X			16		X		
18	X					2		X			17		X		
19			X			TOTAL	0	2	0	0	18	X			
19 B	X										19			X	
20	X					CONGA SUR					20	X			
21	X					POZO	P	C	A	R	21		X		
22	X					1		X			22		X		
23			X			TOTAL	0	1	0	0	23	X			
24	X										24	X			
25	X					ARMADILLO					25	X			
26	X					POZO	P	C	A	R	26		X		
27	X					1		X			27	X			
28	X					TOTAL	0	1	0	0	28		X		
29	X										29	X			
30	X					RUMIYACU					30D	X			
31	X					POZO	P	C	A	R	31		X		
32	X					1	X				32	X			
33	X					TOTAL	1	0	0	0	33	X			
34	X										34	X			
35	X										35	X			
36	X										36D	X			
37		X									46D	X			
38	X										47D	X			
39	X										48D	X			
40	X										51D	X			
41					X						RW 2D		X		
											TOTAL	27	11	2	2

CONTINUACIÓN DE LA TABLA 2.4

						CULEBRA					YUCA				
						POZO	P	C	A	R	POZO	P	C	A	R
42		X				1	X				1				X
43	X					2	X				2				X
44			X			3	X				1B	X			
45	X					4		X			2B	X			
46		X				5	X				3		X		
47		X				6	X				4		X		
48		X				7D			X		5				X
49	X					9D	X				6				X
50	X					10H	X				7	X			
51	X					11D		X			8		X		
52	X					13H	X				9	X			
53	X					TOTAL	8	3	0	0	10			X	
55				X							12	X			
57D		X									13	X			
59D	X										14	X			
60D	X										15	X			
61D	X										16	X			
62D	X										17		X		
65D	X										19D	X			
67D		X									20D		X		
70D	X										21D	X			
73D	X										22D	X			
74	X										23D	X			
75D	X										24D	X			
76D	X										25D	X			
77D	X										TOTAL	15	5	3	2
82D	X														
83D		X													
92D		X													
93D	X														
96D	X														
98D	X														
99D	X														
99D ST	X														
RW-01				X											
WIW 1D		X													
WIW 4D					X										
TOTAL	52	16	3	3	3	TOTAL	11	0	0	2					
						YULEBRA									
						POZO	P	C	A	R					
						1	X								
						2	X								
						3	X								
						4	X								
						5	X								
						6				X					
						7	X								
						RW 1D				X					
						8D	X								
						9D	X								
						15D	X								
						16D	X								
						17D	X								
						TOTAL	11	0	0	2					
						ANACONDA									
						POZO	P	C	A	R					
						1	X								
						2		X							
						3		X							
						4		X							
						TOTAL	1	3	0	0					

LEYENDA:	TOTAL
P = PRODUCIENDO	= 121
C = CERRADO	= 44
A = ABANDONADO	= 8
R = REINYECTOR	= 9
I = INYECTOR	= 0
© = R CERRADO (ESPERA ABANDONO)	= 1
TOTAL DE POZOS EN AUCA	= 183

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.5. : TIPO DE COMPLETACIONES DE LOS POZOS DEL ÁREA AUCA.

CAMPO	PPH		PPS		PPF		REINYECTORES	
	P	C (EWO)	P	C (EWO)	P	C (EWO)	R	C
AUCA	30	9	29	3			3	
AUCA SUR			3	2				
AUCA ESTE				1				
CONGA		2						
CONGA SUR				1				
CULEBRA			8	1				
YULEBRA			9	2			2	
ANACONDA			2	2				
YUCA			15	5			2	
CONONACO			24	10			2	1
RUMIYACU			1					
ARMADILLO				1				
TOTAL	30	11	91	28	0	0	9	1

LEYENDA:	
PPH	LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO
PPS	LEVANTAMIENTO ELÉCTRICO
PPF	LEVANTAMIENTO POR FLUJO NATURAL
EWO	ESPERANDO WORKOVER
P	PRODUCIENDO
C	CERRADO
R	REINYECTOR

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.6. : PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA 2010.

PRODUCCIÓN ANUAL DE PETRÓLEO	12' 824. 028 BFP
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DIARIA	35. 134.32 BPD
PRODUCCIÓN DE GAS DIARIO	3.1 MMPCD
GAS USADO COMO COMBUSTIBLE	0.51 MMPCD
GAS QUEMADO	2.60 MMPCD

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.7. : PERFORACIONES EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.

POZOS INYECTORES VERTICALES	1
POZOS PRODUCTORES DIRECCIONALES	17
TOTAL DE POZOS PERFORADOS	18
POZOS PERFORADOS QUE SE ENCUENTRAN PRODUCIENDO	14
POZO INYECTOR ESPERANDO LICENCIA AMBIENTAL	1
POZOS PERFORADOS QUE SE ENCUENTRAN CERRADOS	1
POZOS PERFORADOS QUE SE ENCUENTRAN EN COMPLETACIÓN	1
APORTE INICIAL DE LOS POZOS NUEVOS PERFORADOS	7 773 BPD

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 2.8. : PERFORACIONES EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.

POZO	PERFORACIÓN COMPLETACIÓN		PRODUCCIÓN			
	FECHA	FECHA	MÉTODO	BPPD	BSW	ZONA
AUC-1D	12-Jan-10	6-Sep-10	REINY.	0	0%	T
CUL-11D	23-Jan-10	25-Apr-10	PPF	766	69%	H
			PPS	300	88%	H
			BAJO APORTE	0	0%	U
CUL-13H	8-Mar-10	16-Apr-10	PPS	406	0.5%	U
AUS-6D	29-Mar-10	24-May-10	PPS	974	2%	U
CON-36D	16-Apr-10	24-Jun-10	PPS	527	1%	T
AUS-7D	21-Apr-10	13-Jun-10	PPS	421	60%	H
CON-47D	23-May-10	19-Nov-10	PPS	103	80%	H
AUC-99D ST	4-Jun-10	15-Aug-10	PPS	677	3%	T
AUC-98D	26-Jun-10	25-Sep-10	PPS	1055	5%	T
CON-48D	29-Jun-10	5-Oct-10	PPS	715	1%	T
AUC-82D	2-Aug-10		MTU	282	2%	BT
CON-46D	4-Aug-10		MTU	104	13%	T
AUC-96D	27-Aug-10	11-Dec-10	PPS	660	2%	H
CON-51D	10-Sep-10	6-Nov-10	PPS	715	5%	T
AUC-97D	28-Sep-10	7-Nov-10	PRODUCE MTU	218	9%	U
AUC-83D	19-Oct-10		PRUEBAS			
AUC-93D	10-Nov-10	25-Dec-10	PPS	916	8%	T
AUC-92D	5-Dec-10		EWO			
TOTAL	18			7,773		

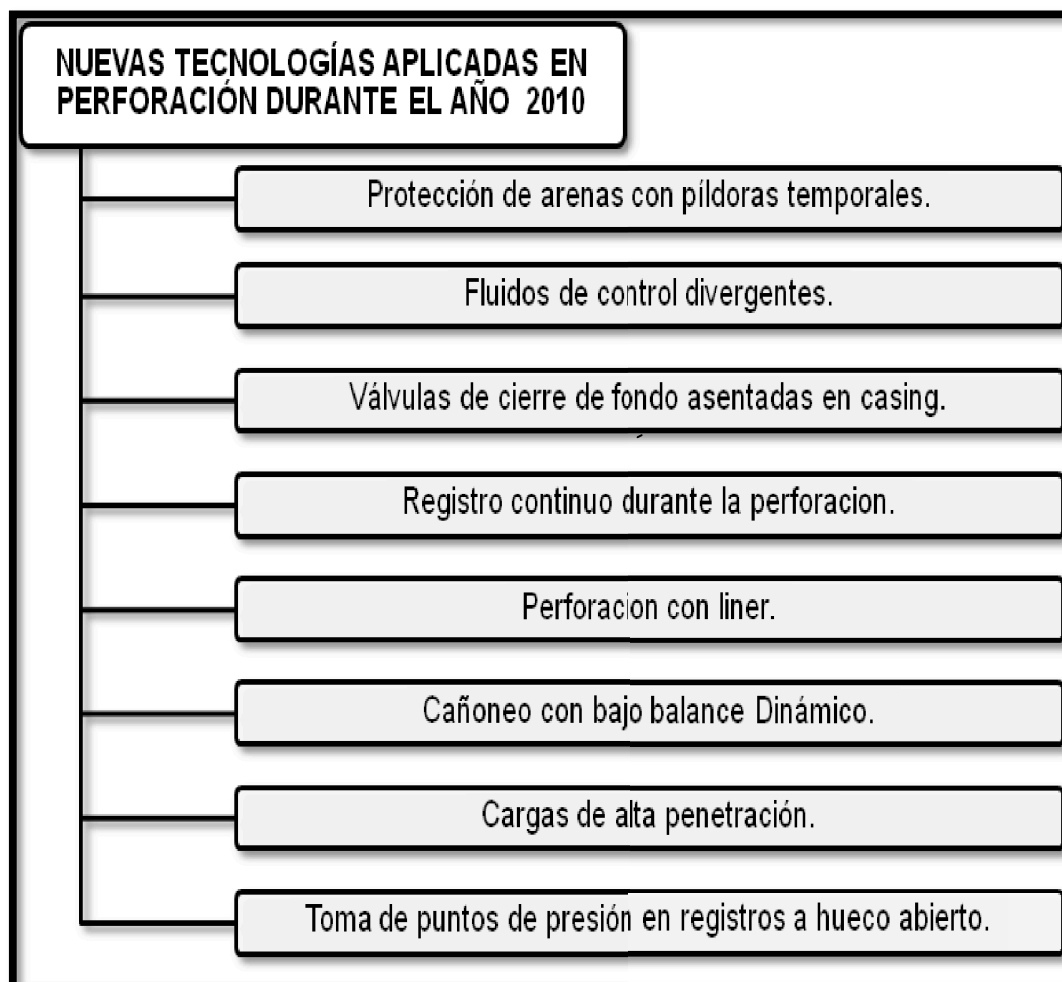
LEYENDA:	
PPH	LEVANTAMIENTO HIDRÁULICO
PPS	LEVANTAMIENTO ELÉCTRICO
MTU	UNIDAD DE PRUEBAS
EWO	ESPERANDO WORKOVER
BT	Basal Tena
T	Napo "T"
U	Napo "U"
H	Hollín

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Las nuevas tecnologías aplicadas en perforación durante el pasado año para optimizar tiempo y dinero fueron las especificadas en la Tabla 2.2.

FIGURA 2.2. : NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS EN PERFORACIÓN DURANTE EL AÑO 2010.

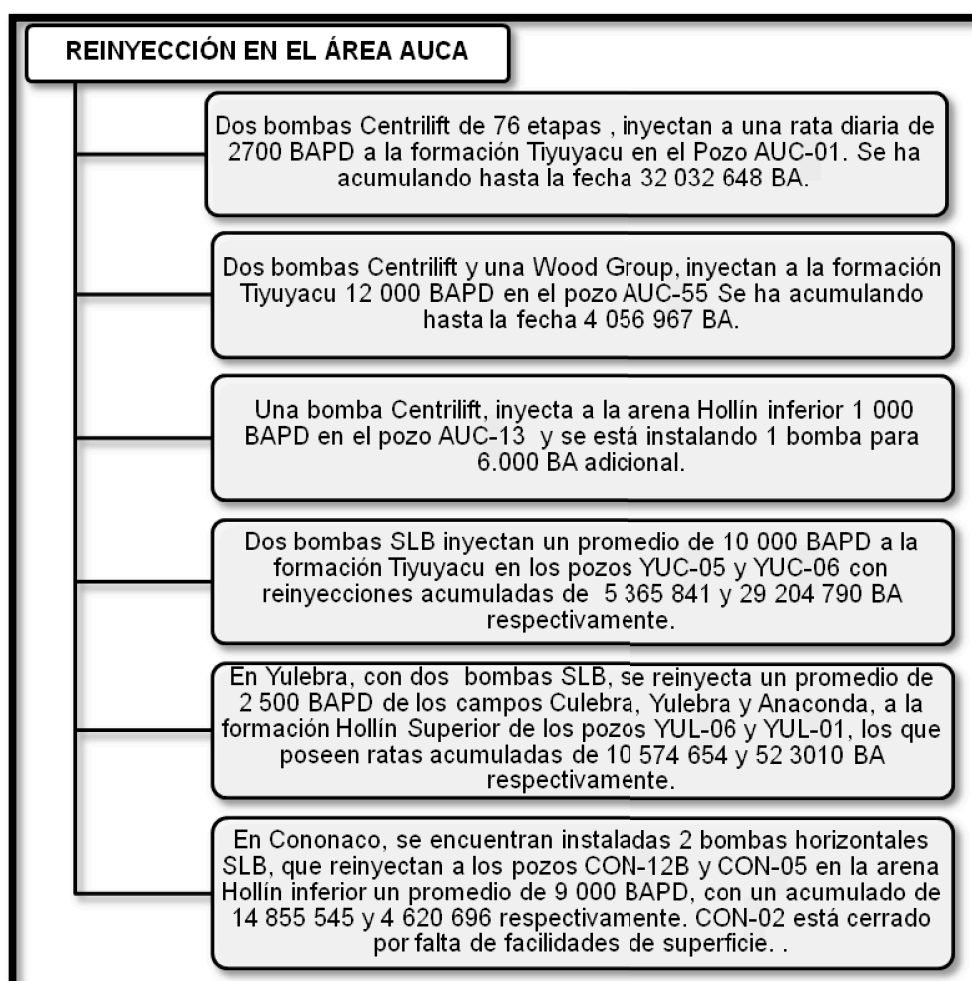


FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.6. REINYECCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA AUCA.

La reinyección en el Área Auca se pormenoriza en la Figura 2.3.

FIGURA 2.3. : REINYECCIÓN EN EL ÁREA AUCA.

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.7. REACONDICIONAMIENTOS EN POZOS DEL ÁREA AUCA.

2.7.1 TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO CON TORRE.

En el cierre del año anterior, hubo un total de 76 trabajos con torre (chivo de reacondicionamiento), los que dependiendo del tipo de pozo se clasifican en:

TABLA 2.9. : TRABAJOS CON TORRE REALIZADOS DURANTE EL AÑO 2010.

REACONDICIONAMIENTOS A POZOS PRODUCTORES	72
REACONDICIONAMIENTOS A POZOS REINYECTORES	02
REACONDICIONAMIENTOS PARA ABANDONO	02
INVERSIÓN EN REACONDICIONAMIENTOS	\$ 40' 384. 704
PRODUCCIÓN MANTENIDA	27. 182 BLS

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El tipo de trabajo de reacondicionamiento en cada pozo se lo detalla en la Tabla 2.10.

TABLA 2.10. : TIPOS DE TRABAJO CON TORRE REALIZADOS DURANTE EL AÑO 2010.

Nro.	P O Z O.	TRABAJO	FECHA	PRODUCCIÓN		INCREMENTO (BPPD)
				BPPD(i)	BPPD(f)	
1	AUC-45	C/BHA, BES OFF	31/12/2009	163	178	15
2	CON-34	C/BHA, BES OFF	02/01/2010	61	150	89
3	AUC-99D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	11/01/2010			0
4	YUC-2B	C/BHA, BES OFF	16/01/2010	231	204	-27
5	AUC-52	C/BHA, BES OFF	25/01/2010	396	239	-157
6	CON-29	C/BHA, BES OFF	01/02/2010	157	270	113
7	YUL-16D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	21/02/2010	73	404	331
8	YUL-5	BAJAR BES ELECTRO SUMERGIBLE	19/02/2010	264	180	-84
9	AUS-3	BAJAR BES ELECTRO SUMERGIBLE	02/03/2010	196	201	5
10	YUC-17	C/BHA, COMUNICACIÓN	06/03/2010	125	122	-3
11	CON-9	C/BHA, COMUNICACIÓN	10/03/2010	132	213	81
12	CON-18	C/BHA, BES OFF	17/03/2010	338	294	-44
13	AUC-39	C/BHA, BES OFF	01/04/2010	461	513	52
14	CUL-13H	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	25/03/2010		522	522

CONTINUACIÓN TABLA 2.10.

Nro.	P O Z O.	TRABAJO	FECHA	PRODUCCIÓN		INCREMENTO (BPPD)
				BPPD(i)	BPPD(f)	
15	CUL-11D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	16/04/2010		1092	1092
16	CON-30D	C/BHA, COMUNICACIÓN	07/04/2010	44	151	107
17	YUC-22D	TAPÓN	29/04/2010	113	1005	892
19	AUC-70D	C/BHA, BES OFF	23/04/2010	359	265	-94
20	AUC-36	C/BHA, COMUNICACIÓN	15/05/2010	172	200	28
21	YUC-7	REPARAR CABEZAL EN MAL ESTADO	20/05/2010	449	468	19
22	AUS-6D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	01/05/2010		1020	1020
23	YUC-12	C/BHA, BES OFF	10/05/2010	210	228	18
24	CUL-7D	C/BHA, BES OFF	26/04/2010	230		-230
25	YUC-1B	C/BHA, COMUNICACIÓN	28/05/2010	312	396	84
26	YUC-16	DISPARAR, EVALUAR ZONA	21/05/2010	33	245	212
27	YUC-1B	REPARAR QUICK CONECTOR	06/06/2010	312	396	84
28	AUS-7D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	24/05/2010		800	800
29	YUC-17	C/BHA, COMUNICACIÓN	08/06/2010	116	107	-9
30	YUC-19D	C/BHA, BES OFF	04/06/2010	62	134	72
31	AUS-5D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	13/06/2010	762	1053	291
32	AUS-3	DISPARAR, EVALUAR ZONA	03/06/2010	184	1255	1071
33	CON-36D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	08/05/2010		360	360
34	YUL-15D	C/BHA, COMUNICACIÓN	23/06/2010	297	363	66
35	CUL-4	DISPARAR Y EVALUAR, ZONAS	15/06/2010	146	33	-113
36	CON-34	C/BHA, COMUNICACIÓN	24/06/2010	139	137	-2
37	CUL-11D	BAJAR BHA ELECTRO SUMERGIBLE	01/07/2010	968	366	-602
38	YUL-4	C/BHA, BES OFF	02/07/2010	233	54	-179
39	AUC-75D	C/BHA, BES OFF	06/07/2010	506	385	-121
40	YUC-7	C/BHA, BES OFF	19/06/2010	449	468	19
41	CON-15	C/BHA, COMUNICACIÓN	04/07/2010	151	248	97
42	YUL-8D	C/BHA, BES OFF	13/07/2010	378	344	-34
43	CON-2	LIMPIEZA, DISPAROS CON HCL +	10/07/2010	112	129	17
44	AUC-31	ATASCADA	24/07/2010	290	243	-47

CONTINUACIÓN TABLA 2.10.

Nro.	P O Z O.	TRABAJO	FECHA	PRODUCCIÓN		INCREMENTO (BPPD)
				BPPD(i)	BPPD(f)	
46	CON-27	ESTIMULACIÓN A LA FORMACIÓN CON HCL + SOLVENTES	28/07/2010	98	136	38
47	CON-2R	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	05/08/2010			0
48	AUC-11	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	18/08/2010			0
49	CUL-3	C/BHA, BES OFF	03/09/2010	394	397	3
50	YUC-14	C/BHA, BES OFF	18/06/2010	117	239	122
51	AUC-62D	C/BHA, BES OFF	2-ago-10	385	343	-42
52	AUC-98D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	06/09/2010	73	864	791
53	AUC-27	C/MÉTODO DE PRODUCCIÓN	25/09/2010	664	1365	701
54	YUC-22D	C/BHA, BES OFF	27/09/2010	1054	1063	9
55	CON-48D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	22/09/2010		734	734
56	CUL-6	C/BHA, COMUNICACIÓN	05/10/2010	275	262	-13
57	CON-20	C/BHA, BES OFF	16/10/2010	170	154	-16
58	CON-51D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	06/10/2010		394	394
59	AUC-97D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	26/10/2010		110	110
60	AUC-14	C/BHA, COMUNICACIÓN	29/10/2010	163	107	-56
61	YUC-9	C/BHA, RECUPERAR PESCAO	15/09/2010	298	15	-283
62	AUS-5D	C/BHA, BES OFF	08/11/2010	1081	1004	-77
63	YUC-13	C/BHA, COMUNICACIÓN	10/11/2010	86	129	43
64	CON-47D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	14/11/2010	451	302	-149
65	AUC-51	C/BHA, BES OFF	03/11/2010	308	276	-32
66	CON-13	TAPON	07/11/2010	186	175	-11
67	CON-4	C/BHA, BES OFF	20/11/2010	177	155	-22
68	CUL-5	C/BHA, BES OFF	27/11/2010	239	354	115
69	CON-19	COMPLETAR POZO PARA ABANDONO	30/11/2010	77		-77
70	AUC-96D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	21/11/2010		660	660
71	CUL-11D	TAPÓN	17/11/2010	300	58	-242
72	AUC-10	C/BHA, BES OFF	26/11/2010	296	227	-69
73	YUC-07	C/BHA, BES OFF	09/12/2010	499	462	-37
74	AUC-93D	PRUEBAS INICIALES Y COMPLETACIÓN	13-dic-10		916	916

CONTINUACIÓN TABLA 2.10.

Nro.	P O Z O.	TRABAJO	FECHA	PRODUCCIÓN		INCREMENTO (BPPD)
				BPPD(i)	BPPD(f)	
75	AUC-25	C/BHA, COMUNICACIÓN	22/12/2010	249	44	-205
76	CON-47D	TAPÓN	06/12/2010	152	33	-119
TOTAL				17,416	27,182	9,766

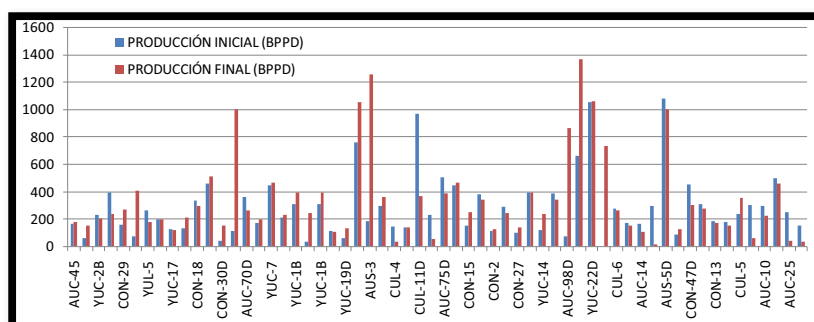
LEYENDA:

BHA	COMPLETACIÓN DE FONDO DE POZO
C	CAMBIO
BES	BOMBA ELECTRO SUMERGIBLE
EWO	ESPERANDO WORKOVER
OFF	APAGADO

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Existen casos en los que después de realizar un trabajo de reacondicionamiento la producción del pozo, contrario al incremento esperado a decaído, para estos casos en la tabla 2.10 aparecen valores negativos de producción.

FIGURA 2.4. : RESULTADOS GRÁFICOS.

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

En la Tabla 2.4. , se puede apreciar de una manera gráfica las variaciones de producción acontecidas en los pozos que han tenido trabajos de reacondicionamiento en el año pasado.

2.7.2 TRABAJOS REALIZADOS SIN TORRE EN EL ÁREA AUCA.

Al cierre del año anterior se realizaron los trabajos sin torre precisados en la Tabla 2.11.

TABLA 2.11. : TRABAJOS SIN TORRE REALIZADOS EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.

TRABAJOS SIN TORRE DURANTE EL AÑO 2010.	
RECONDICIONAMIENTOS TOTALES SIN TORRE	26
INVERSIÓN EN RECONDICIONAMIENTOS SIN TORRE	\$ 990. 024
PRODUCCIÓN MANTENIDA	11. 474BLS

FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El tipo de trabajo de reacondicionamiento en cada pozo sin torre se lo detalla en la Tabla 2.12.

En su mayoría para este tipo de trabajos se utilizó tubería flexible (Coiled Tubing) para de esta manera no tener la necesidad de usar taladro de reacondicionamiento.

TABLA 2.12. : TIPOS DE TRABAJO SIN TORRE REALIZADOS EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.

N.	P O Z O.	TRABAJO	FECHA	BPPD		INCREMENTO (BPPD)
				BPPD	BPPD	
1	AUC-52	LIMPIEZA CON CTU	12/03/2010	239	316	77
2	YUL-15D	LIMPIEZA CON CTU	12/03/2010	395	299	-96
3	YUL-8D	DISPAROS	14/03/2010		378	378
4	CON34	LIMPIEZA CON CTU	24/03/2010	139	137	-2
5	CUL-4	LIMPIEZA CON CTU	16/04/2010	146	33	-113
6	CUL-5	PRUEBAS	24/04/2010	250	252	2
7	AUC-1	ESTIMULACIÓN	18/05/2010	151	173	22
8	AUC-24	LIMPIEZA	20/05/2010	443	397	-46
9	YUC-23D	LIMPIEZA	31/05/2010	498	546	48
10	AUS-6	LIMPIEZA CON CTU	28/06/2010		1020	1020
11	AUC-5IY	ESTIMULACIÓN	01/08/2010	248	337	89
12	AUS-7D	LIMPIEZA	13/08/2010	1001	670	-331
13	YUC-22D	LIMPIEZA	25/09/2010	1054	1063	9
14	ANA-2	ESTIMULACIÓN	09/10/2010	327	190	-137
15	AUS-3	LIMPIEZA	26/10/2010	1180	1050	-130
16	AUC-82D	ESTIMULACIÓN CON HCL + SOLVENTES	30/10/2010	73	55	-18
17	YUC-23D	LIMPIEZA CON CTU	31/10/2010	664	723	59
18	AUC-99D ST	LIMPIEZA CON CTU	10/11/2010	525	677	152
19	AUC-97D	LIMPIEZA CON CTU	12/11/2010		110	110
20	AUC-82D	LIMPIEZA CON CTU	15/11/2010	55	282	227
21	YUL-15D	LIMPIEZA CON CTU	29/11/2010	383	412	29
22	YUC-23D	LIMPIEZA, BOMBA CON HCL + SOLVENTES	06/12/2010	723	721	-2
23	CUL-13H	LIMPIEZA	14/12/2010	406	428	22
24	AUC-1	ESTIMULACIÓN CON SOLVENTES	23/12/2010	136		-136
25	AUC-82D	ESTIMULACIÓN CON HCL + SOLVENTES	25/12/2010	282	47	-235
26	AUS-3	LIMPIEZA	29/12/2010	1038	1158	120
TOTAL				10,356	11,474	1,118

LEYENDA:

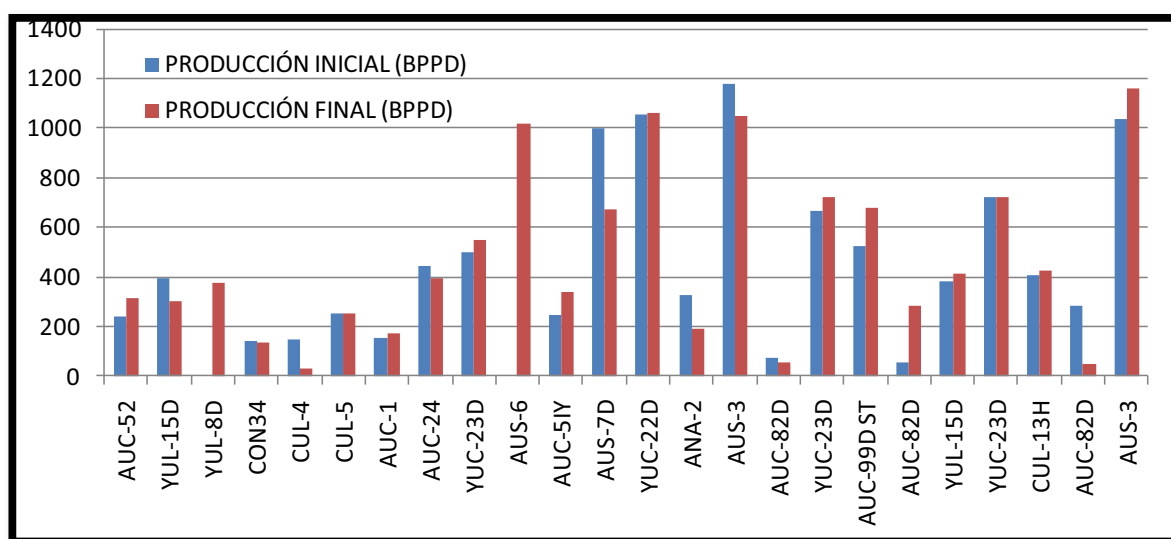
CTU COILED TUBING

FUENTE: Ingeniería Auca

Igual que en la Tabla 2.10. en la Tabla 2.12 existen casos en los que después de realizar un trabajo de reacondicionamiento la producción del pozo, contrario al incremento esperado ha decaído, para estos casos, aparecen valores negativos de producción.

De una manera gráfica, se ilustra en la Figura 2.5., las variaciones de producción acontecidas en el Área por efectos de trabajos de reacondicionamiento realizados sin torre.

FIGURA 2.5. : RESULTADOS GRÁFICOS DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR TRABAJOS REALIZADOS SIN TORRE DE REACONDICIONAMIENTO EN EL ÁREA AUCA.



FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.8 INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA

Ha existido una notable pérdida de producción de petróleo por incremento de BSW en el año 2010 la cual ascendió a 3.063 BLS. El detalle del aumento de agua en cada pozo se lo especifica en la Tabla 2.13.

TABLA 2.13. : INCREMENTO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL ÁREA AUCA DURANTE EL AÑO 2010.

POZO	% BSW	PÉRDIDA (BPPD)	OBSERVACIONES
AUC-10	37	-151	INCREMENTA BSW DE 37 @ 40%. LUEGO DE WO NO RECUPERA PRODUCCIÓN
AUC-61D	64	-59	INCREMENTA BSW DE 64 @ 68%.
AUC-75D	3	-206	INCREMENTA BSW DE 3 @ 9%. LUEGO DE WO NO RECUPERA PRODUCCIÓN
AUC-49	32	-299	INCREMENTA BSW DE 32 A 48%
AUC-57D	6	-560	INCREMENTA BSW DE 6 A 14%
AUC-59D	13	-324	INCREMENTA BSW DE 13 A 30%
AUC-74	60.55	-155	INCREMENTA BSW RETORNO DE 20 A 28%
CON-08	38	-92	INCREMENTA BSW DE 38 A 50%
CON-25	72	-56	INCREMENTA BSW DE 72 A 80%
CON-32	80	-194	INCREMENTA BSW DE 80 A 90%
CON-33	76	-54	INCREMENTA BSW DE 76 A 80%
YUC-1B	60	-213	INCREMENTA BSW DE 60 A 80% (ANTES DE WO MAYO-2010)
YUC-17	80	-112	INCREMENTA BSW DE 80 A 96%
YUC-19D	70	-92	INCREMENTA BSW DE 70 A 85%
YUC-21D	55	-265	INCREMENTA BSW DE 55 A 78%
YUC-24D	3.6	-152	INCREMENTA BSW DE 3,6 A 8%
YUL-17D	8	-80	INCREMENTA BSW DE 8 A 20%

TOTAL DE PRODUCCIÓN PERDIDA -3063

LEYENDA:

BSW % DE AGUA
WO WORKOVER

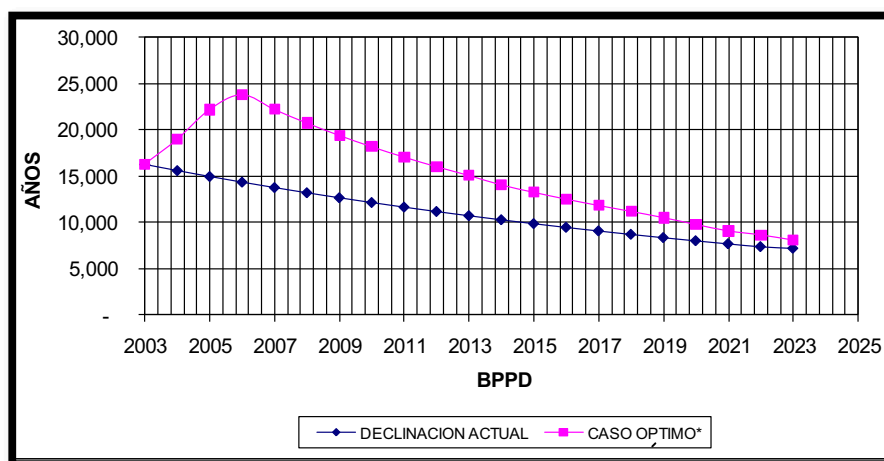
FUENTE: Ingeniería Auca.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

2.9. PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL ÁREA AUCA HASTA EL AÑO 2023.

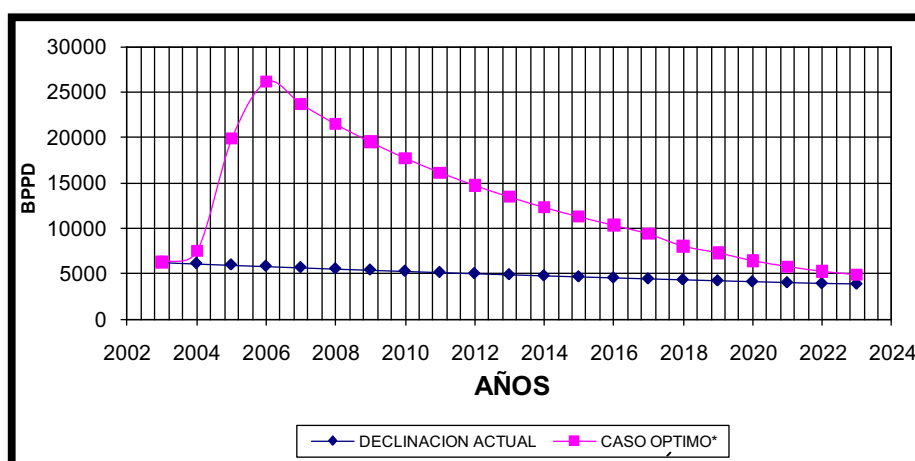
Con el propósito de tener una idea del futuro de producción de los Campos Auca y Culebra se ilustran las proyecciones de producción en la Figura 2.6. y Figura 2.7 respectivamente.

FIGURA 2.6. : PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO AUCA.



FUENTE: Ingeniería Auca.

FIGURA 2.7. : PROYECCIONES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CULEBRA.



FUENTE: Ingeniería Auca.

CAPÍTULO III.

3. ASPECTOS TEÓRICOS SOBRE ESTIMULACIÓN Y ONESTEP

"La tecnología de la acidificación de la matriz ha avanzado notablemente en los últimos 30 años. A pesar de estos avances, la tasa de éxito de la acidificación es todavía baja sobre todo en las areniscas. Cuando un tratamiento con ácido falla, no sólo se pierde el costo del tratamiento, también puede causar en el pozo un severo daño adicional y conllevar a problemas más graves." (D. Zhu, 2001, SPE 68930)

3.1. INTRODUCCIÓN A LOS TRATAMIENTOS MATRICIALES.

La estimulación matricial es una técnica con excelentes resultados que se ha venido usando experimentalmente desde 1894 y comercialmente desde 1940 con el propósito de aumentar la producción en pozos de petróleo y gas; o con la intención de mejorar la inyección en pozos inyectoros.

Algunas de las fechas históricas que han marcado la época de esta técnica son especificadas por la Tabla 3.1.

TABLA 3.1. : ACONTECIMIENTOS HISTÓRICOS DE LA ACIDIFICACIÓN DE POZOS.

AÑO	ACONTECIMIENTO
1894	Se usa ácido para estimular la producción de petróleo en formaciones de calizas en Lima, Ohio.

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

FUENTE: Petrobras.

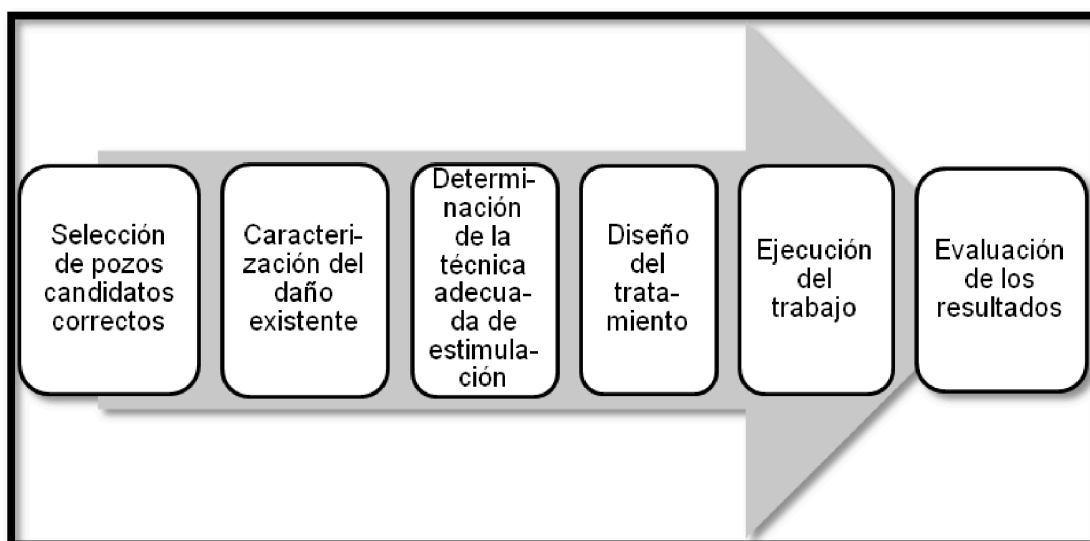
ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Un tratamiento matricial es un proceso que se fundamenta en la inyección de algún tipo de fluido (ej., solvente o ácido), a una presión inferior a la presión de fractura; para disolver o dispersar materiales que perjudican la producción normal de los pozos (McLeod, 1984).

Alrededor del mundo se estima que entre cuarenta a cincuenta por ciento de los pozos productores de hidrocarburo tienen presencia de daño significativo en la matriz, sin embargo solo se da el respectivo tratamiento al uno o dos por ciento de los mismos. En el Ecuador según datos estadísticos más del cincuenta por ciento de pozos en cada operadora, presentan daño significativo en los reservorios. (Schlumberger, 2011).

Una aplicación correcta de ingeniería en el proceso de la estimulación puede garantizar un éxito incluso mayor al 90% de lo esperado. La técnica completa, sistemática y conveniente para garantizar óptimos resultados se muestra en la Figura 3.1.

FIGURA 3.1. : PROCESO PARA UNA EXITOSA ESTIMULACIÓN.



FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

La estimulación a la matriz crítica se debe ejecutar a caudales de inyección bajo, y su efecto se limita a remover daños de formación con profundidades entre tres a cinco pies.

3.2. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN.

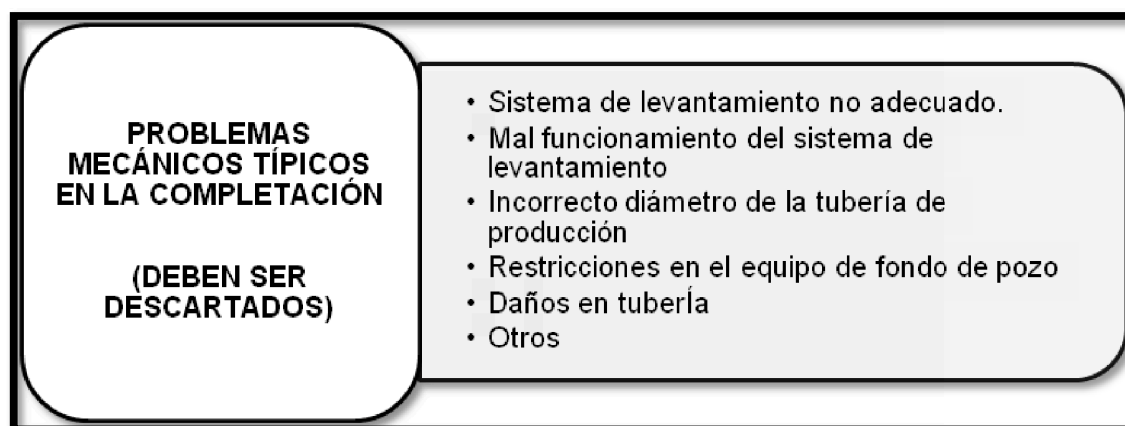
3.2.1. IDENTIFICACIÓN DE POZOS CON BAJA PRODUCCIÓN Y CANDIDATOS A SER ESTIMULADOS.

El proceso de selección de un pozo candidato, consiste en identificar pozos con una producción relativamente baja comparada con la producción que dicho pozo es capaz de producir descartando problemas mecánicos (Milne, 1995).

Para una adecuada selección de pozos idóneos para estimulación, la Geología, la Petrofísica y la Ingeniería de Yacimientos, juegan un rol protagónico para cuantificar el potencial ideal de producción de cada pozo, el mismo que va a ser comparado con la producción actual de cada uno y así determinar o no un bajo rendimiento de producción.

La Figura 3.2. ilustra los problemas mecánicos típicos en la completación.

FIGURA 3.2. : PROBLEMAS MECÁNICOS TÍPICOS EN LA COMPLETACIÓN.



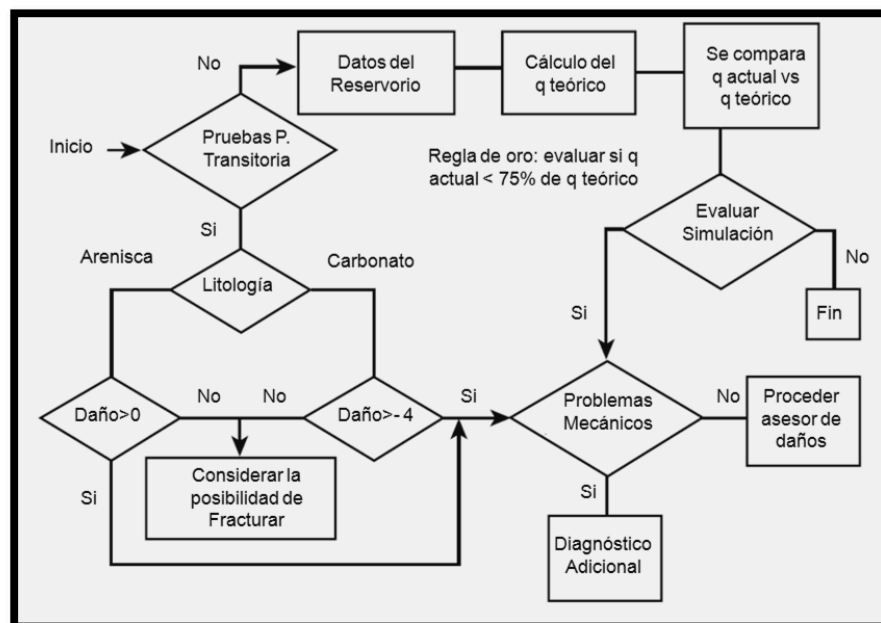
FUENTE: Schlumberger

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Una vez identificado el problema en la producción, se debe determinar el motivo que lo está causando. Primero, se debe descartar cualquier problema mecánico en la completación, ya que de existir cualquiera de estos inconvenientes, la estimulación no contribuiría como solución.

Después de solucionar cualquier inconveniente mecánico y de persistir todavía una baja producción, se debe considerar la estimulación como una alternativa, basada en si va a existir la posibilidad de un incremento del potencial de producción y de ingresos. Existe una serie de procesos y reglas para determinar la viabilidad de aplicar una estimulación a la matriz, basados en los resultados de las pruebas de presión transitoria o en los cálculos teóricos de las ratas de flujo. En la Figura 3.3, se detalla un método para asesorar la selección de pozos candidatos.

FIGURA 3.3. : DIAGRAMA DE FLUJO PARA ASESORAR LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIÓN.



FUENTE: Schlumberger, Shell.

MODIFICADO: Álvaro Román.

Existe una regla general muy usada en el campo que sugiere estimular un pozo siempre que su producción actual sea menor que el 75% de la producción teórica (R. Thomas, 2000). Por el contrario, si es que después del análisis completo preliminar se observa que el pozo presenta baja permeabilidad o baja presión, se debe descartar la posibilidad de estimular, ya que los beneficios pueden no ser representativos; para estos casos, lo que se sugiere es considerar la posibilidad de realizar una fractura en la formación.

Otro indicador muy eficiente y rápido para determinar el desenvolvimiento del pozo es el índice de productividad expresado en la Ecuación 3.1.

ECUACIÓN 3.1. : ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

$$PI = \frac{q}{\bar{P}_r - P_{wf}}$$

FUENTE: Schlumberger.

Donde:

q = Caudal de petróleo en BPPD.

\bar{P}_r = Presión promedia del reservorio en psi.

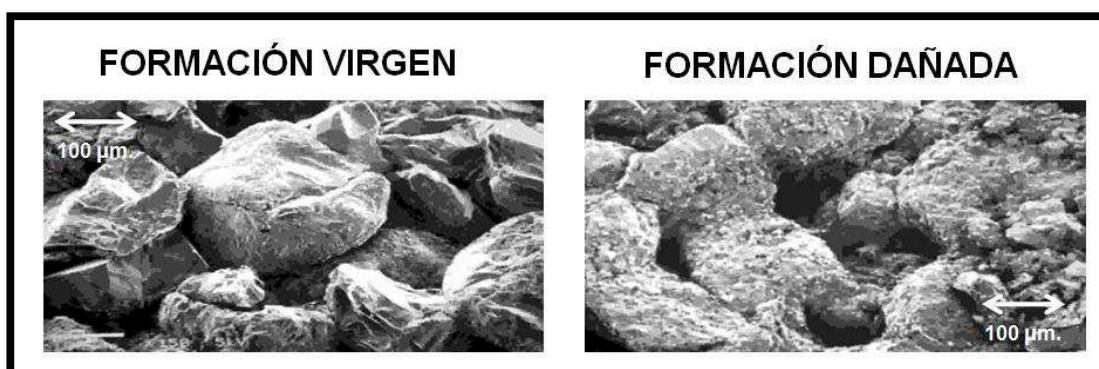
P_{wf} = Presión de fondo fluyente en psi.

Con el objeto de cuantificar la permeabilidad y la presión actual del reservorio se necesitan pruebas de presión; sin embargo, no siempre están disponibles, por lo que en estos casos se debe analizar el sistema en conjunto y correlacionar la producción actual o la presión de fondo fluyente y calibrar la producción neta, permeabilidad, presión promedia del reservorio, daño, etc. La clave es calibrar este sistema de producción en base a varios escenarios de estimulación (R. Monghentarler, 2000).

3.3. EFECTO DEL DAÑO DE FORMACIÓN EN LA PRODUCCIÓN.

Cualquier restricción al flujo de fluidos, que distorsiona o afecta las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo, disminuye significativamente la productividad del pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del mismo que generan pérdidas de producción. Se conoce como daño en la formación a: “la reducción de la capacidad original de flujo de un pozo debido a la disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos en el yacimiento.” (R. Landivar, 2011). Ilustración en la Figura 3.4.

FIGURA 3.4. : FORMACIÓN VIRGEN VS. FORMACIÓN DAÑADA.



FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Las estimulaciones matriciales resultan exitosas ya que la zona cercana al pozo, es la que controla la producción; por ende, la presencia de daño en esta zona puede reducir significativamente la producción restringiendo el flujo desde la formación.

Conocer la Ecuación 3.2 de flujo planteada por Hawkin es esencial para entender los efectos de un daño en las cercanías del pozo.

ECUACIÓN 3.2. : ECUACIÓN DE FLUJO.

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2 B_o \mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)}$$

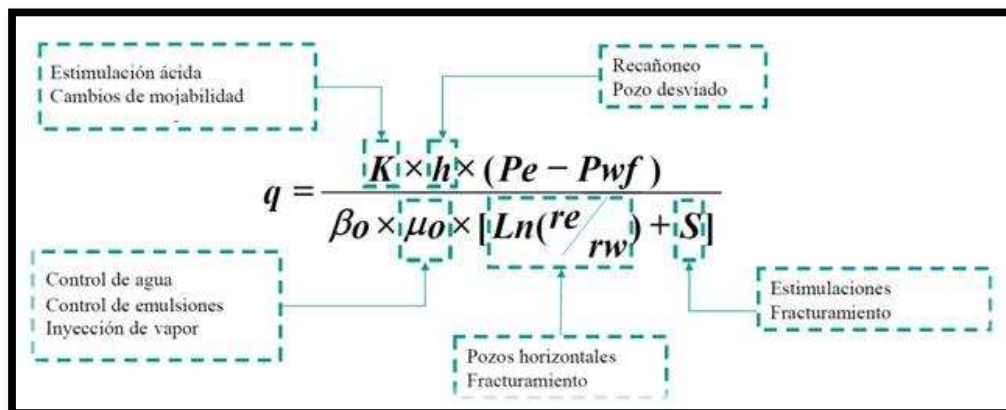
FUENTE: Petrobras.

Donde:

- q = Caudal de petróleo en BPPD.
- P_e = Presión de cabeza en psi.
- P_{wf} = Presión de fondo fluyente en psi.
- k = Permeabilidad en md.
- h = espesor del reservorio en pies.
- B_o = Factor volumétrico en BIs / STB.
- r_e = Radio de drenaje en pies.
- r_w = Radio del pozo en pies.
- s = Daño
- u_o = Viscosidad del petróleo.

Cada uno de los factores mencionados en la anterior ecuación pueden variar o modificarse, dependiendo de los tratamientos o procesos aplicados, como se ilustra en la Figura 3.5.

FIGURA 3.5. : VARIABLES QUE AFECTAN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBURO.



FUENTE: Petrobras.

MODIFICADO: Álvaro Román.

El daño total es un término a dimensional usado para contabilizar la caída de presión adicional en los alrededores del pozo como resultado de daños en la formación y otros factores (ej. inadecuado cañoneo, completaciones parciales, etc.). El daño total es determinado de los análisis de pruebas de presión transitoria y sus valores típicos van desde 0 hasta 100. El efecto del daño es positivo si existe alguna caída de presión adicional o es negativo si P_{wf} actual es menor que P_{wf} ideal. Por ejemplo, fisuras naturales o un pozo desviado contribuyen con un daño negativo al daño total (R. Thomas, 2000).

La ecuación de Hawkins además relaciona permeabilidad y espesor de la zona dañada con el efecto del daño en pozos verticales. Mediante la Ecuación 3.3.

ECUACIÓN 3.3. : ECUACIÓN PARA DETERMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS VERTICALES.

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

FUENTE: Schlumberger.

Donde:

k_s = Permeabilidad en la zona dañada en md.

r_s = Penetración del daño en pies.

Para pozos horizontales sigue la Ecuación 3.4.

ECUACIÓN 3.4. : ECUACIÓN PARA DETERMINAR DAÑO DE FORMACIÓN EN POZOS HORIZONTALES.

$$s = \left(\frac{\sqrt{k_H k_W}}{\sqrt{k_{HS} k_{WS}}} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w}$$

FUENTE: Schlumberger.

Donde:

k_H = Permeabilidad horizontal en md.

k_V = Permeabilidad vertical en md.

Estas ecuaciones pueden ser usadas cuando se hace asunciones del radio de daño y de la permeabilidad ya que en varias ocasiones no se dispone de esta información, pero en combinación con análisis de pozos y/o presiones de fondo fluyente se puede

establecer tendencias y definir límites. Para relacionar los índices de productividad se puede usar la Ecuación 3.5.

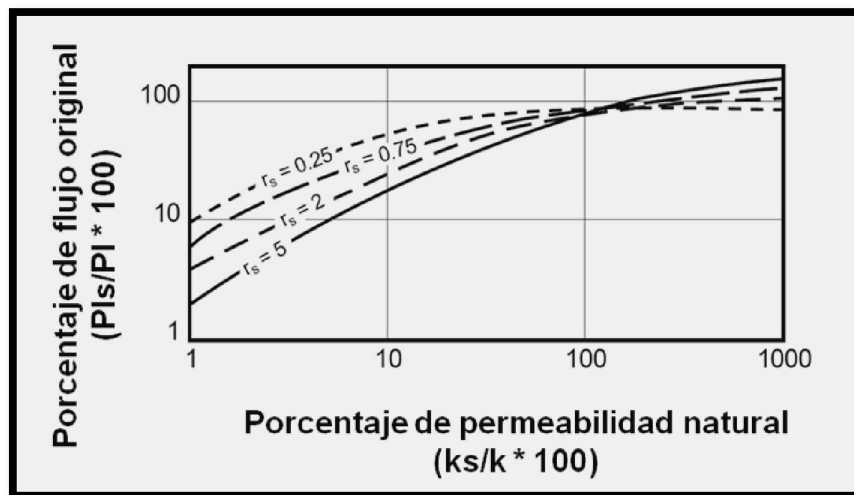
ECUACIÓN 3.5. : ECUACIÓN DE LA RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.

$$\frac{PI_S}{PI} = \frac{\frac{k_s}{k} \log \frac{r_e}{r_w}}{\log \frac{r_s}{r_w} + \frac{k_s}{k} + \log \frac{r_e}{r_s}}$$

FUENTE: Schlumberger.

Usando la Ecuación 3.5. se puede graficar (Figura 3.6.) la relación del índice de productividad $\frac{PI_S}{PI}$ vs la relación de permeabilidad $\frac{k_s}{k}$, donde el subíndice s indica el daño y PI y k representan la zona ideal no dañada (Muskat, 1949).

FIGURA 3.6. : MATRIZ PARA MEJORA DE PRODUCTIVIDAD.



FUENTE: Schlumberger, Shell.

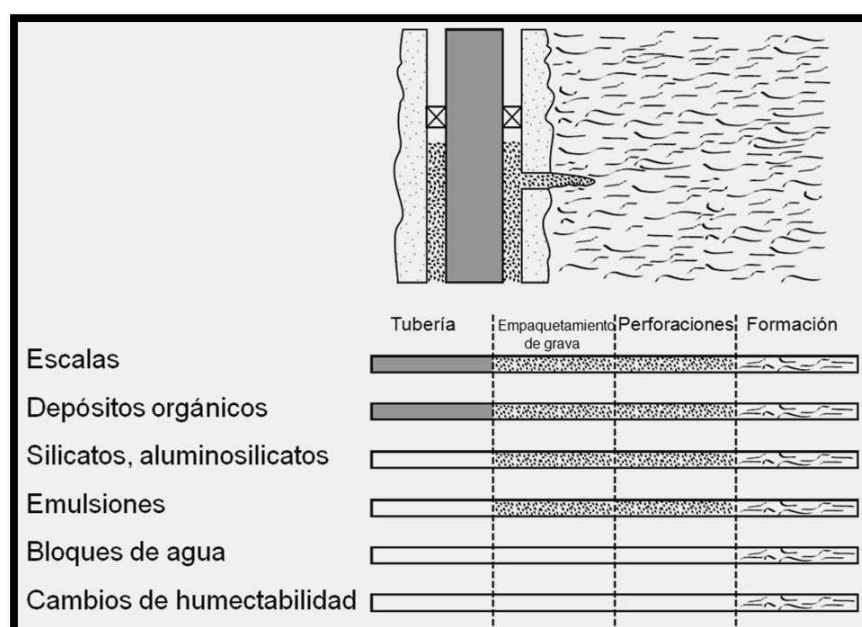
MODIFICADO: Álvaro Román.

Para este punto, en el proceso de selección, ya se tiene una idea de los pozos candidatos basados en como el daño afecta la producción, descartando cualquier problema mecánico. Al mismo tiempo, se evidencia el potencial a estimular un pozo si es que el daño determinado en pruebas de presión transitoria es mayor a cero. Además, de los precandidatos se debe hacer una evaluación económica preliminar para determinar las ventajas que una estimulación puede conllevar.

3.3.1. CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO DE LA FORMACIÓN.

El siguiente paso en el proceso ingenieril de estimulación de matrices, consiste en caracterizar el tipo de daño existente con el propósito de escoger el tipo de fluido adecuado para la estimulación.

FIGURA 3.7. : LOCALIZACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE DAÑO.



FUENTE: Schlumberger, BP.

MODIFICADO: Álvaro Román.

El daño puede ser caracterizado haciendo un estudio minucioso basado en uso de pruebas de laboratorio, registros eléctricos, historiales de producción. Se considera como daño a cualquier impedimento que obstruya el flujo normal de fluidos hacia la superficie el mismo puede estar localizado en la formación, en la tubería de producción, en el sistema de levantamiento, en las perforaciones, en la trayectoria del flujo; como se puede evidenciar gráficamente en la Figura 3.7.

El daño en la formación, específicamente se refiere a las obstrucciones que ocurren en la región cercana al pozo de la roca matriz.

Existen varios problemas que pueden existir a lo largo de la vida del pozo, algunos ejemplos se exponen en la Tabla 3.2.

TABLA 3.2. : DAÑOS PROBABLES DURANTE LA VIDA DEL POZO.

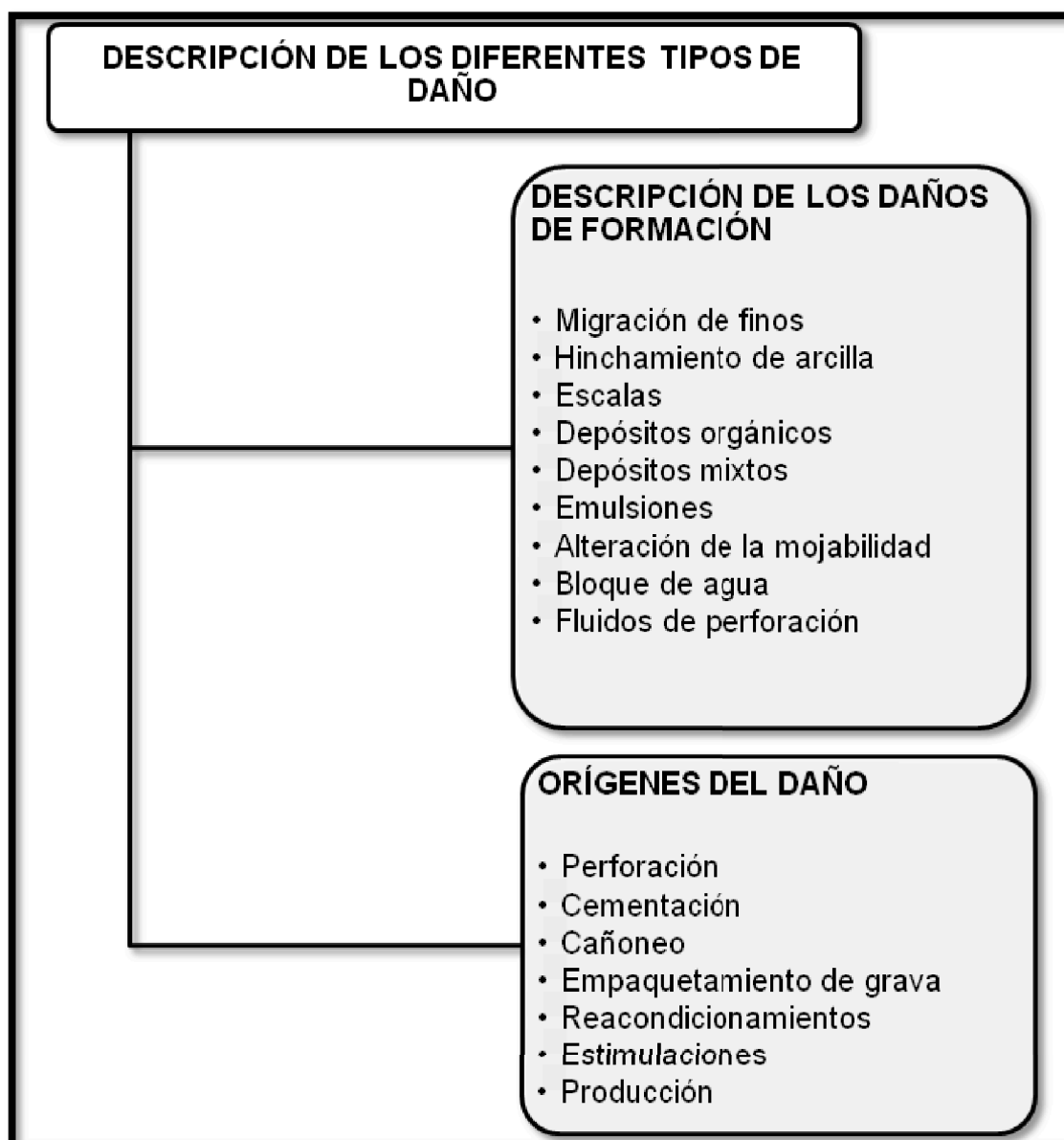
POZO NUEVO	POZO VIEJO	INYECTOR
Invasión de fluidos y/o sólidos	Depósitos de escala y/o corrosión	Depósito de escala
Sólidos de lodo	Bloque de agua y emulsiones	Hinchamiento de arcillas
Filtrado de lodo	Parafinas - Asfaltos	Depósitos orgánicos.
Cemento	Hinchamiento y/o migración de arcillas	Sólidos no filtrados

FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El daño de formación se lo puede categorizar en dos grupos, aquel que fue creado de una forma natural por la producción del yacimiento o el que fue inducido por algún tipo de operación externa. (Figura 3.8)

FIGURA 3.8. : CARACTERIZACIÓN DE LOS DISTINTOS TIPOS DE DAÑO.



FUENTE: Schlumberger, B P.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

A continuación se detallan los principales tipos de daño y las causas que lo produjeron:

3.3.1.1. Perforación.

Las zonas en las que existe gran permeabilidad y porosidad son muy propicias para que en ellas se filtre lodos de perforación, lo que puede ocasionar gruesos revoques o incrustaciones de partículas que componen el lodo (ej. bentonita), lo que ocasionaría taponamiento de los poros en la cara de la formación y bajas de producción.

TABLA 3.3. : PROFUNDIDAD DE INVASIÓN DEL LODO DE PERFORACIÓN.

TIEMPO (DÍAS)	PROFUNDIDAD DE INVASIÓN (in.)		
	Lodo base aceite	Lodo base semi aceite	Lodos base agua
1	1.2	3.3	7.7
5	4.6	11	12
10	7.7	17	18
15	10	21	23
20	12	23	27
25	14	29	31
30	16	32	34

FUENTE: Schlumberger, BP.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El daño usualmente es limitado a unas pocas pulgadas alrededor del pozo, en promedio son tres pulgadas, sin embargo este tipo de daño puede reducir la permeabilidad hasta un 90% (D. Hill, 2000).

La profundidad de invasión del fluido de perforación principalmente va a estar en función del tiempo al que va a estar expuesto a la cara de la formación y de la base del lodo, como se lo ejemplifica en la Tabla 3.3.

3.3.1.2. Cementación.

El tiempo que dura un trabajo de cementación es muy corto si se lo compara con lo que dura la perforación, en la cementación la invasión de fluidos son unas pocas pulgadas, no así en la perforación que pueden ser hasta unos pocos pies. Sin embargo, debido a la composición química de las lechadas de cemento, a la porosidad, a la permeabilidad y a las presiones de inyección de las mismas, se pueden producir serios daños a las formaciones productoras intervenidas en estos trabajos.

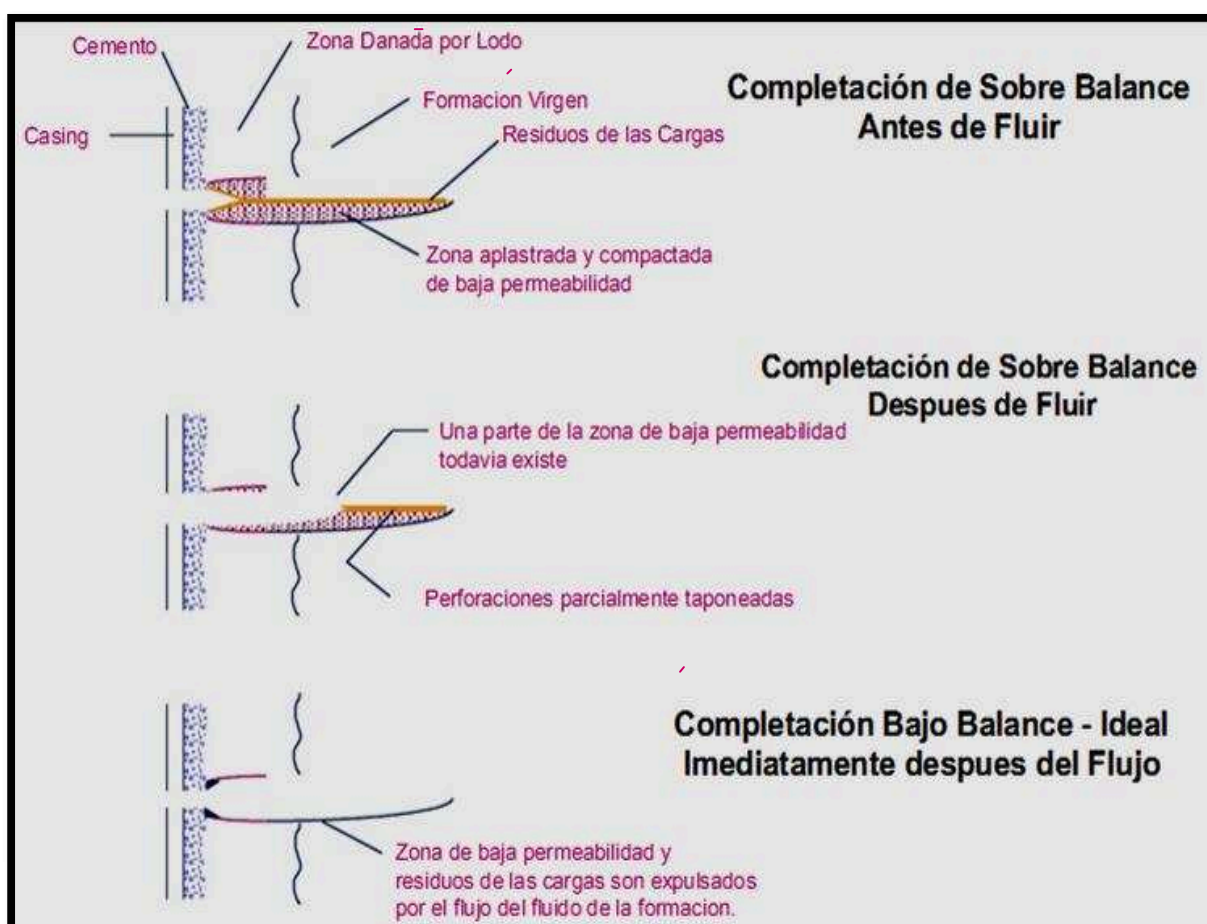
3.3.1.3. Cañoneo.

Cuatro son los factores que contribuyen a la creación de daño por disparar a la formación productora: alta porosidad, significativa permeabilidad, poca consolidación de la roca y el tipo de operación de cañoneo. Este último es decisivo ya que si se realizan los disparos cuando la presión hidrostática es mayor que la presión del yacimiento (Overbalance), 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; por lo que si se desea evitar el daño al momento de punzonar se debe diseñar un cañoneo bajo balance (Underbalance).

Las diferencias de estos dos tipos de cañoneo se muestran gráficamente en la Figura 3.9.

FIGURA 3.9. : EFECTOS DEL TIPO DE CAÑONEO.



FUENTE: Schlumberger.

3.3.1.4. Empaquetamiento de grava.

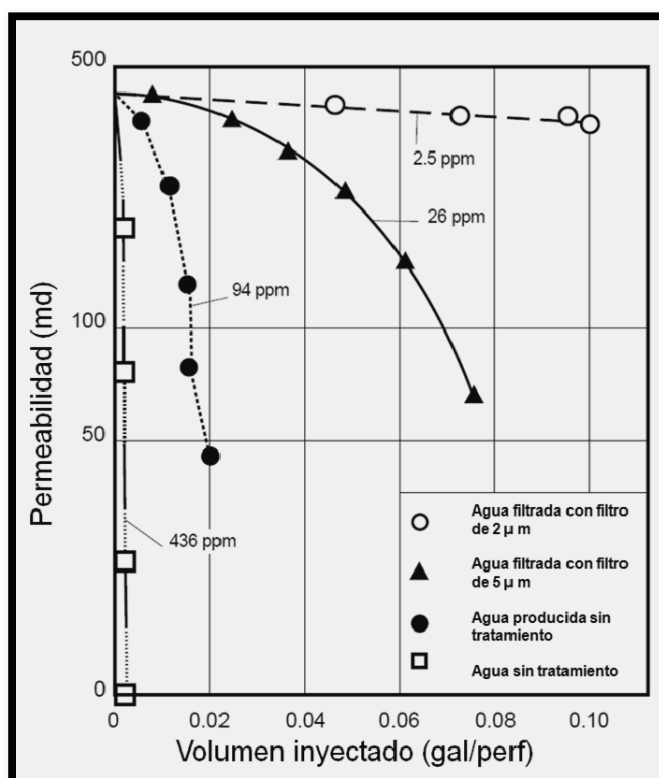
Los mecanismos de daño de formación pueden afectar a los paquetes de grava. Los paquetes de grava son técnicas de exclusión de arena, esencialmente filtros en frente de las formaciones. Estos paquetes se deterioran con el tiempo, causando una reducción paulatina en la producción del pozo. Estos mecanismos contrastan con métodos de control de producción de arena y fracturas de alta permeabilidad, los mismos que mejoran la productividad con el tiempo. Las principales fuentes de daño para los empaquetamientos de grava son: mala ubicación del empaquetamiento, daño por geles rotos o por partículas de formación ocasionadas por cañoneos incompletos, invasiones por fluidos descontrolados, residuos de polímeros, tamaño inadecuado de la grava (E. King, 2000).

3.3.1.5. Reacondicionamiento de pozos.

Al reparar o reacondicionar un pozo puede dañarse la formación productora debido al uso inadecuado de aguas de matado, las mismas que sirven para controlar la presión en el mismo. 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 algunos trabajos de reacondicionamiento de pozos, existen operaciones con cable, en las que también se liberan partículas taponantes de óxido de hierro de la tubería. El bombeo de aguas no filtradas puede contener residuos, 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. (I. Pambabay, 2008)

En la Figura 3.10 se observa como puede variar la permeabilidad de un yacimiento en función de cuan filtrada se encuentra el agua utilizada para reacondicionar el pozo.

FIGURA 3.10. : REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD EN FUNCIÓN DE LA CALIDAD DEL FILTRADO DE AGUA PARA REACONDICIONAMIENTO.



FUENTE: Schlumberger, BP.

MODIFICADO: Álvaro Román.

3.3.1.6. Producción.

Conforme el paso del tiempo, los pozos van perdiendo su capacidad de producción, uno de los factores es el daño en 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 y se depositan a través de los poros del yacimiento y van taponando los espacios porales, reduciendo así la capacidad de aporte de fluidos hacia el pozo por la caída de permeabilidad por el paso del tiempo.

Los problemas habituales en los pozos ocasionados por la normal producción o inyección en los mismos se exponen en la Figura 3.11.

FIGURA 3.11. : PROBLEMAS OCASIONADOS POR LA NORMAL PRODUCCIÓN O INYECCIÓN EN LOS POZOS.

POZO PRODUCTOR VIEJO	POZO INYECTOR VIEJO
Depósitos de escala y/o corrosión	Depósito de escala
Bloque por agua y emulsiones	Hinchamiento de arcillas
Depósito de Parafinas – Asfaltos	Depósitos orgánicos
Hinchamiento y/o migración de arcillas	Acumulación de sólidos no filtrados

FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.7. Daños por acidificación.

El tipo de ácido, y sus cantidades deben ser las adecuadas, dependiendo de la mineralogía de la formación, de los fluidos presente y del daño encontrado para que una estimulación resulte exitosa. Sin conocer estos parámetros, sin diseñar adecuadamente y sin ejecutar el trabajo correcto, pueden provocarse daños más severos a la formación intervenida.

Adicional, se debe inyectar el tratamiento por una tubería limpia ya que el ácido puede ocasionar un lavado de tubería y como consecuencia partículas de óxido de hierro ingresarán en la formación taponando el espacio poral. Se puede usar, Coiled Tubing, para reducir al mínimo reacciones indeseadas durante las operaciones de acidificación ya que este tipo de tubería flexible puede lavarse en superficie fácilmente.

3.3.1.8. Migración de finos.

El daño de formación puede ocurrir como resultado de la migración de partículas producidas por el flujo de fluidos en el yacimiento, estas partículas pueden obstruir las gargantas porales en las cercanías del pozo e impedir la correcta producción del mismo. Cuando estas partículas perjudiciales provienen de la roca reservorio se las conoce como finos. La migración de finos puede consistir de diferentes materiales, entre estos: arcillas (filosilicatos diámetro menores a 4 μm), silicatos (silicatos y aluminosilicatos diámetro entre 4 a 64 μm), caolinita.

TABLA 3.4. : PRINCIPALES COMPONENTES DE DIFERENTES ARCILLAS Y PARTÍCULAS DE FINOS.

MINERALOGÍA DE LA PARTÍCULA	PRINCIPALES COMPONENTES	ÁREA DE SUPERFICIE (micras²/g)
Cuarzo	Si, O	0.000015
Caolinita	Al, Si, O, H	22
Clorita	Mg, Fe, Al, Si, O, H	60
Illita	K, Al, Si, O, H	113
Esmectita	Na, Mg, Ca, Al, Si, O, H	82

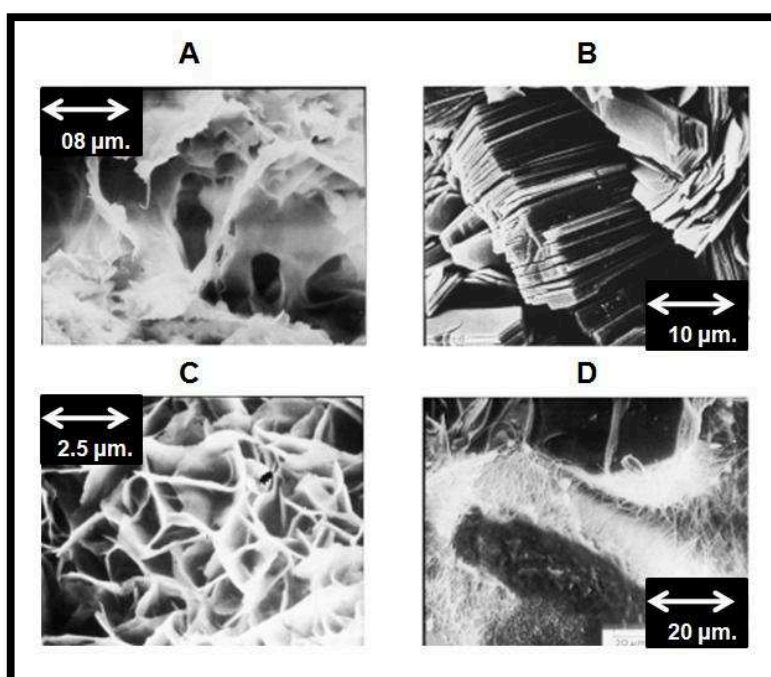
FUENTE: Schlumberger, BP.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

En la Tabla 3.4 se enlistan los principales finos que causan problemas, sus componentes y sus respectivas áreas de superficie, lo que es un gran indicador de cuan rápido puede reaccionar con un fluido reactivo dicho fino (Devies, 1978).

En el paper 5713 de la SPE, A. Abrams, analiza el tema del taponamiento de un medio poroso con partículas obteniendo las siguientes conclusiones: “Las partículas con diámetros entre $1/3$ y $1/7$ del tamaño de la garganta poral taponarán los canales porosos. Las partículas más pequeñas que $1/7$ del tamaño de la garganta poral migrarán libremente dentro de la matriz de la formación.” (Figura 3.12)

FIGURA 3.12. : FOTOMICROGRAMAS DE FINOS.



A: Poros llenos de láminas de esmectita. B: “Libros” de caolinita ocupando un espacio poroso. C: Panal formado por la mezcla de clorita y granos de arena. C: Pelos de illita extendidos a lo largo de los granos de arena.

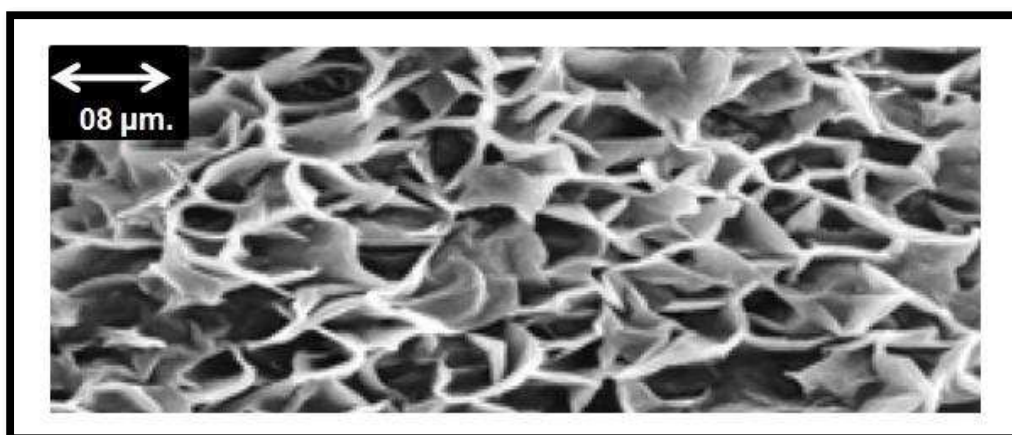
FUENTE: Schlumberger, BP.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.9. Hinchazón de arcillas.

Las arcillas pueden cambiar su volumen en función de cómo varíe la salinidad del fluido que atraviesa los cambios de la formación. Los cambios de permeabilidad en la formación resultantes de la alteración de la arcilla se deben a la cantidad de arcilla presente, la localización y el tipo de minerales que la componen. No solamente basta decir que la cantidad de arcilla presente en la formación es un indicador de los cambios potenciales de permeabilidad ya que esta sería una asunción engañosa puesto que se debe considerar la composición química de la arcilla y cómo esta va a ser afectada al momento que un determinado fluido entre en contacto con esta. Los dos tipos más comunes de hinchazones de arcillas son las esmectitas y las mezclas de esmectitas; en las primeras las arcillas pueden incrementar su volumen hasta en un 600% ya que toman el agua dentro de su estructura reduciendo el espacio poroso y creando impermeabilidad para el flujo (Azari, 1990). (Figura 3.13)

FIGURA 3.13: FOTOMICROGRAMA DE ESMECTITA HINCHADA.



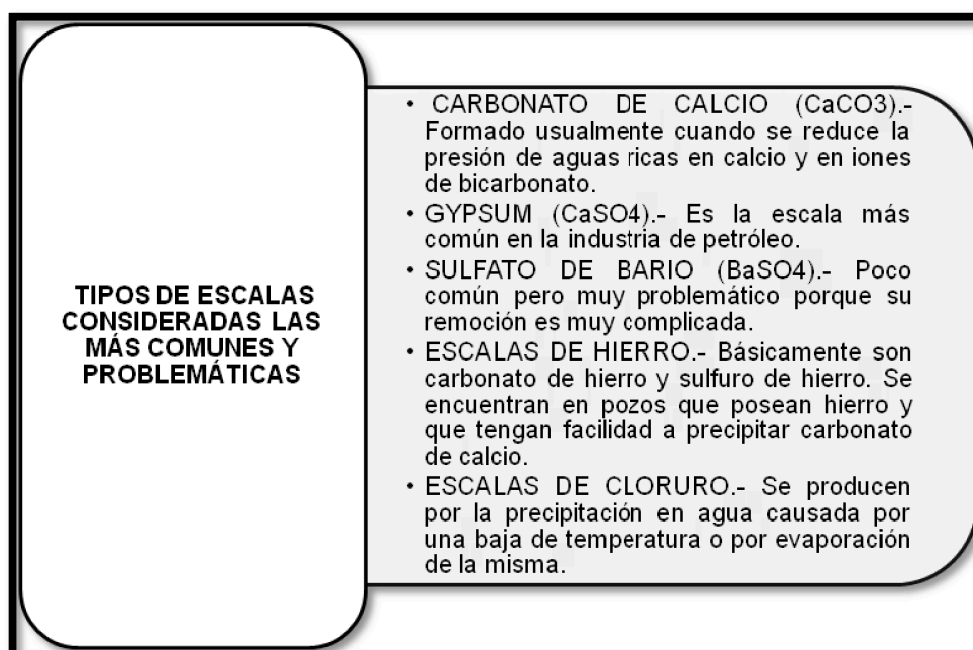
FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.10. Escalas.

Las escalas son químicos solubles en agua que se precipitaron fuera de la solución como una respuesta a algún cambio en las condiciones o al mezclado de aguas incompatibles. Las escalas pueden estar presentes en la tubería de producción, en las perforaciones y en la formación como se evidencia en la Figura 3.7. Las escalas más comunes en los pozos de petróleo son: el carbonato de calcio, sulfato de calcio y el sulfato de bario (Figura 3.14.). Estas escalas, están consideradas como uno de los problemas más comunes y perjudiciales para la normal producción de los pozos.

FIGURA 3.14: TIPOS DE ESCALAS CONSIDERADAS LAS MÁS COMUNES Y PROBLEMÁTICAS.



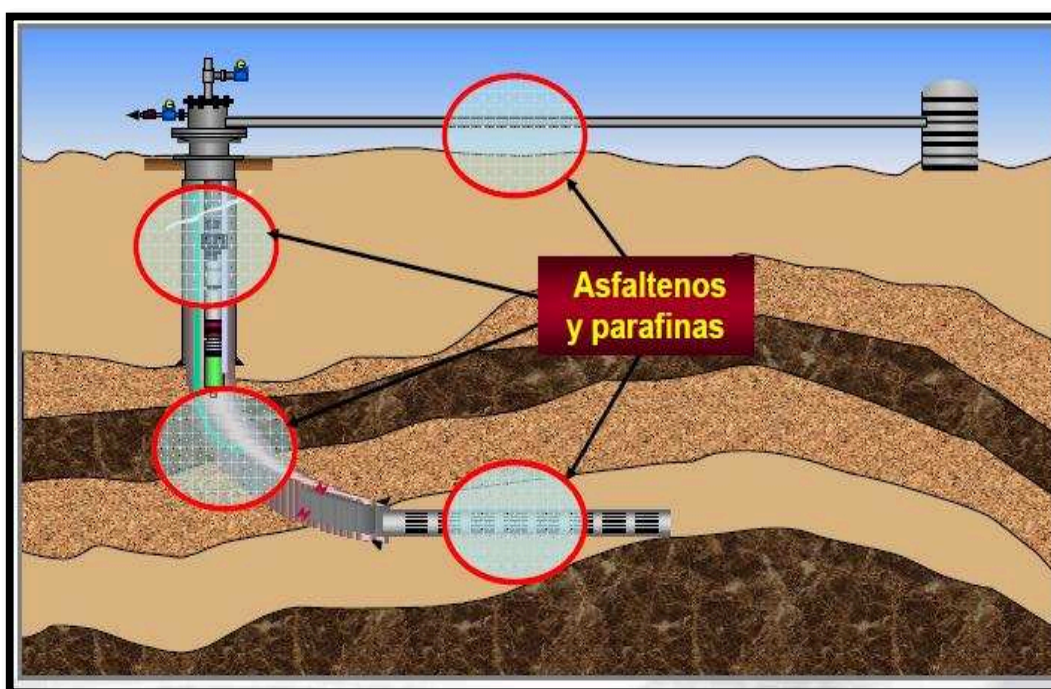
FUENTE: Schlumberger, BP.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.11. Depósitos orgánicos.

Los depósitos orgánicos son hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos) que se precipitan cuando la presión o la temperatura son reducidas. Usualmente, estos depósitos se pueden encontrar en la tubería, las perforaciones y la formación como se ilustra en la Figura 3.15. Los depósitos orgánicos no deben ser confundidos con otros tipos de depósitos conocidos como depósitos fangosos ya que estos son emulsiones viscosas producidas por la reacción entre cierto tipo de crudos y algunos ácidos o salmueras. Además, un depósito fangoso no es tan fácil de remover como un depósito orgánico (Houchin, 1986).

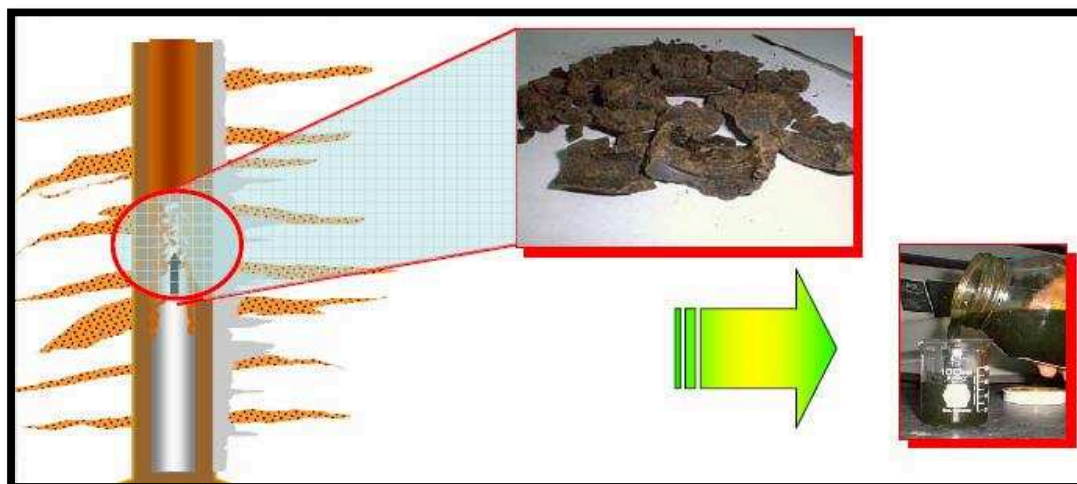
FIGURA 3.15: DEPÓSITOS ORGÁNICOS.



FUENTE: Petrobras.

MODIFICADO: Álvaro Román.

FIGURA 3.16: PRECIPITACIÓN DE PARAFINAS POR DISMINUCIÓN DE TEMPERATURA.

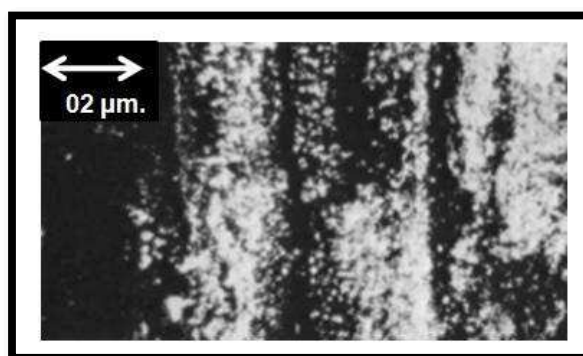


FUENTE: Petrobras.

MODIFICADO: Álvaro Román.

Existen ocasiones en las que la formación puede estar dañada por una combinación de depósitos orgánicos e inorgánicos como se visualiza en la Figura 3.17. donde la parte negra son depósitos orgánicos y la parte blanquecina es halita.

FIGURA 3.17: MEZCLA DE DEPÓSITOS ORGÁNICO E INORGÁNICO.



FUENTE: Schlumberger, BP.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.12. Emulsiones.

Las emulsiones son una combinación de dos o más fluidos inmiscibles (incluyendo gas) los cuales no se dispersan molecularmente en los otros. Una emulsión tiene dos fases, una externa llamada también continua o no dispersa y una fase interna o dispersa. La fase externa consiste de gotas suspendidas en la fase externa. Casi todas las emulsiones presentes en los pozos son producidas por la adición de una energía extra que produce la mezcla, cuando esta energía es retirada la emulsión desaparece rápidamente. Si la separación no ocurre, significa que hay una fuerza adicional actuando que mantiene a los fluidos emulsionados; las fuerzas más comunes modifican la fuerza de la película de la superficie de la interface por una reacción química, precipitación, la suma de partículas finas mojadas, cargas eléctricas, o altas viscosidades (Hoover, 1970).

Los cambios en el pH afecta la estabilidad de las emulsiones. Generalmente, el agua usada y los tratadores operan con pH de 6 a 7 pero si se sigue un tratamiento de ácidos, el pH puede bajar a 4 y podrían aparecer emulsiones. Cuando se va a aplicar un tratamiento ácido y existe la posibilidad de crear emulsiones por el tipo de crudo presente en el pozo, el pozo debe estar provisto de puertos de inyección de químicos con el propósito de inyectar quebradores de emulsiones o desemulsificadores.

3.3.1.13. Cambios de la mojabilidad.

Taponamientos o alteraciones en la formación pueden ser producidos por el cambio de la permeabilidad relativa del líquido que se encuentra en la formación. La permeabilidad relativa puede reducir la permeabilidad efectiva de un fluido particular con porcentajes incluso mayores al 80%. La mojabilidad y la permeabilidad relativa

están relacionadas directamente con la cantidad del fluido fluyente y con la presencia de surfactantes y tipos de crudo. La mojabilidad está medida por el ángulo de contacto que forma una gota de fluido con la superficie. Los yacimientos en estado natural pueden ser humectados por agua, por petróleo o presentar una humectabilidad neutral dependiendo de los surfactantes presentes en el fluido (Hausler, 1978). Cuando el fluido humectante es el agua existe una mayor facilidad para fluir y producir petróleo y viceversa cuando la roca es humectada por petróleo se torna más fácil la producción de agua; por lo que de los dos escenarios presentados, el que muestra mayor conveniencia es el primero.

3.3.1.14. Bacterias.

El mundo no estéril de la producción de petróleo es el medio adecuado para la presencia de cientos de microorganismos. Pero, solamente un pequeño conjunto de los mismos causan inconvenientes por lo que consumen y por los productos de su consumo (Shuler, 1995). (Tabla 3.5)

TABLA 3.5. : AMBIENTES Y CONDICIONES EN LOS QUE LAS BACTERIAS PUEDEN EXISTIR.

CONDICIONES	RANGO (DESDE - HASTA)	
TEMPERATURA	12 F	>250 F
TEMPERATURA	-11C	>120 C
Ph	1	11
SALINIDAD	0%	30%
PRESIÓN	0 psi	25 0000 psi

FUENTE: Schlumberger, BP.

Las bacterias se clasifican en tres grupos, puntualizados en la Figura 3.18.

FIGURA 3.18. : CLASIFICACIÓN DE BACTERIAS.

AERÓBICAS	ANAERÓBICAS	FACULTATIVAS
<ul style="list-style-type: none"> • Bacterias que requieren oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> • Bacterias que no requieren oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> • Bacterias que para crecer pueden y no pueden requerir oxígeno

FUENTE: Schlumberger, BP.

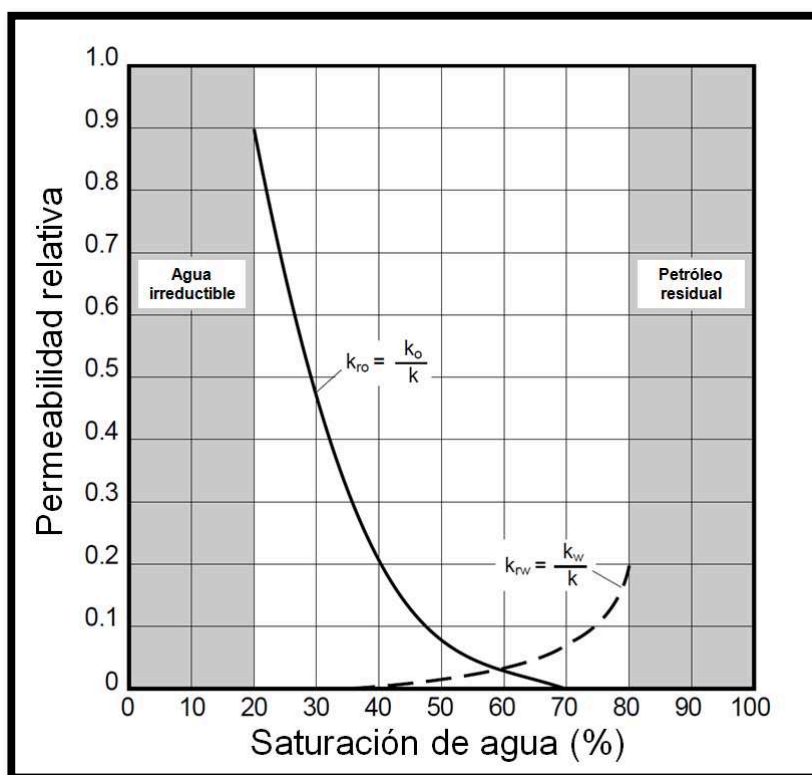
ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.3.1.15. Bloque de agua.

Los bloques de agua son un caso especial de problemas de permeabilidad relativa. En uno de estos bloques, el agua ocupa los espacios disponibles para fluir (poros y fracturas naturales) lo que reduce la capacidad del crudo para moverse y salir al pozo. Los casos más severos de bloques de agua son observados en formaciones de baja presión, baja permeabilidad y en productoras de gas.

El agua puede causar bloqueo en las rocas de baja permeabilidad como se observa en la Figura 3.19.

FIGURA 3.19. : BLOQUE DE AGUA.



SI SE INCREMENTA LA SATURACIÓN DE AGUA DE UN 20% A UN 35%, SE REDUCE LA PERMEABILIDAD RELATIVA DEL PETRÓLEO DE 90% HASTA 30%

FUENTE: Schlumberger, BP.

MODIFICADO: Álvaro Román.

3.4. DETERMINACIÓN DE LA TÉCNICA ADECUADA DE ESTIMULACIÓN.

3.4.1. DETERMINACIÓN DEL TRATAMIENTO CORRECTO.

A este punto del estudio, se debe haber ya identificado pozos con bajo rendimiento cuyo aumento en producción genere una utilidad económica y cuyo problema o

problemas radiquen en la presencia de daño en la formación, cuyo origen además, ya debe estar identificado; el siguiente paso es determinar el tratamiento a ser utilizado.

La información necesaria para un adecuado tratamiento de estimulación matricial debe ser como se detalla en la Figura 3.20.

FIGURA 3.20. : INFORMACIÓN NECESARIA PARA SELECCIONAR TIPO DE ESTIMULACIÓN.

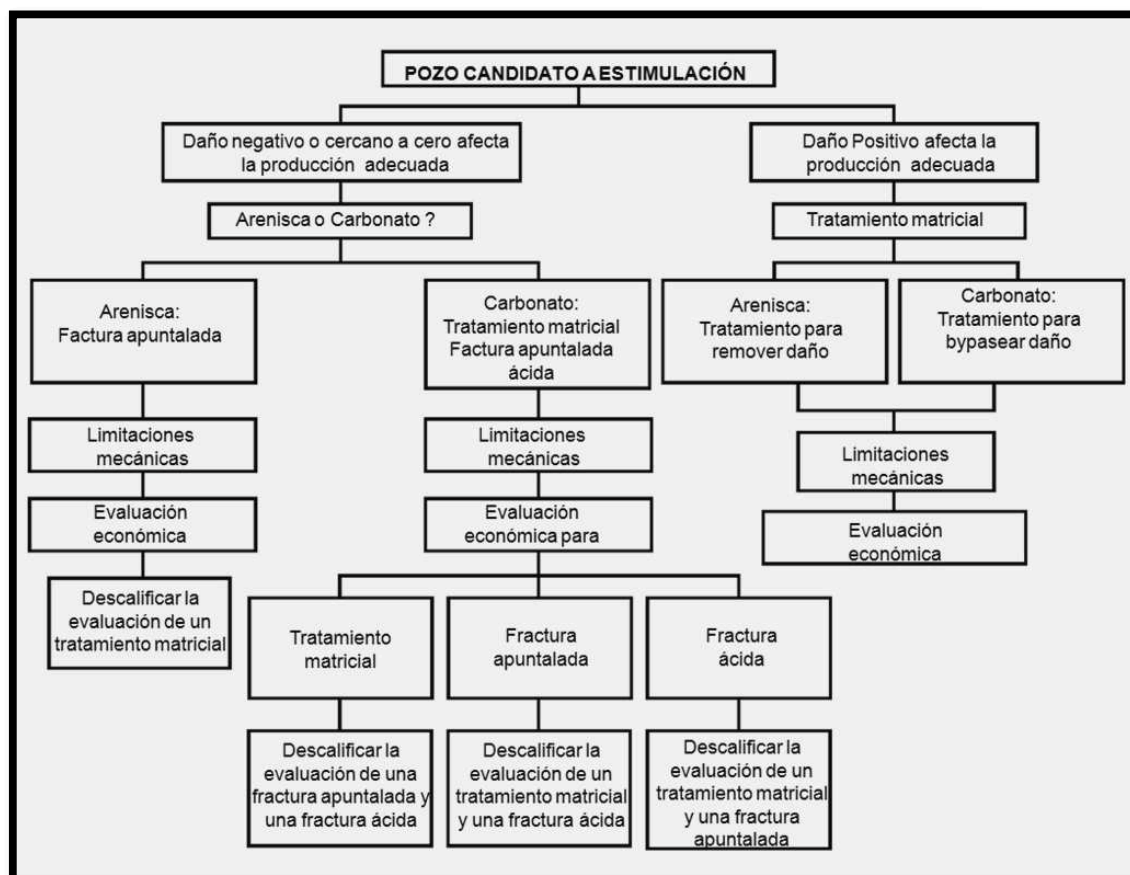


FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

En la Figura 3.21. se puede apreciar un árbol que contribuirá a tomar una decisión adecuada del tipo de tratamiento que se deba aplicar.

FIGURA 3.21. : ÁRBOL DE DECISIÓN PARA SELECCIONAR UN TIPO DE TRATAMIENTO.



FUENTE: Schlumberger, Shell.

MODIFICADO: Álvaro Román.

Como se puede evidenciar en la figura el objetivo de la producción es el que determina la técnica de estimulación apropiada. Si el objetivo de producción puede ser alcanzado con un efecto de 10% de daño original en areniscas y -2 hasta -3 en carbonatos, la aplicación de una estimulación matricial sería adecuada y económicamente rentable. Para arenisca la única alternativa de estimulación es una fractura hidráulica, en cambio, para los carbonatos (dolomitas o calizas) también habría la posibilidad de aplicar una fractura ácida.

3.4.2. TÉCNICAS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.

Existen dos tipos de tratamientos para pozos de petróleo y gas. El primero es una limpieza del pozo usando químicos y/o métodos mecánicos. El segundo es propiamente una estimulación matricial mediante la inyección de fluidos para tratar la región cercana al pozo.

3.4.2.1. LIMPIEZA DE POZO.

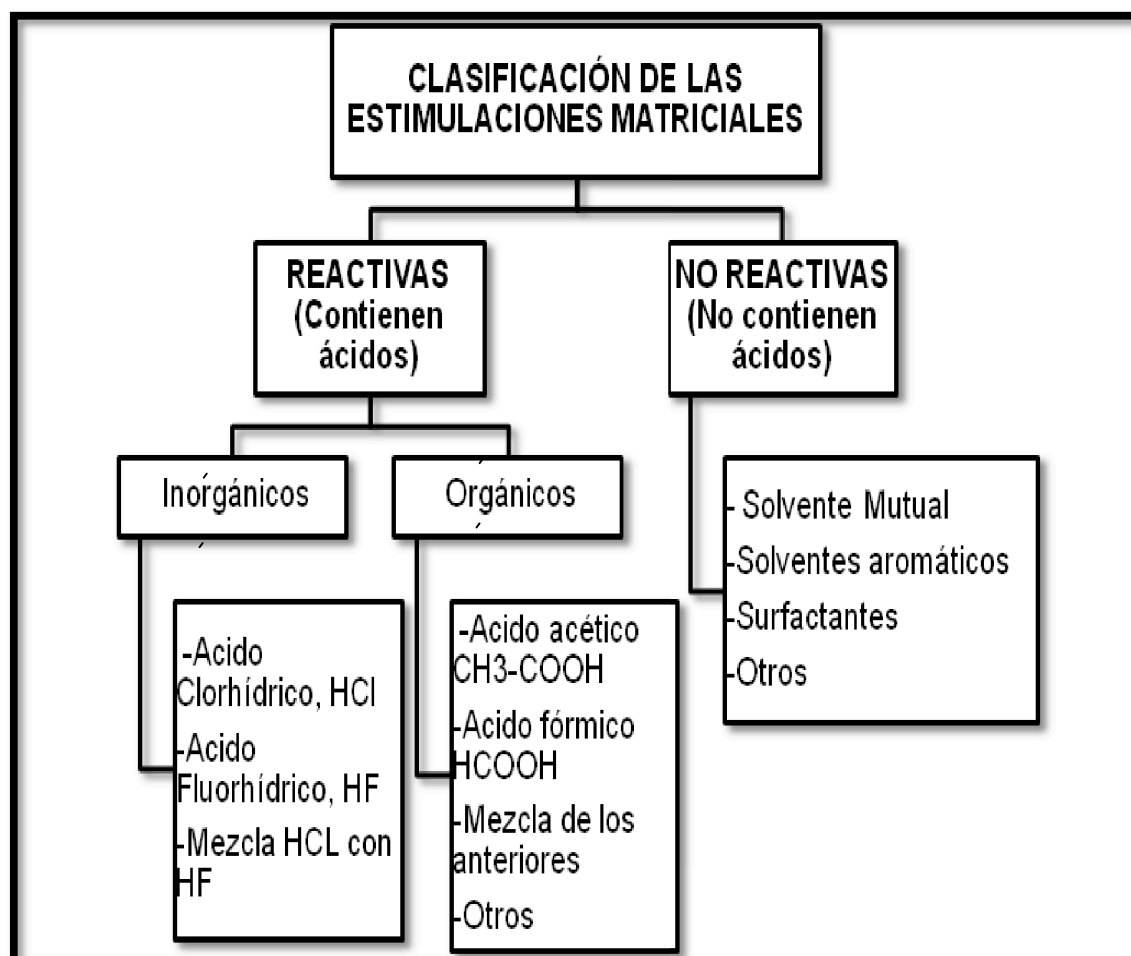
La limpieza del pozo es usualmente usada para remover escalas, parafinas, bacterias o materiales en la tubería de producción, en el revestimiento o en los empaquetamientos de grava. Usualmente para estos tratamientos se usa ácido o solvente para empapar el pozo. Los parámetros a considerar para un diseño adecuado de limpieza son: la ubicación o colocación de la técnica, químico adecuado, tiempo de remoje. La agitación o el bombeo con coiled tubing pueden asegurar mejores resultados y acelerar la remoción del daño presente.

3.4.2.2. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

Este proceso consiste en la inyección de secuencias de diferentes fluidos a través de la tubería de producción, la tubería de perforación o coiled tubing a una presión por debajo de la presión de fractura de la formación.

Existen diferentes tipos de estimulaciones matriciales, en función de los fluidos a usar, son presentados en la Figura 3.22.

FIGURA 3.22. : CLASIFICACIÓN DE LAS ESTIMULACIONES MATRICIALES.



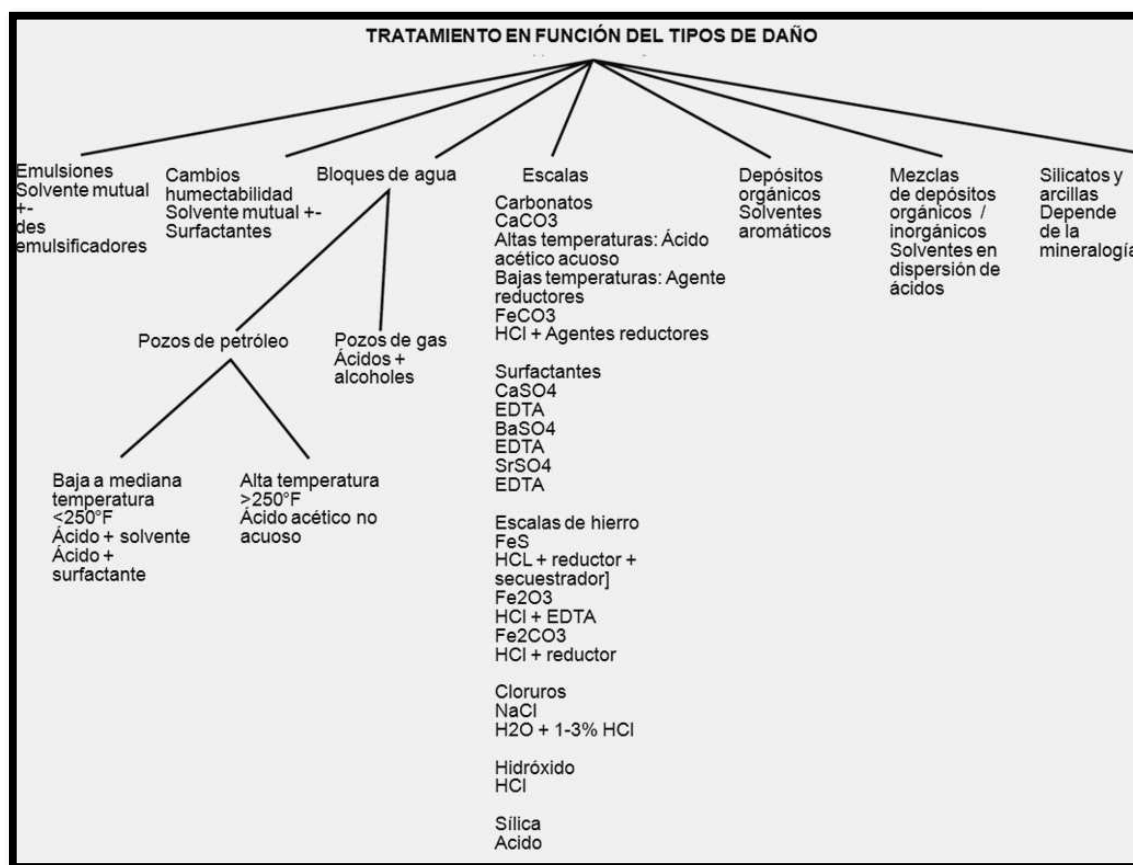
FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.4.3. SELECCIÓN DEL FLUIDO Y ADITIVO PARA EL TRATAMIENTO.

La selección de un fluido adecuado es determinante para el éxito de cualquier tratamiento de estimulación matricial. En la Figura 3.23., se ilustra los tipos de tratamientos que deberían aplicarse dependiendo del tipo de daño existente.

FIGURA 3.23. : TRATAMIENTO EN FUNCIÓN DEL TIPO DE DAÑO.



FUENTE: Schlumberger, Chevron.

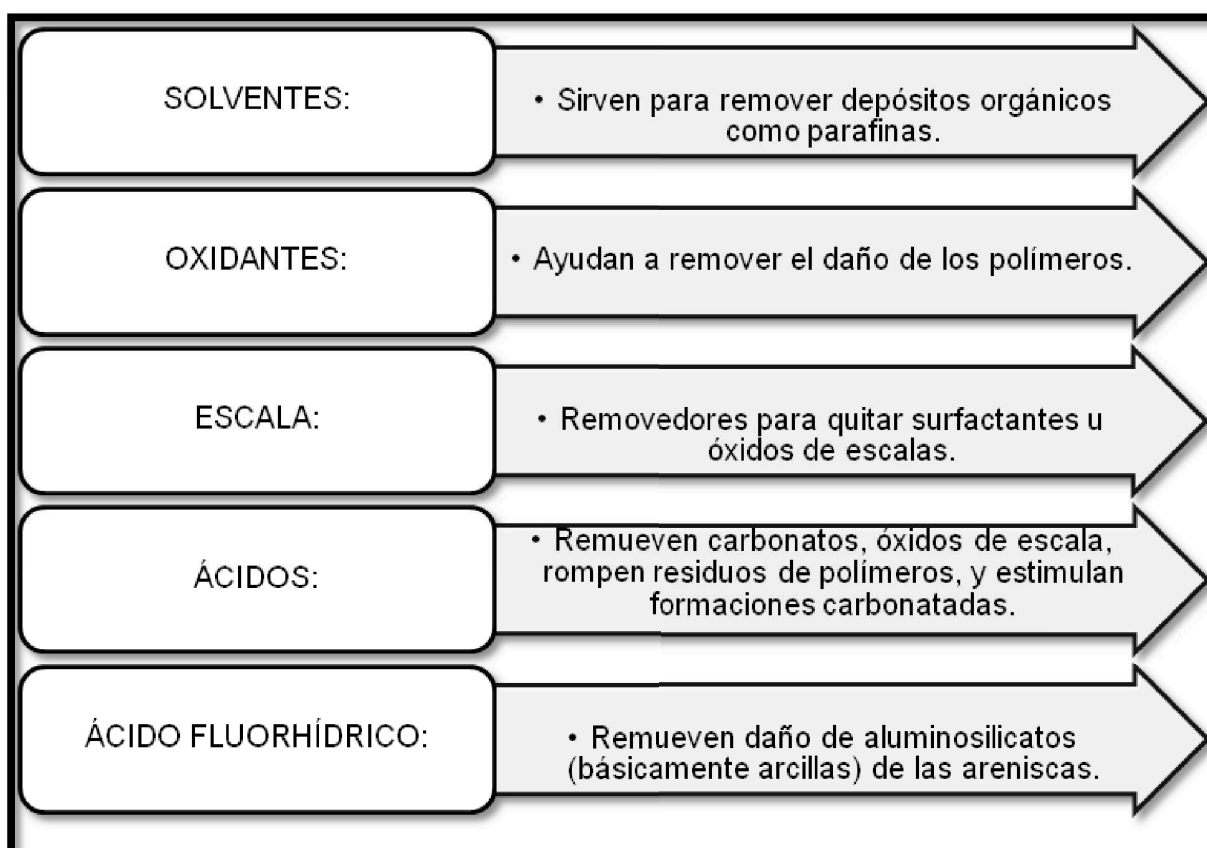
MODIFICADO: Álvaro Román.

Cualquier tipo de tratamiento que se use puede fracasar si no se usa el aditivo adecuado. El fluido de tratamiento debe estar diseñado para remover o bypasear el daño, prevenir emulsiones, prevenir precipitaciones, prevenir reacciones de productos, con fines de limpieza.

La selección del tipo de fluido es un paso muy importante en el proceso ingenieril. Múltiples fluidos (sistemas de fluidos) y aditivos son necesarios usar para una estimulación, basados en la litología, mecanismo de daño y las condiciones del pozo.

Cada fluido, a su debido tiempo, es una parte importante del tratamiento y cumple una función específica en el mismo. Aunque, la selección del fluido es un proceso complejo debido a los varios factores involucrados, se puede decir que el principal tratamiento, consiste en disolver o dispersar el daño presente en las areniscas y permitir a los productos solubles o sólidos fluir fuera del pozo; si se tratase de carbonatos, el objetivo es bypasear el daño con ácido o disolverlo con solvente (R. Thomas, 2000). Los principales tratamientos se pueden categorizar de acuerdo a lo expuesto en la Tabla 3.24.

FIGURA 3.24. : FUNCIONES DE CADA TIPO DE TRATAMIENTO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.



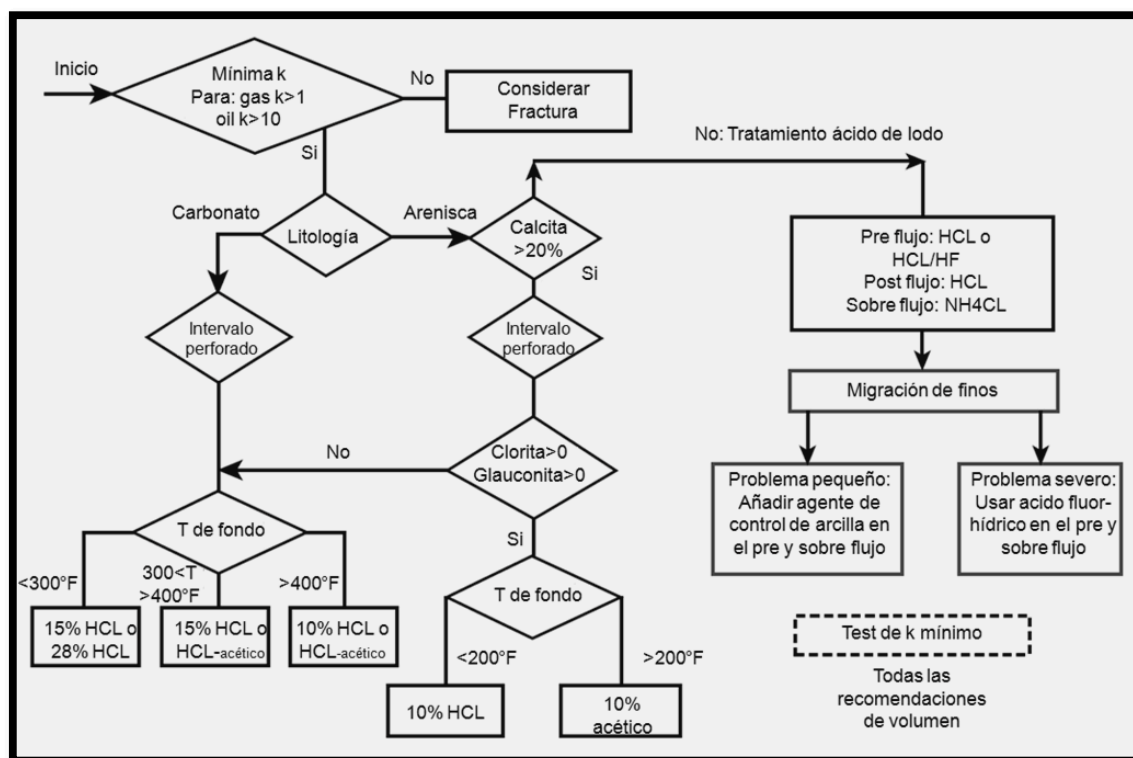
FUENTE: Schlumberger, Shell.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

En ocasiones, existe la presencia de varios daños por lo que se debe utilizar distintos tipos de fluidos para removerlos e incluso surge la necesidad de combinar fluidos en uno solo, cuando esto ocurra, se debe analizar la compatibilidad de los mismos y su efectividad.

La formulación de un fluido para una estimulación matricial ácida incluye la selección del fluido actuador y sus respectivos pre y post flujo. En la Figura 3.25. se puede apreciar un árbol de decisión para facilitar la selección correcta de un fluido para estimular areniscas o carbonatos.

FIGURA 3.25. : DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA SELECCIÓN DE UN FLUIDO.



FUENTE: Schlumberger, Shell.

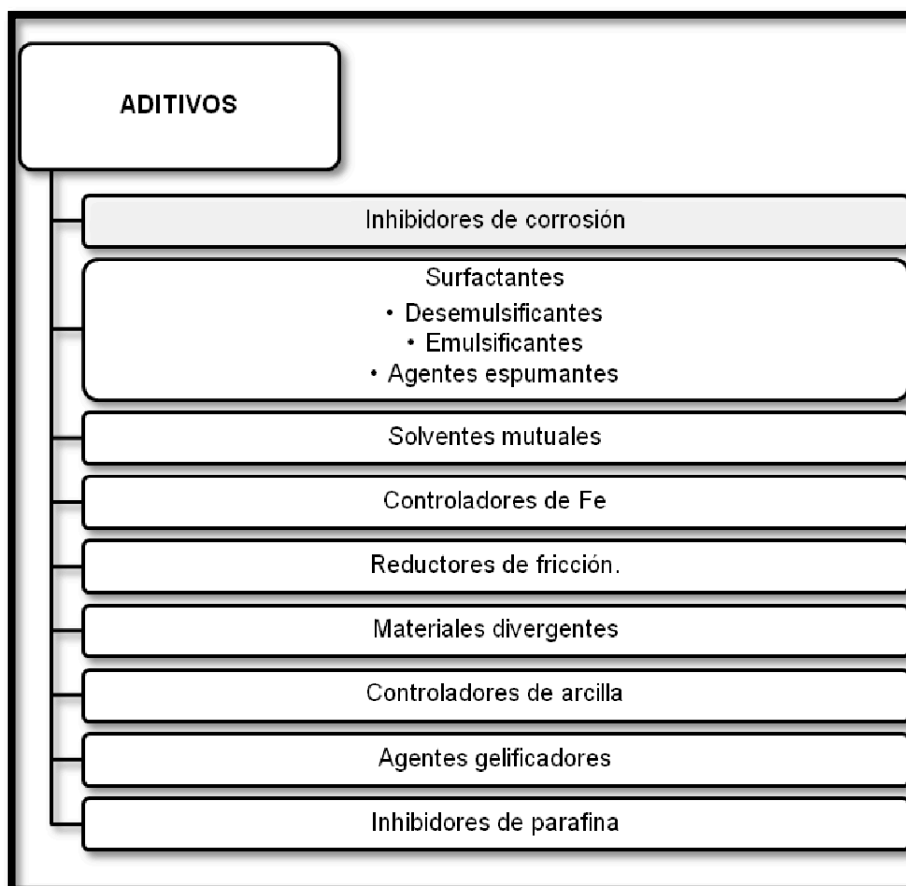
ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Los pozos de petróleo son más complicado de tratar que los de gas por el potencial de emulsión que poseen, la mojabilidad y la facilidad de formación de lodos.

3.4.4. ADITIVOS

Los aditivos más comunes a usarse en procesos de estimulación se enumeran en la Figura 3.26.

FIGURA 3.26. : ADITIVOS.



FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Los motivos por los que se deben usar aditivos se detallan en la Figura 3.27.

FIGURA 3.27. : MOTIVOS PARA USAR ADITIVOS EN TRABAJOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL.



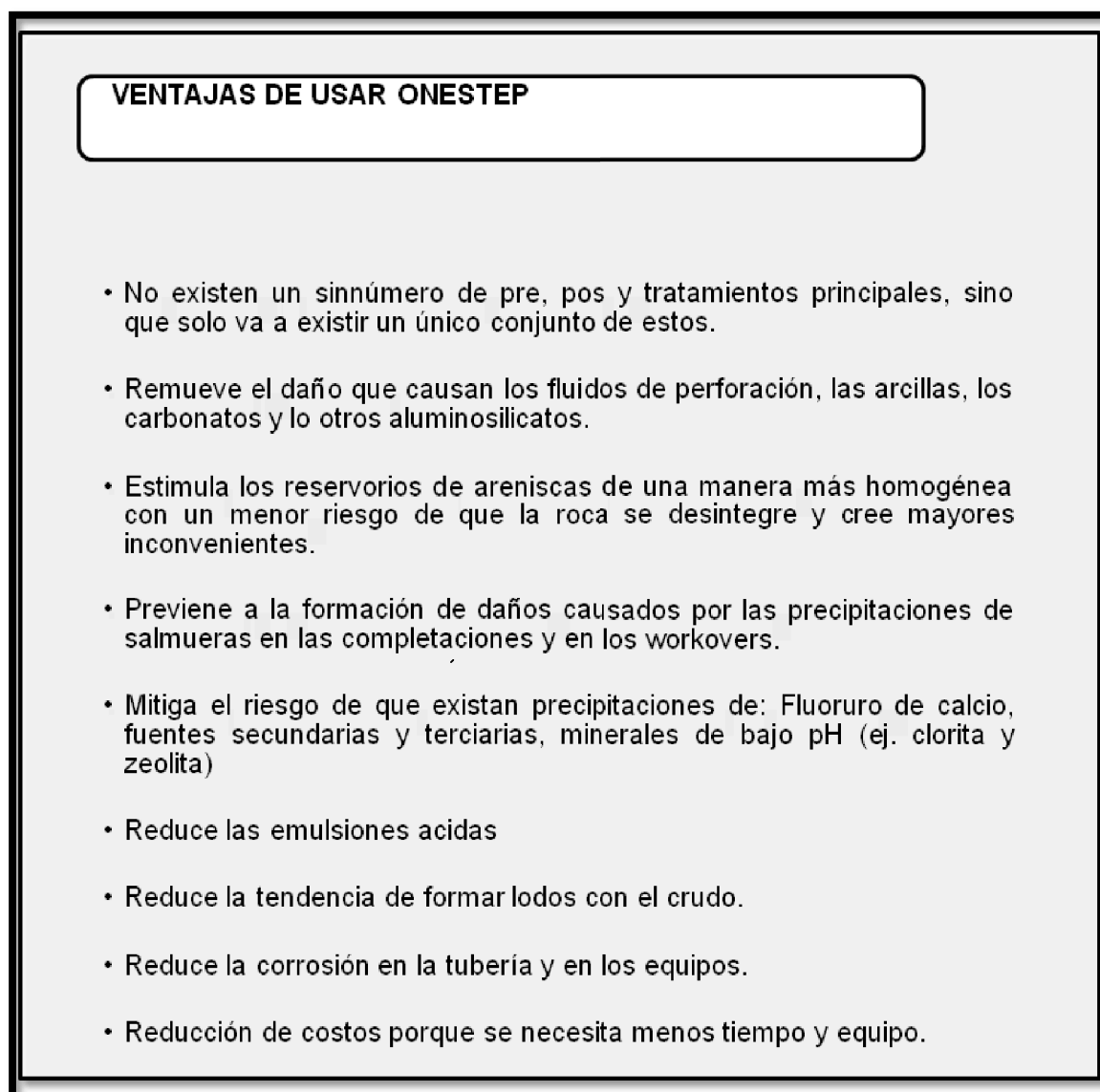
FUENTE: Petrobras.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.5 ONESTEP

3.5.1 INTRODUCCIÓN

- “OneSTEP, es un sistema de fluido simplificado para estimular areniscas de alta temperatura (200-375 °F) con un total de carbonato y arcillas mayores al 5%” (Schlumberger, 2008)
- El sistema OneSTEP posee la característica de ser bombeado con una única etapa, diferenciándose de sus antecesores sistemas de acidificación que requerían diferentes etapas de pre flujo, de tratamiento principal y de post flujo.
- Al tener un pH de aproximadamente de 5.5, aparte de las ventajas técnicas, contribuye al ambiente, la seguridad y la salud, factores de gran importancia al realizar el trabajo operativo.
- Al compararlo con los tratamientos convencionales en los que se usa HF, OneSTEP posee las ventajas expuestas en la Figura 3.28..

FIGURA 3.28. : VENTAJAS ONESTEP.

FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Gráficamente, se puede apreciar las ventajas de estimular con fluido OneSTEP la matriz en la Figura 3.29.

FIGURA 3.29. : VENTAJAS DE APLICAR ONESTEP (FOTOMICROGRAMAS).



FUENTE: Schlumberger.

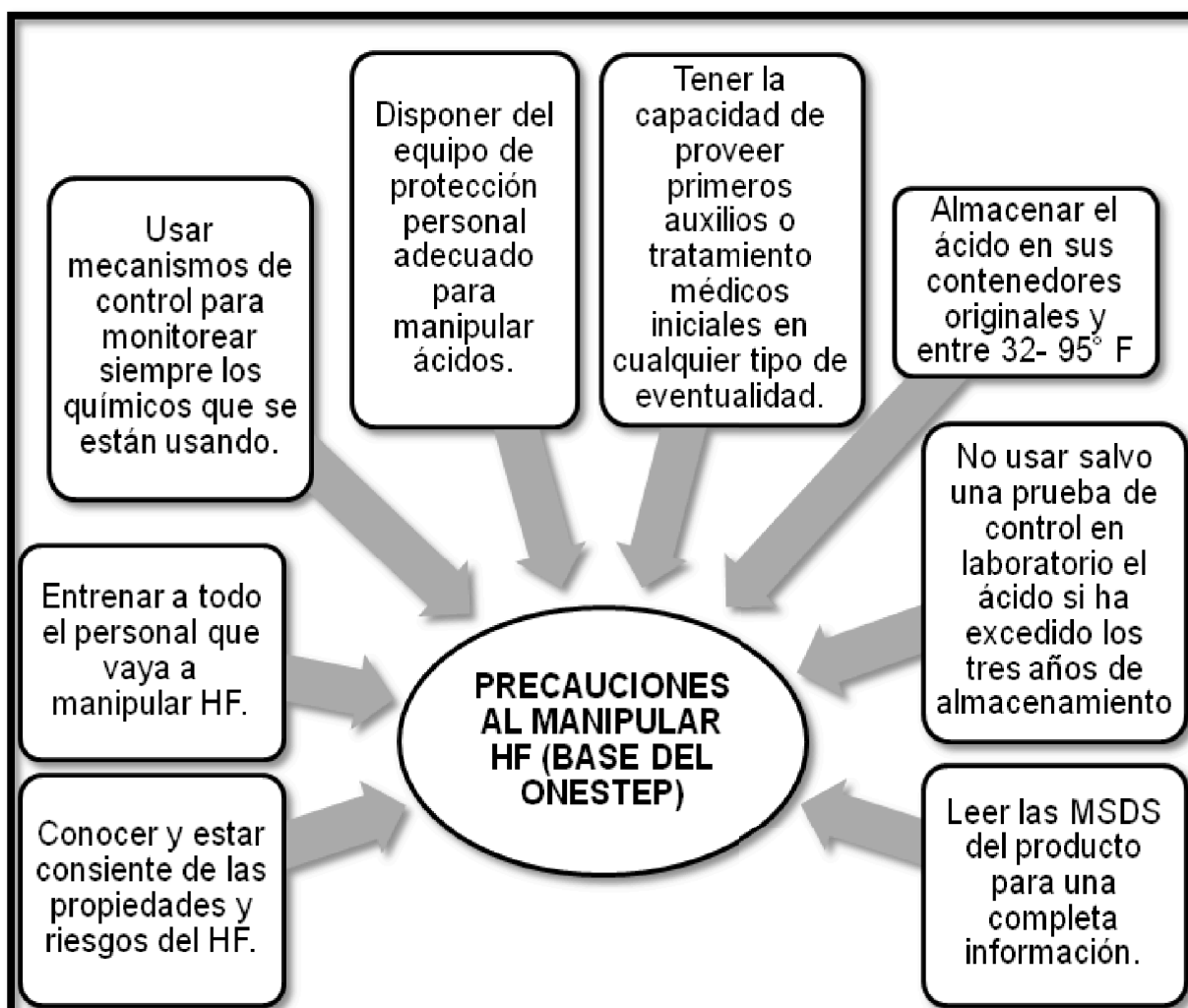
ELABORACIÓN: Álvaro Román.

3.5.2. PELIGROS Y PRECAUCIONES

Siempre que se usen ácidos existen normas, reglas y conductas apropiadas que deben estar asociadas a la manipulación, el transporte, la mezcla, el bombeo y la limpieza para evitar consecuencias no deseables que atenten contra la salud o el ambiente en cualquiera de estos procesos.

Las medidas preventivas detalladas en la Figura 3.30, deben ser aplicadas en cualquier proceso que se use ácido fluorhídrico (Base del OneSTEP).

FIGURA 3.30. : PRECAUCIONES AL MANIPULAR HF (BASE DEL ONESTEP).



FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

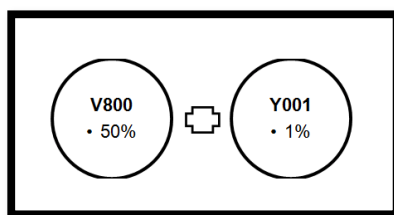
3.5.3. DISEÑO Y COMPOSICIÓN DEL FLUIDO ONESTEP

En los pozos candidatos para aplicar estimulación matricial con fluido OneSTEP se recomienda que exista un total de arcilla y carbonato mayor que el 5%.

La concentración habitual de componentes para formar OneSTEP se muestra en la Figura 3.31.

Para respetar la propiedad intelectual del producto, se va a usar solo los nombres comerciales de los componentes.

FIGURA 3.31. : CONCENTRACIONES HABITUALES PARA FORMAR ONESTEP.



FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 3.6. : RECOMENDACIONES PARA APLICAR TRATAMIENTO ONESTEP.

% DE ARCILLA Y CARBONATO	FACTORES A CONSIDERAR	DAÑOS TRATABLES POR ONESTEP
>5%	Temperatura	Escalas (ej. calcita, siderita, etc.)
	Mineralogía	Arcillas hinchadas.
	Permeabilidad	Migración de arcillas
	Porosidad	Daños por fluido de perforación
	Caudal de bombeo	
	Volumen del fluido	
	Composición del fluido	

FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Además de esta recomendación, se deben considerar otros factores de los cuales también va a depender la efectividad del tratamiento, y su respectiva acidificación. Tales factores se describen en la Tabla 3.6. Tomando en cuenta los factores anteriores los porcentajes en la mezcla deben variar de acuerdo con lo detallado en la Tabla 3.7. y Tabla 3.8.

TABLA 3.7. : DOSIFICACIÓN SLB DE TRATAMIENTO ONESTEP .

TEMPERATURAS ENTRE 200 A 275°F								
CONTENIDO DE ARCILLA (%)	<10%				>10%			
CONTENIDO DE CARBONATO (%)	<5	5-10	10-15	>15	<5	5-10	10-15	>15
CANTIDAD DE V800 (%)	30	40	50	50	40	50	60	50
CANTIDAD DE Y001 (%)	1	1	1	0.7	1	1	0.7	0.4

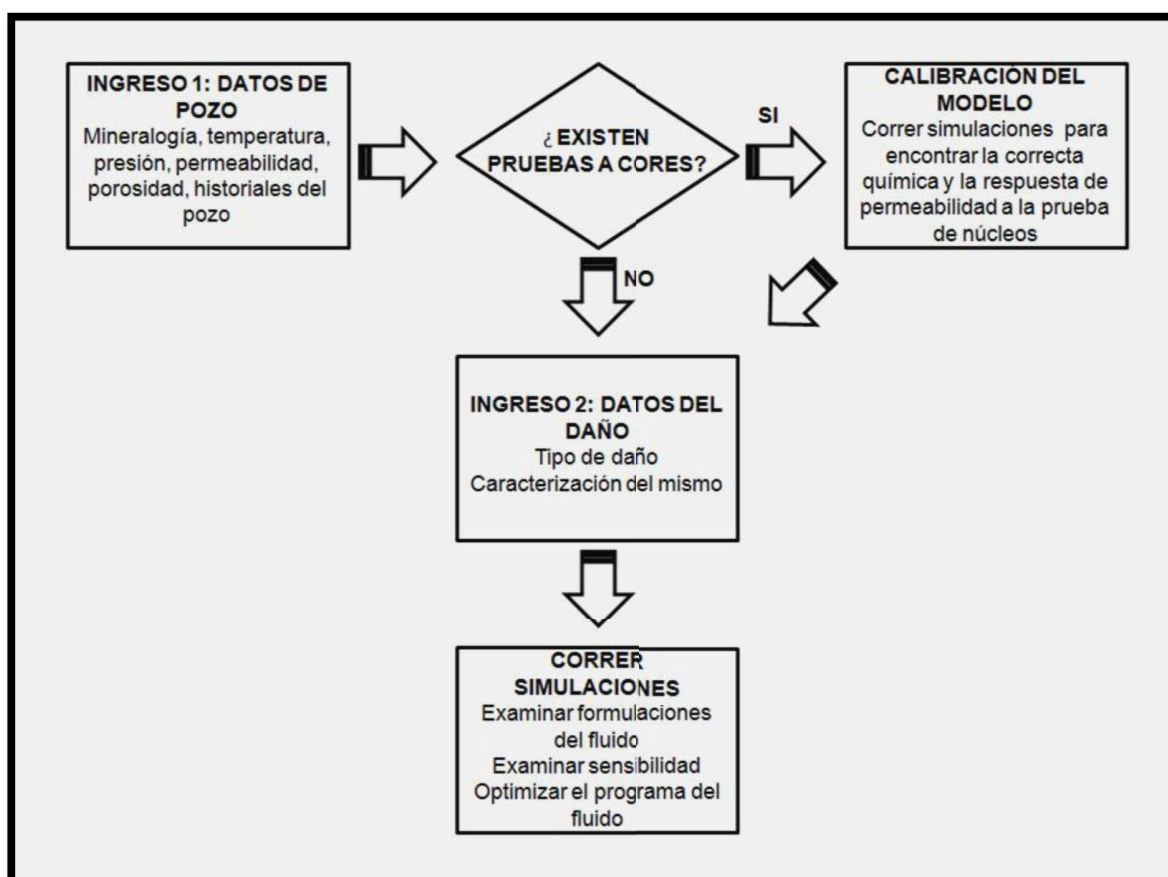
TABLA 3.8. : DOSIFICACIÓN DE TRATAMIENTO ONESTEP RECOMENDADO POR SCHLUMBERGER A ALTAS TEMPERATURAS.

TEMPERATURAS ENTRE 275 A 375°F								
CONTENIDO DE ARCILLA (%)	<10%				>10%			
CONTENIDO DE CARBONATO (%)	<5	5-10	10-15	>15	<5	5-10	10-15	>15
CANTIDAD DE V800 (%)	30	40	50	50	40	50	60	50
CANTIDAD DE Y001 (%)	1	0.8	0.6	0.4	1	0.7	0.5	0.3

3.5.4. OPTIMIZACIÓN DEL VOLUMEN DEL TRATAMIENTO HACIENDO USO DEL SOFTWARE VIRTUAL LAB.

Virtual Lab es un simulador para acidificaciones ácidas en areniscas. Dentro de los procesos de optimización que posee esta herramienta también se encuentra incluida la mejora del tratamiento OneSTEP, cuyo procedimiento se describe en la Figura 3.32.

FIGURA 3.32. : DIAGRAMA DE FLUJO DE VIRTUAL LAB PARA OPTIMIZAR TRATAMIENTOS DE ACIDIFICACIÓN A ARENISCAS.



FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

3.5.5. INHIBIDORES DE CORROSIÓN

El inhibidor de corrosión recomendado para este tipo de tratamiento cuando se use tubería N80 o tubería de Coiled Tubing es el inhibidor A272. Su concentración y tiempo de protección se ilustran en la Tabla 3.9.

TABLA 3.9. : CONCENTRACIONES DE INHIBIDOR DE CORROSIÓN.

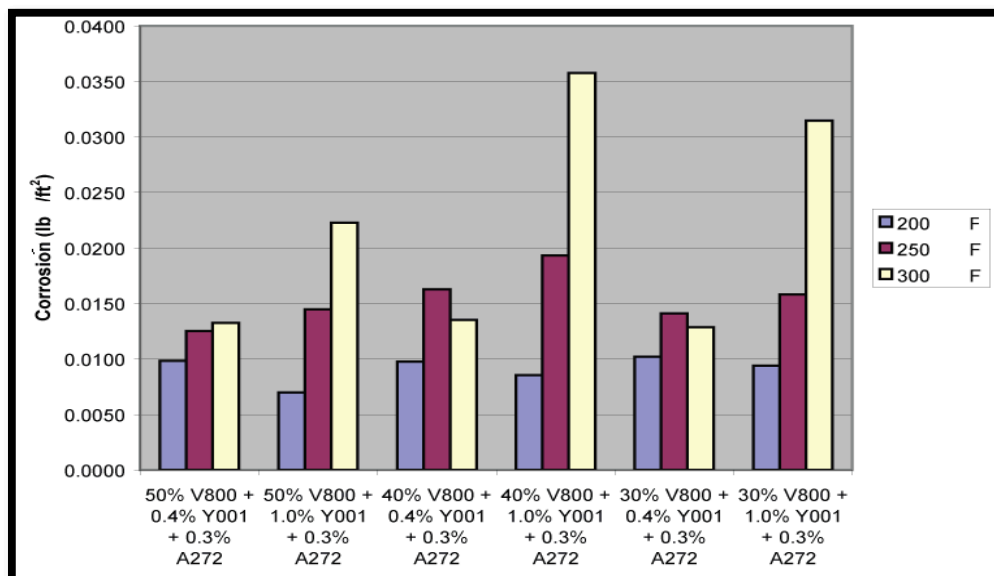
TEMPERATURA (°F)	TIEMPO DE PROTECCIÓN (h)	CONCENTRACIÓN DE A272 (gal A272/1000gal totales)
200-300	12	3
300-375	12	5
300-375	24	10

FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

Las velocidades de corrosión para las tuberías 13Cr y P110 se ilustran en las Figura 3.33. y Figura 3.34.

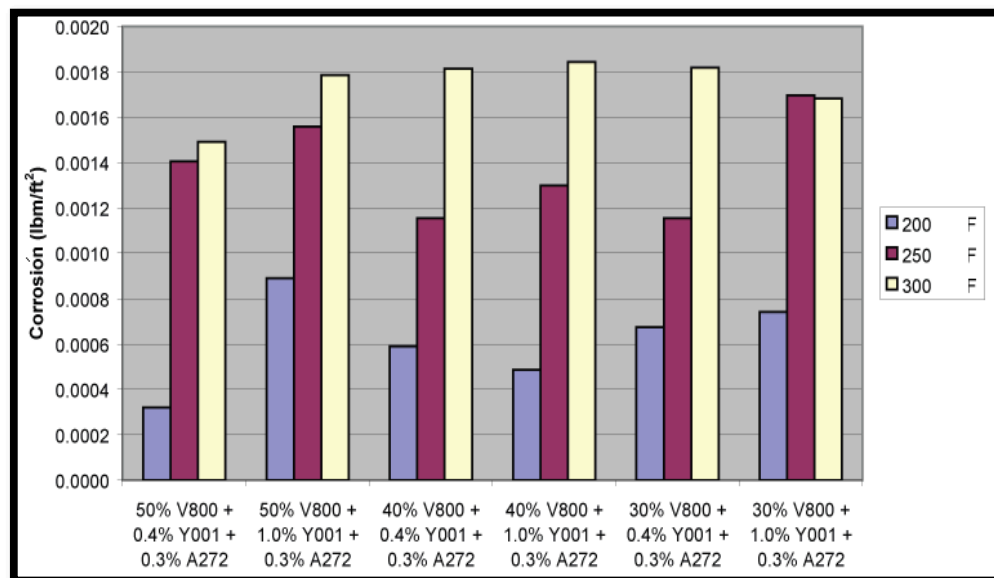
FIGURA 3.33. : VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA TUBERÍA 13Cr.



FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

FIGURA 3.34. : VELOCIDAD DE CORROSIÓN PARA TUBERÍA P110.



FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

3.5.6. INCOMPATIBILIDADES CON OTROS FLUIDOS

Otro de los aspectos cruciales en una estimulación matricial es seleccionar aparte de los fluidos adecuados que estos sean compatibles entre ellos.

De los fluidos que comúnmente se usan para este tipo de procesos se enlista y detalla en la Tabla 3.10 la compatibilidad o no con OneSTEP para tener precaución antes de mezclarlos.

TABLA 3.10. : COMPATIBILIDAD DE ONESTEP CON OTROS FLUIDOS Y ADITIVOS COMUNES.

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (%)	OBSERVACIÓN	COMPATIBILIDAD
A272	0.5	Disperso inicial, pero separado en el lapso de 0.5-1 h.	Si
U066	10	Separación de fase	No
U067	5	Soluble	Si
F100	1	Disperso	Si
F103	0.1	Disperso	Si
F105	0.1	Dispersión nublosa	Si
W060	0.5	Dispersión	Si
U820		Alta concentración de sodio	No
U821		Alta concentración de sodio	No
2% KCl		Alta concentración de Na	No

ADITIVO	CONCENTRACIÓN (%)	OBSERVACIÓN	COMPATIBILIDAD
DIESEL		Alta concentración de sodio	No
L066		Inhibidor usado en ScaleMAT	No

FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

3.5.7. PREPARACIÓN DEL FLUIDO EN CAMPO

Si los requerimientos son preparar 1000 gal de fluido las cantidades de químico a usar son los enunciados en la Tabla 3.11.

TABAL 3.11. : QUÍMICOS PARA 1000 GALONES DE FLUIDO ONESTEP.

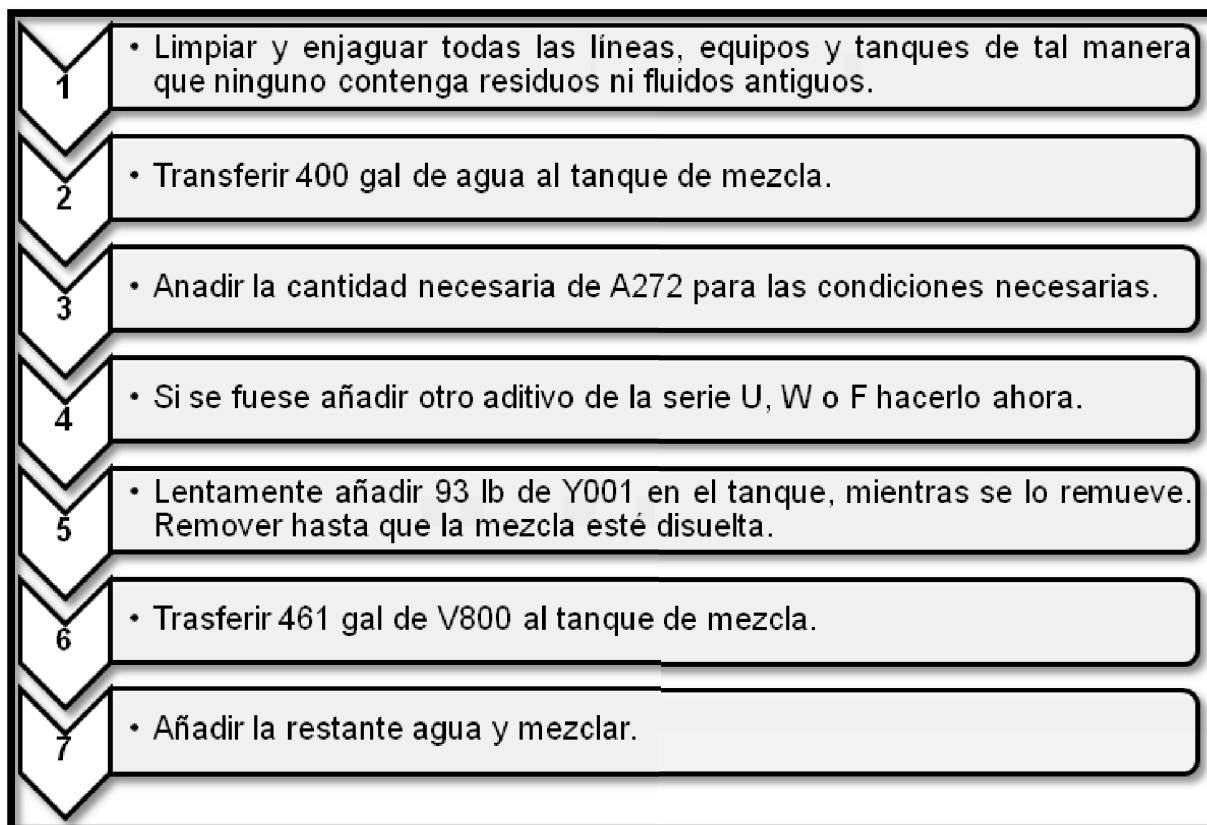
CÓDIGO DEL QUÍMICO	30% V800 + 1% Y001	40% V800 + 1% Y001	50% V800 + 1% Y001
V800	266 gal	362 gal	461 gal
Y001	89 lb	91 lb	93 lb
AGUA FRESCA	736 gal	642 gal	543 gal

FUENTE: Schlumberger.

MODIFICADO: Álvaro Román.

Los pasos para preparar 100 gal de fluido OneSTEP (ej. 50% V800,+1%Y001) se detalla en la Figura 3.35.

FIGURA 3.35. : MEZCLA DE QUÍMICOS PARA 1000 GALONES DE FLUIDO ONESTEP.



FUENTE: Schlumberger.

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El inhibidor de corrosión A272 tiende a quedarse en la superficie de la mezcla por lo que es recomendable que la mezcla se encuentre en constante remoción.

El pH del fluido OneSTEP debe estar siempre en un rango de 5 +/- 0.3. Si no se cumpliera este requerimiento se debe agregar M001 para incrementar el pH o H020 para disminuirlo.

Un estudio completo de diseño, una evaluación técnica económica y un análisis de resultados de usar fluido OneSTEP, para pozos de los Campos Auca y Culebra, se va a detallar en los siguientes capítulos

CAPÍTULO IV.

4 DISEÑO Y EVALUACIÓN DE ESTIMULACIONES MATRICIALES ONESTEP.

Para la elaboración de este capítulo se estudió el comportamiento de la producción y la situación actual de todos los pozos de los Campos Auca y Culebra.

Primero, se descartó todos aquellos pozos que habían sido abandonados (Ej. Auca 19, Auca 23, Auca 44) siendo los principales problemas de estos pozos: casing colapsado, pozos con pescados, pozos con casing rotos, etc. ya que una estimulación matricial no solucionaría en nada estos inconvenientes.

Luego, los pozos que fueron descartados son aquellos que en prueba de arenas resultaron sin éxito, tienen bajo aporte o cuyo BSW es demasiado alto (Ej. Auca 42, Auca 47, Auca 48, Culebra 4). En estos pozos se podría aplicar una estimulación matricial, pero el riesgo sería muy alto y los resultados podrían ser poco satisfactorios.

El tercer grupo de pozos que fueron descartados son aquellos que han declinado su producción o han sido cerrados por problemas mecánicos como fallas de las BES o se encuentran cerrados por algún tipo de problema mecánico como des asentamiento de packers. (Ej. Auca 17, Auca 57)

El siguiente grupo de pozos que se descartaron fueron los pozos que tienen un muy buen potencial de producción, no se encuentran dañados o han sido estimulados recientemente. (Ej. Auca 03, Auca 57, Auca 59, Auca 99).

Del análisis de núcleos realizado en el primer capítulo y con las especificaciones mostradas para usar fluido OneSTEP en el capítulo tres, el reservorio que presenta mayor compatibilidad a este fluido es Napo "U", no se descarta tampoco la posibilidad de usarlo en Napo "T", pero para su uso se debería re formular la concentración original de OneSTEP para lograr mejores compatibilidades y eficiencias. Para la

formación Hollín igual que para “T” se debería reformular el fluido OneSTEP o buscar alguna otra alternativa.

Finalmente, de todo el conjunto de pozos de los Campos Auca y Culebra se escogieron nueve pozos que son los principales candidatos para realizar un trabajo de estimulación matricial con fluido OneSTEP. De este grupo de pozos seleccionados se realiza un estudio completo de diseño y evaluación. Dicho estudio comprende: una caracterización minuciosa de los reservorios de estos pozos candidatos, análisis de registros eléctricos, pruebas de tendencias, historiales de reacondicionamientos, declinación de la producción, diagramas mecánicos de completación, análisis de build up, historiales de producción, análisis nodales actuales, análisis nodales a la fecha del último build up, dosificación y volumen de fluido OneSTEP, proyecciones de producción, conclusiones y recomendaciones para cada pozo específico.

Los pozos seleccionados son:

- AUCA 10.
- AUCA 52.
- AUCA 67.
- AUCA 70.
- AUCA 75.
- CULEBRA 01.
- CULEBRA 05.
- CULEBRA 07.
- CULEBRA 11.

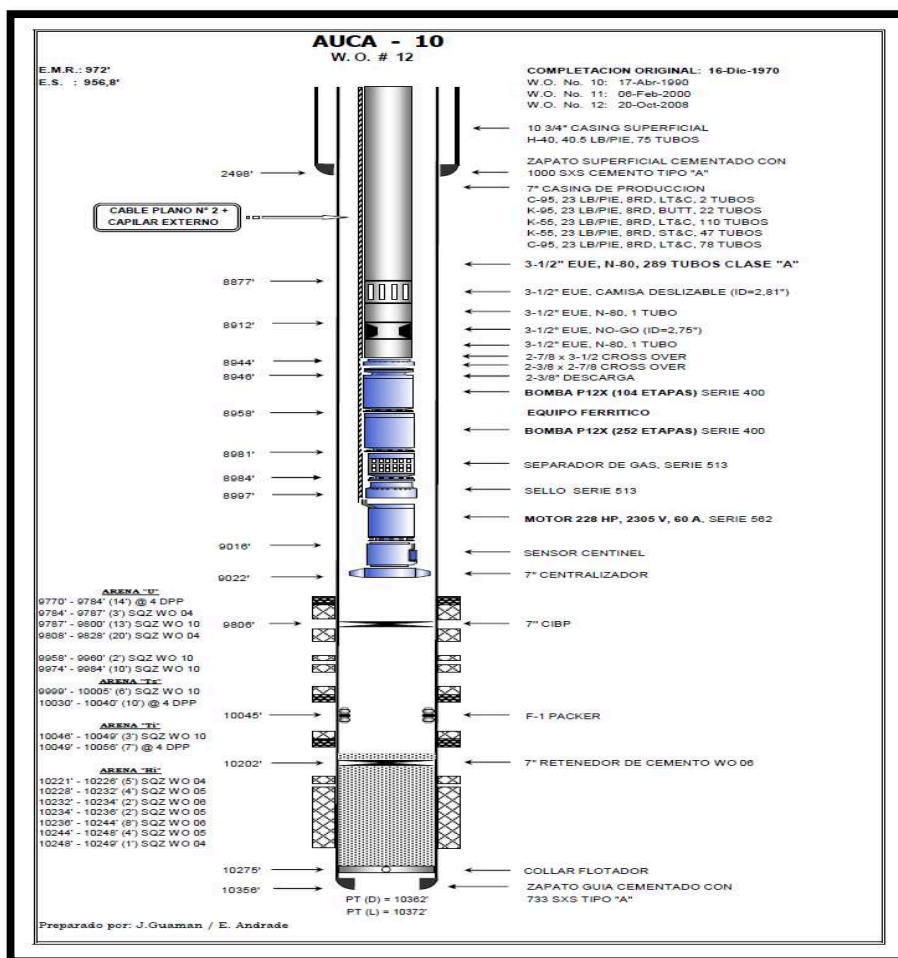
El estudio detallado para cada uno de los pozos mencionados se encuentra a continuación:

4.1. DISEÑOS Y EVALUACIONES PARTICULARES PARA CADA POZO CANDIDATO.

4.1.1. POZO: AUCA 10. FORMACIÓN: "U".

4.1.1.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 10 (Figura 4.1.)

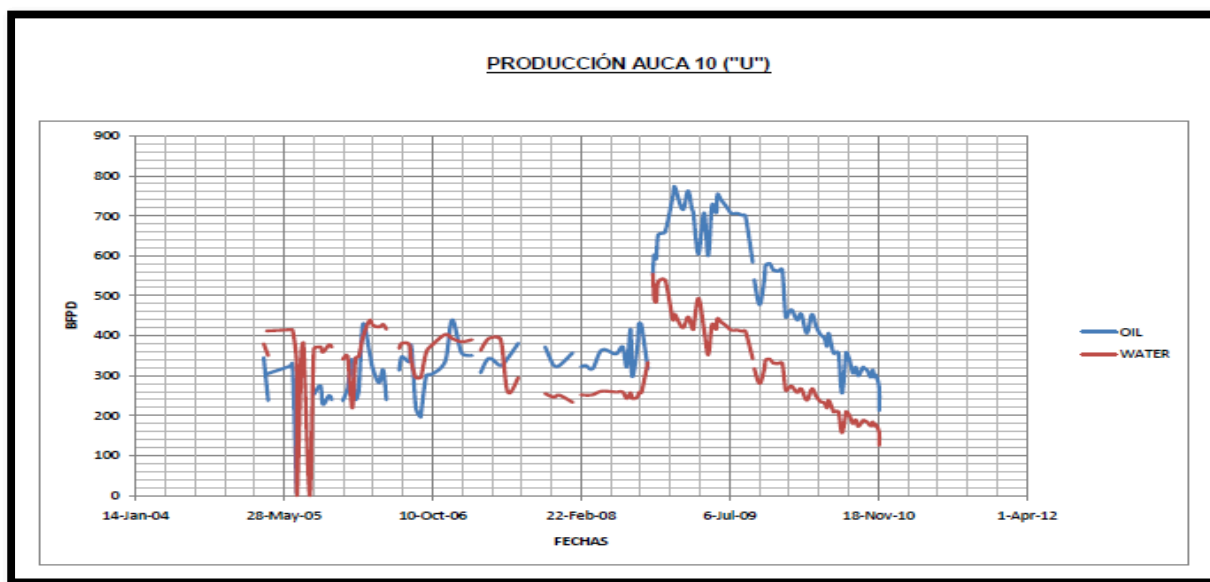
FIGURA 4.1. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 10.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.1.2. Historial de producción del pozo Auca 10. (Figura 4.2.)

FIGURA 4.2. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 10.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.1.3. Datos del pozo Auca 10. (Tabla 4.1.)

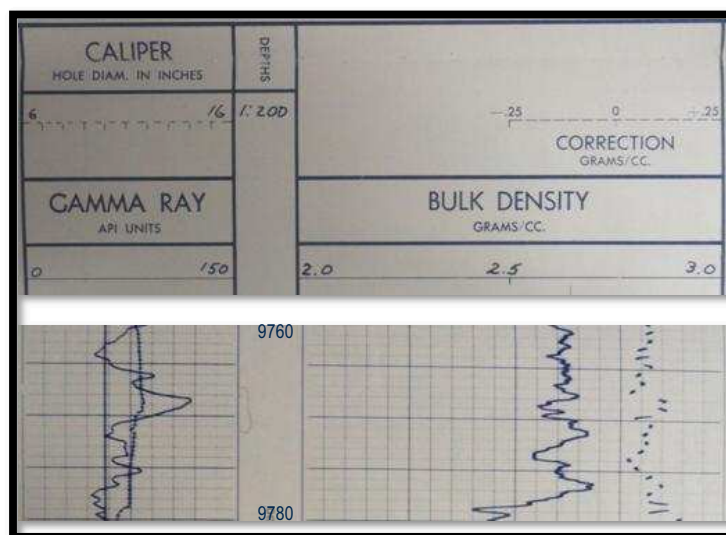
TABLA 4.1. : DATOS DEL POZO AUCA 10.

AUCA 10 (Datos)		
GOR	55	psi
API	25.9	°API
u	13.8	cP
k	530	Md
s	16	
Espesor	14	Pies
Pb	235	psi
Ps	1745	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.1.4. Registros eléctricos del pozo Auca 10. (Figura 4.3.)

FIGURA 4.3. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 10.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.1.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 10.

Este pozo fue completado por primera vez en 1970.

En febrero de 2000 se decide aislar a "T" y a Hollín por mucha producción de agua.

Desde el año 2005 se produce "U" con BES.

Desde el inicio de la producción de "U" hasta octubre de 2008 este pozo producía con una bomba pistón y se mantuvo casi por tres años con una producción promedio de 350 BPPD.

En el workover número 12 realizado en octubre de 2008 se cambia la bomba pistón por una BES y el pozo tuvo un pico de producción de 749BPPD , sin embargo desde esa fecha hasta la actualidad el pozo ha declinado su producción significativa y constantemente hasta cerca de los 200 BPPD.

4.1.1.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 10. (Figura 4.4.)

Para cada uno de los pozos en estudio a lo largo de este capítulo se adjunta un análisis de tendencia proporcionado por la operadora del Campo, en función de la cantidad y tipo de minerales presentes se puede concluir una tendencia a ser incrustante o corrosiva.

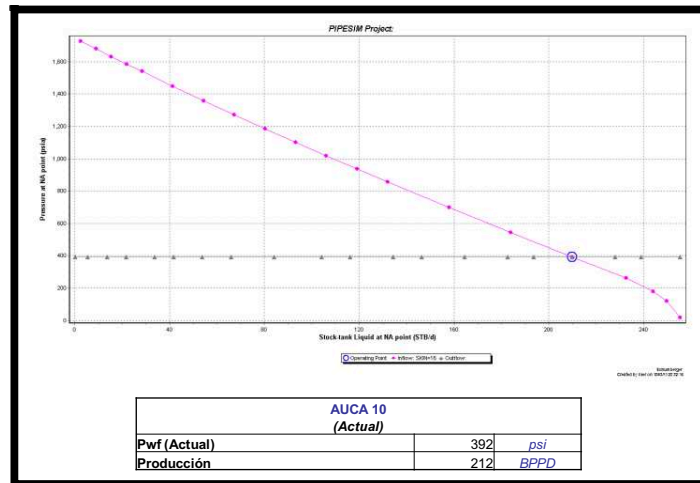
FIGURA 4.4. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 10.

PARÁMETRO/POZO	AUCA-10
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	
pH calculado (Cabeza de Pozo)	6.76
Fuerza Iónica	0.9
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	145
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	60
Salinidad, ppm ClNa	49253
Alcalinidad, ppm CaCO3	910
Dureza total, ppm CaCO3	3700
Dureza cálcica, ppm CaCO3	3100
Dureza magnésica, ppm CaCO3	600
Sulfatos (SO4--), mg/l	25
Bicarbonatos (HCO3), mg/l CaCO3	1110
Calcio (Ca++), mg/l	1240
Magnesio (Mg++), mg/l	144
Cloruros (Cl-), mg/l	29850
Sodio (Na+), mg/l	19701
Hierro (Fe++), mg/l	140
Dióxido de Carbono (CO2 g), %	5
Ácido Sulfhídrico (H2S g), mg/l	5
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-0.55
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	0.66
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	289
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	250
Presión (Fondo de Pozo)	992
Gravedad API	21.2
TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA	CFONDO + I CABEZA+

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.1.7. Estado actual del pozo Auca 10. (Figura 4.5.)

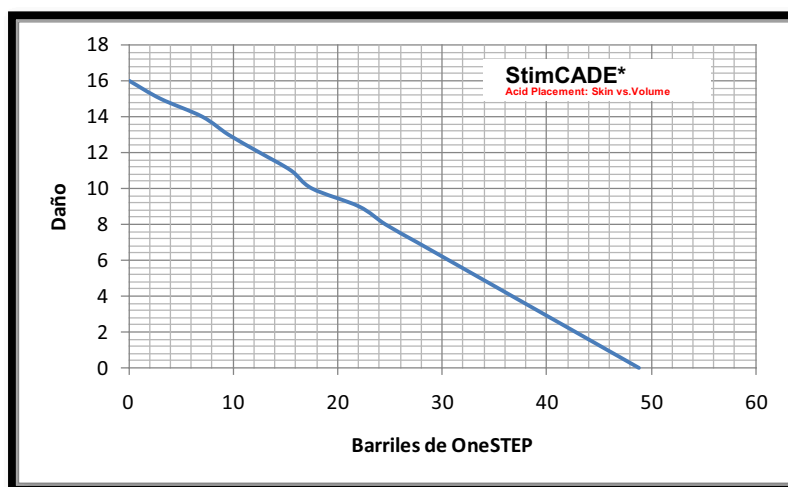
FIGURA 4.5. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 10.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.1.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.6.)

FIGURA 4.6. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.

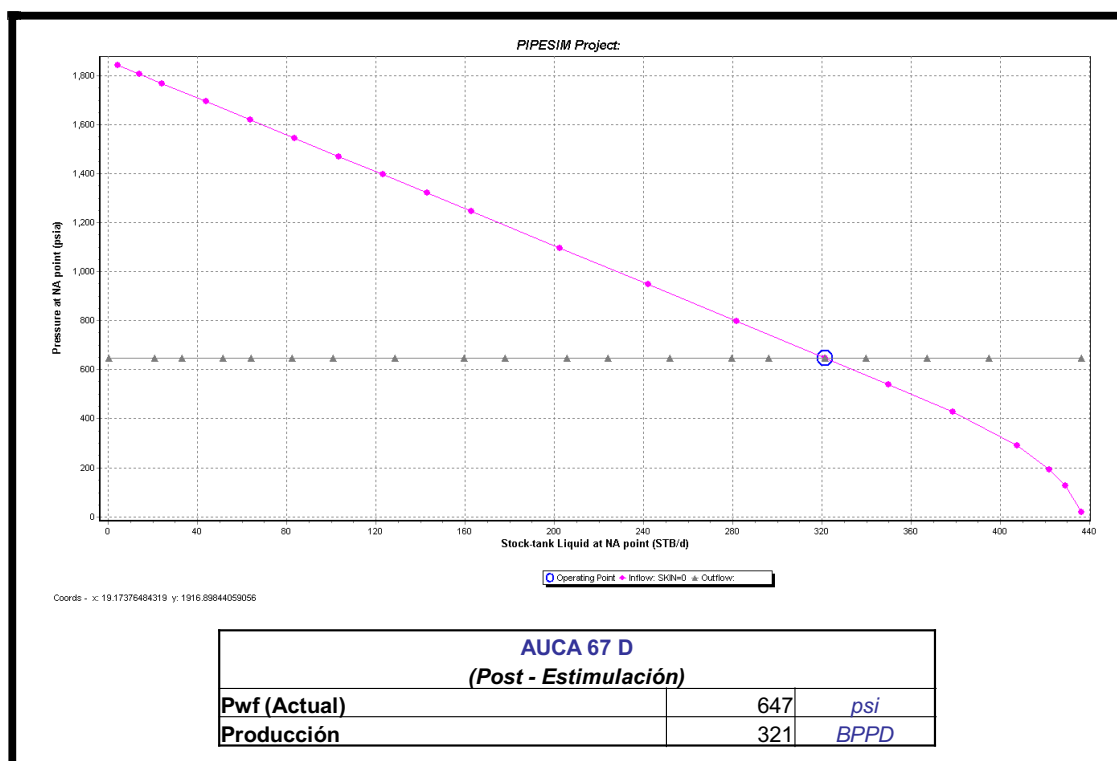


ELABORACIÓN: Álvaro Román.

StimCADE es un software de propiedad de Schlumberger, el cual permite ingresar las propiedades de un pozo, y simular su comportamiento. Además, este mismo programa posee una base de datos de todos los productos para estimulación de la compañía, incluido OneSTEP. Al tener una simulación del comportamiento del pozo y un producto seleccionado el programa genera el volumen necesario de químico estimulante para reducir el daño de la formación y así mejorar la producción.

4.1.1.9. Estado post-estimulación del pozo Auca 10. (Figura 4.8.)

FIGURA 4.8. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 10.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.1.10. Conclusiones para el pozo Auca 10.

Este es un pozo que es incrustante en cabeza y en fondo lo que indica que tiene alta presencia de escala, la misma que está creando un daño alto a la formación y por ende afectando la capacidad de producción del pozo.

El pozo posee una tendencia a declinar la producción de petróleo desde el 2009 hasta la fecha siendo esta caída de alrededor de 400 BPPD lo que se traduce en pérdidas económicas para la operadora.

El pozo posee un bajo nivel de producción de agua con un BSW menor al 5%.

OneSTEP ataca efectivamente la escala y conseguiría con un bombeo de cerca a 48 bls eliminar por completo el daño existente en este pozo y aumentar la producción del mismo a 321 BPPD.

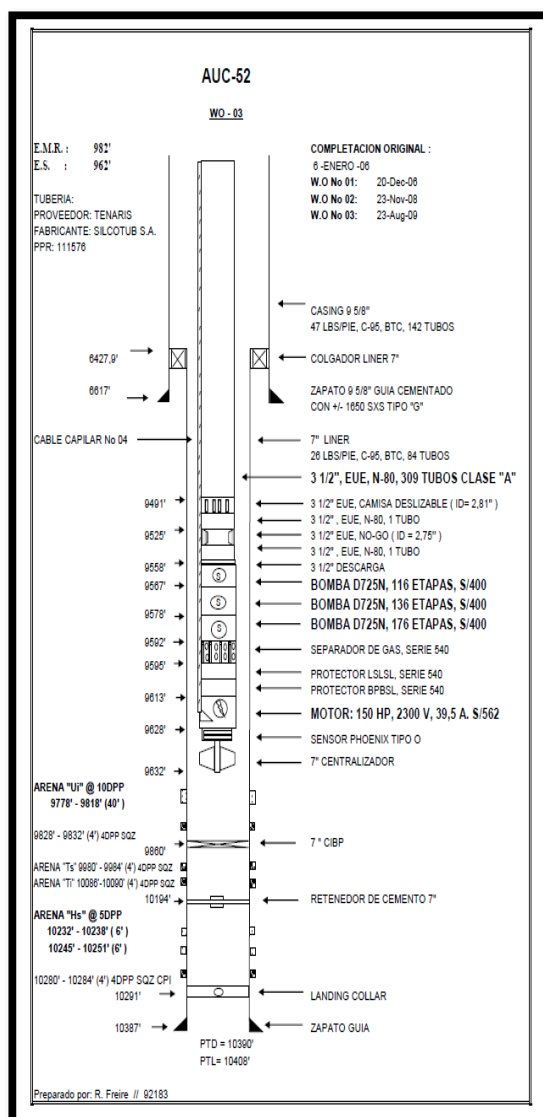
Se recomienda realizar un reacondicionamiento urgente a este pozo para disminuir el daño actual y elevar la producción del mismo.

El tratamiento ayudaría a aumentar la producción y a mantener por un período de tiempo más largo el pozo sin que la escala de problemas nuevamente.

4.1.2. POZO: AUCA 52. FORMACIÓN: "U".

4.1.2.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 52. (Figura 4.9.)

FIGURA 4.9. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 52.

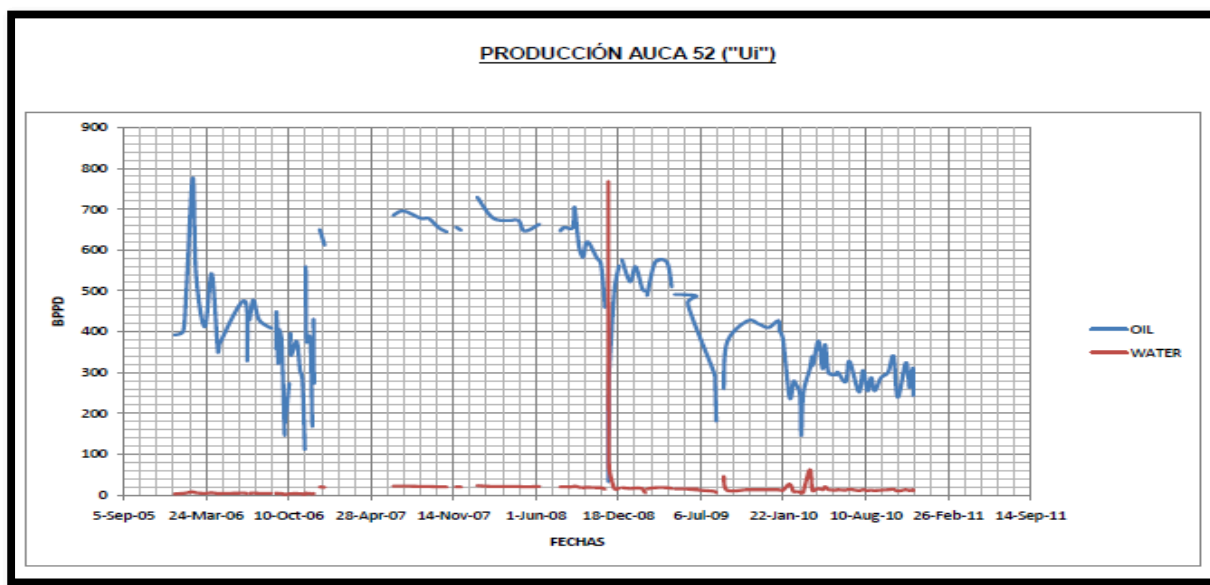


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.2.2. Historial de producción del pozo Auca 52. (Figura 4.10.)

FIGURA 4.10. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 52.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.2.3. Datos del pozo Auca 52. (Tabla 4.2)

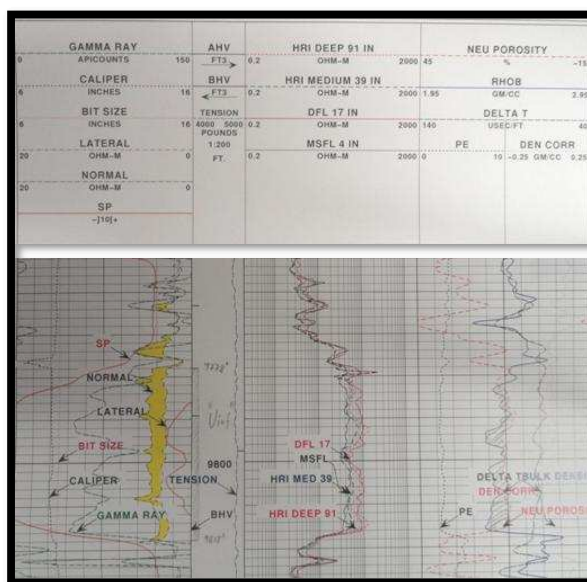
TABLA 4.2. : DATOS DEL POZO AUCA 52.

AUCA 52 (Datos)		
GOR	55	psi
API	18.3	°API
u	13.8	cP
k	600	Md
s	14.5	
Espesor	40	Pies
Pb	430	psi
Ps	1636	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.2.4. Registros eléctricos del pozo Auca 52. (Figura 4.11.)

FIGURA 4.11. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 52.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.2.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 52.

Este pozo fue completado por primera vez en enero de 2006.

Tuvo su pico máximo de producción en enero de 2008 con una producción superior a los 700 BPPD.

Este pozo se ha encontrado produciendo durante toda su vida productiva con BES.

Desde enero de 2008 hasta la fecha ha empezado una considerable declinación de producción.

La producción actual es de 280 BPPD.

Este pozo tiene un BSW menor al 2%.

4.1.2.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 52. (Figura 4.12.)

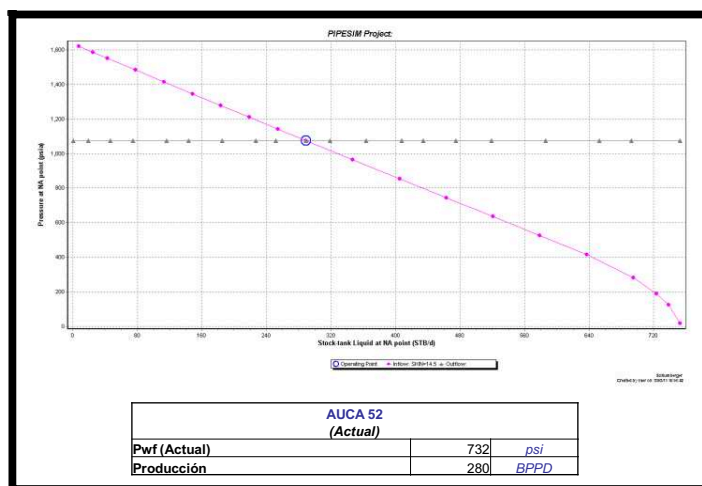
FIGURA 4.12. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 52.

PARÁMETRO/POZO VECINO	AUCA-62
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	6.3
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.18
Fuerza Iónica	1.11
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	165
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	14
Salinidad, ppm ClNa	61875
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	500
Dureza total, ppm CaCO ₃	4200
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	3700
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	500
Sulfatos (SO ₄ --), mg/l	0
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	610
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	1480
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	120
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	37500
Sodio (Na ⁺), mg/l	24750
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	0.75
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	6
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S g), mg/l	1
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-1.13
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.01
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	229.9
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	200
Presión (Fondo de Pozo)	2900
Gravedad API	
<p style="text-align: center;">TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA</p>	<p style="text-align: center;">C FONDO ++ I CABEZA</p>

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.2.7. Estado actual del pozo Auca 52. (Figura 4.13.)

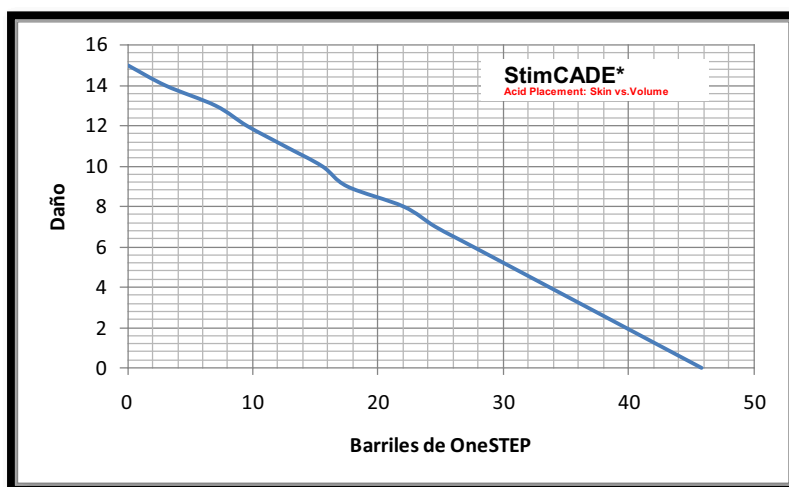
FIGURA 4.13. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 52.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.2.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.14.)

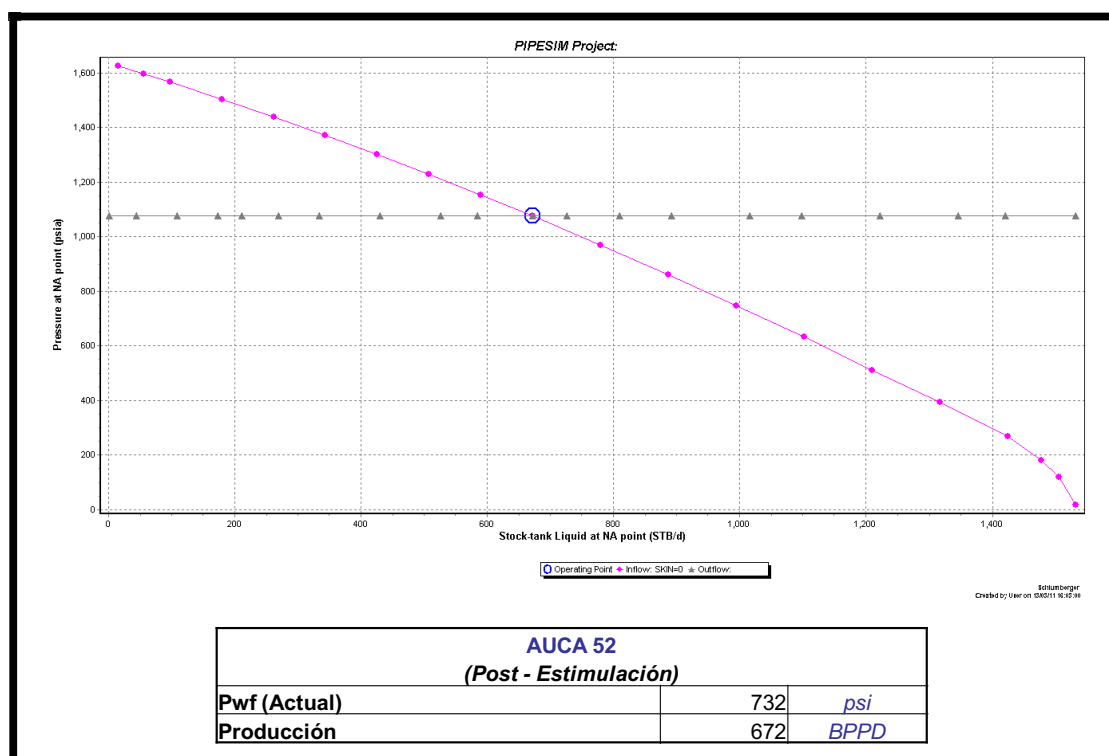
FIGURA 4.14. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.2.9. Estado post-estimulación del pozo Auca 52. (Figura 4.15.)

FIGURA 4.15. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 52.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.2.10. Conclusiones para el pozo Auca 52.

Basado en registros eléctricos la arena productora de este pozo posee características muy bondadosas y un espesor muy considerable.

La producción de este pozo nunca ha mostrado una estabilización; puesto que siempre la producción ha tendido a caer en especial desde el 2008 hasta la fecha

actual donde ha caído cerca de 500 BPPD lo que es una pérdida considerable y una sub explotación del pozo en análisis.

La causa de la mencionada caída de producción es el severo daño ($s=14.5$) que posee este pozo.

Es importante aclarar que los danos que se consideran para todos los estudios de este proyecto son danos de formación, ya que cualquier otro tipo de danoo que exista en el pozo (e.j. daño mecánico) fueron ya descartados en un inicio debido a que un tratamiento de estimulación matricial no soluciona estos inconvenientes.

Con una adecuada dosificación de fluido OneSTEP aproximadamente 40 barriles se puede reducir el daño a 0 y con ello aumentar la producción de hidrocarburo de 280 BPPD a 672 BPPD lo que se transformaría en aumento de réditos económicos para la operadora del Campo, por lo que se recomienda realizar un reacondicionamiento a este pozo con el fin de realizar un trabajo de estimulación a la matriz.

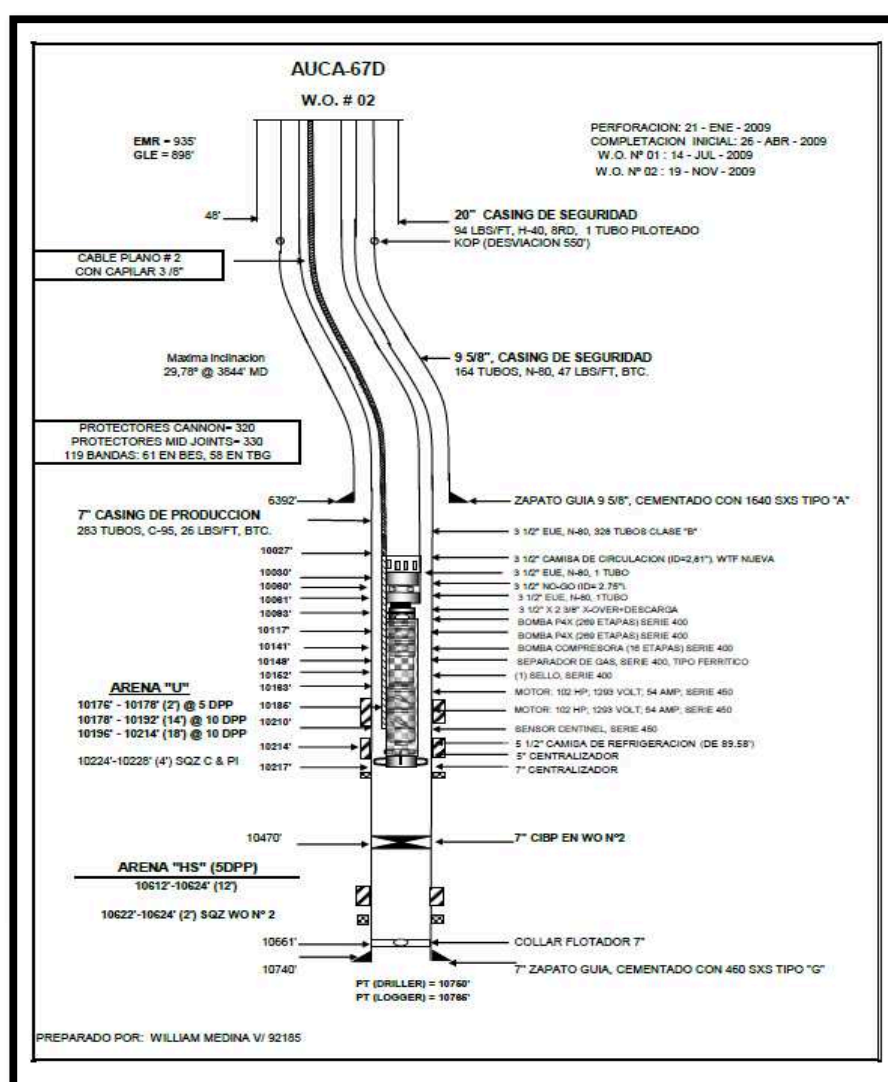
La salinidad que posee este pozo es bastante alta 61875 por ende para cualquier trabajo de control de pozo que se haga se debe tener presente dicha salinidad ya que un fluido cualquiera aumentaría el daño del pozo.

Se ha hecho esta consideración y recomendación de la salinidad debido a que por experiencia de campo fluidos de control que poseen un porcentaje menor al 4% de KCl, dañan la formación.

4.1.3. POZO: AUCA 67D. FORMACIÓN: "U".

4.1.3.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 67D. (Figura 4.16.)

FIGURA 4.16. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 67D.

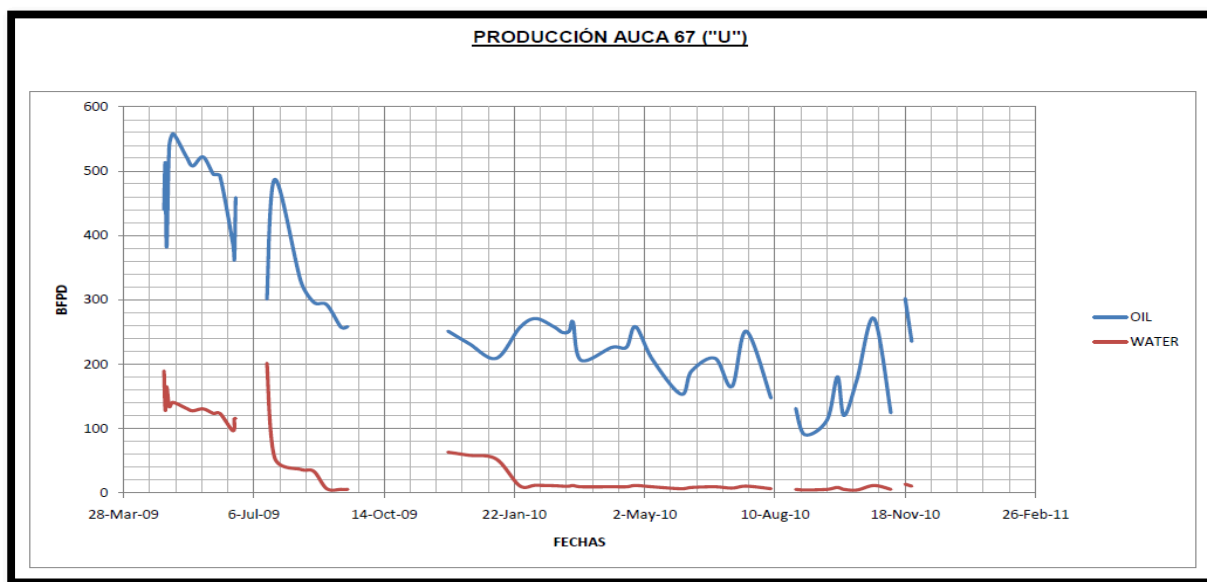


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.3.2. Historial de producción del pozo Auca 67D. (Figura 4.17.)

FIGURA 4.17. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 67D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.3. Datos del pozo Auca 67D. (Tabla 4.3)

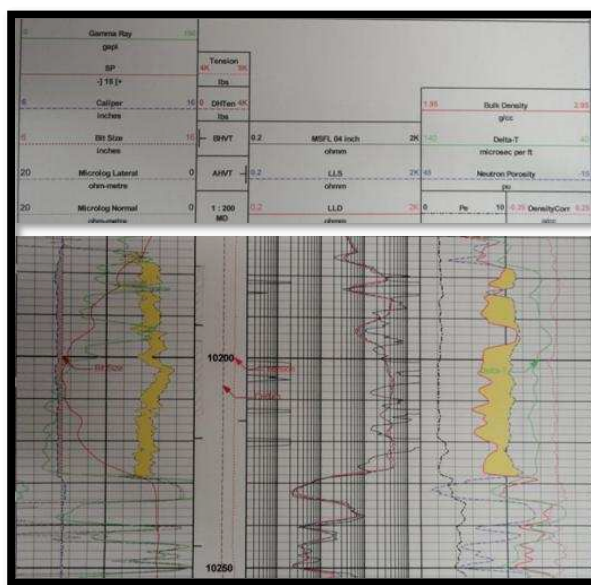
TABLA 4.3. : DATOS DEL POZO AUCA 67D.

AUCA 67 D (Datos)		
GOR	55	psi
API	17	°API
u	13.8	cP
k	320	Md
s	6.5	
Espesor	54	Pies
Pb	430	psi
Ps	1858	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.4. Registros eléctricos del pozo Auca 67D. (Figura 4.18.)

FIGURA 4.18. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 67D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.3.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 67D.

Pozo completado por primera vez en abril de 2009.

Tuvo un pico de producción máximo al inicio de su vida productiva de 558 BPPD en mayo de 2009, pero esta producción nunca llegó a estabilizarse, por el contrario, ha ido cayendo hasta la fecha.

Actualmente produce 187BPPD.

En el gráfico de producción se evidencia una notable caída de producción.

El BSW que posee este pozo es relativamente bajo entre 3 y 4%.

El pozo se encuentra cerrado y esperando workover ya que la temperatura del motor de la BES subió a 350° F.

4.1.3.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 67. (Figura 4.19.)

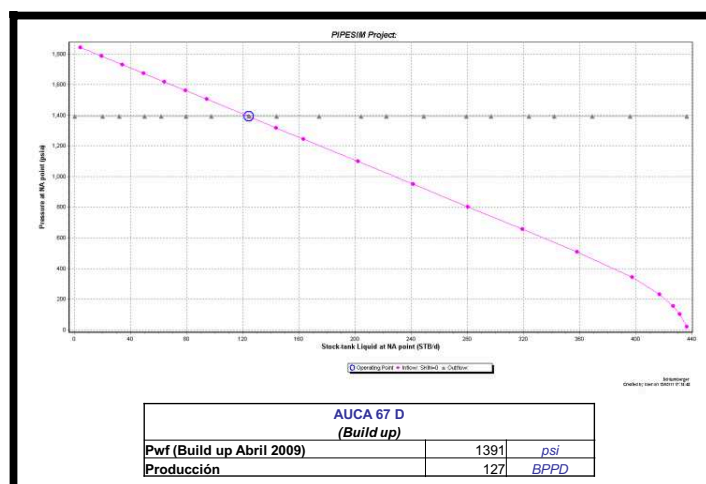
FIGURA 4.19. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 67.

PARÁMETRO/POZO	AUCA-67D
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.73
Fuerza Iónica	0.49
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	90
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	
Salinidad, ppm ClNa	
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	1.342
Dureza total, ppm CaCO ₃	20600.0
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	12000
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	8600.00
Sulfatos (SO ₄ ⁻⁻), mg/l	1
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	1.63724
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	4800
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	2064
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	5200
Sodio (Na ⁺), mg/l	
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	5
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S g), mg/l	
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	1.97
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	831.9
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.27
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	701.5
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	
Presión (Fondo de Pozo)	
Gravedad API	
TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA	I FONDO I CABEZA

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.3.7. Estado del pozo Auca 67D a la fecha del último build up. (Figura 4.20.)

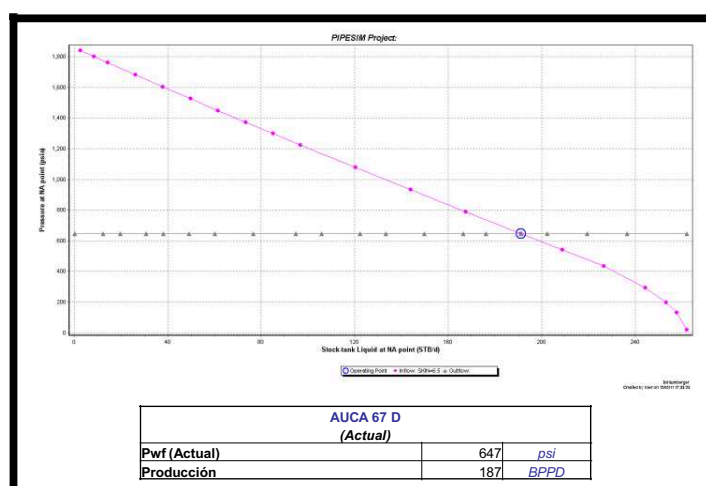
FIGURA 4.20. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 67D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.8. Estado actual del pozo Auca 67D. (Figura 4.21.)

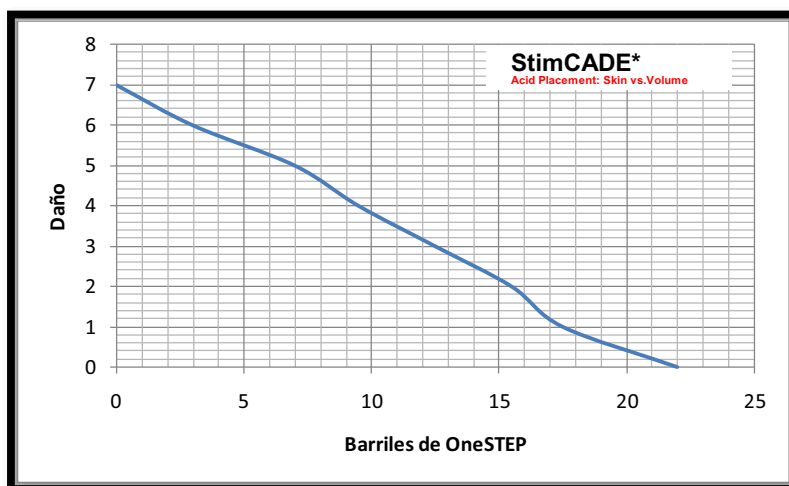
FIGURA 4.21. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 67D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.9. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.22.)

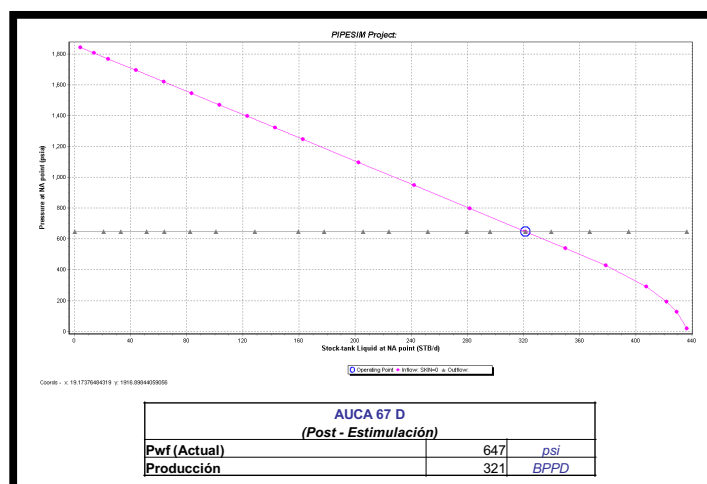
FIGURA 4.22. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.10. Estado post-estimulación del pozo Auca 67D. (Figura 4.23.)

FIGURA 4.23. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 67D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.3.11. Conclusiones para el pozo Auca 67D.

Este es un pozo que es incrustante en cabeza y en fondo lo que indica que tiene alta presencia de escala, la misma que está creando un daño alto a la formación y por ende afectando la capacidad de producción del pozo.

El pozo posee una tendencia a declinar la producción de petróleo desde el 2009 hasta la fecha siendo esta caída de alrededor de 400 BPPD lo que se traduce en pérdidas económicas para la operadora.

El pozo posee un bajo nivel de producción de agua con un BSW menor al 5%.

OneSTEP ataca efectivamente la escala y conseguiría con un bombeo de cerca a 22 barriles, eliminar por completo el daño existente en este pozo y aumentar la producción del mismo a 321 BPPD.

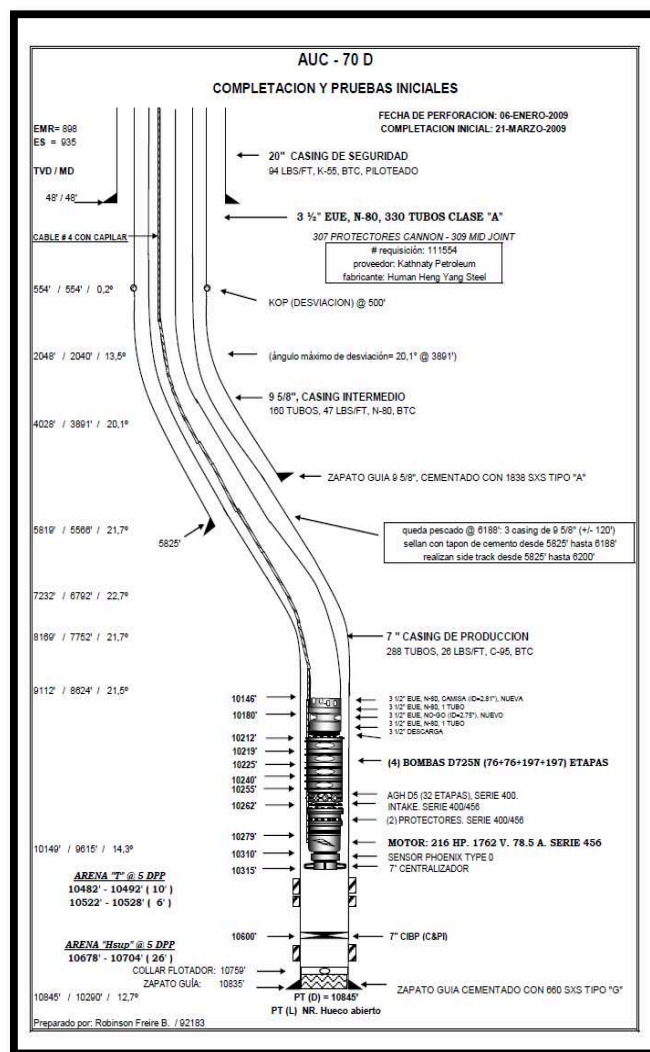
Se recomienda realizar un reacondicionamiento urgente a este pozo para disminuir el daño actual y elevar la producción del mismo.

El tratamiento ayudaría a aumentar la producción y a mantener por un período de tiempo más largo el pozo sin que la escala de problemas nuevamente.

4.1.4. POZO: AUCA 70D. FORMACIÓN: “U”.

4.1.4.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 70D. (Figura 4.24.)

FIGURA 4.24. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 70D.

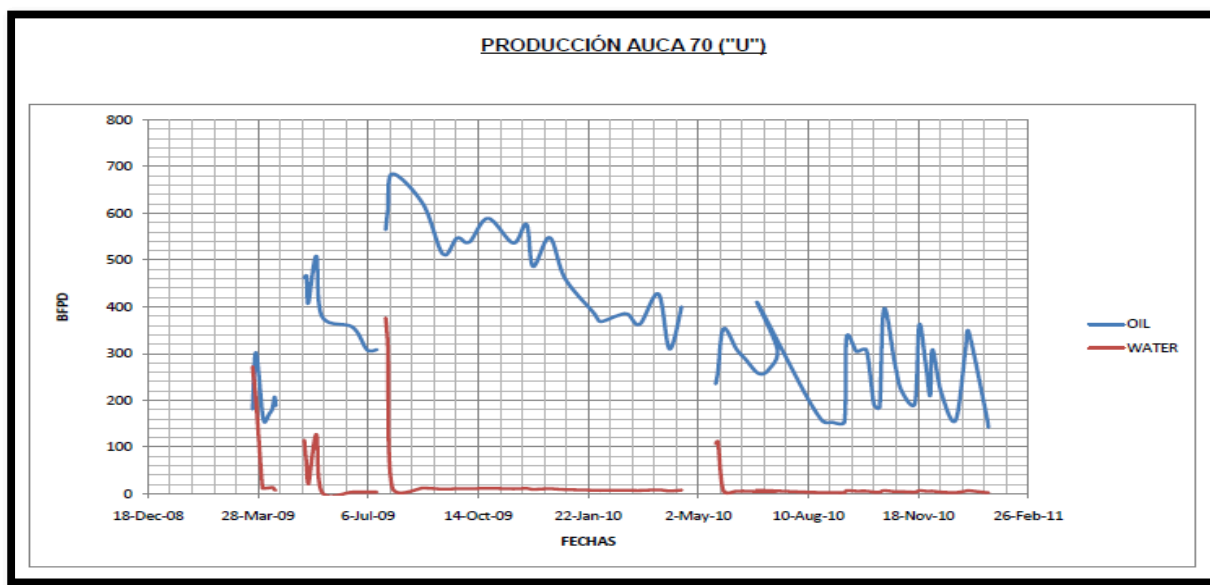


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.4.2. Historial de producción del pozo Auca 70D. (Figura 4.25.)

FIGURA 4.25. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 70D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.3. Datos del pozo Auca 70D. (Tabla 4.4.)

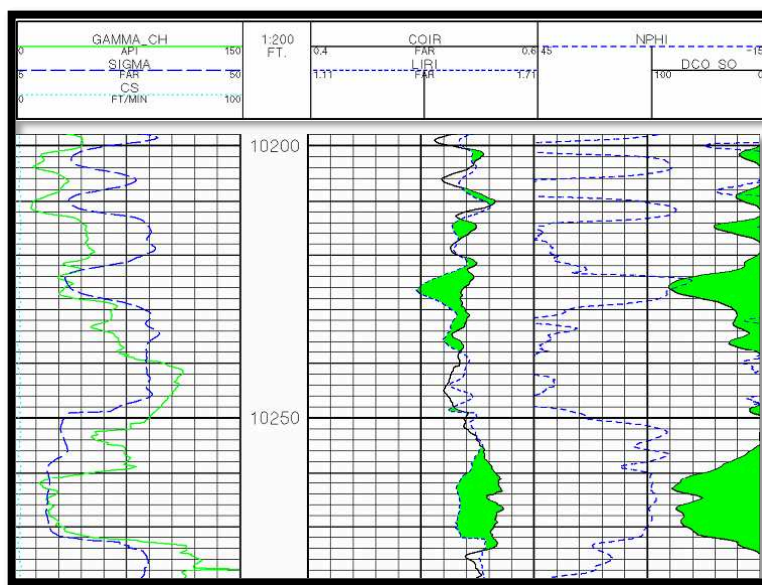
TABLA 4.4. : DATOS DEL POZO AUCA 70D.

AUCA 70 D (Datos)		
GOR	55	psi
API	70	°API
u	13.8	cP
k	600	Md
s	4.2	
Espesor	26	Pies
Pb	430	psi
Ps	1636	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.4. Registros eléctricos del pozo Auca 70D. (Figura 4.26.)

FIGURA 4.26. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 70D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.4.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 70D.

Completado por primera vez en febrero de 2009.

Desde el inicio de su vida productiva produjo con la ayuda de una BES.

La caída de producción es notable y considerable de desde julio de 2009 hasta la fecha casi ha caído 500 BPPD valor que es muy alto.

El BSW del pozo es bajo cercano al 2%.

Tiene buena presión de reservorio

4.1.4.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 70D. (Figura 4.27.)

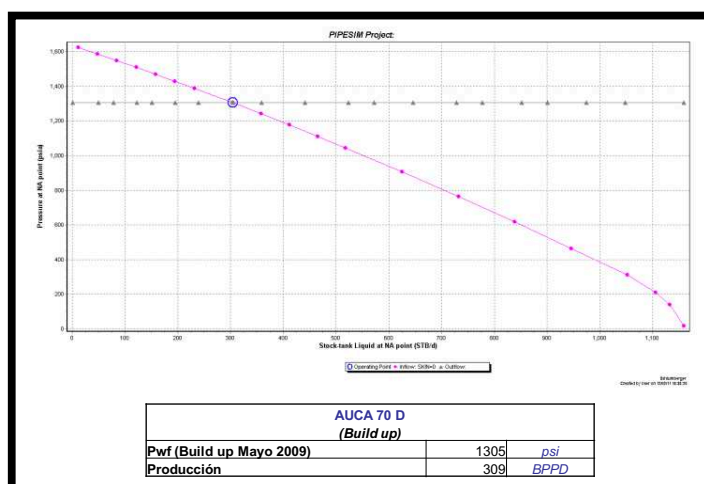
FIGURA 4.27. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 70D.

PARÁMETRO/POZO VECINO	AUCA-67D
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.73
Fuerza Iónica	0.49
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	90
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	
Salinidad, ppm ClNa	
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	1.342
Dureza total, ppm CaCO ₃	20600.0
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	12000
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	8600.00
Sulfatos (SO ₄ --), mg/l	1
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	1.63724
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	4800
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	2064
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	5200
Sodio (Na ⁺), mg/l	
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	5
Ácido Sulhídrico (H ₂ S g), mg/l	
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	1.97
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	831.9
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.27
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	701.5
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	
Presión (Fondo de Pozo)	
Gravedad API	
<p style="text-align: center;">TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA</p>	<p>I FONDO I CABEZA</p>

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.4.7. Estado del pozo Auca 70D a la fecha del último build up. (Figura 4.28.)

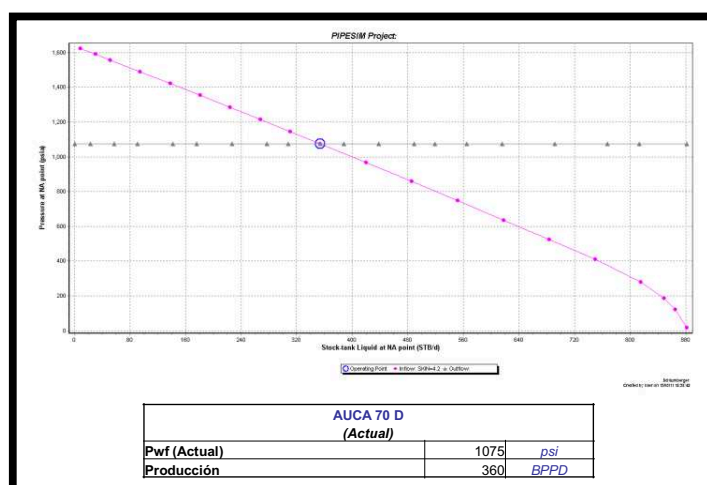
FIGURA 4.28. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 70D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.8. Estado actual del pozo Auca 70D. (Figura 4.29.)

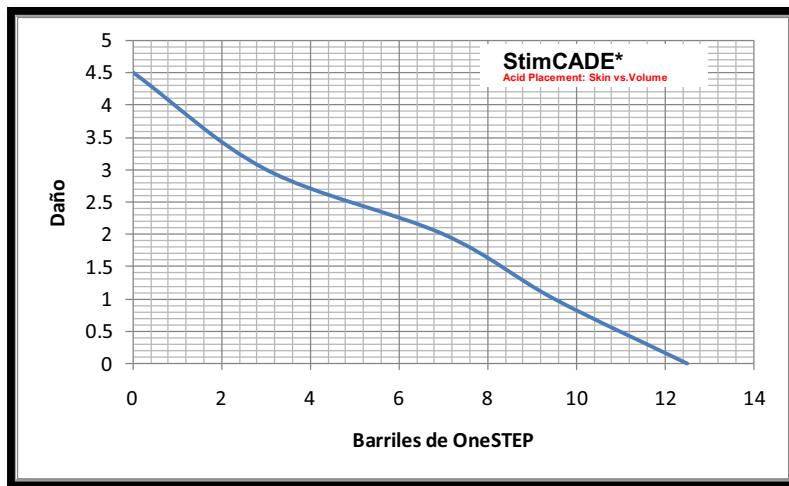
FIGURA 4.29. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 70D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.9. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.30.)

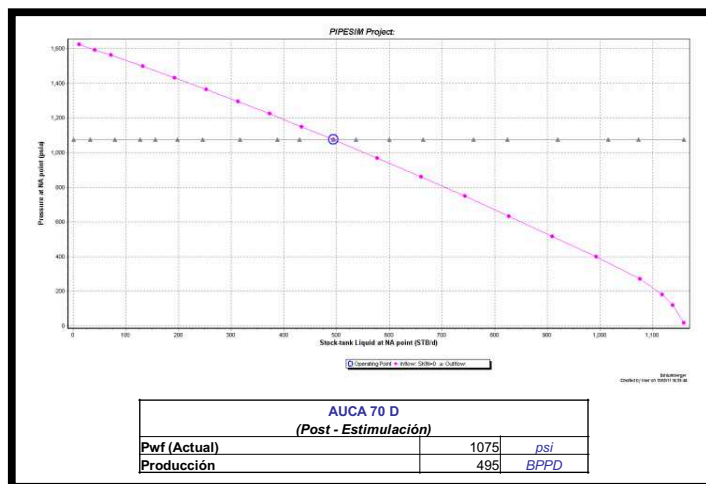
FIGURA 4.30. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.10. Estado post-estimulación del pozo Auca 70D. (Figura 4.31.)

FIGURA 4.31. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 70D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.4.11. Conclusiones para el pozo Auca 70D.

Pozo cuyos vecinos poseen significativa tendencia a formar escala por ende es muy probable que la escala, igual que en sus vecinos, sea la causa de crear daño y crear la declinación de la producción desde el año 2009 hasta la fecha en casi 500 BPPD lo que repercute económicamente a la operadora del Campo.

El BSW del pozo es menor al 2 %.

Con una estimulación matricial bombeando a la formación 13 barriles de OneSTEP se podría fácilmente disminuir el daño de 4.2 a 0 y con ello lograr un aumento de producción de casi 100 BPPD.

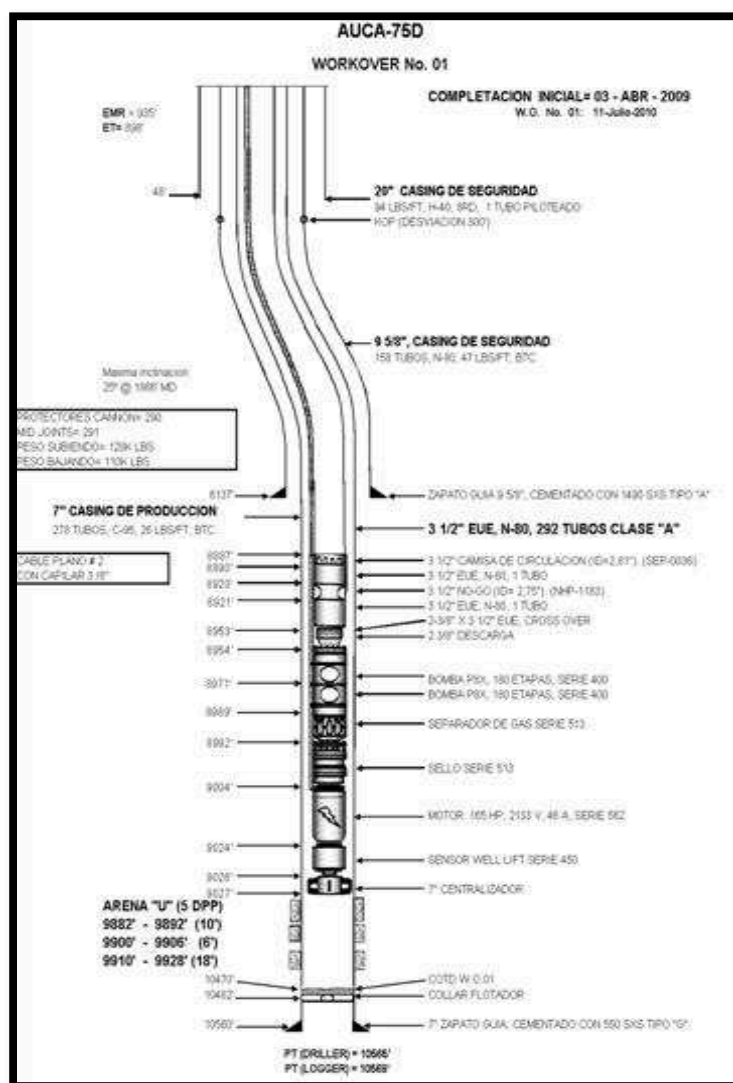
El tratamiento ayudaría a aumentar la producción y a mantener por un período de tiempo más largo el pozo sin que la escala de problemas nuevamente.

El aumento en volumen de producción que se ganaría con el tratamiento casi no es considerable, pero debido al precio del petróleo actual la inversión podría ser recuperada fácilmente y la operadora del Campo podría verse beneficiada por un trabajo de estimulación en este Campo.

4.1.5. POZO: AUCA 75D. FORMACIÓN: "U".

4.1.5.1. Diagrama mecánico del pozo Auca 75D. (Figura 4.32.)

FIGURA 4.32. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO AUCA 75D.

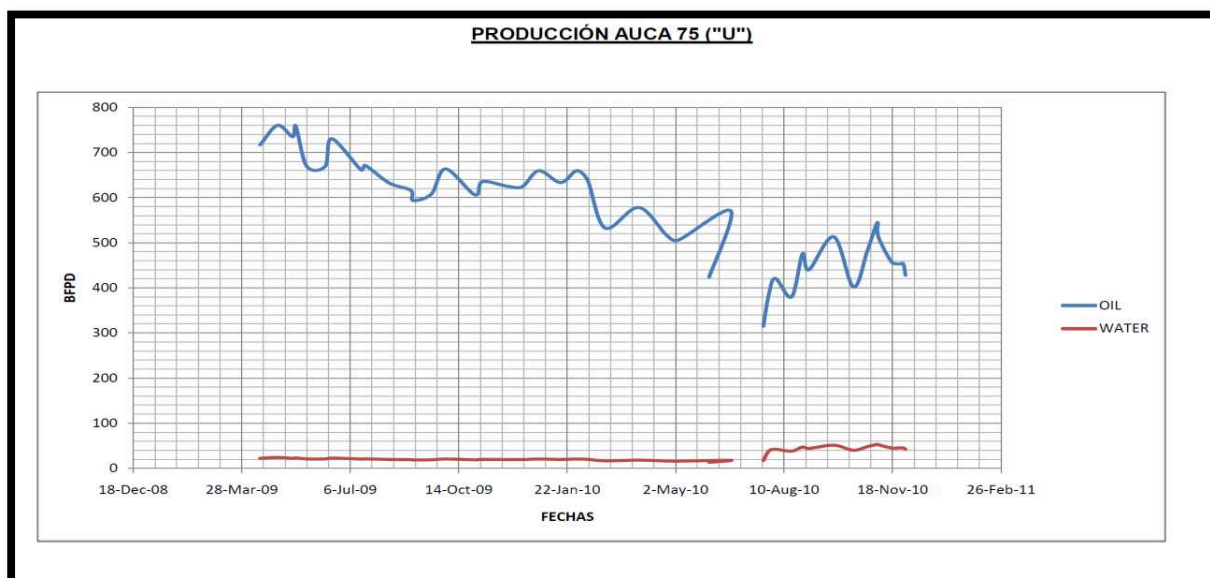


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.5.2. Historial de producción del pozo Auca 75D. (Figura 4.33.)

FIGURA 4.33. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 75D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.3. Datos del pozo Auca 75D. (Tabla 4.5.)

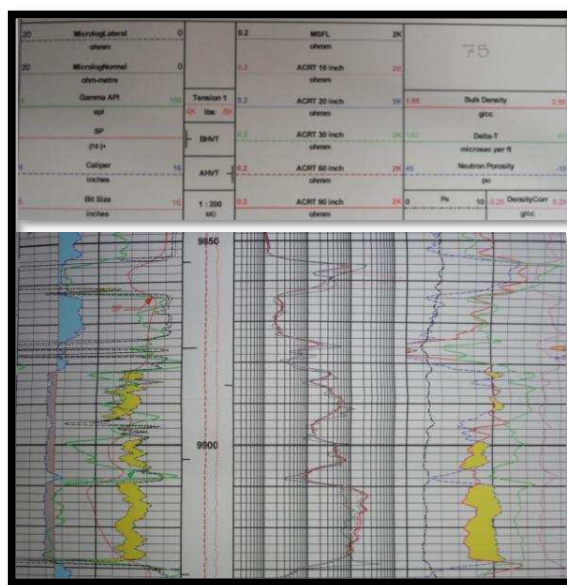
TABLA 4.5. : DATOS DEL POZO AUCA 75D.

AUCA 75 D (Datos)		
GOR	55	psi
API	21	°API
u	13.8	cP
k	680	Md
s	41	
Espesor	30	Pies
Pb	430	psi
Ps	430	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.4. Registros eléctricos del pozo Auca 75D. (Figura 4.34.)

FIGURA 4.34. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO AUCA 75D.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.5.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Auca 75D.

La primera completación fue realizada en abril de 2009.

En junio de 2010 entró en workover por un eje roto.

Se evidencia una fuerte tendencia a declinar la producción desde marzo de 2009.

El BSW del pozo es menor al 5%.

4.1.5.6. Análisis de tendencias del pozo Auca 75D. (Figura 4.35.)

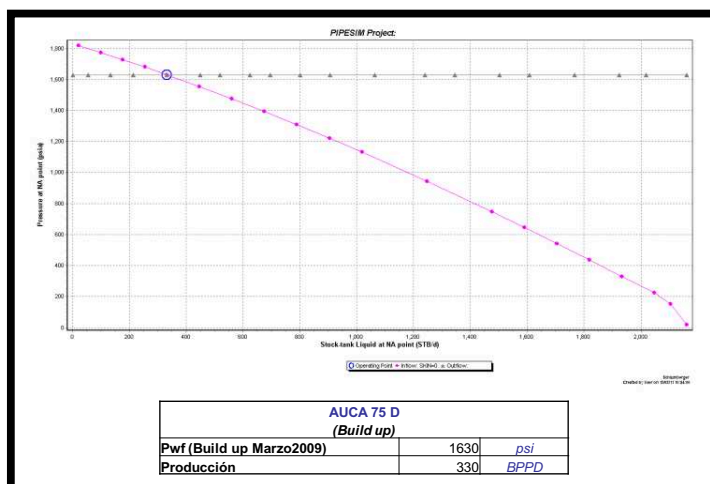
FIGURA 4.35. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO AUCA 75D.

PARÁMETRO/POZO	AUCA-75D
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	
pH calculado (Cabeza de Pozo)	6.95
Fuerza Iónica	1.19
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	120
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	15
Salinidad, ppm ClNa	65587
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	500
Dureza total, ppm CaCO ₃	5400.0
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	4500
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	900.00
Sulfatos (SO ₄ --), mg/l	88
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	610
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	1800
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	216
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	39750
Sodio (Na ⁺), mg/l	26235
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	1.1
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	6
Ácido Sulhídrico (H ₂ S g), mg/l	2
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-1.2
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	0.4
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	120
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	
Presión (Fondo de Pozo)	
Gravedad API	
<p style="text-align: center;">TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA</p>	<p style="text-align: center;">C FONDO I CABEZA</p>

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.5.7. Estado del pozo Auca 75D a la fecha del último build up. (Figura 4.36.)

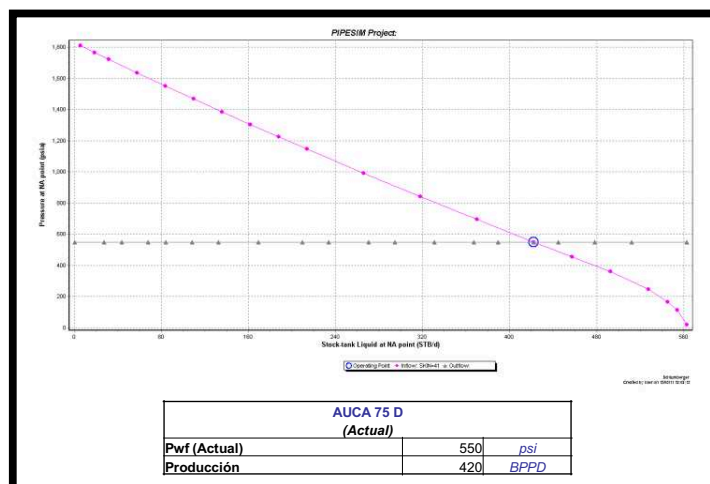
FIGURA 4.36. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO AUCA 75D A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.8. Estado actual del pozo Auca 75D. (Figura 4.37.)

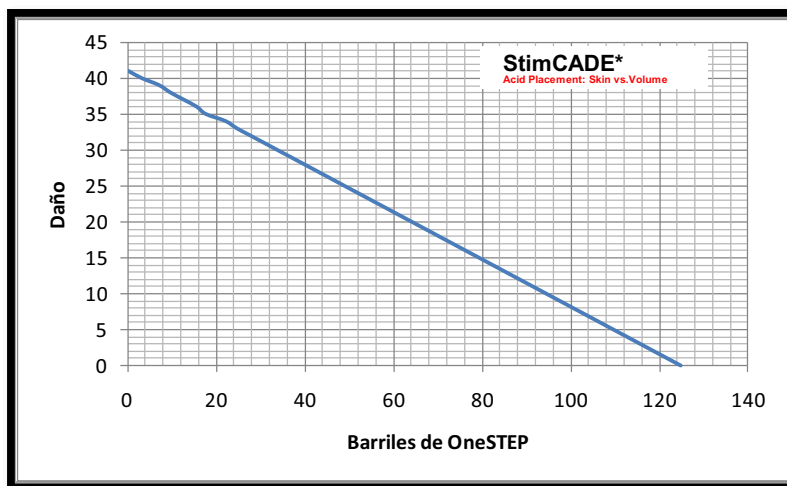
FIGURA 4.37. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO AUCA 75D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.9. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.38.)

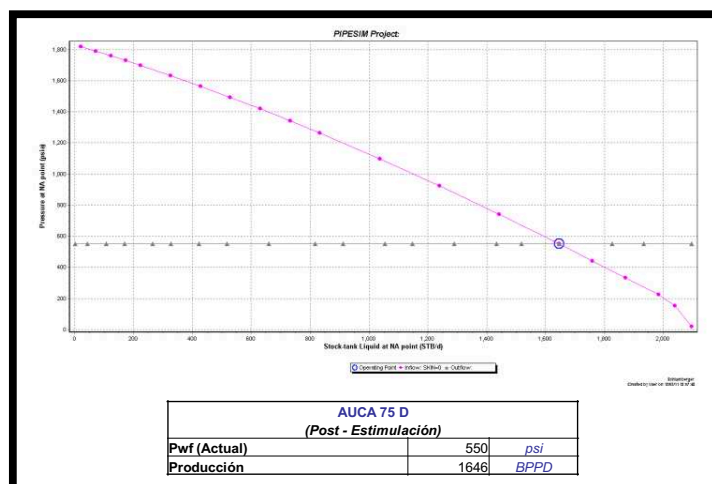
FIGURA 4.38. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.10. Estado post-estimulación del pozo Auca 75D. (Figura 4.39.)

FIGURA 4.39. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO AUCA 75D.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.5.11. Conclusiones para el pozo Auca 75D.

Después de realizar una estimulación matricial se podría disminuir el severo daño que existe en la matriz de este pozo (S=42)

Disminuyendo el daño de la matriz se puede incrementar la producción de hidrocarburo en 1226 BPPD.

Debido al tipo de mineralogía presente en este pozo es un candidato ideal para usar fluido OneSTEP.

Los barriles de OneSTEP necesarios para realizar un trabajo exitoso de estimulación matricial son 122.

La notable declinación de producción desde el año 2009 evidencia la necesidad de estimular el pozo en estudio.

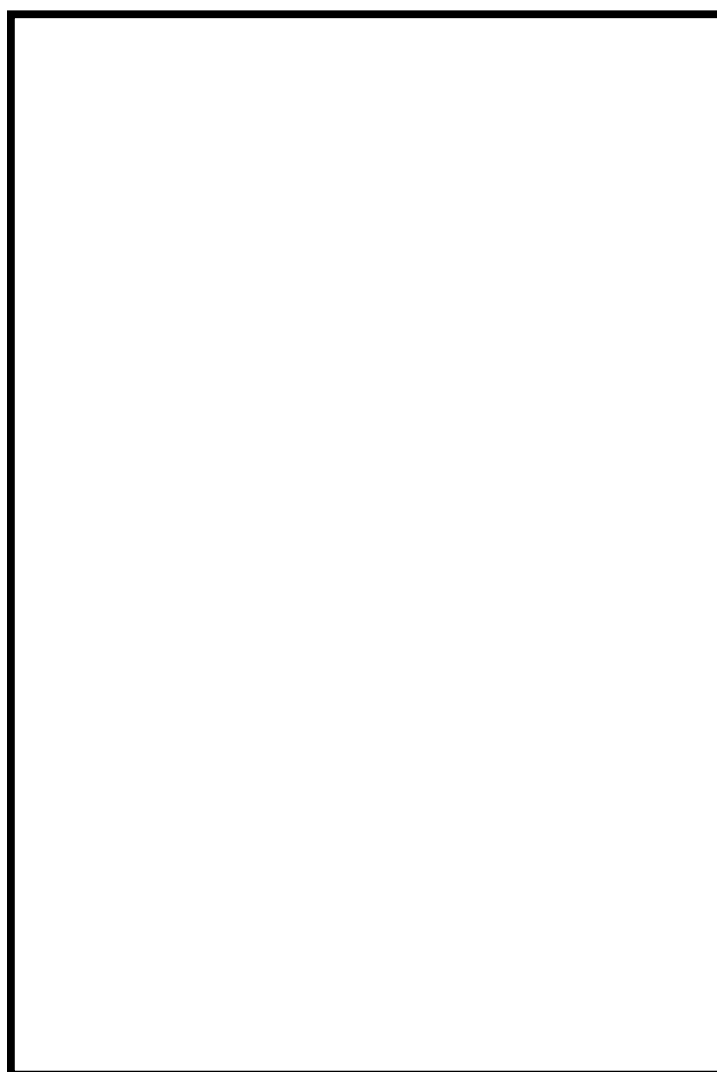
Este pozo es incrustante en cabeza y corrosivo en el fondo.

La salinidad que posee este pozo es bastante alta (65587 ppm) por ende para cualquier trabajo de control de pozo que se haga se debe tener presente dicha salinidad ya que un fluido cualquiera aumentaría el daño del pozo.

4.1.6. POZO: CULEBRA 01. FORMACIÓN: “U”.

4.1.6.1. Diagrama mecánico del pozo Culebra 01. (Figura 4.40.)

FIGURA 4.40. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 01.

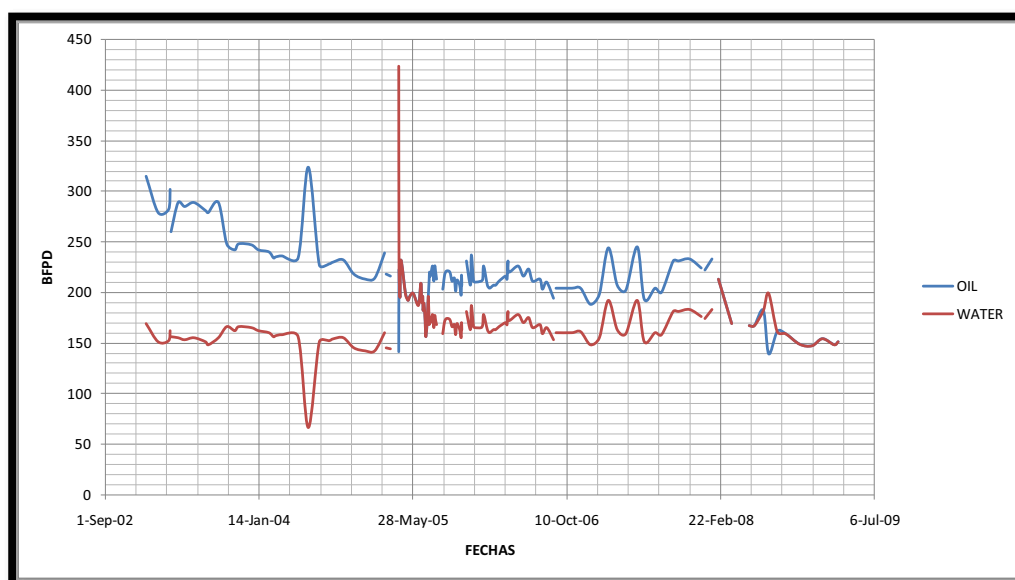


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.6.2. Historial de producción del pozo Culebra 01. (Figura 4.41.)

FIGURA 4.41. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 01.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.6.3. Datos del pozo Culebra 01. (Tabla 4.6.)

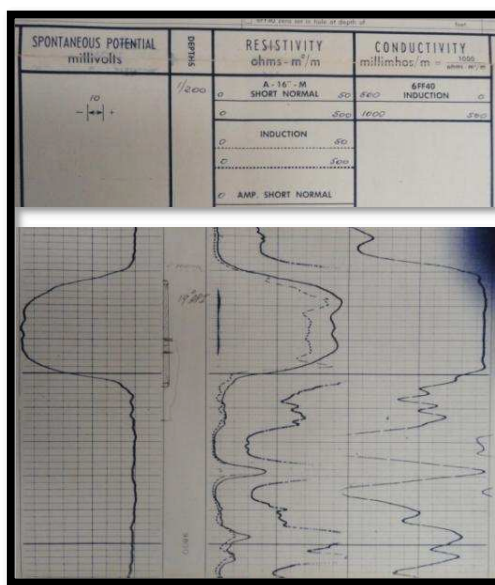
TABLA 4.6. : DATOS DEL POZO CULEBRA 01.

CULEBRA 01 (Datos)		
GOR	117	<i>psi</i>
API	18	<i>°API</i>
u	3.1572	<i>cP</i>
k	191	<i>Md</i>
s	7	
Espesor	30	<i>Pies</i>
Pb	920	<i>psi</i>
Ps	1429	<i>psi</i>

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.6.4. Registros eléctricos del pozo Culebra 01. (Figura 4.42.)

FIGURA 4.42. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 01.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.6.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 01.

Completado por primera vez en diciembre de 1973.

El último workover realizado fue el número 25 con el propósito de reparar la BES en febrero de 2008.

Se encuentra produciendo 150 BPPD con un BSW de aproximadamente el 50%.

La BES instalada, posee un capilar para la inyección de químico.

Se apaga la BES en marzo de 2009 por fases a tierra con 398 días de operación.

4.1.6.6. Análisis de tendencias del pozo Culebra 01. (Figura 4.43.)

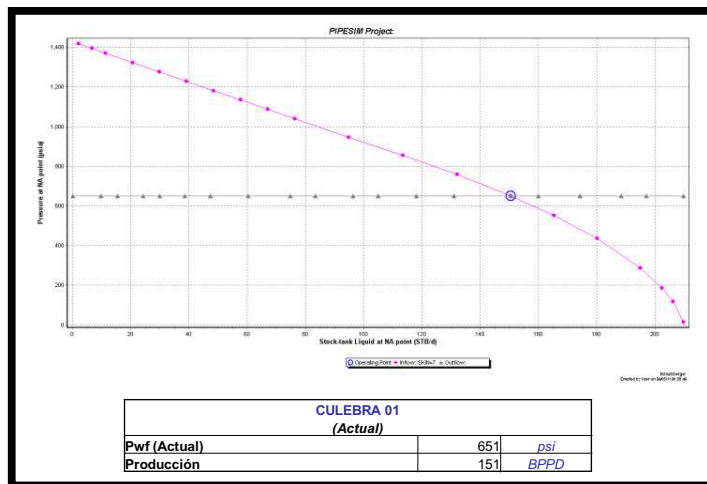
FIGURA 4.43. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 01.

PARÁMETRO/POZO	CUL-01
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.37
Fuerza Iónica	0.9
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	150
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	20
Salinidad, ppm ClNa	49170
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	700
Dureza total, ppm CaCO ₃	4080
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	3550
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	530
Sulfatos (SO ₄ -), mg/l	0
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	854
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	1420
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	127.2
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	29800
Sodio (Na ⁺), mg/l	19668
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	0.02
Manganeso (Mn ⁺⁺), mg/l	
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	4
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S g), mg/l	
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-0.26
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.26
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	354.5
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	242
Presión (Fondo de Pozo)	663
Gravedad API	14.4
TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA	C FONDO I CABEZA

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.6.7. Estado actual del pozo Culebra 01. (Figura 4.44.)

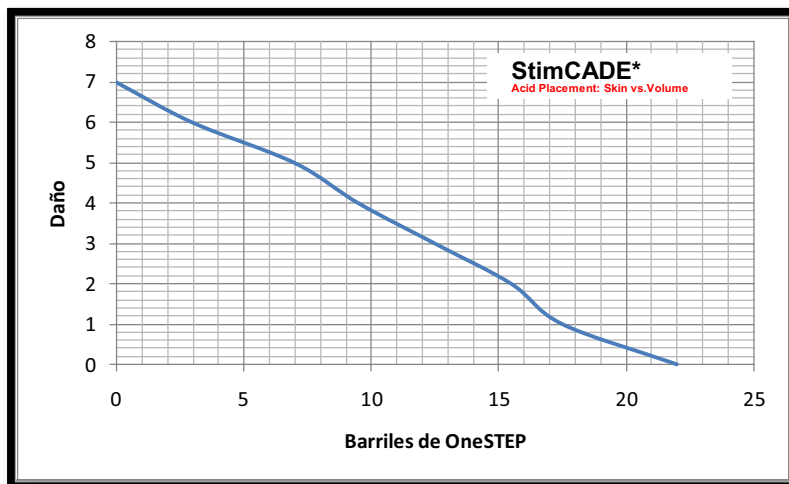
FIGURA 4.44. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 01.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.6.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.45.)

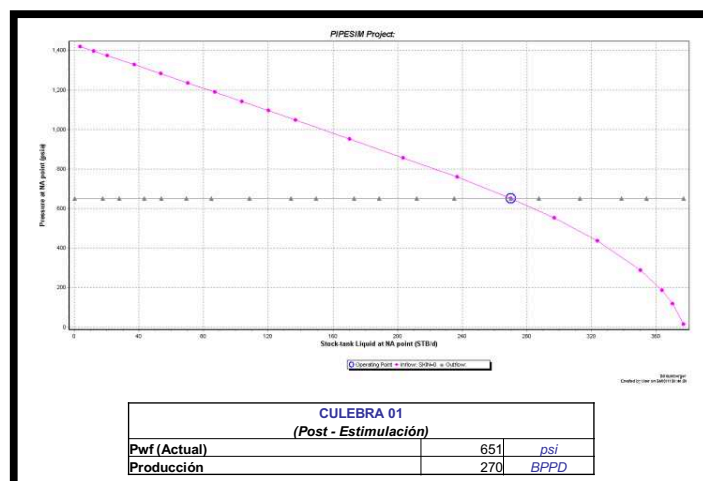
FIGURA 4.45. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.6.9. Estado post-estimulación del pozo Culebra 01. (Figura 4.46.)

FIGURA 4.46. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 01.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.6.10. Conclusiones para el pozo Culebra 01.

El pozo culebra 01 posee características que lo vuelven potencialmente candidato a ser estimulado con fluido OneSTEP, con el propósito de incrementar la producción de petróleo en 119 BPPD.

El daño que posee este pozo es de 7, siendo este valor muy considerable para tomarlo en cuenta y sugerir un reacondicionamiento del pozo con el propósito de mejorar su producción.

Se evidencia claramente como en los últimos años la producción de este pozo ha ido declinando a consecuencia del daño presente en la formación.

La tendencia que posee este pozo es a ser incrustante, condición que colaborara a la presencia de escalas, contra las cuales OneSTEP actúa de manera muy efectiva.

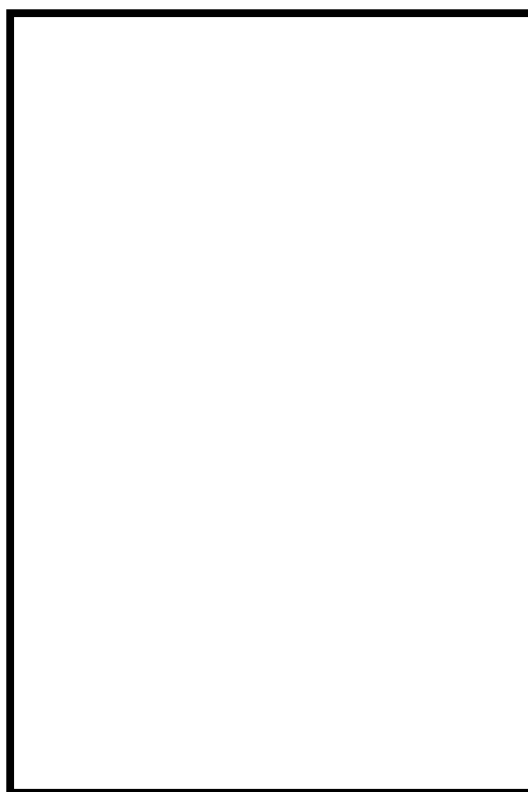
Con aproximadamente 20 barriles de fluido OneSTEP, se puede disminuir el daño que posee esta formación.

Conjuntamente con la estimulación se recomienda realizar un trabajo de control de agua para mantener la producción de agua baja.

4.1.7. POZO: CULEBRA 05. FORMACIÓN: “U”.

4.1.7.1. Diagrama mecánico del pozo Culebra 05. (Figura 4.47.)

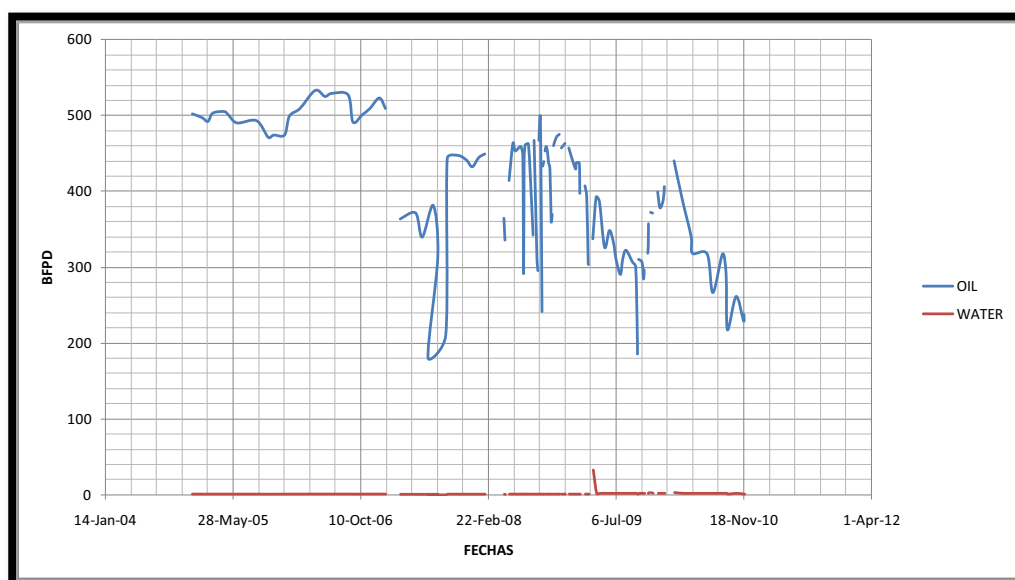
FIGURA 4.47. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 05.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.7.2. Historial de producción del pozo Culebra 05. (Figura 4.48.)

FIGURA 4.48. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 05.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.7.3. Datos del pozo Culebra 05. (Tabla 4.7.)

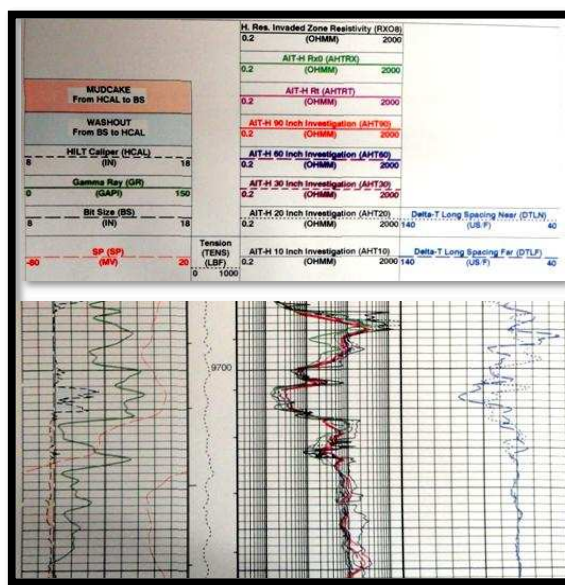
TABLA 4.7. : DATOS DEL POZO CULEBRA 05.

CULEBRA 05 (Datos)		
GOR	117	psi
API	18.4	°API
u	3.1572	cP
k	191	Md
s	44	
Espesor	54	Pies
Pb	920	psi
Ps	1429	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.7.4. Registros eléctricos del pozo Culebra 05. (Figura 4.49.)

FIGURA 4.49. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 05.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.7.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 05.

Completado por primera vez en abril de 2000.

En junio del 2010 aumenta el BSW de 0.2% a 2%.

En agosto de 2010 equipo BES de fondo pierde señal de fondo, trabaja con una fase a tierra.

En noviembre de 2010 el pozo entra a workover por fases a tierra.

Crudo pesado de 18.4°API.

Posee una notable declinación de producción desde febrero de 2010 hasta la fecha.

4.1.7.6. Análisis de tendencias del pozo Culebra 05. (Figura 4.50.)

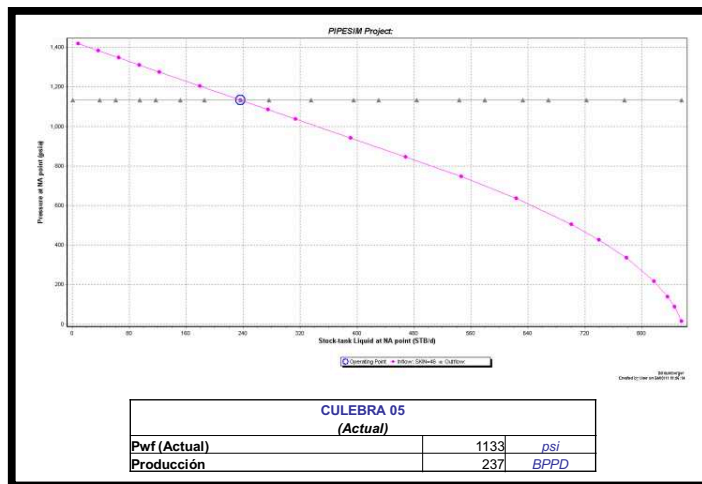
FIGURA 4.50. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 05.

PARÁMETRO/POZO VECINO	CUL-03
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	7.48
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.4
Fuerza Iónica	1.54
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	147
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	20
Salinidad, ppm ClNa	79530
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	4500
Dureza total, ppm CaCO ₃	9500
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	3800
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	5700
Sulfatos (SO ₄ --), mg/l	0
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	5490
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	1520
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	1368
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	48200
Sodio (Na ⁺), mg/l	31812
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	0.02
Manganeso (Mn ⁺⁺), mg/l	
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	4
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S g), mg/l	20
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-0.26
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.26
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	354
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	229
Presión (Fondo de Pozo)	644
Gravedad API	17.4
TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA	C FONDO I CABEZA

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.7.7. Estado actual del pozo Culebra 05. (Figura 4.51.)

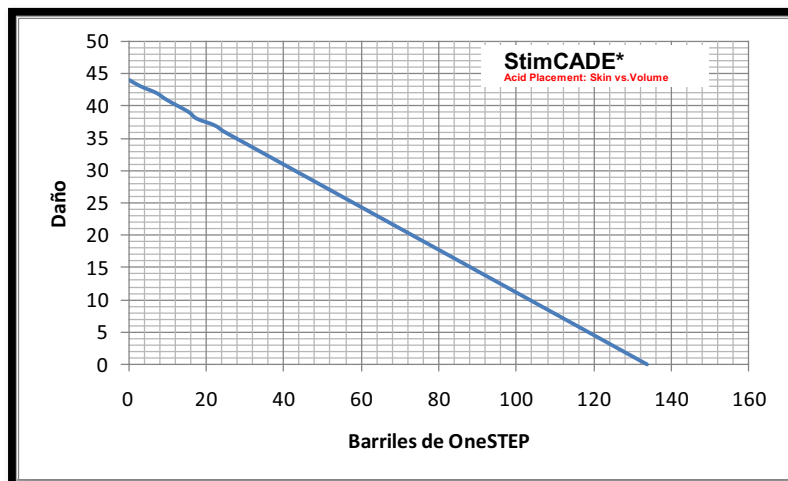
FIGURA 4.51. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 05.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.7.8. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.52.)

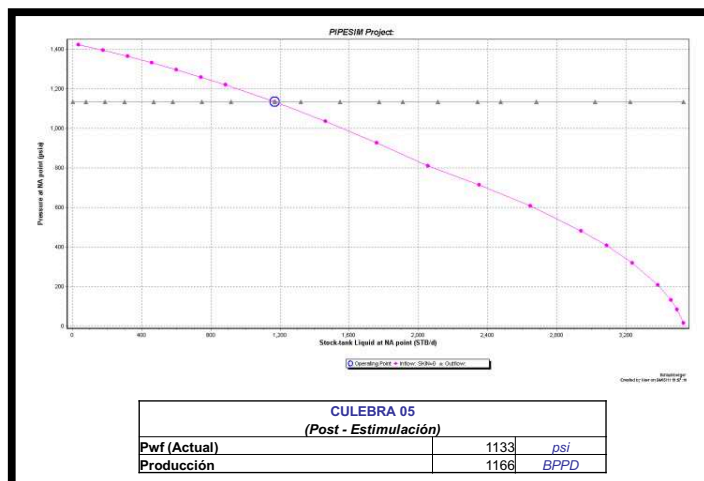
FIGURA 4.52. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.7.9. Estado post-estimulación del pozo Culebra 05. (Figura 4.53.)

FIGURA 4.53. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 05.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.7.10. Conclusiones para el pozo Culebra 05.

De acuerdo a los registros eléctricos este pozo presenta un muy buen potencial de producción de petróleo y la arena (54 pies) tiene una dimensión muy considerable.

El BSW que posee este pozo es muy bajo lo que es una característica muy interesante ya que se traducen en una mayor rentabilidad.

Inicialmente este pozo tuvo una producción cercana a los 500BPPD, sin embargo en dos años de producción la misma ha caído a 200 BPPD.

Si bien es cierto en este pozo ha habido varias caídas de producción por problemas en las BES utilizadas, nunca recuperó la producción inicial y siempre muestra tendencias a decaer.

El pozo se encuentra severamente dañado ($s=44$).

El daño que posee se debe a una significativa presencia de carbonato de calcio, al cual el OneSTEP lo puede eliminar sin dificultad y así aumentar la producción de petróleo de este pozo.

Se recomienda realizar un reacondicionamiento inmediato con el propósito de remover el daño en la formación a este pozo ya que se está subestimado su potencial y perdiendo producción diaria cercana a 800 BPPD.

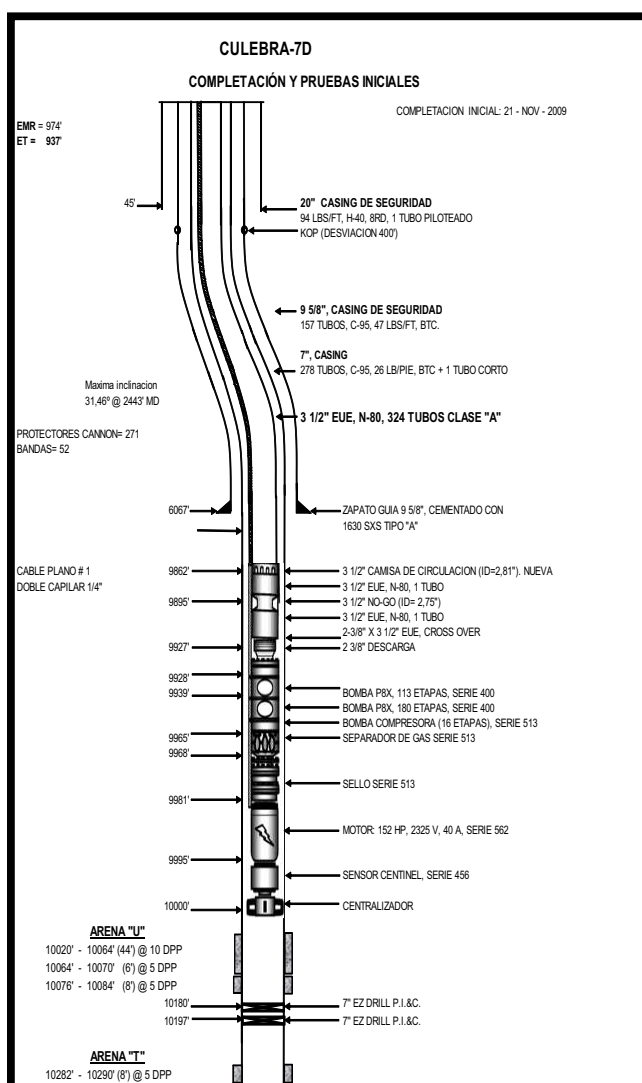
El volumen necesario de OneSTEP para eliminar el daño y dejar $s=0$ es de 130 barriles.

Debido a las facilidades de superficie y a la cantidad de barriles de petróleo que se pueden producir, se recomienda bajar bombeo electro sumergible para el pozo Culebra 05.

4.1.8. POZO: CULEBRA 07. FORMACIÓN: “U”.

4.1.8.1. Diagrama mecánico del pozo Culebra 07. (Figura 4.54.)

FIGURA 4.54. : DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO CULEBRA 07.

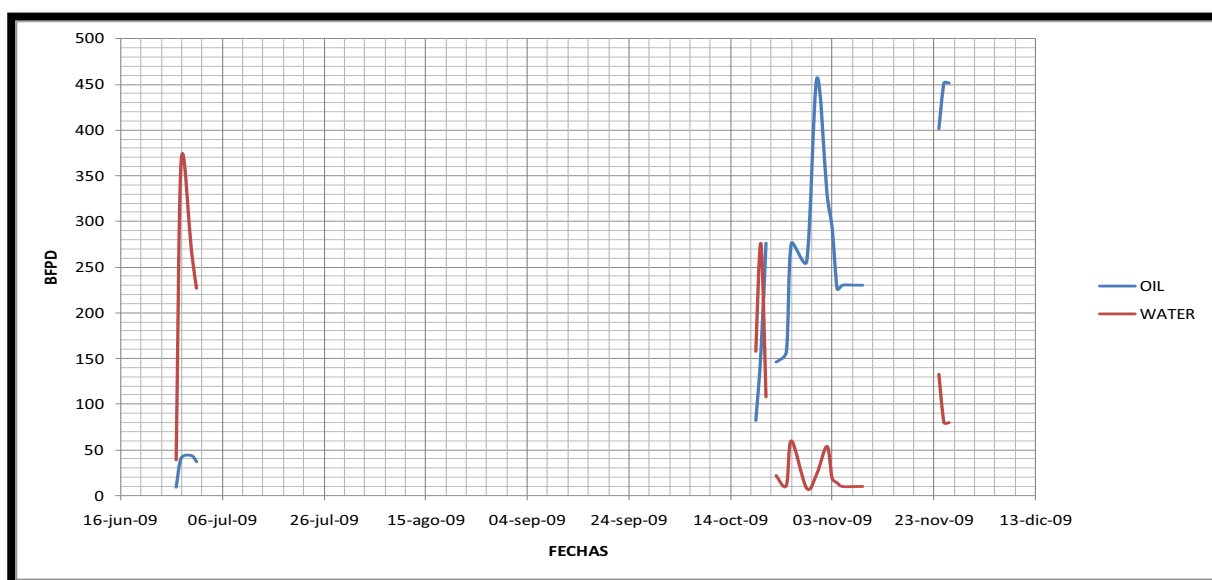


FUENTE: EP PETROECUADOR

MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.8.2. Historial de producción del pozo Culebra 07. (Figura 4.55.)

FIGURA 4.55. : HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 07.



FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.3. Datos del pozo Culebra 07. (Tabla 4.8.)

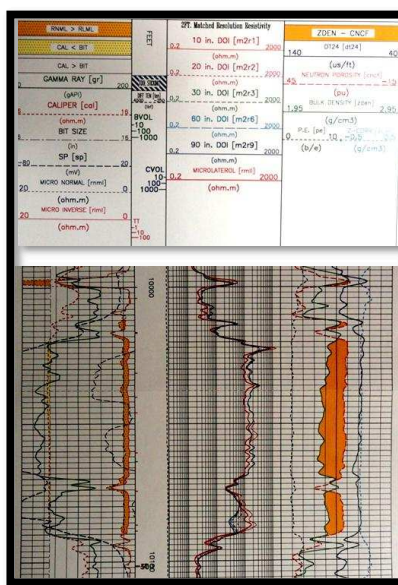
TABLA 4.8. : DATOS DEL POZO CULEBRA 07.

CULEBRA 07 (Datos)		
GOR	117	psi
API	18	°API
u	3.1572	cP
k	25	Md
s	-4.5	
Espesor	44	Pies
Pb	920	psi
Ps	1429	psi

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.4. Registros eléctricos del pozo Culebra 07. (Figura 4.56.)

FIGURA 4.56. : REGISTROS ELÉCTRICOS DEL POZO CULEBRA 07.



FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.8.5. Resumen de eventos importantes ocurridos en el pozo Culebra 07.

Completado por primera vez en noviembre de 2009.

Pozo inicia producción con levantamiento artificial por bombeo electro sumergible, con 2 bombas P8X.

En noviembre de 2009 el pozo entra en workover por bajo aislamiento.

Produce 450 BPPD con un BSW cercano al 15%.

4.1.8.6. Análisis de tendencias del pozo Culebra 07. (Figura 4.57.)

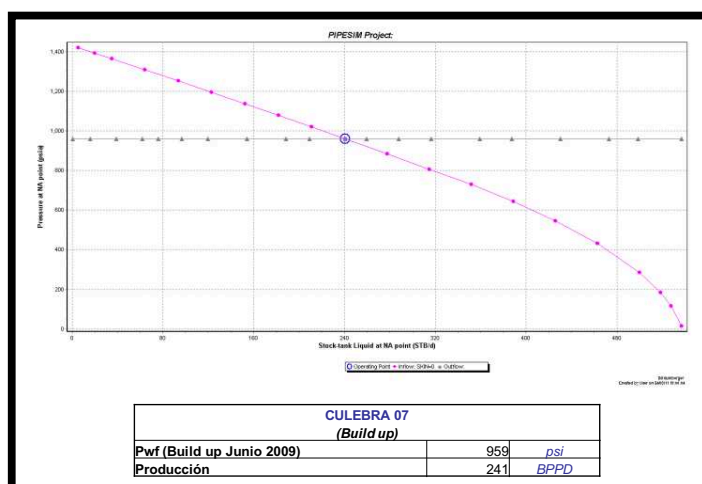
FIGURA 4.57. : ANÁLISIS DE TENDENCIAS DEL POZO CULEBRA 07.

PARÁMETRO/POZO VECINO	CUL-03
ARENA	U
pH (Medido en Laboratorio)	7.48
pH calculado (Cabeza de Pozo)	7.4
Fuerza Iónica	1.54
Temperatura, °F, (Cabeza de Pozo)	147
Presión, psi, (Cabeza de Pozo) - tubing	20
Salinidad, ppm ClNa	79530
Alcalinidad, ppm CaCO ₃	4500
Dureza total, ppm CaCO ₃	9500
Dureza cálcica, ppm CaCO ₃	3800
Dureza magnésica, ppm CaCO ₃	5700
Sulfatos (SO ₄ -), mg/l	0
Bicarbonatos (HCO ₃), mg/l CaCO ₃	5490
Calcio (Ca ⁺⁺), mg/l	1520
Magnesio (Mg ⁺⁺), mg/l	1368
Cloruros (Cl ⁻), mg/l	48200
Sodio (Na ⁺), mg/l	31812
Hierro (Fe ⁺⁺), mg/l	0.02
Manganeso (Mn ⁺⁺), mg/l	
Dióxido de Carbono (CO ₂ g), %	4
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S g), mg/l	20
TENDENCIA SI (Fondo de Pozo)	-0.26
TENDENCIA PTB (Fondo de Pozo)	NA
TENDENCIA SI (Cabeza de Pozo) (Calcita)	1.26
TENDENCIA PTB (Cabeza de Pozo)	354
BOPD	
BWPD	
Temperatura (Fondo de Pozo)	229
Presión (Fondo de Pozo)	644
Gravedad API	17.4
TENDENCIA CONCLUSIÓN I=INCRUSTANTE C= CORROSIVA	C FONDO I CABEZA

FUENTE: EP PETROECUADOR / MODIFICADO: Álvaro Román.

4.1.8.7. Estado del pozo Culebra 07 a la fecha del último build up. (Figura 4.58.)

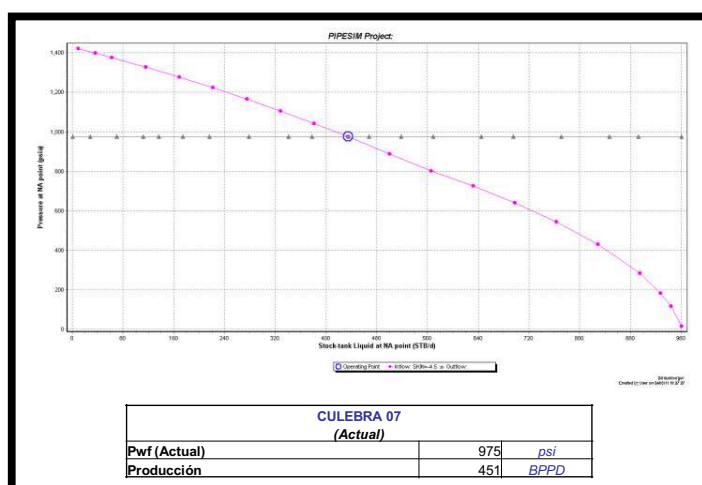
FIGURA 4.58. : ANÁLISIS NODAL DEL POZO CULEBRA 07 A LA FECHA DEL ÚLTIMO BUILD UP.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.8. Estado actual del pozo Culebra 07. (Figura 4.59.)

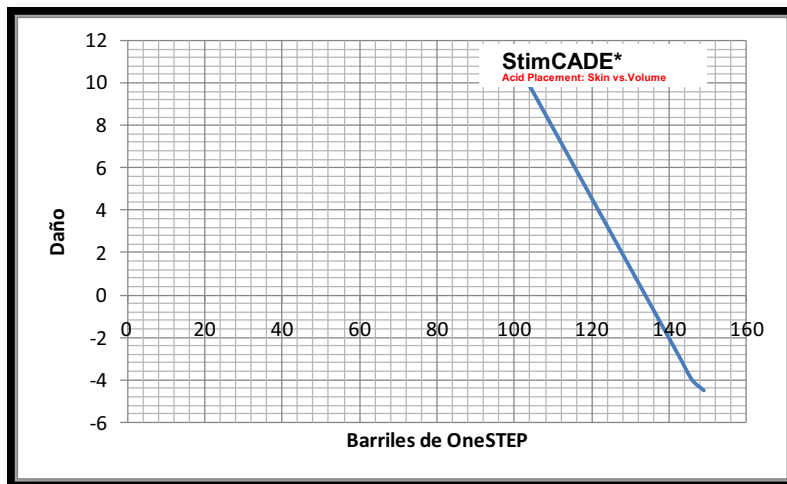
FIGURA 4.59. : ANÁLISIS NODAL ACTUAL DEL POZO CULEBRA 07.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.9. Dosificación de OneSTEP. (Figura 4.60.)

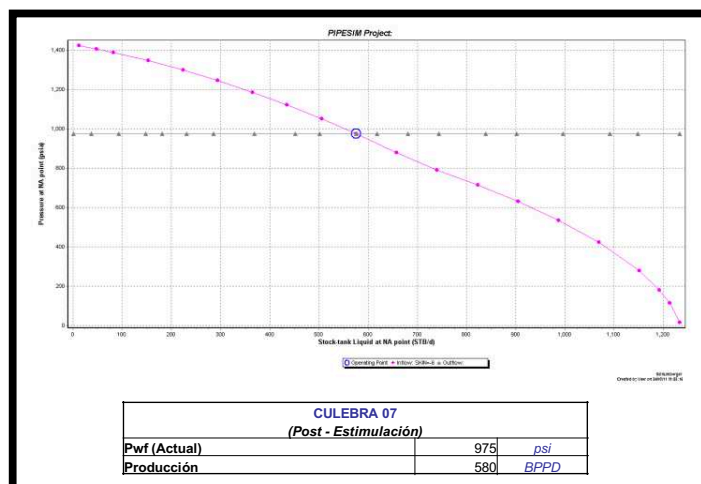
FIGURA 4.60. : VOLUMEN NECESARIO DE ONESTEP PARA REMOVER DAÑO.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.10. Estado post-estimulación del pozo Culebra 07. (Figura 4.61.)

FIGURA 4.61. : ANÁLISIS NODAL POST-ESTIMULACIÓN DEL POZO CULEBRA 07.



ELABORACIÓN: Álvaro Román.

4.1.8.11. Conclusiones para el pozo Culebra 07.

Actualmente este pozo ya esta estimulado y produciendo 451BPPD.

Si se quisiera volver a estimular este pozo con OneSTEP, se podría incluso reducir más el daño actual y aumentar la producción en 129 BPPD, sin embargo con una producción como la actual y con la existencia de una estimulación previa es muy difícil que la operadora acceda a una nueva estimulación por lo que se recomienda dejar a este pozo en estudio y en análisis para a futuro recomendar una estimulación matricial.

Si el caso ameritase se debería usar por lo menos 150 barriles de fluido OneSTEP para estimular nuevamente al pozo.

Se puede recomendar un control de agua ya que según registros eléctricos el pozo posee un muy buen potencial de producción de petróleo y un contacto de agua muy debajo de la zona de petróleo.

4.2. EJEMPLO REAL DE APLICACIÓN DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL REALIZADO EN EL POZO CULEBRA 11 OPERADO POR LA EMPRESA EP PETROECUADOR.

4.2.1. OBJETIVO.

El pozo Culebra 11D presentaba un daño severo ($s=35$) debido a la invasión de fluido de completación incompatible con los fluidos del reservorio y daño por invasión de sólidos de completación; daños que fueron eliminados con una estimulación matricial con pre flujo de OneSTEP a la formación Napo "U" Inferior.

4.2.2. ANTECEDENTES.

Se disparó la arena "U" inferior el 24 de noviembre de 2010 en los siguientes intervalos:

10,014' – 10,036' (22')

10,048' – 10,068' (20')

Se inició la evaluación de producción el 24 de noviembre de 2010 con los resultados presentados en la Tabla 4.9.

TABLA 4.9. : EVALUACIÓN AL POZO CULEBRA 11.

FECHA	PRODUCCIÓN FLUIDO	BSW	PRODUCCIÓN PETRÓLEO
	BPPD	%	BPPD
11/24/2010	288	73	49
11/25/2010	288	61	112
11/26/2010	0	0	0
Cambio de Completación			
11/30/2010	120	69	37
12/02/2010	144	49	73
Reversan Jet			

FECHA	PRODUCCIÓN FLUIDO	BSW	PRODUCCIÓN PETRÓLEO
12/04/2010	120	69	50
12/5/2010	168	57	72
Cambio de Completación			
12/7/2010	1544	77	355
12/11/2010	1544	85	231
Se aísla Hollín con CIBP.			
12/13/2010	336	94	20

FUENTE: EP-PETROECUADOR.

El día 14 de diciembre de 2010 se para operaciones y producción en el pozo.

4.2.3. EVALUACIÓN PETROFÍSICA.

EP PETROECUADOR suministró la información petrofísica relevante a la arenisca Napo "U" Inferior del pozo Culebra 11D (Tabla 4.10.), la cual fue utilizada para los cálculos de pronóstico de producción y simulación de la estimulación matricial usando fluido OneSTEP.

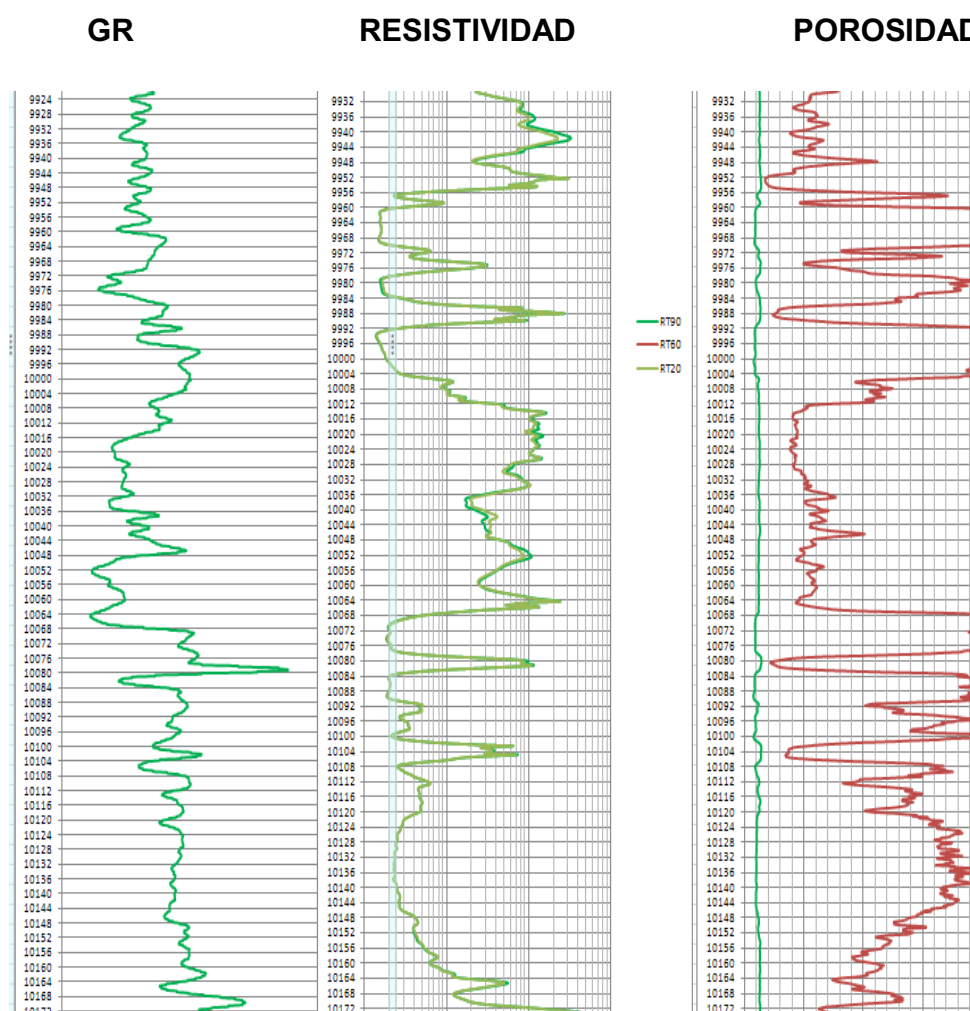
TABLA 4.10. : DATOS DE LA ARENA U INFERIOR DEL POZO CULEBRA 11D.

ARENA	Ho (ft)	Por (%)	Sw (%)	Vcl (%)
U Inferior	30	13.4%	20%	11.7%

FUENTE: EP-PETROECUADOR.

Como se puede observar en la Tabla 4.10. la arena Napo "U" Inferior tienen buenas propiedades petrofísicas y además por registros eléctricos, no se observa un contacto agua-petróleo evidente en la zona productora. Adicional en el registro eléctrico (Figura 4.62.) se observa que se tiene una muy buena barrera natural en la parte inferior y en la parte superior que ayudarán a frenar el crecimiento vertical de la estimulación, por lo tanto hay muy buenas posibilidades de contener la estimulación en el intervalo de interés.

FIGURA 4.62. : PETROFÍSICA ARENA "U" INFERIOR DEL POZO CULEBRA 11D.



FUENTE: EP-PETROECUADOR.

4.2.4. MECANISMO DE DAÑO Y MODELO DE PRODUCCIÓN ACTUAL.

Los daños que se tuvieron en la formación Napo “U” Inferior, fueron:

Daño por invasión de agua de la formación Hollín. (Agua fresca)

Daño por hinchamiento de arcillas por el cambio de salinidad.

Daño por lodo de perforación.

El daño producido en el reservorio tuvo diferente profundidad de invasión y se eliminó realizando un tratamiento de estimulación en el reservorio.

4.2.5. ONESTEP.

En el campo Culebra en la formación “U” Inferior se tiene contenido de arcillas, por lo tanto es altamente recomendable bombear OneSTEP. El fluido OneSTEP es un sistema de ácido gelificado, que permite controlar permanentemente la migración de finos en formaciones areniscas que presentan este tipo de daño y que tengan arcillas sensibles. Este fluido fue bombeado y permaneció en remojo en la formación durante 8 horas. La cantidad de fluido bombeado fue de 90 bls.

4.2.5.1. BENEFICIOS DEL ONESTEP.

Control de migración de finos.

Remoción de lodo de perforación.

Estabilizador de arcillas.

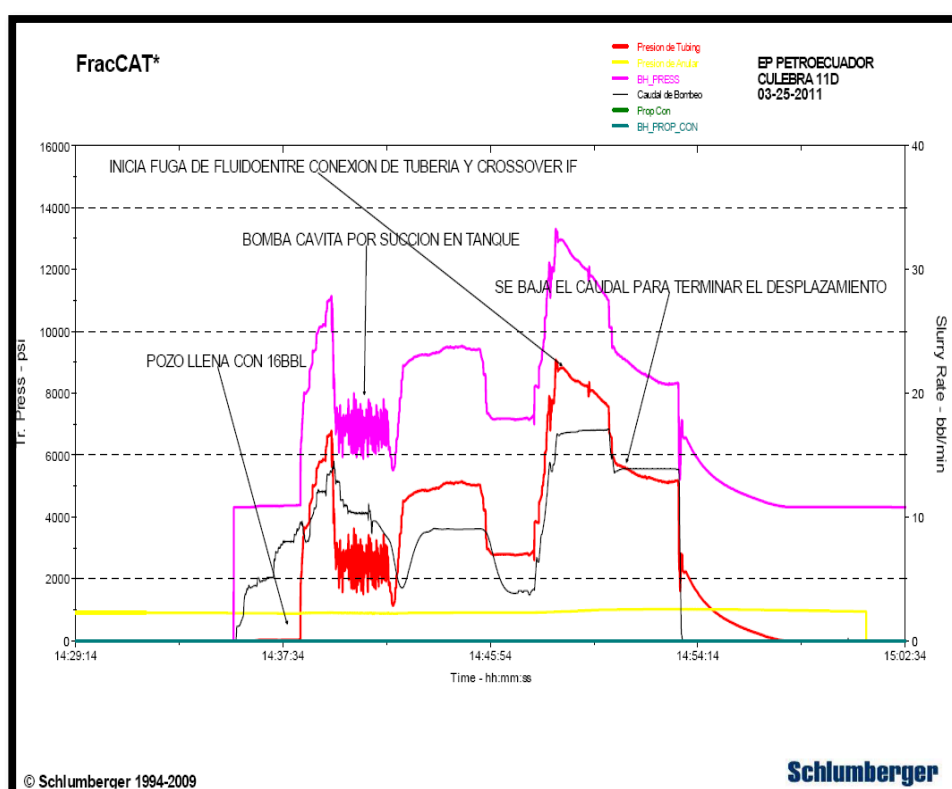
Penetración más profunda.

Probabilidad de precipitación reducida.

4.2.6. BOMBEO ONESTEP.

Los eventos presentados en la Figura 4.62. ocurrieron el 25 de marzo de 2011 durante el bombeo de 90 bls de fluido OneSTEP al pozo Culebra 11D.

FIGURA 4.62.: EVENTOS OCURRIDOS DURANTE EL BOMBEO DE ONESTEP AL POZO CULEBRA 11D.

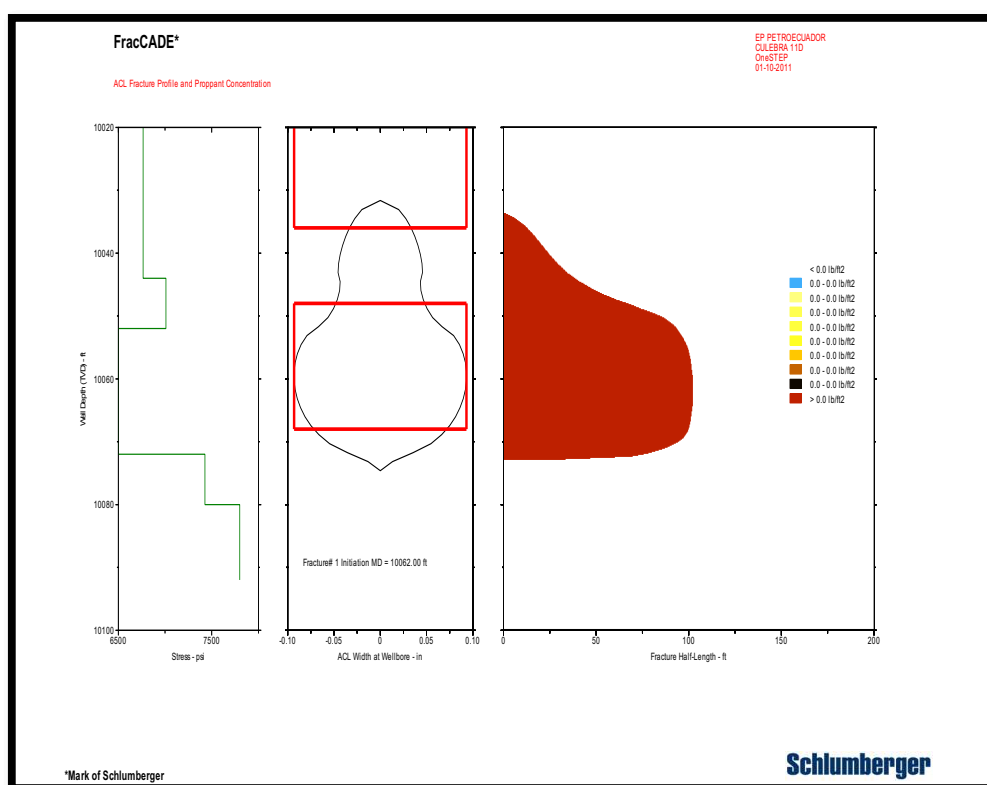


FUENTE: Schlumberger.

4.2.7. INGRESO DE ONESTEP A LA FORMACIÓN.

En la Figura 4.63. se observan las vistas del reservorio y como el fluido OneSTEP ha ingresado para eliminar el daño.

FIGURA 4.63.: INGRESO DE FLUIDO ONESTEP AL POZO CULEBRA 11D.



FUENTE: Schlumberger.

4.2.8. OPERACIONES REALIZADAS DURANTE EL REACONDICIONAMIENTO AL POZO CULEBRA 11 D.

Movimiento de torre de reacondicionamiento a la locación del pozo.

Control de pozo con salmuera KCL4% proporcionado por Schlumberger.

Desarmado de cabezal de pozo, armado y probado de BOP.

Sacado de completación actual del pozo.

Bajado de sarta de limpieza (broca y scrapper), acondicionar casing de 7" hasta CIBP @ 10,350 ft.

Bajado de sarta de estimulación, probando con 3.500 psi cada 2.000 pies de la siguiente manera:

3-1/2" drill pipe. (1)

7" x 3-1/2" Positrieve packer. (a ser asentado a +/- 9,700 ft)

3-1/2" drill pipe. (1)

Nogo.

3-1/2" drill pipe, hasta superficie.

Asentado de packer a +/- 9,700'.

Con Slick Line se recuperó standing valve.

Armado equipo de Well Services para estimulación matricial.

NOTA: El taladro suministró un estimado de 1000 bls de agua fresca para realizar la mezcla de los fluidos de tratamiento.

Se realizó prueba de líneas de Schlumberger con 10,000 psi contra válvula de tapón en cabezal de pozo. Se colocó 800 psi en el espacio anular, para mantener la presión en el anular con una unidad de back up.

Se bombeó 90 bls de OneSTEP a 18 bpm y se dejó en remojo en la formación por 8 horas. La presión en superficie máxima estimada es de 5,305 psi de acuerdo a la simulación en FracCADE. Sin embargo este valor puede cambiar de acuerdo a los

valores de presión por fricción y la presión de fractura de la formación (en fondo de pozo se considera que la presión máxima de estimulación es de 5,500 psi).

Un cambio de fluido, el fluido debe ser salmuera tratada compatible con el crudo de la formación proporcionada por Schlumberger.

Instalar equipo de bombeo electro sumergible.

Producir el pozo hasta tener producción estable (por lo menos 3 o 4 semanas), después si Ingeniería considera necesario realizar un build up.

Dar por terminadas las operaciones.

Infografía del reacondicionamiento realizado al pozo Culebra 11D en marzo de 2011, se adjunta como Anexo 1.

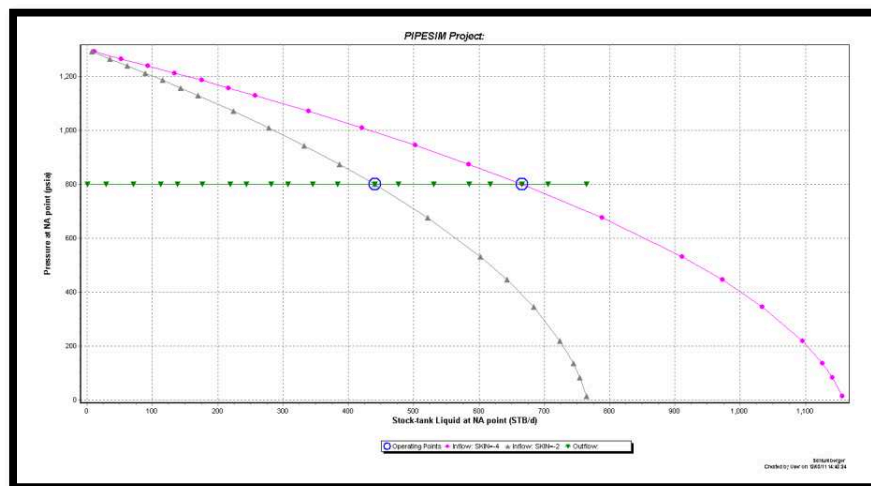
4.2.9. PRODUCCIÓN POST ESTIMULACIÓN CON FLUIDO ONESTEP.

Con la geometría de la estimulación diseñada, los datos suministrados por EP PETROECUADOR y los datos determinados en la fase de análisis, se realizó un pronóstico de producción del pozo estimulado considerando que se obtendrá un daño de -2 y un daño de -4.

Por lo tanto lo mínimo que se obtendrá como producción post-estimulación es 440 BPPD si se llega a obtener un daño post-estimulación de -2, si se llega a obtener un daño de -4 se tendrá una producción post-estimulación de 667 BPPD con una estimación de presión de yacimiento de 1300 psi, una permeabilidad de 200 md, una viscosidad de 10.6 cp a la presión de 1300 psi en fondo de pozo y considerando que esta formación no tiene contacto agua petróleo.

Actualmente el pozo se encuentra produciendo 465 BPPD, con un daño aproximado de de -2.

FIGURA 4.63. : ESTIMADO DE PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 11D.



FUENTE: Schlumberger.

4.2.10. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA ESTE POZO.

El pozo presentó un daño alto debido a hinchamiento de arcillas por invasión de agua de la formación Hollín.

Para volver a las condiciones iniciales de producción se realizó una estimulación matricial con fluido OneSTEP y se logró una producción post-estimulación de 465 BFPD.

Se recomienda producir el pozo continuamente después del tratamiento con OneSTEP.

CAPÍTULO V.

5 ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

Para este proyecto, el análisis económico constituye un estudio que correlaciona la inversión realizada al aplicar la remediación de daño con estimaciones matriciales, usando fluido OneSTEP y el ingreso de capital en función de la proyección de producción estimada.

Para este análisis económico, se va a usar como prototipo los datos de producción, los costos, la dosificación, y en si toda la información y resultados del último workover realizado al pozo Culebra 11D; debido a que en este workover se realizó una estimulación matricial con pre flujo de fluido OneSTEP el pasado mes de Marzo de 2011 y toda la información y resultados son reales y actualizados a la fecha. Las estimaciones de producción ha ser usadas en el presente capítulo, fueron calculadas en función de las propiedades y daño de cada pozo en el capítulo 4.

En función de la declinación de producción promedio obtenida se aplica los métodos de evaluación de proyectos como son: el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para verificar la factibilidad del proyecto.

Finalmente, después de analizar individualmente a cada pozo, se va a ser un análisis en conjunto de todos los pozos para determinar las ventajas o desventajas económicas del proyecto para la operadora de los Campos.

Los resultados de producción inicial, el incremento de producción y la proyección de producción final para cada uno de los pozos estudiados, además del daño de formación, que se obtendría después del tratamiento, se detallan en las Tablas 5.1. a 5.9.

TABLA 5.1: RESULTADOS DEL POZO AUCA 10.

PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 10	
PRODUCCIÓN INICIAL	212 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	321 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	109
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.2: RESULTADOS DEL POZO AUCA 52.

PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 52	
PRODUCCIÓN INICIAL	280 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	672 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	392 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.3: RESULTADOS DEL POZO AUCA 67D.

PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA	
PRODUCCIÓN INICIAL	187 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	381 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	194 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.4: RESULTADOS DEL POZO AUCA 70D.

PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 70	
PRODUCCIÓN INICIAL	360 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	495 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	135 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.5: RESULTADOS DEL POZO AUCA75D.

PRODUCCIÓN DEL POZO AUCA 75D	
PRODUCCIÓN INICIAL	420 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	1645 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	1225 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.6: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 01.

PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 01	
PRODUCCIÓN INICIAL	151 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	270 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	119 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.7: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 05.

PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 05	
PRODUCCIÓN INICIAL	237 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	1166 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	929 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.8: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 07D.

PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 07	
PRODUCCIÓN INICIAL	451 BPPD
PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN	580 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	129 BPPD
DAÑO FINAL	0

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.9: RESULTADOS DEL POZO CULEBRA 11D.

PRODUCCIÓN DEL POZO CULEBRA 11D	
PRODUCCIÓN INICIAL	0 BPPD
PRODUCCIÓN ACTUAL	465 BPPD
INCREMENTO DE PRODUCCIÓN	465 BPPD
DAÑO FINAL	-2

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.1.1. PERFIL DE PRODUCCIÓN.

La producción de petróleo de cada uno de los pozos ha sido estimada para el tiempo de vida útil del proyecto, es decir 12 períodos de 1 mes, considerando una declinación exponencial de un año de producción.

La fórmula a ser usada para calcular este estimado de producción es la 5.1.

ECUACIÓN 5.1. DECLINACIÓN ANUAL DE PRODUCCIÓN.

$$q_t = q_i e^{-Dt}$$

FUENTE: Schlumberger.

Donde:

D = Declinación como una fracción de la tasa de producción. (Barril/mes)

qt = Tasa de producción total. (Barriles mensuales)

qi = Tasa de producción referencial. (Barriles mensuales)

t = Tiempo (meses)

Las proyecciones de producción de los pozos estudiados en este proyecto se encuentran detalladas en las Tablas 5.10. y 5.11. Según datos proporcionados por la

operadora del Área Auca, anualmente en promedio los pozos de esta zona declinan un 30% de su producción con respecto a la producción del año anterior.

TABLA 5.10. : PROYECCIONES DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS DE AUCA:

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN (BPPM) AUCA						
Periodo	Producción					TOTAL
	AUCA 10	AUCA 52	AUCA 67	AUCA 70	AUCA 75	
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	3189,27	11469,65	5383,71	3950,01	35842,67	59835,31
2	3110,52	11186,47	5250,79	3852,48	34957,73	58358,01
3	3033,73	10910,29	5121,16	3757,37	34094,65	56917,19
4	2958,83	10640,92	4994,72	3664,60	33252,88	55511,94
5	2885,78	10378,20	4871,40	3574,13	32431,88	54141,39
6	2814,53	10121,97	4751,13	3485,88	31631,16	52804,67
7	2745,04	9872,07	4633,83	3399,82	30850,21	51500,96
8	2677,27	9628,33	4519,42	3315,88	30088,54	50229,43
9	2611,17	9390,61	4407,84	3234,01	29345,67	48989,30
10	2546,70	9158,77	4299,01	3154,17	28621,14	47779,79
11	2483,82	8932,64	4192,87	3076,29	27914,51	46600,14
12	2422,50	8712,10	4089,35	3000,34	27225,32	45449,61
TOTAL						628117,74

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.11. : PROYECCIONES DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS DE CULEBRA:

PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN (BPPM) CULEBRA					
Periodo	Produccion				TOTAL
	CULEBRA 01	CULEBRA 05	CULEBRA 07	CULEBRA 11D	
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	3481,86	27181,91	3774,45	13605,58	48043,80
2	3395,89	26510,80	3681,26	13280,61	46868,57
3	3312,05	25856,27	3590,38	12958,06	45716,75
4	3230,28	25217,89	3501,73	12643,34	44593,24
5	3150,53	24595,28	3415,28	12336,26	43497,35
6	3072,74	23988,04	3330,95	12036,65	42428,38
7	2996,88	23395,79	3248,72	11744,31	41385,69
8	2922,89	22818,16	3168,51	11459,07	40368,63
9	2850,72	22254,80	3090,28	11180,76	39376,56
10	2780,34	21705,34	3013,98	10909,20	38408,87
11	2711,69	21169,45	2939,57	10644,25	37464,96
12	2644,74	20646,79	2866,99	10385,73	36544,25
TOTAL					504697,06

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.1.2. EGRESOS.

5.1.2.1. Costos de los workovers para estimular matricialmente las formaciones de los pozos estudiados y su puesta en producción.

Los costos totales del workover realizado al pozo Culebra 11D, entre las fechas 18 de Marzo de 2011 y 2 de Abril de 2011 se detallan en la Tabla 5.12.

**TABLA 5.12: COSTOS DEL WORKOVER REALIZADO AL POZO CULEBRA 11D
(18 DE MARZO DE 2011 – 2 DE ABRIL DE 2011).**

COSTOS DEL WORKOVER ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON ONESTEP POZO CULEBRA 11D	
SERVICIO	COSTO
Movimiento de la torre	\$27,345.08
SERVICIO	COSTO
Trabajo de la torre (16 días)	\$145,470.40
Químicos de control de pozo	\$61,000.00
BES (2 Bombas)	\$79,274.00
BES (Instalación)	\$12,200.00
Cable eléctrico	\$161,253.00
Unidad de wireline	\$9,264.00
Supervisión de instalaciones	\$10,068.00
Estimulación OneSTEP(Productos + Servicios)	\$90,000.00
TOTAL	\$595,874.48

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

Los costos reales mostrados en la figura 5.12. van a servir de referencia para estimar los costos de estimular matricialmente con fluido OneSTEP los otros pozos potencialmente candidatos a este tipo de reacondicionamiento. Estos costos se detallan en las Tablas 5.13 y 5.14.

El tipo de levantamiento artificial que se va a instalar en cada uno de los pozos es bombeo electro sumergible. Se ha escogido este tipo de levantamiento artificial debido a que todos los pozos en estudio ya poseen las facilidades de superficie para este tipo de levantamiento.

TABLA 5.13: PROYECCIÓN DE COSTOS DE LOS WORKOVERS A REALIZARSE EN EL CAMPO AUCA.

COSTOS DE LOS WORKOVERS ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON ONESTEP POZOS DEL CAMPO AUCA						
POZO						
SERVICIO	AUCA 10	AUCA 52	AUCA 67	AUCA 70	AUCA 75	COSTO TOTAL
Movimiento de la torre	\$27.345,08	\$27.345,08	\$27.345,08	\$27.345,08	\$27.345,08	\$136.725,40
Trabajo de la torre (16 días)	\$145.470,40	\$145.470,40	\$145.470,40	\$145.470,40	\$145.470,40	\$727.352,00
Químicos de control de pozo	\$61.000,00	\$61.000,00	\$61.000,00	\$61.000,00	\$61.000,00	\$305.000,00
BES (Bomba)	\$79.274,00	\$79.274,00	\$79.274,00	\$79.274,00	\$79.274,00	\$396.370,00
BES (Instalación)	\$12.200,00	\$12.200,00	\$12.200,00	\$12.200,00	\$12.200,00	\$61.000,00
Cable eléctrico	\$161.253,00	\$161.253,00	\$161.253,00	\$161.253,00	\$161.253,00	\$806.265,00
Unidad de wireline	\$9.264,00	\$9.264,00	\$9.264,00	\$9.264,00	\$9.264,00	\$46.320,00
Supervisión de instalaciones	\$10.068,00	\$10.068,00	\$10.068,00	\$10.068,00	\$10.068,00	\$50.340,00
Estimulación OneSTEP(Productos + Servicios)	\$50.000,00	\$45.000,00	\$22.000,00	\$12.000,00	\$125.000,00	\$254.000,00
TOTAL						\$2.783.372,40

FUENTE: EP PETROECUADOR / ELABORACIÓN: Álvaro Román.

TABLA 5.14: PROYECCIÓN DE COSTOS DE LOS WORKOVERS A REALIZARSE EN EL CAMPO CULEBRA.

COSTOS DE LOS WORKOVERS ESTIMULACIÓN MATRICIAL CON ONESTEP POZOS DEL CAMPO CULEBRA					
POZO					
SERVICIO	CULEBRA 01	CULEBRA 05	CULEBRA 07	CULEBRA 11	COSTO TOTAL
Movimiento de la torre	\$27.345,08	\$27.345,08	\$27.345,08	\$27.345,08	\$109.380,32
Trabajo de la torre (16 días)	\$145.470,40	\$145.470,40	\$145.470,40	\$145.470,40	\$581.881,60
Químicos de control de pozo	\$61.000,00	\$61.000,00	\$61.000,00	\$61.000,00	\$244.000,00
BES (Bomba)	\$79.274,00	\$79.274,00	\$79.274,00	\$79.274,00	\$317.096,00
BES (Instalación)	\$12.200,00	\$12.200,00	\$12.200,00	\$12.200,00	\$48.800,00
Cable electrico	\$161.253,00	\$161.253,00	\$161.253,00	\$161.253,00	\$645.012,00
Unidad de wireline	\$9.264,00	\$9.264,00	\$9.264,00	\$9.264,00	\$37.056,00
Supervisión de instalaciones	\$10.068,00	\$10.068,00	\$10.068,00	\$10.068,00	\$40.272,00
Estimulación OneSTEP(Productos + Servicios)	\$21.000,00	\$135.000,00	\$90.000,00	\$150.000,00	\$396.000,00
TOTAL					\$2.419.497,92

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.1.2.2. Costos de producción.

En el cálculo de los costos de producción, se incluyen los costos de operación, de logística y de transporte del crudo hasta ser comercializado. Este valor se encuentra en promedio, para la producción de un barril de petróleo del Área Auca, en \$9.5/barril según datos proporcionados por EP PETROECUADOR.

Los costos de producción para los pozos de Auca y Culebra se ilustran en la Tabla 5.15.

**TABLA 5.15.: COSTOS DE PRODUCCIÓN DEL INCREMENTO DE PETRÓLEO
PARA LOS POZOS EN ESTUDIO DEL CAMPO AUCA Y CULEBRA.**

COSTOS DE DE PRODUCCIÓN POZO AUCA Y CULEBRA				
Periodo	Producción AUCA (BPPM)	Producción CULEBRA (BPPM)	Producción Total (BPPM)	Costos Totales
0	0,00	0,00	0,00	\$0,00
1	59835,31	48043,80	107879,11	\$1.024.851,55
2	58358,01	46868,57	105226,58	\$999.652,54
3	56917,19	45716,75	102633,94	\$975.022,47
4	55511,94	44593,24	100105,19	\$950.999,27
5	54141,39	43497,35	97638,74	\$927.567,99
6	52804,67	42428,38	95233,06	\$904.714,03
7	51500,96	41385,69	92886,65	\$882.423,18
8	50229,43	40368,63	90598,06	\$860.681,57
9	48989,30	39376,56	88365,86	\$839.475,65
10	47779,79	38408,87	86188,66	\$818.792,22
11	46600,14	37464,96	84065,10	\$798.618,42
12	45449,61	36544,25	81993,86	\$778.941,69
TOTAL	628117,74	504697,06	1132814,80	\$ 10.761.740,59

FUENTE: EP PETROECUADOR

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.1.3. INGRESOS.

5.1.3.1. Precio del petróleo.

El precio del petróleo referencial WTI con fecha 7 de abril de 2011 y con fuente: www.preciopetroleo.net es de: 110.21 dólares. Nuestro país recibe un castigo a este por las características de °API, % de azufre y BSW, con fecha 1 de marzo de 2011 y con fuente: Agencia pública de noticias del Ecuador y Sur América (ANDES) es de: 92 dólares.

En la Figura 5.1. se puede evidenciar como ha variado el precio del petróleo desde Abril de 2010 hasta Abril 2011.

FIGURA 5.1: PRECIO DEL PETRÓLEO WTI VS PRECIO DEL PETRÓLEO ECUATORIANO.



FUENTE: ww.preciopetroleo.net.

Los ingresos mensuales para este pozo se obtienen con el producto del precio del crudo ecuatoriano (\$92) y la producción de petróleo en cada uno de los períodos analizados (Tabla 5.16).

TABLA 5.16.: INGRESOS POR INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LOS POZOS ESTUDIADOS EN ESTE PROYECTO DE AUCA Y CULEBRA.

INGRESOS POR PRODUCCION POZOS ESTUDIADOS DE AUCA Y CULEBRA		
Período	Produccion (BPPM)	Ingresos
0	0,00	\$0,00
1	107879,11	\$9.924.878,17
2	105226,58	\$9.680.845,67
3	102633,94	\$9.442.322,89
4	100105,19	\$9.209.677,16
5	97638,74	\$8.982.763,67
6	95233,06	\$8.761.441,16
7	92886,65	\$8.545.571,89
8	90598,06	\$8.335.021,48
9	88365,86	\$8.129.658,88
10	86188,66	\$7.929.356,26
11	84065,10	\$7.733.988,94
12	81993,86	\$7.543.435,32
TOTAL	1132814,80	\$104.218.961,51

FUENTE: EP PETROECUADOR/ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.1.4. HIPÓTESIS CONSIDERADAS EN EL ANÁLISIS ECONÓMICO.

Se estima a una tasa de actualización anual de 12% (1% mensual).

De acuerdo con los historiales de Build Up y de producción del Campo, se estima la proyección de producción mensual para los pozos estudiados del Campo Auca y Culebra como se muestra en la Tabla 5.10. y Tabla 5.11.

Se considera un año de vida útil, la aplicación del tratamiento de estimulación matricial mediante fluido OneSTEP en óptimas condiciones.

5.2. EVALUACIÓN DEL PROYECTO.

En la industria petrolera la rentabilidad de los proyectos estadísticamente ha sido alta, por lo cual las inversiones son recuperadas a corto plazo en pocos meses; esto garantiza asegurar la recuperación de la inversión y obtener ganancias del proyecto.

A continuación se presentan la evaluación financiera del proyecto, considerado un precio actual de \$92 el barril de petróleo ecuatoriano.

El análisis económico incluye cálculo del TIR y VAN.

5.2.1. VALOR ACTUAL NETO.

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión; entendiéndose como flujos de caja a la diferencia entre los ingresos y los egresos generados en un período determinado durante el tiempo de vida del proyecto. Además, se descuenta una tasa o

tipo de interés igual para todo el tiempo de vida del proyecto. Su interpretación se muestra en la siguiente Tabla 5.17.

TABLA 5.17. : SIGNIFICADO DEL VAN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
VAN > 0	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida	Se acepta el proyecto
VAN < 0	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida	No se acepta el proyecto
VAN = 0	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida, la decisión debería basarse en otros criterios.

FUENTE: EP PETROECUADOR

El valor actual neto es igual a la sumatoria de los flujos de caja actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos, a una tasa de actualización i .

Para el cálculo del VAN se usa la fórmula 5.3.

ECUACIÓN 5.3. : VAN.

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

FUENTE: Schlumberger

Donde:

FNCK = Flujo neto de caja para el periodo

i = Tasa de actualización (interés)

n = Tiempo de vida del proyecto

Es necesario recalcar que se analiza el proyecto con una tasa de actualización anual del 12%.

TABLA 5.18. : VAN DEL PROYECTO.

VAN DEL PROYECTO					
Período	Producción Total (BPPM)	Costo Inicial	Costos Mensuales	Ingresos mensuales	Flujo de Fondos
0	0,00	\$ 5.202.870,32	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 5.202.870,32
1	107879,11		\$ 1.024.851,55	\$ 9.924.878,17	\$ 8.900.026,62
2	105226,58		\$ 999.652,54	\$ 9.680.845,67	\$ 8.681.193,13
3	102633,94		\$ 975.022,47	\$ 9.442.322,89	\$ 8.467.300,42
4	100105,19		\$ 950.999,27	\$ 9.209.677,16	\$ 8.258.677,89
5	97638,74		\$ 927.567,99	\$ 8.982.763,67	\$ 8.055.195,68
6	95233,06		\$ 904.714,03	\$ 8.761.441,16	\$ 7.856.727,13
7	92886,65		\$ 882.423,18	\$ 8.545.571,89	\$ 7.663.148,71
8	90598,06		\$ 860.681,57	\$ 8.335.021,48	\$ 7.474.339,92
9	88365,86		\$ 839.475,65	\$ 8.129.658,88	\$ 7.290.183,24
10	86188,66		\$ 818.792,22	\$ 7.929.356,26	\$ 7.110.564,04
11	84065,10		\$ 798.618,42	\$ 7.733.988,94	\$ 6.935.370,52
12	81993,86		\$ 778.941,69	\$ 7.543.435,32	\$ 6.764.493,63

VAN \$ 82.711.788,81

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

El VAN para el proyecto con un precio de barril de \$92 por barril de petróleo es de VAN = \$82.711.788,81; analizando el valor anterior obtenido se puede concluir que el proyecto aplicado para este pozo si es factible y rentable para la operadora EP PETROECUADOR. Los cálculos y valores necesarios para obtener el valor de VAN se encuentran detallados en la Tabla 5.18.

5.2.2. TASA INTERNA DE RETORNO.

Es la tasa de interés con la cual el valor actual neto o valor presente neto (VAN) es igual a cero. El VAN es calculado a partir del flujo de caja anual, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

La fórmula que nos permite calcular La Tasa Interna de Retorno es la que se muestra en la Ecuación 5.4.

ECUACIÓN 5.4. : TIR.

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

FUENTE: Schlumberger.

Si VAN =0, entonces TIR = i

Si i es la tasa de actualización, entonces:

TIR es menor que i, el proyecto no es viable.

TIR es igual a i, el proyecto es indiferente, y si TIR es mayor que i, el proyecto es viable.

Anualmente el TIR es de 168.60%, lo que constituye un valor mayor a la tasa de actualización del 12% anual, con lo que se demuestra que este es un proyecto viable. En la tabla 5.19. se encuentran los datos necesarios para calcular la TIR y su valor.

TABLA 5.19.: TIR DEL PROYECTO.

TIR DEL PROYECTO					
Período	Producción Total (BPPM)	Costo Inicial	Costos Mensuales	Ingresos mensuales	Flujo de Fondos
0	0,00	\$ 5.202.870,32	\$ 0,00	\$ 0,00	-\$ 5.202.870,32
1	107879,11		\$ 1.024.851,55	\$ 9.924.878,17	\$ 8.900.026,62
2	105226,58		\$ 999.652,54	\$ 9.680.845,67	\$ 8.681.193,13
3	102633,94		\$ 975.022,47	\$ 9.442.322,89	\$ 8.467.300,42
4	100105,19		\$ 950.999,27	\$ 9.209.677,16	\$ 8.258.677,89
5	97638,74		\$ 927.567,99	\$ 8.982.763,67	\$ 8.055.195,68
6	95233,06		\$ 904.714,03	\$ 8.761.441,16	\$ 7.856.727,13
7	92886,65		\$ 882.423,18	\$ 8.545.571,89	\$ 7.663.148,71
8	90598,06		\$ 860.681,57	\$ 8.335.021,48	\$ 7.474.339,92
9	88365,86		\$ 839.475,65	\$ 8.129.658,88	\$ 7.290.183,24
10	86188,66		\$ 818.792,22	\$ 7.929.356,26	\$ 7.110.564,04
11	84065,10		\$ 798.618,42	\$ 7.733.988,94	\$ 6.935.370,52
12	81993,86		\$ 778.941,69	\$ 7.543.435,32	\$ 6.764.493,63

TIR	168,60%
-----	---------

ELABORACIÓN: Álvaro Román.

5.3. RESULTADOS GRÁFICOS.

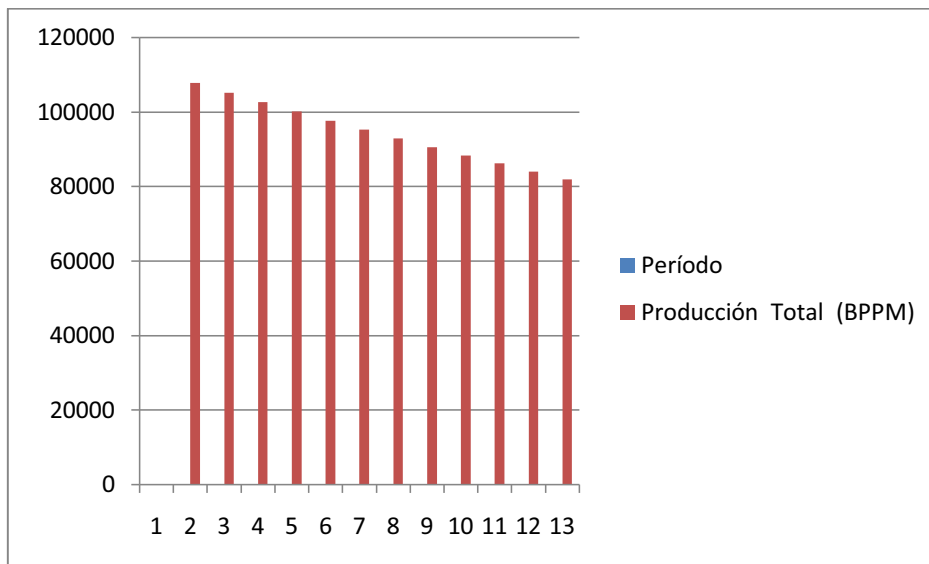
Gráficamente se ilustra la proyección de producción del proyecto en la Figura 5.2.

Gráficamente se ilustra la proyección de costos del proyecto en la Figura 5.3.

Gráficamente se ilustra la proyección de ingresos del proyecto en la Figura 5.4.

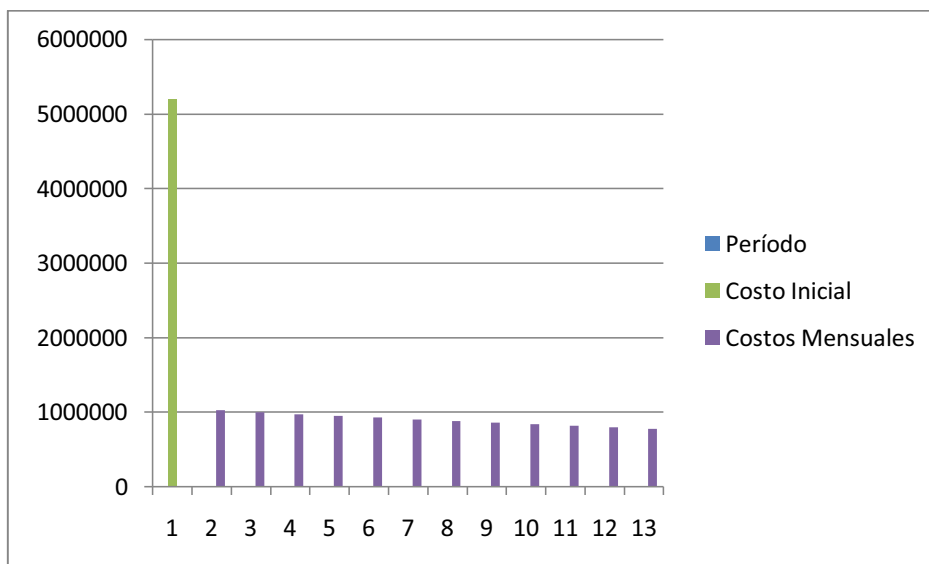
Gráficamente se ilustra todas las proyecciones para este proyecto en la Figura 5.5.

FIGURA 5.2: PROYECCIÓN DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL PROYECTO.



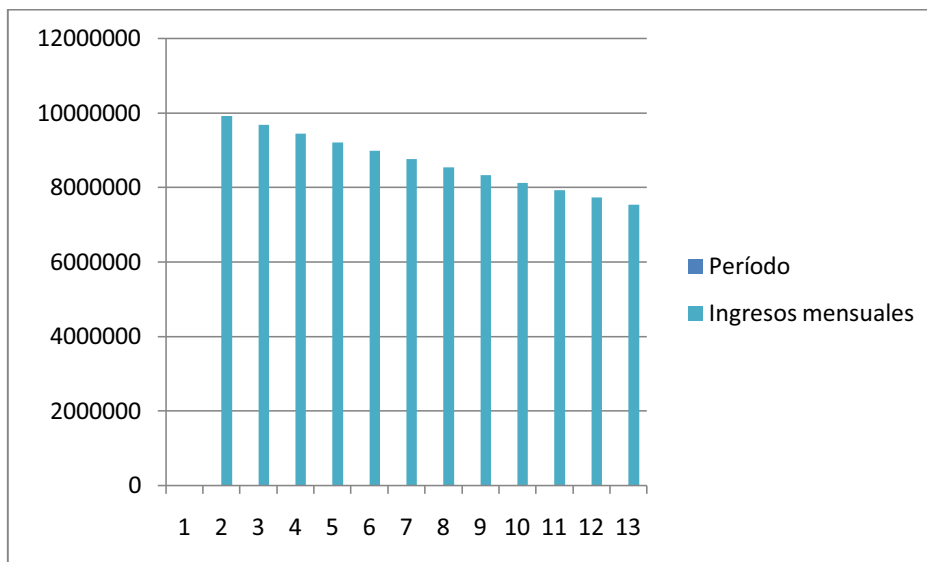
Elaboración: Álvaro Román.

FIGURA 5.4: PROYECCIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO.



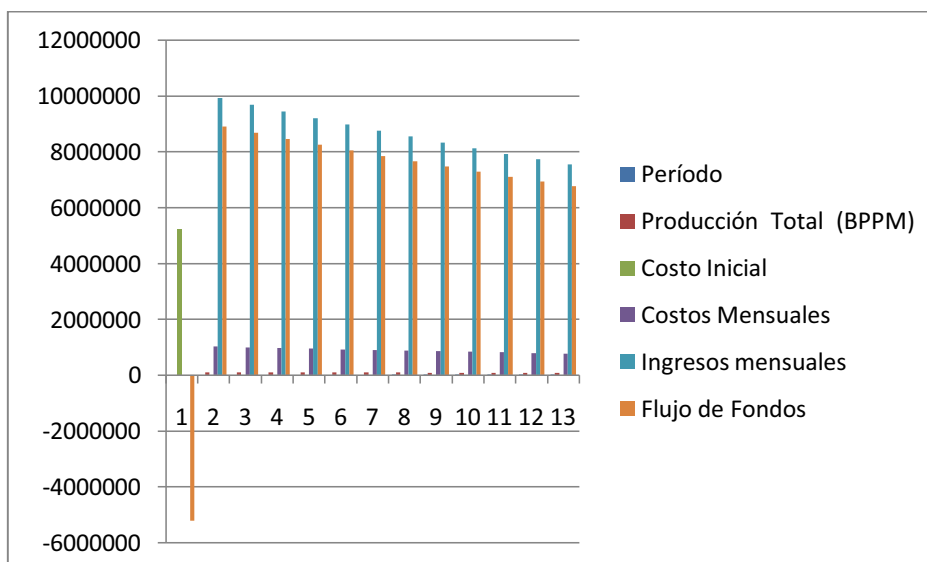
Elaboración: Álvaro Román.

FIGURA 5.5: PROYECCIÓN DE INGRESOS DEL PROYECTO.



Elaboración: Álvaro Román.

FIGURA 5.5: PROYECCIÓN DEL PROYECTO.



Elaboración: Álvaro Román.

5.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El Valor Actual Neto (VAN) calculado indica que los flujos de caja descontados y llevados a valor presente son suficientes para solventar la inversión a realizarse.

La tasa interna de retorno (TIR) calculada indica que los flujos de caja proporcionarán una rentabilidad óptima y superior al costo de capital.

El tiempo de recuperación de la inversión a realizarse se estima en un corto período de ejecución del proyecto.

Resumiendo, el valor actual neto (VAN) es mayor que cero, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, por lo tanto, aplicar fluido OneSTEP en los pozos estudiados de los Campos Auca y Culebra es económicamente rentable.

CAPÍTULO VI.

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

6.1. CONCLUSIONES.

Las zonas productoras del campo Auca con mayor importancia son las arena "T" y "U", por poseer significativo espesor y continuidad. Hollín no se descarta como arena productora pero sus características son menos bondadosas que las antes mencionadas. Basal Tena se descarta por tener un espesor muy pequeño en esta zona.

Las zonas productora del campo Culebra con mayor potencial de producción, menor BSW y de la que actualmente se está explotando en casi todos los pozos de este campo es la arena "U"

Por análisis de núcleos realizados a cores del campo Auca, se determinó que las areniscas de la formación "U" presentan una muy buena porosidad que va desde el 10 al 12%, un diámetro poral de 50 a 60 micras y una arcillosidad de 3 a 10%. Existen varios niveles en los cuales la presencia de caolinita aumenta al 10% y por ende disminuye la porosidad, lo que demuestra la compatibilidad de la arena con un tratamiento de estimulación matricial con fluido OneSTEP.

Del análisis de núcleos al campo Culebra, se determinó que el reservorio "U" posee areniscas de finas a medias con un diámetro de poro de 150 a 550 micras con el cuarzo como el principal constituyente mineral, además un buen empaquetamiento de los granos lo que causa la reducción del diámetro poral afectando la porosidad intragranular del reservorio. En este núcleo existe una notable presencia de arcilla caolinita (K) la misma que se encuentra depositada en el espacio intragranular del

cuarzo creando obstrucciones significativas las que pueden ser atacadas con fluido OneSTEP.

El porcentaje de reservas iniciales probadas que se ha recuperado del Área Auca es de 61.33% de un total de 2384.7 MM BLS, quedando aun por recuperar 249.37 MM BLS con un caudal de producción diaria de 35.134.32 BPD. Estos indicadores señalan que existe un muy buen potencial diario de producción para esta Área y que aún existen las reservas para continuar con la explotación de esta Área.

En el año pasado la Empresa Estatal, ha invertido \$ 40'384.704 en el Área Auca en trabajos de reacondicionamiento. Esta cifra muestra la clara intención de invertir en reacondicionamientos creando potenciales oportunidades en el mercado para las estimulaciones matriciales.

Las cifras demuestran que las estimulaciones matriciales tienen mercado alrededor del mundo y en el Ecuador, ya que se ha estimado que entre cuarenta a cincuenta por ciento de los pozos productores de hidrocarburo tienen presencia de daño significativo en la matriz.

El sistema OneSTEP posee la característica de ser bombeado con una única etapa, diferenciándose de sus antecesores sistemas de acidificación que requerían diferentes etapas de pre flujo, de tratamiento principal y de post flujo lo que se traduce en ahorro de tiempo y dinero.

Usando OneSTEP se ha logrado: Remover el daño que causan los fluidos de perforación, las arcillas, los carbonatos y otros aluminosilicatos. Se ha estimulado los reservorios de areniscas de una manera más homogénea con un menor riesgo de que la roca se desintegre y cree mayores inconvenientes. Se ha prevenido a la formación de daños causados por las precipitaciones de salmueras en las completaciones y en los workovers. Se ha reducido la corrosión en la tubería y en los equipos de tratamiento. Se reducido costos porque se necesita menos tiempo y equipo. Se ha logrado incrementar 465 bls de petróleo del pozo Culebra 11D. Se ha estimado que los pozos Auca 10, 52, 67, 70, 75 incrementarían su producción en: 109, 392, 134,

135, 1226, barriles de petróleo por día, respectivamente por la eliminación del daño existente en la formación. Se ha estimado que los pozos Culebra 01, 05, 07 incrementarían su producción en: 119, 929, 129, barriles de petróleo por día, respectivamente por la eliminación del daño existente en la formación.

Económicamente hablando el valor actual neto del proyecto (VAN) es mayor que cero, la tasa interna de retorno (TIR) es mayor a la tasa de actualización, por lo tanto, aplicar fluido OneSTEP a los pozos es económicamente rentable.

Por todas las ventajas técnicas y económicas mencionadas a lo largo de este estudio, se concluye que usar fluido OneSTEP es la mejor alternativa para estimular los pozos analizados en este proyecto.

6.2. RECOMENDACIONES.

Se recomienda realizar de manera urgente reacondicionamientos a los pozos Auca 10, 52, 67, 70, 75 y Culebra 01, 05 ya que de todos los pozos de estos dos campos los antes mencionados son los que muestran mayores ventajas necesidades y compatibilidades para ser estimulados con fluido OneSTEP.

Debido a que la pérdida de producción por incremento de BSW en el año 2010 fue de 3.063 bls en el Área Auca, se recomienda adicional a trabajos de estimulación matricial, realizar trabajos de control de agua.

Se sugiere estimular un pozo siempre que su producción actual sea menor que el 75% de la producción teórica.

Se recomienda siempre hacer una prueba de inyektividad para conocer exactamente la tasa de admisibilidad de fluidos al pozo, de esta manera sabremos como comenzar el bombeo de los tratamientos hacia la arena y no correr riesgos de fracturar la formación.

Se debe caracterizar el tipo de daño existente en el pozo, con el propósito de escoger el tipo de fluido adecuado para la estimulación y no cometer error de diseño que se repercutirán en pérdidas económicas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

BLANCO YBÁÑEZ Alberto, Introducción A La Estimulación Matricial, Schlumberger, 2009.

CENTRO DE INVESTIGACIONES GEOLÓGICAS GUAYAQUIL, Estudio Al Barrido Microscópico De Muestras De Corona Al Pozo Auca 48, Guayaquil, 2004.

CENTRO DE INVESTIGACIONES GEOLÓGICAS GUAYAQUIL, Estudio Al Barrido Microscópico De Muestras De Corona Al Pozo Culebra 06, Guayaquil, 2003.

ECONOMIDES Michael, Modern Fracturing, Houston University, Texas, Gulf Publishing Corporation, 1988.

ECONOMIDES Michael, Reservoir Stimulation, Prentice Hall, Segunda Edición, New Jersey, 1989.

ECONOMIDES Michael, Reservoir Stimulation, Tercera Edición, Willey, 2000.

GUERRERO LÓPEZ Alex; VALENCIA MARTÍNEZ Pablo, Ubicación y prognosis de pozos a perforar en los Campos Auca-Auca Sur, Quito, EPN, 2010

HERRERA Natalhy, Evaluacion Post Fractura del Campo Cononaco, Quito, EPN, 2009.

LANDIVAR Rodolfo, Danno A La Formacion Y Estimulacion De Pozos, Petrobras, 2005.

MITCHELL Robert, Petroleum Engineering Handbook, Society of Petroleum Engineers, 2008.

PETROPRODUCCIÓN; IRD: IFEA, La Cuenca Oriente Geología Y Petróleo, Quito, 2004.

PONTÓN TOMASELLI Diego; PAMBABAY CALERO Iliana, Análisis Técnico-Económico Y Diseño De Estimulaciones Matriciales Para Incrementar La Productividad Del Campo Sacha En La Empresa Petroproducción, Guayaquil, ESPOL, 2008.

ROZO Rafael, An Alternative Solution To Sandstone Acidizing Using A Nonacid Based Fluid System With Fines-Migration Control, SPE , 2008.

SCHMIDT Andrew, OneSTEP Fluid Manual, Schlumberger, 2008.

SILVA Carlos, Manual De Estimulación Matricial, Colegio de Ingenieros Petroleros de México, México DF, 1991.

TORO Flor, Evaluación De Daño A Las Formaciones De Interés, PDVSA, Venezuela, 2008.

www.preciopetroleo.net

ANEXOS:

ANEXO 1.: INFOGRAFÍA DEL REACONDICIONAMIENTO REALIZADO AL POZO CULEBRA 11D (MARZO 2011).

ÁREA AUCA.



PLATAFORMA POZOS CULEBRA 9D, 10H, 11D.



TALADRO DE REACONDICIONAMIENTO POZO CULEBRA 11D.



EQUIPOS DE BOMBEO ELECTOR SUMERGIBLE EN SUPERFICIE.



BOMBAS PARA ESTIMULACIÓN.



BOMBAS PARA ESTIMULACIÓN.



CABINAS DE CONTROL Y LABORATORIO.



LÍNEAS DE ALTA PRESIÓN



MEZCLADOR DE QUÍMICOS.



QUÍMICOS.



FILTRADORA DE AGUA.



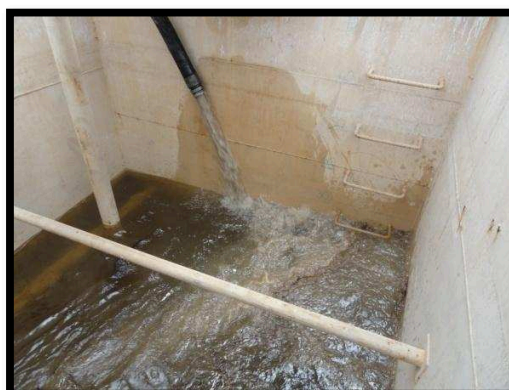
FLUIDO ESPECIAL PARA CONTROLAR EL POZO CULEBRA 11D.



TANQUES PARA MEZCLAR FLUIDO ONESTEP.



AGUA PARA FLUIDO ONESTEP.



MEZCLA DE QUÍMICOS SÓLIDOS PARA FLUIDO ONESTEP.



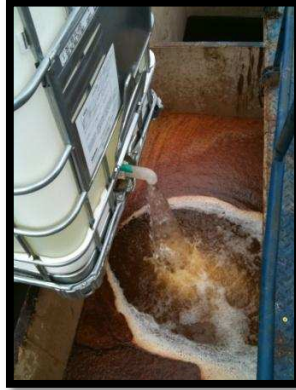
MEZCLA DE QUÍMICOS SÓLIDOS PARA FLUIDO ONESTEP.



MEZCLA DE QUÍMICOS LÍQUIDOS PARA FLUIDO ONESTEP.



MEZCLA DE QUÍMICOS LÍQUIDOS PARA FLUIDO ONESTEP.



MEZCLA DE QUÍMICOS LÍQUIDOS PARA FLUIDO ONESTEP.



FLUIDO ONESTEP PREPARADO.



REUNIÓN DE SEGURIDAD.



OPERACIONES.



EQUIPO SCHLUMBERGER.

