



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE
SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ACIDIFICACIÓN
MATRICIAL EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO
GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA
ELENA”.**

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR: CÉSAR FABRICIO JARA COBOS

TUTOR: ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

SANTA ELENA – ECUADOR

2015

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ACIDIFICACIÓN
MATRICIAL EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO
GUSTAVO GALINDO VELASCO, PROVINCIA DE SANTA
ELENA”.**

TESIS DE GRADO

PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTOR: CÉSAR FABRICIO JARA COBOS

TUTOR: ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA

SANTA ELENA – ECUADOR

2015

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Alamir Álvarez Loor
**DECANO DE LA FACULTAD
DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

Ing. Carlos Portilla Lazo
**DIRECTOR DE LA CARRERA
DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Carlos Malavé Carrera
TUTOR DE TESIS

Ing. Darío Cedeño Macías
PROFESOR DE ÁREA

Abg. Joe Espinoza Ayala.
SECRETARIO GENERAL

REVISIÓN ORTOGRÁFICA Y GRAMATICAL

CERTIFICADO DEL TUTOR

DECLARACIÓN EXPRESA:

Yo, **César Fabricio Jara Cobos** con C.I. N° 0922860655, declaro bajo juramento, que el trabajo de Tesis presentado, es de mi autoría que no ha sido previamente utilizado, para ningún grado o calificación profesional. Que he consultado las referencias bibliográficas, que están incluidas en este trabajo.

Paralelamente, cedo mis derechos de propiedad intelectual sobre esta tesis, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la Normativa Institucional vigente, para que haga uso de ella, como a bien tuviere.

César Fabricio Jara Cobos

C.I. N° 0922860655

AGRADECIMIENTO

A Dios, por generar la fortaleza necesaria y poder sobrellevar los momentos más difíciles en mi preparación, ser mi refugio y llenarme de paz y fuerza para seguir.

A mis padres, César y Miriam, por ser ejemplo de superación, por el apoyo incondicional, sacrificio y esfuerzo que me brindaron durante mis estudios superiores, GRACIAS por hacer de mí una persona de bien.

A la U.P.S.E y la Escuela de Ingeniería de Petróleos, en la que desarrollé todo mi potencial para culminar mi carrera profesional, al tutor: Ingeniero Carlos Malavé Carrera, por su dirección en la teoría y tiempo dedicado en éste trabajo, de igual manera al Ingeniero Alamir Álvarez por sus consejos transmitidos.

Al Ingeniero Christian Sánchez, tutor de campo, en especial, expreso mi agradecimiento, por su guía y todos los conocimientos impartidos para el desarrollo de este trabajo de investigación, a PACIFPETROL S.A. y a los ingenieros del área de producción, que de manera desinteresada aportaron con sus conocimientos para finalizar todo mi trabajo.

César Jara C.

DEDICATORIA

“La vida de los seres humanos se mide y valora, por las huellas que va dejando en sus acciones” (Pascal).

Dedico todo el esfuerzo de este trabajo a Dios y a quienes me dieron la vida:

CESAR JARA AGUILAR Y MIRIAM COBOS ALVARADO.

Padres ejemplares, por ser mis guías y voz de aliento, por el apoyo incondicional que me brindaron en mi formación, por sus sacrificios, a pesar de las circunstancias por eso a ellos les dedico este logro, que es la meta de un anhelo, la realidad de un sueño y el orgullo para mi familia, amigos y sociedad.

A mis hermanos Michelle y Fabián, por el amor y apoyo moral que me supieron brindar.

A mis grandes amigos Johnny y Ana, por su amistad incondicional en los momentos más necesitados, de manera especial a Adriana por acompañarme desinteresadamente en los buenos y malos momentos.

César Jara C.

Índice General

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	III
REVISIÓN ORTOGRÁFICA Y GRAMATICAL	IV
CERTIFICADO DEL TUTOR	V
DECLARACIÓN EXPRESA:	VI
AGRADECIMIENTO	VII
DEDICATORIA	VIII
ABREVIATURAS	XVIII
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	XX
JUSTIFICACIÓN	XX
MARCO ÉTICO	XX
OBJETIVOS DEL PROYECTO	XXI
METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	XXI
PRESENTACIÓN	1
RESUMEN	4
CAPÍTULO I	5
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO VELASCO” (G.G.V.).	5
1.1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO: G.G.V.	6
1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.	8
1.3. DIVISIÓN DEL CAMPO.	9
1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO” GUSTAVO GALINDO V.	10
1.4.1. YACIMIENTO.	11
1.4.1.1. POROSIDAD (\emptyset).	12
1.4.1.1.1. POROSIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO V.	13
1.4.1.2. PERMEABILIDAD (K).	14
1.4.1.2.1. PERMEABILIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.	15
1.4.1.3. SATURACIÓN (S_{FLUIDO}).	16
1.4.1.3.1. SATURACIONES DE LOS FLUIDOS ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.	17
1.4.1.4. VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o).	17
1.4.1.4.1. VISCOSIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.	18
1.4.1.5. COMPRESIBILIDAD (C).	19
1.4.1.5.1. COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (C_f).	19
1.4.1.5.2. COMPRESIBILIDAD DEL GAS (C_g).	20

1.4.1.5.3. COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (Co).....	20
1.4.1.6. DENSIDAD.....	21
1.4.1.6.1. DENSIDAD DEL ACEITE (Po).....	22
1.4.1.6.2. DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (PO).....	22
1.4.1.7. MOJABILIDAD.....	24
1.4.1.8. TEMPERATURA DEL RESERVORIO (°F).....	24
1.4.1.9. PRESIÓN DEL RESERVORIO.....	25
1.4.2. LITOLÓGÍA.....	25
1.4.2.1. FORMACIONES PRODUCTORAS.....	25
1.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO V.”	30
1.5.1. EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN.....	31
1.6. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO “GUSTAVO GALINDO V”.....	33
1.6.1. BOMBEO MECÁNICO (BM).....	34
1.6.2. HERRAMIENTA LOCAL (HL).....	36
1.6.3. PISTONEO O SWAB.....	37
1.6.4. PLUNGER LIFT (PL).....	38
1.6.5. FLUYENTE (FY).....	40
1.6.6. GAS LIFT (GL).....	41
CAPÍTULO II.....	43
DAÑO A LA FORMACIÓN Y TEORÍA DE ACIDIFICACIÓN DE POZOS EN ARENISCAS.....	43
2.1.1. DEFINICIÓN.....	44
2.1.2. ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	46
2.1.2.1. OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....	46
2.1.2.2. OPERACIONES DE CEMENTACIÓN.....	47
2.1.2.3. CAÑONEO O PUNZADOS.....	48
2.1.2.4. PRODUCCIÓN.....	49
2.1.2.5. DAÑOS POR ACIDIFICACIÓN.....	49
2.1.2.6. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.....	50
2.1.3. CAUSAS PRINCIPALES DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	50
2.1.3.1. DAÑOS NATURALES.....	50
2.1.3.1.1. MIGRACIÓN DE FINOS.....	50
2.1.3.1.2. DAÑO POR ARCILLAS.....	51
2.1.3.1.2.1. HIDRATACIÓN DE ARCILLAS.....	52
2.1.3.1.2.2. MIGRACIÓN DE LAS ARCILLAS.....	52
2.1.3.1.3. DEPÓSITOS INORGÁNICOS.....	53
2.1.3.1.3.1. IDENTIFICACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	55
2.1.3.1.3.2. ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES.....	56
2.1.3.1.3.2.1. ELIMINACIÓN/INCRUSTACIONES MEDIANTE TÉCNICAS MECÁNICAS.....	57
2.1.3.1.3.2.2. ELIMINACIÓN/INCRUSTACIONES MEDIANTE TÉCNICAS QUÍMICAS.....	59
2.1.3.1.4. DEPÓSITOS ORGÁNICOS.....	60
2.1.3.1.4.1. FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS.....	60
2.1.3.1.4.2. ELIMINACIÓN DE PARAFINAS.....	61

2.1.3.1.4.2.1.	ELIMINACIÓN/MEDIANTE MÉTODOS TÉRMICOS.....	62
2.1.3.1.4.2.2.	ELIMINACIÓN/MEDIANTE MÉTODOS MECÁNICOS.....	63
2.1.3.1.4.2.3.	ELIMINACIÓN CON SOLVENTE.....	63
2.1.3.1.4.3.	FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE ASFALTENOS.....	64
2.1.3.2.	DAÑOS INDUCIDOS.....	65
2.1.3.2.1.	EFFECTO DEL PH.....	65
2.1.3.2.2.	FLUIDOS INYECTADOS.....	66
2.1.3.2.2.1.	DAÑO POR BLOQUEO DE EMULSIONES.....	66
2.1.3.2.2.2.	DAÑO POR BLOQUEO DE AGUA.....	66
2.1.3.2.3.	BACTERIAS.....	67
2.1.4.	REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FORMACIÓN.....	69
2.1.5.	REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA DE LA FORMACIÓN.....	69
2.1.6.	ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS.....	70
2.2.	TIPOS DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS.....	70
2.2.1.	FRACTURAMIENTO ÁCIDO.....	72
2.2.2.	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.....	72
2.3.	TIPOS DE ÁCIDOS.....	73
2.3.1.	ÁCIDOS MINERALES.....	74
2.3.1.1.	ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCL).....	74
2.3.1.2.	ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF).....	76
2.3.2.	ÁCIDOS ORGÁNICOS.....	78
2.3.2.1.	ÁCIDO ACÉTICO.....	78
2.3.2.2.	ÁCIDO FÓRMICO.....	79
2.3.3.	MEZCLA DE ÁCIDOS.....	80
2.3.3.1.	MUD ACID.....	80
2.4.	ADITIVOS.....	80
2.4.1.	INHIBIDORES DE CORROSIÓN.....	81
2.4.2.	SURFACTANTES.....	85
2.4.2.1.	SURFACTANTE ANIÓNICO.....	88
2.4.2.2.	SURFACTANTE CATIONICOS.....	88
2.4.2.3.	SURFACTANTE NO IÓNICO.....	88
2.4.2.4.	SURFACTANTE ANFOTÉRICO.....	89
2.4.3.	ADITIVOS PARA CONTROL DE HIERRO.....	90
2.4.3.1.	CONTROL DE PH.....	92
2.4.3.2.	AGENTES SECUESTRANTES.....	92
2.4.3.3.	AGENTES REDUCTORES.....	93
2.4.4.	AGENTES DIVERGENTES.....	94
2.4.5.	ESTABILIZADORES DE ARCILLA.....	95
2.4.5.1.	SALES.....	96
2.4.5.2.	ESTABILIZADORES DE ARCILLA INORGÁNICOS.....	96
2.4.5.3.	POLÍMEROS ORGÁNICOS.....	97
2.4.6.	AGENTES ANTI-BARROS (ANTISLUDGING).....	97
2.4.7.	SOLVENTE MUTUAL.....	98
2.5.	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCA (SANDSTONE).....	98
2.5.1.	REACCIONES DEL HF CON LAS ARENISCAS Y SUS DIFERENTES COMPUESTOS.....	100
2.5.1.1.	REACCIÓN DEL HF EN ARENAS LIMPIAS.....	101

2.5.1.2.	REACCIÓN DEL HF CON ARCILLAS/ALUMINOSILICATOS.....	102
2.5.1.3.	REACCIÓN DEL HF CON CARBONATOS.....	102
2.6.	CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.....	102
2.6.1.	SECUENCIA DE LAS ETAPAS Y SELECCIÓN DE FLUIDOS.....	103
2.6.1.1.	LIMPIEZA DE LA TUBERÍA (PICKLING).....	103
2.6.1.2.	PRE-FLUJO.....	104
2.6.1.3.	ETAPA DEL FLUIDO PRINCIPAL.....	105
2.6.1.4.	ETAPA DEL OVER-FLUSH.....	106
2.7.	BOMBEO DEL ÁCIDO.....	107
2.7.1.	BOMBEO CON TUBERÍA FLEXIBLE (COILED TUBING).....	107
2.7.2.	BOMBEO SIN TUBERÍA FLEXIBLE.....	108
2.7.3.	PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.....	109
2.7.4.	GROSOR DE LA FORMACIÓN.....	109
2.7.5.	PRESIÓN DEL YACIMIENTO.....	110
2.7.6.	ZONAS MÚLTIPLES.....	110
2.7.7.	PROFUNDIDAD POR DEBAJO DE LAS PERFORACIONES.....	110
CAPÍTULO III.....		111
SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y PROPUESTAS PARA TRATAMIENTOS ÁCIDOS EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO V”.....		111
3.1.	SELECCIÓN DE POZOS PARA EL TRATAMIENTO ÁCIDO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO V”.....	112
3.1.1.	CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	113
3.1.1.1.	DECLINACIÓN ABRUPTA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	113
3.1.1.2.	POZOS VECINOS A TRABAJOS EXITOSOS DE ACIDIFICACIÓN.....	114
3.1.1.3.	DEPÓSITOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS GENERADOS POR LOS FLUIDOS PRODUCIDOS EN EL CAMPO GUSTAVO GALINDO V.....	115
3.1.2.	POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIONES ÁCIDAS.....	116
3.1.3.	ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS.....	118
A)	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DEL POZO ANC0504.....	118
B)	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DEL POZO ANC0550.....	121
C)	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DEL POZO ANC1639.....	124
D)	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN, COMPLETACIÓN Y REACONDICIONAMIENTO DEL POZO CMA0009.....	127
3.2.	PROPUESTA DEL TRATAMIENTO ÁCIDO PARA POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO G.G.V.....	130
3.2.1.	CALCULO DEL VOLUMEN DE TRATAMIENTO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.....	138
A)	VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO ANC0504.....	139
B)	VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO ANC0550.....	140
C)	VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO ANC1639.....	140
D)	VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO CMA0009.....	141

3.2.2.	PROYECCION DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS LUEGO DE LOS TRATAMIENTOS.....	141
	CAPÍTULO IV.....	148
	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	148
4.1.	DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DE TRATAMIENTO.....	149
4.1.1.	COSTOS DE INSTALACIÓN A BOMBEO MECÁNICO (BM).....	150
4.1.2.	TRATAMIENTO ÁCIDO CON BAKER HUGHES.....	150
4.1.2.1.	COSTOS DE LOS QUÍMICOS.....	151
4.1.2.2.	COSTOS DEL SERVICIO.....	151
4.1.3.	ALQUILER DE PACKER.....	151
4.1.4.	REGISTRO CCL (CASING COLLAR LOCATOR).....	151
4.1.5.	IMPREVISTOS.....	151
4.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	151
4.2.1.	CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	152
4.2.1.1.	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	152
4.2.1.2.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	153
4.2.1.3.	RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (RBC).....	153
4.2.1.4.	FLUJO NETO DE EFECTIVO.....	154
4.2.2.	RESULTADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	154
4.2.2.1.	CAMPAÑA DE ACIDIFICACIÓN 2016.....	154
	CAPÍTULO V.....	158
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	158
5.1.	CONCLUSIONES.....	159
5.2.	RECOMENDACIONES.....	161
5.3.	BIBLIOGRAFÍA.....	162
	ANEXOS.....	163

INDICE DE ANEXOS

ANEXO A GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FLUIDO DE TRATAMIENTO PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO;	164
ANEXO B GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR EL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL;	165
ANEXO C GUÍA DE SELECCIÓN PARA FLUIDOS DE PRE-FLUSH;	166
ANEXO D GUÍA DE SELECCIÓN PARA EL ÁCIDO PRINCIPAL;	167
ANEXO E VOLUMEN DEL TRATAMIENTO;	169
ANEXO F ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS;	170
ANEXO G COSTOS DE TECNOLOGIA MICRO-CURE Y ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA POZO SELECCIONADO.	174

INDICE DE FIGURAS

FIG. N° 1. 1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL PETRÓLEO DEL CAMPO G.G.V., CON PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN HASTA EL FINAL DEL CONTRATO;	8
FIG. N° 1. 2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO ANCÓN;	9
FIG. N° 1. 3 CORTE GEOLÓGICO REGIONAL;	11
FIG. N° 1. 4 REPRESENTACIÓN DEL YACIMIENTO;	11
FIG. N° 1. 5 REPRESENTACIÓN DE LA POROSIDAD EN UN CUERPO ROCOSO;	12
FIG. N° 1. 6 ESQUEMA DEL EXPERIMENTO DE DARCY;	14
FIG. N° 1. 7 REPRESENTACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD;	19
FIG. N° 1. 8 REPRESENTACIÓN DE LA MOJABILIDAD;	24
FIG. N° 1. 9 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR FORMACIÓN;	26
FIG. N° 1. 10 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO ANCÓN;	27
FIG. N° 1. 11 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN;	32
FIG. N° 1. 12 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO (BM);	35
FIG. N° 1. 13 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR HERRAMIENTA LOCAL (HL);	37
FIG. N° 1. 14 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR PISTONEO O SWAB (SW);	38
FIG. N° 1. 15 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT (PL);	40
FIG. N° 1. 16 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT;	42

FIG. N° 2. 1 REPRESENTACIÓN DE UNA ZONA DAÑADA (SKIN EFFECT);	45
FIG. N° 2. 2 PERFIL DE LA PRESIÓN EN SENTIDO RADIAL DE UN POZO CON EL EFECTO DE DAÑO (SKIN EFFECT);	46
FIG. N° 2. 3 DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN;.....	47
FIG. N° 2. 4 DAÑO POR CAÑONEO O PUNZADOS;	48
FIG. N° 2. 5 DAÑO EN UN POZO EN PRODUCCIÓN;	49
FIG. N° 2. 6 LOCALIZACIÓN DE LOS VARIOS TIPOS DE DAÑO.....	56
FIG. N° 2. 7 ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO CON CHORRO DE AGUA ABRASIVO;	59
FIG. N° 2. 8 EFECTOS DE LA SOLUBILIDAD POR LA TEMPERATURA Y PRESIÓN EN ASFALTENOS.	61
FIG. N° 2. 9 EFECTOS DE LA SOLUBILIDAD POR LA TEMPERATURA Y PRESIÓN EN ASFALTENOS.	65
FIG. N° 2. 10.REPRESENTACIÓN DEL TRATAMIENTO ÁCIDO.....	71
FIG. N° 2. 11 EFECTO DEL INTENSIFICADOR EN EL CONTROL DE CORROSIÓN.....	83
FIG. N° 2. 12 PRINCIPIO DE CORROSIÓN	83
FIG. N° 2. 13 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UNA INTERFASE ACEITE/AGUA CON MOLÉCULAS SURFACTANTES ADSORBIDAS.....	87
FIG. N° 2. 14 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE ANIÓNICO.	88
FIG. N° 2. 15 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE CATIÓNICO.....	88
FIG. N° 2. 16 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE NO IÓNICO.....	89
FIG. N° 2. 17 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE ANFOTÉRICO.....	89
FIG. N° 2. 18 AGENTE DIVERGENTE POR BOLAS SELLADORAS;.....	95
FIG. N° 3. 1 DECLINACIÓN BRUSCA DE PRODUCCIÓN;	114
FIG. N° 3. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0504;	118
FIG. N° 3. 3 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC0504;.....	120
FIG. N° 3. 4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0550;	121
FIG. N° 3. 5 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC0550;.....	123
FIG. N° 3. 6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC1639;	124
FIG. N° 3. 7 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC1639;.....	126
FIG. N° 3. 8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CMA0009;	127
FIG. N° 3. 9 COMPLETACIÓN DEL POZO CMA0009;.....	129
FIG. N° 3. 10 CORES FACILITADOS A LA COMPAÑÍA BAKER HUGHES;	131
FIG. N° 3. 11 ANÁLISIS DE CORES;	133
FIG. N° 3. 12 ANÁLISIS DE CORES;	134
FIG. N° 3. 13 SENSIBILIDAD DEL NÚCLEO AL SISTEMA 1;	137
FIG. N° 3. 14 SENSIBILIDAD DEL NÚCLEO AL SISTEMA 2;	137

FIG. N° 3. 15 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO ANC0504;	143
FIG. N° 3. 16 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0504;	144
FIG. N° 3. 17 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO ANC0550;	144
FIG. N° 3. 18 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0550;	145
FIG. N° 3. 19 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO ANC1639;	145
FIG. N° 3. 20 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC1639;	146
FIG. N° 3. 21 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO CMA0009;	146
FIG. N° 3. 22 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO CMA0009;.....	147
FIG. N° 3. 23 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA CAMPAÑA DE ACIDIFICACIÓN;	147
FIG. N° 4. 1 REPRESENTACIÓN DEL FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO;.....	156

INDICE DE TABLAS

TABLA 1. 1 DIVISIÓN DEL CAMPO ANCÓN, POR ZONAS Y SECCIONES;	9
TABLA 1. 2 CONSIDERACIONES PARA CLASIFICAR LA POROSIDAD;.....	13
TABLA 1. 3 POROSIDAD DEL CAMPO G.G.V.;.....	14
TABLA 1. 4 PERMEABILIDAD DEL CAMPO G.G.V.;	15
TABLA 1. 5 SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO DEL CAMPO G.G.V.;.....	17
TABLA 1. 6 VISCOSIDAD DEL CAMPO G.G.V.;	18
TABLA 1. 7 °API DEL CAMPO G.G.V.;	23
TABLA 1. 8 CARACTERÍSTICAS DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN;	31
TABLA 1. 9 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y SU PRODUCCIÓN DIARIA;	34
TABLA 2. 1 VALORES PARA IDENTIFICAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN (SKIN EFFECT).....	45
TABLA 2. 2 ESCALAS COMUNES EN LA INDUSTRIA PETROLERA;	54
TABLA 2. 3 CONDICIONES Y CLASIFICACIÓN DE LAS BACTERIAS.	68
TABLA 2. 4 BACTERIAS QUE PRODUCEN DAÑO A LA FORMACIÓN.....	68
TABLA 2. 5. MEZCLA HCl-HF USANDO BeHCl@20° Y SAL ABF PARA HACER 1000 GAL DE SOLUCIÓN ÁCIDA.	77
TABLA 2. 6 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES.....	87

TABLA 2. 7 SURFACTANTES MÁS UTILIZADOS.	90
TABLA 2. 8 MINERALES QUE PROPORCIONAN HIERRO	91
TABLA 2. 9 AGENTES SECUESTRANTES UTILIZADOS EN ACIDIFICACIÓN;.....	92
TABLA 2. 10 AGENTES REDUCTORES UTILIZADOS EN ACIDIFICACIÓN.....	93
TABLA 2. 11 PROBLEMAS DE LOS MINERALES SOLUBILIZADOS EN HF.	101
TABLA 3. 1 PROBLEMAS MECÁNICOS EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO.	113
TABLA 3. 2 RESULTADOS DE LA CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA “SARA”;	116
TABLA 3. 3	116
TABLA 3. 4	117
TABLA 3. 5	117
TABLA 3. 6 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC0504.	119
TABLA 3. 7 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC0550.	122
TABLA 3. 8 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC1639.	125
TABLA 3. 9 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO CMA0009.	128
TABLA 3. 10 TRATAMIENTOS APLICADOS A LOS NÚCLEOS;	130
TABLA 3. 11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD)	132
TABLA 3. 12 RESUMEN DE LOS ANÁLISIS;.....	133
TABLA 3. 13 PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 1;	135
TABLA 3. 14 PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 2;	136
TABLA 3. 15 RESULTADO FINAL DEL ANÁLISIS.....	138
TABLA 4. 1 COSTOS ESTIMADOS DEL POZO ANC0504;.....	149
TABLA 4. 2 COSTOS ESTIMADOS;	150
TABLA 4. 3 CONSIDERACIONES DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN);	153
TABLA 4. 4 CONSIDERACIONES DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	153
TABLA 4. 5 CONSIDERACIONES DE LA RELACIÓN BENEFICIO – COSTO.....	154
TABLA 4. 6 RESULTADOS DEL VAN, TIR, RCB Y FLUJO NETO DE EFECTIVO;	157

ABREVIATURAS

G.G.V.	GUSTAVO GALINDO VELASCO.
A.E.O	ANGLO ECUADORIAN OILFIELDS.
I.P.C.	INTERNATIONAL PETROLEUM CO.
M.E.C.	MANABÍ EXPLORATION CO.
TENEC.	TENNESSE DE ECUADOR.
CEPECA	CAUTIVO EMPRESA PETROLERA ECUATORIANA.
CEPE	CORPORACIÓN ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA.
ESPOL	ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL.
CGC	COMPAÑÍA GENERAL DE COMBUSTIBLES.
OFM	OIL FIELD MANAGER.
API	AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE.
Fm.	FORMACIÓN.
AT	ATLANTA.
ST	SANTA ELENA.
So	SOCORRO.
CPB	CLAY PEBBLE BEDS.
PB	PASSAGE BEDS.
BM	BOMBEO MECÁNICO.
GL	GAS LIFT.
HL	HERRAMIENTA LOCAL.
Sw	SWAB.
PL	PLUNGER LIFT.

FY	FLUYENTE.
TVD	PROFUNDIDAD VERTICAL VERDADERA.
HCl	ÁCIDO CLORHÍDRICO.
HF	ÁCIDO FLUORHÍDRICO.
XRD	DIFRACCIÓN DE RAYOS X.
Pb	PUNTO DE BURBUJA.
RMA	REGULAR MUD ACID.
PQA	AMINAS POLI-CUATERNARIAS.
PA	POLI-AMINAS.
EGMBE	ETILEN GLICOL MONOBUTIL ÉTER.
CCL	CASING COLLAR LOCATOR.
VAN	VALOR ACTUAL NETO.
TIR	TASA INTERNA DE RETORNO.
RBC	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo Gustavo Galindo Velasco contiene en la mayoría de sus pozos más del 50% de saturados en su composición y ante la caída abrupta de la producción en uno de ellos sin que existan problemas mecánicos, se predice daño a la permeabilidad de la roca, surgiendo la necesidad de implementar técnicas de estimulación ya existentes en la industria petrolera.

Por esta razón en el presente trabajo se realizará un estudio de factibilidad mediante técnicas de acidificación matricial en areniscas para pozos seleccionados, que presenten daño en la formación y así mejorar la permeabilidad natural de la misma.

JUSTIFICACIÓN

El Campo Gustavo Galindo Velasco es en su mayoría parafínico, lo que genera que sus pozos estén propensos a daños por depósitos orgánicos y en ocasiones inorgánicos por los fluidos de la formación. Los datos históricos de producción, estimulaciones ácidas realizadas, resultados de cromatografías líquidas, análisis mineralógicos y de sensibilidad en núcleos, en conjunto con un análisis económico nos permitirán determinar si proyecto está en condiciones de ser implementado y posteriormente ser ejecutado.

La importancia de la investigación, propone un análisis de factibilidad económica que permita aplicar la técnica de acidificación matricial en las arenas productoras del Campo Gustavo Galindo Velasco.

MARCO ÉTICO

El presente estudio respeta las normas legales, permisos y autorizaciones necesarias para el manejo de la información, políticas y compromiso de confidencialidad de la empresa, no va a afectar los intereses de la compañía

ni de los autores de estudios similares a los cuales se hace referencia en esta bibliografía, ni al medio ambiente.

OBJETIVOS DEL PROYECTO

OBJETIVO GENERAL

Diseñar un estudio de factibilidad para la acidificación matricial y seleccionar pozos candidatos del Campo Gustavo Galindo Velasco.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar datos relevantes para la selección de pozos.
- Establecer una lista de pozos idóneos para la aplicación de un tratamiento ácido.
- Proponer el tratamiento adecuado para optimizar y solucionar los problemas en la formación.
- Restaurar la permeabilidad de la roca con la finalidad de incrementar la producción de petróleo.

METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Debido a la falta de información necesaria para el desarrollo del proyecto, la metodología de la investigación se desarrolló mediante el análisis de historiales de producción e intervenciones mecánicas.

Para el análisis de la producción se usó el Software Oil Field Manager (OFM), el mismo que permitió realizar proyecciones para determinar la producción de petróleo antes y luego de aplicar una estimulación ácida, obteniendo los incrementales de cada pozo para determinar la factibilidad del proyecto.

PRESENTACIÓN

El desarrollo del proyecto de titulación aborda la importancia de realizar un estudio de factibilidad económica vinculada a la eliminación del daño producido en la formación y a la mejora de la permeabilidad.

El campo Gustavo Galindo Velasco es considerado un campo maduro, debido a que ha sido explotado por más de 100 años, alcanzando su punto máximo de producción y seguidamente disminuyendo la misma de forma constante.

En la actualidad se prefiere invertir recursos económicos en campos maduros, que arriesgarse a invertir en proyectos de exploración o desarrollo de nuevas reservas, los campos maduros son aquellos donde la producción alcanza su punto máximo y luego inicia un proceso de disminución de forma constante. Este tipo de campos suelen presentar buenos indicadores a la hora de planificar una estimulación. La estimulación de un pozo maduro, consiste en la lograr limpiar o mejorar las propiedades de la arena productora, principalmente porosidad y permeabilidad.

El daño en la formación es recurrente en los pozos petroleros, debido los procesos de perforación, cementación, producción y estimulación, afectando directamente la permeabilidad y creando una disminución en la producción.

De acuerdo a los estudios realizados por la Empresa Privada Pacifpetrol S.A., se recomienda desarrollar un Estudio de Factibilidad en el Campo Gustavo Galindo Velasco, con el objetivo de establecer una lista de pozos candidatos para la aplicación de tratamientos ácidos.

El método de Acidificación Matricial, consiste en la inyección de fluidos en la formación, utilizando ácido o solvente a una presión menor a la presión de fractura, mejorando la permeabilidad del yacimiento, la estimulación se considera efectiva, cuando se consigue remover el daño a la formación.

El estudio del proyecto se fundamentó en la toma de datos como: Historiales de producción, Completaciones, Intervalos cañoneados y un Análisis de las Curvas de Producción.

El proyecto se divide en cinco capítulos, que serán descritos brevemente a continuación:

- El Capítulo I describe el Campo “Gustavo Galindo Velasco” (G.G.V), dentro de esta descripción se encuentra la ubicación geográfica y división del mismo, se detallan las formaciones productoras y características del yacimiento, también se hace referencia al mecanismo de producción predominante y a los sistemas de levantamiento artificial presentes en el Campo” Gustavo Galindo V.”
- El Capítulo II conceptualiza los términos del daño a la formación y teoría de ácidos, dentro del daño a la formación, se describe el origen, las causas principales para que la formación se dañe: Formación de depósitos orgánicos e inorgánicos y los Métodos de Eliminación, en la teoría de ácidos se describen los tipos de ácidos aditivos, usados en una Acidificación Matricial, así se describen las consideraciones para el diseño de un tratamiento ácido.
- El Capítulo III describe los criterios usados para la selección de pozos y la propuesta del tratamiento ácido, los pozos seleccionados se basaron en tres criterios principales: Declinación abrupta de la producción de petróleo, pozos vecinos a trabajos exitosos de acidificación y depósitos orgánicos e inorgánicos, generados por los fluidos producidos en el Campo” Gustavo Galindo V,” en este

capítulo se tabula también las principales estimulaciones e intervenciones mecánicas realizadas a los pozos candidatos, además también sus respectivos diagramas de completación.

- En el Capítulo IV se desarrolla el análisis económico que determinará la factibilidad del proyecto, considerando tres criterios fundamentales para su análisis como lo son: El Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y la Relación Beneficio – Costo (RBC), se describe también el costo que genera la aplicación del tratamiento ácido como lo son: Costo de Cambio de Sistema, de Químicos, de Servicios, por alquiler de Packer, costo por toma de registro CCL y un 5% de imprevistos para prevenir por si se presentase algún problema. Durante el proceso de acidificación, el análisis se lo realizó de manera conjunta e individual, para determinar que pozo tiene mejores resultados.
- En el Capítulo V se presentan las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó, al finalizar éste proyecto de tesis.

RESUMEN

El proyecto descrito a continuación se enfoca en el Estudio de Factibilidad y propuesta de un tratamiento ácido, a pozos que fueron seleccionados como candidatos ante un minucioso análisis de sus historiales, mineralógicos y de sensibilidad de núcleos.

Ante la imprevista caída abrupta en la producción en uno de los pozos de mayor rendimiento del Campo "Gustavo Galindo Velasco" sin presentar daños mecánicos el mismo, se asume la existencia de daño a la formación y se recomienda realizar un Análisis de Factibilidad para la aplicación de la técnica de acidificación matricial.

El desarrollo se realizó mediante el análisis de historiales de producción e intervenciones mecánicas para la selección de los pozos candidatos, análisis mineralógicos y sensibilidad de núcleos para la determinación del fluido a inyectar. Una vez seleccionados los pozos y el fluido se realiza proyecciones de la producción antes y después de la acidificación para así poder definir los costos de ingresos, egresos del proyecto y determinar su factibilidad.

A pesar de resultar factible el proyecto se recomienda el uso de la nueva Tecnología Micro-Cure dirigida a formaciones parafínicas, debido a que los resultados en el análisis económico mejoraron a los que se obtuvieron con Acidificación Matricial.

CAPÍTULO I
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO “GUSTAVO
GALINDO VELASCO” (G.G.V.).

1.1. ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO: G.G.V.¹

En la Península, el conocimiento de la existencia de petróleo data desde tiempos prehispánicos, siendo nuestros antepasados (aborígenes y luego los conquistadores) los primeros en descubrirlo y posteriormente utilizarlo, a pesar de esto, recién a mediados del siglo XIX se conocieron datos reales, sobre la existencia del petróleo en el país, despertando el interés de ciertas empresas británicas ya constituidas como fue “Ancón Oil Company”.

El bloque “Gustavo Galindo Velasco”, fue descubierto en 1911 en conjunto con la perforación del pozo “Ancón” 1, el mismo que alcanzó una profundidad de 2116 ft, obteniendo una magra producción de niveles de Socorro. Este Bloque está conformado por varias áreas marítimas y terrestres, estas originalmente fueron explotadas por una empresa de origen británico “Anglo Ecuadorian OilFields Ltd.” (A.E.O.) desde 1921 hasta 1976, controlando el 75% de las pertenencias de la zona sur y convirtiéndose en una de las dos empresas que operaban mayoritariamente el campo.

En la zona Norte se encontraba un conjunto de pequeños campos que representan el 25% restante, estos fueron entregados a empresas como: International Petroleum Co. (I.P.C) operaba los campos” Carmela, Santa Paula – Carolina – Petrópolis” y mayoritariamente el campo se encontraba operado por “Ecuador OilFields Ltd.”, siendo ésta de origen británico. Ecuador Oil Fields Ltd, descubrió en 1934 el campo Tigre, para el año 1951 las propiedades de la empresa fueron transferidas a la “Manabí Exploration Co.” (M.E.C), no paso mucho tiempo para que los patrimonios fueran adquiridos en 1958 por “Tennessee de Ecuador” (TenEc.) y

¹Informe de Geología y Yacimientos Ancón, Pacifpetrol.

terminando “Cautivo Empresa Petrolera Ecuatoriana” (CEPECA) como dueño de las propiedades de la zona norte en 1,963.

Durante ese periodo fueron perforados 2,814 pozos, alcanzando una producción de 10,000 BPPD.

En 1,976 el Bloque pasó a ser operado por “Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana” (CEPE), período en el cual se perforaron 5 pozos y la producción promedio fue de 780 BPPD.

A partir de octubre de 1,994, la “Escuela Superior Politécnica del Litoral” (ESPOL) tomó a su cargo el Bloque, para lo que se unió, en consorcio con la “Compañía General de Combustibles” (CGC) quien inició sus operaciones en 1996, realizaron estudios de Impacto Ambiental, registraron 400 km de líneas sísmicas 2D y perforaron 15 pozos, alcanzando una producción máxima de 1,000 BPPD en el año 2,000.

En el 2,002, el Grupo “Synergy” adquiere las propiedades de CGC encargándose de la operación de 1,200 km², de los cuales el 38% (456 km²) pertenecen al área terrestre en donde hay un aproximado de 1,500 pozos.

Como se muestra en la FIG. 1.1, Pacifpetrol en calidad de operadora logró un incremento en la producción del campo, elevándola de 1,080 a 1,240 BPPD (dato actualizado a diciembre de 2,012), mediante la optimización de los sistemas extractivos y la incorporación de pozos que se encontraban fuera de extracción efectiva. El crudo que se produce del campo Gustavo Galindo V, en las secciones más relevantes tiene un promedio de 37.9°API (TABLA 1.7)^[D1], con un corte de agua de 21% aproximadamente, adicionalmente se inició la producción de gasolina natural y gas.

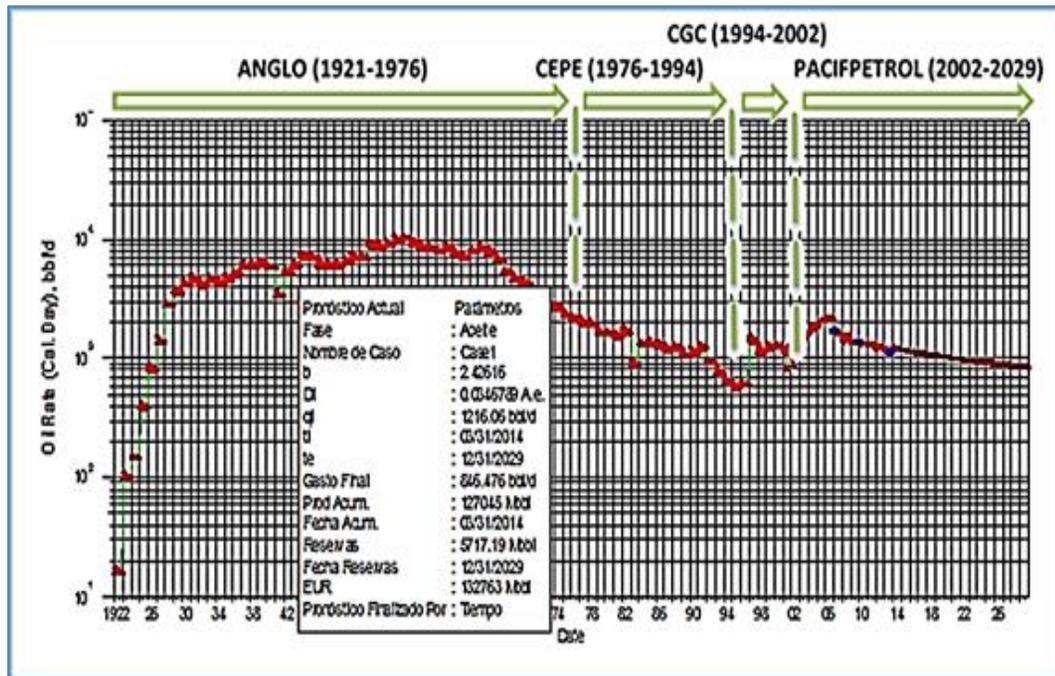


FIG. N° 1. 1 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DEL PETRÓLEO DEL CAMPO G.G.V., CON PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN HASTA EL FINAL DEL CONTRATO;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS, SOFTWARE OFM;

1.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA.²

El Bloque “Gustavo Galindo Velasco”, también conocido como Bloque Ancón, está localizado en la provincia de Santa Elena, se encuentra ubicado a 120 km al oeste de la ciudad de Guayaquil. El bloque tiene un área de 1,200 km², de éstos el 62% (744 km²) son costa afuera y el 38% (456 km²) son costa adentro, en él se han perforado aproximadamente 2,900 pozos, siendo el principal yacimiento el campo Ancón, que tiene reservorios desde la Era Terciaria.

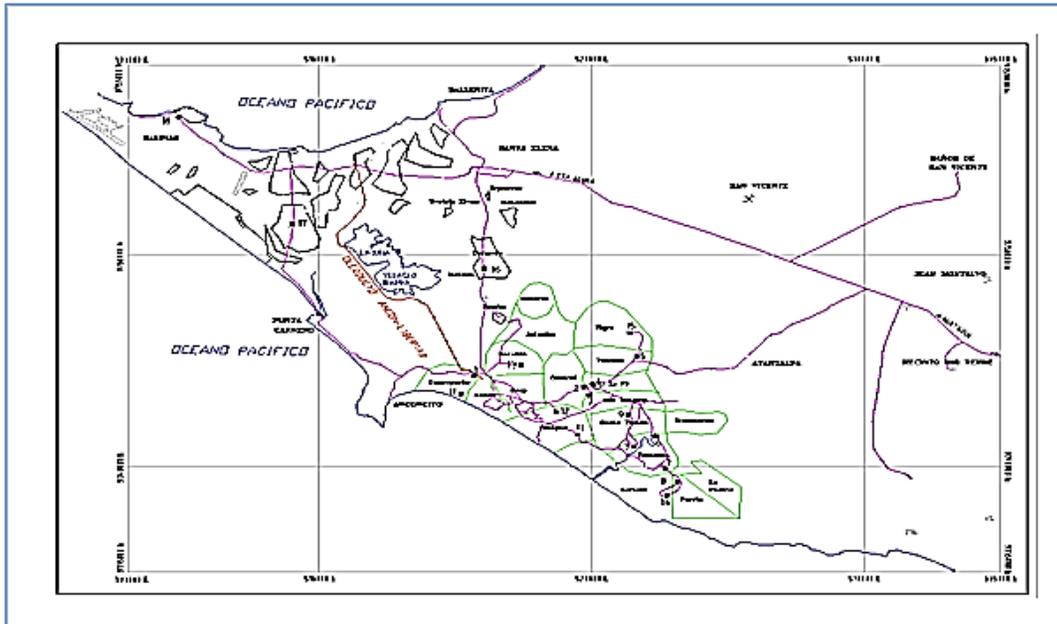


FIG. N° 1. 2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO ANCÓN;
FUENTE: INFORME DE GEOLOGÍA Y YACIMIENTOS DEL CAMPO G.G.V.;

1.3. DIVISIÓN DEL CAMPO.

El Bloque G.G.V. está dividido en tres zonas, Norte, Central y Sur, cada una dirigida por un grupo técnico encargado de analizar la información de los pozos, para programar los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento de los mismos.

TABLA 1. 1 DIVISIÓN DEL CAMPO ANCÓN, POR ZONAS Y SECCIONES;

ZONA	NORTE	CENTRAL	SUR
SECCIÓN	73	66	65
	MORRILLO	67	68
	CARMELA	74	69
	SANTA PAULA	TIGRE	70
	PETRÓPOLIS		71
			72
			CERTEZA

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

El Grupo " Synergy" para el desarrollo del Bloque "Gustavo Galindo V", cuenta con un área integrada de Yacimientos, conformada por un grupo de técnicos capacitados en Geo-ciencia y Yacimientos, quienes analizan minuciosamente la información histórica y proponen planes para cumplir con su objetivo principal, que es incrementar la producción.

1.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO "GUSTAVO GALINDO V."³

El Campo Ancón se encuentran ubicado en la cuenca homónima, en la unidad geológica conocida como "Levantamiento de Santa Elena", ésta comprende una secuencia sedimentaria que va desde el Cretácico hasta el Terciario Inferior (Paleoceno – Eoceno), desarrollada sobre la corteza oceánica.

El Levantamiento de Santa Elena está delimitado, así:

- En el Norte, la Falla Regional de "La Cruz", que la separa de la cuenca de Progreso, con sedimentación de edad del Oligoceno-Plioceno.
- En el Sur, el Alto de Santa Elena ha servido como límite para la secuencia del Mioceno inferior al Pleistoceno que representa la apertura del Golfo de Guayaquil.
- En el Oeste, el límite actual está constituido por el Prisma de Subducción Neógeno.

³ Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón Pag.11, Pacifpetrol.

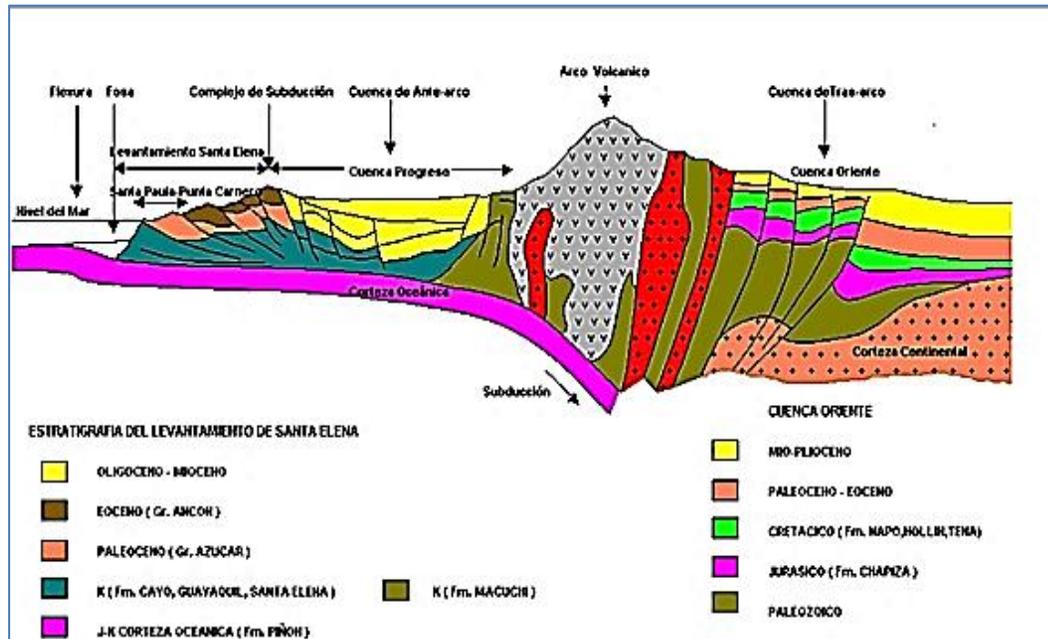


FIG. N° 1. 3 CORTE GEOLÓGICO REGIONAL;
FUENTE: INFORME GEOLÓGICO, PACIFPETROL;

1.4.1. YACIMIENTO.

Un yacimiento es todo cuerpo rocoso encontrado en la parte subterránea de la tierra, este debe tener la porosidad y permeabilidad suficiente para almacenar y transmitir fluidos.

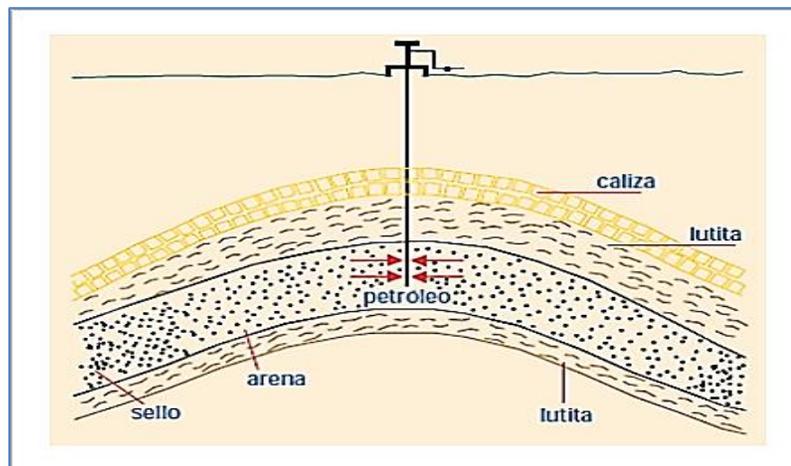


FIG. N° 1. 4 REPRESENTACIÓN DEL YACIMIENTO;
FUENTE: EL POZO ILUSTRADO, EFRÁIN BARBERII;

A continuación se presentan las propiedades petrofísicas de las rocas y las propiedades de los fluidos.

1.4.1.1. POROSIDAD (\emptyset).

Es una propiedad física de la roca y representa el porcentaje del espacio, que puede ser ocupado por líquido o gas, es decir, la porosidad es la capacidad que tiene la roca para almacenar un fluido, ésta propiedad viene comúnmente expresada en porcentajes.

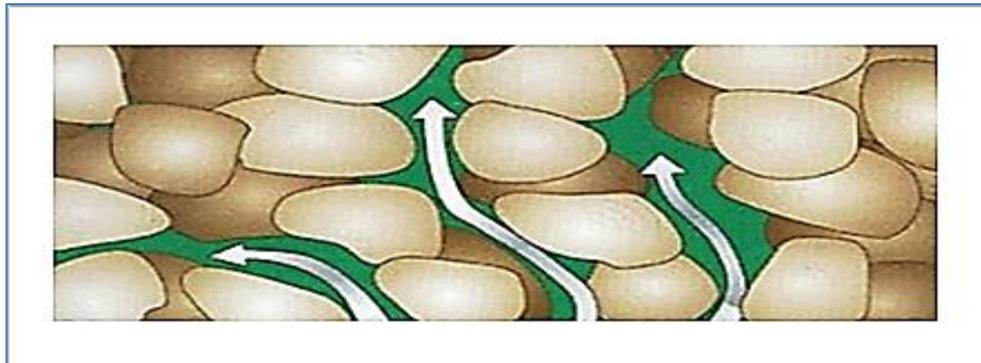


FIG. N° 1. 5 REPRESENTACIÓN DE LA POROSIDAD EN UN CUERPO ROCOSO;
FUENTE: RECOPIACIÓN TÉCNICA – INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, HALLIBURTON;

La porosidad se la puede definir mediante la siguiente formula:

$$\emptyset = \frac{Vb - Vm}{Vb} (100) \quad \text{EC. 1. 1}$$

$$Vp = Vb - Vm \quad \text{EC. 1. 2}$$

Dónde:

\emptyset = Porosidad (%).

Vb= Volumen Bruto.

Vm= Volumen de la Matriz.

VP= Volumen Poral.

La porosidad es considerada:

La porosidad en la industria es un factor importante para poder determinar las reservas de petróleo, ésta se encuentra clasificada como se expresa en la TABLA 1.2.

TABLA 1. 2 CONSIDERACIONES PARA CLASIFICAR LA POROSIDAD;

POROSIDAD	CONSIDERACIONES	
	MUY BAJA	=<5%
	BAJA	>5% PERO =<10%
	INTERMEDIA	>10% PERO =<20%
	BUENA	>20% PERO =<30
	EXCELENTE	>30%

**FUENTE: RECOPIACIÓN TÉCNICA – INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, HALLIBURTON;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**

1.4.1.1.1. POROSIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO GUSTAVO GALINDO V.

En la TABLA 1.3 se puede observar la porosidad existente en el Campo “Gustavo Galindo Velasco” y como se la considera en base a la clasificación antes mencionada:

TABLA 1. 3 POROSIDAD DEL CAMPO G.G.V.;

YACIMIENTO	SO	CPB	ST	PB	AT	ST (CHERT)	PROMEDIO
ϕ (%)	25	10	11	7,5	10	11	12,42
CONSIDERADO	BUENA	BAJA	INTERMEDIA	BAJA	INTERMEDIA	INTERMEDIA	INTERMEDIA

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

1.4.1.2. PERMEABILIDAD (K).

También llamada permeabilidad absoluta, es la capacidad que tiene la roca para permitir el paso del fluido a través del medio poroso interconectado, si los poros no estuvieran interconectados no existiera permeabilidad, se la puede expresar como sigue:

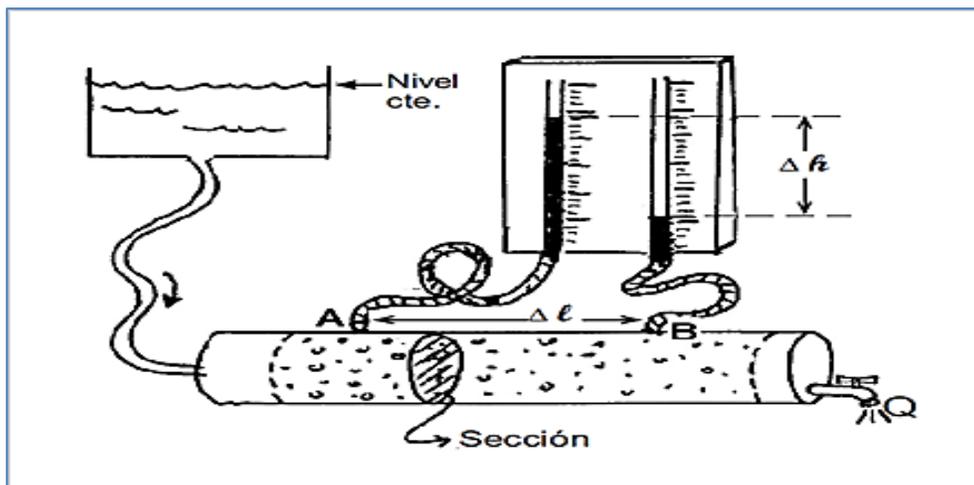


FIG. N° 1. 6 ESQUEMA DEL EXPERIMENTO DE DARCY;
FUENTE: LEY DE DARCY, JAVIER SÁNCHEZ ROMAN – DPTO. DE GEOLOGÍA;

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

EC. 1. 3

Dónde:

K= Permeabilidad de la roca (Darcys).

q= Tasa de producción (cm³/s).

μ= Viscosidad (cp).

L= Distancia que recorre el fluido en el medio poroso (cm).

A= Sección transversal (cm²).

ΔP= Diferencia de presión, (P₂- P₁) (atm).

Debido a que el **Darcy** es una unidad muy alta para la mayor parte de las rocas productoras, la permeabilidad generalmente es expresada en **milidarcys (Unidades para medir la permeabilidad)**

1.4.1.2.1. PERMEABILIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.

En la TABLA 1.4 se puede observar la permeabilidad existente en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”:

TABLA 1. 4 PERMEABILIDAD DEL CAMPO G.G.V.;

YACIMIENTO	SO	CPB	ST	PB	AT	ST (CHERT)
k (md)	82	55	6	5	3	7,5

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

1.4.1.3. SATURACIÓN (S_{fluido}).

Es la cantidad del fluido que se encuentra ocupando el espacio poroso, viene expresada en porcentaje y se la puede expresar como sigue:

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} (100) \quad \text{EC. 1. 4}$$

Dónde:

S_{fluido} = Saturación del fluido (%).

V_f = Volumen del fluido.

V_p = Volumen poroso.

Esta propiedad es fundamental para determinar la cantidad de hidrocarburo que existe en el espacio poroso, para esto se debe tener presente los tipos y cantidades de fluidos que se encuentran presentes en el hidrocarburo.

Si se considera que el volumen poroso de una roca se encuentra saturada por gas, petróleo y agua, debemos de tener presente lo siguiente:

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{EC. 1. 5}$$

Dónde:

S_g = Saturación del gas.

S_o = Saturación del petróleo.

S_w = Saturación del agua.

De igual manera hay ocasiones en el que el gas se encuentra disuelto en el petróleo, para éste caso la ecuación queda expresada como sigue:

$$S_o + S_w = 1 \quad \text{EC. 1. 6}$$

Para reservorios que no contengan hidrocarburo la ecuación quedaría así:

$$S_g + S_w = 1 \quad \text{EC. 1. 7}$$

1.4.1.3.1. SATURACIONES DE LOS FLUIDOS ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.

En la TABLA 1.5 se pueden observar las saturaciones existentes en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”:

TABLA 1. 5 SATURACIÓN DE AGUA Y PETRÓLEO DEL CAMPO G.G.V.;

YACIMIENTO	SO	CPB	ST	PB	AT	ST (CHERT)
Sw (FRACC)	0,45	0,5	0,64	0,64	0,64	0,6
So (FRACC)	0,55	0,5	0,36	0,36	0,36	0,4

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

1.4.1.4. VISCOSIDAD DEL ACEITE (μ_o).

Es la capacidad que tiene el fluido para oponerse a fluir a través de los canales porosos, esta propiedad está directamente relacionada

con la densidad, por lo tanto tenemos que a mayor densidad tendremos una mayor viscosidad y un menor °API.

La viscosidad también se encuentra relacionada con las características del yacimiento por lo tanto, si la temperatura se eleva la viscosidad disminuye, la viscosidad aumenta cuando disminuye el API, puede ser expresada como sigue:

$$\mu_o = \nu\rho \quad \text{EC. 1. 8}$$

Dónde:

μ_o = Viscosidad del aceite (cp= $\frac{gr}{cm \cdot seg}$)

ν = Viscosidad cinemática.

ρ = Densidad del aceite.

1.4.1.4.1. VISCOSIDADES ENCONTRADAS EN LAS FORMACIONES PRODUCTORAS DEL CAMPO ANCÓN.

En la TABLA 1.6 se puede observar la viscosidad existente en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”:

TABLA 1. 6 VISCOCIDAD DEL CAMPO G.G.V.;

YACIMIENTO	SO	CPB	ST	PB	AT	ST (CHERT)
μ_o (cp)	1,88	-	2,78	-	3,16	9,9

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

1.4.1.5. COMPRESIBILIDAD (C).

Es el cambio que se produce en el volumen por cambio unitario de presión, se encuentra expresada como sigue:

$$C = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right) \quad \text{EC. 1. 9}$$

Dónde:

C= Compresibilidad (PSI⁻¹).

V= Volumen de poros.

(∂V/∂P)= Cambio en unidad de volumen por cambio unitario de presión.

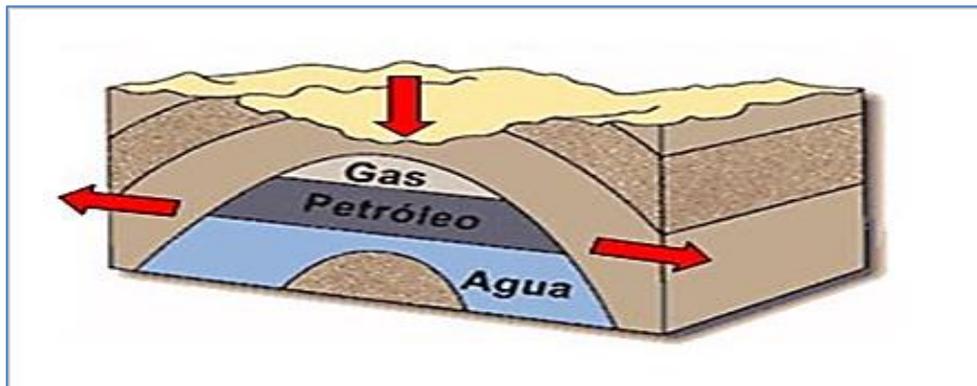


FIG. N° 1. 7 REPRESENTACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD;
FUENTE: PROPIEDADES DE LA ROCA, PACIFPETROL;

1.4.1.5.1. COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (C_f).

Es el cambio de volumen de los poros, en relación a la presión del fluido que se encuentra contenido en el volumen poroso, se la puede representar como sigue:

$$C_f = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\delta V_p}{\delta P} \right) \quad \text{EC. 1. 10}$$

Dónde:

C_f= Compresibilidad de la formación (psi⁻¹).

V_p= Volumen de poros.

1.4.1.5.2. COMPRESIBILIDAD DEL GAS (C_g).

Es el cambio de volumen que sufre el gas, debido al cambio de presión a una temperatura constante, se la puede expresar como sigue:

$$C_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta P} \right) \quad \text{EC. 1. 11}$$

Compresibilidad para un gas real.

$$C_g = -\frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\delta z}{\delta P} \right) \quad \text{EC. 1. 12}$$

Compresibilidad para un gas ideal.

$$C_g = -\frac{1}{P} \quad \text{EC. 1. 13}$$

Dónde:

C_g= Compresibilidad del gas (psi⁻¹).

1.4.1.5.3. COMPRESIBILIDAD DEL ACEITE (C_o).

Se da cuando se aplica un exceso de presión a un sistema, en que el petróleo del yacimiento contiene todo el gas en solución (en este punto la presión es mayor que la del punto de burbuja), provocando que el líquido sufra una disminución no lineal en su

volumen, que depende esencialmente de la composición del petróleo y su temperatura, a esta pequeña variación de volumen se la conoce como compresibilidad del petróleo, se encuentra expresada como sigue:

$$C_o = \frac{1}{\beta_o} \left(\frac{\delta\beta_o}{\delta P} \right) \quad \text{EC. 1. 14}$$

Dónde:

C_o= Compresibilidad del petróleo (psi⁻¹).

β_o= Factor volumétrico del petróleo (B^Y/B_N).

δβ_o/δP= Pendiente negativa.

Correlación de “Vasquez-Beggs”:

$$C_o = \frac{5R_s + 17,2T - 1180\gamma_g + 12,61API - 1433}{100000P} \quad \text{EC. 1. 15}$$

Dónde:

C_o= Compresibilidad del petróleo (psi⁻¹).

R_s= Razón de solubilidad del gas en el petróleo.

T= Temperatura (°R).

γ_g= Gravedad específica media de los gases de la superficie total.

P= Presión (Psi).

1.4.1.6. DENSIDAD.

Es la relación que existe entre la masa de un fluido y su volumen a temperaturas específicas, la podemos expresar como sigue:

$$\rho = \left(\frac{m}{v}\right)_T$$

EC. 1. 16

Dónde:

ρ = Densidad del fluido (gr/cm³).

m = Masa del fluido (gr).

v = Volumen del fluido (cm³).

T = Temperatura.

1.4.1.6.1. DENSIDAD DEL ACEITE (ρ_o).

Es la relación que existe entre la masa del aceite más el gas disuelto en él, sobre su volumen total, expresada como sigue:

$$\rho_o = \frac{m_o+m_g}{v_o+v_g}$$

EC. 1. 17

Dónde:

ρ_o = Densidad del aceite (gr/cm³).

m_o, m_g = Masa del aceite, masa del gas disuelto (gr).

v_o, v_g = Volumen del aceite, volumen del gas disuelto (cm³).

1.4.1.6.2. DENSIDAD RELATIVA DEL ACEITE (ρ_o).

También llamada densidad específica, es la relación que existe entre la densidad del fluido (aceite) y la densidad del agua a unas mismas condiciones de presión y temperatura, es expresada como sigue:

$$\rho_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

EC. 1. 18

Dónde:

ρ_o = Densidad del aceite (gr/cm³).

ρ_w = Densidad del agua (gr/cm³).

Generalmente la industria petrolera hace uso del término °API (American Petroleum Institute), esta es una escala que permite expresar la gravedad específica del hidrocarburo y así poder determinar qué tan pesado es el mismo, a esta gravedad se la podría expresar como sigue:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Sg@60^{\circ}F} - 131,5$$

EC. 1. 19

Dónde:

°API= Gravedad API.

Sg= Gravedad específica del fluido.

En la TABLA 1.7 se puede observar el °API existentes en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”:

TABLA 1. 7 °API DEL CAMPO G.G.V.;

YACIMIENTO	SO	CPB	ST	PB	AT	ST (CHERT)	PROMEDIO
API (°)	36,8	39	38,8	39	40	33,6	37,9

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

1.4.1.7. MOJABILIDAD.

Es la tendencia que tiene un fluido por expandirse o adherirse a superficies sólidas, en presencia de fluidos inmiscibles. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo que se forma entre ellos se denomina ángulo de contacto, por lo tanto tenemos que:

- Sí el $\theta < 90^\circ$ el sistema está mojado por agua.
- Sí el $\theta > 90^\circ$ el sistema está mojado por petróleo.

A continuación se ilustrarán éstas dos medidas de la mojabilidad:

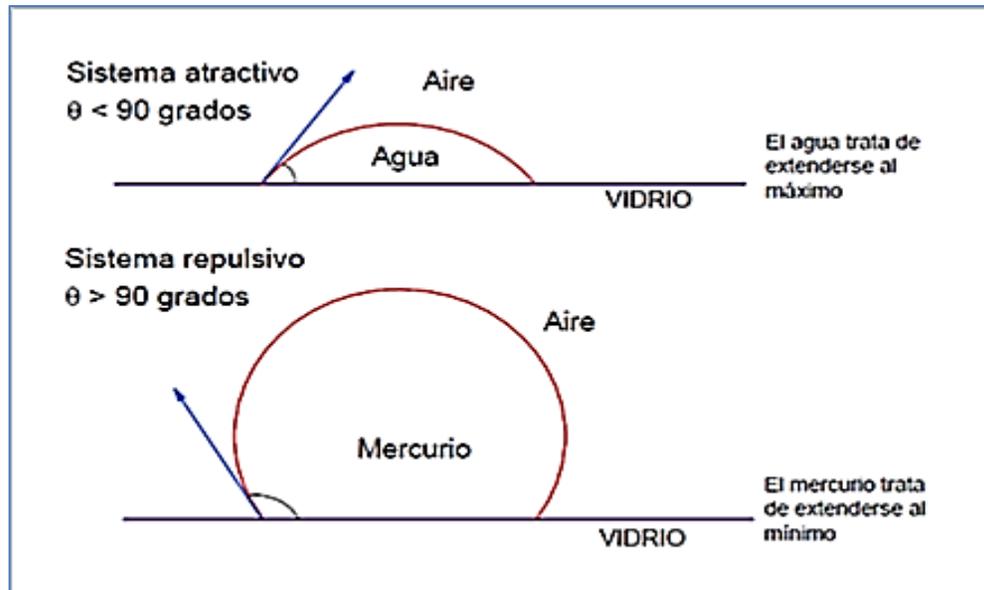


FIG. N° 1. 8 REPRESENTACIÓN DE LA MOJABILIDAD;
FUENTE: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, FREDDY ESCOBAR, PHD;

1.4.1.8. TEMPERATURA DEL RESERVORIO (°F).

La temperatura del reservorio permanecerá constante durante toda la vida del pozo, ésta se encuentra controlada por el Gradiente Geotérmico.

El Gradiente Geotérmico, es la variación de temperatura que tenemos bajo la superficie terrestre, esta variación va a ser de 3° cada 100 ft de profundidad.

1.4.1.9. PRESIÓN DEL RESERVORIO.

Es la fuerza por unidad de área que ejercen las moléculas alrededor de los materiales, la presión aumenta con respecto a la profundidad, entonces mientras más profundidad tengamos, mayor será la presión que se ejerce sobre la roca reservorio.

A diferencia de la temperatura, la presión no permanecerá constante durante toda la vida del pozo, ésta decaerá y posteriormente se necesitará un levantamiento artificial, para poder extraer el hidrocarburo.

1.4.2. LITOLOGÍA.⁴

1.4.2.1. FORMACIONES PRODUCTORAS.

En el Campo Ancón las formaciones productoras están clasificadas como sigue:

- Fm. “Azúcar” y Fm. “Santa Elena” (ST).
- Fm. “Atlanta” (AT).
- “Morillo” (Fm. “Socorro”, So).
- Grupo “Ancón” (“Socorro”, CPB,” Sto. Tomás”, PB).

⁴ Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón Pag.24-28, Pacifpetrol.

Actualmente el campo registra aproximadamente 127 millones de barriles de producción acumulada (dato actualizado hasta junio del 2015), estos están distribuidos como muestra la Fig. N°1.9.

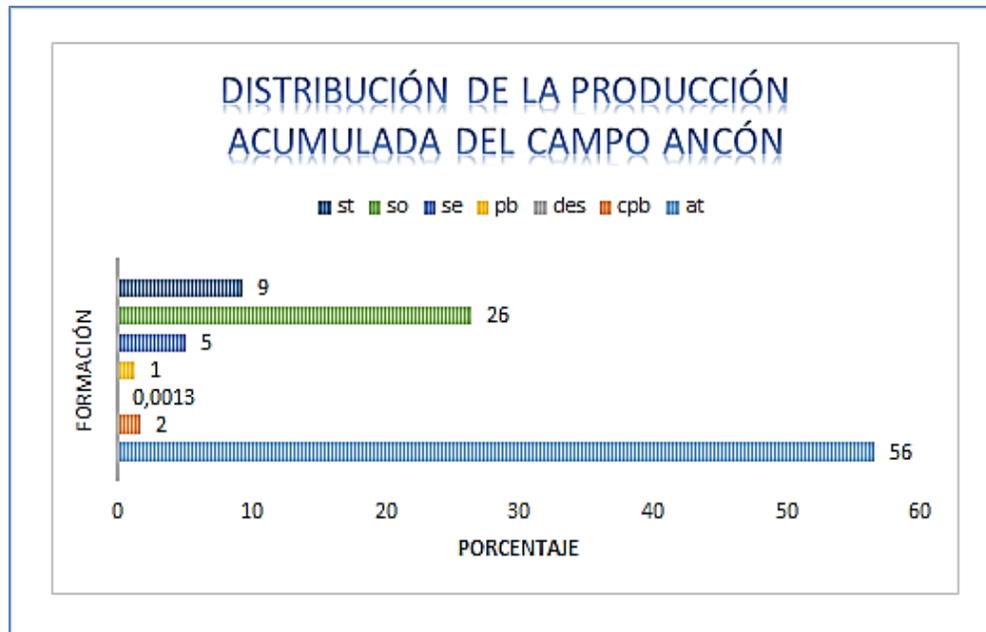


FIG. N° 1. 9 DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR FORMACIÓN;
FUENTE: PACIFPETROL.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

A continuación en la FIG. 1.10 se representa la secuencia estratigráfica generalizada de la Península de Santa Elena:

Período/Época	Edad	Unidades	Esp (m)	Esp (pies)	Litología	
Cuaternario Pleist.		Fm. Tablazo	30	100	Arenisca calcárea	
Discordancia						
TERTIARIO	PALEÓGENO MEDI	S Bartoniano	Punta Ancón	143	490	Arenisca tobácea de grano grueso
		Bartoniano	Fm. Seca	503	1650	Laminaciones de lutita, limolita.
		Lutetiano	Fm. Socorro	451	1481	Arenisca tobácea laminada con lutitas, limolitas.
			Fm. Clay Pebble Beds (CPB)	0-500	0-1640	Lutita gris verdosa y limolita tobácea gris
	DISCORDANCIA					
	PALEÓGENO SUPERIOR	Tanetiano	Fm. Rosario ?			Conglomerados, aglomerados volcánicos, tobas arcillosas y rara vez arenisca tobácea.
			Santa Elena (Miembro superior)	259	850	Sílice pelágico, arcillolita y limolita calcárea. Toba y a veces arenisca turbidítica.
		Daniano	Santa Elena (Miembro inferior)	500	1640	Arcillolita pelágica, chert negro y toba.
		Maestrichtiano	Fm. Cayo	2000	6560	Turbiditas volcánica de grano grueso, tobas y limolita negra.
	MESOZOICO	CRETÁCEO	Santoniano	Fm. Piñón	?	?
Coniaciano						
Turoniano						
Cenomaniaco						
	Albiano					

FIG. N° 1. 10 COLUMNA ESTRATIGRAFICA DEL CAMPO ANCÓN;
FUENTE: PACIFPETROL;

A continuación se describe brevemente las principales características litológicas de las formaciones presentes en la Península de Santa Elena:

- **“Atlanta Sandstones” (Fm. “Azúcar”).-** Esta gruesa secuencia de origen turbidítico, constituye uno de los principales reservorios del campo Ancón, donde ha acumulado 84 MM bls con una producción promedio por pozo de 137 M Bls.

Se compone de areniscas medianas a gruesas, conglomerádicas, mal seleccionadas, con cemento silíceo y abundante matriz arcillosa; participan también conglomerados compactos, masivos y pobremente estratificados.

- **Fm. “Passage Beds”.-** Esta secuencia turbidítica sobryace en discordancia sobre “Atlanta Sandstone” y presenta un espesor variable ente 0 y 2,000 ft y es la base del Grupo “Ancón” de edad Eoceno Medio. Se compone por una monótona sucesión de lutitas y arcillitas con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino a medio, de hasta 2 a 10 ft de espesor.

La relación arena/arcilla de dicha secuencia es aproximadamente 0.5, la porosidad de los intervalos arenosos es del orden de 13 % promedio. La resistividad de estas arenas está comprendida entre 10 a 20 ohm.

- **“Santo Tomas Sandstones” (Gr. “Ancón”).-** Estos reservorios se encuentran desarrollados desde la zona del “Tigre”, al norte del Campo “Ancón”, hasta el área de “San Joaquín” –“La Fe” al sur. Representan la culminación del ciclo turbidítico de la Fm. “Passage Beds”, constituyen depósitos de relleno de un canal submarino, en una posición de abanico superior. Son depósitos lenticulares con dirección de desarrollo preferencial N-S y presentan un espesor medio de 200 ft y se encuentran en

un rango de profundidades de 1,700 a 2,000 ft. Son arenas arcillosas con una porosidad promedio de 11 % y en perfiles eléctricos presentan una resistividad de 10 a 30 Ohm.

- **Fm. “Socorro.”**- En esta formación se encuentran los reservorios someros de segunda importancia en el campo “Ancón”. El rango de profundidades que varía entre 200 y 1,500 ft, habiéndose perforado aproximadamente 1,300 pozos someros, que han recuperado 27 MM bls de petróleo, con una acumulada promedio de 20 Mbls por pozo, son turbiditas finas estratificadas, la porosidad medida en coronas varía entre 15 al 25 %. La sucesión presenta un espesor de aproximadamente 1,500 ft y grada verticalmente a arcilitas y lutitas de la Fm. “Seca.”

Para el desarrollo de estos reservorios someros se utilizó un espaciamiento de 2 a 3 Acres. La mayoría de los pozos fueron completados con cañería pre-perforada en todo el espesor de Socorro, no se registraron perfiles, por esta razón es difícil de estimar una relación arena arcilla para esta Formación.

- **Reservorios Cretácicos.**- De los campos que producen de reservorios Cretácicos, el más importante debido a la magnitud de la producción, es el de “Santa Paula”.

Los reservorios principales son niveles de Chert, de carácter concrecional, que se encuentran asociados a pelitas tobaceas y porcelanitas (radiolaritas). Presentan una muy baja porosidad, tipificándoselos como reservorios fisurados Tipo I, en los cuales las fracturas proveen la porosidad y permeabilidad esencial al sistema. Este tipo de reservorios se caracteriza por una rápida declinación de la producción y de la presión del reservorio, con invasión temprana de agua. Para obtener producciones comerciales es necesaria su estimulación.

Los niveles productivos con presencia de Chert concrecional en el campo Santa Paula se han denominado históricamente Chert I o Superior de aproximadamente 250 ft de espesor promedio y Chert II o Inferior de 350 ft de espesor. Son bastante discontinuos y los intervalos con mayor cantidad de fisuras y por ende los más productivos suelen presentar con lodo adecuado, desarrollo de potencial espontaneo. Las producciones iniciales han sido muy variables entre 70 y 200 BPPD.

1.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO “Gustavo Galindo V.”

La producción primaria de los pozos se define, como el uso de la energía propia del yacimiento para la extracción del hidrocarburo, en un yacimiento pueden operar simultáneamente varios mecanismos de producción, pero siempre predomina uno o dos, como ejemplo se puede citar un yacimiento volumétrico que se encuentra produciendo por expansión de fluidos, con el transcurso del tiempo el yacimiento se depleta lo suficiente y la producción hacia los pozos empieza a ser por drenaje gravitacional asistido por un mecanismo de bombeo.

TABLA 1. 8 CARACTERISTICAS DE LOS MECANISMOS DE PRODUCCIÓN;

MECANISMO	PRESION DE YACIMIENTO	GOR	W_p	EFICIENCIA	OTROS
Expansión de roca y fluido.	Declina rápida y continuo, $P_i > P_b$.	Permanece bajo y cte.	No, excepto altas Sw.	1-10%, Prm. 3%.	
Gas en solución.	Declina rápida y continuo.	Primero alto, incrementa y luego cae.	No, excepto altas Sw.	5-25%, Prm. 20%.	Requiere bombeo temprano.
Capa de gas.	Cae lenta y continuo.	Crece cte en formaciones inclinadas.	Despreciable.	20-40%, Prm. 25% ó >.	Ruptura temprana de gas indica m.
Empuje de agua.	Permanece alta, P depende del caudal.	Permanece bajo si la P es alta.	W_p crece en pozos bajos.	35-80%, Prm. 50%.	N de Bm crece si $We = 0$.
Segregación gravitacional.	Declina rápida y continuo.	Bajo en Fm poco inclinadas, alta en Fm inclinadas.	Despreciable.	40-80%, Prm. 60%.	

**FUENTE: INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, FREDDY ESCOBAR M, PHD.;[D2]
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**

En la TABLA. 1.8 se presentarán los mecanismos primarios de producción con sus respectivas características. El mecanismo por el que produce el Campo “Gustavo Galindo Velasco” es el empuje por gas en solución y este mecanismo lo detallaremos a continuación:

1.5.1. EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN.

También conocido como liberación de gas en solución, es un método primario de extracción del hidrocarburo y está caracterizado por:

- a) La presión del yacimiento comienza a declinar rápidamente y de una manera continua.

- b) La producción de agua será mínima durante la vida productiva del yacimiento.
- c) La relación gas-petróleo aumentará rápidamente, siempre y cuando haya sobrepasado la presión de burbuja.
- d) La producción de petróleo es baja en la etapa final de la explotación del yacimiento.

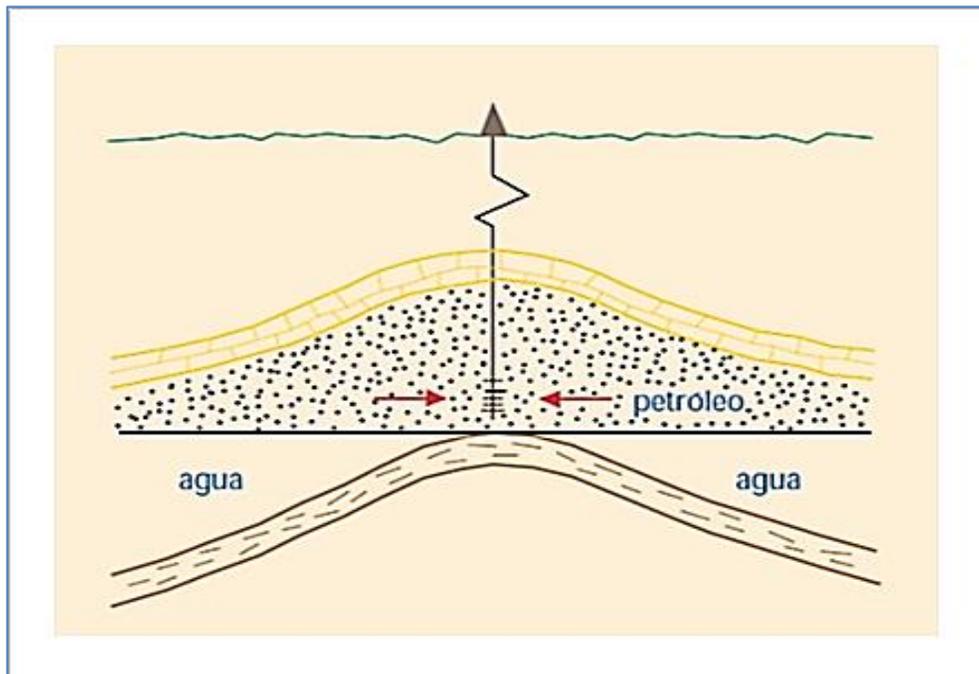


FIG. N° 1. 11 REPRESENTACIÓN DEL EMPUJE POR GAS EN SOLUCIÓN;
FUENTE: EL POZO ILUSTRADO;

Dos etapas pueden ser observadas en yacimientos que presenten este tipo de mecanismo de producción:

- a. **Cuando el yacimiento se encuentra sub saturado.**- La presión del yacimiento declinará rápidamente, el GOR instantáneo permanecerá constante hasta alcanzar la presión de burbuja, no tendremos formación de capa de gas en esta etapa.

- b. **Cuando el yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja (saturado).**- Se forma una capa de gas por la salida del gas en solución, debido a esto la presión no declina rápidamente, el GOR instantáneo disminuirá, hasta alcanzar la saturación crítica de gas, en este punto comenzará a aumentar hasta cierto valor de presión.

Este mecanismo no es tan eficiente al momento de recobrar el hidrocarburo, su eficiencia va del 5% al 25% del petróleo original en sitio (POES) y requiere ser asistido por un mecanismo de bombeo.

1.6. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL CAMPO “Gustavo Galindo V”.⁵

Debido a que el Campo “Gustavo Galindo Velasco” es un campo depletado y su mecanismo de empuje primario es el de gas en solución, se necesita adicionarle una fuerza externa para ayudar a fluir el hidrocarburo hacia la superficie, los sistemas de levantamiento artificial usados en el Campo “Gustavo Galindo V” son los presentados a continuación:

⁵ Sistemas de Levantamiento Artificial, Ing. William Swanson.

TABLA 1. 9 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y SU PRODUCCIÓN DIARIA;

SISTEMA DE EXTRACCION	CENTRAL		NORTE		SUR		TOTAL		
	# POZOS	BLS/MES	# POZOS	BLS/MES	# POZOS	BLS/MES	# POZOS	BLS/MES	% PROD
BM	109	7468	136	8580	73	3616	318	19664	0,570
GL	0	0	5	116	0	0	5	116	0,003
HL	183	1679	191	1908	293	2486	667	6072	0,176
PL	0	0	5	394	0	0	5	394	0,011
SW	91	3123	62	1806	109	3120	262	8049	0,233
FY	1	1	6	93	1	84	8	178	0,005
TOTAL	384	12271	405	12896	476	9305	1265	34472	1

FUENTE: INGENIERÍA EN PRODUCCIÓN (DATO DEL MES DE AGOSTO DEL 2015), PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

A continuación se presenta una breve descripción de los sistemas de levantamiento artificial aplicados en el Campo “Gustavo Galindo Velasco”:

1.6.1. BOMBEO MECÁNICO (BM).

El bombeo mecánico (BM) es el levantamiento artificial más antiguo y usado en el mundo en comparación a otros sistemas, es considerado el más usado debido a:

- Fácil diseño.
- Bajos costos operativos.
- Facilidad de producción de aceites viscosos y a altas temperatura.
- Reduce el riesgo de derrames por trabajar a presiones bajas.
- Adaptable a agujeros de pequeño diámetro.

Para la utilización de este sistema, el yacimiento debe contar con la presión necesaria para que el hidrocarburo alcance cierto nivel y luego sea transportado por la bomba a la superficie.

El sistema consiste en un balancín (FIG. N° 1.12) que impulsado por un motor (a gas o eléctrico) imparte un movimiento ascendente y descendente a una sarta de varillas, este movimiento ocasiona la succión y transferencia del hidrocarburo hacia la superficie.

En el Campo " Gustavo Galindo V" se mantiene operando 318 pozos con el sistema de bombeo mecánico representando el 57% de la producción diaria (Dato del mes Agosto, 2,015), es el segundo sistema de levantamiento más usado del campo después de HL.

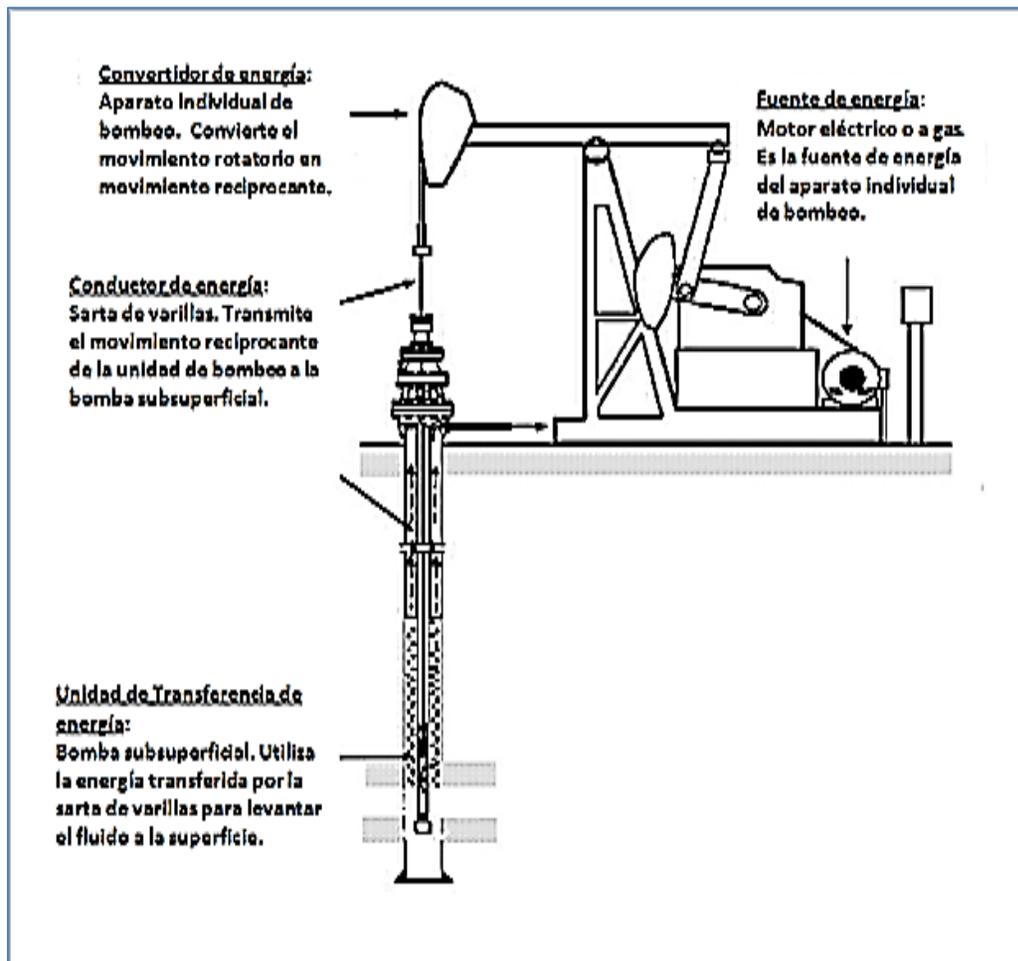


FIG. N° 1. 12 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO (BM);
FUENTE: INFORME DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, ING. WILLIAM SWANSON;

1.6.2. HERRAMIENTA LOCAL (HL).

La Herramienta Local (HL) específicamente no es un sistema de levantamiento artificial, pero al aplicarlo en el campo resultó muy útil debido a su bajo costo de operación, en la actualidad es el más usado, en el Campo "Gustavo Galindo Velasco", hay 667 pozos operando con este sistema y representa el 18% de la producción diaria (Dato del mes Agosto, 2,015).

El HL puede ser aplicado en el campo, gracias a que los pozos son someros y su crudo es de alta calidad, el funcionamiento de este sistema es sencillo y similar al de Swab, consiste en bajar a través de un cable de acero una cuchara (recipiente) hasta el tope del fluido, una vez que se ha llegado al tope se sumerge la cuchara y en ella por la presión que ejerce el fluido en sentido contrario a la cuchara se abre una válvula ubicada en la parte inferior, permitiendo el paso del fluido hacia dentro, luego una vez llena la cuchara se procede a sacarla y en ese instante la válvula es cerrada por la presión permitiendo así que el hidrocarburo no escape.

El hidrocarburo es almacenado en superficie, este proceso se repite hasta que el pozo quede sin hidrocarburo.

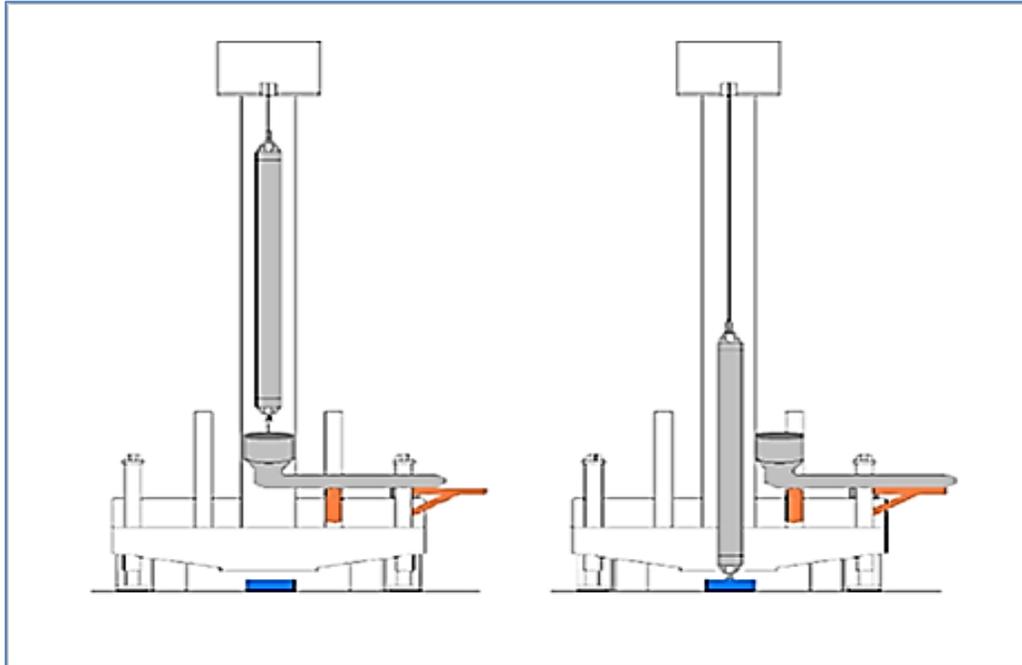


FIG. N° 1. 13 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR HERRAMIENTA LOCAL (HL);
FUENTE: INFORME DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, ING. WILLIAM SWANSON;

1.6.3. PISTONEO O SWAB.

En el Campo " Gustavo Galindo V." se encuentran 262 pozos operando por el sistema de levantamiento artificial por Pistoneo o Swab, este sistema representa el 23% de la producción diaria (Dato del mes de Agosto, 2,015), el proceso es casi similar al de HL, usan la misma unidad pero en lugar de una cuchara se coloca una copa, en este proceso es necesario el pistoneo.

El Swab es aplicado a pozos someros y profundos, su operación es realizada en yacimientos que presentan presiones insuficientes como para vencer la columna hidrostática e impidiendo la extracción del hidrocarburo.

El proceso consiste en bajar mediante el cable de acero, una porta copas y sumergirlo aproximadamente 50 ft por debajo del contacto

En el Campo "Gustavo Galindo V," este sistema se lo implementó por primera vez en 1,996, pero no se realizó ningún seguimiento, ni mantenimiento y quedó descartado hasta el año 2,011 en donde fue implementado en tres pozos de BM, el funcionamiento de este sistema consiste en un pistón de metal, que viaja a través del tubing con fluido en su parte superior, este viaje del pistón es provocado por la presión que ejerce el gas acumulado en el anular, luego se provoca un diferencial de presión entre el tubing y el anular, que permite abrir la válvula del tubing y la presión será aliviada, llevando consigo el pistón hasta la superficie, al llegar a la superficie, este es retenido por un cabezal hasta que el tiempo de purga finalice y el pistón caiga al fondo del pozo.

Hay dos tipos de Plunger Lift y son:

- **Plunger Lift Asistido.**- Es cuando la presión de gas en el anular se logra mediante una línea de inyección que viene de la superficie.
- **Plunger Lift Convencional.**- Es cuando la presión del yacimiento es suficiente, para lograr crear una presión propia en el anular.

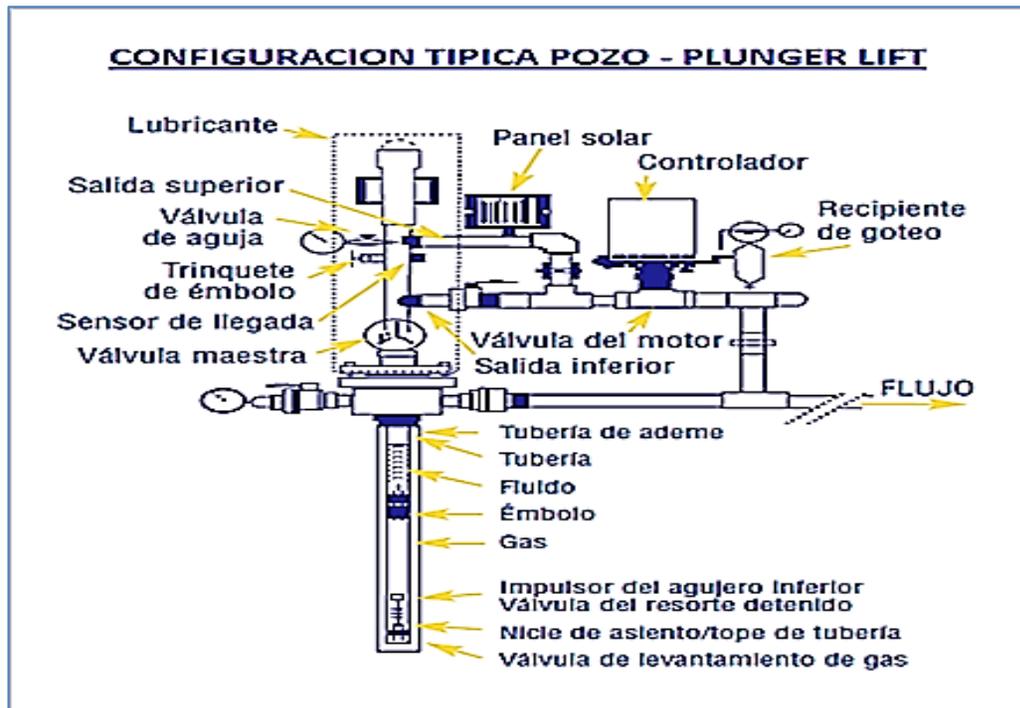


FIG. N° 1. 15 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PLUNGER LIFT (PL);
FUENTE: INFORME DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, ING. WILLIAM SWANSON;

1.6.5. FLUYENTE (FY).

En el campo se encuentran 8 pozos fluyendo naturalmente representando el 1% de la producción diaria (Dato del mes de Agosto, 2,015), como su nombre lo indica los pozos fluyentes producen únicamente con la energía que les aporta el yacimiento y en fondo disponen únicamente de tubería de producción, a través del cual, el fluido, agua petróleo y gas asciende a superficie.

1.6.6. GAS LIFT (GL).

En el campo se encuentran operando cinco pozos por el sistema de levantamiento artificial Gas Lift (GL), este sistema representa el 0,34% de la producción diaria (Dato del mes de Agosto, 2,015), el funcionamiento de este sistema se da mediante la inyección de gas a una presión mínima de 250 lb/pulg², esta adición de presión se da para aligerar la columna de fluido permitiendo que el fluido se desplace hacia la superficie, existen dos tipos de bombeo y son:

- **Bombeo neumático Continuo.**- Se da cuando la presión es inyectada de forma continua al pozo, para provocar el diferencial de presión y así conseguir que los fluidos sean desplazados.
- **Bombeo neumático intermitente.**- Se da cuando la presión es inyectada de manera periódica, controlada por un regulador o interruptor.

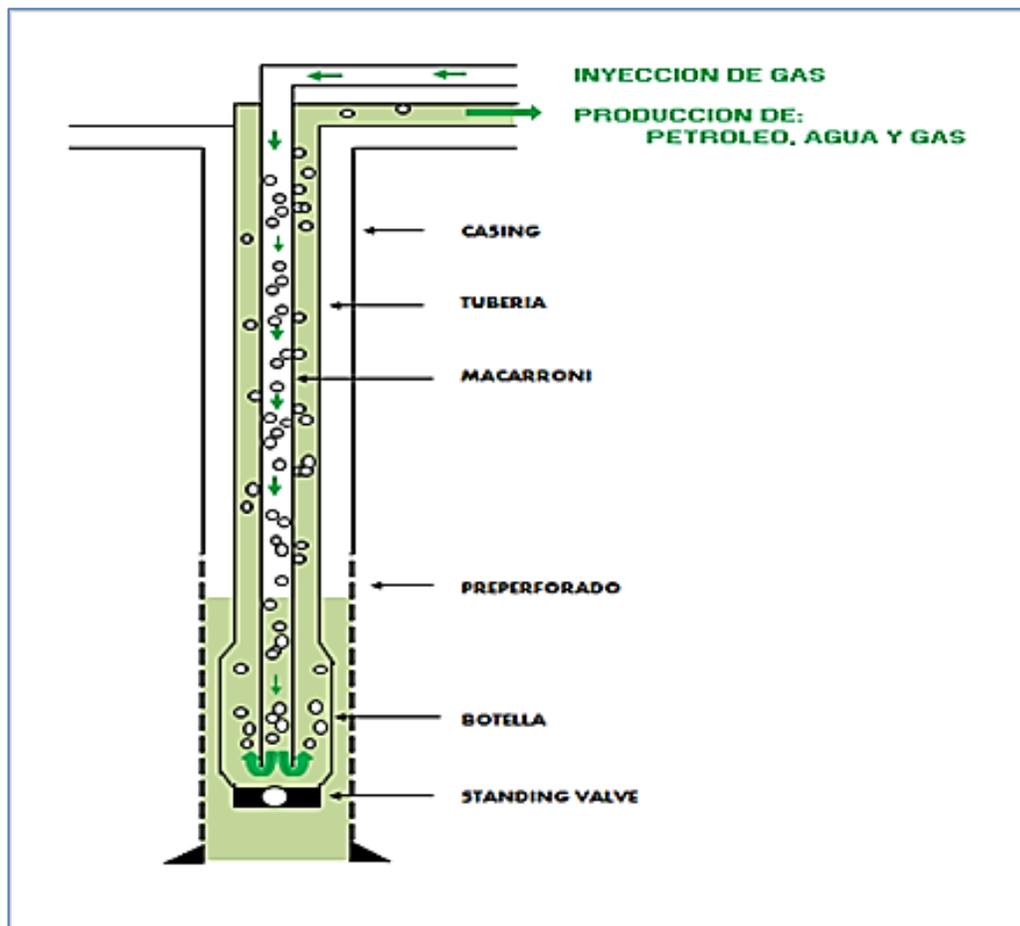


FIG. N° 1. 16 REPRESENTACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS LIFT;
 FUENTE: INFORME DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL, ING. WILLIAM SWANSON;

CAPÍTULO II
DAÑO A LA FORMACIÓN Y TEORÍA DE
ACIDIFICACIÓN DE POZOS EN
ARENISCAS.

2.1.DAÑO DE FORMACIÓN.

2.1.1. DEFINICIÓN.

Se conoce como daño de formación o Skin Effect (FIG. N° 2.1) a la restricción que se presenta en la formación para permitir el flujo de fluidos, es decir, es la disminución en la permeabilidad de la zona productora en la vecindad del pozo, este daño generalmente es originado por la perforación, completación y producción de los pozos. Una vez realizadas las actividades operacionales descritas antes, el daño pudo ser ocasionado por la deposición de las parafinas, invasión de lodo de la perforación a la zona productora, hinchamiento de arcillas, bloqueos por agua y emulsiones, etc., más adelante se detallaran los orígenes y causas por el que se produce el llamado “Skin Effect”.

En la FIG. N° 2.1 se representa el daño a la formación, k_x es la permeabilidad en la zona dañada, k es la permeabilidad en la zona virgen, r_x es el radio de penetración de la zona dañada.

La fórmula para el cálculo del daño de formación es la siguiente:

$$S = \left(\frac{k}{k_x} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_x}{r_w} \right) \quad \text{EC. 2. 1}$$

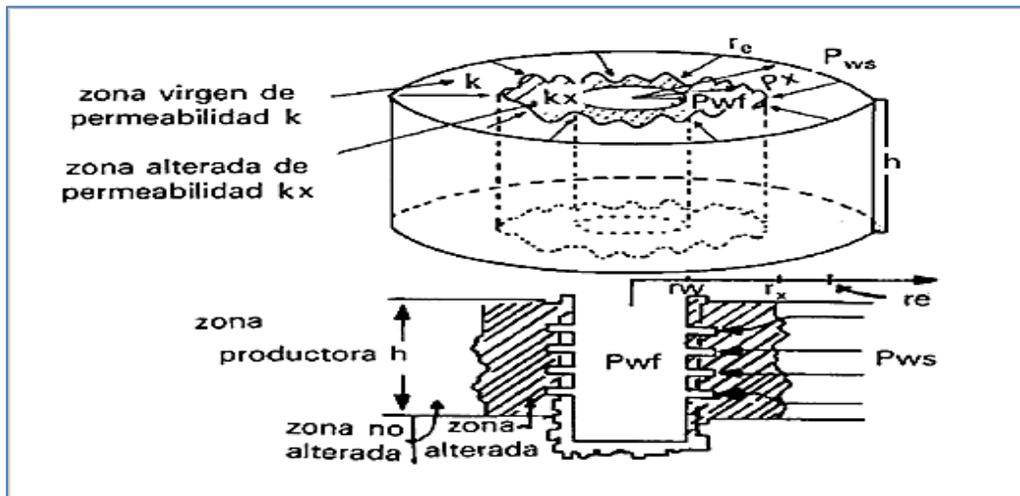


FIG. N° 2. 1 REPRESENTACIÓN DE UNA ZONA DAÑADA (SKIN EFFECT);
FUENTE: MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, ISLAS, CARLOS;

El daño de la formación viene expresado en unidades de daño, por lo tanto, tenemos que:

- Si $k_x > k$, $S < 0$, pozo estimulado.
- Si $k_x = k$, $S = 0$, pozo no está dañado ni estimulado.
- Si $k_x < k$, $S > 0$, pozo dañado.

En la industria la formación se considera: Dañada, estimuladas y sin daño, cuando presentan los valores mostrados en la TABLA 2.1:

TABLA 2. 1 VALORES PARA IDENTIFICAR EL DAÑO A LA FORMACIÓN (SKIN EFFECT).

CONDICIONES DE POZO	VALOR DEL DAÑO VERDADERO A LA FORMACIÓN "S"
ALTAMENTE DAÑADO	$S > +10$
DAÑADO	$S > 0$
SIN DAÑO	$S = 0$
ACIDIFICADO	$-1 \leq S \leq -3$
FRACTURADO	$-2 \leq S \leq -4$
MASIVAMENTE FRACTURADO	$S < -5$

FUENTE: MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, ISLAS, CARLOS;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

momento en que la barrena comienza a travesar la zona de interés, hasta llegar a la profundidad vertical verdadera (TVD), en este intervalo la zona se encuentra expuesta a lodo de perforación, que por lo general se encuentra constituido de materiales arcillosos, aditivos químicos y agentes densificantes, todos estos son severamente dañinos para la zona de interés.

La invasión de sólidos y fluidos de perforación son considerados muy peligrosos para la zona productora, debido a que pueden ocasionar severos daños como taponamientos en la arena productora, hidratación de arcillas, etc. FIG. N° 2.3.

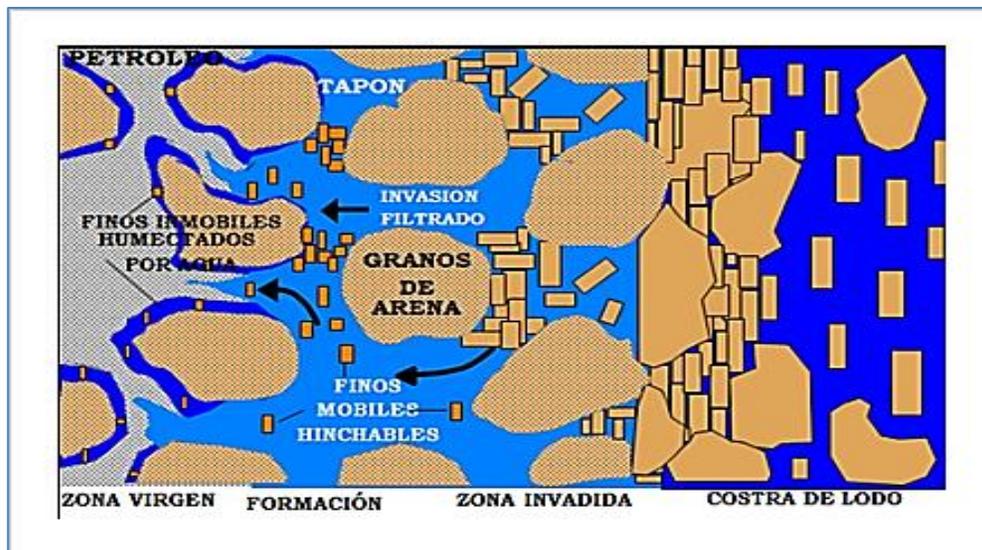


FIG. N° 2. 3 DAÑO DE FORMACIÓN DURANTE LA PERFORACIÓN;
FUENTE: BJ-BAKER HUGHES;

2.1.2.2. OPERACIONES DE CEMENTACIÓN.

Las operaciones de cementación también son parte de origen del daño a la formación, debido a la composición de la lechada usada y la presión de inyección, la lechada para el proceso de cementación contiene químicos, que al ser inyectados pueden invadir la zona

porosa y permeable, provocando la precipitación de ciertos minerales que están formando la roca, produciéndose como resultado el taponamiento de los poros y la reducción de la permeabilidad, la precipitación también se podría presentar en formaciones arcillosas, donde las lechadas con pH elevado son consideradas dañinas, en especial cuando se encuentran en contacto con salmueras presentes en la formación, con alto contenido de calcio.

2.1.2.3. CAÑONEO O PUNZADOS.

En procesos de cañoneo de pozos, las cargas que son detonadas hacia la arena productora provocan en muchos casos el taponamiento del agujero, por tal motivo se debe procurar bombear fluidos libres de sólidos y generar a favor de la formación, una presión diferencial para evitar el empacamiento de los perforados por los restos de la carga, tubería, cemento y la formación misma (FIG. N° 2.4).

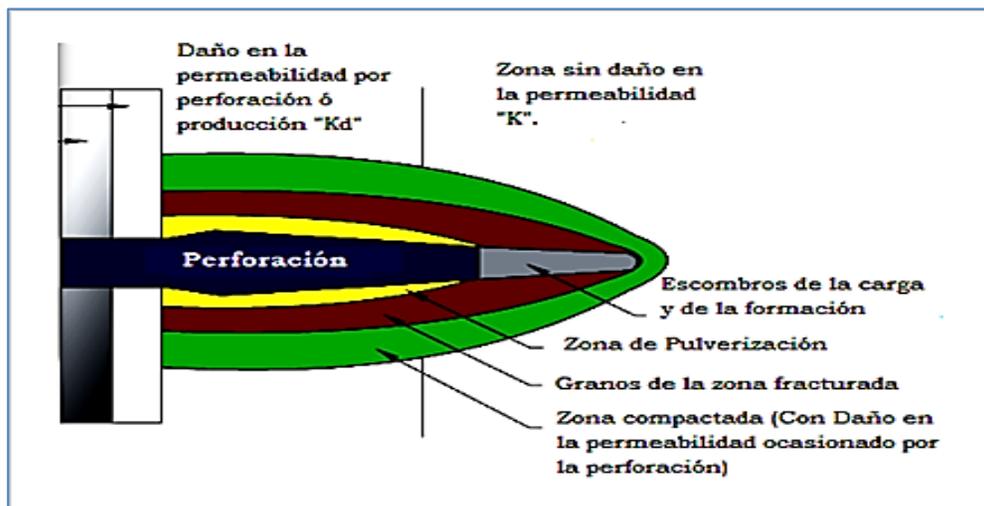


FIG. N° 2. 4 DAÑO POR CAÑONEO O PUNZADOS;
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

2.1.2.4. PRODUCCIÓN.

Mientras el pozo es puesto en producción los cambios generados en la estabilidad del fluido pueden provocar el taponamiento del espacio poroso o el de la tubería, mediante la formación de depósitos orgánicos e inorgánicos (FIG. N° 2.5).

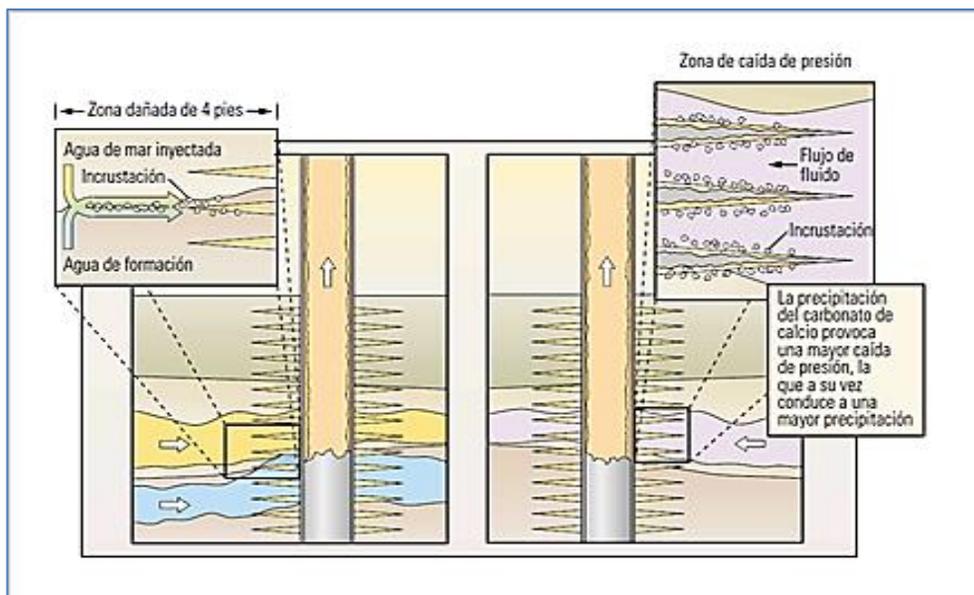


FIG. N° 2. 5 DAÑO EN UN POZO EN PRODUCCIÓN;
FUENTE: SCHLUMBERGER;

2.1.2.5. DAÑOS POR ACIDIFICACIÓN.

En el proceso de Acidificación se debe tener mucho cuidado al momento de inyectar los fluidos, debido a que la aplicación de un tratamiento ácido a través de una tubería sucia, provocaría que las impurezas (sólidos) adheridas en ella se desprendan y contaminen la arena productora; también como se ha mencionado anteriormente, el conocimiento de la mineralogía de la formación, ubicación y tipo de daño son de suma importancia, para una excelente elección del tratamiento ácido.

2.1.2.6. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS.

Los daños comúnmente identificados por operaciones de reacondicionamiento de pozos son:

- Invasión de sólidos.
- Migración de finos y arcillas.
- Cambios de mojabilidad.
- Formación de incrustaciones.

Estos daños son producidos comúnmente por excesos en la presión diferencial, que provoca la invasión de fluidos incompatibles con la formación.

2.1.3. CAUSAS PRINCIPALES DEL DAÑO DE FORMACIÓN.

El flujo de fluidos desde el medio poroso hasta el yacimiento no solo se ve afectado por los daños originados en los procesos de operación, claro está que estos ayudan a generar daños inducidos, a la formación, aparte de éstos existen también los daños naturales, que son generados por la producción del petróleo, a continuación se detallarán éstos daños.

2.1.3.1. DAÑOS NATURALES.^[CJ3]

2.1.3.1.1. MIGRACIÓN DE FINOS.

La migración de finos, se manifiestan durante la producción del pozo, debido a las fuerzas de arrastre generadas en el proceso. El desprendimiento de finos, suele darse por formaciones no

consolidadas o también por la incompatibilidad del fluido al momento de un tratamiento, este daño puede llegar a tener de 3-5 ft de radio cerca de la cara del pozo.

Las partículas liberadas deben ser llevadas a superficie para evitar el daño en la vecindad del pozo, porque, a diferencia de la migración de arena estos finos no se estabilizan y quedan suspendidos en el fluido, pudiendo llegar a obstruir la garganta poral, lo que provocaría una reducción en la producción, cabe mencionar que este tipo de daño también puede ser ocasionado por empaquetamiento de grava.

Para tratar este tipo de daño en formaciones de areniscas, el objetivo es disolver los finos, mediante el uso mezclas de HF (ácido fluorhídrico), mientras que en formaciones de carbonatos se usa HCl (ácido clorhídrico) y a diferencia de las areniscas, el objetivo no es disolver, sino dispersar los finos, hacia los agujeros de gusano.

2.1.3.1.2. DAÑO POR ARCILLAS.

Las arcillas por lo general se encuentran contenidas en la mayor parte de las formaciones productoras, una de las desventajas de esta presencia se debe a la sensibilidad que tienen a fluidos acuosos, lo que llevaría a su hinchamiento y migración, estos dos problemas serán detallados más adelante.

Las arcillas pueden clasificarse en diagenéticas, consisten en sedimentos de arcillas que experimentan cambios físicos y químicos en el proceso de litificación y compactación; las arcillas también son Detríticas, son las sedimentadas por procesos físicos.

2.1.3.1.2.1.HIDRATACIÓN DE ARCILLAS.

Las arcillas más sensibles a la hidratación son las "smectitas" y las mezclas de ellas, estos tipos de arcillas causan un mayor problema, por el daño a la formación al presentar una estructura con uniones débiles entre sus capas, por ser de fácil desprendimiento y migración, cuando existe invasión de agua dulce, la problemática resulta más crítica, debido a que las "smectitas" con gran contenido de sodio, llegan a tener de 6-10 veces más de su volumen original, al momento de hincharse.

El proceso de ensanchamiento se produce por la incompatibilidad, que existe entre el contacto del agua congénita y el fluido bombeado, este fluido puede ser lodo base agua, lechada para la cementación, fluidos de completación, re-acondicionamiento, estimulación o agua inyectada.

2.1.3.1.2.2.MIGRACIÓN DE LAS ARCILLAS.

Las arcillas se encuentran contenidas en la formación en estado de equilibrio con el agua congénita, al entrar en contacto con fluidos que contengan diferente pH y composición se crea un desequilibrio que promueve la hidratación o deshidratación de arcillas, su migración y dispersión. Este desequilibrio puede provocar la disolución de materiales cementantes, permitiendo que las partículas finas como arcillas se desplacen a través de los caminos porosos, asentándose y provocando una disminución de la permeabilidad.

2.1.3.1.3. DEPÓSITOS INORGÁNICOS.

Las escalas, también llamadas incrustaciones, son depósitos indeseables de sedimentos minerales, provocados por:

- La precipitación de los minerales presentes en el agua de formación.
- Liberación de gas.
- La alteración del pH o por el contacto de dos aguas incompatibles en el fondo del pozo.

La formación de incrustaciones, comienza cuando el estado de un fluido es perturbado, de tal manera que excede los límites de solubilidad de uno o más de sus componentes. La solubilidad de los minerales en sí mismos dependen de la temperatura y presión de la formación, por lo tanto tenemos que, al incrementar la temperatura la solubilidad del mineral en el agua incrementará (con excepción del carbonato) y al disminuir la presión la solubilidad del mineral disminuirá (generalmente se reduce en un factor de 2 cada vez que disminuyen 7,000 Lpc).

Cuando en los pozos se inyecta agua para lograr un mayor desplazamiento del hidrocarburo, o se está produciendo agua de pozos de gas o petróleo, existe la posibilidad de formarse incrustaciones, en la FIG. N° 3.1 se puede identificar la ubicación de los diferentes tipos de daños que sufre la formación.

Las incrustaciones, son consideradas perjudiciales en la industria petrolera, en la TABLA 3.1 se presentan las más comunes:

TABLA 2. 2 ESCALAS COMUNES EN LA INDUSTRIA PETROLERA;

ESCALAS	
Carbonato de calcio o calcita (CaCO_3)	La calcita usualmente es formada cuando la presión de las aguas (ricas en calcio e iones de bicarbonatos) se reduce.
Sulfato de calcio (CaSO_4)	También conocida como yeso es la escala de los sulfatos más conocida en la industria del petróleo (Cowen y Weintritt, 1976).
Sulfato de bario (BaSO_4)	Este es el menos común de todos los depósitos de sulfatos, pero puede ocasionar graves problemas si llegara a formarse, son difíciles de eliminar debido a que no son tan solubles en ácidos y disolventes, a menos que sea molido.

FUENTE: RESERVOIR STIMULATION, M. ECONOMIDES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Por otro lado hay otras escalas que pueden ser citadas aparte de las más comunes en la industria petrolera, entre estas tenemos:

- **Escalas de hierro.-** La presencia de estas escalas (carbonato de hierro y sulfuro de hierro) son difíciles de eliminar, por lo general se los encuentra en pozos que tienen un alto ambiente de hierro y tendencia a precipitar el carbonato de calcio. Debido a que las incrustaciones de Sulfuro de Hierro, reaccionan de acuerdo a su estructura han sido identificadas siete formas incrustaciones, sólo dos de ellas son solubles en HCl y las restantes se solubilizan lentamente o no son solubles.
- **Escalas de cloruro.-** Por ejemplo el Cloruro Sódico, se forma por la precipitación en agua, causada por una baja temperatura o por evaporación de la misma.

2.1.3.1.3.1. IDENTIFICACIÓN DE INCRUSTACIONES.

Para la identificación de incrustaciones, el método más rápido es la difracción de rayos X (XRD), este proceso consiste en la emisión de un rayo que se dirige hacia una muestra de la incrustación (ésta se encuentra en polvo), cada compuesto químico tiene una forma típica de difracción que va a permitir su identificación.

Una vez identificada la composición de la incrustación, se procede a la localización de la misma (FIG. N° 2.6), estos dos son los primeros pasos que nos llevarán a desarrollar un programa de remediación efectivo (desde el punto de vista económico).

Las incrustaciones pueden ser localizadas en:

- **Tubing y equipos de superficie.**- Se puede presentar como una capa espesa adherida a las paredes de la tubería, sus partículas generalmente tiene varios centímetros de espesor.
- **Matriz cercana al pozo.**- Las partículas son de menor diámetro con respecto a las incrustaciones anteriores, provocan el bloqueo de los empaques de grava, las mallas y los poros de la matriz de la roca.
- **Pozos inyectoros.**- Las incrustaciones formadas en pozos inyectoros son provocadas por la temperatura del agua que es inyectada, así como también en las inmediaciones de los pozos cuando existe el contacto incompatible del agua de formación con la de inyección.

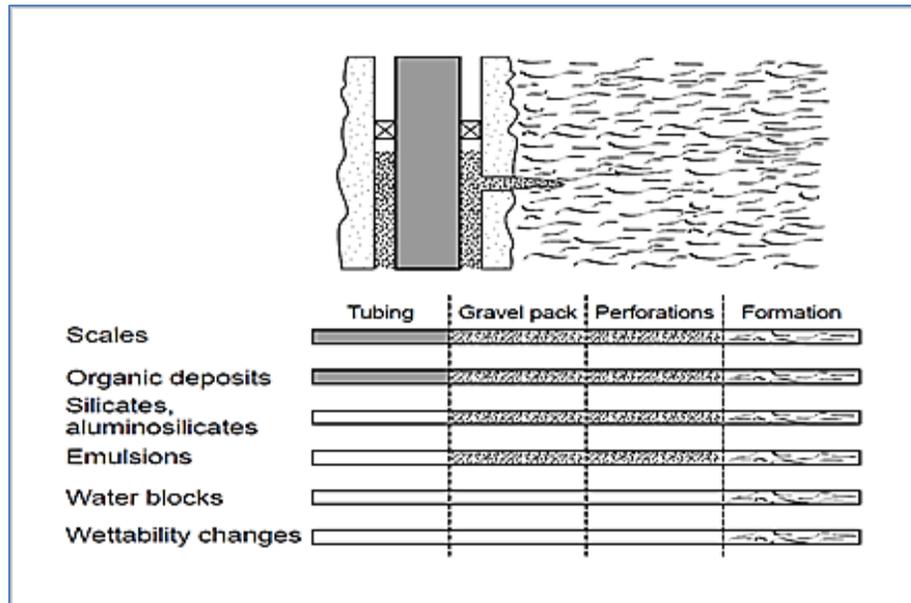


FIG. N° 2. 6 LOCALIZACIÓN DE LOS VARIOS TIPOS DE DAÑO.
FUENTE: RESERVOIR STIMULATION, M. ECONOMIDES;

2.1.3.1.3.2. ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES.

En la selección de la técnica adecuada para la eliminación de incrustaciones, se debe tener presente el tipo, cantidad y composición de la incrustación, debido a que una mala selección de la técnica, podría incentivar o aumentar el depósito. Por ejemplo se puede citar el Sulfato de Bario puro, éste tiene una baja porosidad y es impenetrable con técnicas químicas, por lo que se necesita aplicar métodos mecánicos; por otro lado tenemos las mezclas de Sulfato de Bario que a menudo contiene Sulfato de Calcio, Estroncio o inclusive Carbonato de Calcio, ésta mezcla es de fácil eliminación tanto con técnicas químicas, como mecánicas.

Para una correcta selección de la técnica a usar, debemos tener en consideración una rápida operación e impedir el daño del pozo, del ambiente de formación y de las tuberías.

Las técnicas usadas son de tipo mecánico y químico, éstas serán detalladas a continuación.

2.1.3.1.3.2.1. ELIMINACIÓN/INCRUSTACIONES MEDIANTE TÉCNICAS MECÁNICAS.

El método mecánico para la eliminación de incrustaciones se encuentra entre los más eficientes en la industria, al igual que los métodos químicos, las técnicas mecánicas, presentan una aplicabilidad limitada ante las incrustaciones. Los métodos más usados serán detallados a continuación:

- **MÉTODO MECÁNICO CONVENCIONAL:** El primer método que se usó en la industria consistía en detonación de cargas explosivas, para provocar la vibración de la tubería y con ello la separación de las incrustaciones menos resistentes, la desventaja de usar este método era que el alto impacto que producían las cargas, muchas veces provocaba daños a la tubería y al cemento; para incrustaciones más resistentes (gruesas) este método no es aplicable, y debido a su baja porosidad, el uso de las técnicas químicas se hacen ineficientes en tiempos de procesos razonables.

Para tratar este tipo de incrustaciones han sido desarrollados métodos en las que se usan tuberías flexibles, con brocas cinceladoras con variadas configuraciones de fresado, como fuente de energía se usa un motor hidráulico o una herramienta de impacto tipo martillo.

- **MÉTODO MECÁNICO CON CHORROS DE FLUIDOS:**

Este método permite eliminar las incrustaciones presentes en las tuberías de producción y cañoneos, con este método, el uso de productos químicos es posible permitiendo atacar depósitos solubles. El mecanismo cuenta con una cabeza de expulsión que le permite cubrir el diámetro del pozo y llegar a lugares difíciles.

Este método es útil para la eliminación de incrustaciones blandas (halita, detritos), pero menos útil para incrustaciones resistentes (Sulfato de Bario, Calcita).

- **LECHADAS ABRASIVAS:** El desarrollo de nuevas técnicas para facilitar los procesos de eliminación de incrustaciones son constantes por parte los ingenieros, es por esto, que al método de chorro de fluido se lo puede asistir con partículas de sólidos, basta con añadirle del 1-5% en concentración de sólidos al chorro, para conseguir que la capacidad de atravesar las incrustaciones aumente (ej. Éste método tiene mayor rendimiento al cortar incrustaciones de Carbonato de Calcio que un chorro de agua), como todo método tiene sus desventajas, el uso de abrasivos con arena, provoca daños a la tubería una vez

eliminada la incrustación y lo hace de la misma forma en la que el chorro abrasivo erosiona las incrustaciones. La (FIG. N° 2.7) muestra la eliminación de incrustaciones de Carbonato de Calcio con chorro de agua abrasivo, en esta figura se puede apreciar un daño equivalente al 80% debido a la penetración de la arena en la tubería, la tubería recibió un solo chorro de agua con arena a razón de 2,4 pulg/min durante 3 min.



FIG. N° 2. 7 ELIMINACIÓN DE INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE CALCIO CON CHORRO DE AGUA ABRASIVO;
FUENTE: SCHLUMBERGER;

2.1.3.1.3.2.2. ELIMINACIÓN/INCRUSTACIONES MEDIANTE TÉCNICAS QUÍMICAS.

Las técnicas químicas para la eliminación de incrustaciones, son aplicadas como primera opción, debido a su bajo costo en comparación con las técnicas mecánicas. Las técnicas químicas son aplicadas en lugares donde lo mecánico no

puede acceder debido a su alto costo de transporte o su baja efectividad, la eficiencia de las técnicas químicas se reduce cuando están en presencia de Sulfatos debido a que es más difícil de eliminarlas por su bajo grado de solubilidad ácida.

Para la eliminación de incrustaciones la relación que existe entre el área de la superficie y el volumen juega un papel muy importante la velocidad y eficiencia en el proceso, por ejemplo se puede citar las incrustaciones gruesas y de porosidad baja, en ellas la reacción es más lenta, por lo que el área de la superficie y su volumen es menor, por tanto debe usar químicos más fuertes; por otro lado los materiales porosos no presentan dificultad al momento de eliminarlos, debido a que la incrustación, va a tener una mayor superficie de contacto con el ácido y su disolución será acelerada.

Las zonas de alta permeabilidad deben ser consideradas en un tratamiento de estimulación para evitar que el fluido químico se desplace a zonas que no son de interés para la eliminación de la incrustación.

2.1.3.1.4. DEPÓSITOS ORGÁNICOS.

2.1.3.1.4.1.FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE PARAFINAS.

Las parafinas y asfaltenos siempre se encuentran presentes en los hidrocarburos, ya sea en pequeñas o grandes cantidades, en hidrocarburos livianos podemos encontrar una mayor cantidad de parafinas y en los más pesados encontramos asfaltenos. La formación de estos depósitos se debe a la

alteración del equilibrio estático que tiene el yacimiento, antes de ser producido hacia uno dinámico, este último se da cuando el pozo es puesto en producción.

La solubilidad de la parafina (FIG. N° 2.8) aumenta siempre que la temperatura incremente y baja, cuando la temperatura disminuye, para muchos petróleos la solubilidad llega al máximo, cuando la presión se encuentra en el punto de burbuja (Pb), una vez que la presión esté sobre el Pb se producirá la precipitación de las parafinas.

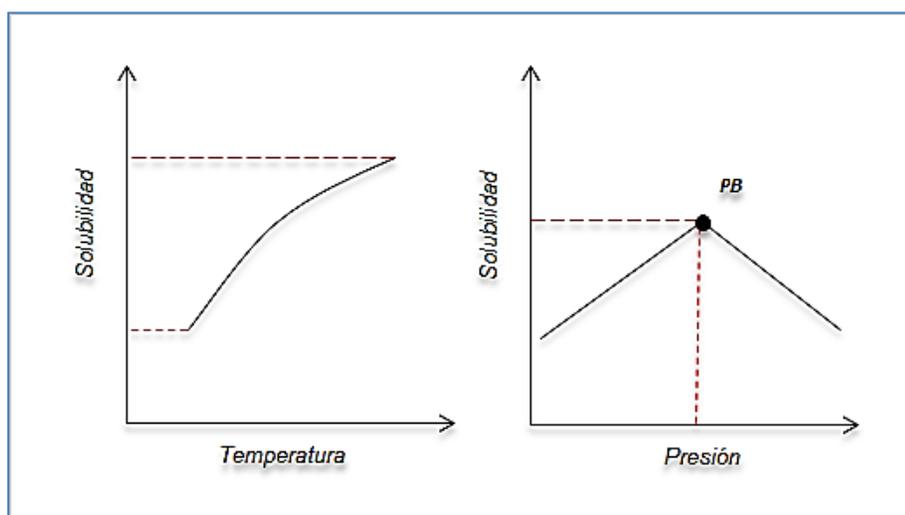


FIG. N° 2. 8 EFECTOS DE LA SOLUBILIDAD POR LA TEMPERATURA Y PRESIÓN EN ASFALTENOS.
FUENTE: DEPOSITOS DE PARAFINAS Y ASFALTENOS;

2.1.3.1.4.2. ELIMINACIÓN DE PARAFINAS.

La identificación debe ser muy cuidadosa entre parafinas y asfaltenos, debido a que, comúnmente ambas son suaves, negras y por lo general aparecen en el mismo reservorio; aunque sean parecidas los mecanismos de depositación,

estrategias para prevenirlo y las técnicas de eliminación son diferentes para cada uno.

Las técnicas usadas para la eliminación de parafinas muchas veces son usadas en combinación, para conseguir una producción rentable económicamente, a continuación se detallarán algunas técnicas de eliminación.

2.1.3.1.4.2.1. ELIMINACIÓN/MEDIANTE MÉTODOS TÉRMICOS.

Al alterar las condiciones con la que está produciendo el pozo, se puede de la misma forma alterar la temperatura del pozo, produciendo una disminución de los depósitos de parafinas, con este método muchas veces no se consigue alcanzar los objetivos esperados. Hay dos métodos comúnmente usados, la del petróleo caliente (hot oil) y la de nitrógeno in situ, ésta última desarrollada por Shell.

El proceso del primer método consiste en calentar el petróleo a una temperatura entre 150-300 °F para luego ser bombeada por la tubería y provocar la fusión (pasa de sólido a líquido) de las parafinas, la eficiencia de este proceso muchas veces se ve afectada por la cantidad de parafina que contenga el petróleo inyectado, ya que al ser bombeado por la tubería el petróleo caliente pierde la suficiente temperatura para provocar que las parafinas se precipiten.

El proceso del segundo método, consiste en bombear una mezcla de dos soluciones químicas que reaccionan exotérmicamente, junto con una mezcla de solventes, esto

produce una reacción, que genera gas nitrógeno y calor en gran cantidad, provocando un desbalance y permitiendo la limpieza del pozo; la eficiencia de esta técnica también se ve afectada cuando la reacción provoca elevadas temperaturas, las suficientes para cocinar los asfaltenos, si esto llegara a suceder la formación se podría dañar permanentemente.

2.1.3.1.4.2.2. ELIMINACIÓN/MEDIANTE MÉTODOS MECÁNICOS.

Los métodos mecánicos para la eliminación de depósitos orgánicos más económicos son los raspadores (scrapers), estos funcionan con wireline y son usados para remover tales depósitos mientras se corta.

2.1.3.1.4.2.3. ELIMINACIÓN CON SOLVENTE.

La eliminación con solvente forma parte de las técnicas químicas para la eliminación de los depósitos orgánicos, las parafinas son lo suficientemente solubles en solventes orgánicos (diésel, xileno, tolueno) como para ser removidas.

Si los depósitos se encuentran en la tubería es recomendable lo siguiente:

- Usar un volumen de solvente que sea cinco veces mayor a la cantidad del depósito presente.

- Inyectar el tratamiento más el solvente hasta donde está el depósito de parafinas, dejar el solvente de 3 - 24 horas para que limpie la zona afectada.
- Si existe salmuera en la tubería, evitar el contacto del solvente con la zona productora.
- Continuar con la producción del pozo.

2.1.3.1.4.3.FORMACIÓN DE DEPÓSITOS DE ASFALTENOS.

Los depósitos de asfaltenos a menudo son confundidos con depósitos de parafina, por esto es indispensable identificarlos bien, para poder aplicar el método correcto.

Los asfaltenos al sufrir una alteración en su ambiente originan precipitados que pueden dañar el medio poroso y bloquear la tubería de perforación, su peso molecular es alto y va de 1,000-50,000 kg/kmol con una densidad de $1,2 \text{ gr/cm}^3$.

La solubilidad de los asfaltenos (FIG. N° 2.9) en relación a la temperatura es similar a la parafina, a una baja temperatura tendrá una baja solubilidad y viceversa, en términos de presión vamos a tener que la mínima solubilidad se da cuando, la presión se encuentra en el punto de burbuja, una vez que la presión es mayor al P_b la solubilidad aumenta.

Se debe tener en consideración que los asfaltenos tienen desafortunadamente la capacidad de cambiar abruptamente su temperatura, como ejemplo se puede citar el campo Lagoven, Venezuela, ahí se produjo una disminución de temperatura que fue de $182-176 \text{ }^\circ\text{F}$, esto provocó una depositación devastadora

y tapó completamente la tubería entre los 13,000 ft en tan sólo dos días.

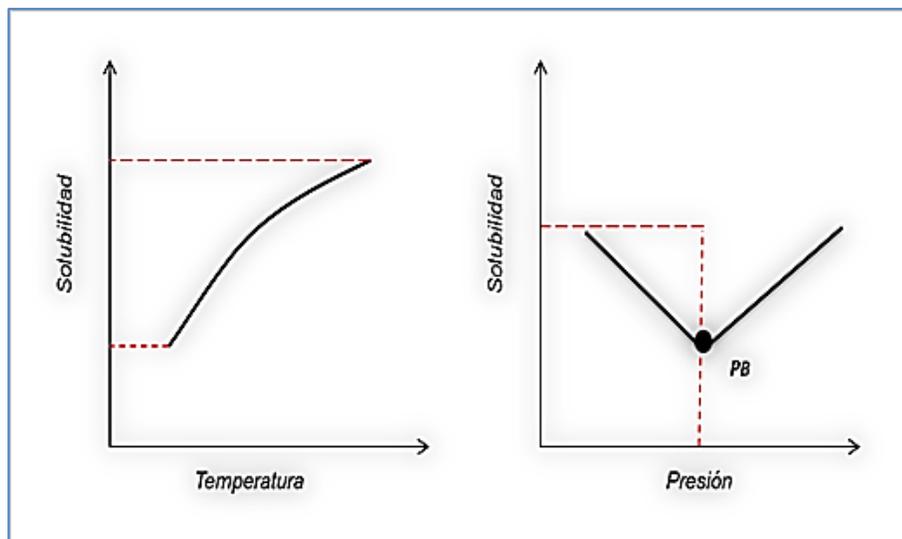


FIG. N° 2. 9 EFECTOS DE LA SOLUBILIDAD POR LA TEMPERATURA Y PRESIÓN EN ASFALTENOS.
FUENTE: DEPOSITOS DE PARAFINAS Y ASFALTENOS;

2.1.3.2. DAÑOS INDUCIDOS.

2.1.3.2.1. EFECTO DEL pH.

Como se mencionaba anteriormente, un pH diferente al fluido encontrado en el fondo del pozo, provocaría el desequilibrio de partículas de arcillas, para que exista este desequilibrio el agua congénita debe estar en contacto con aguas alcalinas (>7.0 pH), pero mientras el pH se mantenga en 4.0 no va a existir perturbación, de igual manera filtrados con pH altos van a disolver el cemento de la matriz si este es de sílice amorfo, al disolverse va a generar partículas de arcillas que se dispersan y se mueven libremente, llegando a tapar la garganta poral.

2.1.3.2.2. FLUIDOS INYECTADOS.

Los fluidos inyectados a la formación juegan un papel muy importante frente a los daños de formación, un análisis de la formación, ayudaría a reducir terribles consecuencias.

2.1.3.2.2.1.DAÑO POR BLOQUEO DE EMULSIONES.

Los bloqueos por emulsiones se generan cuando se produce el contacto de dos fluidos inmiscibles, es decir que los fluidos que ingresan (filtrados de lodo de perforación, lechadas de la cementación, fluidos de completación, reacondicionamiento o estimulación) se mezclan con los fluidos contenidos en la formación. La emulsión cuando no es estable no produce daño a la formación, sin embargo la estabilidad muchas veces la consigue, cuando se encuentra en presencia de surfactantes (contenidos en fluidos de yacimiento o los de invasión), lo que provocaría daño a la formación.

2.1.3.2.2.2.DAÑO POR BLOQUEO DE AGUA.

Los bloqueos por agua afectan a la permeabilidad relativa del petróleo y como consecuencia disminuye la producción, este daño se genera cuando la matriz de la formación en la región vecina al pozo, es saturada por agua, limitándole la movilidad al hidrocarburo e impidiéndole salir hacia la superficie. Este tipo de daño y aún más severos, pueden encontrarse en pozos de

baja presión, baja permeabilidad y que sean productores de gas.

Los bloqueos por agua pueden generarse por la invasión de los fluidos a base agua de perforación o terminación, así también a partir de la conificación del agua de formación.

2.1.3.2.3. BACTERIAS.

Las bacterias son microorganismos que pueden desarrollarse en cualquier clima (aire, suelo, agua), crecer a temperaturas menores a 0 °C y mayores a 125°C, pueden existir en ambientes con salinidades de hasta el 30% en cloruro de sodio y con pH que van de 1 a 11, otras condiciones y clasificación de las bacterias, ver en la TABLA 2.3. Las bacterias pueden ser malas o buenas, las primeras producen corrosión y daño a la formación, la segunda puede ser usada como tratamiento para la parafina.

El ambiente del proceso de producción de un pozo resulta ser el más adecuado para la presencia de cientos de microorganismos, los principales portadores de microorganismos son los fluidos (perforación, completación), filtrado de la cementación, inyección de agua, fluidos de fractura.

Para prevenir la existencia de daños a la formación es recomendable tratar los fluidos antes de ser bombeados o inyectados con bactericidas.

TABLA 2. 3 CONDICIONES Y CLASIFICACIÓN DE LAS BACTERIAS.

CONDICIONES	RANGO		CLASIFICACIÓN	
TEMPERATURA	12 °F	> 250 °F	AERÓBICAS	Bacterias que requieren oxígeno para crecer.
TEMPERATURA	-11 °C	> 120°C	ANAERÓBICAS	Bacterias que no requieren oxígeno para crecer.
pH	1	11		
SALINIDAD	0	0,3	FACULTATIVAS	Bacterias que pueden crecer con o sin oxígeno.
PRESIÓN	0 PSI	250000 PSI		

FUENTE: SCHLUMBERGER;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Ejemplos de bacterias contaminantes de la formación se presentan en la TABLA 2.4.

TABLA 2. 4 BACTERIAS QUE PRODUCEN DAÑO A LA FORMACIÓN.

BACTERIA	TIPO	REACCIÓN	DAÑO OCASIONADO
DEL HIERRO	Aeróbica	Oxida el hierro ferroso (soluble en agua) en hierro férrico (insoluble en agua).	Taponamiento de: fuentes de agua, filtros y líneas de superficie.
SULFATO REDUCTORA	Anaeróbica	Digieren iones de sulfato disueltos en agua y produce gas sulfuro de hidrógeno (H ₂ S) corrosión y limo.	Disminución en: caudales de inyección, producción del pozo
FORMADORAS DE BARRO O LIMO	Aeróbica	Al estar en contacto el agua de superficie con la de formación producen grandes masas de limo.	Ocasiona taponamiento.

FUENTE: SCHLUMBERGER;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

2.1.4. REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA DE LA FORMACIÓN.

Cuando los canales porosos son obstruidos por el aumento del volumen de material sólido que compone la roca o por la depositación de partículas en el medio poroso, generan una disminución evidente en la porosidad y en el radio medio del espacio poroso, consecuentemente la permeabilidad absoluta de la formación se reduce.

Las partículas sólidas generalmente se encuentran contenidas en la misma formación, en los fluidos de perforación, lechadas de cementación y ripios. El contacto de aguas incompatibles en la formación puede llegar a generar hinchamiento de arcillas provocando una reducción en el espacio poroso de la formación y afectando así a la permeabilidad absoluta.

2.1.5. REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA DE LA FORMACIÓN.

La reducción de la permeabilidad relativa de la formación, se produce por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, generado por la conificación del agua o simplemente por una gran invasión de filtrado, el filtrado suele contener surfactantes que son usados en los la perforación, completación y estimulación de pozos, estos surfactantes provocan cambios en la mojabilidad de la roca.

El flujo del petróleo se ve afectado por la geometría de los poros que están asociados con el área superficial, de tal manera que al disminuirse el volumen del espacio poroso por las partículas que migran dentro del yacimiento, se produce un aumento en el área superficial, por

lo tanto cuando la saturación del agua aumenta, es posible que aumente la permeabilidad relativa al agua, dificultando el paso del fluido por los canales porosos.

2.1.6. ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS.

La viscosidad de los fluidos se ve afectada por la formación de emulsiones provenientes del contacto incompatible entre el agua congénita y los fluidos que invaden la formación, como se había mencionado anteriormente, los surfactantes cuando están en unión con sólidos finos son capaces de estabilizar las emulsiones.

Las formaciones que se encuentran mojadas con aceite, tienen la capacidad de formar emulsiones con mayor estabilidad y viscosidad que las mojadas por agua, la disminución de la productividad se encuentra relacionada al radio del área que es afectada y a la viscosidad de la emulsión.

2.2. TIPOS DE ESTIMULACIONES ÁCIDAS.

Durante la vida productiva del pozo o luego de su terminación suelen presentarse situaciones en las que el yacimiento tiene dificultades al momento de desplazar el hidrocarburo hacia la tubería de producción, estas obstrucciones generadas al estrato productor, pueden ser de fácil, difícil o casi imposible solución, es por esto que los ingenieros proceden a realizar un estudio para definir las, de acuerdo a los problemas presentados en el pozo el mejor tipo de estimulación, entre los tipos de estimulación ácida tenemos:

- Fracturamiento Ácido.
- Acidificación Matricial.

Nuestra investigación se enfoca al tratamiento ácido también conocido como acidificación, a continuación describiremos este tipo de estimulación.

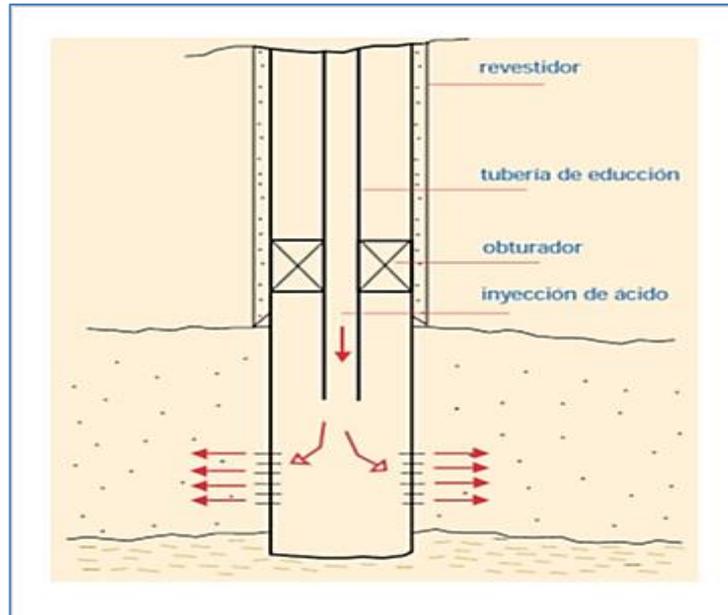


FIG. N° 2. 10.REPRESENTACIÓN DEL TRATAMIENTO ÁCIDO.
FUENTE: EL POZO ILUSTRADO.

La acidificación de pozos en arenas productoras data del siglo XVIII donde Hernan Frasch, realizó la primera estimulación ácida, pero por desconocimiento de las reacciones químicas y la falta de equipos adecuados para su ejecución (bombeo) dejó de ser aplicado hasta el siglo XX, a partir de este siglo grandes empresas interesadas en este tipo de estimulación comenzaron a realizar estudios minuciosos logrando diseñar y ejecutar tratamientos matriciales ácidos, para 1932 fundaron una compañía de acidificación llamada “The Oil Makers Company” y hasta la fecha el tratamiento ácido en dolomitas, Limestone, y en pequeñas

cantidades en areniscas se ha convertido en la principal herramienta de estimulación en arenas productoras.

Podemos encontrar dos tipos de estimulaciones ácidas, cada una se encuentra enfocada a problemas distintos pero todas con el mismo objetivo que es el de limpiar el pozo y aumentar la producción del mismo, entre estas tenemos:

2.2.1. FRACTURAMIENTO ÁCIDO.

El fracturamiento ácido, consiste en la inyección de un fluido a presiones más elevadas que la presión de fractura de una formación, con esto se disuelve químicamente parte de la matriz de la roca productora, llegando a crear nuevos canales con permeabilidades mayores que la original.

2.2.2. ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.

La Acidificación Matricial o estimulación matricial, tiene como objetivo la restitución de la capacidad natural del yacimiento para producir, mediante la eliminación del daño de formación y obteniendo como resultado un aumento en la producción del pozo.

La estimulación matricial incluye ácido, solvente y tratamientos químicos necesarios, para mejorar la permeabilidad de la formación cercana al pozo.

El proceso de estimulación matricial consiste en la inyección del fluido en la formación, este fluido puede ser ácido o solvente, a presiones menores a la presión de fractura, mejorando la producción o la

capacidad para fluir del pozo, la estimulación se considera efectiva cuando se consigue remover el daño a la formación.

Cabe recalcar que los objetivos de un tratamiento matricial para areniscas y carbonatos son diferentes:

- En areniscas, el tratamiento matricial llegan a restaurar o mejorar la permeabilidad natural de la formación alrededor del pozo, mediante la remoción del daño de la formación, la disolución del material que obstruye los poros o aumentar el tamaño de los espacios porosos.
- En Carbonatos, el tratamiento matricial permite la creación de nuevos canales (túneles) altamente conductores que esquivan los daños.

La estimulación matricial, es nuestro objetivo principal en esta investigación, para esto debemos estar familiarizados con los siguientes puntos:

2.3. TIPOS DE ÁCIDOS.

La elección del ácido adecuado, al momento de realizar el diseño para un tratamiento es de suma importancia, ya que la mejor elección del mismo va a determinar un óptimo resultado al aplicar la estimulación.

El poder de disolución del ácido, la determinará la cantidad de iones H^+ que son generados cuando la sustancia entra en contacto con el agua, es por eso que en cada tratamiento ácido que se ha efectuado podemos encontrar la misma concentración ácida, pero en diferentes concentraciones másicas del ion H^+ . En la industria petrolera los ácidos

usados para las estimulaciones son clasificados en tres categorías, estas son: Ácidos minerales, ácidos orgánicos y mezclas de ácidos.

2.3.1. ÁCIDOS MINERALES.

Los ácidos minerales más comunes usados en la industria petrolera son:

2.3.1.1. ÁCIDO CLORHÍDRICO (HCl).

En la industria petrolera el HCl es el más usado en cuanto a estimulaciones, a inicios de la acidificación el HCl era usado en concentraciones de 15% debido a las limitaciones en cuanto a inhibidores se refería, en la actualidad este ácido es usado a concentraciones necesarias para el tratamiento tomando en consideración la temperatura, objetivo de la estimulación y la mineralogía de la formación, las concentraciones más usadas hasta la fecha van del 7% al 20%.

Entre las ventajas y desventajas de este ácido tenemos:

VENTAJAS:

- Los productos de la reacción completamente solubles.
- Reacciones previsibles y finales.
- Económico.
- Ácido fuerte.

DESVENTAJA:

- Corrosión a temperaturas mayores de 250 °F.

Por otro lado tenemos la solubilidad del Ácido Clorhídrico hacia los minerales:

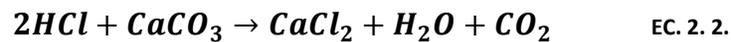
SOLUBILIDAD ALTA:

- Principalmente en carbonatos, de sodio, calcio, magnesio.
- Óxidos de hierro.

SOLUBILIDAD MODERADA:

- Arcillas a partir de ciertas temperaturas.
- Sulfato de calcio (Yeso, Anhydrita).

En la (Ec. 2.2) se representa la reacción en Calizas (calcáreos, limestone).



Muchas alternativas existen al momento de la inyección del fluido a la formación, una preparación estándar se muestra a continuación:

- 1) Incorpora el volumen correcto de agua restando los inhibidores, surfactantes y aditivos también añadidos.
- 2) Agregar el inhibidor de corrosión agitando la mezcla.
- 3) Poner la mezcla ácida (HCl concentrado) agitando la mezcla.
- 4) Agregar el anti-emulsionante, este paso podría ser antes del tercero, pero algunos surfactantes aniónicos deben ser agregados al final.

2.3.1.2. ÁCIDO FLUORHÍDRICO (HF).

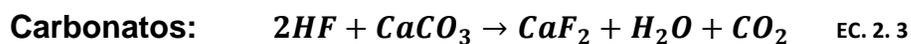
El HF se presenta en forma líquida y es usado en formaciones de arenisca, es el único de los ácidos capaz de diluir minerales silícicos (cuarzo, arcilla y feldespato), minerales que son insensibles con la aplicación del HCl, este ácido es muy efectivo al momento de remover daños por taponamiento de la arena productora, causado por lodo de perforación (excepto barita), es importante tener el conocimiento de las reacciones deseables e indeseable que se producen al momento de estar en contacto, con diferentes minerales en el espacio poral.

Para evitar precipitaciones en el ácido fluosilico el HF siempre va a ir mezclado con HCl o un ácido orgánico, esta mezcla ayuda también a mejorar la eficiencia del ácido y mantiene el pH bajo, las concentraciones máximas del HF en soluciones para tratamientos ácidos es del 0,5% - 9%.

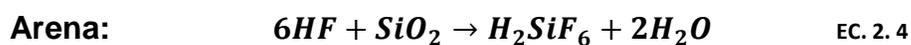
Se debe tener en consideración que la mezcla de HF y HCl va a producir una corrosión similar a la de HCl por lo tanto los inhibidores aplicados son los mismos que en HCl.

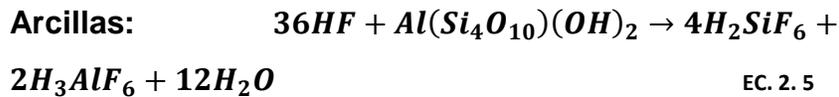
A continuación en la Ec.2.3 y Ec. 2.4 se representarán las reacciones favorables y desfavorables del ácido:

INDESEABLE:



DESEABLES:





Como se había mencionado anteriormente no en todas las preparaciones se realizan los mismos pasos, para el ácido fluorhídrico tenemos la siguiente preparación estándar:

- 1) Agregar el agua – volumen de aditivos.
- 2) Poner un inhibidor de corrosión.
- 3) Utilizar el ácido (HCl) concentrado o ácido orgánico.
- 4) Colocar la sal ABF a una velocidad moderada (lentamente) asegurándonos de mezclar enérgicamente.
- 5) Agregar ácido glicólico, cloruro de amonio o cualquier otro aditivo y mezclar.
- 6) Seleccionar correctamente el surfactante y agregarlo.
- 7) Usar estabilizadores de arcilla, penetrantes, agentes anti-sludging.

En la Tabla 2.5 se describe la preparación de la solución ácida (HCl-HF) con la sal ABF.

TABLA 2. 5. MEZCLA HCl-HF USANDO BeHCl@20° Y SAL ABF PARA HACER 1000 GAL DE SOLUCIÓN ÁCIDA.

SOLUCIÓN ÁCIDA HCl-HF	AGUA (Gal)	20° Be HCl (Gal)	ABF (Lb)	SG	ρ (Lb/Gal)
15% HCl – 1% HF	520	470	133	1,084	9,04
15% HCl – 2% HF	480	505	266	1,097	9,15
7,5% HCl – 1,5 HF	730	258	200	1,053	8,78
13,5% HCl – 1,5 HF	546	442	200	1,083	9,03

FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS

2.3.2. ÁCIDOS ORGÁNICOS.

Los ácidos orgánicos usados comúnmente en la industria petrolera para la estimulación ácida son más débiles que el HCl, ya que la liberación del ión H⁺ es lenta y no se ioniza completamente.

Los objetivos de usar ácidos orgánicos en estimulaciones son:

- Retardar un ácido clorhídrico (HCl) por lo general en calcáreos, para lograr una mayor penetración y generar un etching.
- Disminuir la corrosión provocada por el HCl a elevadas temperaturas.
- No dañar los equipos con piezas cromadas o de aluminio al exponerse largos períodos de contacto.
- La aplicación de estos ácidos es ideal para trabajos en altas temperaturas y prolongada exposición con la arena.

Los ácidos orgánicos más usados en la industria petrolera para acidificaciones son:

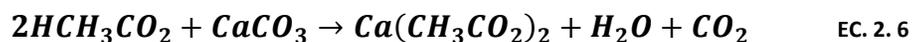
2.3.2.1. ÁCIDO ACÉTICO.

El ácido acético en la historia de la estimulación ácida fue el primer ácido orgánico en ser usado, este ácido es de excelente aplicación en calizas debido a que se logra mayores penetraciones, típicamente las concentraciones usadas son menores al 10% por peso, logrando una disolución equivalente al 6% de HCl (al 10%).

Con este ácido podemos conseguir mayor tiempo de contacto y bajas corrosiones pueden ser alcanzadas, se lo considera un ácido retardado por motivo de la incompleta reacción en presencia de sus

productos, los productos de su reacción son solubles en el ácido gastado.

En la Ec. 2.6 se demuestra la reacción del ácido acético en carbonatos de calcio:

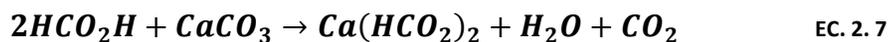


2.3.2.2. ÁCIDO FÓRMICO.

El ácido fórmico tiene la particularidad de ser más fuerte que el acético, pero más débil que el HCl, es por eso que a una concentración del 10% por peso se logra una disolución equivalente al 8% de HCl, la gran ventaja que nos presenta el ácido fórmico, es el mayor tiempo de contacto y menor corrosión que el HCl, pero en comparación con el acético los valores aumentan, una desventaja son los problemas de inhibición, aunque existen inhibidores aplicables hasta 400 °F.

Este ácido es normalmente usado en mezcla con el HCl, y al igual que el acético, reacciona a una concentración determinada hasta que el equilibrio es alcanzado con los productos de la reacción presente.

En la Ec. 2.7 se demuestra la reacción del ácido fórmico en carbonatos de calcio:



2.3.3. MEZCLA DE ÁCIDOS.

La mezcla de ácidos es usada cuando se requiere generar propiedades únicas de disolución en formaciones, donde se requiere una baja velocidad de la corrosión, también son usadas cuando se está en presencia de carbonatos y diseñadas para generar una mayor penetración en la matriz de la formación. Una de las mezclas más usadas es la de Mud Acid.

2.3.3.1. MUD ACID.

El mud acid es básicamente la mezcla del HCl con HF, la concentración más usual es la del Regular Mud Acid (RMA), que representa el 12% HCl – 3% HF, pero algunas investigaciones aconsejan que, si se desea evitar las precipitaciones con los compuestos de aluminio las concentraciones de los ácidos deberían tener la relación de 6 -1 como mínimo y de 9 -1 como máximo, así se consigue que el HF se desgaste y el pH ácido se mantenga al máximo.

El término Mud Acid se debe a que por mucho tiempo se usó para eliminar el daño causado por el lodo (mud) de perforación.

2.4. ADITIVOS.

Cada ácido que es inyectado al pozo para una acidificación, necesita ser acondicionado para que el uso sea seguro y poder evitar reacciones indeseables. Los aditivos representan un alto costo en la estimulación de pozos, es por eso que la selección y los análisis deben realizarse cuidadosamente en laboratorios.

Una mala selección del aditivo provocaría los siguientes efectos:

- Corrosión del acero de la tubería.
- Daño a la formación: por emulsiones, lodos asfálticos, liberación de finos, dispersión de finos, mojabilidad de la roca alterada, precipitaciones secundarias.

Los ácidos deben ser seleccionados de acuerdo a las condiciones que cada pozo presente, varios de estos procedimientos para la selección del tipo y concentración del ácido se encuentran recomendados en el boletín RP-42 de la American Petroleum Institute (API).

Existen cantidades de aditivos que se emplean al momento de realizar una estimulación ácida, pero los más indispensables son los inhibidores de corrosión, surfactantes y los agentes para el control de hierro, a continuación se describieran estos y otros aditivos que se pueden emplear:

2.4.1. INHIBIDORES DE CORROSIÓN.

Los inhibidores de corrosión son aplicados para retardar la acción corrosiva de los ácidos del tratamiento y es que, mientras mayor sea el contacto del ácido con la tubería de acero, mayor cantidad del mismo sufrirá corrosión, la función de los inhibidores de corrosión es adherirse a la superficie del acero formando una película protectora entre el ácido y el acero, este proceso de absorción es llamado quimio-absorción, los inhibidores de corrosión que son aplicados deben ser añadidos antes de cualquier otro aditivo.

La velocidad de la corrosión aumenta a temperaturas elevadas, dependiente del tiempo de contacto del ácido, tipo del ácido aplicado,

tipo de acero, presión y la relación volumen de acero con ácido aplicado al tratamiento.

Cuando el inhibidor no puede controlar la acción corrosiva de ácidos fuertes (gran concentración) se sugiere utilizar una combinación de ácido fuerte, con ácido débil, al hacer esto se proporcionará altas propiedades de disolución y a su vez baja corrosión.

Como ejemplo podemos citar una mezcla de ácido acético y clorhídrico, al ser mezclados pueden proveer un poder de solubilidad equivalente al 20% de ácido clorhídrico con una propiedad corrosiva, equivalente a la de un ácido clorhídrico al 13%.

En el pozo otro factor fundamental al momento de elegir el inhibidor es la temperatura, ya que en rangos elevados de temperatura, el inhibidor no tiene la misma acción retardante o controladora, para esto es indispensable el uso de intensificadores, estos ayudarán en el aumento de la acción protectora del inhibidor orgánico, por lo general son sales de Yoduro de potasio y cobre, los intensificadores deben de ser ensayados, para poder determinar si serán aplicados al agua o al ácido, en la FIG. N° 2.11 se representa la influencia del intensificador al ser añadido al inhibidor.

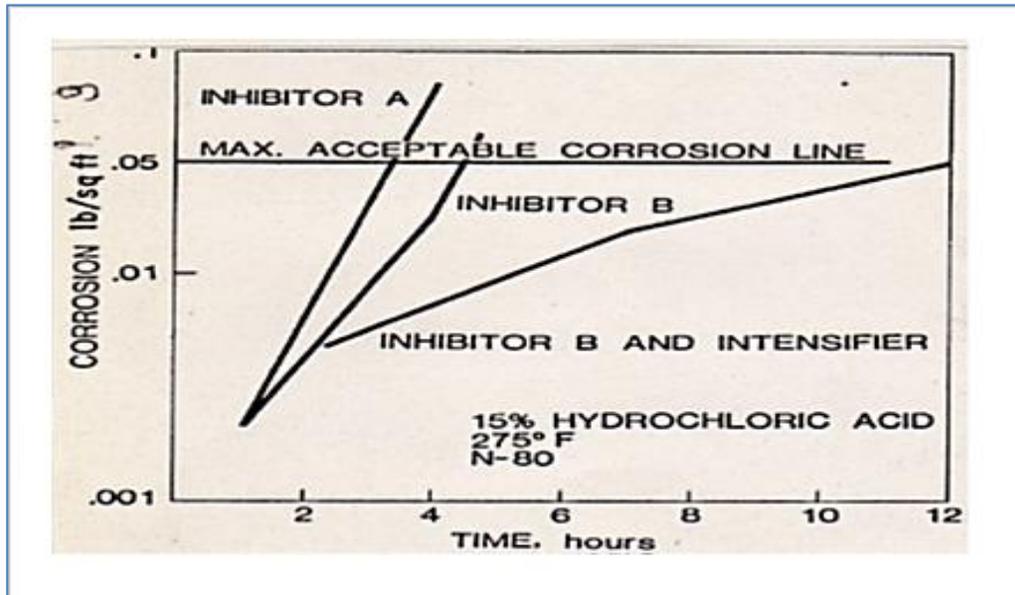


FIG. N° 2. 11 EFECTO DEL INTENSIFICADOR EN EL CONTROL DE CORROSIÓN.
 FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

MECANISMO DE CORROSIÓN

La corrosión se produce cuando el ácido del tratamiento se encuentra en más concentración que el inhibidor y el intensificador no pueden proteger el acero, también se produce por la falta de volumen de inhibidor en el tratamiento.

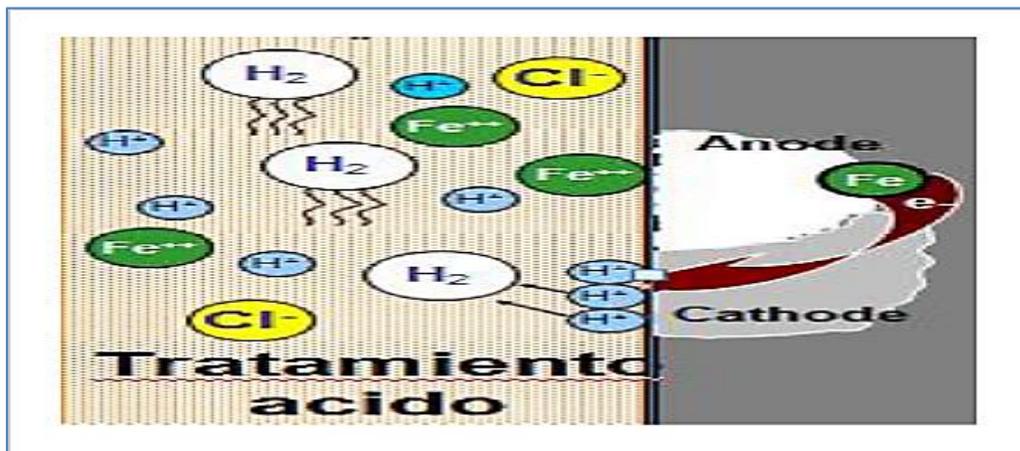
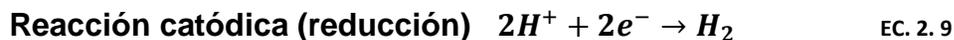


FIG. N° 2. 12 PRINCIPIO DE CORROSIÓN
 FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

La FIG. N° 2.12 representa el ataque que sufre el metal por la presencia de ácido, en ella se presenta un reacción fuerte capaz de convertir el metal en ánodo y el ión hidrógeno, en ión gaseoso en el cátodo, ésta reacción es muy poderosa y seguirá hasta que el ácido o metal se termine, de esta forma se produce fierro iónico que entra en solución e hidrogeno molecular.

La reacción anódica, catódica y general será expresada como sigue:



Los inhibidores no eliminan la corrosión de la tubería, solo retrasan la acción corrosiva, por lo general los inhibidores son catiónicos no iónicos y en la actualidad también los hay, no catiónicos.

Un rango máximo y aceptable de corrosión no se encuentra definido por la industria y en ciertos casos estos límites cambian dependiendo de los rangos de temperatura, una concentración de inhibidor conservadora establece que un límite máximo de corrosión aceptable es de 0.02 lbm/ft^2 considerando que no existe corrosión tipo picadura, una concentración de corrosión conservadora menos aceptable es 0.05 lbm/ft^2 y este equivale a 0.001 pulg del grosor del metal.

Los inhibidores usados en la actualidad para el control de la corrosión son de tipo orgánico polares, estos mediante el proceso de quimio

absorción ayudan a controlar y retardar la acción corrosiva, para la selección del inhibidor, hay que considerar los siguientes puntos:

- Tipo y concentración del ácido (agente corrosivo).
- El tipo de acero que va a estar expuesto al agente corrosivo.
- Máxima temperatura a la que está el pozo.
- Tiempo de contacto entre tubería-agente corrosivo.

El uso de inhibidores orgánicos como toda sustancia tiene sus ventajas y desventajas al momento de su uso, éstas serán detalladas a continuación:

VENTAJAS

- Pueden ser usadas en todas las concentraciones de ácido.
- Pueden ser usados en pozos sulfurosos sin el temor de que exista precipitación de materiales sólidos que provoquen daños a la formación.
- Catalizadores de refinería no son dañados.

DESVENTAJA

- Cuando $T > 200$ °F los inhibidores orgánicos ya no proporcionan la protección adecuada.

2.4.2. SURFACTANTES.

Los surfactantes en la industria petrolera, son muy usados debido a que son sustancias que actúan como detergente (refinación), emulsionante

o humectante y para reducir la tensión superficial en los fluidos. Los surfactantes son sustancias químicas complejas que se encuentran compuestas por moléculas solubles en agua (hidrofílico) y otras en hidrocarburo (lipofílico).

El grupo lipofílico en el momento que se encuentra en contacto con la zona dañada de la arena productora, es capaz de remover los elementos que son orgánicos como lo son asfaltenos-parafinas, este proceso se produce debido a que en el surfactante se encuentran presentes solventes aromáticos. Una vez que se han removido los elementos orgánicos, debido por la acción del surfactante quedan dispersos y en suspensión para luego producirlos por el pozo y llevarlos a superficie.

El grupo hidrofílico en el momento que se encuentra en contacto con el fluido multifásico a tratar, es capaz de destruir emulsiones presentes, este proceso se lleva a cabo, debido a que tiene la propiedad de bajar la tensión interfacial cuando está en contacto con él.

Los surfactantes son añadidos a la solución ácida para:

- Reducir la tensión superficial (cuando adsorben entre la interface líquido y gas) e interfacial (cuando adsorben entre la interface de 2 líquidos inmiscibles).
- Evitar la formación de emulsión estable.
- Reducir la presión capilar.
- No alterar la mojabilidad en la superficie.
- Estabilizar o romper emulsiones.
- Mantener la espuma.
- Suspender los finos.
- Reducir la formación de barro.
- Inhibir la corrosión.

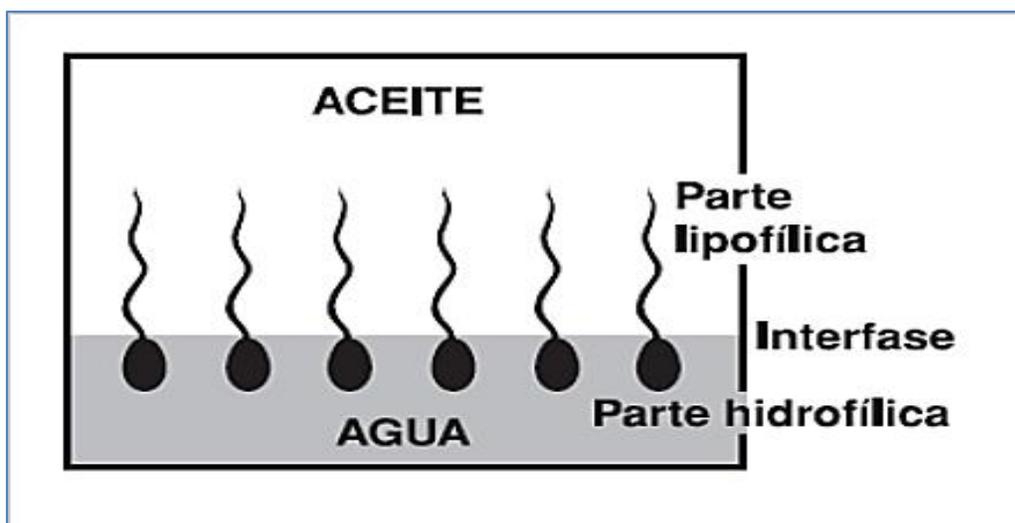


FIG. N° 2. 13 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UNA INTERFASE ACEITE/AGUA CON MOLÉCULAS SURFACTANTES ADSORBIDAS.
FUENTE: SURFACTANTES, ACTA CIENTÍFICA VENEZOLANA, VOL 50, SUPLEMENTO No.1.

Existen cuatro tipos de surfactantes de acuerdo a la carga eléctrica y naturaleza que presenta el grupo hidrofílico, estos serán detallados a continuación y se representarán en la Tabla 2.6:

TABLA 2. 6 CLASIFICACIÓN DE LOS SURFACTANTES

CLASIFICACIÓN	DESCRIPCIÓN	CARGA SOLUBLE EN AGUA	GRUPO QUIMICO	APLICACIONES
ANIÓNICO.		NEGATIVA.	SULFATOS, FOSFATOS, SULFONATOS, FOSFONATOS.	NO EMULSIFICANTES, RETARDADORES, NO EMULSIFICANTES, LIMPIADORES.
CATIÓNICO.		POSITIVA.	COMPUESTOS DE AMINAS.	NO EMULSIFICANTES, INHIBIDORES DE CORROSIÓN, BACTERICIDA.
NO IÓNICO.		SIN CARGA.	POLIMEROS.	NO EMULSIFICANTE, INHIBIDORES DE CORROSIÓN, ESPUMANTES.
ANFOTÉRICO.		LA CARGA DEPENDE DEL PH DEL SISTEMA.	SULFATO DE AMINA, FOSFATO DE AMINA.	VISCOCIFICANTES, INHIBIDORES DE CORROSIÓN.

FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

2.4.2.1. SURFACTANTE ANIÓNICO.

Se genera cuando la molécula orgánica que se ioniza para formar un grupo soluble en agua con carga negativa.



FIG. N° 2. 14 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE ANIÓNICO.
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

2.4.2.2. SURFACTANTE CATIÓNICOS.

Se generan cuando la molécula orgánica se ioniza, para formar un grupo soluble en agua con carga positiva.



FIG. N° 2. 15 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE CATIÓNICO.
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

2.4.2.3. SURFACTANTE NO IÓNICO.

Se genera cuando las moléculas orgánicas no ionizan por lo tanto permanece sin carga.



FIG. N° 2. 16 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE NO IÓNICO.
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

2.4.2.4. SURFACTANTE ANFOTÉRICO.

Son aquellos cuyas moléculas orgánicas pueden presentar carga negativa, positiva o también neutra, dependiendo del pH del fluido. La relación entre carga y pH está dada de la siguiente manera, si es Ácido – Catiónico, Neutro – No iónico, Básico – Aniónico.

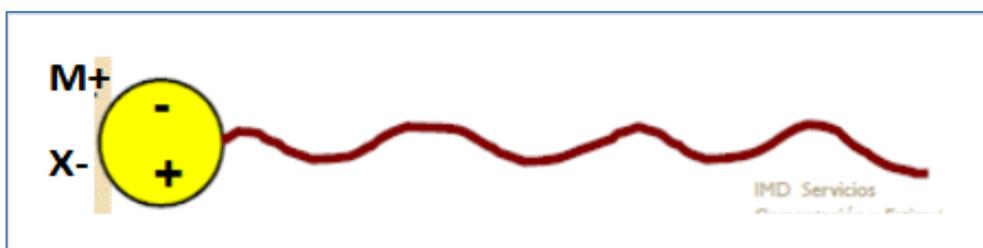


FIG. N° 2. 17 REPRESENTACIÓN DEL SURFACTANTE ANFOTÉRICO.
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

Al aplicar la acidificación en formaciones tanto de areniscas como calcáreas, se debe realizar un minucioso estudio para el diseño de los aditivos a usar. Por lo general los aditivos básicos en toda estimulación Ácida Matricial son los inhibidores de corrosión y el surfactante antiemulsionantes o no emulsificantes, luego de estos se añaden otros aditivos dependiendo de las propiedades de la roca, formación, características del petróleo, etc.

Los surfactantes más utilizados en estimulación de pozos de muestran en la Tabla 2.7.

TABLA 2. 7 SURFACTANTES MÁS UTILIZADOS.

OPERACIÓN	FUNCIÓN	COMPUESTO QUÍMICO
ESTIMULACIÓN NO REACTIVA.	RESTAURACIÓN DE MOJABILIDAD.	ALQUIL FENOLES ETOXILADOS.
	ROMPER EMULSIONES.	
ACIDIFICACIÓN.	EMULSIONES DE ÁCIDO EN HIDROCARBUROS.	ALQUIL PIRIDINOS DISUELTOS EN MEZCLAS DE ÁCIDO ACÉTICO/FÓRMICO.
		CINAMOALDEHIDO.
		SULFONATOS DE PETRÓLEO, SALES DE ÁCIDO CARBOXÍLICO.
	ALQUIL ÉSTER SULFATOS.	
	ESPUMANTES N ₂ EN ÁCIDOS.	ETOXILADOS Y FLOROCARBONADOS.
	DISPERSANTES (ANTI SLUDGE, PREVENTOR DE EMULSIONES W/O).	ALQUIL FENOLES Y ALQUIL AMONIOS ETOXILADOS.
INHIBIDORES DE CORROSIÓN.		
FRACTURAMIENTO	DISPERSANTES (ANTI SLUDGE, PREVENTOR DE EMULSIONES W/O).	ALQUIL FENOLES Y ALQUIL AMONIOS ETOXILADOS.

FUENTE: SCHLUMBERGER.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS

2.4.3. ADITIVOS PARA CONTROL DE HIERRO.

El hierro se presenta en dos etapas de oxidación y la solubilidad de ellos en una solución ácida depende del pH, por lo tanto tenemos que el ión ferroso (Fe^{+2}) se precipita a un pH de 7 y el férrico (Fe^{+3}) empieza a precipitarse a un pH de 2.5 y termina en un pH de 3.5.

El hierro lo podemos encontrar en tuberías como una delgada cubierta de compuestos de hierro, en las formaciones como el carbonato de hierro (siderita), hematita y también pueden ser transferidos mediante la inyección de agua u otros fluidos. TABLA 2.8.

Los aditivos para el control de hierro tienen como objetivo prevenir la precipitación de los compuestos de hierro, más no reducir la reacción provocada por el ácido, tampoco reduce la cantidad de hierro contenido. Los aditivos tienen como finalidad mantener los cationes del hierro en la solución.

TABLA 2. 8 MINERALES QUE PROPORCIONAN HIERRO

MINERAL	ESTADO DE OXIDACIÓN	AMBIENTE
SIDERITA, CARBONATO FERROSO.	FE ²⁺	SEDIMENTARIO, CALCÁREO.
PIRROTITA, SULFURO FERROSO.	FE ²⁺	CALCÁREO.
MAGNETITA, ÓXIDO FERROSO Y FÉRRICO.	FE ²⁺ - FE ³⁺	TUBERÍAS.
CLORITA, FERRO SILICATOS (ARCILLA).	FE ³⁺	TUBERÍAS Y SEDIMENTARIO (ARENISCA).
HEMATITA, ÓXIDO FÉRRICO.	FE ³⁺	SEDIMENTARIO (ARENISCA SUCIA).

FUENTE: SCHLUMBERGER.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS

En el proceso de acidificación se pueden producir daños irreversibles si no se llegará a controlar el efecto de precipitación del hierro, es que en solución la forma ferrosa puede ser oxidada y pasar a férrico en presencia de oxígeno, este último produce un riesgo mayor que el primero, si esto llegara a ocurrir se podría dañar definitivamente la permeabilidad de la roca que se estaba buscando regenerar.

Existen tres métodos en los que se puede controlar el efecto de precipitación y mantener el hierro en solución, dependiendo de la fuente y cantidad de disolución que exista de hierro, podríamos escoger un método o todos para su aplicación, a continuación se presentarán los

métodos usados, en la TABLA 2.9 se muestran los agentes secuestrantes y en la TABLA 2.10 los agentes reductores utilizados en tratamientos ácidos:

2.4.3.1. CONTROL DE pH.

Se logra mediante el uso de un ácido débil (acético) como aditivo o en mezcla con el HCl para lograr mantener el pH bajo, es aplicado en carbonatos, incrustaciones entre otros materiales solubles.

2.4.3.2. AGENTES SECUESTRANTES

El objetivo del agente secuestrante es conectarse físicamente a un ión metálico, con dos o más uniones, al producirse esta unión el metal queda retenido en la solución, impidiéndole reaccionar con otro elemento o compuesto previniendo la precipitación del hierro.

TABLA 2. 9 AGENTES SECUESTRANTES UTILIZADOS EN ACIDIFICACIÓN;

AGENTES SECUESTRANTES			
COMPUESTO	MAX. SOLUBILIDAD EN 1000 GAL/ 15% HCl	CANTIDAD DE Fe ⁺⁺ SECUESTRADO	TEMPERATURA (°F)
EDTA (ETILEN DIAMINA TETRAACETICO ÁCIDO)	67 lb	1450 ppm	350 +
NTA (NITRILO TRIACETICO ÁCIDO)	420 lb	13790 ppm	350 +
ÁCIDO CÍTRICO	1796 lb	57292 ppm	150 – 200 +
NOTA: LA SOLUBILIDAD DEL ÁCIDO CÍTRICO ES CONSIDERABLEMENTE MAYOR QUE 1796 LB, TEÓRICAMENTE, SE PODRÍA SECUESTRAR EL FÉRRICO EN HCl 15% GASTADO DEL ÓXIDO CON 1796 LB DEL ÁCIDO CÍTRICO. SIN EMBARGO, SI EL ÁCIDO FUE PARCIALMENTE GASTADO SOBRE LA MAGNETITA Y EL RESTO DEL ÁCIDO EN EL CARBONATO, PODRÍA PRECIPITAR ALGO DE CITRATO DE CALCIO.			

FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

2.4.3.3. AGENTES REDUCTORES.

Los agentes reductores tienen dos propósitos:

- Remover el oxígeno libre del fluido y evitar la oxidación de ferroso a férrico.
- Actuar como agente reductor del ión férrico disuelto presente y llevarlo a ferroso.

Entre los agentes reductores más usados tenemos el Eritorbate de Sodio, ácido eritorbatico, mezclas de productos químicos. El ácido eritorbatico es un enantiómero del ácido ascórbico y tiene la capacidad de reducir el ión férrico a ferroso con una efectividad de nueve veces más que el ácido cítrico.

TABLA 2. 10 AGENTES REDUCTORES UTILIZADOS EN ACIDIFICACIÓN.

AGENTE	CONCENTRACIÓN (pptg)	T (°F)	APLICACIÓN
ÁCIDOERITÓRBICO	10 – 100	350 +	USAREN SOLUBILIDADES < 20% HCl; HCl- HF.
ÁCIDO ERITÓRBICO (SALDE Na)	29434	350 +	USAR EN SOLUBILIDADES < 20%HCl, EXCEPTO QUE NO SE DEBE USAR CON HF.

FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS.

Los aditivos mencionados son indispensables al momento de una acidificación, como se había mencionado anteriormente existen más aditivos pero estos no deben ser usados a menos que las condiciones del pozo lo ameriten, pero para esto deben ser

estudiados para probar su compatibilidad con los fluidos del yacimiento a continuación los describiremos brevemente:

2.4.4. AGENTES DIVERGENTES.

El objetivo principal de este tipo de aditivo es de procurar que todos los punzados reciban el fluido de tratamiento en la cantidad adecuada, es usado frecuentemente en acidificaciones matriciales de areniscas y calizas. Las empresas al paso del tiempo han desarrollado varios simuladores y productos de divergencia, para hacer más preciso el diseño, entre los agentes divergentes desarrollados tenemos 4 más destacados:

- **Mecánica, tapón (RPB) y packer.**- A pesar de resultar el sistema más eficiente no siempre se puede aplicar, su uso depende de la geometría del pozo (estado del casing).
- **Bolas selladoras.**- Es un sistema limitado para una sola etapa, no es aplicable en acidificaciones matriciales e intervalos largos.
- **Partículas solubles.**- Las partículas deben ser solubles en el fluido de formación y el tamaño de sus partículas deben estar adoptado al tamaño de la garganta poral, su selección se da luego de verificar su compatibilidad con la formación y el fluido que lo desplazará.
- **Espumas.**- La calidad de la espuma por lo general es del 65% - 70% y pueden ser aplicados en intervalos de ingreso.

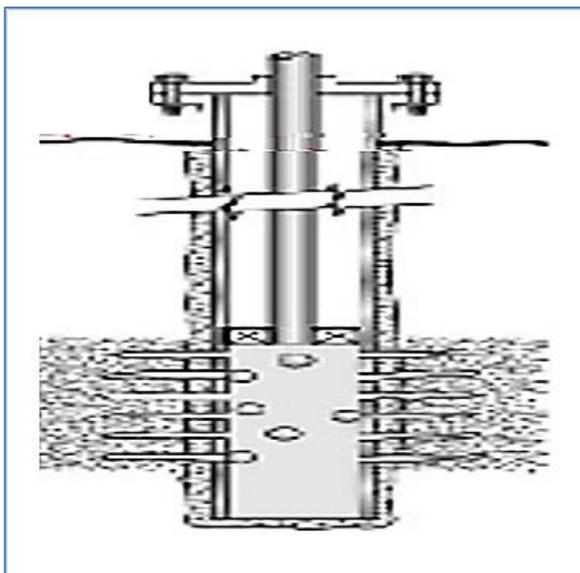


FIG. N° 2. 18 AGENTE DIVERGENTE POR BOLAS SELLADORAS;
FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.

2.4.5. ESTABILIZADORES DE ARCILLA.

El objetivo principal es controlar el hinchamiento de arcillas posteriormente al ácido, la concentración recomendada para PQA es de 0.1 – 2%, pero la correcta es de 0.1 – 0.4%, los estabilizadores más comunes son:

- Aminas poli-cuaternarias (PQA).- Se las considera las más eficaces y deben ser inyectadas antes del HF es decir junto con el pre-flujo, debido a que el ácido fluorhídrico destruye el estabilizador y para proteger los intercambios iónicos que se producen al inicio.
- Poli-aminas (PA).

La estabilización de la arcilla se consigue con la aplicación de uno de los tres compuestos que detallaremos a continuación:

2.4.5.1. SALES

Los cationes presentes en las sales fácilmente intercambian iones con las arcillas de formaciones, obteniendo una compatibilidad entre el fluido y la formación, entre las sales más comunes tenemos cloruro de sodio, cloruro de potasio, cloruro de calcio, cloruro de amonio. Los beneficios que aportan las sales son:

- Minimizan la floculación y dispersión de arcillas.
- Controla el hinchamiento de las arcillas sensibles al agua.
- Son compatibles con todos los aditivos y pueden ser usados en la mayoría de las formaciones.
- Son de fácil mezclado.
- Ayudan a reducir costos.

2.4.5.2. ESTABILIZADORES DE ARCILLA INORGÁNICOS.

Los más usados son el oxiclورو de zirconio y el hidróxido de aluminio, deben ser bombeados luego del pre-flujo, seguido al bombeo, se realiza un over-flush para remover monómeros existentes en exceso cerca del pozo, evitando así la polimerización.

DESVENTAJAS

- Pueden causar taponamiento.
- No son resistentes al ácido.
- Requieren excelentes pre y over-flush.
- Requieren un tiempo de cierre.
- Difícil usar en fracturas.

VENTAJAS

- Trata grandes áreas de formación.
- Reduce los costos.
- Trata hinchamiento y migración de arcillas.

2.4.5.3. POLÍMEROS ORGÁNICOS.

El objetivo es el de estabilizar las arcillas neutralizando la carga negativa de los silicatos y logra mantener las condiciones de mojabilidad por agua. El polímero contiene varias unidades de aminas y debido a ello puede ser absorbido fuertemente sobre los silicatos obteniendo varios puntos de contacto.

2.4.6. AGENTES ANTI-BARROS (ANTISLUDGING).

Los agentes antisludging tiene como objetivo principal evitar la formación de barro, en la interface ácida con algunos crudos, particularmente los asfálticos. Los agentes antisludging son surfactantes aniónicos, no iónicos y anfotéricos. El desarrollo del sludge puede ser prevenido si se usa la concentración adecuada del ácido que se va a inyectar en el tratamiento.

2.4.7. SOLVENTE MUTUAL.

Los solventes mutuales como su nombre lo indica son aditivos que tienen la capacidad de ser solubles, tanto en agua como en hidrocarburo, contiene compuestos del etilén glicol monobutíl éter (EGMBE). Su aplicación debe ser analizada minuciosamente antes del tratamiento, ya que su uso en exceso provocaría precipitaciones en las sales que se encuentran solubilizadas en el ácido gastado, el solvente mutual más usado en la industria para acidificaciones es el Musol U-66, la aplicación del solvente debe ser en el pre-flujo antes del ácido y en concentraciones del 5% - 10% del volumen del ácido, pero las concentraciones que están en el rango del 3% - 5% son las más adecuadas, los solventes mutuales tienen como objetivo:

- Minimizar la formación de emulsión.
- Limpieza efectiva de la formación.
- Mantener la mojabilidad al agua.
- Mejorar la recuperación del ácido.
- Prevenir la separación de los aditivos en el tanque.
- Reducir la incompatibilidad de inhibidores de corrosión (catiónicos no iónicos) con el antiemulsionante (aniónico).

2.5. ACIDIFICACIÓN MATRICIAL DE ARENISCA (SANDSTONE).^{[CJ4][CJ5]}

La acidificación matricial en areniscas tiene como objetivo principal restituir la capacidad natural de fluir del yacimiento, mediante la eliminación del daño de formación, este daño se ocasiona por la invasión de fluidos y

finos, provenientes de las operaciones realizadas al pozo a lo largo de su vida productiva.

El proceso es efectuado mediante la inyección de un fluido de tratamiento (ácido y otros compuestos químicos) hacia el intervalo dañado a presiones que no superen la necesaria para provocar una fractura en la formación, debido a las bajas presiones la acidificación matricial se enfoca a daños someros en el reservorio, pero si se desea alcanzar grandes penetraciones, el fluido de tratamiento deberá ser menos viscoso y tener una tensión superficial baja.

El tipo de ácido usado en areniscas es el ácido fluorhídrico (HF), este debe ser mezclado con ácidos orgánicos o con ácido clorhídrico (HCl) para evitar la precipitación de ciertos minerales presentes en las formaciones, no deben usarse ácidos emulsionados y tampoco gelificados, debido a que producen un aumento de la presión de inyección por su viscosidad y tensión interfacial.

Para poder determinar que un pozo necesita un tratamiento ácido se debe analizar los siguientes puntos:

- Conocer los parámetros de la formación (porosidad, permeabilidad efectiva, presión del reservorio, gradiente de fractura, temperatura).
- Conocer la mineralogía de la formación.
- Daño que presenta la formación (tipo de daño, profundidad del daño).

Durante el análisis de la información, la identificación de los siguientes puntos deben ser primordiales:

- Minerales como feldespatos (de potasio y sodio), zeolitas, carbonatos, illitas, es de gran importancia debido a que estos podrían reaccionar y formar precipitados (fluosilicatos de sodio o

potasio y fluoruro de aluminio) que provocarían la obstrucción de la matriz de la formación.

- Arcillas que sean sensibles al HCl deben ser identificadas para evitar precipitaciones.
- Arcillas que son sensibles al agua también es primordial para evitar el hinchamiento de las mismas y el taponamiento de la matriz.

Los minerales más comunes que componen las areniscas son: cuarzo o sílice (SiO_2), arcillas (illita, montmorillonita, caolita), calizas o dolomitas, clorita, feldespato, también se encuentran compuestas de óxidos de hierro (hematita o limonita), sulfuros de hierro (pirita), mica, carbonatos de hierro (siderita). En el ANEXO A se tabula una guía para la selección de la estimulación matricial y el fluido de tratamiento.

2.5.1. REACCIONES DEL HF CON LAS ARENISCAS Y SUS DIFERENTES COMPUESTOS.

El orden en el que reaccionan los minerales mencionados anteriormente en presencia de HF es el siguiente:

- Reaccionan instantáneamente Calcita o caliza y dolomita.
- Arcilla.
- Feldespato.
- Reaccionan lentamente Cuarzo o sílice.

En la TABLA 2.11 se puede observar el problema que ocasiona el HF al solubilizar ciertos minerales.

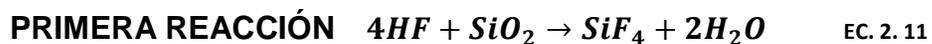
TABLA 2. 11 PROBLEMAS DE LOS MINERALES SOLUBILIZADOS EN HF.

MINERAL	PROBLEMA AL SOLUBILIZARSE
FELDESPATO	LOS FELDESPATOS CONTIENEN SODIO Y POTASIO,
	SU MAYOR EFECTO ES LA PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATOS.
	FELDESPATO DE K CAUSA LA MAYORIA DE LOS PROBLEMAS DE PRECIPITACIÓN.
CARBONATOS	CONSUME EL HCl Y PUEDE CAUSAR PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATOS Y ALUMINIO DEL ÁCIDO GASTADO.
	EL HF SOLUBILIZA LOS CARBONATOS FORMANDO UN PRECIPITADO INSOLUBLE DE F ₂ Ca.
ILLITAS	ES DE FORMA FIBROSA, BLOQUEA LOS POROS Y PUEDE ROMPERSE A ALTAS VELOCIDADES DE FLUJO, CAUSANDO PROBLEMAS DE MIGRACIÓN DE FINOS Y PRESENTAN INTERCAMBIO IÓNICO.
	CONTIENEN POTASIO, LO CUAL CAUSA PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATO DE CALCIO GASTADO.
KAOLINITA	ESTAS SE DISPERSAN EN AGUA DULCE, MIGRAN Y CAUSAN TAPONAMIENTO.
	SE CONTROLA LA MIGRACIÓN POR MEDIO DE PRODUCTOS QUE LA ESTABILIZAN.
SMECTITA	PRESENTA INTERCAMBIO IÓNICO Y SE HINCHA EN PRESENCIA DE AGUA DULCE.
MIXER LAYER CLAY	PRESENCIA DE INTERCAMBIO IÓNICO Y SE HINCHAN EN PRESENCIA DE AGUA DULCE, A MENUDO CONTIENEN POTASIO LO CUAL PUEDE PRODUCIR LA PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATO DEL ÁCIDO GASTADO.
CLORITA	PRESENTA INTERCAMBIO IÓNICO Y ES INESTABLE EN HCl.
MICA	INTERCAMBIO IÓNICO Y ES INESTABLE EN HCl.
	CONTIENE POTASIO LO CUAL PUEDE PRODUCIR LA PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATO DE ÁCIDO GASTADO.
ZEOLITA	INTERCAMBIO IÓNICO Y ES INESTABLE EN HCl. A MENUDO CONTIENE SODIO, LO CUAL PUEDE PRODUCIR LA PRECIPITACIÓN DE FLUOSILICATO DE ÁCIDO GASTADO.

FUENTE: PRESENTACIÓN IMD SERVICIOS CEMENTACIÓN Y ESTIMULACIÓN.
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS.

2.5.1.1. REACCIÓN DEL HF EN ARENAS LIMPIAS.

El ácido fluorhídrico presenta dos reacciones cuando está en presencia de arenas limpias, éstas serán presentadas a continuación:



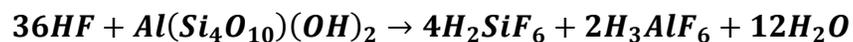
La segunda reacción ya se había mencionado en la EC. 2.4, pág. 76.



2.5.1.2. REACCIÓN DEL HF CON ARCILLAS/ALUMINOSILICATOS.

La reacción del ácido fluorhídrico cuando está en presencia de arcillas se muestra a continuación:

Esta reacción ya se había mencionado en la EC. 2.5, pág. 6.



2.5.1.3. REACCIÓN DEL HF CON CARBONATOS.

En el tratamiento ácido se debe evitar que el HF esté en contacto con Carbonatos, debido a que producen la formación de precipitados insolubles, a continuación se presenta la reacción:



Esta reacción también se puede presentar cuando el agua de formación y los fluidos de completación contengan Ca^{++} .

2.6. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE UNA ACIDIFICACIÓN MATRICIAL.

Una vez que el pozo es considerado como candidato para una Acidificación Matricial, el diseño debe tener en cuenta diferentes

condiciones, de esta forma el tratamiento resultará lo más beneficio posible y el daño podrá ser eliminado, a continuación se presentan las consideraciones a tomar en cuenta:

2.6.1. SECUENCIA DE LAS ETAPAS Y SELECCIÓN DE FLUIDOS.

El tipo de daño determina la secuencia de los sistemas ácidos usados para cada tratamiento. El pre-flujo, ácido principal y el over-flush deben ser adaptados al tipo de daño que presenta la formación.

Las técnicas de diversión deben ser adaptadas a las características de la formación y al tipo de fluido a inyectar en el tratamiento. La secuencia de los fluidos que componen un tratamiento ácido puede ser la clave para conseguir un tratamiento exitoso. En el ANEXO B se tabula una guía para la selección de fluido en base al daño de formación.

2.6.1.1. LIMPIEZA DE LA TUBERÍA (PICKLING).

En los tratamientos ácidos de matriz, la limpieza de la tubería tiene un impacto significativo en el éxito de la acidificación. Durante procesos de instalación y producción del pozo, se puede generar en la tubería óxido, escala, que van a provocar serios problemas como la precipitación del hierro al momento de aplicar el ácido principal del tratamiento, es por esto que se aplica un pre-flujo que consta de un ácido con los suficientes aditivos para limpiar el pozo, el proceso de limpieza puede contener múltiples etapas e implicar el uso de solventes de gran costo.

Por lo tanto antes del mencionado proceso de limpieza del pozo, se debe incluir el procedimiento y el tiempo asignado a la ejecución del tratamiento. El proceso de pickling se aplica para:

- Remover el óxido, óxidos de hierro y la escala.
- Disolver películas aceitosas y compuestos presentes en la tubería que puedan provocar el taponamiento del equipo de fondo y las perforaciones.
- Limitar la cantidad de hierro presente en la formación y en contacto con el hidrocarburo.

2.6.1.2. PRE-FLUJO

La secuencia de los fluidos en tratamientos de arenisca depende del tipo o tipos de daño que presente la formación, la aplicación de múltiples etapas de pre-flujo va direccionada a diferentes tipos de daños y de ese modo se logra preparar las superficies para los principales fluidos de tratamiento.

El pre-flujo es usado para evitar el contacto entre el ácido principal del tratamiento con el hidrocarburo presente en la formación mediante la inyección de mezclas de hidrocarburos (livianos) con surfactantes, solventes aromáticos y solventes mutuos.

Otro uso del pre-flujo es no permitir que el HF reaccione con los compuestos de calcio (Ca), potasio (K), sodio (Na), para esto se inyecta HCl (en concentraciones 5% - 15%) con inhibidores de corrosión y otros aditivos necesarios dependiendo de la formación. Este tipo de pre-flujo evita que el HF se consuma completamente y también la formación de fluoruro de calcio.

Los pre-flujos de HCl en la acidificación de areniscas son de suma importancia ya que permiten eliminar la mayor cantidad de material calcáreo como sea posible antes de inyectar el ácido principal. En el ANEXO C [D6] se tabula una guía de selección para los fluidos del pre-flujo.

2.6.1.3. ETAPA DEL FLUIDO PRINCIPAL

En esta etapa el fluido principal (ÁCIDO/HF) es una mezcla de dos ácidos que se seleccionan previos al conocimiento de la mineralogía, sensibilidad, temperatura, etc., de la formación. El ácido que acompaña en mezcla al HF tiene como objetivo mantener un pH bajo en la formación para reducir la posibilidad de que se formen precipitados, este ácido puede ser HCl (en formaciones insensibles al HCl), ácidos acéticos o fórmicos (en formaciones sensibles al HCl).

Por otro lado la función del HF es la de eliminar o reducir el daño de formación cerca del pozo y recuperar la condición inicial de la permeabilidad, el HF cuando penetra la formación solubiliza los minerales (arcillas, finos de sílice, etc.) que se encuentran obstruyendo la matriz de la misma, el pre-flujo para el momento en que el HF hace su ingreso, tuvo que haber cumplido con su objetivo, de lo contrario su diseño no fue el correcto y podría llevarnos al fracaso del tratamiento.

En el ANEXO D se muestra una guía de selección el ácido principal y las secuencias típicas para un tratamiento ácido, a continuación se presentan tres consideraciones que debemos tener presente en esta etapa:

- Presión y Temperatura, debido a que la velocidad de reacción, aumenta en función del aumento de ambos, y por lo consiguiente su penetración disminuye.
- Composición química de la roca, debido a que la roca presentan una diversidad de minerales en su composición provocan que el HF reacciones a diferentes velocidades en función a la velocidad de reacción de cada mineral
- Si el daño es inducido o natural, en el primer caso el HF solubilizará el daño en las primeras pulgadas dentro de la formación, en el segundo caso habría que aplicar tratamientos con sistemas retardados para conseguir una mayor penetración.

2.6.1.4. ETAPA DEL OVER-FLUSH

El over-flush tiene dos propósitos, el primero es desplazar el ácido principal a más de 3 - 4 ft de distancia del pozo (es decir dentro de la formación), a esta distancia se encuentra el área matricial, crítica del sistema de flujo radial; el segundo es diluir el ácido principal que no se haya desplazado, estos dos propósitos ayudan a eliminar los daños en la zona cercana al pozo, causada por el potencial de precipitación del ácido principal gastado.

Como todas las etapas hasta el momento, ésta también debe tener una cuidadosa elección en el fluido a inyectar, para evitar la creación de daños durante el reflujo del tratamiento.

En el diseño del fluido en esta etapa se debe tener en consideración que el volumen del over-flush luego del ácido principal, debe ser de base acuosa, su pH debe ser bajo y con un potencial de dilución del

HF que ha sido gastado. El over-flush debe ser retornado tan pronto como sea posible con el propósito de minimizar los precipitados secundarios del HF, gastado. Los fluidos más usados son HCl débil (5%), cloruro de amonio (NH_4Cl) o nitrógeno (de 25 – 50 gal/ft).

La clave para que las etapas del tratamiento resulten exitosas está en considerar todos los tipos de daños presentes en la formación y mantener la compatibilidad con los fluidos de formación y la mineralogía de la formación, mientras se minimiza el volumen del fluido inyectado.

2.7. BOMBEO DEL ÁCIDO.

Los fluidos ácidos asignados al tratamiento son inyectados a la formación mediante bombas, la inyección de los fluidos debe ser controlada para evitar que se desplace hacia otras zonas que no son de interés en el tratamiento, ya que por lo general el fluido cuando es inyectado tiende a direccionarse hacia las zonas de altas permeabilidades, provocando que la zona dañada no sea cubierta por el tratamiento ácido.

El bombeo del ácido puede ser realizado con tubería flexible (Coiled Tubing) y sin tubería flexible, a continuación serán detallados:

2.7.1. BOMBEO CON TUBERÍA FLEXIBLE (COILED TUBING).

El bombeo con tubería flexible se encarga de la inyección del ácido a presiones no muy altas, pero es un método muy eficiente, ya que puede ser introducido a través de la tubería de producción gracias al reducido diámetro interno y a la flexibilidad con la que cuenta.

La principal ventaja de esta tubería es que permite inyectar el fluido y colocarlo justo al frente de las perforaciones, sin que los residuos existentes en la tubería de producción sean arrastrados.

La industria petrolera en los últimos años ha perfeccionado el uso de esta tubería, permitiendo el ingreso de esta sin necesidad de taladros de reacondicionamiento, ni sacar la tubería de producción, logrando reducir costos y tiempos operacionales.

Así mismo, ha logrado el desarrollo del straddle (consta de un tapón y obturador) permitiendo tratar diferentes zonas en secuencia.

2.7.2. BOMBEO SIN TUBERÍA FLEXIBLE.

Al momento de bombear el fluido sin tubería flexible se presentan dos inconvenientes:

- Necesidad de aplicar un lavado a la tubería, consiguiendo la remoción de impurezas adheridas a la tubería dentro del pozo.
- Tratar de direccionar el fluido bombeado a la zona afectada.

Para remediar el primer punto se debe diseñar un pre lavado con los aditivos necesarios para limpiar la tubería. Para el segundo punto se debe usar técnicas mecánicas, agentes desviadores de partículas.

En las técnicas mecánicas, tenemos obturadores que permiten inyectar los fluidos selectivamente a intervalos pequeños y de manera sucesiva, la más usada es el obturador de copas de goma opuestas aunque debe ser usado a bajas presiones para no dañar las copas.

Otro método es el conjunto de obturador de forzamiento y tapón puente recuperable, que consiste en asentar el tapón entre dos secciones

perforadas y el obturador sobre la zona a tratar, el proceso siempre se realiza de abajo hacia arriba, este método permite mover a intervalos, las veces que el diseño del pre-flujo lo indique.

Los agentes desviadores de partículas se encargan de crear una pequeña capa (revoque) en la zona de alta permeabilidad para evitar así, que el fluido del tratamiento ingrese a la zona incorrecta, el revoque creado es de fácil eliminación permitiendo la producción e inyección del pozo.

Al momento de bombear existen factores que van a provocar que nuestro fluido no se direcciona correctamente a la zona afectada, entre esos tenemos:

2.7.3. PERMEABILIDAD DE LA FORMACIÓN.

La permeabilidad de la formación se debe tener en cuenta, ya que el fluido del tratamiento por lo general se direcciona hacia las zonas más permeables, es decir a las menos dañadas o aquellas en donde el primer tratamiento haya eliminado el daño, para su control se necesitan agentes desviadores o tener un aislamiento positivo.

2.7.4. GROSOR DE LA FORMACIÓN.

El grosor de la formación es indispensable debido a que la permeabilidad de la formación varía dependiendo de su espesor, para poder direccionar el fluido a la zona afectada es necesario el uso de agentes desviadores.

2.7.5. PRESIÓN DEL YACIMIENTO.

El uso de ácidos espumados es recomendable para pozos en la que su baja presión afecta al direccionamiento y distribución del fluido de tratamiento, estos ácidos espumados tienen poca columna hidrostática y sólo necesitan de ella para inyectar el fluido, el ácido gastado es recuperable fácilmente con la ayuda del gas.

2.7.6. ZONAS MÚLTIPLES.

Para el bombeo del ácido en múltiples zonas, debemos tomar en cuenta la separación que existe entre ellos, dependiendo de ello se aplicarán agentes desviadores mezclados con el ácido o selectividad mecánica.

2.7.7. PROFUNDIDAD POR DEBAJO DE LAS PERFORACIONES.

Debe fijarse siempre en la profundidad que existe por debajo de las perforaciones, eso nos ayudará a no perder el fluido de tratamiento y provocar daños como corrosión en las tuberías, para evitarlo se debe aislar las zonas por medios mecánicos.

CAPÍTULO III
SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS Y
PROPUESTAS PARA TRATAMIENTOS
ÁCIDOS EN LAS ARENAS PRODUCTORAS
DEL CAMPO “GUSTAVO GALINDO V”.

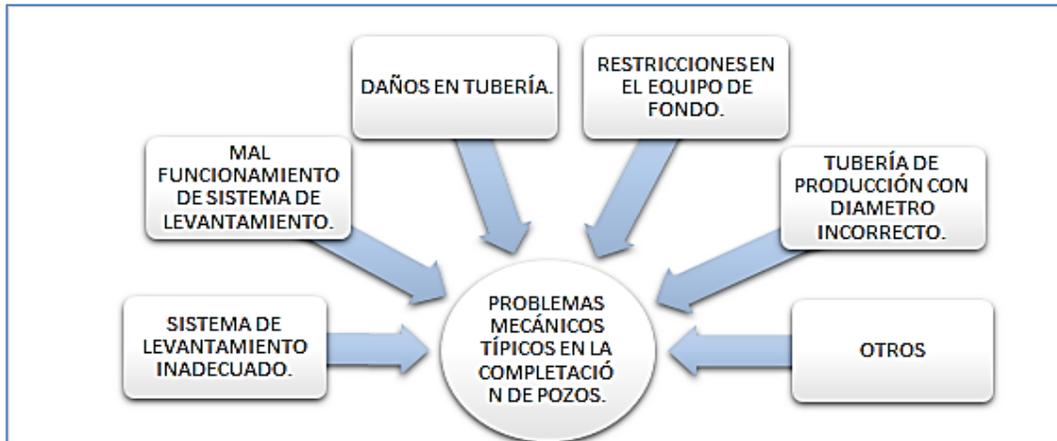
3.1. SELECCIÓN DE POZOS PARA EL TRATAMIENTO ÁCIDO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL CAMPO “Gustavo Galindo V”.

El proceso de selección de candidatos para tratamientos ácidos se basa en la identificación de pozos de baja productividad, en relación al caudal que son capaces de producir, luego de esta identificación se evalúa posibles daños mecánicos existentes en ellos (Thomas and Milne, 1995).

La ingeniería en reservorio, geología y petrofísica juegan un papel muy importante al momento de cuantificar el potencial de producción de los pozos, también el conocimiento de daños mecánicos en la completación son requeridos (TABLA 3.1), debido a que si existiera un daño mecánico la estimulación no resultaría favorable.

En muchos casos la información necesaria para poder sustentar que existe un daño a la formación es escasa y dificulta la selección de pozos para tratamientos futuros, es aquí donde ingresa el proceso ingenieril y la busca de soluciones. El Campo “Gustavo Galindo Velasco” es uno de esos casos, este no posee pruebas de presiones (build-up, draw-down) para realizar las determinaciones necesarias. Para la selección de pozos candidatos en el Campo “Gustavo Galindo.V”. se usaron los siguientes criterios:

TABLA 3. 1 PROBLEMAS MECÁNICOS EN LA COMPLETACIÓN DEL POZO.



FUENTE: SCHLUMBERGER;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

3.1.1. CRITERIOS DE SELECCIÓN

A falta de información en el Campo, la selección para los pozos candidatos se la efectuó mediante el análisis de una lista de pozos, proporcionada por el departamento de Ingeniería de Producción, esta lista constaba de pozos que presentaban problemas con parafinas y carbonatos (depósitos orgánicos e inorgánicos), el análisis se lo efectuó en base a los siguientes criterios:

3.1.1.1. Declinación abrupta de la producción de petróleo.-

Este criterio se lo llevó a cabo mediante el uso del Software Oil Field Manager (OFM), usando las herramientas gráficas que posee el software. Fueron analizadas cada una de las curvas de producción para determinar si existe un cambio brusco de la pendiente (FIG. N° 3.1), debido a que si no existen datos de pruebas de presión el mejor indicador para determinar el daño en un pozo es una caída de producción drástica.

Esta caída de producción puede ser identificada cuando la curva de declinación del pozo que lleva una trayectoria estabilizada, luego presenta una caída significativa en la producción.

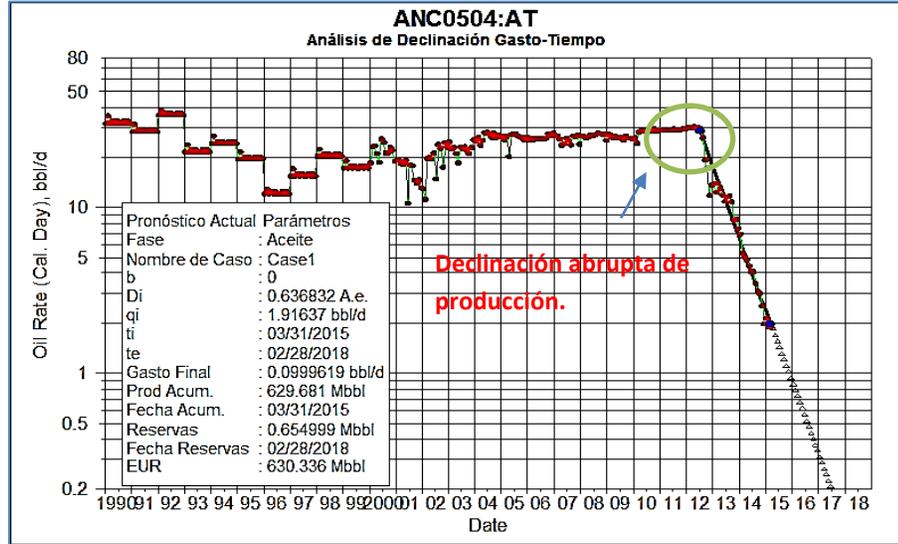


FIG. N° 3. 1 DECLINACIÓN BRUSCA DE PRODUCCIÓN;
FUENTE: ELABORADO POR CÉSAR JARA COBOS, SOFTWARE OFM;

3.1.1.2. Pozos vecinos a trabajos exitosos de acidificación.-

Otro criterio adoptado para la selección de candidatos se basa en el estudio de pozos vecinos, en aquellos que ya fueron acidificados y tuvieron una buena respuesta a los tratamientos ácidos. Para la identificación de pozos que ya fueron tratados químicamente, se realizó la revisión minuciosa de los archivos de cada pozo, desde la fecha en que fueron perforados hasta la actualidad, obteniendo datos de completación, re-acondicionamiento y estimulaciones.

Nuestra formación de interés para la aplicación de tratamientos ácidos es “Atlanta” (AT), debido a que en esta formación se

obtuvieron los mejores resultados históricos durante la aplicación de tratamientos ácidos.

Basándose en este antecedente se busca aumentar la producción en pozos que tengan abierta la respectiva formación.

Ya identificados los pozos abiertos en la Fm. AT, analizamos sus completaciones, intervenciones mecánicas y niveles de fluidos, para identificar posibles obstrucciones que dificulten el proceso y estar seguros de realizar el tratamiento en pozos donde el nivel de fluido sea el adecuado.

3.1.1.3. Depósitos orgánicos e inorgánicos generados por los fluidos producidos en el Campo Gustavo Galindo V. El criterio es fundamentado en la posible presencia de los depósitos orgánicos e inorgánicos que puede encontrarse en la formación. Éste criterio es tomado en consideración ante el análisis de cromatografías líquidas que fueron realizadas a las muestras de los fluidos del Campo y a la presencia de carbonatos y parafinas según historial de intervenciones mecánicas.

Los resultados obtenidos muestran que en el Campo Gustavo Galindo V. se dispone en mayor proporción con crudos de base parafina, los crudos parafínicos tienen un porcentaje de saturados mayor al 50% (según la clasificación de Tissot and Welte, 1978). En la TABLA 3.2, se puede apreciar los resultados obtenidos en la cromatografía líquida.

TABLA 3. 2 RESULTADOS DE LA CROMATOGRAFÍA LÍQUIDA “SARA”;

CÓDIGO	POZO	SATURADOS (%)	AROMÁTICOS (%)	NSO (%)
CIG-0008-2014-1	ANC1213	54	32	14
CIG-0008-2014-2	ANC0004	56	30	14
CIG-0008-2014-3	ANC0504	55	30	16
CIG-0008-2014-4	ANC0588	54	33	13
CIG-0008-2014-5	ANC1287	52	40	8
CIG-0008-2014-6	ANC0550	63	28	9

FUENTE: INFORME TÉCNICO No. 012-CIG-2014, PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

3.1.2. POZOS CANDIDATOS PARA ESTIMULACIONES ÁCIDAS.

Los pozos que resultaron ser candidatos en base a los criterios ya descritos, fueron los siguientes:

TABLA 3. 3

POZO CANDIDATO EN BASE A CRITERIO 3.1.1.1				
POZO	SECCIÓN	LEVAN. ARTIF.	TVD (FT)	PROD. ACUM. (MBBLS)
ANC0504	66	SW	4000	625,523

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

El pozo ANC0504 fue seleccionado en base al criterio **3.1.1.1**, que consiste en la declinación abrupta de la producción (Ver FIG. N° 3.1), cuando este suceso se produce sin la existencia de daños mecánicos, se tienen indicios a la existencia de daño en la formación.

TABLA 3. 4

POZO CANDIDATO EN BASE A CRITERIO 3.1.1.2				
POZO	SECCIÓN	LEVAN. ARTIF.	TVD (FT)	PROD. ACUM. (MBBLS)
CMA0009	CARMELA	BM	2428	41,777

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

A lo largo de la vida productiva del Campo “Gustavo Galindo Velasco” se han realizado acidificaciones a diversos pozos, algunos obtuvieron resultados excelentes pero otros fueron insignificantes, la selección del CMA0009 se basó en el criterio **3.1.1.2**, el análisis se realizó a los pozos CMA0027 Y CMA0023, los mismos que trata obtuvieron buenos resultados al aplicarles un tratamiento ácido.

TABLA 3. 5

POZO CANDIDATO EN BASE A CRITERIO 3.1.1.3				
POZO	SECCIÓN	LEVAN. ARTIF.	TVD	PROD. ACUM.
ANC0550	72	BM	4094	218,070
ANC1639	72	BM	4994	198,158

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

El crudo del Campo “Gustavo Galindo Velasco” es considerado parafínico, debido a que posee un porcentaje de saturados mayor al 50%, el campo también presenta problemas de escala por lo que esta selección se basó al criterio **3.1.1.3**, que trata de los depósitos orgánicos e inorgánicos.

3.1.3. ANÁLISIS DE POZOS CANDIDATOS.

El análisis de los pozos candidatos se realizó mediante la revisión de historiales de producción, completaciones y reacondicionamientos de los mismos, a continuación se detallará lo indicado para cada pozo.

a) Historial de completación, producción y reacondicionamiento del pozo ANC0504.

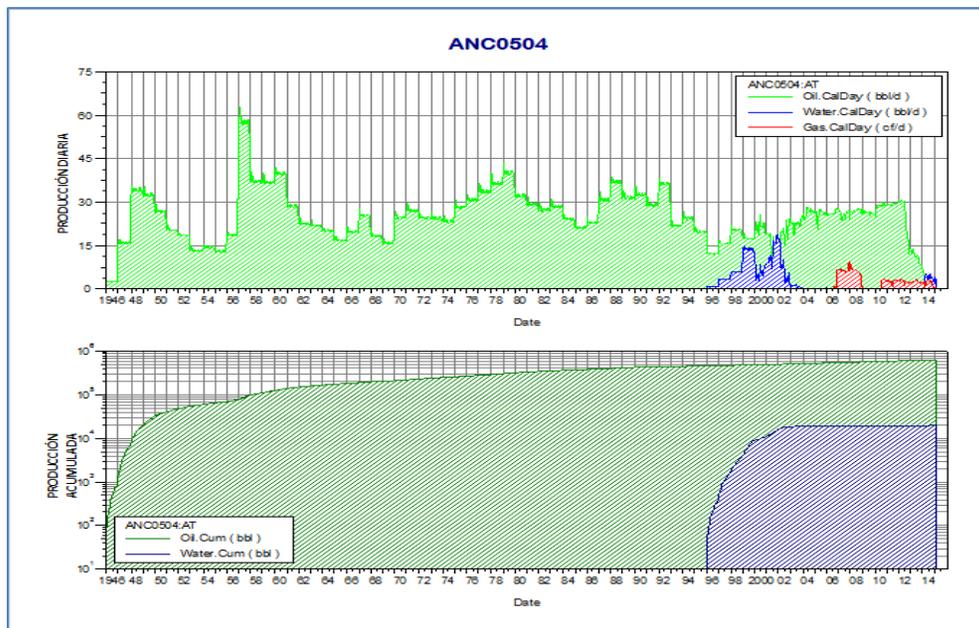


FIG. N° 3. 2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0504;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS EN SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM);

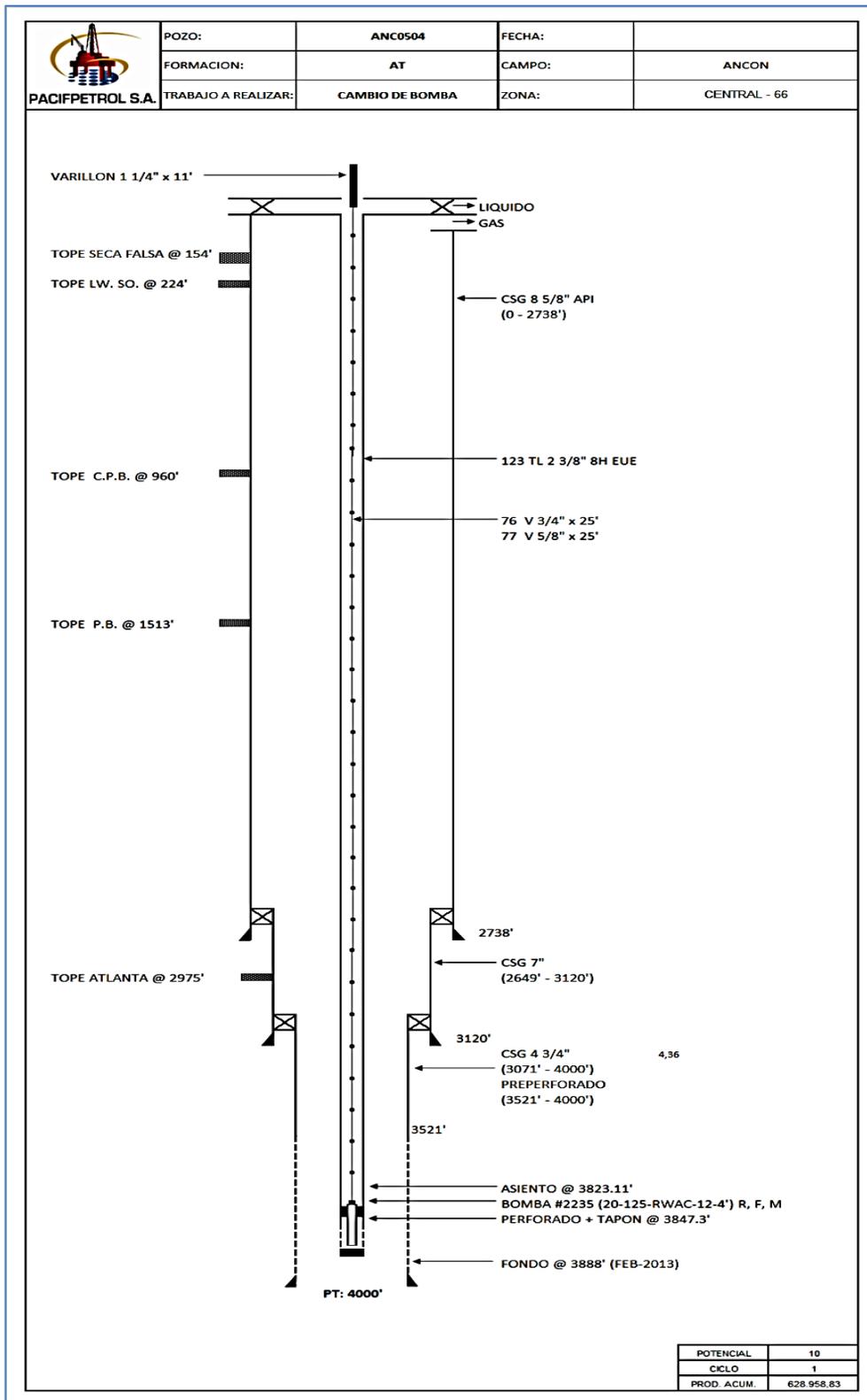
El pozo ANC0504 fue perforado el 18 de marzo de 1,946 y completado (FIG. N° 3.3) el 15 de agosto del mismo año, llegando a tener una producción de 15 Bppd (tomada en los primeros 30 días), para el año 1,956 se fractura la formación y la producción incrementa de 15 Bppd a 60 Bppd, a partir de esta fecha la producción presenta caídas causadas posiblemente por la presencia de depósitos orgánicos e inorgánicos, en el año 2,012 se presenta una caída abrupta en la producción, esta declinación representó una pérdida de 30 Bppd a 0.5 Bppd, a partir de esta fecha el pozo no recuperó su producción, el pozo se encontraba operando por bombeo mecánico (BM) hasta mayo del 2,015 que se realiza un cambio de sistema, quedando en Swab (Sw).

El ANC0504 hasta la actualidad tiene una producción acumulada de petróleo equivalente a 625,523 Mbbls, a continuación se tabulan las principales intervenciones mecánicas realizadas al ANC0504.

TABLA 3. 6 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC0504.

ANC0504			
# WO	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	08/11/1956	FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN.	INCREMENTÓ LA PRODUCCIÓN DE 10 Bppd A 60 Bppd.
2	09/08/2007	LIMPIAR INSTALACION.	MANIOBRA CON PARAFIN-CUTTER.- SE BAJA PARAFIN-CUTTER+5 VARILLAS 3/4x25.
3	05/03/2010	SERVICIO COMPLETO.	SE COLOCAN 12 BLS DE ACEITE CALIENTE + XT-47 POR EL ANULAR, POZO QUEDA EN REMOJO.
4	20/08/2012	SERVICIO COMPLETO POR BAJA PRODUCCIÓN.	BOMBA SALE EMBASTONADA CON ESCALA Y PARAFINA, VÁLVULAS Y PISTÓN DESGASTADOS, VÁLVULA MÓVIL SEMITAPONADA CON ESCALA. LAS VARILLAS SUPERIORES SALEN CON PARAFINA SECA Y DURA.
5	17/09/2012	SERVICIO COMPLETO.	SE PRUEBA BOMBA CON VINAGRE PARA CAMBIAR EL PH INTERNO Y DISOLVER CUALQUIER TRAZA DE ESCALA REMANENTE.
6	01/02/2013	EVALUACIÓN DEL POZO	SE INYECTAN 10 BLS DE ACEITE ABSORVEDOR CALIENTE + 5 GLS DE XT-47.
7	29/12/2013	CAMBIO DE BOMBA + LIMPIEZA DE TUBERIA.	VARILLAS SALEN CON PARAFINA, SE BAJA PARAFFIN CUTTER + SE LIMPIA TUBERIA, SE LIMPIA TUBERIA CON COPAS LK Y ALAMBRADAS.
8	14/05/2015	LIMPIEZA DE TUBERIA + CAMBIO DE SISTEMA: BM - SW.	SE BAJA PARAFFIN CUTTER CON VARILLA DE PESO, SE LIMPIA TUBERIA.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;



**FIG. N° 3. 3 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC0504;
FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN, PACIFPETROL.**

b) Historial de completación, producción y reacondicionamiento del pozo ANC0550.

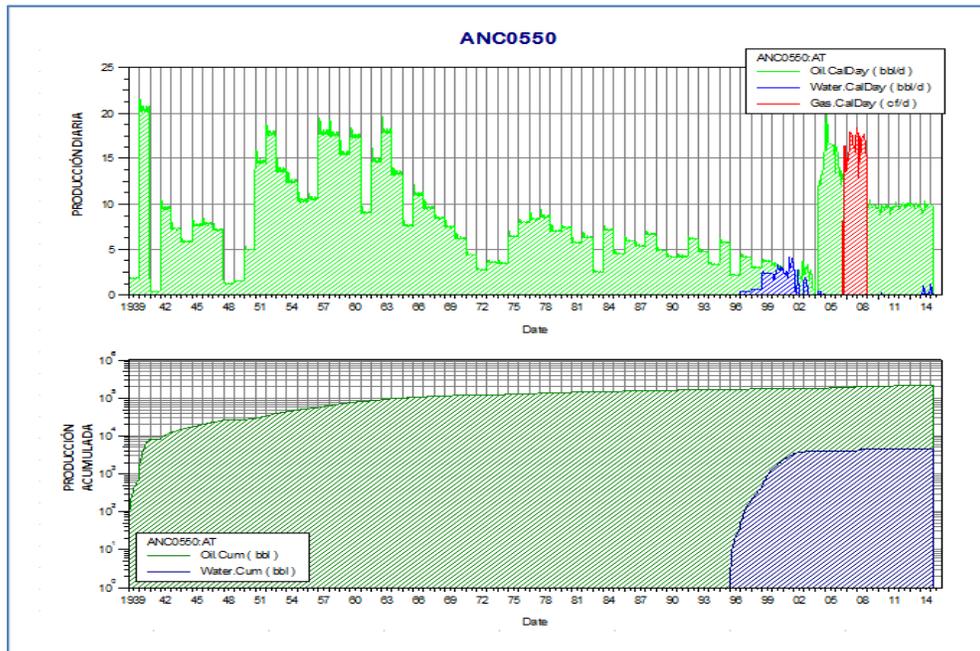


FIG. N° 3. 4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0550;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS EN SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM);

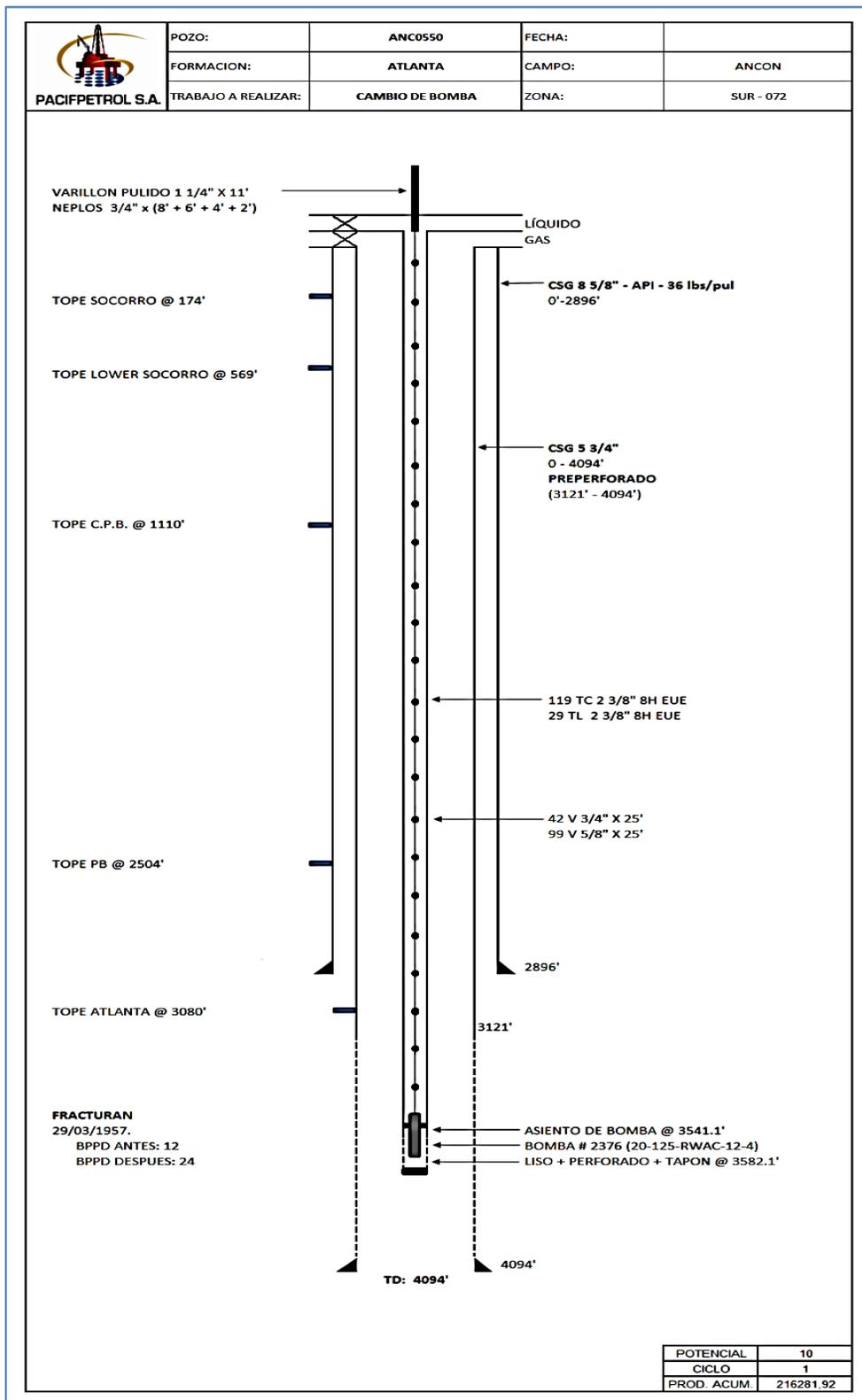
El pozo ANC0550 fue perforado el 06 de junio de 1,939 y completado (FIG. N° 3.5) el 16 de noviembre del mismo año, llegando a tener una producción de 17 Bppd (tomada en los primeros 30 días), para el año 1,957 se fractura la formación y la producción incrementa de 12 Bppd a 24 Bppd, a partir de esta fecha se puede observar en la FIG. N° 3.4 que la producción tiene altos y bajos, esta disminución en la producción puede ser provocada, según datos en los registros de intervenciones mecánicas, por la presencia de parafina y escala (depósitos orgánicos e inorgánicos).

En la actualidad el ANC0550 tiene una producción de 10.79 Bppd (dato de agosto del 2,015), se encuentra operando por bombeo mecánico (BM) y tiene una producción de petróleo acumulada equivalente a 218.07 Mbbls, a continuación se tabulan las principales intervenciones mecánicas realizadas al ANC0550.

TABLA 3. 7 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC0550.

ANC0550			
# WO	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	29/03/1957	FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN.	INCREMENTÓ LA PRODUCCIÓN DE 12 Bppd A 24 Bppd.
2	16/01/2012	SERVICIO COMPLETO POR BAJA PRODUCCIÓN.	SE SACA VARILLAS Y SALEN CON PARAFINA (SE LIMPIA), EL BARRIL DE LA BOMBA Y LAS VÁLVULAS SALEN LLENOS DE ESCALA.
3	22/10/2012	SERVICIO COMPLETO.	SACAN VARILLAS LIMPIANDOLAS DE PARAFINA, LIMPIAN TUBERIA CON COPAS LK Y VARILLAS + 5 GALONES DE DIESEL.
4	27/02/2014	SERVICIO COMPLETO.	SE LIMPIA TUBERÍA CON COPAS LK.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;



**FIG. N° 3. 5 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC0550;
FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN, PACIFPETROL.**

c) Historial de completación, producción y reacondicionamiento del pozo ANC1639.

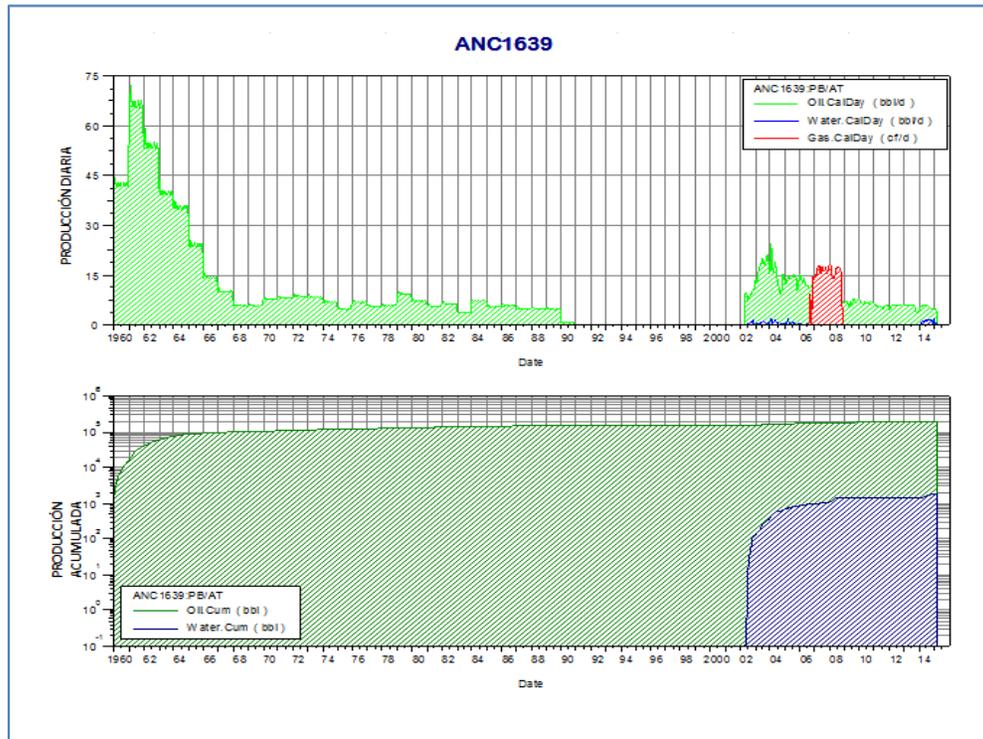


FIG. N° 3. 6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO ANC1639;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS EN SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM);

El pozo ANC1639 fue perforado el 15 de agosto de 1,960 y completado (FIG. N° 3.7) el 12 de septiembre del mismo año, llegando a tener una producción de 40 Bppd (tomada en los primeros 30 días), el 12 de septiembre del mismo año se fractura la formación y la producción incrementa de 40 Bppd a 70 Bppd, en 1,962 la producción declina a 50 Bbls y en julio de 1,963, se realiza un segundo fracturamiento sin obtener resultados notables, a partir de esta fecha la producción disminuye y se mantiene casi constante hasta el año 1,990 que la producción se pierde completamente. En el 2,002 el pozo es cañoneado y su producción aumenta a 17 Bbls.

En la actualidad el ANC1639 tiene una producción de 4.57 Bppd (dato de agosto del 2,015), se encuentra operando por bombeo mecánico (BM) y tiene una producción de petróleo acumulada equivalente a 198.158 Mbbls, a continuación se tabulan las principales intervenciones mecánicas realizadas al ANC1639.

TABLA 3. 8 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO ANC1639.

ANC1639			
# WO	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	12/09/1960	FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN.	INCREMENTÓ LA PRODUCCIÓN DE 40 Bppd A 70 Bppd.
2	19/07/1963	FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN.	
3	25/04/2002	CAÑONEAN EN LA FM. PB.	INTERVALO: 3250'-4065'; INCREMENTÓ LA PRODUCCIÓN DE 0 Bppd A 17 Bppd.
4	18/06/2007	SERVICIO COMPLETO.	TRATAMIENTO CON SOLVENTE: SE DESPLAZA 35BLS DE GASOLINA NATURAL+XT47.
5	09/04/2008	SERVICIO COMPLETO.	TRATAMIENTO QUÍMICO DE REMOJO.
6	27/08/2008	SACAR BOMBA Y VARILLAS.	PRESENCIA DE PARAFINA, SE BAJA PARAFFIN CUTTER.
7	31/03/2009	SACAR BOMBA Y VARILLAS.	PRESENCIA DE PARAFINA, SE BAJA PARAFFIN CUTTER Y SE PASA 3 VECES.
8	31/08/2010	SERVICIO COMPLETO.	BOMBA EMBASTONADA CON ESCALA, SE PASA PARAFFIN CUTTER EN LA TUBERÍA.
9	01/09/2010	SERVICIO COMPLETO.	TRATAMIENTO CON SOLVENTE: SE INYECTA ACEITE ABSORVEDOR + XT-47, QUEDA EN REMOJO
10	19/02/2011	CAMBIO DE BOMBA.	BOMBA SALE EMBASTONADA CON ESCALA Y VARILLAS CON PARAFINA, SE LIMPIAN CON ALAMBRE, SE LIMPIA TUBERIA CON COPAS LABIADAS.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

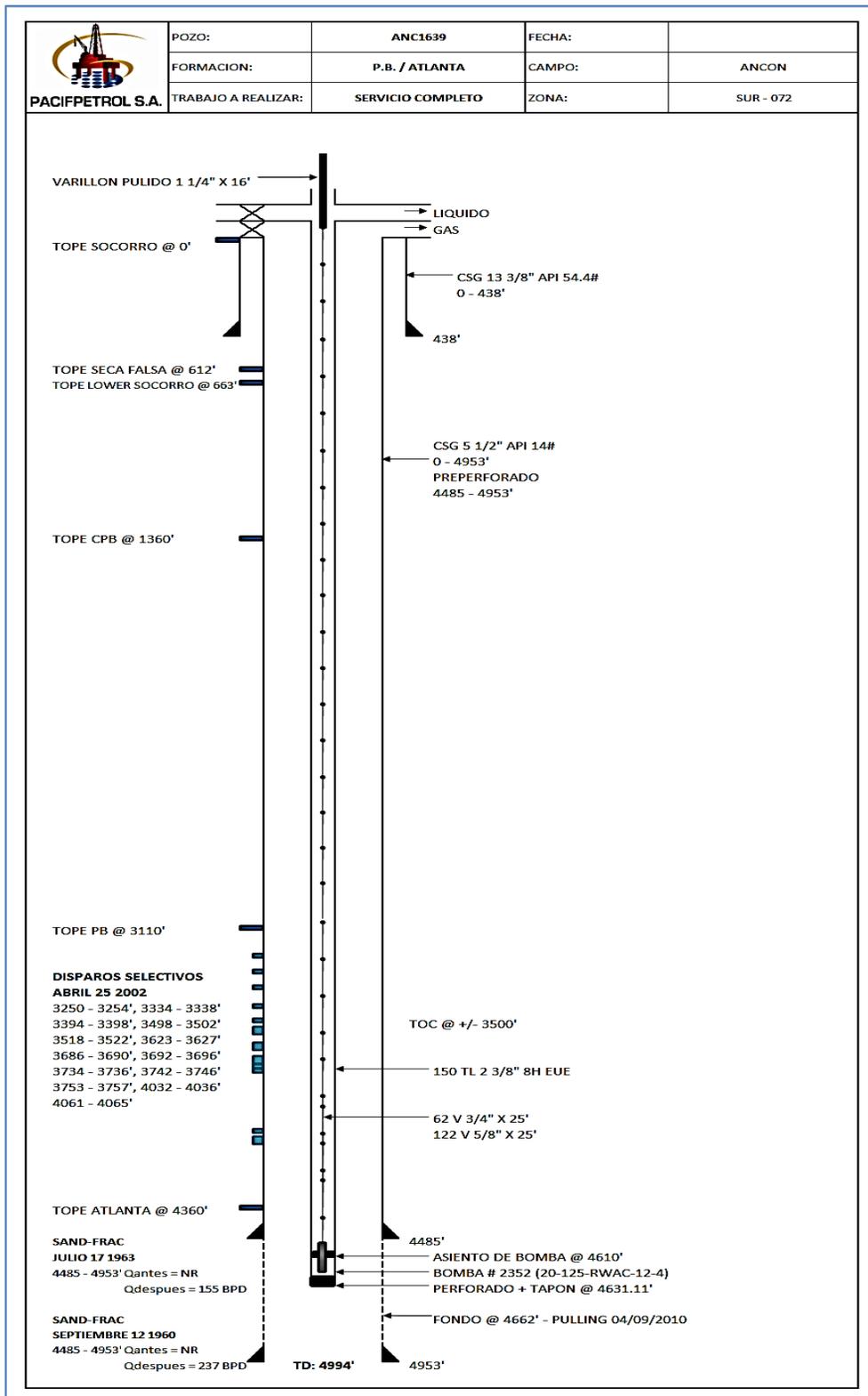


FIG. N° 3. 7 COMPLETACIÓN DEL POZO ANC1639;
FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN, PACIFPETROL.

d) Historial de completación, producción y reacondicionamiento del pozo CMA0009.

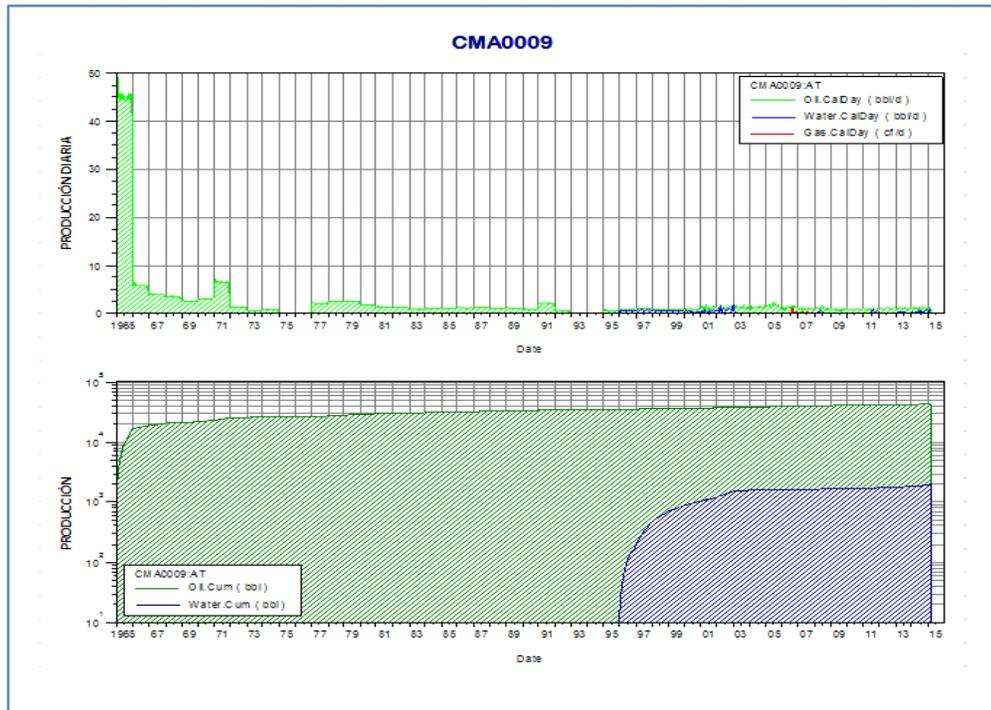


FIG. N° 3. 8 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO CMA0009;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS EN SOFTWARE OIL FIELD MANAGER (OFM);

El pozo CMA0009 fue perforado el 20 de febrero de 1,965 y completado (FIG. N° 3.9) en el mismo año, en mayo y agosto de ese año se cañoneo a la formación y luego se fracturó en los mismos intervalos, llegando a tener una producción de 45 Bppd (tomada en los primeros 30 días), la producción a partir de 1,966 declina manteniéndose con un caudal bajo, según historial de intervenciones mecánicas, existe presencia de carbonatos, lo que podría estar afectando el flujo de fluidos.

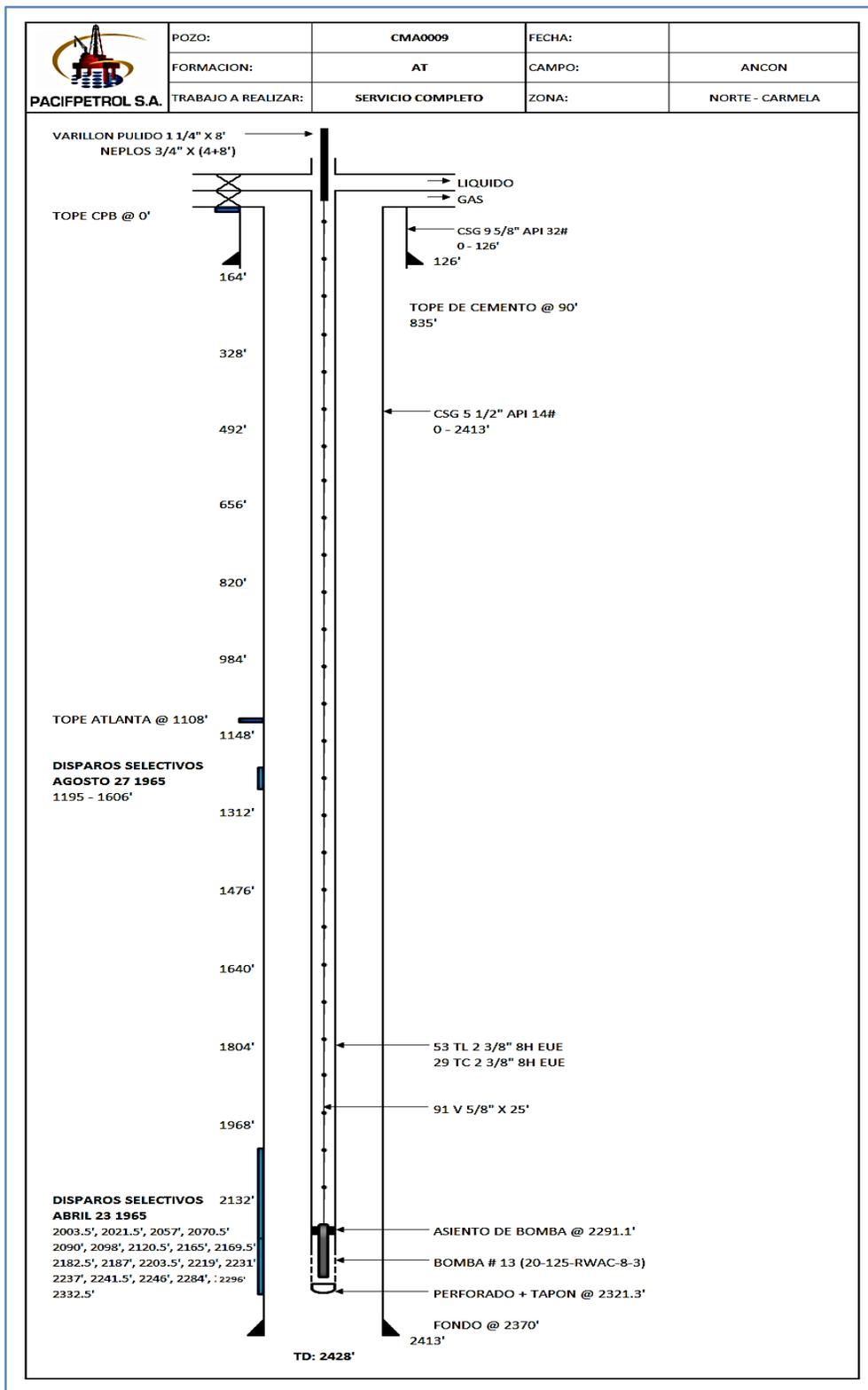
En la actualidad el CMA0009 tiene una producción de 1.1 Bppd (dato de agosto del 2,015), se encuentra operando por bombeo mecánico

(BM) y tiene una producción de petróleo acumulada equivalente a 41.777 Mbbls, a continuación se tabulan las principales intervenciones mecánicas realizadas al CMA0009.

TABLA 3. 9 ESTIMULACIONES Y PRINCIPALES INTERVENCIONES MECANICAS REALIZADAS AL POZO CMA0009.

CMA0009			
# WO	FECHA	OBJETIVO	OBSERVACIONES
1	03/05/1965	CAÑONEO Y FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN AT.	INTERVALO: 2003'-2332';
2	27/08/1965	CAÑONEO Y FRACTURAMIENTO A LA FORMACIÓN AT.	INTERVALO: 1195'-1606';
3	19/10/2013	SERVICIO COMPLETO.	SACAN VARILLAS Y BOMBA, 10 ULTIMAS VARILLAS SALEN CON CARBONATOS Y ELONGADAS.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;



**FIG. N° 3. 9 COMPLETACIÓN DEL POZO CMA0009;
FUENTE: DEPARTAMENTO DE PRODUCCIÓN, PACIFPETROL.**

3.2. PROPUESTA DEL TRATAMIENTO ÁCIDO PARA POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO G.G.V.

Para la elección del mejor tratamiento ácido se contó con la ayuda de la Compañía Baker Hughes, a la misma se le entregó los Cores de los pozos TIG0013 Y ANC1230 (FIG. N° 3.10), la Compañía realizó las pruebas necesarias para poder identificar el tipo de fluido adecuado para inyectar a la formación y minimizar el daño que impide el flujo de fluidos.

Cabe aclarar que los Cores enviados no son de los pozos candidatos, debido a que no se dispone de núcleos de los mismos, por tal motivo se enviaron de núcleos de otros pozos pero de la misma formación de interés (Fm. AT).

TABLA 3. 10 TRATAMIENTOS APLICADOS A LOS NÚCLEOS;

TRATAMIENTO CAMPO ANCÓN			
POZO	ARENA	INTERVALOS	OBSERVACIONES
TIG0013, A1	ATLANTA	3393'	1,5% HALF BJSSA
TIG0013, A2	ATLANTA	3410'	3% REGULAR BJSSA
ANC1230, A3	ATLANTA	3843'	MINERALOGY

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;



FIG. N° 3. 10 CORES FACILITADOS A LA COMPAÑIA BAKER HUGHES;
FUENTE: PACIFPETROL.

La Compañía Baker Hughes obtiene como resultados de los análisis lo siguiente:

En Difracción de Rayos X (XRD) los resultados nos indican que las muestras se componen en mayor cantidad de cuarzo, con partes significativas de feldespato y capas mixtas de Illita/Esméctica altamente expandibles, (TABLA 3.11).

El SEM (Scanning Electron Microscopy) da como resultado que el sistema de poros de la muestra del pozo ANC1230 se encuentra forrado con arcilla expandible y, ocasionalmente yeso. Esta morfología contribuye a la microporosidad.

TABLA 3. 11 RESULTADOS DEL ANÁLISIS POR DIFRACCIÓN DE RAYOS X (XRD)

ANÁLISIS MINERALÓGICO POR XRD (% PESO)		
	TIGRE00013	ANC1230
MINERALES	3410 Ft	3843 Ft
QUARTZ (SiO ₂)	73	60
PLAGIOCLASE FELDSPAR	11	19
POTASSIUM FELDSPAR	3	nd
CALCITE (CaCO ₃)	nd	trace
DOLOMITE (CaMg [CO ₃] ₂)	trace	trace
GYPSUM (CaSO ₄ + H ₂ O)	nd	trace
PYRITE (FeS ₂)	nd	trace
KAOLINITE	trace	2
MICA AND/OR ILLITE	1	trace
MIXED - LAYER ILLITE 50-55/SMECTITE 50-45;	10	15
TOTAL	100%	100%

nd: si está presente, la cantidad fue inferior a las capacidades detectables del análisis de difracción de rayos X.

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Se puede observar granos detríticos en el recubrimiento del grano, los poros se encuentran llenos de cuarzo y arcilla MLIS (Mixed Layer Illite 50-55/Smectite 50-45). Estas arcillas poseen aproximadamente el 50% de capas de Esméctica expandibles que constituyen el 15% del intervalo de muestra. (FIG. N° 3.11)

El yeso se puede observar en morfologías de hojas tubulares como un poro intergranular de bloqueo constituyente. Tanto el yeso, arcillas hinchables y la micro-porosidad creada pueden absorber y atrapar fluidos. (FIG. N° 3.12)

TABLA 3. 12 RESUMEN DE LOS ANÁLISIS;

RESUMEN DE ANÁLISIS			
ID CORE	POZO	PROFUNDIDAD	ANÁLISIS
ANC1230, A3-1	ANC1230	3843'	REGAIN WATER: S^3 1,5% BJSSA - OVERFLUSH
ANC1230, A3-2	ANC1230	3843'	XRD/SEM, REGAIN WATER: 7,5% ACETIC - 1/2 BJSSA ORGANIC.
TIG0013, A1	TIG0013	3393'	INSUFICIENTE Y NO ES ADECUADO PARA PRUEBA DE FLUJO.
TIG0013, A2	TIG0013	3410'	XRD, INSUFICIENTE Y NO ES ADECUADO PARA PRUEBA DE FLUJO.

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

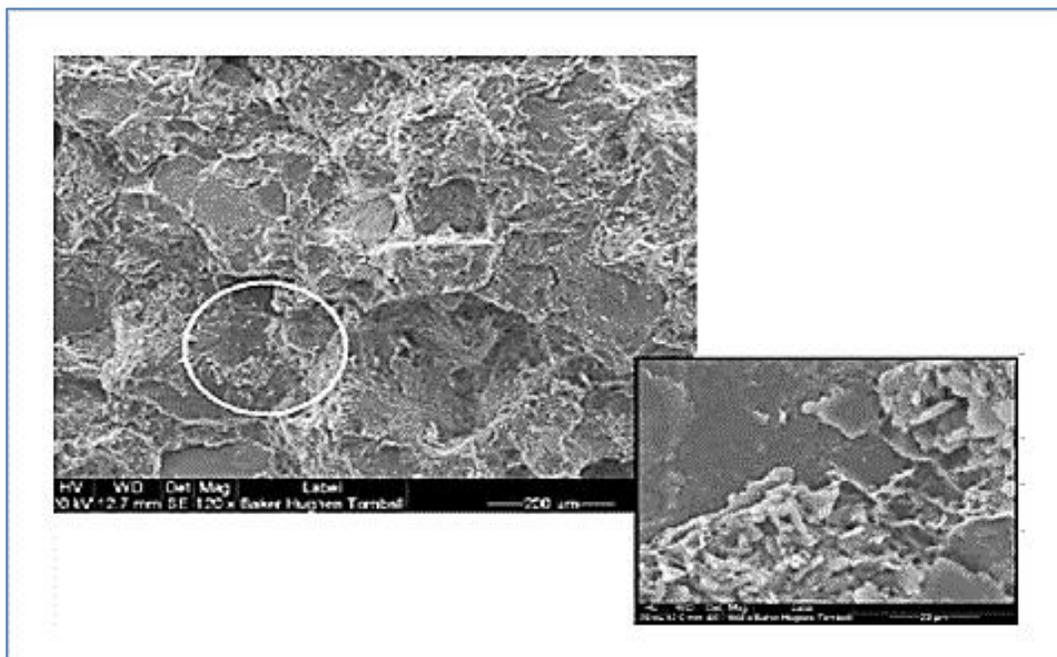
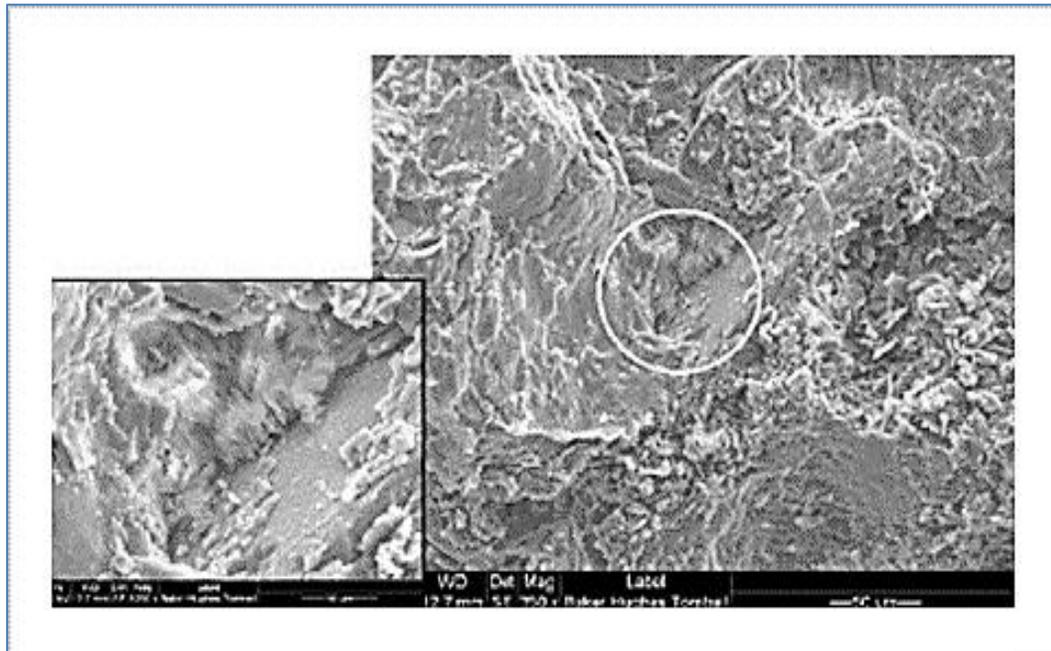


FIG. N° 3. 11 ANÁLISIS DE CORES;
FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;



**FIG. N° 3. 12 ANÁLISIS DE CORES;
FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;**

En base a la mineralogía general de la muestra, los resultados de los análisis sugieren la aplicación de un tratamiento de ácido orgánico. Para confirmar la aplicación de un ácido orgánico se procede a un análisis de sensibilidad de núcleos para identificar el tipo de sistema adecuado para el tratamiento ácido, a continuación se presentan dos planificaciones propuestas para el tratamiento:

TABLA 3. 13 PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 1;

PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 1			
ID CORE	POZO	PROFUNDIDAD	ANÁLISIS
ANC1230, A3-1	ANC1230	3843'	REGAIN WATER: S ³ - 1,5% BJSSA - OVERFLUSH

S ³ ACID PRE-FLUSH	
COMPONENT	LOADING
Cl-25	2 gpt
Paravan 25LB	15 gpt
Fe-300L	10 gpt
HCl, 34%	202 gpt
HV Acid	20 gpt
NE-118	2 gpt
CT-3C	2 gpt
CM-5C	2 gpt

1,5% BJSSA	
COMPONENT	LOADING
Cl-25	2 gpt
Paravan 25LB	50 gpt
Fe-300L	10 gpt
HCl, 34%	18 gpt
HV Acid	15 gpt
NE-118	2 gpt
CM-5C	2 gpt
CT-3C	2 gpt
ABF	185 pptg

POST-FLUSH	
COMPONENT	LOADING
NH ₄ Cl	400 gpt
Fe-300L	2 gpt
US-2	20 gpt

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

TABLA 3. 14 PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 2;

PLANIFICACIÓN PROPUESTA N° 2			
ID CORE	POZO	PROFUNDIDAD	ANÁLISIS
ANC1230, A3-2	ANC1230	3843'	XRD/SEM, REGAIN WATER: 7,5% ACETIC - 1/2 BJSSA ORGANIC.

7,5% ACETIC ACID PRE-FLUSH AND POST-FLUSH	
COMPONENT	LOADING
CI-111	6 gpt
Fe-300L	10 gpt
ACETIC (GLACIAL)	75 gpt
NE-118	2 gpt
CT-3C	2 gpt
CM-5C	2 gpt
US-2	50 gpt

1,5% BJSSA (ORGANIC)	
COMPONENT	LOADING
CI-111	6 gpt
ACETIC (GLACIAL)	45 gpt
Fe-300L	10 gpt
HV ACID	15 gpt
NE-118	2 gpt
CM-5C	2 gpt
CT-3C	2 gpt
ABF	185 pptg

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

La primera planificación se basó en el uso del S³ ACID como pre-flujo y BJSSA como flujo principal, como resultado de las pruebas de sensibilidad realizada al primer sistema se obtuvo un incremento en la presión al aplicar este tratamiento, lo que podría provocar precipitaciones de los minerales contenidos en la formación. (FIG. N° 3.13)

La segunda planificación se basó en el uso de un pre-flujo y post-flujo de ácido acético (ácido orgánico) y como fluido principal se usó BJSSA (orgánico), como resultado se obtuvo una presión casi estable. (FIG. N° 3.14).

Al comparar los resultados obtenidos se confirma el uso de ácidos orgánicos para la acidificación, obteniendo un porcentaje de recuperación mayor frente al primer sistema ácido. (TABLA 3.16)

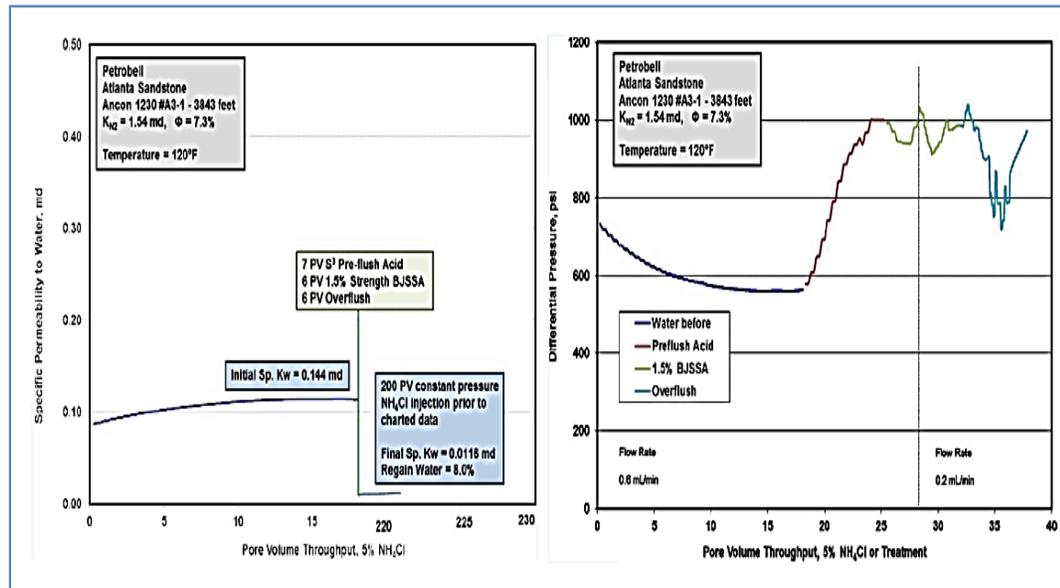


FIG. N° 3. 13 SENCIBILIDAD DEL NÚCLEO AL SISTEMA 1;
FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;

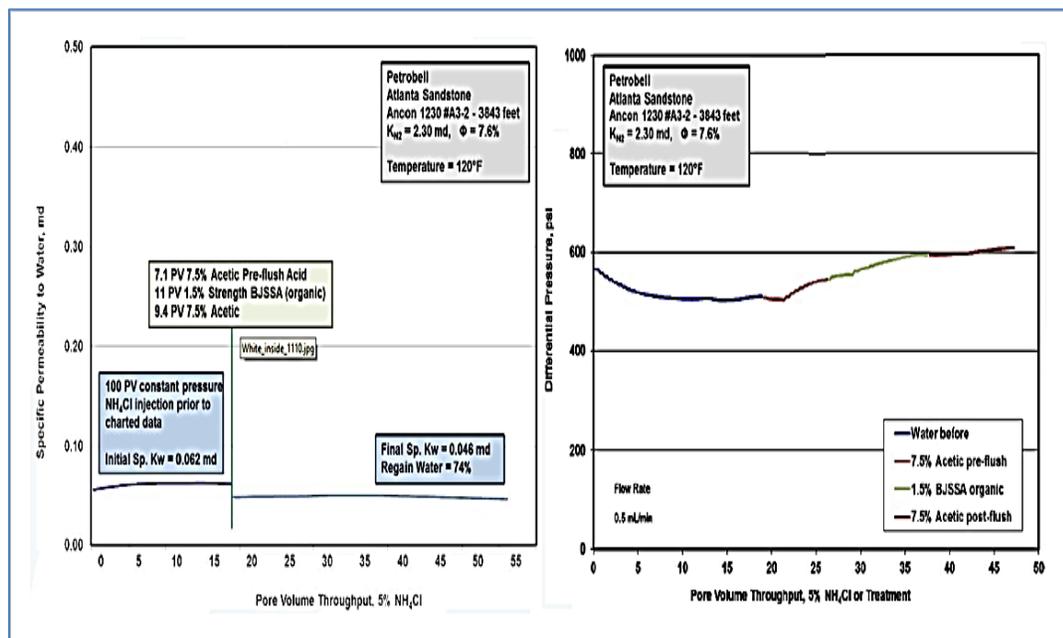


FIG. N° 3. 14 SENCIBILIDAD DEL NÚCLEO AL SISTEMA 2;
FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;

TABLA 3. 15 RESULTADO FINAL DEL ANÁLISIS

RESULTADO FINAL					
ID CORE	PERMEABILIDAD (md)		RECOBRO (%)	SISTEMA ÁCIDO	
	N2	ESPECIFICA, INICIAL FINAL			
ANC1230, A3-1	1,54	0,144 0,0116	8	S ⁸ - 1,5% BISSA - OVERFLUSH BRINE	
ANC1230, A3-2	2,30	0,062 0,046	74	7,5% ACETIC - 1,5% BISSA ORGANIC - 7,5% ACETIC	

FUENTE: ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD EN CORES, BAKER HUGHES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

De acuerdo a los resultados obtenidos, se demuestra que el sistema ácido base orgánico es la mejor elección para aplicar en la acidificación de los pozos candidatos debido a la composición mineralógica y la recuperación porcentual que se obtiene de la permeabilidad.

3.2.1. CALCULO DEL VOLUMEN DE TRATAMIENTO PARA LOS POZOS SELECCIONADOS.

Para el cálculo del volumen es necesario tener en consideración parámetros como el radio de penetración del ácido (Rd), la arena neta (Hneta), la porosidad de la formación (\emptyset) y el diámetro del casing. En el Campo G.G.V. por correlaciones de campo y geología está determinado que el 90% del intervalo abierto en la Fm. AT es considerado de pago.

El tiempo de inyección también es calculado considerando la tasa de inyección máxima de 2 BPM, de igual manera los cálculos de volumen fueron realizados considerando una Hneta= 100 ft y un radio de penetración de 2 ft, en el ANEXO [CS7]E se puede observar los

volúmenes del tratamiento para valores de Hneta iguales a 50 ft, 100 ft, 150 ft. Las fórmulas usadas para los cálculos son las siguientes:

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(D_{TOTAL})^2 - (D_{EXT. CSG})^2}{4} \right] (H_{NETA})(\emptyset)}{(5,615)(144)} \quad \text{EC. 3. 1}$$

DONDE:

v= Volumen del tratamiento, (Bls);

3,1416= valor de π ;

D_{total}= Diámetro total, (pulg);

D_{ext. csg}= Diámetro externo del Casing, (pulg);

H_{neto}= Espesor neto de pago, (ft);

\emptyset = Porosidad;

$$T_{INYECCIÓN} = \frac{v}{Q_{i \max}} \quad \text{EC. 3. 2}$$

DONDE:

T_{INYECCIÓN}= Tiempo de Inyección, (min);

v= Volúmen del tratamiento, (Bls);

Q_{i max}= Caudal máximo de inyección, (BPM);

a) VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO ANC0504.

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(52,75 \text{ pulg})^2 - (4,75 \text{ pulg})^2}{4} \right] (100 \text{ Ft})(0,12)}{(5,615)(144)}$$

$$v = 32,2 \text{ Bls} \rightarrow 1351,2 \text{ Gal}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{32,2 \text{ Bls}}{2 \text{ Bls}/\text{min}}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = 16,1 \text{ min}$$

**b) VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO
ANC0550.**

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(53,75)^2 - (5,75)^2}{4} \right] (100)(0,12)}{(5,615)(144)}$$

$$v = 33,3 \text{ Bls} \rightarrow 1398,2 \text{ Gal}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{33,3 \text{ Bls}}{2 \text{ Bls}/\text{min}}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = 16,6 \text{ min}$$

**c) VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO
ANC1639.**

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(53,5)^2 - (5,5)^2}{4} \right] (100)(0,12)}{(5,615)(144)}$$

$$v = 33 \text{ Bls} \rightarrow 1386,4 \text{ Gal}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{33 \text{ Bls}}{2 \text{ Bls}/\text{min}}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = 16,5 \text{ min}$$

**d) VOLÚMEN DEL TRATAMIENTO PARA EL POZO
CMA0009.**

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(53,5)^2 - (5,5)^2}{4} \right] (100)(0,12)}{(5,615)(144)}$$

$$v = 33 \text{ Bls} \rightarrow 1386,4 \text{ Gal}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = \frac{33 \text{ Bls}}{2 \text{ Bls/min}}$$

$$T_{\text{INYECCIÓN}} = 16,5 \text{ min}$$

**3.2.2. PROYECCION DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN
DE LOS POZOS LUEGO DE LOS TRATAMIENTOS.**

La proyección estimada de las tasas de producción luego de la acidificación se realizó con la ayuda del Software Oil Field Manager (OFM), que permite realizar una proyección de la producción a partir de la EC. 3.3.

$$q_{(t)} = (q_i)[1 + (b)(D_i)(t)]^{-1/b} \quad \text{EC. 3.3}$$

DONDE:

q (t)= Producción total Barril/Día.

qi= Producción Incremental Barril /Día.

b= Ancho de la Curva.

Di= Declinación en Mensual Nominal.

t= Tiempo

Para el análisis de un pozo tipo, hay que considerar dos componentes esenciales, el primero es el Forecast (Proyección) y el segundo es la regresión histórica. El primer componente permite obtener la curva base del proyecto y el segundo permite predecir el comportamiento de la producción luego de realizarle alguna estimulación al pozo.

Por lo general para obtener un escenario conservador, la pendiente hiperbólica para el Forecast es trazada desde el inicio de su producción, debido a que los yacimientos del Campo en estudio son por gas en solución y su mayor declinación se da en los primeros años.

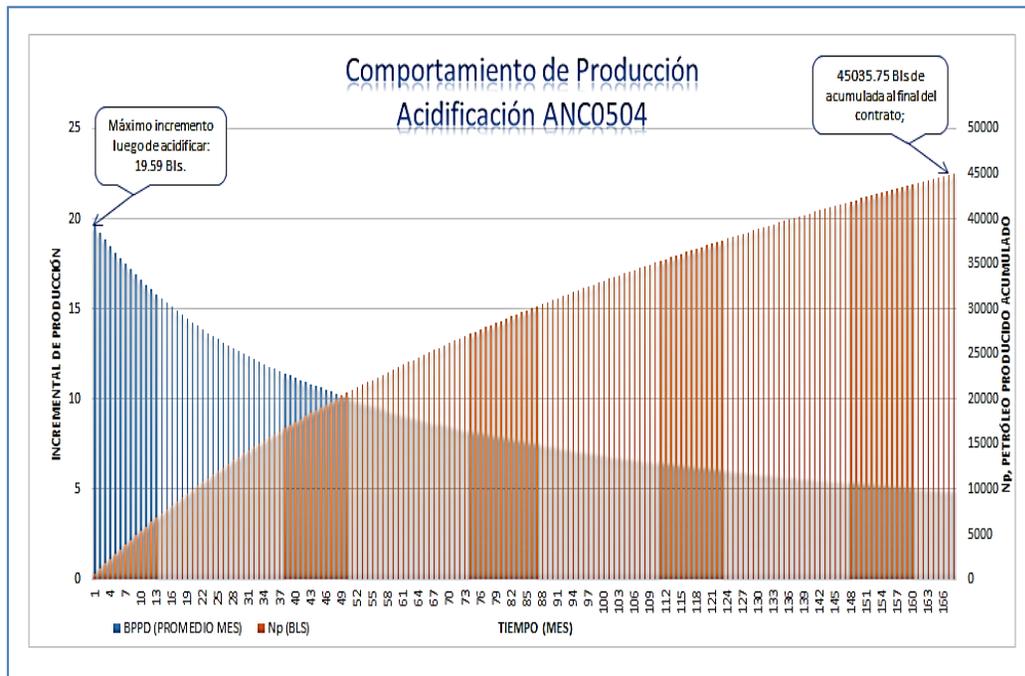
Para la regresión histórica debemos estimar la tasa inicial de producción, que se va a obtener luego de realizar una estimulación, para poder estimar la tasa inicial se debe guiar del historial de producción del pozo y determinar los picos obtenidos a lo largo de su vida, la determinación de los picos permite tener una idea de cuál sería el incremento de la producción si se estimula al pozo. Cabe recalcar que no se debe considerar su máximo valor determinado, por el contrario debemos ser un poco conservadores e ingresar un valor considerable.

Otro valor a tomar en consideración es la declinación que va a tener la producción, éste valor lo podemos obtener en los resultados de la regresión histórica que el Software OFM calcula, luego de trazar su respectiva pendiente hiperbólica.

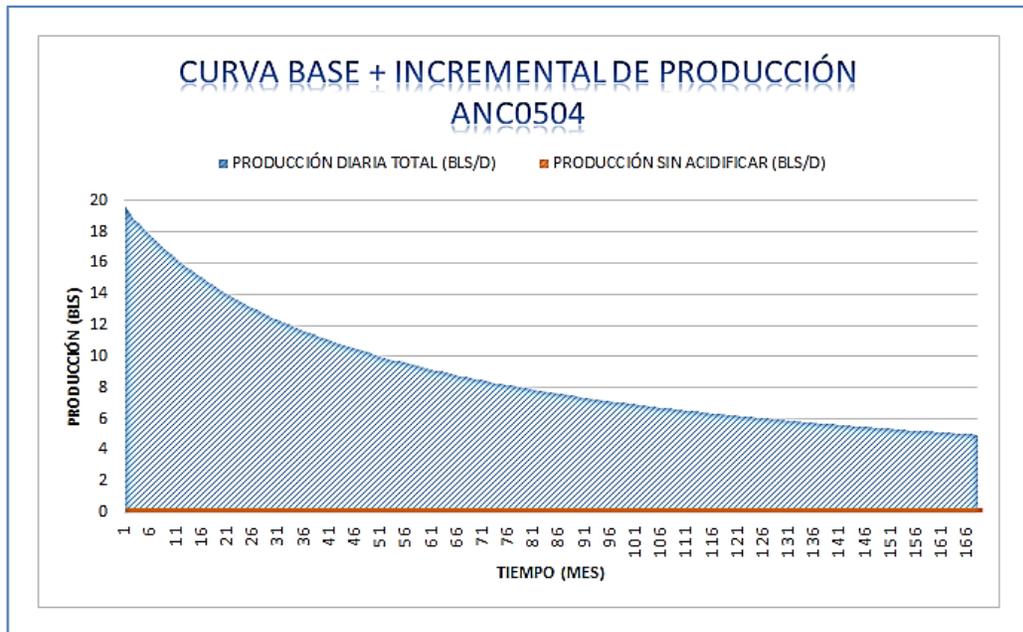
Se proyectó la producción hasta el final del contrato que mantiene la Empresa Pacifpetrol S.A. (31 de diciembre del 2029), a continuación se presenta el comportamiento de la producción para cada pozo candidato, de igual manera se presentan las curvas de la producción base e incremental, en estas últimas se puede observar cual sería la

producción sin acidificar junto con el incremental producido por el tratamiento ácido.

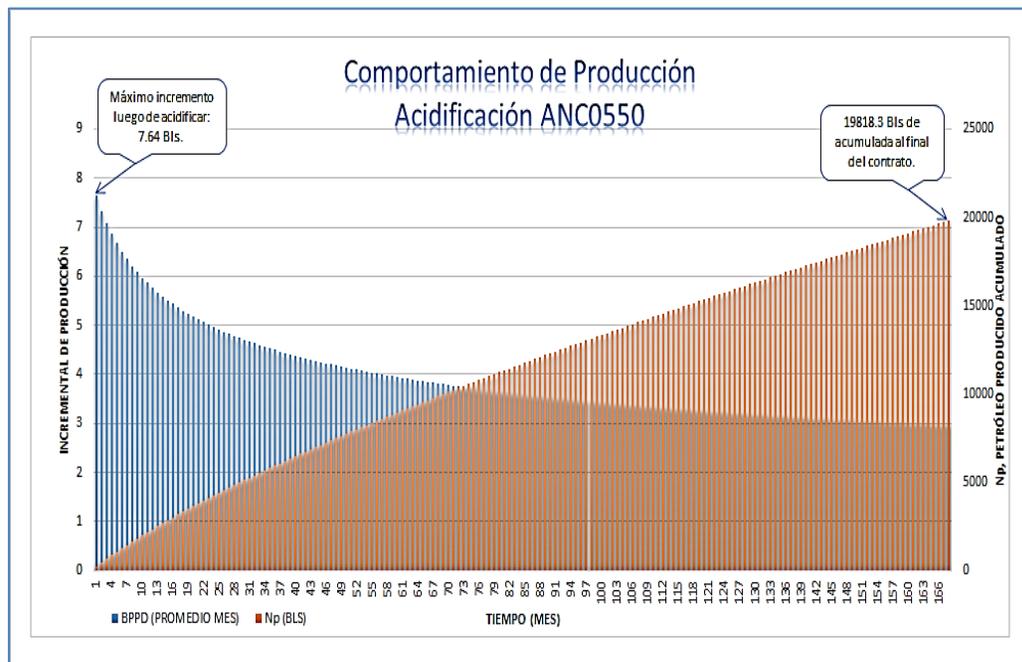
En la FIG. 3.16 a diferencia de la FIG. 18, 20, 22, se puede observar que el incremental de la producción es completo debido a que el ANC0504 actualmente tiene una producción muy baja (casi despreciable), por tal motivo cualquier incremento va a beneficiar su producción.



**FIG. N° 3. 15 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO ANC0504;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**



**FIG. N° 3. 16 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0504;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**



**FIG. N° 3. 17 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO
ANC0550;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**

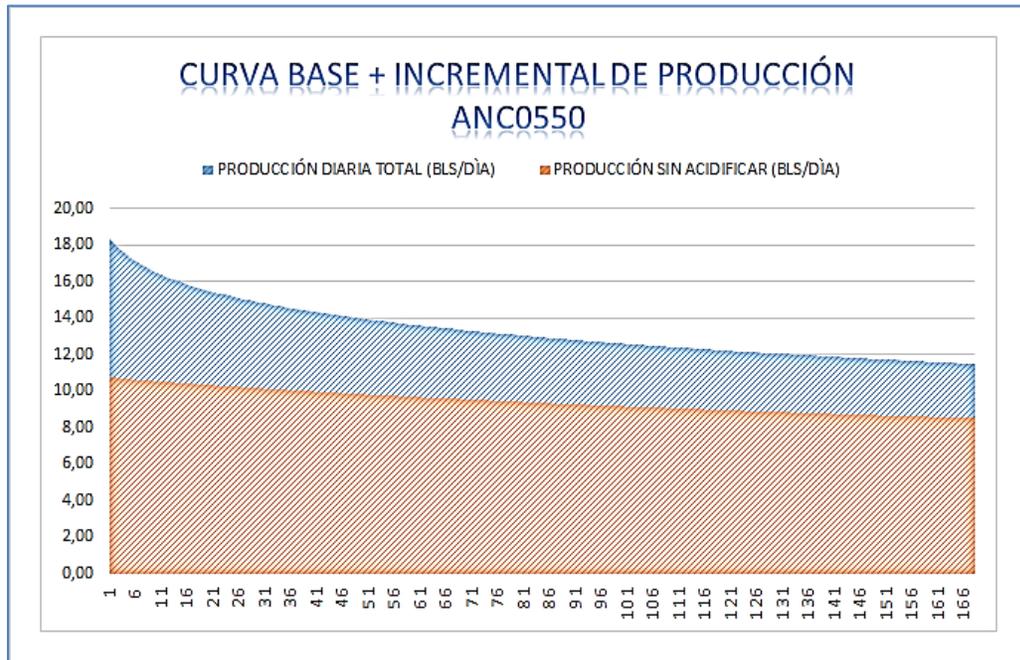


FIG. N° 3. 18 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC0550;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

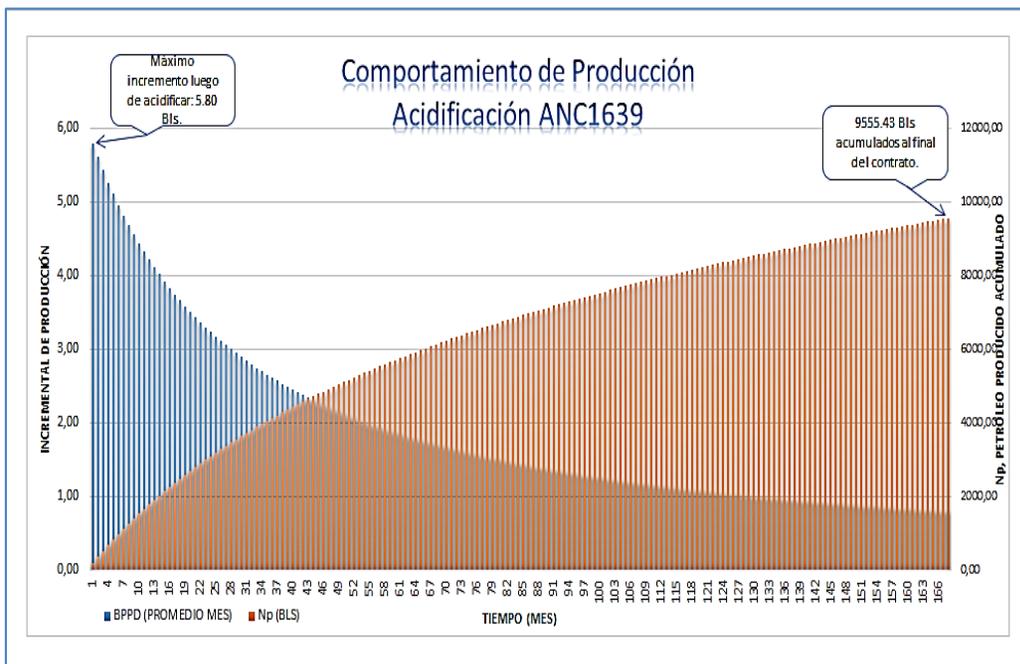


FIG. N° 3. 19 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO
ANC1639;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

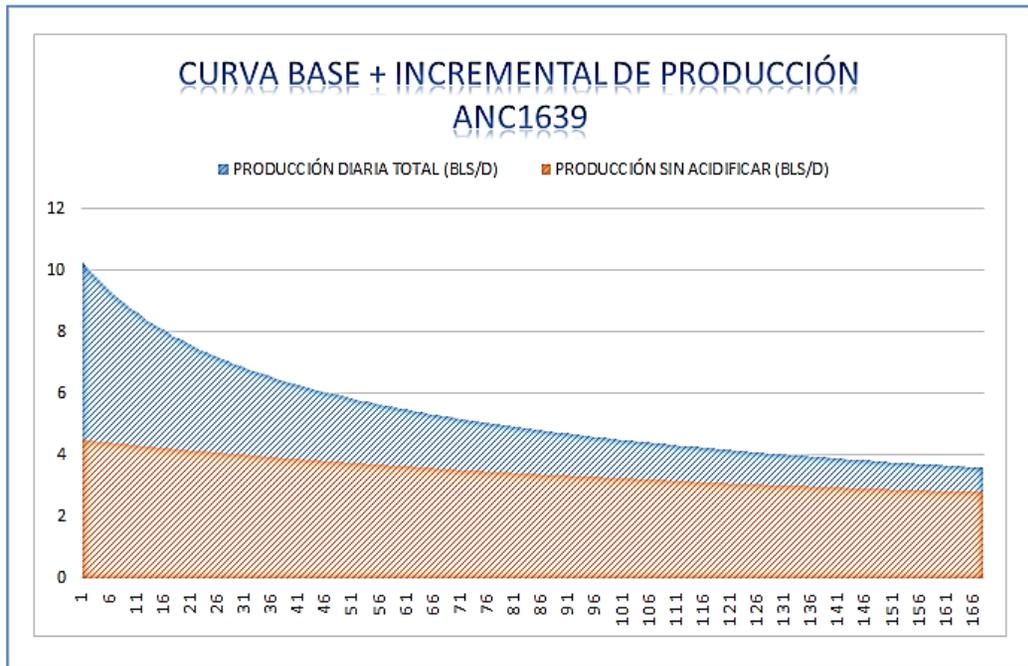


FIG. N° 3. 20 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO ANC1639;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

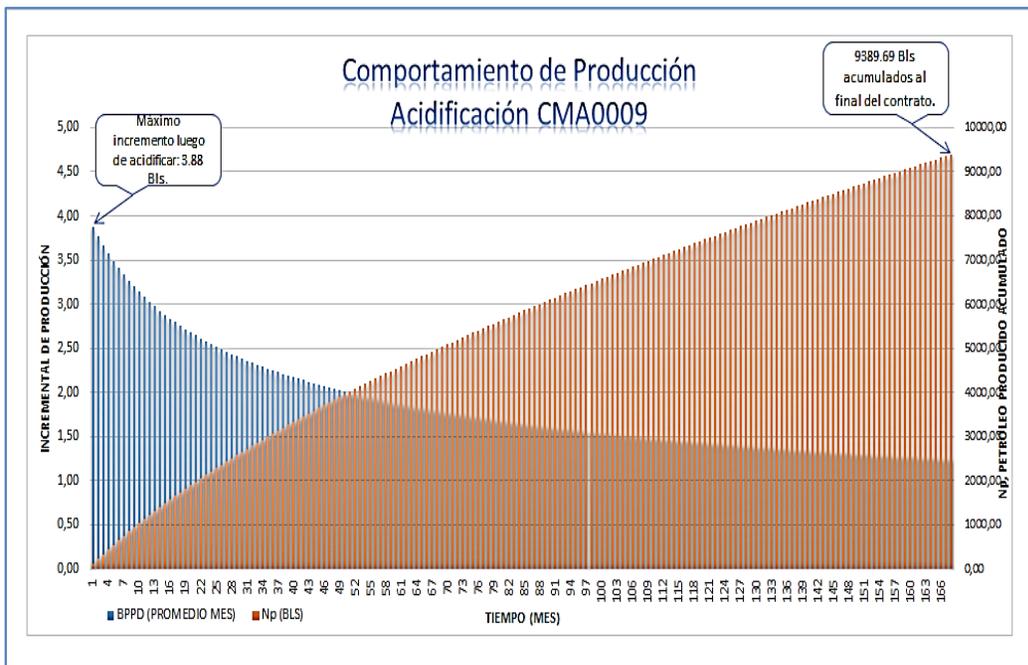
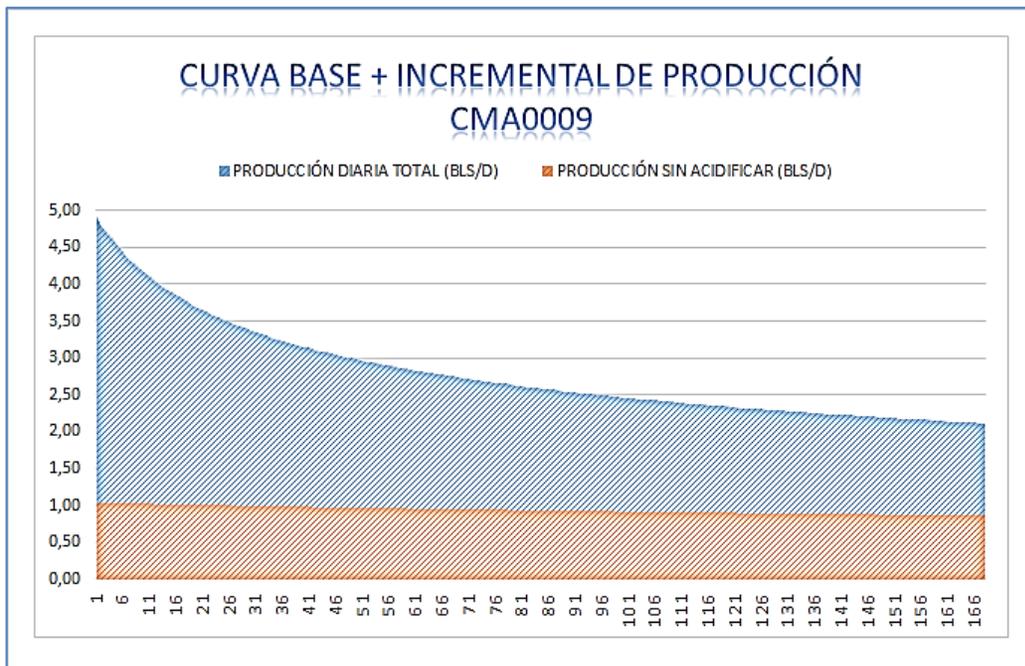
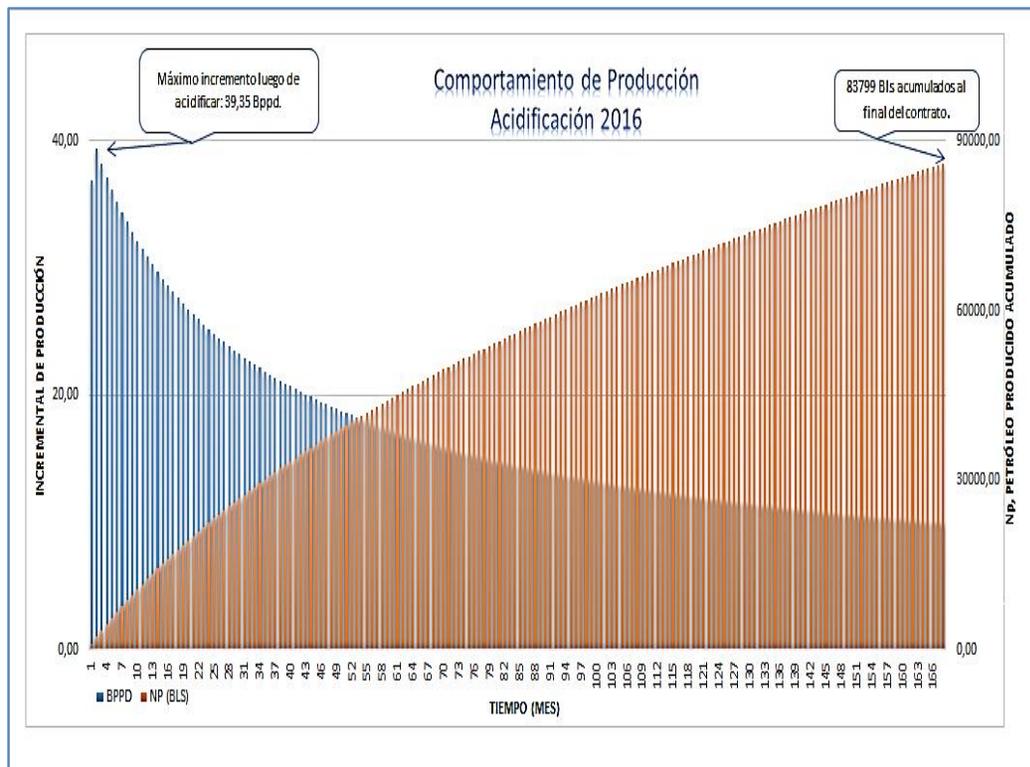


FIG. N° 3. 21 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN LUEGO DE ACIDIFICAR DEL POZO
CMA0009;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;



**FIG. N° 3. 22 CURVA BASE + INCREMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO CMA0009;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**



**FIG. N° 3. 23 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE LA CAMPAÑA DE ACIDIFICACIÓN;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;**

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1.DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS DE TRATAMIENTO.

El análisis económico es la parte final de un proyecto, con este análisis se define la factibilidad del mismo. El análisis económico del proyecto se basa en la proyección del incremento de producción que se obtendrá luego de aplicar el tratamiento ácido a los pozos seleccionados, a continuación se presentarán los costos estimados para el tratamiento, cabe mencionar que para la elección del fluido de tratamiento se usaron Cores de pozos disponibles abiertos a la misma formación de interés, por tal motivo se ha tomado como referencia la misma composición de químicos para los pozos candidatos.

La TABLA 4.1 representa los costos estimados para la acidificación del pozo ANC0504 y en la TABLA 4.2 se representan los costos estimados para los pozos ANC0550, ANC1639 y CMA0009 (El total del costo es para cada uno de los pozos).

TABLA 4. 1 COSTOS ESTIMADOS DEL POZO ANC0504;

COSTOS ESTIMADOS ACIDIFICACIÓN ANC0504	
Costos Instalación BM	\$ 22.000,00
Tratamiento ácido con Baker	\$ 68.483,47
Alquiler Packer	\$ 5.000,00
Registro CCL	\$ 10.000,00
5% Imprevistos	\$ 5.274,17
TOTAL	\$ 110.757,64

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

TABLA 4. 2 COSTOS ESTIMADOS;

COSTOS ESTIMADOS ACIDIFICACIÓN ANC0550 - ANC1639 - CMA0009	
Costos Instalación BM	\$ 0,00
Tratamiento ácido con Baker	\$ 68.483,47
Alquiler Packer	\$ 5.000,00
Registro CCL	\$ 10.000,00
5% Imprevistos	\$ 4.174,17
TOTAL	\$ 87.657,64

FUENTE: PACIFPETROL;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

4.1.1. COSTOS DE INSTALACIÓN A BOMBEO MECÁNICO (BM).

Representan los costos necesarios para realizar el cambio de sistema, en el caso del ANC0504 se encuentra en Sw y el costo estimado para su cambio de sistema es de \$22000, para los pozos restantes no aplicarían ningún gasto por cambio de sistema por motivo de estar en BM.

4.1.2. TRATAMIENTO ÁCIDO CON BAKER HUGHES.

Representan los costos totales del tratamiento ácido, aquí se incluyen químicos usados, costos por servicio prestado por la Compañía. Estos valores se encuentran calculados teniendo en consideración una penetración de 2 Ft y una arena neta de 100 Ft, el costo del tratamiento ácido es de \$ 68483,47.

4.1.2.1. COSTOS DE LOS QUÍMICOS.

El costo estimado de todos los químicos a usarse en el tratamiento ácido es de \$ 27098,95.

4.1.2.2. COSTOS DEL SERVICIO.

El costo de servicios prestados por la Compañía Baker Hughes es de \$ 41384,52, en este valor se encuentra considerado 1 bombeador y 2 tanques de tratamiento.

4.1.3. ALQUILER DE PACKER.

El costo estimado por alquiler de packer es de \$ 5000, el uso de esta herramienta es indispensable para el asentamiento de la tubería por la que se inyectará el fluido.

4.1.4. REGISTRO CCL (CASING COLLAR LOCATOR).

El costo estimado para la corrida del registro CCL es de \$ 10000.

4.1.5. IMPREVISTOS.

Este costo es aquel que se dispone para afrontar cualquier imprevisto que se presente durante el desarrollo del tratamiento, este costo representa el 5% del total de los gastos antes mencionados.

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO.

En todo proyecto debe existir un análisis económico para poder determinar la factibilidad del mismo, en el Campo en estudio, se estima realizar una campaña de estimulación, por tal motivo se realizó un análisis en conjunto con los pozos seleccionados.

Los criterios para la evaluación que se tomaron en consideración fueron el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), estos dos criterios se encuentran en función a la proyección de la declinación de producción luego de aplicar el tratamiento ácido.

4.2.1. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

A continuación se presentan los criterios considerados para el desarrollo del análisis económico del proyecto:

4.2.1.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN).

El Valor Actual Neto (VAN) es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.⁶

El VAN permite medir los flujos de los ingresos y egresos para determinar si el valor del ingreso es mayor que el valor de los egresos, mediante este cálculo se determina si el proyecto llega a ser rentable o no, en la TABLA 4.3 podemos observar las consideraciones del VAN.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1-TIR)^k} = 0 = VAN \quad \text{EC. 4. 1}$$

⁶ Gabriel Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 4ta Edición. Pag. 213

TABLA 4. 3 CONSIDERACIONES DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN);

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN
VAN > 0	LA INVERSIÓN PRODUCE GANANCIAS POR ENCIMA DE LOS EGRESOS EXIGIDOS.	ACEPTAR EL PROYECTO.
VAN = 0	LA INVERSIÓN NO PRODUCIRÁ NI PÉRDIDAS NI GANANCIAS.	DEBERIA RECHAZARSE EL PROYECTO.
VAN < 0	LA INVERSIÓN NO PRODUCIRÁ LAS GANANCIAS NECESARIAS EN RELACIÓN A LOS EGRESOS EXIGIDOS.	BUSCAR OTROS CRITERIOS O ALTERNATIVAS PARA EL ANÁLISIS DEL PROYECTO.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

4.2.1.2. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa de descuento por la cual el VAN es igual a cero.⁷ En otras palabras es la tasa a la que se recupera la inversión generada por los ingresos del proyecto.

TABLA 4. 4 CONSIDERACIONES DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).

VALOR	DECISIÓN
TIR > TASA DE DESCUENTO	ACEPTAR EL PROYECTO.
TIR = TASA DE DESCUENTO	DEBERÍA RECHAZARSE.
TIR < TASA DE DESCUENTO	RECHAZAR EL PROYECTO.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

4.2.1.3. RELACIÓN BENEFICIO - COSTO (RBC)

El RCB es un indicador que permite tener una mejor idea de la rentabilidad de un proyecto, para su determinación es necesario disponer de los ingresos actualizados, costos actualizados y la inversión.

⁷ Gabriel Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 4ta Edición. Pág. 216

$$RBC = \frac{INGRESOS_{ACTUALIZADOS}}{COSTOS_{ACTUALIZADOS} + INVERSIÓN}$$

EC. 5. 1

TABLA 4. 5 CONSIDERACIONES DE LA RELACIÓN BENEFICIO – COSTO.

VALOR	VALOR VAN	DECISIÓN
RCB > 1	VAN > 0	ACEPTAR EL PROYECTO.
RCB = 1	VAN = 0	DEBERÍA RECHAZARSE EL PROYECTO.
RCB < 1	VAN < 0	RECHAZAR EL PROYECTO.

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

4.2.1.4. FLUJO NETO DE EFECTIVO.

El flujo neto de caja establece los flujos de entrada (ingresos) y salida (egresos) en un periodo determinado, en otras palabras es la acumulación neta de activos dentro de un periodo establecido.

En la TABLA 4.6 se representan los valores obtenidos del VAN, TIR, RBC y Flujo Neto De Caja.

4.2.2. RESULTADO DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.

4.2.2.1. CAMPAÑA DE ACIDIFICACIÓN 2016.

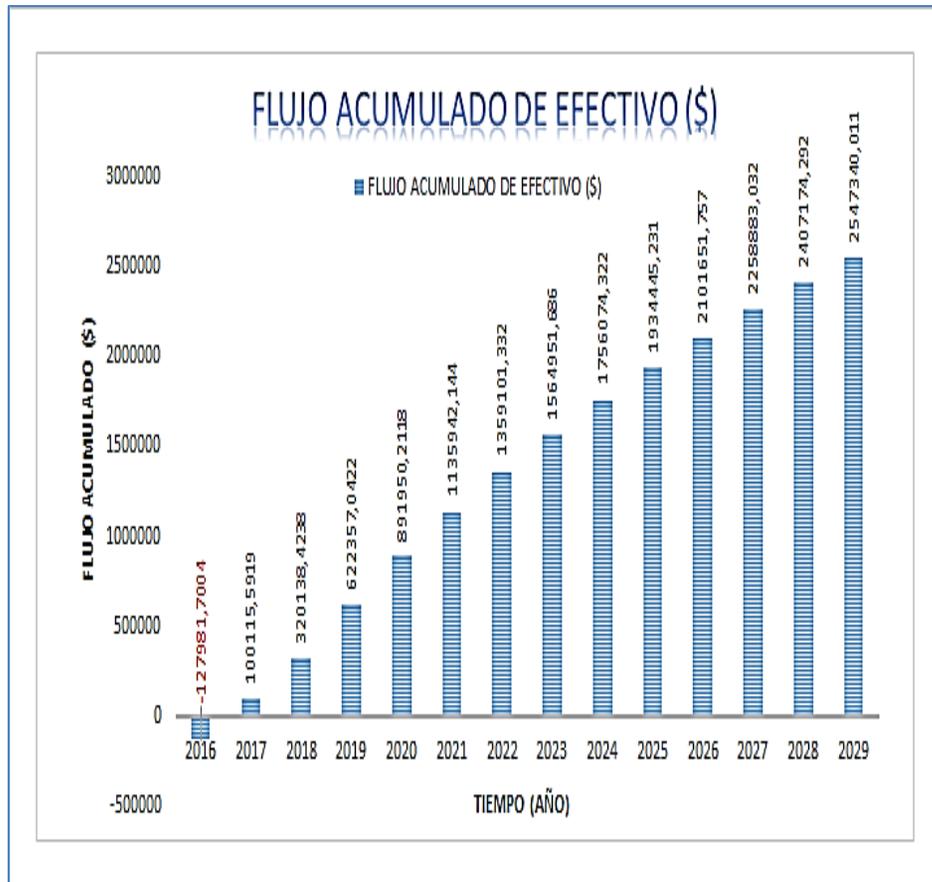
El análisis económico fue desarrollado considerando el precio actual del barril de petróleo (\$ 37,50), los resultados alcanzados por el proyecto son positivos (TABLA 4.6) y su inversión será recuperado en un corto tiempo tomando en cuenta el bajo precio del barril de petróleo, lo que representa que el proyecto es factible y puede desarrollarse sin ningún inconveniente.

A continuación se presentará un resumen del análisis económico que se realizó para cada pozo y así determinar los resultados más factibles:

- ANC0504, fue el pozo que presentó los mejores resultados, generando un VAN de \$ 534,968.25 (según proyección realizada hasta el final del contrato), en él la inversión sería recuperada en el primer año.
- ANC0550, este pozo generó un VAN de \$ 186,018.34 (según proyección realizada hasta el final del contrato), en él la inversión sería recuperada en 1 año 10 meses.
- ANC1639, este pozo generó un VAN de \$ 65,964.31 (según proyección realizada hasta el final del contrato), el periodo de recuperación para la inversión realizada fue de 2 años 8 meses.
- CMA0009, este pozo generó un VAN de \$ 52,378.15 (según proyección realizada hasta el final del contrato), el periodo de recuperación para la inversión realizada fue de 3 años 5 meses.
- El proyecto en conjunto generó un VAN de \$ 839,329.04 y un TIR de 182% (según proyección realizada hasta el final del contrato), el periodo de recuperación para la inversión realizada fue de 1 año 7 meses, resultando un proyecto muy rentable en consideración al precio actual del barril de petróleo (\$ 37,50).

En el ANEXO F se presentan los resultados tabulados y gráficos del flujo acumulado de efectivo del análisis económico realizado para cada pozo candidato.

FIG. N° 4. 1 REPRESENTACIÓN DEL FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO;



ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

TABLA 4. 6 RESULTADOS DEL VAN, TIR, RCB Y FLUJO NETO DE EFECTIVO;

SUPUESTOS OPERACIONALES															
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02	
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87	

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
INGRESOS (\$/año)	\$ 439.674,75	\$ 389.912,33	\$ 362.915,10	\$ 432.432,63	\$ 390.760,36	\$ 358.451,20	\$ 332.521,74	\$ 311.281,86	\$ 293.499,84	\$ 278.374,06	\$ 265.376,49	\$ 254.009,29	\$ 244.042,98	\$ 235.200,52
COSTO OPERATIVO (\$/año)	(\$ 193.925,88)	(\$ 161.815,03)	(\$ 142.892,27)	(\$ 130.214,01)	(\$ 121.167,19)	(\$ 114.459,27)	(\$ 109.362,56)	(\$ 105.431,51)	(\$ 102.377,21)	(\$ 100.003,15)	(\$ 98.169,96)	(\$ 96.778,02)	(\$ 95.751,72)	(\$ 95.034,80)
INVERSIÓN (\$/año)	(\$ 373.730,57)	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
FLUJO NETO DE EFECTIVO (\$/año)	\$ 127.981,70	\$ 228.097,29	\$ 220.022,83	\$ 302.218,62	\$ 269.593,17	\$ 243.991,93	\$ 223.159,19	\$ 205.850,35	\$ 191.122,64	\$ 178.370,91	\$ 167.206,53	\$ 157.231,28	\$ 148.291,26	\$ 140.165,72
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 127.981,70	\$ 100.115,59	\$ 320.138,42	\$ 622.357,04	\$ 891.950,21	\$ 1.135.942,14	\$ 1.359.101,33	\$ 1.564.951,69	\$ 1.756.074,32	\$ 1.934.445,23	\$ 2.101.651,76	\$ 2.258.883,03	\$ 2.407.174,29	\$ 2.547.340,01

Tasa	17,90%			
VAN	\$ 839.329,04			
TIR	182%			
RCB	2,25			
PERIODO DE RECUPERACIÓN	1	AÑO	7	MESES

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES.

Una vez realizado el análisis de los pozos candidatos a un tratamiento ácido se concluye con lo siguiente:

- a) El Campo Gustavo Galindo V, produce de una arenisca y su crudo se caracteriza por tener en promedio 37,9 °API, conteniendo en la mayoría de los pozos más del 50% de saturados en su composición, este último parámetro indica la presencia de parafina. Así también los fluidos de formación suelen provocar la precipitación de carbonatos, generando que en el campo existan daños comunes de tuberías y bombas de fondo, afectando en gran medida a la producción del campo y por consiguiente a la economía de la empresa.
- b) La Acidificación Matricial en areniscas resulta un proceso complejo, debido a las grandes consideraciones que se deben tomar en cuenta, pero si el fluido de tratamiento es seleccionado correctamente se llega a obtener grandes resultados. En el Campo que se estudia, para la selección del fluido de tratamiento se usaron núcleos de otros pozos pero abiertos para la misma formación de interés Atlanta (AT), por motivos de no disponer de núcleos de los pozos candidatos.
- c) Debido a falta de pruebas de presión en el Campo investigado y muy necesarias para poder identificar si existen daños en la formación, la determinación de pozos candidatos se realizó mediante el análisis de historiales de intervenciones mecánicas e historiales de producción. Una declinación abrupta de la producción es un gran indicio de la existencia de daño en la formación.
- d) Para la selección de pozos candidatos se tomó en consideración tres criterios: Declinación abrupta de la producción de petróleo, pozos vecinos a trabajos exitosos de acidificación y depósitos

orgánicos e inorgánicos generados por los fluidos producidos en el Campo estudiado.

- e) El fluido base orgánico a diferencia del inorgánico, mantiene la presión y evita la posible formación de precipitados que podrían generarse ante un cambio de presión considerable.
- f) El análisis económico determina que el proyecto de acidificación puede realizarse sin ningún inconveniente, permitiendo recuperar la inversión en 1 año 7 meses, resultando muy satisfactorio si se toma en consideración el precio actual del barril de petróleo (\$37,50).
- g) El pozo que mejor resultado proyectó es el ANC0504, generando en el primer año ingresos de \$239.062,50, ante este resultado se concluye que el ANC0504 llega a cubrir el 42% de los egresos (Inversión Total+ Costo operativo del primer año) en la campaña de acidificación, por otro lado si se decidiera acidificar solamente este pozo la inversión sería recuperada en el primer año con un precio del barril de petróleo a (\$37,50).

5.2. RECOMENDACIONES.

- a) Saber cómo está compuesta mineralógicamente la formación es indispensable, es por eso recomiendo para próximas perforaciones extraer núcleos para poder tener un mejor conocimiento de la mineralogía en cada pozo y así también poder realizar estudios a otras formaciones y determinar si en un futuro es factible estimularla.
- b) El no disponer de pruebas de presión es una desventaja en el campo, por eso recomiendo realizarlas para adquirir datos de daños a la formación y valores reales de presión.
- c) Utilizar fluidos base orgánico para la Formación Atlanta, de acuerdo a la composición mineralógica de la formación y al factor de recuperación que se obtuvo al aplicar este fluido en el análisis de sensibilidad de núcleos.
- d) Aplicar la Tecnología Micro-Cure, debido a los resultados favorables obtenidos en el análisis económico, en el ANEXO G [D8] se detallan los costos de esta tecnología y el análisis económico realizado para cada pozo.

5.3. BIBLIOGRAFÍA.

1. Pacifpetrol, Información Técnica.
2. Pacifpetrol, 2002, Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón Pag. 4.
3. Pacifpetrol, 2002, Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón Pag.11.
4. Pacifpetrol, 2002, Informe Geología y Yacimientos del Campo Ancón Pag.24-28.
5. Ing. William Swanson, 2014, Informe de Sistemas de Levantamiento Artificial.
6. Gabriel Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 4ta Edición. Pag. 213.
7. Gabriel Baca Urbina, Evaluación de proyectos, 4ta Edición. Pag. 216.
8. Efraín Barberi, 2004, El Pozo Ilustrado, Caracas Venezuela.
9. Carlos Islas Silva, Manual De Estimulación Matricial De Pozos Petroleros.
10. Francisco Garaicochea P., Apuntes De Estimulación De Pozos.
11. Michael J. Economides, Petroleum Production Systems.
12. Michael J. Economides, Reservoir Stimulation.
13. BJ – Baker Hughes, Acidificación Tipos De Tratamientos.
14. BJ - Baker Hughes, Acid And Acid System.
15. BJ - Baker Hughes, Acid Vision Consejero Experto.
16. BJ - Baker Hughes, Dimensionamiento De Acidificaciones Matriciales.

ANEXOS

ANEXO A GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FLUIDO DE TRATAMIENTO PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO;

GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y EL FLUIDO DE TRATAMIENTO PARA LA REMOCIÓN DEL DAÑO.

TIPO DE DAÑO	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL NO REACTIVA	ACIDIFICACIÓN MATRICIAL REACTIVA
ARCILLAS Y FINOS	SOLO EN FORMACIONES DE T > 300°F, CON AGENTES QUELANTES Y SURFACTANTES DEISPERSANTES DE FINOS.	
BLOQUEOS POR AGUA	FLUIDOS ACUOSOS CON O SIN ALCOHOLES O SOLVENTES MUTUOS Y SURFACTANTES BAJOTENSORES.	RECOMENDABLE.
BLOQUEOS POR EMULSIÓN	FLUIDOS ACUOSOS U OLEOSOS, CON O SIN ALCOHOLES O SOLVENTES MUTUOS Y SURFACTANTES DESEMULSIFICANTES.	NO RECOMENDABLE.
MOJABILIDAD POR ACEITE	FLUIDOS ACUOSOS CON SURFACTANTES CAMBIADORES DE MOJABILIDAD POR AGUA. (PUEDEN INYECTARSE PREVIAMENTE SOLVENTES MUTUOS).	NO RECOMENDABLE.
PELÍCULAS INTERFACIALES	FLUIDOS OLEOSOS (SOLVENTES), CON O SIN ALCOHOLES O SOLVENTES MUTUOS Y SURFACTANTES DESEMULSIFICANTES.	NO RECOMENDABLE.
INCRUSTACIONES DE SALES	NO INDICADA.	INDICADA.
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	SOLVENTES AROMÁTICOS CON SURFACTANTES DISPERSANTES Y BAJOTENSORES, CON O SIN SOLVENTES MUTUOS.	NO RECOMENDABLE.
PÉRDIDA DE LODO	FLUIDOS ACUOSOS Y OLEOSOS CON SURFACTANTES DISPERSANTES DE FINOS.	PUEDE SER RECOMENDABLE.

FUENTE: MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, M. I. CARLOS SILVA;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS.

ANEXO B GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR EL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL;

GUÍA GENERAL PARA SELECCIONAR EL FLUIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL	
TIPO DE DAÑO	FLUIDO DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL RECOMENDABLE
BLOQUEO POR AGUA	POZOS DE GAS: AGUA O ÁCIDO CON ALCOHOLES Y SURFACTANTE.
	POZOS DE PETRÓLEO: AGUA O ÁCIDO Y SURFACTANTES.
	SI T > 250°F, ÁCIDO ACÉTICO NO ACUOSO Y SURFACTANTES.
BLOQUEO POR EMULSIÓN	FLUIDOS ACUOSOS U OLEOSOS CON O SIN SOLVENTES MUTUOS Y DESEMULSIFICANTES.
INCRUSTACIONES DE SALES.	CaCO ₃ SI T > 250°F, ÁCIDO ACÉTICO O FÓRMICO Y SURFACTANTES.
	T < 250°F, HCl Y SURFACTANTES.
	CaSO ₄ , EDTA.
	BaSO ₄ , EDTA.
	SrSO ₄ , EDTA.
	FeCO ₃ , HCl CON AGENTES SECUESTRANTES, REDUCTOR DE pH Y SURFACTANTES.
	FeS, HCl CON AGENTES SECUESTRANTES, REDUCTOR DE pH Y SURFACTANTES.
	Fe ₂ O ₃ , HCl + EDTA
	NaCl, H ₂ O O HCl DEL 1 AL 3% Y SURFACTANTES.
	Mg(OH) ₂ , HCl Y SURFACTANTES.
Ca(OH) ₂ , HCl Y SURFACTANTES.	
SÍLICE, HCl-HF Y SURFACTANTES.	
DEPÓSITOS ORGÁNICOS	SOLVENTES AROMÁTICOS CON O SIN SOLVENTES MUTUOS Y SURFACTANTES.
MEZCLAS DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS E INORGÁNICOS	SOLVENTES DISPERSOS EN ÁCIDOS Y SURFACTANTES.
INVASIÓN DE SÓLIDOS: ARCILLAS Y FINOS.	<p>EN ROCAS SILÍCICAS: MIGRACIÓN DE FINOS T ≤ 300°F: ÁCIDO FLUOBÓRICO. T < 300°F: SOLUCIÓN NO ÁCIDA CON ESTABILIZADORES Y FLOCULANTES.</p> <p>INVASIÓN DE SÓLIDOS T ≤ 300°F: SOLUBILIDAD EN HCl ≤ 20%, HCl-HF CON SUSPENSORES O ÁCIDO FLUOBÓRICO, EN POZOS DE GAS INCLUIR ALCOHOLES. SOLUBILIDAD EN HCl > 20%, HCl CON AGENTES DE SUSPENSIÓN Y ESTABILIZADORES. T > 300°F: PARA K ≤ 250md, SOLUCIÓN NO ÁCIDA EN ESTABILIZADORES. PARA K > 250md, SOLUCIÓN NO ÁCIDA CON SUSPENSORES Y DISPERSANTES.</p> <p>EN ROCAS CALCÁREAS T ≤ 300°F: EN GENERAL HCl DEL 15 AL 28% CON ADITIVOS NECESARIOS. EN DOLOMITA HCl ≤ 20%. EN POZOS DE GAS HCl CON ALCOHOL. CON ALTO CONTENIDO DE Fe, HCl CON ÁCIDO ORGÁNICO. T > 300°F: EN GENERAL ÁCIDOS ORGÁNICOS CON ADITIVOS NECESARIOS (PARA ALTAS TEMPERATURAS ACÉTICO, PARA BAJAS FORMICO).</p>

FUENTE: MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, M. I. CARLOS SILVA;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS.

ANEXO C GUÍA DE SELECCIÓN PARA FLUIDOS DE PRE-FLUSH;

GUÍA DE SELECCIÓN PARA FLUIDOS DE PRE-FLUSH			
MINERALOGÍA	PERMEABILIDAD		
	> 100 md	20 – 100 md	< 20 md
<10% LIMO Y <10% ARCILLA	15% HCl	10% HCl	7,5% HCl
>10% LIMO Y >10% ARCILLA	10% HCl	7,5% HCl	5% HCl
>10% LIMO Y <10% ARCILLA	10% HCl	7,5% HCl	5% HCl
<10% LIMO Y >10% ARCILLA	10% HCl	7,5% HCl	5% HCl

FUENTE: RESERVOIR STIMULATION, MICHAEL J. ECONOMIDES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Nota: Guía de selección para todas las temperaturas.

- De 4% - 6% de clorita/glaucionita, usar como guía de selección <20 md con ácido acético al 5%.
- De >6% - 8% de clorita/glaucionita, no usar HCl, use ácido acético al 10% para pre-flush con lodo ácido plus al 5% de ácido acético.
- Para >8% de clorita/glaucionita, no use HCl, use ácido acético al 10% y lodo ácido orgánico.
- Para <2% de zeolita, usar ácido acético al 5% en todos los fluidos que contienen HCl y un pre-flush con ácido acético al 10%.
- De >2% - 5% de zeolita, no use pre-flujo de HCl, use un pre-flujo de ácido acético al 10% y un over-flush que contenga lodo ácido al 10% de ácido acético.
- Para >5% de zeolita, no use HCl en ningún sistema, use un pre-flujo de ácido acético al 10% y un over-flush de ácido orgánico preparado al 10% de ácido cítrico/HF.

ANEXO D GUÍA DE SELECCIÓN PARA EL ÁCIDO PRINCIPAL;

GUÍA DE SELECCIÓN PARA EL ÁCIDO PRINCIPAL			
MINERALOGÍA	PERMEABILIDAD		
	> 100 md	20 – 100 md	< 20 md
<10% LIMO Y <10% ARCILLA	12% HCl – 3% HF	8% HCl – 2% HF	6% HCl – 1,5% HF
>10% LIMO Y >10% ARCILLA	13,5% HCl – 1,5% HF	9% HCl – 1% HF	4,5% HCl – 0,5% HF
>10% LIMO Y <10% ARCILLA	12% HCl – 2% HF	9% HCl – 1,5% HF	6% HCl – 1% HF
<10% LIMO Y >10% ARCILLA	12% HCl – 2% HF	9% HCl – 1,5% HF	6% HCl – 1% HF

FUENTE: RESERVOIR STIMULATION, MICHAEL J. ECONOMIDES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Notas: guía de selección para todas las temperaturas.

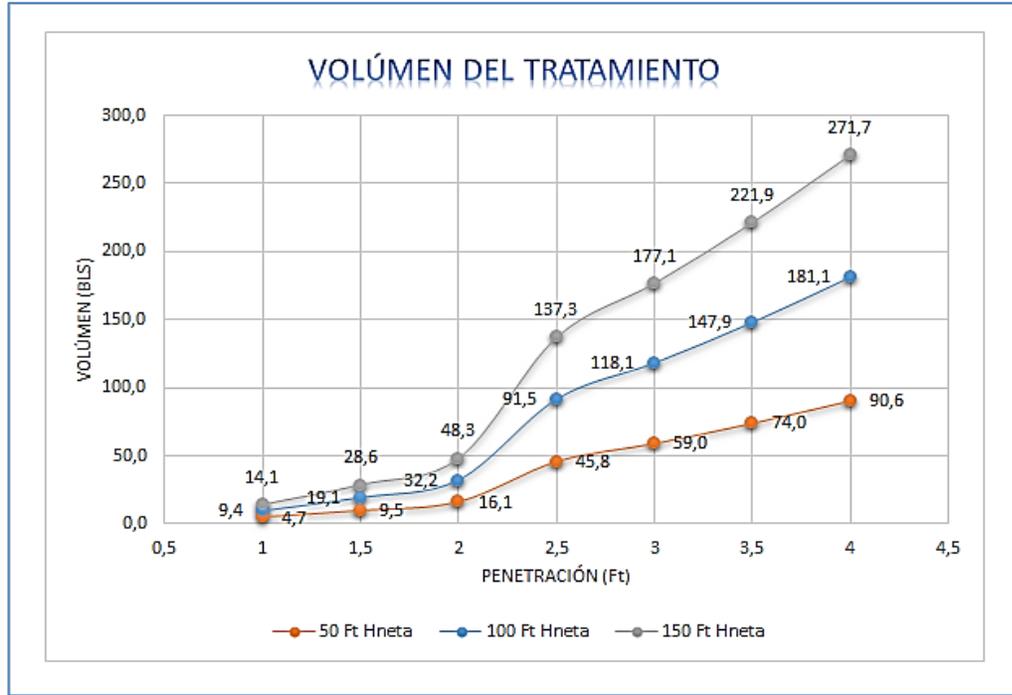
- De 4% - 6% de clorita/glaucónita, usar como guía de elección <20 md con ácido acético al 5%.
- De >6% - 8% de clorita/glaucónita, use un pre-flujo de ácido acético al 10% para un lodo ácido plus de ácido acético al 5%.
- Para >8% de clorita/glaucónita, use ácido acético al 10% y lodo ácido orgánico.
- Para <2% de zeolita, use ácido acético al 5% en todos los fluidos que contengan HCl.
- De >2% - 5% de zeolita, use un pre-flujo de ácido acético al 10% y un over-flush que contenga lodo ácido de ácido acético al 10%.
- Para >5% de zeolita, use un pre-flujo de ácido acético al 10% y un over-flush de ácido cítrico/HF al 10%.

SECUENCIA DE TRATAMIENTO ÁCIDO Y OPCIONES DE SISTEMAS DE FLUIDO.

ETAPAS	SISTEMA DE FLUIDO
1.- PRE-FLUJO	SALMUERA, HIDROCARBUROS, HCl.
2.- ÁCIDO PRINCIPAL	FORMULACIÓN DE HCl – HF.
3.- OVER-FLUSH	HCl O NH ₄ Cl.
4.- TÉCNICAS DIVERGENTES	ESPUMAS O RESINAS SOLUBLES EN ACEITE (OSR).
5.- REPETIR LOS PASOS 1-4 SEGÚN SEA NECESARIO, CON 1-3 CON LA ÚLTIMA SECUENCIA DE FLUIDO.	
6.- ÁCIDO FLUORBÓRICO.	CON DISOLVENTE DESVIADOR DE OSR O UN DISOLVENTE MUTO.
7.- FLUORBÓRICO Y DIVERGENTE	SISTEMA DE FLUIDO A BASE DE ÁCIDO FLUORBÓRICO, YA SEA ESPUMA O SLUG.

FUENTE: RESERVOIR STIMULATION, MICHAEL J. ECONOMIDES;
ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

ANEXO E VOLUMEN DEL TRATAMIENTO;



ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

Volumen del tratamiento para valores de Hneta iguales a 50 Ft, 100 Ft, 150 Ft, la fórmula usada para el cálculo es la siguiente;

$$v = \frac{(3,1416) \left[\frac{(D_{TOTAL})^2 - (D_{EXT. CSG})^2}{4} \right] (H_{NETA})(\emptyset)}{(5,615)(144)}$$

ANEXO F ANÁLISIS ECONÓMICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANCO504

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO

CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														

SUPUESTOS OPERACIONALES

TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87

ANCO504 (SW)

															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	6375	5250,57	4484,91	3927,25	3501,56	3165,13	2892,02	2665,55	2474,48	2310,94	2169,26	2045,24	1935,7	1838,18	45035,79
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	17,7	14,6	12,5	10,9	9,7	8,8	8,0	7,4	6,9	6,4	6,0	5,7	5,4	5,1	125,0994167
INVERSIÓN	\$ 110.757,64	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 110.757,64
INGRESO (\$/año)	\$ 239.062,50	\$ 216.586,01	\$ 201.820,95	\$ 239.169,53	\$ 214.330,49	\$ 194.718,80	\$ 178.784,68	\$ 165.610,62	\$ 154.506,53	\$ 145.011,49	\$ 136.815,23	\$ 129.627,31	\$ 123.304,09	\$ 117.680,28	\$ 2.457.028,50
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 105.442,50	\$ 89.883,98	\$ 79.463,91	\$ 72.018,67	\$ 66.459,72	\$ 62.176,86	\$ 58.800,21	\$ 56.092,50	\$ 53.894,23	\$ 52.093,95	\$ 50.611,66	\$ 49.388,25	\$ 48.379,10	\$ 47.549,73	\$ 892.255,28

FLUJO NETO DE EFECTIVO (\$/año)	\$ 22.862,36	\$ 126.702,03	\$ 122.357,04	\$ 167.150,85	\$ 147.870,77	\$ 132.541,93	\$ 119.984,46	\$ 109.518,12	\$ 100.612,30	\$ 92.917,53	\$ 86.203,56	\$ 80.239,06	\$ 74.924,99	\$ 70.130,55
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 22.862,36	\$ 149.564,39	\$ 271.921,43	\$ 439.072,28	\$ 586.943,05	\$ 719.484,99	\$ 839.469,45	\$ 948.987,57	\$ 1.049.599,88	\$ 1.142.517,41	\$ 1.228.720,97	\$ 1.308.960,03	\$ 1.383.885,03	\$ 1.454.015,58

VAN

\$ 534.968,25

TIR

RECUPERADO EL PRIMER AÑO

RCB

2,45

PERIODO DE RECUPERACIÓN

1

AÑO

MESES

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANCO550

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO

CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														

SUPUESTOS OPERACIONALES

TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87

ANCO550 (BM)

															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	2349,35	1902,9	1689,64	1553,91	1456,42	1381,39	1321,01	1270,85	1228,2	1191,26	1158,81	1129,95	1104,04	1080,58	19818,31
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	6,5	5,3	4,7	4,3	4,0	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	3,0	55,1
INVERSIÓN	\$ 87.657,64	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 87.657,64
INGRESO (\$/año)	\$ 88.100,63	\$ 78.494,63	\$ 76.033,80	\$ 94.633,12	\$ 89.147,47	\$ 84.983,11	\$ 81.664,84	\$ 78.957,91	\$ 76.688,81	\$ 74.751,57	\$ 73.086,15	\$ 71.616,23	\$ 70.327,35	\$ 69.178,73	\$ 1.107.664,33
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 38.858,25	\$ 32.575,55	\$ 29.937,15	\$ 28.495,90	\$ 27.642,90	\$ 27.136,48	\$ 26.858,62	\$ 26.743,13	\$ 26.750,22	\$ 26.853,77	\$ 27.036,55	\$ 27.285,92	\$ 27.593,36	\$ 27.952,26	\$ 401.720,06

FLUJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ 38.415,27	\$ 45.919,07	\$ 46.096,65	\$ 66.137,22	\$ 61.504,57	\$ 57.846,63	\$ 54.806,22	\$ 52.214,78	\$ 49.938,59	\$ 47.897,80	\$ 46.049,60	\$ 44.330,31	\$ 42.733,99	\$ 41.226,47
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 38.415,27	\$ 7.503,80	\$ 53.600,46	\$ 119.737,67	\$ 181.242,25	\$ 239.088,88	\$ 293.895,09	\$ 346.109,87	\$ 396.048,46	\$ 443.946,26	\$ 489.995,86	\$ 534.326,17	\$ 577.060,16	\$ 618.286,63

VAN	\$ 186.018,34
TIR	128%
RCB	2,26
PERIODO DE RECUPERACIÓN	1 AÑO 10 MESES

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANC1639

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO

CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														

SUPUESTOS OPERACIONALES

TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87

ANC1639 (BM)

															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	1776,1	1310,67	1034,52	852,17	723,03	626,92	552,69	493,7	445,73	405,99	372,53	344,01	319,4	297,97	9555,43
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	4,9	3,6	2,9	2,4	2,0	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	26,5
INVERSIÓN	\$ 87.657,64	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 87.657,64
INGRESO (\$/año)	\$ 66.603,75	\$ 54.065,14	\$ 46.553,40	\$ 51.897,15	\$ 44.256,67	\$ 38.568,12	\$ 34.167,30	\$ 30.673,58	\$ 27.831,38	\$ 25.475,87	\$ 23.495,47	\$ 21.803,35	\$ 20.345,78	\$ 19.076,04	\$ 504.813,00
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 29.376,69	\$ 22.437,23	\$ 18.329,69	\$ 15.627,26	\$ 13.723,13	\$ 12.315,42	\$ 11.237,23	\$ 10.389,18	\$ 9.708,01	\$ 9.151,96	\$ 8.691,61	\$ 8.307,12	\$ 7.982,79	\$ 7.707,84	\$ 184.985,15

FLUJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ 50.430,59	\$ 31.627,91	\$ 28.223,71	\$ 36.269,89	\$ 30.533,53	\$ 26.252,69	\$ 22.930,07	\$ 20.284,41	\$ 18.123,37	\$ 16.323,92	\$ 14.803,86	\$ 13.496,24	\$ 12.362,99	\$ 11.368,20
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 50.430,59	\$ 18.802,68	\$ 9.421,03	\$ 45.690,93	\$ 76.224,46	\$ 102.477,16	\$ 125.407,22	\$ 145.691,63	\$ 163.815,00	\$ 180.138,92	\$ 194.942,77	\$ 208.439,01	\$ 220.802,00	\$ 232.170,20

VAN	\$ 65.964,31
TIR	59%
RCB	1,85
PERIODO DE RECUPERACIÓN	2

AÑO 8 MESES

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

ANÁLISIS ECONÓMICO CMA0009

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
-----	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

SUPUESTOS MACRO

CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	
TASA	17,90%														

SUPUESTOS OPERACIONALES

TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87

CMA0009 (BM)

															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	1224,21	988,28	855,71	767,37	702,92	653,14	613,15	580,07	552,1	528,05	507,05	488,52	471,99	457,13	9389,69
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	3,4	2,7	2,4	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	26,1
INVERSIÓN (\$)	\$ 87.657,64	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 87.657,64
INGRESO (\$/año)	\$ 45.907,88	\$ 40.766,55	\$ 38.506,95	\$ 46.732,83	\$ 43.025,73	\$ 40.181,17	\$ 37.904,93	\$ 36.039,75	\$ 34.473,12	\$ 33.135,14	\$ 31.979,64	\$ 30.962,40	\$ 30.065,76	\$ 29.265,46	\$ 518.947,32
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 20.248,43	\$ 16.918,27	\$ 15.161,52	\$ 14.072,18	\$ 13.341,44	\$ 12.830,50	\$ 12.466,49	\$ 12.206,70	\$ 12.024,75	\$ 11.903,47	\$ 11.830,14	\$ 11.796,73	\$ 11.796,48	\$ 11.824,96	\$ 188.422,08

FLUJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ 61.998,20	\$ 23.848,28	\$ 23.345,43	\$ 32.660,65	\$ 29.684,29	\$ 27.350,67	\$ 25.438,44	\$ 23.833,05	\$ 22.448,37	\$ 21.231,66	\$ 20.149,51	\$ 19.165,67	\$ 18.269,28	\$ 17.440,50
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 61.998,20	\$ 38.149,92	\$ 14.804,49	\$ 17.856,16	\$ 47.540,45	\$ 74.891,13	\$ 100.329,57	\$ 124.162,61	\$ 146.610,99	\$ 167.842,65	\$ 187.992,16	\$ 207.157,82	\$ 225.427,10	\$ 242.867,60

VAN	\$52.378,15
TIR	41%
RCB	1,88
PERIODO DE RECUPERACIÓN	3

AÑO 5 MESES

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

ANEXO G COSTOS DE TECNOLOGIA MICRO-CURE Y ANÁLISIS ECONÓMICO PARA CADA POZO SELECCIONADO.

Tecnología Micro-Cure

La propuesta económica de la tecnología Micro-Cure fue facilitada por la compañía Baker Hughes ante el análisis de la información suministrada por Pacifpetrol S.A. para el pozo ANC0504, Baker recomienda la siguiente volumetría de fluido Micro-Cure, para realizar el trabajo de limpieza del pozo.

1. Bombeo de 3 Totes de 247 gal de Micro-Cure.
2. 1 drums de 55 gal de ácido acético.

Los costos para la aplicación del tratamiento son los siguientes:

PRODUCTO	PRESENTACIÓN	CANTIDAD REQUERIDA	PRECIO UNITARIO (USD)	TOTAL
MICRO-CURE E2	TOTE 247 gal	3	\$ 7.600,00	\$ 22.800,00
ÁCIDO ACÉTICO	DRUMS 55 gal	1	\$ 990,00	\$ 990,00
TOTAL				\$ 23.790,00

FUENTE: PROPUESTA ECONÓMICA TECNOLOGÍA MICRO-CURE. POZO ANC0504, BAKER HUGHES;

En base a cálculos volumétricos, la información de nivel de fluido actual del pozo (3280'), se requiere la preparación de 20 Bls de fluido de completamiento Mulfree, para realizar el desplazamiento del sistema Micro-Cure dentro de la formación es necesario los productos mostrados en la siguiente tabla.

PRODUCTO	PRESENTACIÓN	CANTIDAD REQUERIDA	PRECIO UNITARIO (USD)	TOTAL
MUL-FREE RS	5 gal CAN	2	\$ 223,85	\$ 447,70
MAX-GUARD	DRUMS 55 gal	1	\$ 2.178,55	\$ 2.178,55
SODA CAUSTICA	50 lbs Sxs	1	\$ 40,56	\$ 40,56
SURFACTANTE	DRUMS 55 gal	1	\$ 1.600,00	\$ 1.600,00
TOTAL				\$ 4.266,81

FUENTE: PROPUESTA ECONÓMICA TECNOLOGÍA MICRO-CURE. POZO ANC0504, BAKER HUGHES;

El costo total para la aplicación de la Tecnología Micro-Cure es el presentado en la siguiente tabla.

PRODUCTO	PRESENTACIÓN	CANTIDAD REQUERIDA	PRECIO UNITARIO (USD)	TOTAL
SERVICIO DE INGENIERÍA	DÍAS	2	\$ 910,00	\$ 1.820,00
TOTAL TECNOLOGÍA MICRO-CURE + SERVICIO DE INGENIERÍA.				\$ 29.876,81

FUENTE: PROPUESTA ECONÓMICA TECNOLOGÍA MICRO-CURE. POZO ANC0504, BAKER HUGHES;

A continuación se presenta el análisis económico realizado a los pozos candidatos.

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO REALIZADO AL POZO ANC0504 CON LA TECNOLOGÍA MICRO - CURE;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANC0504

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
SUPUESTOS MACRO															
CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														
SUPUESTOS OPERACIONALES															
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02	
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87	
ANC0504 (SW)															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	6375	5250,57	4484,91	3927,25	3501,56	3165,13	2892,02	2665,55	2474,48	2310,94	2169,26	2045,24	1935,7	1838,18	45035,79
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	17,7	14,6	12,5	10,9	9,7	8,8	8,0	7,4	6,9	6,4	6,0	5,7	5,4	5,1	125,0994167
INVERSIÓN	\$ 70.220,65	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 70.220,65
INGRESO (\$/año)	\$ 239.062,50	\$ 216.586,01	\$ 201.820,95	\$ 239.169,53	\$ 214.330,49	\$ 194.718,80	\$ 178.784,68	\$ 165.610,62	\$ 154.506,53	\$ 145.011,49	\$ 136.815,23	\$ 129.627,31	\$ 123.304,09	\$ 117.680,28	\$ 2.457.028,50
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 105.442,50	\$ 89.883,98	\$ 79.463,91	\$ 72.018,67	\$ 66.459,72	\$ 62.176,86	\$ 58.800,21	\$ 56.092,50	\$ 53.894,23	\$ 52.093,95	\$ 50.611,66	\$ 49.388,25	\$ 48.379,10	\$ 47.549,73	\$ 892.255,28
FLUJO NETO DE EFECTIVO (\$/año)	\$ 63.399,35	\$ 126.702,03	\$ 122.357,04	\$ 167.150,85	\$ 147.870,77	\$ 132.541,93	\$ 119.984,46	\$ 109.518,12	\$ 100.612,30	\$ 92.917,53	\$ 86.203,56	\$ 80.239,06	\$ 74.924,99	\$ 70.130,55	
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 63.399,35	\$ 190.101,38	\$ 312.458,42	\$ 479.609,27	\$ 627.480,04	\$ 760.021,98	\$ 880.006,44	\$ 989.524,57	\$ 1.090.136,87	\$ 1.183.054,40	\$ 1.269.257,96	\$ 1.349.497,03	\$ 1.424.422,02	\$ 1.494.552,57	
VAN	\$569.350,77														
TIR	RECUPERADO EN LOS PRIMEROS 6 MESES.														
RCB	2,55														
PERIODO DE RECUPERACIÓN	AÑO	6	MESES												

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO REALIZADO AL POZO ANC0550 CON LA TECNOLOGÍA MICRO - CURE;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANC0550

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
SUPUESTOS MACRO															
CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														
SUPUESTOS OPERACIONALES															
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02	
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87	
ANC0550 (BM)															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	2349,35	1902,9	1689,64	1553,91	1456,42	1381,39	1321,01	1270,85	1228,2	1191,26	1158,81	1129,95	1104,04	1080,58	19818,31
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	6,5	5,3	4,7	4,3	4,0	3,8	3,7	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	3,1	3,0	55,1
INVERSIÓN	\$ 47.120,65	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 47.120,65
INGRESO (\$/año)	\$ 88.100,63	\$ 78.494,63	\$ 76.033,80	\$ 94.633,12	\$ 89.147,47	\$ 84.983,11	\$ 81.664,84	\$ 78.957,91	\$ 76.688,81	\$ 74.751,57	\$ 73.086,15	\$ 71.616,23	\$ 70.327,35	\$ 69.178,73	\$ 1.107.664,33
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 38.858,25	\$ 32.575,55	\$ 29.937,15	\$ 28.495,90	\$ 27.642,90	\$ 27.136,48	\$ 26.858,62	\$ 26.743,13	\$ 26.750,22	\$ 26.853,77	\$ 27.036,55	\$ 27.285,92	\$ 27.593,36	\$ 27.952,26	\$ 401.720,06
FLUJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ 2.121,73	\$ 45.919,07	\$ 46.096,65	\$ 66.137,22	\$ 61.504,57	\$ 57.846,63	\$ 54.806,22	\$ 52.214,78	\$ 49.938,59	\$ 47.897,80	\$ 46.049,60	\$ 44.330,31	\$ 42.733,99	\$ 41.226,47	
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 2.121,73	\$ 48.040,80	\$ 94.137,45	\$ 160.274,67	\$ 221.779,24	\$ 279.625,87	\$ 334.432,09	\$ 386.646,87	\$ 436.585,45	\$ 484.483,25	\$ 530.532,85	\$ 574.863,16	\$ 617.597,15	\$ 658.823,62	
VAN	\$ 220.400,87														
TIR	RECUPERADO EN LOS PRIMEROS 6 MESES.														
RCB	2,47														
PERIODO DE RECUPERACIÓN	AÑO	6	MESES												

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO REALIZADO AL POZO ANC1639 CON LA TECNOLOGÍA MICRO - CURE;

ANÁLISIS ECONÓMICO ANC1639

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
SUPUESTOS MACRO																
CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	
TASA	17,90%															
SUPUESTOS OPERACIONALES																
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02		
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87		
ANC1639 (BM)															TOTAL	
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	1776,1	1310,67	1034,52	852,17	723,03	626,92	552,69	493,7	445,73	405,99	372,53	344,01	319,4	297,97	9555,43	
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	4,9	3,6	2,9	2,4	2,0	1,7	1,5	1,4	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9	0,8	26,5	
INVERSIÓN	\$ 47.120,65	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 47.120,65	
INGRESO (\$/año)	\$ 66.608,75	\$ 54.065,14	\$ 46.553,40	\$ 51.897,15	\$ 44.256,67	\$ 38.568,12	\$ 34.167,30	\$ 30.673,58	\$ 27.831,38	\$ 25.475,87	\$ 23.495,47	\$ 21.803,35	\$ 20.345,78	\$ 19.076,04	\$ 504.813,00	
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 29.376,69	\$ 22.437,23	\$ 18.329,69	\$ 15.627,26	\$ 13.723,13	\$ 12.315,42	\$ 11.237,23	\$ 10.389,18	\$ 9.708,01	\$ 9.151,96	\$ 8.691,61	\$ 8.307,12	\$ 7.982,79	\$ 7.707,84	\$ 184.985,15	
FLUJO NETO DE EFECTIVO (\$/año)	\$ 9.893,59	\$ 31.627,91	\$ 28.223,71	\$ 36.269,89	\$ 30.533,53	\$ 26.252,69	\$ 22.930,07	\$ 20.284,41	\$ 18.123,37	\$ 16.323,92	\$ 14.803,86	\$ 13.496,24	\$ 12.362,99	\$ 11.368,20		
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 9.893,59	\$ 21.734,31	\$ 49.958,03	\$ 86.227,92	\$ 116.761,45	\$ 143.014,15	\$ 165.944,22	\$ 186.228,62	\$ 204.351,99	\$ 220.675,91	\$ 235.479,77	\$ 248.976,00	\$ 261.338,99	\$ 272.707,19		
VAN	\$ 100.346,83															
TIR	315%															
RCB	2,17															
PERIODO DE RECUPERACIÓN	1	AÑO	4	MESES												

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO REALIZADO AL POZO CMA0009 CON LA TECNOLOGÍA MICRO - CURE;

ANÁLISIS ECONÓMICO CMA0009

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
SUPUESTOS MACRO															
CPI ECUADOR	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
CPI EXTERNAL	2,50%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%	2,80%
TASA	17,90%														
SUPUESTOS OPERACIONALES															
TARIFA (US\$/BARRIL PRODUCIDO)	\$ 37,50	\$ 41,25	\$ 45,00	\$ 60,90	\$ 61,21	\$ 61,52	\$ 61,82	\$ 62,13	\$ 62,44	\$ 62,75	\$ 63,07	\$ 63,38	\$ 63,70	\$ 64,02	
COSTO BM	\$ 16,54	\$ 17,12	\$ 17,72	\$ 18,34	\$ 18,98	\$ 19,64	\$ 20,33	\$ 21,04	\$ 21,78	\$ 22,54	\$ 23,33	\$ 24,15	\$ 24,99	\$ 25,87	
CMA0009 (BM)															TOTAL
PRODUCCIÓN ANUAL (Bls/año)	1224,21	988,28	855,71	767,37	702,92	653,14	613,15	580,07	552,1	528,05	507,05	488,52	471,99	457,13	9389,69
PRODUCCION DIARIA (Bppd)	3,4	2,7	2,4	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	26,1
INVERSIÓN (\$)	\$ 47.120,65	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 47.120,65
INGRESO (\$/año)	\$ 45.907,88	\$ 40.766,55	\$ 38.506,95	\$ 46.732,83	\$ 43.025,73	\$ 40.181,17	\$ 37.904,93	\$ 36.039,75	\$ 34.473,12	\$ 33.135,14	\$ 31.979,64	\$ 30.962,40	\$ 30.065,76	\$ 29.265,46	\$ 518.947,32
COSTO OPERATIVO (\$/año)	\$ 20.248,43	\$ 16.918,27	\$ 15.161,52	\$ 14.072,18	\$ 13.341,44	\$ 12.830,50	\$ 12.466,49	\$ 12.206,70	\$ 12.024,75	\$ 11.903,47	\$ 11.830,14	\$ 11.796,73	\$ 11.796,48	\$ 11.824,96	\$ 188.422,08
FLUJO NETO DE EFECTIVO(\$/año)	\$ 21.461,21	\$ 23.848,28	\$ 23.345,43	\$ 32.660,65	\$ 29.684,29	\$ 27.350,67	\$ 25.438,44	\$ 23.833,05	\$ 22.448,37	\$ 21.231,66	\$ 20.149,51	\$ 19.165,67	\$ 18.269,28	\$ 17.440,50	
FLUJO ACUMULADO DE EFECTIVO (\$)	\$ 21.461,21	\$ 2.387,07	\$ 25.732,50	\$ 58.393,16	\$ 88.077,45	\$ 115.428,12	\$ 140.866,56	\$ 164.699,61	\$ 187.147,98	\$ 208.379,64	\$ 228.529,15	\$ 247.694,82	\$ 265.964,10	\$ 283.404,60	
VAN	\$ 86.760,67														
TIR	117%														
RCB	2,20														
PERIODO DE RECUPERACIÓN	1	AÑO	11	MESES											

ELABORADO POR: CÉSAR JARA COBOS;

