

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL INTEGRAL PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES PRÁCTICOS DE LA MATERIA POZOS II DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Briceño A. Luis E.,
Ramírez A. Guillermo E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL INTEGRAL PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS OPERACIONALES PRÁCTICOS DE LA MATERIA POZOS II DE LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA

TUTOR ACADEMICO: Prof. Pedro Martorano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. Briceño A. Luis E.,
Ramírez A. Guillermo E.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

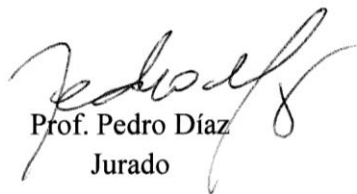
Caracas, 2014

Caracas, junio 2014

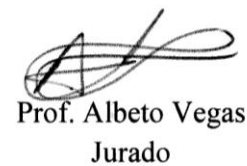
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres Luis E. Briceño A. y Guillermo E. Ramírez A., titulado:

“Desarrollo de una herramienta computacional integral para la solución de problemas operacionales prácticos de la materia Pozos II de la Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad Central de Venezuela”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Díaz
Jurado



Prof. Albetto Vegas
Jurado



Prof. Pedro Martorano
Tutor Académico



DEDICATORIA

A mi adorado Dios
A mi magnífica Universidad Central de Venezuela
A mis amadísimos padres
A mis maravillosos hermanos
A mi grandiosa familia
A mis queridos amigos y compañeros
A mis destacados profesores
A mi increíble país Venezuela

Luis Briceño

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por el don de la vida, por las maravillas de las que me ha rodeado: familia, amigos, compañeros, profesores, universidad, y tantas otras cosas que me han traído a este punto.

A mi amadísima Universidad Central de Venezuela por tantas experiencias y conocimientos brindados.

A mis padres Luis Briceño y Haidee Aguilar por amarme tanto, por construir las bases del niño que fui, el hombre que soy y el que algún día seré; por enseñarme la importancia del conocimiento, la constancia, la moral y el respeto; por la disciplina, los regaños, los abrazos y los regalos, en especial por mis hermanos, los amo con todo mi corazón.

A mis hermanos Rafael, María, Eduardo y Mayerlin por enseñarme a compartir, por las enseñanzas recibidas aún siendo menores, por los juegos, por enseñarme el trabajo en equipo, por todo lo que ha forjado este vínculo tan fuerte entre nosotros: los amo más que a nada.

A mis amigos Gleiver Ortega, Sthefanie Gonzalez, Leidy Sanchez, Nataly Viloría, Jesus Dimas y Mara Gonzalez por tantos momentos compartidos, por estar juntos en las buenas y las malas, por estar siempre que se les necesitaba, gracias por las risas y los abrazos los quiero mucho.

A mi abuela Consuelo y mi tía Bety por acogerme en su hogar todos estos años de mi carrera y cuidarme como a un hijo, las amo.

A mi compañero de tesis Guillermo Ramirez por compartir este reto conmigo, por los transnochos, por los viajes, y por la cooperación prestada para cumplir esta meta.

A mis amigos Angie Salazar, Pierina Martinez, Liseth Lopez, Omar Morales, Katherine Morales, Andrea Hernandez y tantos más que me acompañaron en mi carrera, con los cuales compartí tantas horas de estudio, charlas, tantas risas.

A mis profesores por sus enseñanzas, en especial al profesor Pedro Martorano por darme la grandiosa oportunidad de desarrollar este trabajo.

Luis Briceño

DEDICATORIA

A mi DIOS TODO PODEROSO que todo lo hace posible, por permitirme tener la salud y la capacidad para hacer de este sueño una realidad.

A mi súper UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, mi casa que vence las sombras, por todos los conocimientos, por las experiencias, por los momentos inolvidables, por hacerme crecer como persona y como profesional.

A mi madre RUDY ÁVILA por su apoyo en todo momento, por todo su esfuerzo y por siempre creer en mí, esto es por ti y para ti.

A mi padre CARLOS RAMÍREZ por todo el apoyo que me ha brindado y por siempre motivarme a seguir adelante.

A LEIDY SÁNCHEZ por su apoyo incondicional y por ayudarme a superar cada una de las adversidades que se presentaron en el camino recorrido para que esto fuese posible.

A mis otras MADRES RUTH AVILA, ROSANGEL AVILA Y DELIA NIEVES por siempre estar pendiente de mí y ayudarme en todo lo que les fue posible.

A mi tía ENEIDA RAMIREZ quien entre sus tantas ocupaciones siempre tuvo tiempo para apoyarme, preocuparse y estar pendiente de mí.

A toda mi familia y a mis grandes amigos de siempre.

Por último a todos aquellos que siempre han creído en mí...

Guillermo Ramírez

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por darme la fortaleza y la determinación para siempre seguir adelante.

A la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, la casa que vence las sombras.

A mi tutor el profesor PEDRO MARTORANO por darme la oportunidad desarrollar este trabajo.

A mi tío HAROLDO RAMÍREZ, A DELIBEL BARRIÑO Y AL SR. ARMANDO BARRIÑO por adoptarme en su hogar como un miembro más, durante el tiempo que desarrollé mi T.E.G.

A CAROLINA MUÑOZ Y WIDELMAR RIVERO por siempre estar ahí en los momentos difíciles para darme su apoyo y por adoptarme como un miembro más de su familia, GRACIAS.

A los hermanos de LA IGLESIA GETSEMANÍ por siempre tenerme en cuenta en sus oraciones.

A mi compañero de tesis Luis Briceño por su dedicación y disposición en la realización de este trabajo.

A mis amigos, Josías Loreto, Laura Itriago, Jesús Amaro, Eliamayri Irima, Pedro Loreto y Fernanda Velásquez por su apoyo y por todos esos momentos compartidos que siempre serán inolvidables.

A mis compañeros Herminia de Arruda, Margaret Figueira, Aury Carrasco, Yosmar Martínez, Jhonny Torres, Jhonny Farha, Douglas Barreto, Avelino Medina, Emely Duarte, Luis Saavedra, Edwin Gerardo y todas aquellas grandes personas que conocí durante mi estadía por mi UCV

Guillermo Ramírez

Briceño A. Luis E.
Ramírez A. Guillermo E.

**DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL
INTEGRAL PARA LA SOLUCIÓN DE PROBLEMAS
OPERACIONALES PRÁCTICOS DE LA MATERIA POZOS II DE
LA ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO, UNIVERSIDAD
CENTRAL DE VENEZUELA**

Tutor Académico: Prof. Pedro Martorano. Tesis. Caracas, U.C.V.
Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 600p.

Palabras clave: terminación de pozos, intervención de pozos, *software* de terminación e intervención.

Resumen.

En la actualidad se acrecienta la necesidad de formar profesionales de base integral y adaptados a las técnicas más vanguardistas capaces de adaptarse al cambio rápido y constante de las técnicas aplicadas en los diferentes escenarios de operación tanto en campo como en mesas de trabajo. Por lo tanto para fortalecer y complementar el adiestramiento de los estudiantes de la escuela de petróleo de la Universidad Central de Venezuela, en el área de terminación e intervención de pozos se plantea en este trabajo de investigación, el desarrollo de una herramienta computacional integral para solucionar los problemas operacionales prácticos de terminación e intervención de pozos. Para el desarrollo de esta herramienta se realizó el análisis de los problemas operacionales prácticos con el fin de determinar los patrones de solución que los describen, así como el aislamiento de los casos particulares generando esquemas de solución a través de los cuales, se diseñó una herramienta computacional dividida en dos partes la primera que resuelve en términos generales los problemas relacionados con la estabilidad de tubulares y el diseño de fluidos de terminación y la segunda los temas de operaciones de cañoneo, control de arena, fracturamiento hidráulico y químico y acificación. De manera de complementar el trabajo se elaboró un manual de uso y un manual de conocimientos técnicos de cada uno de los aspectos desarrollados.

TABLAS DE CONTENIDO

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS	4
Objetivo general	4
Objetivos específicos	4
CAPÍTULO II	5
ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
MARCO TEÓRICO	5
1 Terminación de pozos	5
1.1 Tipos básicos de terminación de pozos.....	6
1.1.1 Terminaciones a hoyo desnudo	6
1.1.2 Terminaciones a hoyo revestido y cañoneado	7
1.2 Terminaciones convencionales	8
1.2.1 Terminaciones convencionales sencillas	8
1.2.2 Terminaciones convencionales múltiples	10
1.2.3 Razones para Realizar una Terminación Selectiva.....	11
1.2.4 Terminación Inteligente	12
1.3 Terminaciones tubingless	19
1.4 Operaciones con Herramientas manejadas por Guayas.....	20
1.4.1 Condiciones Operacionales	20
1.4.2 Tipos de Guaya	21
1.4.3 Herramientas Básicas.....	22
1.4.4 Operaciones con Guaya	42
2 Estabilidad de tubulares.....	43
2.1 Asentamiento de revestidores	43
2.1.1 Métodos de colgamiento de revestidores	43
2.2 Asentamiento de tuberías de producción	44
2.3 Pandeo de tuberías	46

2.3.1 Fuerza de flotabilidad.....	46
2.3.2 Efecto de Balloning.....	51
2.3.3 Fuerza por temperatura	56
2.3.4 Fuerza de Slack-off	58
2.3.5 Fuerza de Stretch.....	59
2.3.6 Análisis triaxial de Hencky – Von Misses.....	63
2.3.7 Fuerza efectiva y fuerza real	65
2.3.8 Fuerza de pandeo	66
3 Empacaduras de producción.....	70
3.1 Componentes básicos para un empacadura de producción.....	70
3.1.1 Cuñas	72
3.1.2 Elemento sellante	73
3.1.3 Dispositivo de fricción	74
3.1.4 Anclas hidráulicas	74
3.1.5 Mecanismos de asentamiento	74
3.1.6 Mecanismos de desasentamiento.....	74
3.2 Tipos de empacaduras de Producción	74
3.2.1 Empacaduras Recuperables.....	75
3.2.2 Empacaduras de producción permanente con receptáculo pulido.....	82
3.3 Selección del tipo de Empacadura	85
3.4 Fuerzas a la que es sometida una empacadura	85
4 Fluidos de terminación y empaque	87
4.1 Criterios de selección.....	88
4.2 Formulación.....	89
4.3 Concentración.....	93
4.4 Criterios básicos para la selección de salmueras	96
4.4.1 Requerimientos de Densidad.....	96
4.4.2 Temperatura de cristalización	99
4.4.3 Compatibilidad con la formación	102
4.4.4 Compatibilidad de salmuera/agua de formación	103
4.5 Corrosión.....	103
4.5.1 Agentes corrosivo	105
4.6 Preparación de salmueras.....	107
4.6.1 Preparación de salmuera a partir de una existente	107
5 Operaciones de cañoneo.....	115

5.1 Tipos de cañón	117
5.1.1 Cañones tipo balas	117
5.1.2 Cañones con chorros de agua a alta presión	117
5.1.3 Cañones con cargas moldeadas	117
5.2 Materiales explosivos	118
5.2.1 Explosivos de baja capacidad.....	118
5.2.2 Explosivos de alta capacidad	118
5.2.3 Selección del explosivo.....	119
5.3 Partes de un cañón de cargas moldeadas	121
5.3.1 Detonadores o iniciadores	121
5.3.2 Cordón detonante	121
5.3.3 Cargas moldeadas	122
5.4 Diseño y comportamiento de las cargas moldeadas	124
5.4.1 Penetración profunda	125
5.4.2 Secuencia de detonación	127
5.5 Parámetros de las operaciones de cañoneo	128
5.5.1 Densidad de disparo	128
5.5.2 Dirección del disparo (fase)	129
5.5.3 Separación entre el Liner y la Carga Hueca (stand off).....	129
5.5.4 Separación entre el Cañón y el Revestimiento (clearance).....	129
5.5.5 Diámetro a la entrada de la perforación	130
5.5.6 Centralización de la herramienta.....	130
5.5.7 Selección del tamaño del cañón	130
5.6 Tipos de cañoneo.....	130
5.6.1 Cañoneo mediante el uso de cañones de tubería (<i>Tubing Gun</i>).....	131
5.6.2 Cañoneo mediante el uso de cañones de revestimiento	131
5.6.3 Cañoneo mediante cañones transportados por tubería.....	132
5.7 Métodos de cañoneo según el diferencial de presión utilizado	133
5.7.1 Cañoneo en sobrebalance o con diferencial de presión positiva.....	133
5.7.2 Cañoneo en desbalance o con diferencial de presión negativa	133
5.7.3 Cañoneo en balance	134
5.8 Tipos de cañones de cargas moldeadas.....	134
5.8.1 Cañones recuperables.....	134
5.8.2 Cañones desechables y semidesechables.....	136
5.9 Otras consideraciones del cañoneo	137

5.9.1	Influencia de la resistencia compresiva de la roca	137
5.9.2	Daño generado por el cañoneo	139
5.9.3	Geometría del cañoneo según el tipo de terminación	141
5.9.4	Cañoneo para fracturamiento de pozos	142
5.9.5	Consideraciones finales.....	142
5.10	Método de diseño del cañoneo.....	143
5.10.1	Técnicas de posicionamiento de cañones	147
6	Intervención de pozos	148
6.1	Reacondicionamiento	148
6.1.1	Reacondicionamiento permanente.....	149
6.1.2	Reacondicionamiento Temporal.....	149
6.2	Tareas para reacondicionamiento de pozos.....	149
6.3	Reparaciones de pozos.....	151
6.3.1	Reparaciones mayores.....	151
6.3.2	Reparaciones menores.....	151
6.4	Actividades que se realizan con tubería continua (<i>Coiled Tubing</i>)	152
6.5	Actividades realizadas con guaya eléctrica /gruesa.....	153
6.6	Evaluación de la reparación	154
6.6.1	Metodología VCD.....	155
6.6.2	Visualización, Conceptualización y Definición de proyectos.....	155
6.7	Problemas de pozos	156
6.7.1	Factores a considerarse para identificar un problema de pozo.....	157
6.8	Estimulación de pozos	159
6.8.1	Problemas típicos encontrados en los pozos.....	159
7	Control de Arena	168
7.1	Producción de Arena	168
7.1.1	Origen de la producción de arena.....	168
7.1.2	Causas de la producción de arena.....	169
7.1.2.1	Cohesión.....	169
7.1.2.2	Tensión.....	170
7.1.2.3	Colapso de poro.....	170
7.1.2.4	Corte o cizallamiento.....	171
7.1.2.5	Flujo de fluidos.....	172
7.1.2.6	Factores geográficos y geológicos	172
7.1.2.7	Grado de consolidación	173

7.1.2.8 Reducción de la presión de poro.....	173
7.1.2.9 Tasa de producción.....	174
7.1.2.10 Viscosidad del fluido del yacimiento.....	174
7.1.2.11 Aumento de la producción de agua.....	174
7.1.3 Efectos de la producción de arena	175
7.1.3.1 Acumulación en los equipos de superficie.....	175
7.1.3.2 Acumulación en el fondo.....	176
7.1.3.3 Erosión del equipo de fondo y de superficie	176
7.1.3.4 Colapso de la formación	176
7.2 Mecanismos para determinar la necesidad de aplicar control de arena	177
7.3 Métodos de control de arena	178
7.3.1 Métodos de restricción de la producción	179
7.3.1.1 Variación de la tasa de flujo	179
7.3.2 Métodos mecánicos.....	180
7.3.2.1 Componentes Mecánicos.....	180
7.3.2.2 Completaciones selectivas	190
7.3.2.3 Forros ranurados y/o rejillas	190
7.3.2.4 Rejillas pre – empacadas	200
7.3.2.5 Rejillas con Empaques con Grava	205
7.3.2.6 Empaque con Grava en Pozos Horizontales	224
7.3.2.7 Beneficios y Limitaciones	226
7.3.3 Métodos de consolidación química in situ	226
7.3.3.1 Consolidación plástica.....	226
7.3.3.2 Beneficios y Limitaciones	229
7.3.4 Métodos combinados	230
7.3.4.1 Sistema grava – resina.....	231
7.3.4.2 Grava recubierta con resina	232
7.3.5 Otras Técnicas utilizadas	235
7.3.5.1 Frac Pack.....	235
7.3.5.2 Forzamiento arena con petróleo.....	237
8 Fracturamiento hidráulico	239
8.1 Descripción General del Fracturamiento Hidráulico.....	239
8.2 Fundamento de Fracturamiento Hidráulico	240
8.2.1 Fractura Inducida	240
8.3 Diseño De Fracturamiento Hidráulico	249

8.3.1	Coefficiente de Pérdida de Fluido de fracturamiento.....	249
8.3.1.1	Tipos de fluidos de fractura	250
8.3.2	Área de la Fractura.....	270
8.3.2.1	Fundamento.....	270
8.3.2.2	Proceso	270
8.3.3	Eficiencia de la fractura.....	279
8.3.4	Agente Apuntalante o de Soporte.....	280
8.3.4.1	Tipos de agentes Apuntalantes	283
8.3.5	Hidráulica de Fracturamiento	284
8.3.6	Comportamiento de Presiones en el Fracturamiento Hidráulico.....	284
8.3.6.1	Presión de Inyección en Superficie.....	284
8.3.6.2	Presión de Fondo	286
8.3.6.3	Presión Hidrostática.....	286
8.3.6.4	Caída de Presión a través de las Perforaciones	288
8.3.6.5	Caída de Presión Producida por la Fricción	289
8.3.7	Razón de Productividad	290
8.4	Equipos para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico.....	297
8.4.1	La Bomba.....	298
8.4.2	La máquina mezcladora “blender”	298
8.4.3	“Mountain mover”	298
8.4.4	Centro de comando de tecnología	298
8.4.5	Líneas de alta presión.....	298
8.4.6	Laboratorio de pruebas QA-QC	299
9	Acidificación	300
9.1	Tipos de Tratamientos de Acidificación	302
9.1.1	Acidificación Matricial	302
9.1.2	Acidificación a través de Fracturas Preexistentes.....	307
9.1.3	Fracturamiento Químico través de Fracturas.....	309
9.2	Diseño del Tratamiento de Acidificación.....	310
CAPÍTULO III.....		311
MARCO METODOLÓGICO.....		311
1	Niveles de la Investigación	311
1.1	La investigación explicativa	311
2	Diseño de la Investigación.....	311

2.1	Técnicas e Instrumentos para la Recolección y el Análisis de Datos	312
3	Metodología de la Investigación Desarrollada	312
3.1	Fase I: Revisión y recopilación de información	312
3.2	Fase II: Actualización de los tópicos de la materia	313
3.3	Fase III: Generación de software	313
3.3.1	Patrones de solución, problemas de terminación e intervención	314
3.3.2	Elaboración de esquemas generales de los patrones de solución	314
3.4	Fase IV: Ejecutar pruebas con estudiantes de la escuela de petróleo	316
CAPÍTULO IV	317
RESULTADOS Y ANÁLISIS	317
1	Estabilidad de tubulares	317
1.1	Mecánica de tuberías dúctiles	319
1.2	Pandeo de tuberías	321
1.3	Generación de la herramienta computacional	324
2	Fluidos de terminación y empaque	329
2.1	Diseño de una salmuera	331
2.2	Diseño de una salmuera a partir de una existente en taladro	334
2.3	Diseño de una salmuera en base a una sal de formiato	337
2.4	Cálculos Extras	339
3	Operaciones de cañoneo	346
3.1	Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo	347
3.2	Generación de la herramienta computacional	350
3.2.1	Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo.....	350
3.2	Daño por Cañoneo (Sp).....	363
3.2.1	Generación de la herramienta computacional.....	365
3.3	Posicionamiento de los cañones transportados con guaya.....	367
3.3.1	Generación de la herramienta computacional.....	372
4	Control de arena	374
4.1	Selección de la grava	376
4.1.1	Generación de la herramienta computacional.....	378
4.2	Diseño de forro/rejilla	384
4.2.1	Generación de la herramienta computacional.....	386
4.3	Diseño de la lechada de grava	393
4.3.1	Generación de la herramienta computacional.....	395

5 Fracturamiento hidraulico	397
5.1 Forma de la fractura	400
5.1.1 Generación de la herramienta computacional.....	402
5.2 Coeficiente de pérdida de filtrado Cv.....	405
5.2.1 Generación de la herramienta computacional.....	407
5.3 Coeficiente de pérdida de filtrado Cc.....	409
5.3.1 Generación de la herramienta computacional.....	411
5.4 Coeficiente de pérdida de filtrado Cw	414
5.4.1 Generación de la herramienta	416
5.5 Área de la fractura.....	418
5.5.1 Generación de la herramienta	420
5.6 Potencia hidráulica.....	444
5.6.1 Generación de la herramienta computacional	446
6 Acidificación de pozos.....	453
6.1 Generación de la herramienta computacional.....	453
7 Ejemplo del funcionamiento de la herramienta	459
CONCLUSIONES.....	463
RECOMENDACIONES.....	465
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	466
APÉNDICES	468
ANEXOS.....	574

ÍNDICE DE FIGURAS Y GRÁFICOS

Figura 1 Terminación convencional sencilla con válvula de seguridad	9
Figura 2 Terminación convencional dual con sarta sencilla y dos empaaduras sencillas	10
Figura 3 Terminación convencional dual con doble sarta de producción	11
Figura 4 Terminación triple con sarta triple.	12
Figura 5 Terminaciones inteligentes	13
Figura 6 a) Terminación convencional; b) Terminación inteligente	16
Figura 7 Terminación <i>tubingless</i>	19
Figura 8 Junta de seguridad	22
Figura 9 a) Camisa deslizante modelo SX; b) Camisa deslizante modelo SL	23
Figura 10 Niples de asentamiento y Junta de impacto	24
Figura 11 Junta de impacto	25
Figura 12 Junta de expansión con clutch	26
Figura 13 Junta de expansión de libre rotación	27
Figura 14 a) Cabeza de guaya múltiple; b) Cabeza de guaya simple	28
Figura 15 Barra de peso	29
Figura 16 Martillo tijera	30
Figura 17 Martillo tubular	31
Figura 18 Martillo hidráulico	32
Figura 19 Herramienta de flexibilidad	33
Figura 20 Localizador de punta de tubería	34
Figura 21 Calibrador / Cortador	35
Figura 22 Calibrador pasador	36
Figura 23 Medidor	37
Figura 24 Bloque de impresión	38
Figura 25 Bomba de arena	39
Figura 26 Caja ciega	40
Figura 27 Gancho de pesca	41
Figura 28 Con receptáculo pulido	45
Figura 29 Terminación con empaaduras	45
Figura 30 Terminación sin empaadura	45
Figura 31 Ubicación de los efectos de la flotabilidad.	48
Figura 32 Relaciones de deformación radial y tangencial	54
Figura 33 Curva de relación fuerza – deformación.....	62
Figura 34 Configuración de una sarta concéntrica	67
Figura 35 Pandeo sinusoidal (izquierda) - Pandeo helicoidal (derecha)	69
Figura 36 Partes de la empaadura	70
Figura 37 Elementos principales de la empaadura	71
Figura 38 Mandril de una empaadura de producción	72

Figura 39	Cuñas y bloque de fricción de una empacadura de producción	72
Figura 40	Elemento sellante de una empacadura de producción.....	73
Figura 41	Empacadura mecánica recuperable de agarre sencillo asentada por tensión	76
Figura 42	Empacadura mecánicas de agarre sencillo asentada por compresión	77
Figura 43	Empacaduras mecánicas	78
Figura 44	Empacadura recuperable mecánica de asentamiento por rotación	79
Figura 45	Empacadura hidráulica sencilla de asentamiento deferencial.....	80
Figura 46	Empacadura hidráulica sencilla de asentamiento deferencial	81
Figura 47	Niple de asentamiento con localizador y sellos de anclaje	83
Figura 48	Niple de asentamiento de tipo NO-GO con localizador y doble sellos	84
Figura 49	Unidad de sellos	84
Figura 50	Esquema de fuerzas actuantes sobre la empacadura.....	86
Figura 51	Curva de cristalización para una salmuera	100
Figura 52	Punto Eutéctico	102
Figura 53	Grafica de tiempo versus tiempo de reacción de explosivos	120
Figura 54	Partes de un cañón de cargas moldeadas.....	122
Figura 55	a) liner parabólico b) liner cónico	123
Figura 56	Esquema de una carga moldeada	124
Figura 57	Desbalance máximo obtenido a través de la densidad bruta (Neutron).....	144
Figura 58	Desbalance máximo obtenido a través del tiempo de transito (sónico).....	145
Figura 59	Fase y densidad de cañoneo Vs Longitud de penetración	146
Figura 60	Herramientas que se utilizan en conjunto con la tubería continua	152
Figura 61	Tecnica del cemento contaminado	153
Figura 62	Caída de presión de un yacimiento con o sin daño	161
Figura 63	Esfuerzo en los poros de la formación	171
Figura 64	Frma en que actúan los esfuerzos de corte en la formación	172
Figura 65	Posiciones de la Herramienta de Cruce	184
Figura 66	Análisis granulométrico de una muestra de arena	189
Figura 67	Corte de una rejilla de alambre enrollado.	193
Figura 68	Detalle de una Rejilla de Alambre para Pozos.	194
Figura 69	Geometría de los Forros Ranurados	198
Figura 70	Se observa una rejilla pre-empacada.....	201
Figura 71	Rejillas de empaque.....	203
Figura 72	Rejilla MeshRite	204
Figura 73	Relaciones entre D50p / D50f y la Permeabilidad del Empaque, Saucier.....	207
Figura 74	Relación del Empaque con la Formación a D50p / D50f	208
Figura 75	Diagrama de la arena empacada en el anular.....	213
Figura 76	Diagrama de la arena empacada en el hoyo de rata	214
Figura 77	Diagrama de la arena empacada en los túneles de perforación	215
Figura 78	Diagrama de la colocación de la arena en un empaque con grava	216

Figura 79 redondez Vs Esfericidad por Krumbein y Sloss	219
Figura 80 Empaque con Grava para Pozos Horizontales	225
Figura 81 (A) Aplicación de la Lechada de Arena Recubierta de Resina	233
Figura 82 (B) Luego de que los granos se encuentran unidos se limpia hoyo.....	233
Figura 83 Esfuerzos que actúan y Plano de Fractura.	242
Figura 84 Esfuerzos que actúan y Plano de Fractura	245
Figura 85 Análisis del Círculo de Mohr.	246
Figura 86 Orientación de Fracturas.	248
Figura 87 Tasa de flujo a través de la formación	258
Figura 88 Pérdida de Fluido con un Aditivo de Pérdida de Fluido	266
Figura 89 Inyección del Fluido dentro del Pozo	271
Figura 90 Porcentaje de Eficiencia de Fracturamiento Vs su Función	280
Figura 91 Capa de asentamiento de arena en fracturas verticales	282
Figura 92 Viscosidad del crudo a varias temperaturas	290
Figura 93 Remoción de Daño	291
Figura 94 Alteración del Patrón de Flujo.	291
Figura 95 Orientación de Fracturas.	292
Figura 96 Razón de productividad estimada después de fracturamiento	294
Figura 97 Efecto de la Presión en la Permeabilidad de la Arena Fracturada.	295
Figura 98 Razón de productividad después de fracturamiento (fractura vertical)	296
Figura 99 Fase III de la investigación.	314
Figura 100 Diagrama de la generación de esquemas de solución,	315
Figura 101 Mecánica de tuberías dúctiles	320
Figura 102 Pandeo de tubulares.....	322
Figura 103 Pandeo de tubulares (Continuación).....	323
Figura 104 Ventana de inicio de la parte uno de HC – TIP.....	324
Figura 105 . Pestaña para ingresar configuración de tubería de revestimiento.	325
Figura 106 . Pestaña de ingreso de configuración de tubería de producción.....	325
Figura 107 Pestaña de casos de estudio.	326
Figura 108 Pestaña de datos para estimación de pandeo.	327
Figura 109 Pestaña de resultados.	328
Figura 110 Esquema para el diseño de fluidos de terminación (caso 1)	332
Figura 111 Esquema de diseño de fluidos de terminación (caso2).....	335
Figura 112 Diseño de fluidos con sales de formiatos.....	338
Figura 113 Cálculo del volumen de salmuera requerido	340
Figura 114 Cálculo de la densidad requerida en el pozo	341
Figura 115 . Interfaz de inicio. Selección diseño de fluidos de terminación.	342
Figura 116 . Ventana de diseño de salmueras. Pestaña de volumetría	343
Figura 117 . Condiciones de operación.	344
Figura 118 . Pestaña de Diseño de salmuera.....	345

Figura 119 . Pestaña de Resultados de diseño de salmuera	345
Figura 120 Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo	349
Figura 121 Interfaz inicial - Segunda parte de HC - TIP. "Diseño de Cañoneo de pozos" ...	355
Figura 122 Interface de la herramienta pestaña "Diseño de Cañoneo".	356
Figura 123 Selección de explosivo de acuerdo al tiempo de exposición	357
Figura 124 Datos necesarios para el diseño del cañoneo	358
Figura 125 UM Vs Microsegundos	359
Figura 126 UM Vs Densidad bruta	360
Figura 127 Lpf Vs RP	361
Figura 128 Longitud de Tubería seca	362
Figura 129 Cálculo de Daño por Cañoneo	364
Figura 130 Daño por cañoneo	366
Figura 131 Posicionamiento de los cañones transportados con guaya	369
Figura 132 Gráfica para identificar cada elemento en el posicionamiento	370
Figura 133 Gráfica para identificar cada elemento en el posicionamiento (cont.)	371
Figura 134 Posicionamiento de cañones transportados con guaya	373
Figura 135 Selección de la grava	377
Figura 136 Ventana de inicio: selección "Control de arena".	380
Figura 137 Granulometría	381
Figura 138 Metodos de selección de grava	382
Figura 139 Metodos de selección de grava: Necesidad de empaque.	383
Figura 140 Diseño de forro/rejilla.....	385
Figura 141 Pestaña: Diseño Forro/Rejilla	388
Figura 142 Área abierta al flujo	389
Figura 143 Diámetro externo Tubería base y luz radial	390
Figura 144 Calibre de la rejilla	391
Figura 145 Área efectiva al flujo	392
Figura 146 Diseño de la lechada de grava	394
Figura 147 Volumen grava y fluido de acarreo	396
Figura 148 Forma de la fractura	401
Figura 149 Fracturamiento hidráulico y químico	403
Figura 150 Pestaña: Forma de la fractura	404
Figura 151 Coeficiente de pérdida de filtrado Cv	406
Figura 152 "Coeficientes Cv, Cc y Cw" y de la pestaña "Cv".	408
Figura 153 Coeficiente de pérdida de filtrado Cc	410
Figura 154 "Coeficientes Cv, Cc y Cw" y de la pestaña "Cc".	412
Figura 155 "Saturacion de liquido Vs Kg/Ko"	413
Figura 156 Coeficiente de pérdida de filtrado Cw	415
Figura 157 "Coeficientes Cv, Cc y Cw" y de la pestaña "Cw".	417
Figura 158 Área de la fractura	419

Figura 159 Pestaña “Área de la fractura”.....	422
Figura 160 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W1	423
Figura 161 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W2	424
Figura 162 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W3	425
Figura 163 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip A(t)1.....	426
Figura 164 Área de la fractura”: uso del Tool Tip A(t)2	427
Figura 165 Área de la fractura”: uso del Tool Tip A(t)3	428
Figura 166 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Eff1	429
Figura 167 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Eff2	430
Figura 168 Área de la fractura”: uso del Tool Tip T1	431
Figura 169 Área de la fractura”: uso del Tool Tip T2	432
Figura 170 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Vfract1.....	433
Figura 171 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Vfract2.....	434
Figura 172 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Vfract3.....	435
Figura 173 Área de la fractura”: uso del Tool Tip X1	436
Figura 174 Área de la fractura”: uso del Tool Tip X2	437
Figura 175 “X(t) Vs Eficiencia de fracturamiento”	438
Figura 176 Funcion Error complementario de X.....	439
Figura 177 “Razon de Productividad”	440
Figura 178 Penetracion de la fractura Vs Razon de productividad (Fractura horizontal)	441
Figura 179 “Penetracion de la fractura Vs Razon de productividad (Fractura vertical)”	442
Figura 180 Penetracion de fractura Vs Permeabilidad de fractura.....	443
Figura 181 Potencia hidráulica	445
Figura 182 Propiedades Grava	447
Figura 183 Potencia hidráulica	448
Figura 184 De/Do	449
Figura 185 Factor de Faning	450
Figura 186 Potencia hidráulica 2	451
Figura 187 Caída de presión a través de los túneles de cañoneo	452
Figura 188 Acidificación de pozos	454
Figura 189 “En general” que pertenece a la pestaña “Acidificacion de pozos”	455
Figura 190 “Para Caliza o Dolomita” y la pestaña “Para Calizas	456
Figura 191 “Para Caliza o Dolomita” y la pestaña “Para Dolomitas”	457
Figura 192 Lavado Ácido	458
Figura 193 Ventana de inicio HC-TIP parte 2	460
Figura 194 Selección del tipo de terminación	461
Figura 195 Ingreso de datos de tipo de muestra	462
Figura 196 Resultado de la longitud de penetración en la formación	462

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Relación de operaciones y pandeo	68
Tabla 2	Relación entre la fuerza efectiva y la forma del pandeo	69
Tabla 3	Comparación entre empaaduras recuperables y permanentes	85
Tabla 4	Salas y densidades de las salmueras asociadas.....	95
Tabla 5	Salas y densidades de las salmueras asociadas (Continuación)	96
Tabla 6	Factores de expansibilidad (Ef) y de compresibilidad (Cf)	98
Tabla 7	Salmuera base y concentraciones de oxígeno	105
Tabla 8	Ph de salmuera recomendado y tratamiento para mantenerlo.....	106
Tabla 9	Explosivos secundarios más comunes	119
Tabla 10	Esfuerzos compresivos con longitud de penetración en muestras comunes.....	138
Tabla 11	Variables respecto al ángulo de fase para el cálculo de daño por cañoneo	141
Tabla 12	Selección de prioridades según tipo de terminación	141
Tabla 13	Prioridades geometría de cañoneo en terminaciones naturales	142
Tabla 14	Serie estándar de 12 tamices y sus tamaños de apertura en tamiz	187
Tabla 15	Tamices “US Mesh Series” y sus Respectivas Aperturas.....	188
Tabla 16	Diámetros de rejillas para empaques con grava	195
Tabla 17	Diámetros de rejillas para empaques con grava (continuación 1)	196
Tabla 18	Diámetros de rejillas para empaques con grava (continuación 2)	196
Tabla 19	Relación de ancho y altura interna de la ranura	199
Tabla 20	Ranuras por Pie Requerida para 3 y 6 % de Área de Flujo.	199
Tabla 21	Ranuras por Pie Requerida para 3 y 6 % de Área de Flujo	200
Tabla 22	Recomendaciones para Arenas de Empaque y Dispositivos de Rejillas	209
Tabla 23	Informe de Cálculos del Trabajo (Información Requerida)	212
Tabla 24	Requerimiento de Fluido de Carga y Volumen de Lechada.....	217
Tabla 25	Beneficios y limitaciones de los métodos mecánicos de la exclusión de Arena. ..	226
Tabla 26	Beneficios y limitaciones de los métodos químicos de exclusión de Arena	230
Tabla 27	Tiempo de consolidación de acuerdo a la temperatura de exposición	234
Tabla 28	Función de error complementario de xa.....	277
Tabla 29	Función de error complementario de xa (Continuación).	278
Tabla 30	Pozos verticales fracturados versus pozos horizontales	297
Tabla 31	Acidificación Matricial.....	306
Tabla 32	Mecanica de Tuberías Ductiles.....	318
Tabla 33	Pandeo de Tubulares	318
Tabla 34	Diseño de fluidos de terminación (caso 1).	330
Tabla 35	Diseño de fluido de terminación (caso 2).....	333
Tabla 36	Caso 3: salmueras en base a formiatos.....	336
Tabla 37	Selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo.....	346

Tabla 38	Cálculo de daño por cañoneo	363
Tabla 39	Posicionamiento de los cañones transportados con guaya	367
Tabla 40	Problemas de control de arena	375
Tabla 41	Fracturamiento hidráulico	397
Tabla 42	Fracturamiento hidráulico. (Continuación 1)	398
Tabla 43	Fracturamiento hidráulico. (Continuación 2)	399

INTRODUCCIÓN

Sin lugar a dudas la industria energética más importante en el ámbito nacional e internacional es la petrolera, diariamente se consumen alrededor de 85 millones de barriles, lo que representa un gran desafío para los países productores. Satisfacer una demanda creciente de energía mientras los yacimientos van a menos, y cada vez son menos y más pequeños los yacimientos descubiertos, es el mayor reto de la industria. Otro reto adicional es la adaptación del entorno petrolero a dos sectores que día a día toman más importancia: la seguridad y el ambiente.

Existen diferentes áreas responsables de mantener y/o incrementar la producción en las empresas petroleras tales como exploración, perforación, producción y simulación de yacimientos. Entre las actividades, dentro de las operaciones de perforación, necesarias para procurar que los pozos produzcan a la tasa óptima por el mayor tiempo posible, para garantizar la seguridad de las instalaciones y mitigar problemas ambientales están la terminación y la intervención de pozos.

En la planificación de la terminación de los pozos se deben tomar en cuenta diversos factores, tales como: la selección de tuberías capaces de soportar los esfuerzos generados en la vida útil del pozo; el diseño de un fluido de terminación y de un cañón que garanticen la productividad del pozo; mecanismos de producción entre otras características que brinden larga vida al pozo. Sin embargo ocurren problemas, por lo tanto es necesaria la intervención de los pozos para restituir su producción o aumentarla si así se requiere.

Es necesario pues, que los futuros ingenieros de petróleo tengan gran capacidad para aplicar todas las técnicas de terminación e intervención de pozos con el mejor criterio para así procurar un mejor desempeño profesional.

Este trabajo de investigación se ha desarrollado de la siguiente manera:

Capítulo I, en el cual se presenta el problema que da lugar a la investigación, los objetivos propuestos para dar solución a dicha problemática y adicionalmente la

justificación, el alcance y las limitaciones presentes en el desarrollo del trabajo. Capítulo II, se expone los antecedentes de la presente investigación, además de las bases teóricas comprendidas en terminación de pozos, estabilidad de tubulares, empacaduras de producción, fluidos de terminación y empaque, operaciones de cañoneo de pozos, intervención de pozos, control de arena, fracturamiento hidráulico y químico y acidificación. Capítulo III, en el cual se explica el proceso metodológico desarrollado para alcanzar satisfactoriamente cada uno de los objetivos planteados en la investigación. Capítulo IV, finalmente se presenta de manera detallada cada uno de los análisis realizados a los resultados obtenidos luego del desarrollo de la herramienta computacional asociada a los procesos de terminación e intervención.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria se trabajan las actividades de terminación e intervención por medio de *software* por lo que se requiere la creación de una herramienta computacional que permita la adaptación de los estudiantes al uso de las mismas. También la falta de un compendio actualizado de información para el estudio de la materia Pozos II, de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La necesidad de integración de lo estudiado en la materia POZOS II, con el uso de herramientas computacionales en la industria, por consiguiente fortalecer la formación integral de los profesionales egresados.

En el año 2006 se realizó el manual del contenido de la materia Pozos II, por lo cual surge la necesidad de actualizar dicha información e incorporarla al material de las clases y de esta manera mantener la formación de los estudiantes acorde con la evolución y desarrollo de nuevas tecnologías en la industria.

Por otra parte, la necesidad de facilitar y fortalecer la practica en el estudio de las operaciones de terminación e intervención de pozos.

OBJETIVOS

Objetivo general

Desarrollar una herramienta computacional que permita la formulación y resolución de problemas relacionados a las operaciones de terminación e intervención de pozos de la cátedra de Pozos II en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

Objetivos específicos

- Recopilar, categorizar y analizar la información existente para la conformación de la base del trabajo.
- Actualizar la información existente en el manual de Pozos II de la escuela de petróleo de la universidad central de Venezuela.
- Realizar una lista detallada de los procesos y variables involucrados en las solución de problemas
- Determinar patrones de solución para problemas de terminación e intervención de pozos.
- Elaborar de esquemas generales que representen los patrones de solución.
- Programar los procesos de solución para problemas operacionales prácticos:
 - relacionados con el de proceso de asentamiento de revestimiento y tuberías de producción y selección de empaaduras de producción.
 - relacionados a fluidos de terminación.
 - relacionados al proceso de cañoneo y selección del tipo requerido.
 - relacionados al diseño de empaque con grava y selección de rejilla.
 - relacionados al proceso de fracturamiento hidráulico y químico.
 - relacionados al proceso de acidificación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En el desarrollo del presente trabajo especial de grado se realizó la revisión de un trabajo de investigación donde se establecieron las bases teóricas de la materia pozos II de la escuela de petróleo de la Universidad Central de Venezuela, a continuación se relatará la relevancia de dicha investigación en el desarrollo de este trabajo:

Guerra J. y Paz D. (2006) realizaron el trabajo de investigación titulado: “*Manual de terminación y rehabilitación de pozos de la escuela de ingeniería de petróleo de la Universidad Central de Venezuela*”. El trabajo abarco los siguientes temas: necesidades para reacondicionar un pozo, terminación de pozos, control de arena, cementación de pozos, estimulación de pozos, evaluación económica de trabajos de reacondicionamiento de pozos, pandeo de tubulares, fluidos de terminación y empaque y cañoneo de pozos los cuales conforman las bases teóricas de la materia pozos II. Entre las principales conclusiones se tienen que la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de Universidad Central de Venezuela cuenta con un manual completo, de calidad y en español de Ingeniería de Terminación y Rehabilitación de Pozos. En este se desarrollaron las necesidades para reacondicionar un pozo, así como también las diferentes herramientas bajadas por guaya, las razones por las cual se realiza una terminación selectiva, como es una terminación inteligente, los diferentes métodos para controlar la producción de arena, los procedimientos utilizados en la cementación secundaria, las técnicas que se utilizan para estimular un pozo, como se determina si un trabajo de reacondicionamiento es económicamente rentable, pandeo de tuberías, el colgamiento de tuberías de revestimiento y la colocación y liberación de herramientas.

1 Terminación de pozos ^[1]

Es el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en el pozo con la finalidad de controlar la producción o inyección de fluidos, siempre enfocado a

maximizar la vida útil y rendimiento del pozo. El tipo de terminación seleccionada es crucial tanto en lo relacionado a la productividad, como en los gastos de futuras rehabilitaciones e intervenciones que se le realicen.

Para decidir cómo realizar el diseño de una terminación se deben tomar en cuenta ciertos factores:

- Técnicas de terminación de fondo de pozo.
- Número de terminaciones en un solo hoyo
- Tamaño de la tubería de producción
- Pruebas de pozos si son requeridas

1.1 Tipos básicos de terminación de pozos

Existen diferentes tipos de terminación dependiendo de las características de la formación o formaciones de las que se producirá y de los requerimientos gerenciales de los pozos, las cuales se describen a continuación:

1.1.1 Terminaciones a hoyo desnudo.

Son aquellas en las que el revestimiento de producción es asentado por encima de la formación o arena de interés y posteriormente se perfora dicha zona con un fluido que minimice el daño de formación, es decir existe un contacto directo con la formación.

Este tipo de terminaciones presentan las siguientes características:

- Son las de máxima productividad pero también las menos frecuentes debido a son muy problemáticas lo que genera gastos adicionales con el pasar del tiempo de producción del pozo.
- Son susceptibles a daño severo de la formación debido a la invasión de filtrado de lodo de perforación.
- Son más eficientes a la hora de realizar una terminación de empaque con grava para disminuir la producción de arena.

Ventajas:

- Densidad de lodo y reología pueden ser controlados para minimizar daños a la formación dentro de la arena objetivo.
- Elimina los gastos de cañoneo.

- La interpretación de los perfiles de pozos no es crítica debido a que la zona de interés está perfectamente ubicada.
- Se trabaja con el máximo diámetro del pozo frente a la zona de interés pues se produce a través del revestidor de superficie.
- Puede ser transformada fácilmente a una terminación con rejilla o *liner* ranurado, debido a que solo se debe bajar la herramienta y asentarla.

Desventajas:

- De haber producción excesiva de gas o agua será difícil de controlar debido a que no se puede re-completar selectivamente por la falta de revestidores.
- El intervalo productor no puede ser estimulado selectivamente.
- Las secciones abiertas usualmente requieren de limpiezas frecuente por los taponamientos que se producen.

1.1.2 Terminaciones a hoyo revestido y cañoneado.

Son aquellas en las que el revestimiento o *liner* de producción es asentado a una profundidad mayor a la que se encuentra la arena de interés de manera que luego son cañoneados. Este tipo de terminaciones presenta las siguientes características:

- Generalmente son más económicas a largo plazo debido a la facilidad de cañonear selectivamente los intervalos productores y re-trabajar las mismas zonas o re-completar en nuevas zonas.
- Controlan moderadamente la producción de arena y puede ser adaptadas a técnicas de control de las mismas (consolidación plástica, rejillas y empaques con grava).

Ventajas:

- Utilizado el cañoneo selectivo se puede controlar con efectividad la producción de gas y agua.
- La profundización del hoyo es fácil de alcanzar, aunque con un diámetro menor.
- El revestimiento impide el flujo de arena y es adaptable a técnicas especiales de control de arena.
- Adaptable a todas las configuraciones de terminación, sencilla y múltiple.
- Permite realizar estimulaciones selectivas.
- La producción de fluidos en cada zona se puede controlar y monitorear con mayor efectividad.

Desventajas:

- El cañoneo en zonas de gran espesor puede ser costoso.
- Existe mayor riesgo de daño a la formación en la arena objetivo.
- Es necesario un análisis preciso de los registros y un control de la profundidad del hoyo.
- En caso de usar *liner* cementado y cañoneado:
 - ✓ Existirá mayor restricción del diámetro frente a la zona de interés.
 - ✓ Mayor riesgo en la cementación primaria.
 - ✓ Mayor costo por tiempo de perforación, cemento y cañoneo.

1.2 Terminaciones convencionales

De acuerdo al uso de la tubería de producción las terminaciones a hoyo revestido y cañoneado pueden ser convencionales o *tubingless*. Las terminaciones convencionales se hacen con el siguiente propósito:

- Proteger el revestimiento contra el estallido debido a las altas presiones de producción o inyección.
- Proteger el revestimiento de los fluidos corrosivos.
- Proveer una sarta reemplazable en caso de corrosión u otro tipo de daño, el revestimiento no es reemplazable.
- Proveer la flexibilidad de cambiar el tamaño del *tubing* con los cambios de producción.
- Es necesaria para pozos con larga vida productiva donde la corrosión, y los futuros trabajos o servicios al pozo sean de gran consideración.
- Proveer la mayor oportunidad de éxito para una reparación mecánica.

De acuerdo con el número de zonas terminadas por pozo las terminaciones convencionales se clasifican en sencillas y múltiples.

1.2.1 Terminaciones convencionales sencillas ^[15]

Son aquellas en las cuales solo se produce a través de una zona cañoneada, se puede dar con las siguientes configuraciones:

- ✓ flujo a través del revestidor, flujo a través de *tubing* y revestidor.
- ✓ con bombeo mecánico.
- ✓ con flujo natural a través del *tubing* (figura 1).

- ✓ mediante levantamiento artificial con gas.
- ✓ Con terminación alterna.
- ✓ Con tubería concéntrica para controlar pozo.
- ✓ Con dos sartas paralelas para inyección y producción.

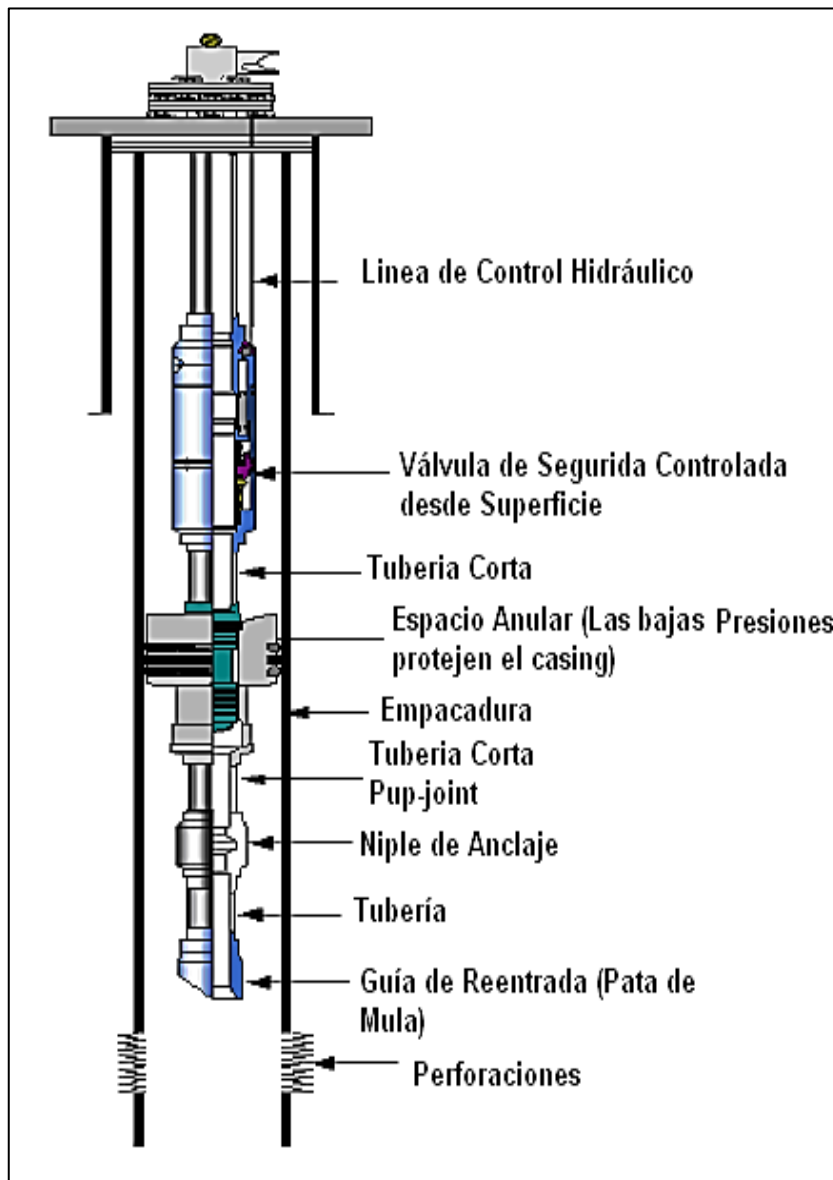


Figura 1 Terminación convencional sencilla con válvula de seguridad ^[4]

1.2.2 Terminaciones convencionales múltiples:

Son aquellas en las cuales se produce a través de varias zonas simultáneamente (comingled), lo que permite alcanzar una mayor tasa de producción. Las terminaciones múltiples se pueden dar a través de la siguiente configuración:

- ✓ Terminación dual con empacadura y sarta de producción sencilla (figura 2)
- ✓ Dual con herramienta de cruce con sarta sencilla
- ✓ Dual con flujo compartido con sarta sencilla de producción
- ✓ Dual con sartas de producción paralelas (figura 3)
- ✓ Dual con sartas paralelas y dos terminaciones alternas
- ✓ Triple utilizando dos o tres sartas de producción y empacaduras.

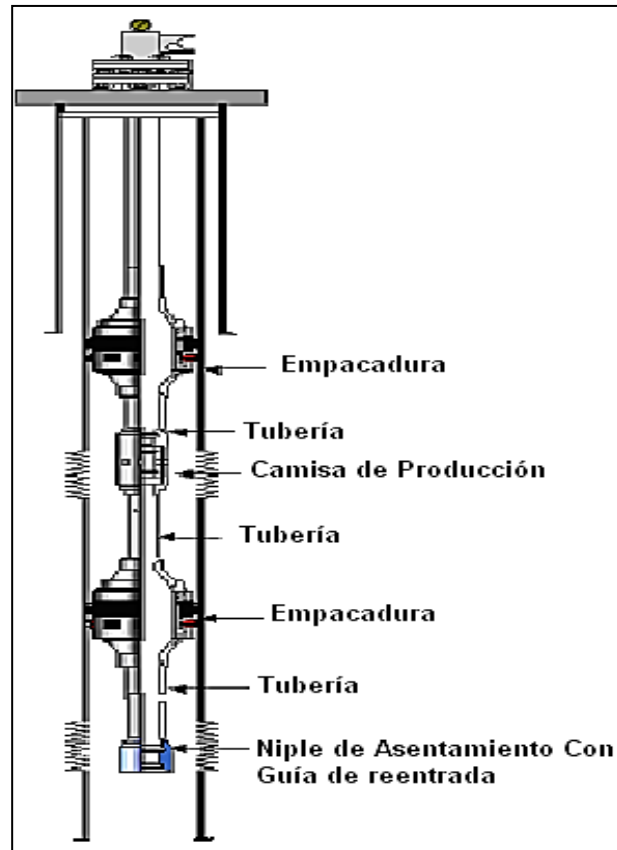


Figura 2 Terminación convencional dual con sarta sencilla y dos empacaduras sencillas ^[4]

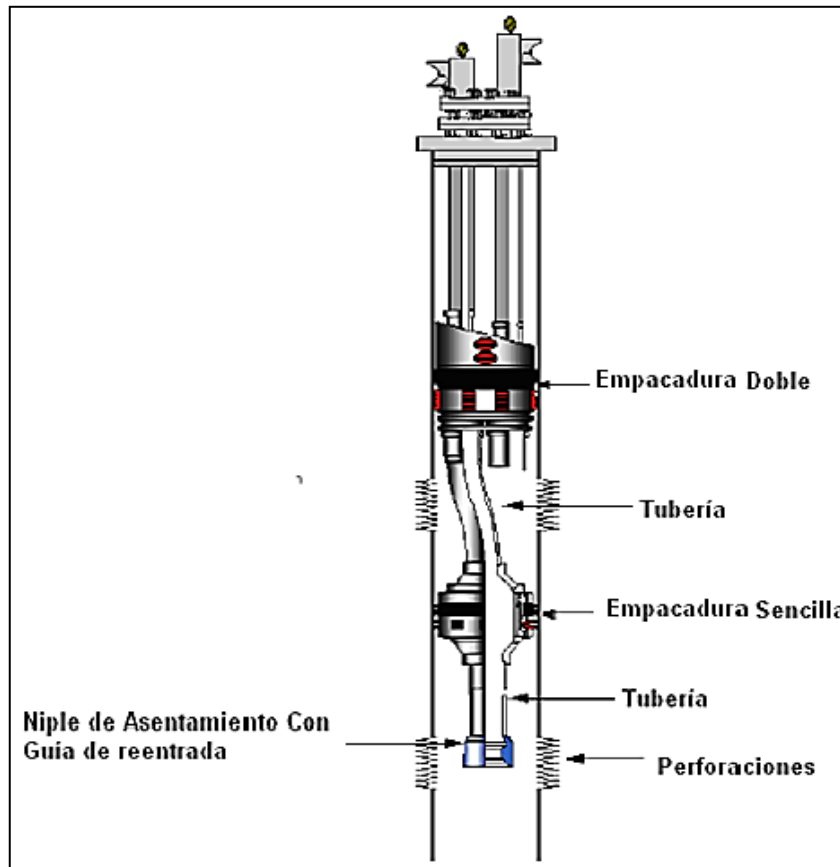


Figura 3 Terminación convencional dual con doble sarta de producción ^[15]

1.2.3 Razones para Realizar una Terminación Selectiva ^[1(2)]

La terminación selectiva es el proceso que permite producir diferentes arenas, de uno o varios yacimientos a través de mandriles o camisas de producción (ver figura 4). Existen diversas razones por la cual se puede seleccionar es tipo de operación, tales como:

- Gracias a que los sistemas se encuentran aislados dentro del pozo, se pueden producir los fluidos de diferentes arenas de un mismo yacimiento o de varios yacimientos de forma independiente.
- Al tener líneas de producción independientes, se puede tener un mejor control de los volúmenes de fluidos producido.
- Permite producir selectivamente una zona de un yacimiento.
- Permite mediante un mismo pozo la inyección de fluidos en una zona del yacimiento y al mismo tiempo permite la producción de ése intervalo.

- Se puede estimular una zona sin interrumpir la producción de otra dentro del mismo pozo.
- Si se están produciendo distintos yacimientos, se pueden aplicar varios mecanismos de producción al mismo pozo.
- Reduce costos de inversión, debido se perforan menos pozos.
- Se recupera la inversión en menor tiempo.

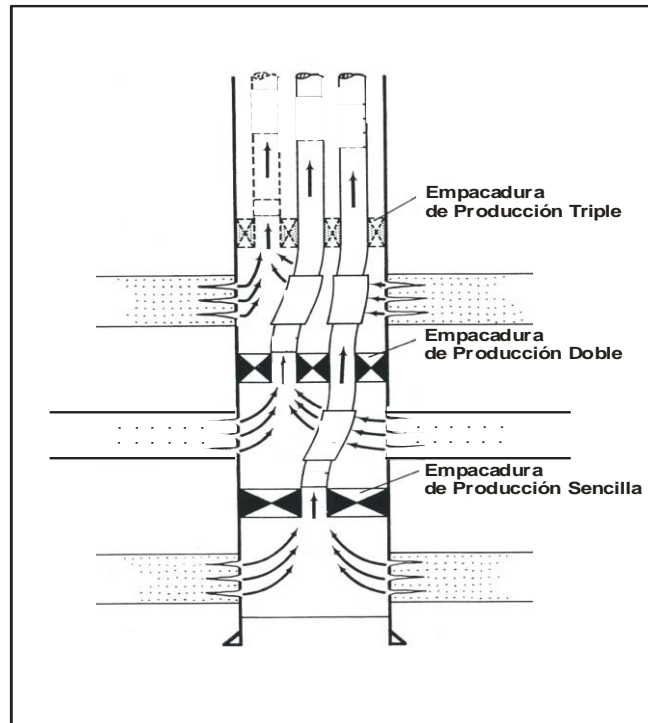


Figura 4 Terminación triple con sarta triple. ^[1]

1.2.4 Terminación Inteligente

Una terminación inteligente se define como un sistema capaz de recolectar, transmitir y analizar datos de producción de un pozo, del yacimiento y de la integridad de la terminación, para luego habilitar la acción remota que permite mejorar el control sobre el mismo y sobre el comportamiento de la producción. El monitoreo remoto de una terminación se refiere a la habilidad que tiene el sistema para la adquisición de datos obtenidos dentro o cerca del pozo sin tener que realizar una intervención convencional. El control remoto de una terminación quiere decir que se pueden dar

instrucciones al pozo para alterar la posición o el estatus de uno o más componentes de control de flujo. Normalmente, se busca a través de la terminación inteligente optimizar la producción y maximizar el recobro de manera eficiente disminuyendo a la vez, los costos de operación y los riesgos de seguridad ^[2(9)].

Este tipo de terminaciones también se utiliza con métodos de control de arena, bombas electro sumergibles y pozos multilaterales (ver figura 5). En este último caso el sistema es muy útil debido a que los objetivos de los pozos multilaterales es permitir que el operador tenga acceso a una mayor cantidad de reservas a través de un mismo pozo. La terminación inteligente permite monitorear y manejar la producción que proviene de cada entrada lateral ^[3(10)].

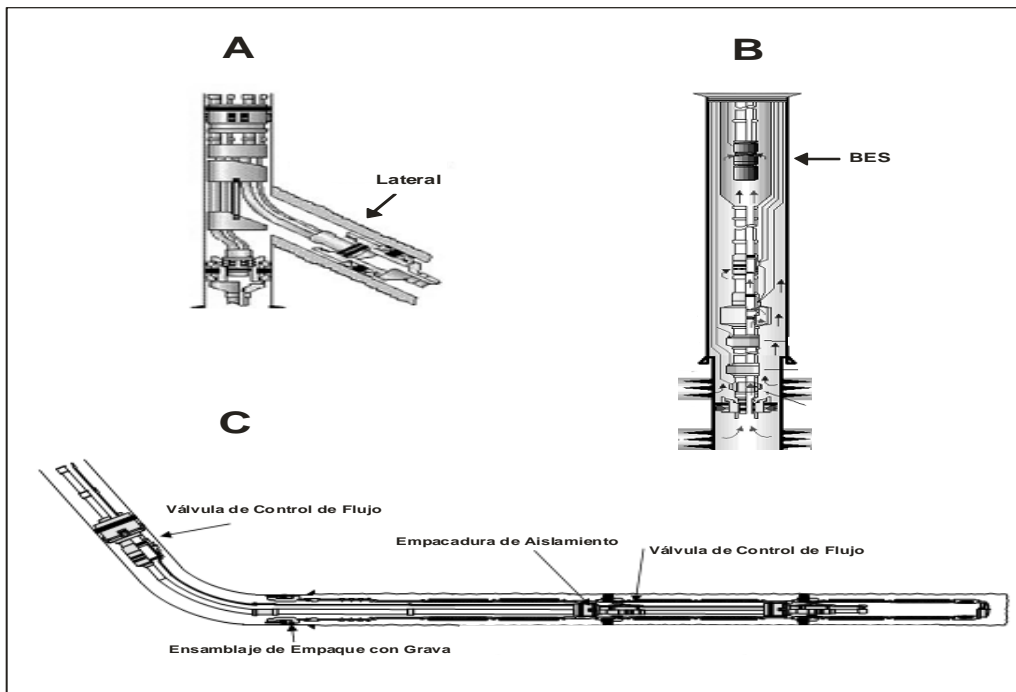


Figura 5 Terminaciones inteligentes ^[1]

a) pozos multilaterales b) terminación inteligente con BES c) terminación inteligente con empaque con grava

Existe una gran cantidad de acumulaciones de hidrocarburos que por sí solas no son económicamente rentables y la mayoría de estos yacimientos se encuentran unos encima de otros. La tecnología de pozos inteligentes proporciona una solución que permite habilitar la explotación de estos yacimientos a través de un pozo lo cual

puede generar rentabilidad. Algunos de los beneficios que se obtienen de la producción simultánea de múltiples yacimientos a través de una sola tubería de producción incluyen ^[4(11)]:

- Menor cantidad de pozos.
- Menor impacto ambiental.
- Menor cantidad de infraestructura.
- Menor inversión de capital y cantidad de gastos operacionales.
- Aumentar la producción a través del acceso a mayor cantidad de zonas.

Elementos de una Terminación Inteligente ^[3(11)]: para poder realizar este tipo de terminación de pozos, se requieren los siguientes elementos:

- *Dispositivos de control de flujo*: la mayoría de los dispositivos de control de flujo actuales se basan en tecnología de válvulas – bola o de mangas deslizantes. El control de flujo puede ser binario (encendido/apagado), posicionamiento discreto (número de posiciones prefijadas) y variables de estrangulamiento infinito. La fuerza que moviliza estos sistemas puede ser proporcionada por equipos hidráulicos, eléctricos, o electro-hidráulicos.
- *Alimentación a través de empacaduras de aislamiento*: para poder realizar el control individual de una zona y asegurar la segregación de hidrocarburos de formaciones separadas, cada zona debe ser aislada por empacaduras que incorporan vías de alimentación para facilitar el uso de cables de control, comunicación y energía.
- *Cables de control, comunicación y energía*: la tecnología actual de pozos inteligentes requiere de uno o más conductos para transmitir energía y datos al monitoreo dentro del hoyo y a los dispositivos de control. Estas pueden ser líneas de control hidráulico, conductores de datos y energía eléctrica, o líneas de fibra óptica. La fibra óptica se puede instalar en una línea de control especializada, o puede compartir la línea de control con una línea hidráulica. Por protección y para facilitar el despliegue, las líneas múltiples generalmente están encapsuladas.

- *Sensores dentro del pozo:* hay una variedad de sensores disponibles para monitorear los parámetros de desempeño del flujo del pozo de cada zona de interés. Varios sensores de presión y temperatura con puntos electrónicos de cristal de cuarzo se colocan a lo largo de un conductor eléctrico, con el fin de permitir mediciones exactas en varias zonas. También se usan las fibras ópticas para obtener registros de temperatura y presión en el pozo. Otras nuevas tecnologías que se encuentran en desarrollo incluyen sensores de corte de agua, medidores de densidad del fluido, arreglos de sensores micro-sísmicos, arreglos de sensores de medición de la resistividad de la formación y sensores de análisis químicos.
- *Adquisición y control de datos en superficie:* al tener múltiples sensores dentro del hoyo proporcionando datos de producción en tiempo real, el volumen de los datos adquiridos puede ser demasiado. Los sistemas son requeridos para adquirir, validar, filtrar y almacenar datos. Se requiere de herramientas procesadoras para examinar y analizar los datos para obtener una visión del desempeño del pozo en el yacimiento. En combinación con los conocimientos obtenidos del análisis, se utilizan modelos de predicción que pueden asistir en la generación de las decisiones de procesamiento y control para optimizar la producción de un pozo.

En la figura 6 se muestra un diagrama mecánico de un pozo con terminación convencional y una inteligente. Además de las diferencias en los equipos y herramientas usadas en cada una de ellas es importante resaltar que la diferencia más significativa entre las mismas es que la instalación y ejecución de una terminación inteligente es mucho más costosa que una convencional.

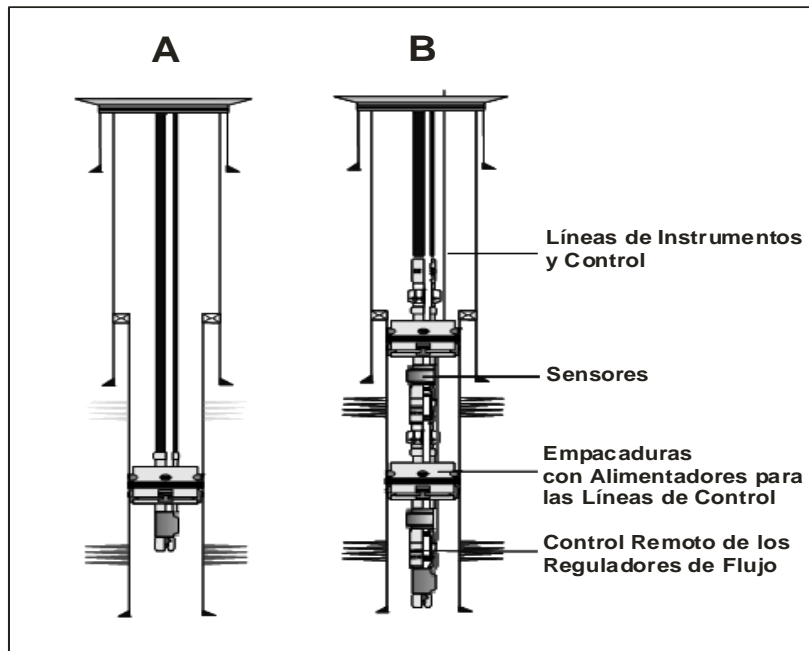


Figura 6 a) Terminación convencional; b) Terminación inteligente ^[1]

Prácticas de Instalación ^[4(13)]: para incrementar la eficiencia y reducir los costos, muchos de los problemas y sus soluciones deben ser identificados en los programas y reuniones del trabajo inicial con el fin de que al momento de estar en la localización se le dé mayor énfasis a la operación de terminación.

Se utilizan varios métodos para reducir el tiempo requerido para hacer los ensamblajes en el taladro, entre ellos se incluyen:

- *Ensamblaje completo en tierra firme*: aun cuando los equipos sean llevados a instalaciones costa afuera, todo el ensamblaje se hace en tierra firme. En ambientes en los cuales se requiere realizar control de arena, los ensamblajes se realizan en los talleres. La mayoría de este trabajo involucra la instalación de sistemas de control de zonas duales. En vez de trasladar cada equipo por separado y unirlos en la instalación costa afuera, el sistema se diseña para permitir que éste

se traslade como un sólo ensamblaje. Esto trae la disminución del tiempo de taladro.

- *Juntas (Splice Subs)*: permiten que la mayoría de las terminaciones se hagan en tierra firme. Las únicas conexiones requeridas en la mesa rotaria son aquellas hechas por encima de la junta. Esto ahorra tiempo y elimina la necesidad de jalar todas las líneas de control a través de la empaadura.
- *Caja de transporte (Coffin)*: para minimizar los riesgos de daño que pueden sufrir los equipos, se diseñó una caja de transporte para trasladar los ensamblajes y facilitar el levantamiento de estos. Este dispositivo es simplemente un tramo de un revestimiento con un diámetro interno mayor al diámetro externo de la empaadura, cortado a la mitad, alineado y sujetado. Una vez que es cerrado, la caja se asegura a sí misma en las juntas que se encuentran por encima de la empaadura de producción.
- *Mini-carretes (Mini-spoolers)*: usarlos significa que las líneas de empaaduras planas pueden ser jaladas a través de las empaaduras y que pueden ser unidos al ensamblaje en tierra firme. Luego los mini-carretes y el ensamblaje que se encuentra dentro caja de transporte son enviados juntos a la localización. Una vez allá, son elevadas al taladro, con las líneas pre-ensambladas.
- *Tuberías giratorias (Tubing Swivel)*: en algunas aplicaciones se utiliza para dar torque al ensamblaje en la parte baja de la sección de terminación. Este equipo es básicamente una conexión de tipo caja que se encuentra por debajo del ensamblaje en dirección hacia arriba. La parte baja de la terminación inteligente tiene un pasador con un collar giratorio. Una vez que el ensamblaje ha sido colocado, sólo se aplica torque en el collar sobre la parte baja del ensamblaje de la terminación. Esto asegura que los empaaduras planas que se encuentran por encima del ensamblaje se mantengan en estado estacionario mientras se aplica torque.

Sistema de Producción Inteligente ^[2(9)]: la terminación inteligente funciona como un contribuyente al proceso de producción como resultado de los siguientes puntos:

- Reducción o remoción de la frecuencia de intervención requerida para un monitoreo u optimización del yacimiento y de la producción; y la habilitación del mejoramiento de la producción, lo cual ya no será limitado por el control del proceso en superficie.
- Incremento de la producción y recuperación primaria a través de la optimización de zonas o perfiles de flujo facilitados por los dispositivos a control remoto.
- Reducción del manejo del producto de desperdicio, costos de equipos, mano de obra y servicios de soporte.

Sin embargo, la visión de la terminación inteligente a largo plazo, funciona como un subsistema dentro del sistema integral de producción inteligente, en el cual, varios pozos que tienen la capacidad de tener autocontrol automatizado ya sea en forma individual o colectiva, unidos por el campo, el proceso y los sistemas de manejo de yacimientos. Actualmente, esta visión implica la unión entre los equipos de monitoreo y de control de flujo que son manejados a través de una retroalimentación generada por la comparación de los sensores de desempeño del yacimiento y los resultados de las simulaciones del mismo. Existen tres exigencias de control inherentes para alcanzar este objetivo:

- Optimización del desempeño del pozo en el cual los sistemas de levantamiento inteligente habilitan el control clásico en tiempo real para optimizar la producción como función de los controles de entrada (inyección de gas, bombeo electro sumergible, etc.).
- Optimización del campo en el cual el sistema de control principal mejora la salida dentro de las limitaciones impuestas por la infraestructura del campo de producción. Esta optimización se realiza a través del monitoreo de los parámetros de producción, pero las constantes de control del tiempo funcionan de manera tal que cambian la respuesta del campo para controlar los procesos de entrada y se miden en horas o días.
- Optimización del yacimiento en el cual el control de las entradas de campo se manejan a través de las salidas de las simulaciones del mismo, los cuales se

validan con los datos proporcionados por el sistema de producción inteligente. La optimización requiere la remoción de la unión directa entre el sensor de salida y los comandos de control en búsqueda de heterogeneidad del yacimiento y para igualar la parte funcional del control con las respuestas dadas por el yacimiento, la cual puede ser medida en meses o incluso en años.

1.3 Terminaciones *tubingless* ^[2]

En la terminación *tubingless* (ver Figura 7) se utiliza un *tubing* (tubería con diámetro externo menor o igual a 4,5”) como sarta de revestimiento, luego es cañoneado convencionalmente y el pozo produce por esta tubería hasta superficie. Se utiliza este tipo de terminación como opción de desarrollo de bajo costo ya que se reduce la inversión en perforación, revestimiento, empacaduras y cabezal, siendo por esto una opción generalmente usada en pozos de baja productividad. También son utilizados en pozos de terminación múltiples. Debido a la limitada capacidad de realizar trabajos de intervención en este tipo de terminaciones los pozos son desechables.

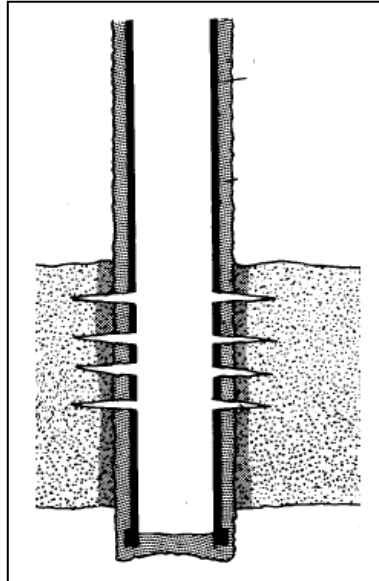


Figura 7 Terminación *tubingless* ^[2]

1.4 Operaciones con Herramientas manejadas por Guayas ^[2]

En el diseño de la terminación de un pozo, existe una gran variedad de equipos y dispositivos de control que cumplen con funciones específicas y que son operados desde la superficie a través de guayas, y que en la mayoría de los casos se ejecutan bajo condiciones de riesgos. Hoy en día las operaciones con guaya, han adquirido gran importancia, debido a que permiten activar los pozos en menor tiempo, reduciendo las pérdidas de producción, y cuando se realizan de manera segura y eficiente, los resultados son satisfactorios y el costo es mínimo.

1.4.1 Condiciones Operacionales

Cuando se van a realizar operaciones con guayas se deben tener en cuenta ciertas consideraciones operacionales tales como:

- *Presión del pozo:* permite seleccionar las características físicas del equipo de superficie (lubricador, válvula de seguridad). Se debe medir las presiones de la tubería de producción y del espacio anular, asegurándose que los equipos cumplan con las especificaciones mínimas necesarias para ejecutar el trabajo de forma segura.
- *Profundidad:* se necesita para determinar la longitud de la guaya y el peso de las herramientas. Es importante conocer la resistencia de tensión de la guaya para realizar balance de peso de las herramientas a utilizar, garantizando salir del pozo, sin exceder el límite de tensión de la guaya
- *Tipo de yacimiento:* el yacimiento puede producir una serie de elementos (escamas, parafinas, asfáltenos, etc.) que se depositan en la tubería de producción y pueden ocasionar problemas de atascamiento, es por ello que se debe conocer las características de los yacimientos producidos, además de los fluidos, para seleccionar las herramientas y equipos más adecuados, y así minimizar los riesgos.
- *Fluidos de producción:* la producción de H₂S y CO₂ incide directamente sobre la guaya.

- *Estado mecánico:* conociendo en detalle la configuración mecánica del pozo (la sarta de tubería, descripción interna, ubicación y diámetro de cada componente que constituye la terminación del pozo) se puede determinar el diámetro externo máximo de las herramientas a utilizar, evitando así los atascamientos.
- *Método de producción:* independientemente del método de producción, todos los pozos pueden ser trabajados con guaya.

Una vez verificadas todas las condiciones antes mencionadas, se puede proceder a realizar todo trabajo menor al pozo productor y/o inyector seleccionado. Cabe destacar que aunque el programa trabajo contempla todas las acciones por efectuar, frecuentemente existen desviaciones, que se deben a situaciones imprevistas y obligan a una rápida corrección con el fin de continuar el cronograma de actividades.

1.4.2 Tipos de Guaya

- *Guaya Fina (monofilamento):* son las guayas más finas usadas en operaciones de subsuelo, por su resistencia y flexibilidad. Tiene diámetros de 0,092; 0,105 y 0,108 pulgadas. Pueden ser de acero al carbono, utilizadas en cualquier pozo sin problemas de H₂S y/o CO₂ o también de acero inoxidable, que se usan en ambientes de H₂S o en los cuales ocurren problemas de corrosión debida al alto contenido de CO₂.
- *Guaya Gruesa (multifilamento):* son guayas gruesas comúnmente empleadas para reemplazar guayas finas. Tienen diámetros (mayor a la de guaya fina) de 3/16; 1/2; 5/16 pulgadas y se utilizan cuando se requiere mayor resistencia, como en trabajos de achique, pesca, y para bajar tubería de extensión, entre otros. Éstas son de acero, compuesta de cordones y alma, siendo generalmente de fibra textil. Se usan debido a que tiene mayor resistencia para diámetro y peso, su longitud no varía a condiciones atmosféricas y son de larga duración. Su diseño se basa en el grado de acero, número y forma de alambres en el cordón, tipo y colocación del alambre, preformado y tipo de alma.

- *Guaya eléctrica:* son guayas que sirven para proporcionar energía eléctrica a las herramientas que lo requieran, tales como registros eléctricos y las usadas para bajar y asentar tapones o empaaduras, entre otros.

1.4.3 Herramientas Básicas

Juntas de Seguridad: Generalmente estas se instalan por encima de las empaaduras, pues en caso de que la tubería se atasque la junta se separará en dos partes (una superior conectada a la tubería y una inferior conectada a la empaadura), lo cual facilita la recuperación de los tubulares y permitira tener libertad en el uso de herramientas para desasentar la empaadura (ver figura 8).



Figura 8 Junta de seguridad ^[16]

Camisa deslizante: Es un dispositivo de comunicación que permite la circulación entre el espacio anular y el interior del *tubing* o para producir selectivamente zonas productoras (ver figura 9).

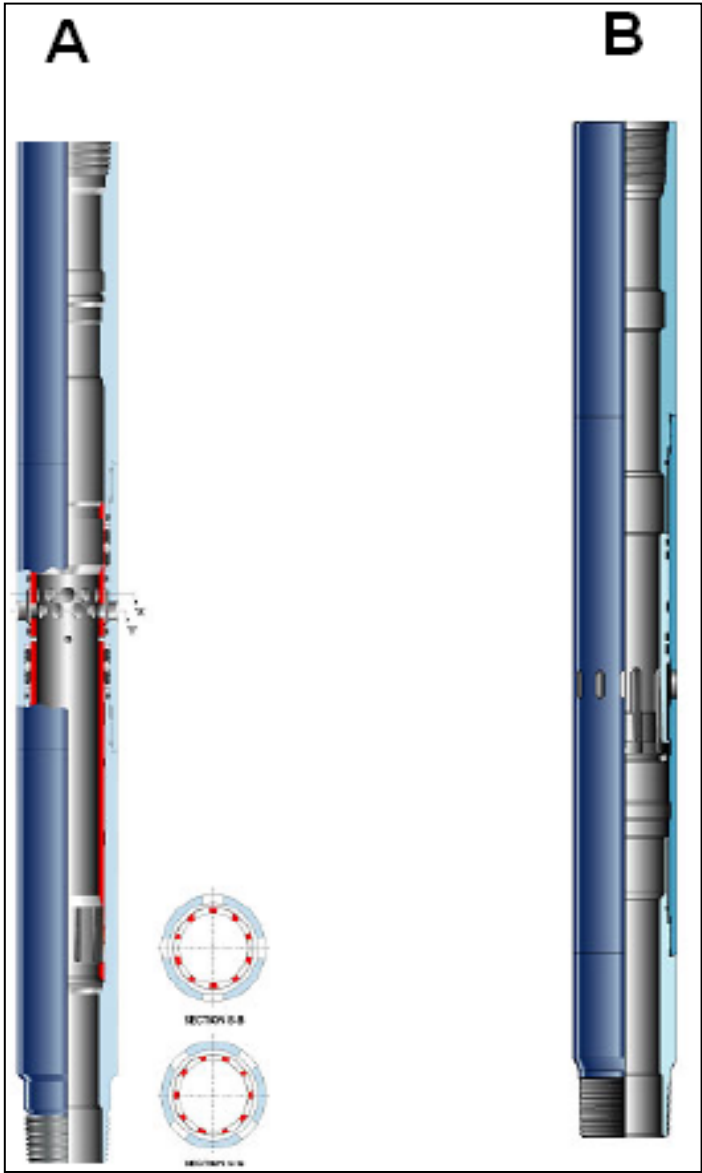


Figura 9 a) Camisa deslizante modelo SX; b) Camisa deslizante modelo SL ^[15]

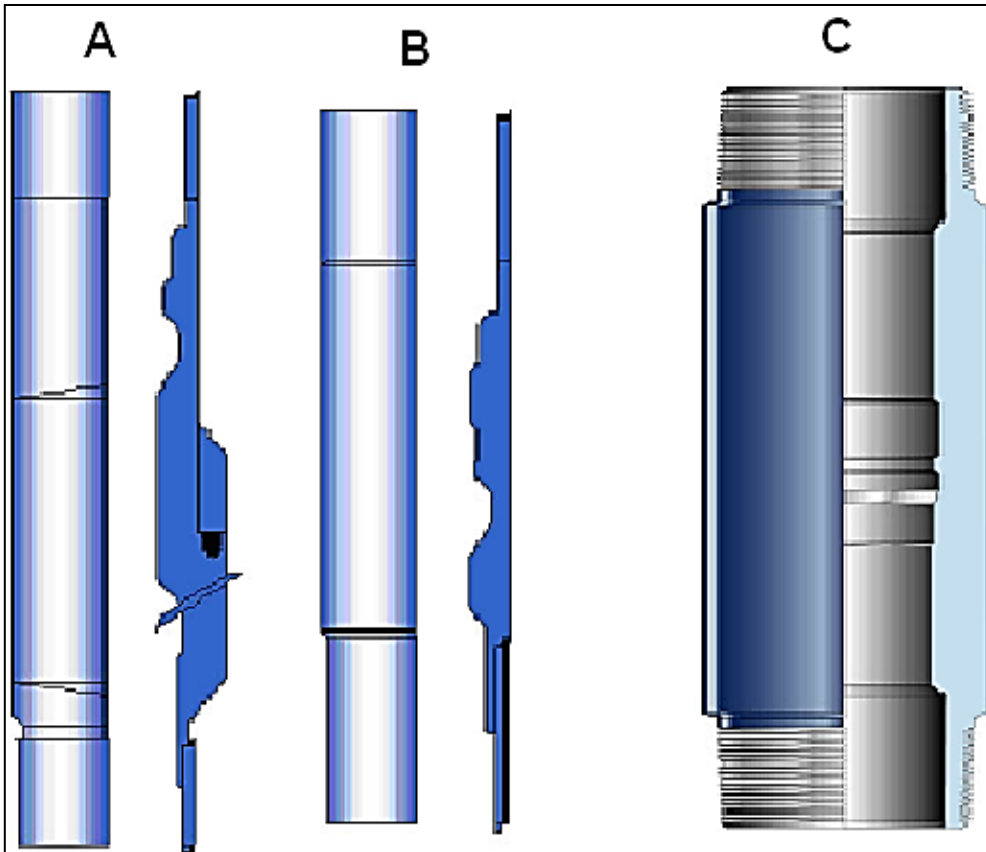


Figura 10 Niples de asentamiento [16]

a) Niple de asentamiento hidráulico; b) Niple de asentamiento tipo NO-GO; c) Niple de asentamiento selectivo

Niple de asiento (landing nipple): Se utiliza para anclar herramientas de fondo provistas con cuñas de anclaje. Además de poseer una parte interna pulida, los niples de anclaje tienen un perfil para alojar accesorios dentro de ellos. Básicamente existe tres tipos de niples de asiento, niples tipo no-go, niples selectivos y niples para el control hidráulico (ver figura 10).

Junta de impacto (Blast joint): Estas se colocan frente a la zona cañoneada, debido para que resistan la capacidad abrasiva de los fluidos que vienen de la formación (ver figura 11)



Figura 11 Junta de impacto ^[16]

Juntas de expansión: Estas juntas están diseñadas para eliminar los esfuerzos a los que es sometida la tubería debido a los cambios de presión y temperatura, por lo cual podría evitar el pandeo de la misma.

Juntas de expansión con clutchet: estas juntas están equipadas con clutchets que son libres de rotar a lo largo de todo el recorrido con la tubería, sin embargo cuando la junta está totalmente expandida o comprimida estos clutchets se bloquean y permiten la transmisión de torque a la tubería (ver figura 12).

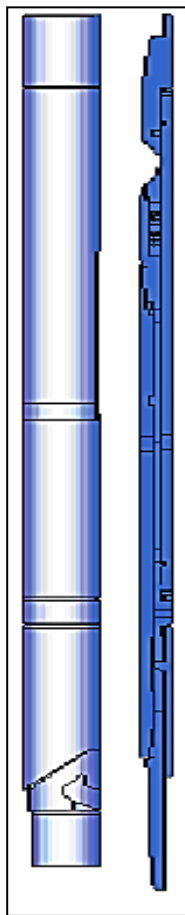


Figura 12 Junta de expansión con clutchet ^[16]

Juntas de expansión de libre rotación: Estas juntas se mantienen rotando libremente hasta que la misma es sometida a expansión o contracción (ver figura 13).

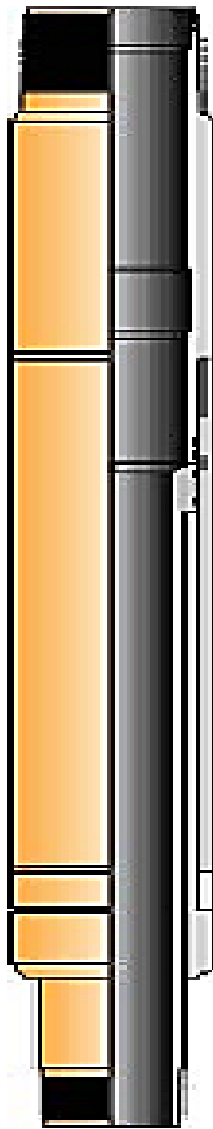


Figura 13 Junta de expansión de libre rotación ^[16]

Cabeza de Guaya: es un dispositivo en forma cilíndrica, con un cuello de pesca que forma la primera parte del juego de herramientas básicas que permite la interconexión entre ésta y la guaya (ver figura 14).

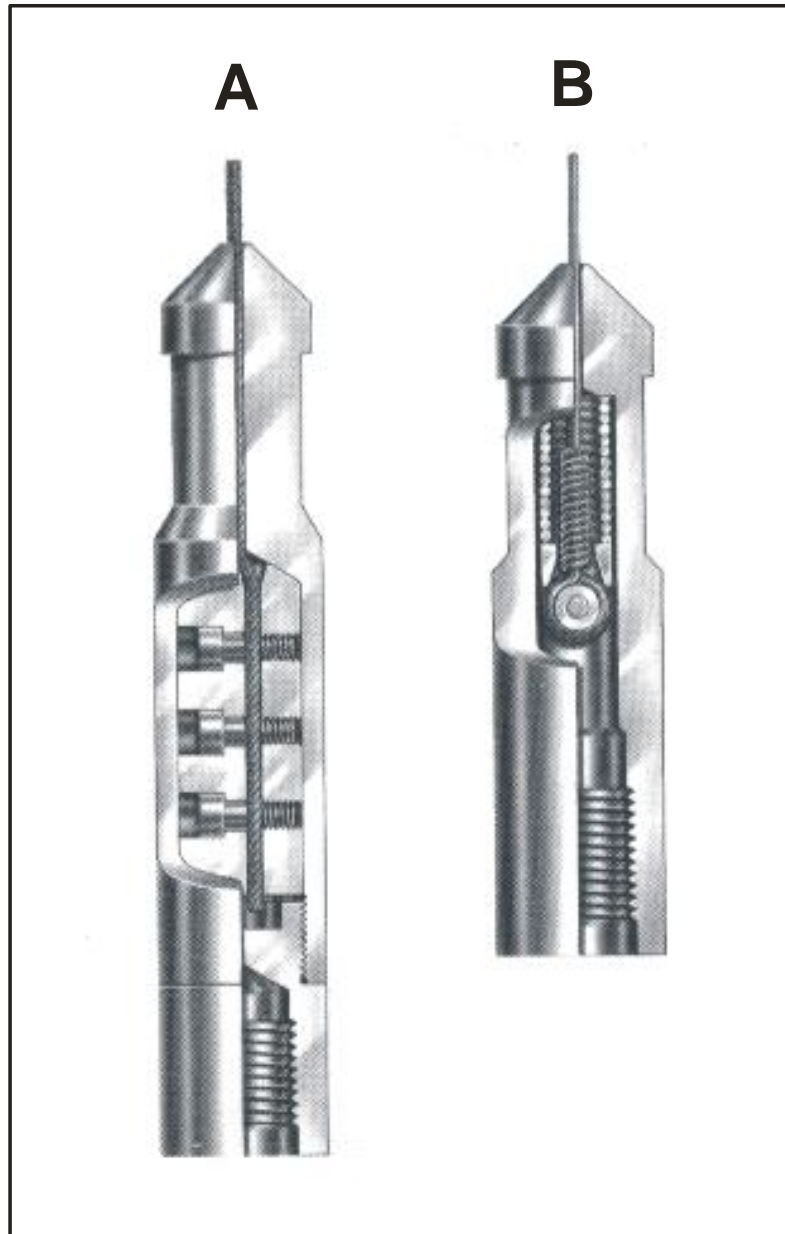


Figura 14 a) Cabeza de guaya múltiple; b) Cabeza de guaya simple ^[1]

Barra de Peso: es un dispositivo cilíndrico y de acero al carbono, refuerza la acción del martillo. Su función es instalar y remover los equipos de control de flujo y vencer el diferencial de presión del pozo para poder llegar a la profundidad requerida (ver figura 15).

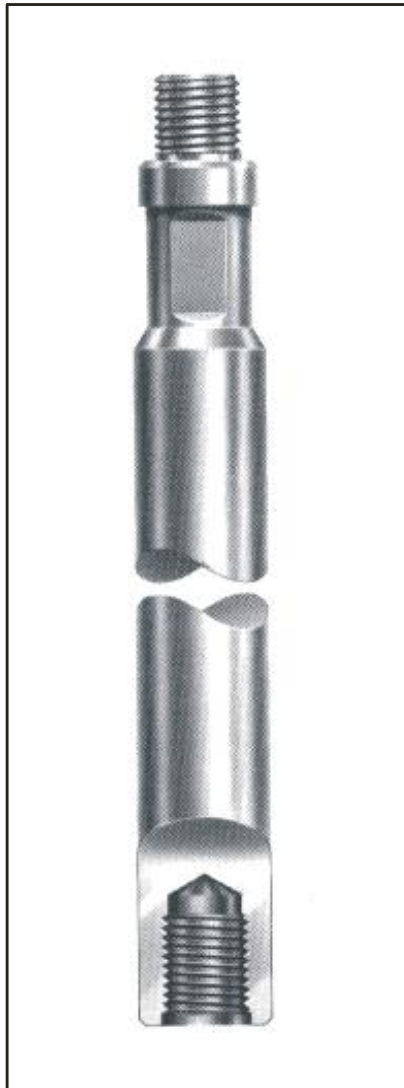


Figura 15 Barra de peso ^[1]

Martillos: son dispositivos encargados de transmitir la fuerza y los golpes que ejercen las barras de peso al instalar o remover los equipos de control de flujo en el subsuelo.

Pueden ser:

- *Martillo Mecánico (Tipo Tijera):* está formado por dos eslabones de forma de “U” entrelazados los cuales se desplazan uno del otro; al cerrarse o abrirse violentamente por el peso y longitud de la barra, se ejecuta la acción del martillo (ver figura 16).

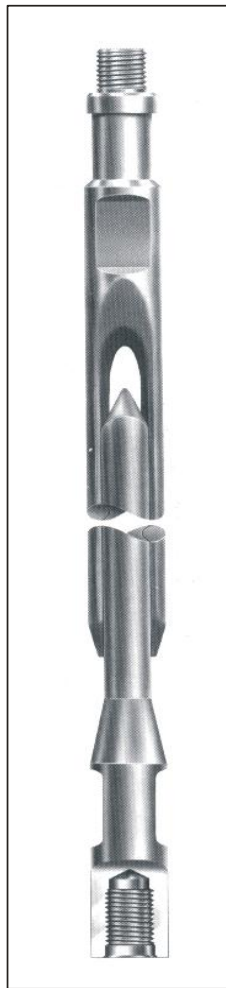


Figura 16 Martillo tijera ^[1]

- *Martillo Mecánico (Tipo Tubular)*: es un eje cilíndrico que se desliza hacia abajo para cerrar y hacia arriba para golpear. Funciona como un tubo telescópico. La configuración de la camisa, permite realizar los trabajos con menor riesgo. Por ejemplo: la pesca de guaya y la limpieza de arena (ver figura 17).

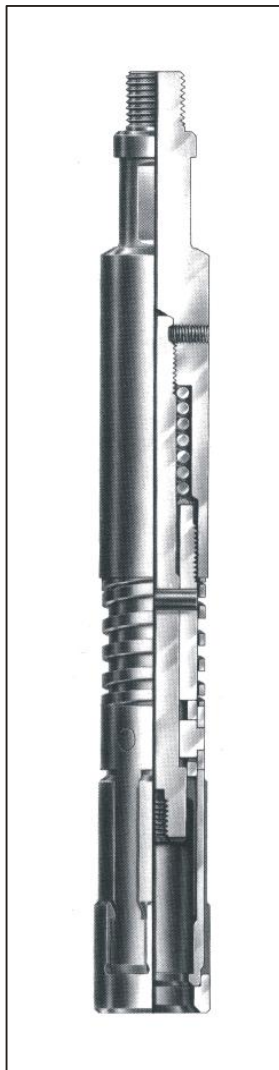


Figura 17 Martillo tubular ^[1]

- *Martillo Hidráulico*: es una herramienta diseñada para suministrar impactos de mayor potencia que los obtenidos con los mecánicos, esta potencia es proporcional a la tensión aplicada a la guaya y al peso de las barras. Estos golpean sólo hacia arriba (ver figura 18).

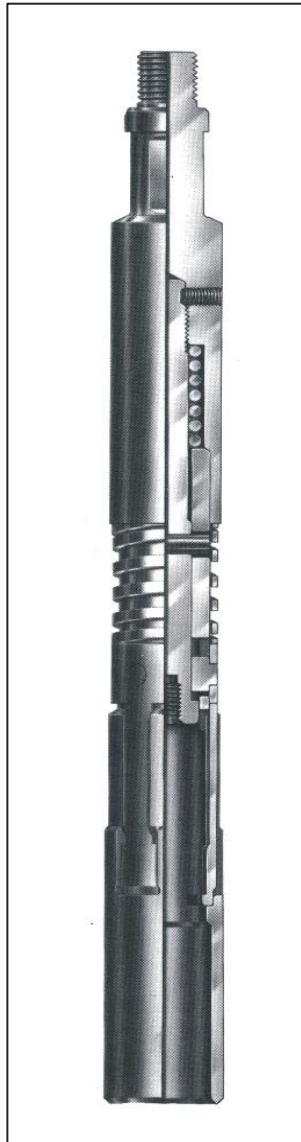


Figura 18 Martillo hidráulico ^[1]

Herramienta de Flexibilidad (Kick over tool): es similar a una barra, con las mismas dimensiones. Está formado por una bola y un cilindro hueco, donde gira la bola que da flexibilidad al conjunto. Su función es dar flexibilidad a la barra y que la herramienta tenga más movimiento mientras esta trabaja dentro de la tubería. Ésta engancha cualquier equipo que se encuentre recostado a la tubería (ver figura 19).



Figura 19 Herramienta de flexibilidad ^[1]

Verificadores de Fondo y de Punta de Tubería: permiten conocer la profundidad exacta donde se encuentra la punta de la tubería. Con estas herramientas se puede detectar la posibilidad de utilizar equipos mayores para la reparación del pozo o para su limpieza, estimulación o servicios con unidad de tubería continua.

- *Localizador de Punta de Tubería y Toma de Muestras:* se utiliza como herramienta para ubicar la punta de la tubería con el fin de obtener información de los daños que puede tener el pozo por arenamiento, formación de escamas y sedimentación. Está compuesto por un cuerpo cilíndrico con una ranura longitudinal donde va insertada una lámina de forma cónica en su parte inferior, una lámina con la parte superior libre y la inferior fijada al cuerpo de un pasador y un resorte que impulsa la parte superior libre de la lámina hacia fuera. Adicionalmente en la parte inferior de éste dispositivo se encuentra un contenedor que se utiliza para recuperar muestras de material sólido en la máxima profundidad alcanzada en el pozo (ver figura 20).

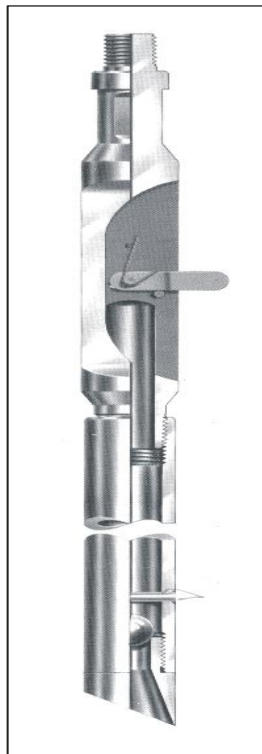


Figura 20 Localizador de punta de tubería ^[1]

- *Calibrador / Cortador:* es una herramienta metálica con ranuras longitudinales de diferentes medidas, la cual se coloca a lo largo de un cuerpo para verificar los diámetros de la tubería. Su función es calibrar la tubería y servir como herramienta para cortar o limpiar sustancias adheridas a su pared interna tales como parafinas, etc. (ver figura 21).

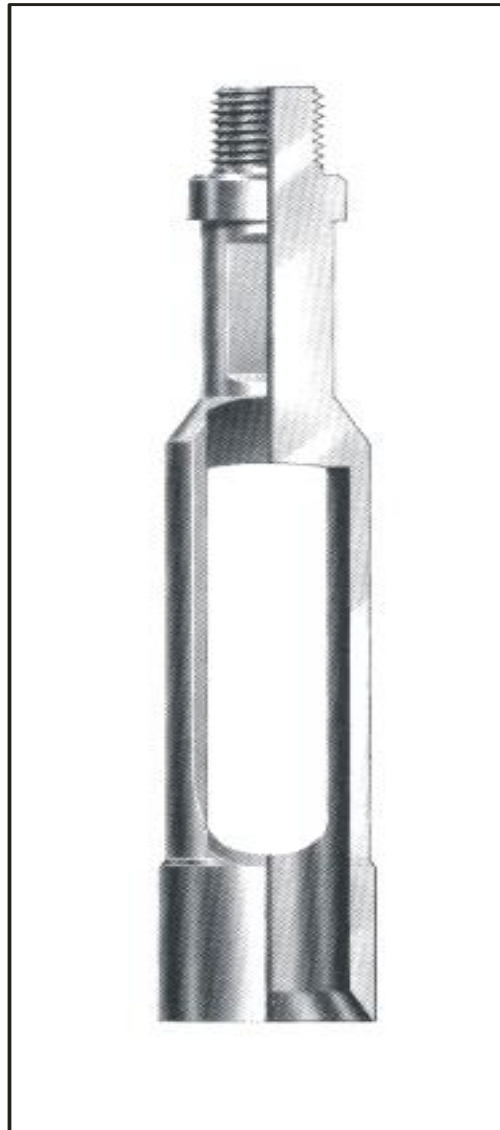


Figura 21 Calibrador / Cortador^[1]

- *Calibrador Pasador*: es una herramienta cilíndrica metálica cónica en su extremo. Posee un sistema de comunicación a través del cuerpo que le permite bajar dentro del fluido para verificar el colapso de la tubería. Su función es abrir restricciones menores que puedan haber sido causadas por daños mecánicos de la tubería, tales como colapso y aplastamiento (ver figura 22).

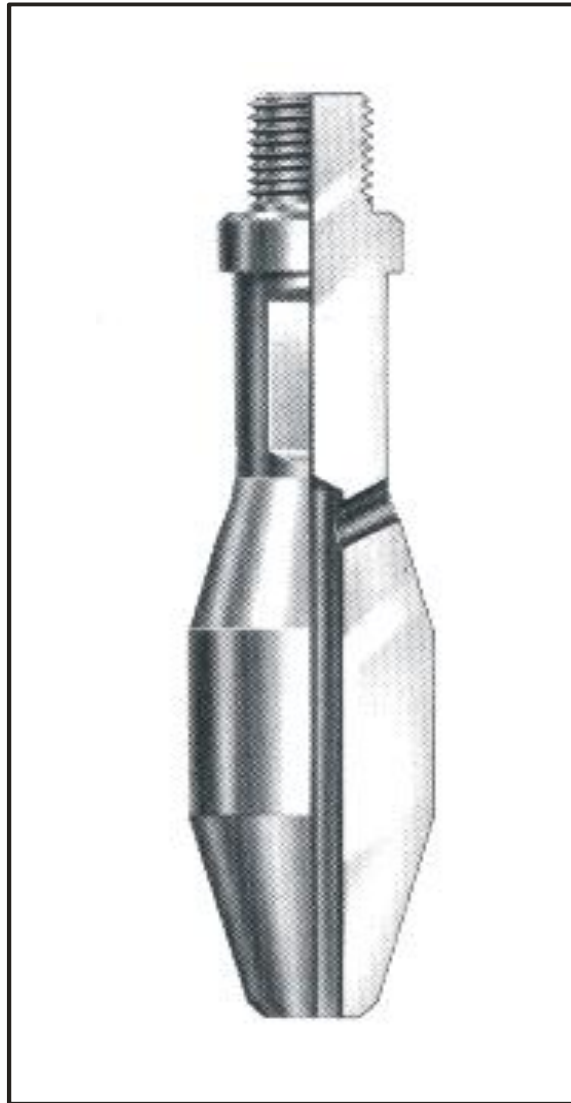


Figura 22 Calibrador pasador ^[1]

- *Medidor*: es una herramienta cilíndrica metálica y hueca por dentro. Al igual que el calibrador, sirve para asegurar que no existen obstrucciones en la tubería. Su función principal es ubicar donde se encuentra el mandril en la sarta de tubería (ver figura 23) ^[6(8)].

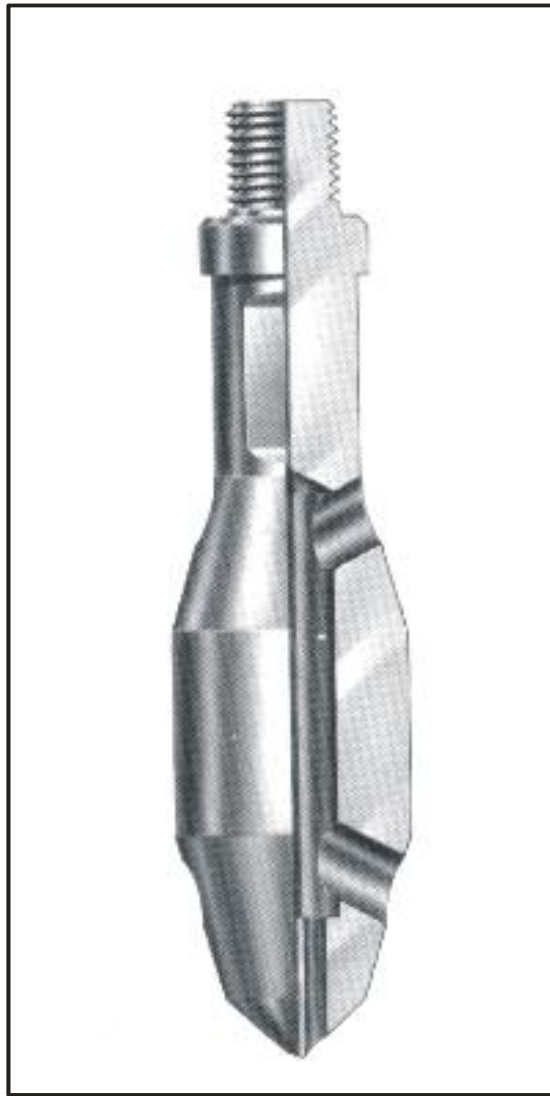


Figura 23 Medidor ^[1]

Bloque de Impresión: es una pieza cilíndrica plana de acero, relleno de plomo, constituida por un gancho y un cuello de pesca para conectarse a las herramientas de guaya. Su función es bajar dentro del pozo y colocarse sobre el pez a recuperar, cuando sale a la superficie que una impresión en el plomo que indica el tamaño, forma y posición del tope del pez. Con esta información se determina el tipo de herramienta que se necesita para la operación de pesca (ver figura 24).

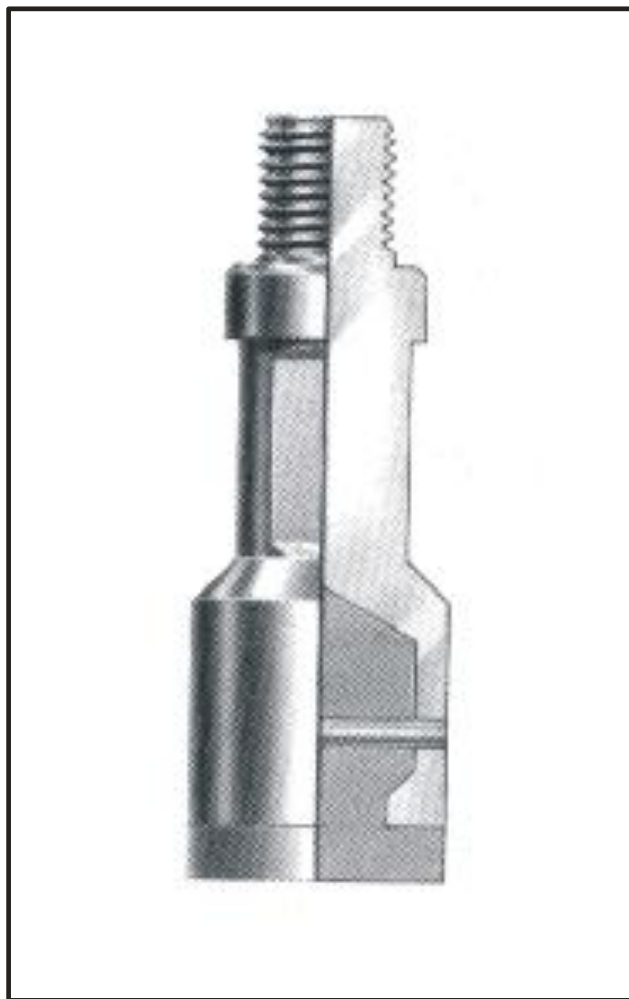


Figura 24 Bloque de impresión ^[1]

Bomba de Arena: es una herramienta cilíndrica hueca conformada por un pistón viajero que en su parte inferior posee una válvula de seguridad tipo mariposa y en su parte superior un gancho para conectarse a las herramientas básicas de guaya. Cuando la herramienta descansa sobre el puente de arena, ésta se cierra y el pistón se abre dentro del cilindro succionando arena, quedando de esta manera dentro del cilindro (ver figura 25).

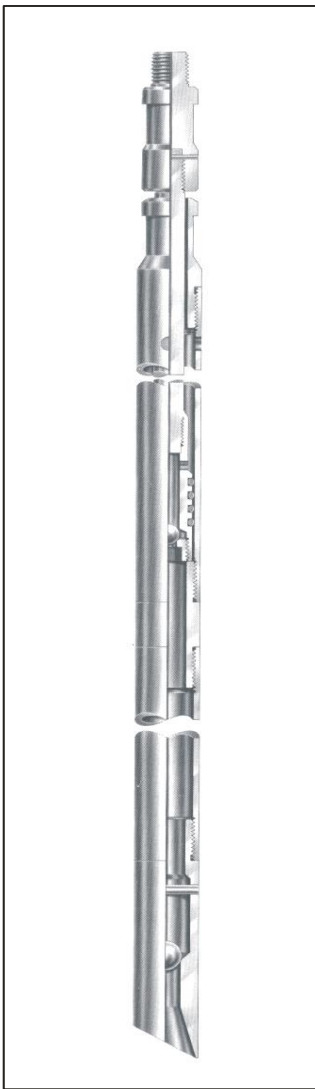


Figura 25 Bomba de arena ^[1]

Caja Ciega: es una pieza de acero sólido con un gancho para conectarse a las herramientas de guaya. Se utiliza cuando se requiere golpear una herramienta o un pedazo de metal para sacarlo de la tubería, o llevarlo hasta una posición que permita trabajar con mayor facilidad, también se emplea para cortar la línea en el nivel de la cabeza de guaya (ver figura 26).



Figura 26 Caja ciega ^[1]

Gancho de Pesca: consiste de un arreglo de dos dientes largos con púas afiladas soldadas en la parte interna. Se utiliza para pescar cualquier herramienta que se haya caído dentro del pozo. Se recomienda tener mucho cuidado al bajar el gancho de pesca ya que se debe tomar la herramienta causándole el mínimo daño posible con las púas internas (ver figura 27) ^[6(8)].

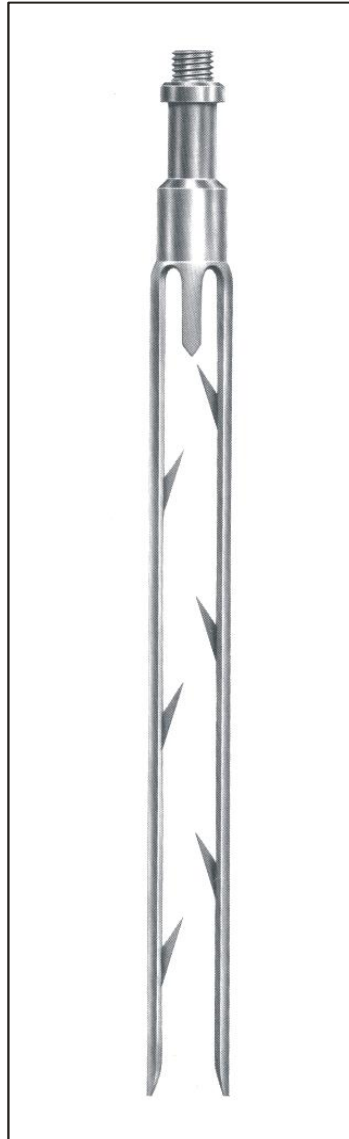


Figura 27 Gancho de pesca ^[1]

1.4.4 Operaciones con Guaya

Las actividades que se realizan comúnmente mediante el uso de guaya fina son:

- ✓ Calibración.
- ✓ Chequeo de fondo.
- ✓ Limpieza general (obstrucciones, arena, escamas, asfalto).
- ✓ Tapones.
- ✓ Mangas.
- ✓ Instalación de herramientas de separación.
- ✓ Instalación de empaque.
- ✓ Herramientas de apertura general.
- ✓ Localización de fugas.
- ✓ Pesca de guaya
- ✓ Pesca de herramientas y equipos
- ✓ Trabajos de levantamiento por succión
- ✓ Toma de registros de presión y temperatura.

Las actividades que se realizan comúnmente mediante el uso de guaya gruesa son:

- ✓ Operaciones de pesca.
- ✓ Operaciones de suabeo o achique.

Las actividades que se realizan comúnmente mediante el uso de guaya eléctrica son:

- ✓ Bajada y asentamiento de empacaduras permanentes
- ✓ Operaciones de cañoneo
- ✓ Registros de producción.
- ✓ Registros de cementación
- ✓ Registros de saturación (carbono/oxígeno)
- ✓ Trabajo de levantamiento por succión
- ✓ Bajada y asentamiento de tapones
- ✓ Registros a hoyo desnudo.

2 Estabilidad de tubulares ^[2]

El manejo y mantenimiento de la integridad de los pozos dentro de los límites operacionales es un reto para los operadores de los mismos, y tiene un gran impacto en la extensión de su vida y en la reducción de los costos operacionales, lo que además es importante tanto en la fase de diseño como en la fase operacional. Mientras más datos se tengan disponibles en tiempo real, el uso eficiente de estos para el análisis se vuelve más importante. La clave es prever los esfuerzos, ya sean debidos a las operaciones en los pozos o a las deformaciones de la formación en las adyacencias de los mismos, y diseñar los métodos que permitan evitar los riesgos asociados en la vida de los pozos.

2.1 Asentamiento de revestidores

Es la transferencia del peso del gancho al cabezal o colgador después de la cementación, con el propósito de obtener protección y comportamiento máximo del revestidor, superando los esfuerzos que están presentes en la terminación y durante toda la vida del pozo. Los esfuerzos a los que principalmente están expuestas las sartas de revestidores son: tensión y compresión axial, presión de colapso y estallido, así como efectos de temperatura, corrosión y desgaste que también afectan la estabilidad de los tubulares.

2.1.1 Métodos de colgamiento de revestidores

Existen cuatro métodos de colgamiento para las sartas de revestimiento:

- *Colgamiento en condiciones iguales al cementar*: para transferir el peso del revestidor, que es su peso flotado, del gancho al colgador es requerido un solo movimiento.
- *Colgamiento con tensión al tope de cemento*: al haber fraguado el cemento se aplica tensión hasta alcanzar la carga requerida en el TOC (top of cement) y se cuelga posteriormente en el cabezal o colgador.
- *Colgamiento sin esfuerzo en el TOC*: dependiendo del esfuerzo axial a la profundidad del TOC se debe agregar o quitar tensión. Si el esfuerzo es

compresivo se debe tensionar hasta que sea igual a cero; sin embargo si el esfuerzo es positivo se debe dejar caer peso hasta que sea cero, y luego se cuelga.

- *Colgamiento con compresión al TOC*: después de fraguado el cemento se procede a dejar caer peso hasta alcanzar la compresión requerida para superar las cargas que se prevén para las operaciones futuras. En el campo se suele dejar caer entre un 25% y un 80% del peso de la sarta.

La práctica más extendida internacionalmente es colgar el revestidor con las condiciones iguales al cementar, es decir, con el peso que tiene el gancho cuando el tapón de desplazamiento del cemento aterriza en el cuello flotador.

En la decisión del modo de colgamiento se deben considerar los esfuerzos a los que se someterá la sarta para así mantener la integridad de la misma, evitando de esta manera el pandeo y/o falla.

2.2 Asentamiento de tuberías de producción

El asentamiento de la sarta de producción puede realizarse de distintas maneras dependiendo del tipo de anclaje en fondo, lo que sí es común es el colgamiento en superficie, ya sea en el colgador o cabezal. La primera modalidad es utilizando empacaduras, como se muestra en la figura 29; la segunda es enchufando el receptáculo pulido en un *liner* cementado y cañoneado, como se observa en la figura 28; y las terminaciones sin empacaduras las cuales pueden ser con o sin anclas, como se aprecian en la figura 30

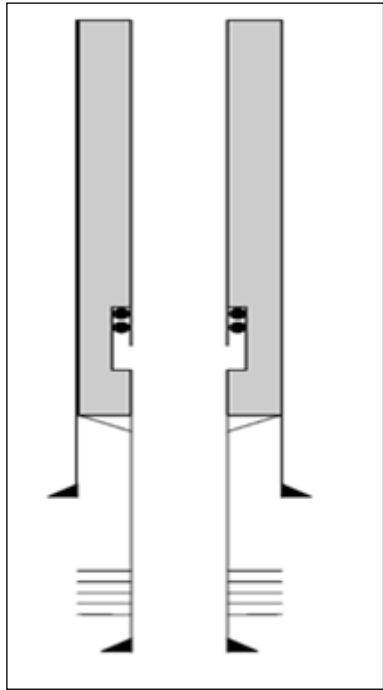


Figura 28 Con receptáculo pulido ^[2]

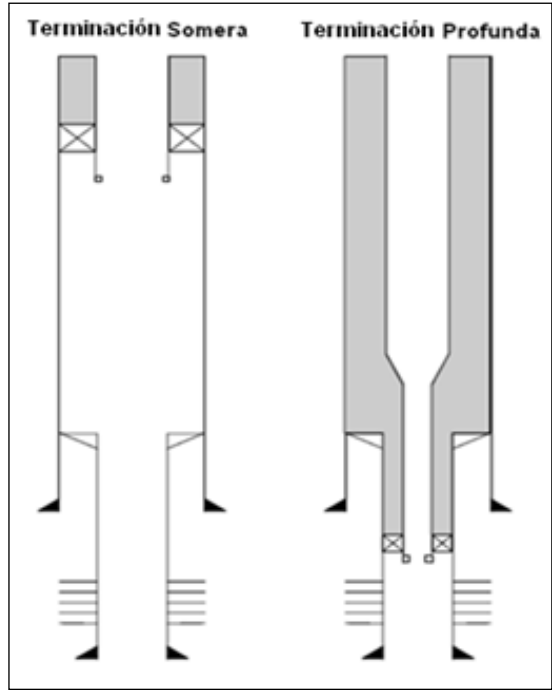


Figura 29 Terminación con empacaduras ^[2]

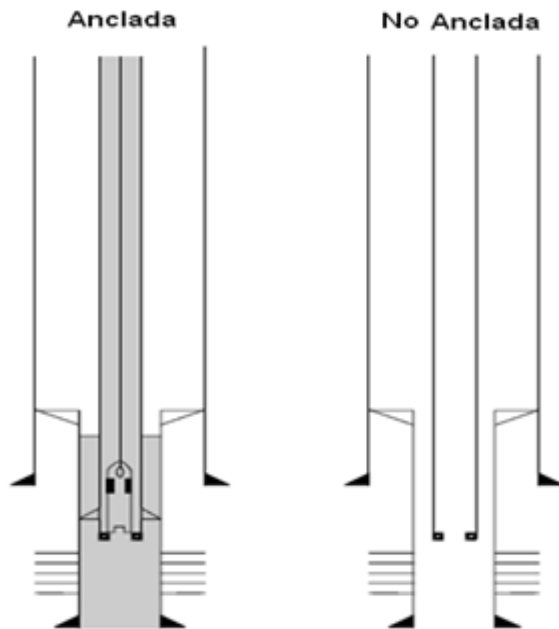


Figura 30 Terminación sin empacadura ^[2]

2.3 Pandeo de tuberías

La comprensión del comportamiento del pandeo de tuberías en operaciones de pozos petroleros es muy importante en la industria petrolera ya que permite prever condiciones de falla y así mantener la integridad de los pozos.

Después de que los revestidores son cementados o las tuberías de producción instaladas (condiciones iniciales) pueden generarse esfuerzos adicionales debido a cambios en el peso de los fluidos en los que se encuentra sumergida, de la temperatura, de las cargas en fondo y superficie (condiciones de servicio).

Para el estudio de las condiciones de pandeo se deben tener en consideración las siguientes fuerzas: flotabilidad, abombamiento, temperatura, flexión, elongación y compresión.

2.3.1 Fuerza de flotabilidad

La fuerza de flotación es un efecto bastante importante en pozos profundos, es en realidad un parámetro de diseño donde la densidad de los fluidos para satisfacer varios criterios de diseño. Esta fuerza actúa en el área inferior y en las variaciones de área transversales.

La fuerza en el área más profunda la expresa la ley de Arquímedes: la fuerza de flotación de un cuerpo es igual al peso del fluido removido por el volumen del mismo. Por otra parte, cuando existen cambios en el área transversal también actúan fuerzas perpendiculares a estas áreas. En este sentido esta fuerza se puede expresar como:

$$F_b = \iint_{x,y} P(z) dx dy \quad (2.1)$$

Dónde:

F_b : fuerza de flotación.

$P(z)$: presión a una profundidad (z).

dx, dy : diferenciales del área transversal del tubular.

Si se integra en función del área transversal a una profundidad h , se tiene:

$$F_b = \rho_{lodo} * h * A_{sarta} \quad (2.2)$$

Dónde:

ρ_{lodo} : densidad del lodo en que está sumergido la sarta.

h : profundidad de estudio.

A_{sarta} : área transversal de la sarta a la profundidad h .

Por otra parte se puede transformar para unidades de campo quedando de la siguiente manera:

$$F_b = 0,052 * \rho_{lodo} * h * A_{sarta} \quad (2.3)$$

Dónde:

F_b : fuerza de flotación (lb).

ρ_{lodo} : densidad del lodo (lb/gal).

h : profundidad de estudio (pies).

A_{sarta} : área de la sarta a la profundidad h (pulg²).

En la figura 31 se observa una sarta de barras (tubos no huecos) sumergida en un fluido de densidad “ x ”. La fuerza F_1 se aplica en el cambio de áreas entre *la sección 1* y *la sección 2*, que se aprecia en la figura de forma rallada, y es función de la profundidad h_1 , el área donde se aplica y la densidad del fluido. Mientras que la fuerza F_3 se aplica en todo el área de *la sección 3*, que es el producto de la profundidad h_3 , el área de *la sección 3* y la densidad del fluido en el que se encuentra inmersa.

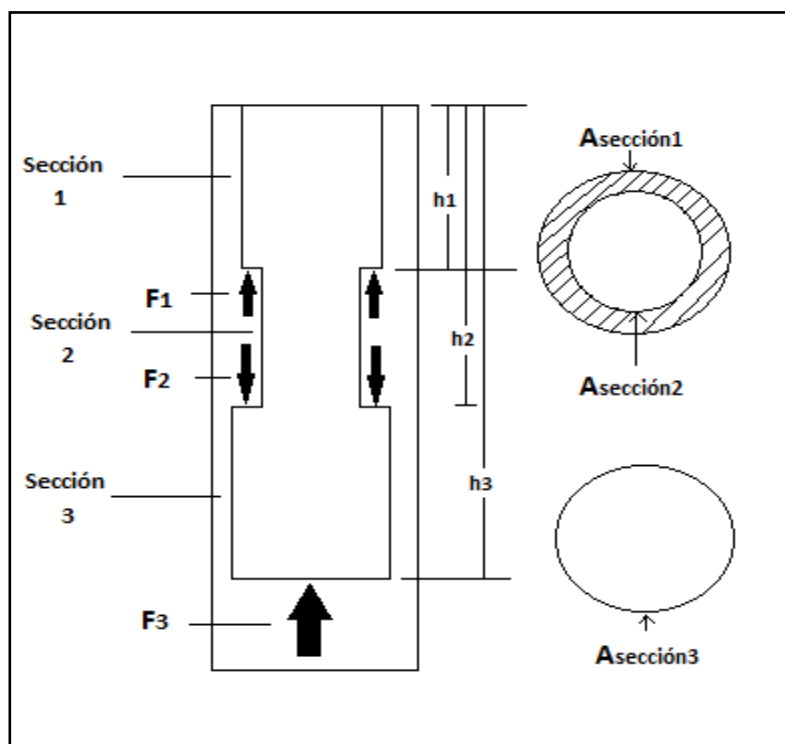


Figura 31 Ubicación de los efectos de la flotabilidad. (Briceño y Ramirez)

Cuando la tubería es hueca y existe diferencia entre la presión interna y externa en el punto más profundo de la misma la ecuación para el cálculo de la fuerza se expresa de la siguiente manera:

$$F_b = P_i * A_i - P_e * A_o \quad (2.4)$$

Dónde:

F_b : fuerza de flotación (lbf)

P_i : Presión interna (lpc)

P_e : Presión externa (lpc)

A_i : Área interna (pulg²)

A_o : Área externa (pulg²)

Para tubulares sumergidos en hoyos desviados se utiliza TVD (la profundidad verdadera), para el cálculo de la presión que generará fuerza sobre el área, ya sea está a la máxima profundidad (fondo) o en un cambio de área de la sarta. De manera análoga ocurre con el peso de la sarta: el peso de la misma será el producto del peso lineal de esta por TVD. La ecuación de la para el cálculo de TVD es:

$$TVD = KOP + (MD - KOP) * \cos \theta \quad (2.5)$$

Dónde:

KOP: la profundidad del punto donde inicia el cambio de ángulo.

MD: la profundidad medida del pozo.

θ : el ángulo de desviación del pozo respecto a la vertical.

La presión en función de la profundidad se expresa de la siguiente manera:

$$P = 0,052 * \rho * h \quad (2.6)$$

Si se sustituye la ecuación (5) en (6) se tiene:

$$P = 0,052 * \rho * (KOP + (MD - KOP) * \cos \theta) \quad (2.7)$$

Si posteriormente se sustituye la ecuación (7) en (4) se obtiene:

$$F_b = 0,052(KOP + (MD - KOP) * \cos \theta)[\rho_i A_i - \rho_o A_o] \quad (2.8)$$

Al estar la tubería libre y ser la flotabilidad en el fondo una fuerza compresiva esta causa un acortamiento a la tubería, que se expresa como sigue:

$$\Delta L_1 = \frac{L}{E * A_s} * F_b \quad (2.9)$$

Dónde:

ΔL_1 : cambio de longitud debido a la fuerza de flotación (pulg).

L: longitud original de los tubulares (pulg).

E: módulo de elasticidad o de Young, $30 \cdot 10^6$ (lpc).

As: área transversal de la tubería (pulg²).

F_b: fuerza de flotación (lbf).

En el caso de la tubería de producción la fuerza de flotación a la profundidad de la empacadura se expresa no solo en función de las áreas interna y externa del *tubing* sino que se debe considerar el área del receptáculo pulido de la Empacadura (PBR: pulish bore receptacule), por lo que la ecuación es:

$$F_b = P_e(A_p - A_o) - P_i(A_p - A_i) \quad (2.10)$$

Dónde:

A_p: área del receptáculo pulido de la empacadura.

Al evaluarse la variación de longitud debido a las cargas existentes en una condición de servicio determinada se cambia la presión por la variación de presión entre la condición inicial y la de servicio. De esta manera se tiene que las variaciones de presión se expresan como sigue:

$$\Delta P_e = P_{ef} - P_{ei} \quad (2.11)$$

$$\Delta P_i = P_{if} - P_{ii} \quad (2.12)$$

Dónde:

ΔP_e : variación de presión externa (lpc).

P_{ef}: presión externa final (lpc).

P_{ei}: presión externa inicial (lpc).

Análogamente para la variación de presión interna. La ecuación de variación de longitud en una condición de servicio para *tubing* será:

$$\Delta L_1 = \frac{L}{E * A_s} * [\Delta P_e (A_p - A_o) - \Delta P_i (A_p - A_i)] \quad (2.13)$$

2.3.2 Efecto de Balloning

El balloning ocurre cuando la presión dentro de la tubería es mayor que la externa lo que crea fuerzas dentro de la sarta que tienden a la inflación de la misma (mal llamado estallido). En caso contrario, es decir, cuando la presión externa es mayor que la interna la tubería tiende al colapso o *ballooning* reverso (ver apéndices).

Para el estudio del balloning se toma como la condición inicial o base cuando:

- ✓ El revestidor es cementado (no fraguado).
- ✓ La empacadura del *tubing* va a ser asentada.

Al estar la tubería confinada en ambos extremos la sarta acumulará esfuerzos; si esta libre en un extremo entonces se producen cambios de longitud.

Debido a que el balloning genera, dependiendo del caso, un aumento o disminución del diámetro y la circunferencia de la tubería (ya que existen esfuerzos radiales y tangenciales), y por ley de conservación de la masa, esto genera a su vez una variación en la longitud axial de la misma. Cuando la presión interna es mayor que la externa ocurre acortamiento axial, y en el caso contrario ocurre un alargamiento de la sarta, siempre que los efectos se encuentren dentro de ciertos límites (ver apéndice).

Lo expresado anteriormente se conoce como efecto de Poisson, y se expresa:

$$\mu = -\frac{\varepsilon_r}{\varepsilon_a} \quad (2.14)$$

Dónde:

μ : constante que depende del material (0,3 para aceros dúctiles) (adim).

ϵ_r : deformación radial (adim).

ϵ_a : deformación axial (adim).

El esfuerzo axial, lo expresa la ley de Hooke (ver apéndice) como sigue:

$$\sigma_a = E * \epsilon_a \quad (2.15)$$

$$\sigma_a = \frac{F_a}{A_s} \quad (2.16)$$

Dónde:

σ_a : esfuerzo axial (lpc).

F_a : fuerza axial (lbf).

Los esfuerzos generados por las presiones a las que se encuentran sometidas las sartas de tubulares son radiales y tangenciales, y las ecuaciones de Lamé son:

$$\sigma_r = P_i \left(\frac{A_i}{A_s} \right) * \left(1 - \left(\frac{D}{b} \right)^2 \right) - P_o \left(\frac{A_o}{A_s} \right) * \left(1 - \left(\frac{d}{b} \right)^2 \right) \quad (2.17)$$

$$\sigma_t = P_i \left(\frac{A_i}{A_s} \right) * \left(1 + \left(\frac{D}{b} \right)^2 \right) - P_o \left(\frac{A_o}{A_s} \right) * \left(1 + \left(\frac{d}{b} \right)^2 \right) \quad (2.18)$$

Dónde:

σ_r : esfuerzo radial (lpc).

σ_t : esfuerzo tangencial (lpc).

P_i : presión interna (lpc).

P_o : presión externa (lpc).

A_i : área interna (pulg²).

A_o : área externa (pulg²).

A_s : área transversal (pulg²).

D, d: diámetro externo, diámetro interno (pulg).

b: diámetro de estudio entre D y d (pulg).

Estas ecuaciones pueden reescribirse como:

$$\sigma_r = \frac{d^2 P_i - D^2 P_o}{D^2 - d^2} - \frac{D^2 d^2 (P_i - P_o)}{(D^2 - d^2) b^2} \quad (2.19)$$

$$\sigma_t = \frac{d^2 P_i - D^2 P_o}{D^2 - d^2} + \frac{D^2 d^2 (P_i - P_o)}{(D^2 - d^2) b^2} \quad (2.20)$$

Por otra parte la ley de Hooke expresa las deformaciones debidas a los esfuerzos axiales, radiales y tangenciales como sigue:

$$\varepsilon_r = \frac{\sigma_r - \mu(\sigma_t + \sigma_a)}{E} \quad (2.21)$$

$$\varepsilon_t = \frac{\sigma_t - \mu(\sigma_r + \sigma_a)}{E} \quad (2.22)$$

$$\varepsilon_a = \frac{\sigma_a - \mu(\sigma_t + \sigma_r)}{E} \quad (2.23)$$

Dónde:

ε_r : deformación radial (adim).

ε_t : deformación tangencial (adim).

ε_a : deformación axial (adim).

Las deformaciones causadas por los esfuerzos radiales generan cambios en el espesor de las tuberías, mientras que los esfuerzos tangenciales generan cambios en la circunferencia de los mismos, como se aprecia en la figura 32.

Las variaciones en el espesor y la circunferencia de las tuberías se modelan como:

$$\Delta C_t = C * \varepsilon_t \quad (2.24)$$

Relacionando la circunferencia con el diámetro se tiene:

$$\Delta D_t = D * \varepsilon_t \quad (2.25)$$

La variación del espesor se formula como:

$$\Delta t = t * \varepsilon_r \quad (2.26)$$

La deformación total del diámetro externo de la tubería se enuncia como:

$$\Delta D = D * \varepsilon_t + t * \varepsilon_r \quad (2.27)$$

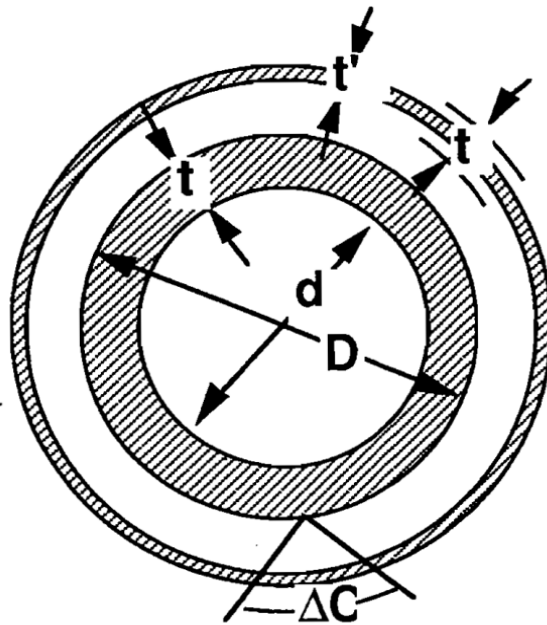


Figura 32 Relaciones de deformación radial y tangencial ^[2]

La suma de los esfuerzos radiales y tangenciales es una constante y se expresa como sigue:

$$\sigma_r + \sigma_t = \frac{2}{A_s} (A_i P_i - A_o P_o) \quad (2.28)$$

Sustituyendo la ecuación (16) y (24) en la ecuación (22) se tiene:

$$\varepsilon_a = \frac{\frac{F_a}{A_s} - \mu \left(\frac{2}{A_s} (A_i P_i - A_o P_o) \right)}{E} \quad (2.29)$$

Reorganizando se tiene:

$$\varepsilon_a = \frac{F_a - 2\mu(A_i P_i - A_o P_o)}{A_s E} \quad (2.30)$$

Si la tubería se encuentra confinada entonces la elongación será cero, y despejando la fuerza se obtiene:

$$\Delta F_{bal} = 2\mu(\Delta P_{iav} A_i - \Delta P_{oav} A_o) \quad (2.31)$$

Dónde:

ΔF_{bal} : fuerza de balloning generado por el cambio de presiones (lbf).

ΔP_{iav} , ΔP_{oav} : variación de presión promedio (lpc).

La variación de presión promedio, ya sea interna o externa, se calcula como:

$$\Delta P_{av} = \frac{P_f - P_i}{2} + P_s \quad (2.32)$$

Dónde:

P_f : presión final interna o externa (lpc).

P_i : presión inicial interna o externa (lpc).

P_s : presión en cabezal interna o externa (lpc).

Cuando la tubería está libre la diferencia de longitud debido al balloning se expresa como:

$$\Delta L_2 = \frac{-2\mu L}{E} \left[\frac{\Delta P_{iav} - \Delta P_{iav} R^2}{R^2 - 1} \right] \quad (2.33)$$

Dónde:

ΔL_2 : variación de longitud debida al balloning (pies).

R: Esbeltez (D/t).

t: espesor (pulg).

2.3.3 Fuerza por temperatura

Los materiales dúctiles sufren cambios al ser sometidos a variaciones de temperatura; cuando la temperatura aumenta tienden a extenderse, mientras que cuando la temperatura disminuye estos tienden a contraerse. Ahora bien, cuando los tubulares se encuentran confinados acumulan esfuerzos, así cuando la temperatura se incrementa tienden a dilatarse pero al no ser posible genera compresión en los extremos; en cambio al reducirse la temperatura los tubulares tienden a acortarse por lo que generan tensión en sus extremos. La ecuación que expresa la relación entre la variación de temperatura y las fuerzas generadas por las mismas se desarrolla como sigue:

$$\sigma_a = E\varepsilon = \frac{F}{A_s} \quad (15-16)$$

$$F = E\varepsilon A_s \quad (2.34)$$

La deformación por temperatura es función del coeficiente de expansión térmica:

$$\varepsilon = \lambda \Delta T_{av} \quad (2.35)$$

Sustituyendo la ecuación (31) en la ecuación (30) y tomando el coeficiente de los aceros dúctiles se obtiene:

$$F_t = -207A_s\Delta T_{av} \quad (2.36)$$

Dónde:

F_t : fuerza generada por el cambio de temperatura (lbf).

ΔT_{av} : variación de temperatura promedio ($^{\circ}\text{F}$).

λ : coeficiente de expansión térmica del acero ($6,9 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{F}^{-1}$).

Colocando la ecuación en función del peso lineal de la tubería (ver relación entre el área transversal y el peso lineal en el apéndice), se tiene:

$$F_t = -59,8w\Delta T_{av} \quad (2.37)$$

Dónde:

w : es el peso lineal de la tubería (lbf/pies).

La temperatura promedio en el pozo se calcula utilizando las temperaturas de superficie y de fondo, y se expresa:

$$T_{av} = \frac{T_f + T_s}{2} \quad (2.38)$$

Y la variación de temperatura promedio se calcula:

$$\Delta T_{av} = T_{avf} - T_{avi} \quad (2.39)$$

Dónde:

T_f, T_s : temperatura de fondo, temperatura de superficie ($^{\circ}\text{F}$)

T_{avf}, T_{avi} : temperatura promedio final e inicial ($^{\circ}\text{F}$).

En estas ecuaciones (32-33) se puede apreciar que si la temperatura se incrementa, la fuerza resultante será negativa (compresión), mientras que cuando disminuye la resultante es positiva (tensión).

Al encontrarse la tubería libre en uno de sus extremos se producirán cambios de longitud, que se encuentran representados por la ecuación:

$$\Delta L_3 = 6,9 * 10^{-6} L \Delta T_{av} \quad (2.40)$$

2.3.4 Fuerza de Slack-off

Es la resultante de soltar parte del peso de la sarta en el gancho, ya sea sobre el tope del cemento en el caso del revestidor, o sobre la empacadura para el *tubing*, con la intención de mitigar y/o prevenir ciertas cargas o deformaciones debido a las condiciones de servicio a los cuales se someterán las mismas.

La variación de longitud debido al *slack-off* posee un componente lineal y otro cuadrático como se muestra a continuación:

$$\Delta L_4 = - \left[\frac{L * F_{sl}}{E * A_s} + \frac{r_c^2 F_{sl}^2}{8E * I * W_e} \right] \quad (2.41)$$

Dónde:

ΔL_4 : variación de longitud de la sarta debida al *slack-off* (pulg).

L: longitud de la sarta (pulg).

F_{sl} : fuerza de *slack off* (lbf).

r_c : luz radial (pulg).

I: inercia del tubular (pulg⁴).

W_e : peso lineal equivalente de la sarta (lbf/pulg).

La luz radial se calcula como:

$$r_c = \frac{D_o - D_i}{2} \quad (2.42)$$

Dónde:

D_o : diámetro del hoyo (para revestidor), diámetro interno del revestidor (para *Tubing*) (pulg).

D_i : diámetro externo del revestidor (para revestidor), diámetro externo del *tubing* (para *tubing*) (pulg).

$$W_e = w_e + \gamma_i A_i - \gamma_o A_o \quad (2.43)$$

Dónde:

w_e : peso lineal de la sarta (lbf/pies).

γ_i, γ_o : gradiente del fluido interno y externo (lpc/pie).

Para calcular la fuerza de *slack-off* es necesario conocer los esfuerzos que se quieren mitigar o las variaciones de longitud que se desean evitar. Para conocer la fuerza de *slack-off* a partir de la variación de longitud se debe resolver la ecuación cuadrática (37), donde la raíz positiva será la solución.

2.3.5 Fuerza de Stretch

Es la fuerza generada por el propio peso de la tubería flotada, cuando está libre; cuando esta se encuentra fija en sus extremos puede agregarse tensión a la misma antes de colgarla en el cabezal.

Cuando la tubería se encuentra libre, la elongación por su propio peso es:

$$e_z = e_1 + e_2 + e_3 \quad (2.44)$$

Dónde:

e_1 : elongación debido al peso (pulg).

e_2 : elongación debido a la fuerza de flotación (pulg).

e_3 : elongación debido a los esfuerzos radiales y tangenciales (pulg).

Igualando las ecuaciones (15) y (16) y colocándolas en forma diferencial se tiene:

$$E \frac{dl}{L} = \frac{dF}{A_s} \quad (2.45)$$

Despejando la variación de longitud e integrando:

$$e_1 = \int_0^L dl = \int_0^L \frac{l \cdot dF}{EA_s} \quad (2.46)$$

Sustituyendo la fuerza por la generada por el peso:

$$\int_0^L dl = \int_0^L \frac{l \cdot dw}{EA_s} = \int_0^L \frac{l \cdot \rho_s \cdot dV}{EA_s} \quad (2.47)$$

$$e_1 = \int_0^L dl = \int_0^L \frac{l \cdot \rho_s \cdot A_s \cdot dl}{EA_s} = \frac{\rho_s}{E} \int_0^L l \, dl = \frac{\rho_s L^2}{2E} \quad (2.48)$$

Dónde:

dl: diferencial de longitud.

l: función de longitud.

dw: diferencial de peso.

ρ_s : densidad del acero.

Transformando la ecuación (44) en unidades de campo se obtiene:

$$e_1 = \frac{72 \rho_s L^2}{E} \quad (2.49)$$

Dónde:

ρ_s : densidad del acero (lb/pies³).

L: longitud original (pies).

Para el cálculo del acortamiento por la fuerza de flotación se parte de las ecuaciones (15) y (16), de donde se despeja la variación de longitud y se sustituye la fuerza de flotación por el principio de Arquímedes:

$$e_2 = \frac{FL}{EA_s} = \frac{\rho_f V_f L}{EA_s} = \frac{\rho_f A_s L^2}{EA_s} = \frac{\rho_f L^2}{E} \quad (2.50)$$

$$e_2 = \frac{144 \rho_f L^2}{E} \quad (2.51)$$

Dónde:

ρ_f : densidad del fluido desplazado (lpg).

V_f : volumen de fluido desplazado (gal).

Sin embargo la ecuación (47) se aplica cuando el tubular se encuentra inmerso en un solo fluido; cuando se encuentra sumergido en varios fluidos se tiene:

- Para revestidor se sustituye la fuerza por la ecuación (4):

$$e_2 = \frac{0,052[A_i(\rho_a l_a + \rho_b l_b \dots) - A_o(\rho_c l_c + \rho_d l_d \dots)]L}{EA_s} \quad (2.52)$$

- Para *tubing* se sustituye la fuerza por la ecuación (10):

$$e_2 = \frac{0,052[(A_p - A_o)(\rho_c l_c + \rho_d l_d \dots) - (A_p - A_i)(\rho_a l_a + \rho_b l_b \dots)]L}{EA_s} \quad (2.53)$$

Dónde:

ρ_a, ρ_b : densidad de los fluidos en el área interna del *tubing*/revestidor (lpg).

ρ_c, ρ_d : densidad de los fluidos en el área anular del *tubing*/revestidor (lpg).

l_a, l_b, l_c, l_d : longitud vertical que ocupan los fluidos (a), (b), (c) y (d) (pies).

En el desarrollo de la ecuación de la deformación debida a los esfuerzos radiales se deben tomar en cuenta las ecuaciones (23) y (24):

$$\varepsilon_a = \frac{\sigma_a - \frac{2\mu}{A_s}(P_i A_i - P_o A_o)}{E} \quad (2.54)$$

Separando términos:

$$\varepsilon_a = \frac{\sigma_a}{E} - \frac{2\mu(P_i A_i - P_o A_o)}{E A_s} \quad (2.55)$$

Donde el primer término del lado derecho de la igualdad es debido al esfuerzo axial, y el segundo por los esfuerzos radiales y tangenciales, así se tiene que:

$$e_3 = \frac{2\mu(P_i A_i - P_o A_o)}{E A_s} \quad (2.56)$$

Cuando la tubería se encuentra sujeta en un punto y se le agrega tensión se desarrolla un comportamiento como se observa en la figura 33, donde la curva azul presenta una forma curva debido a que parte de la misma se encuentra en compresión; a partir del momento en que el punto neutro está en el punto de sujeción el comportamiento se lineal como se aprecia en el segmento rojo de la curva.

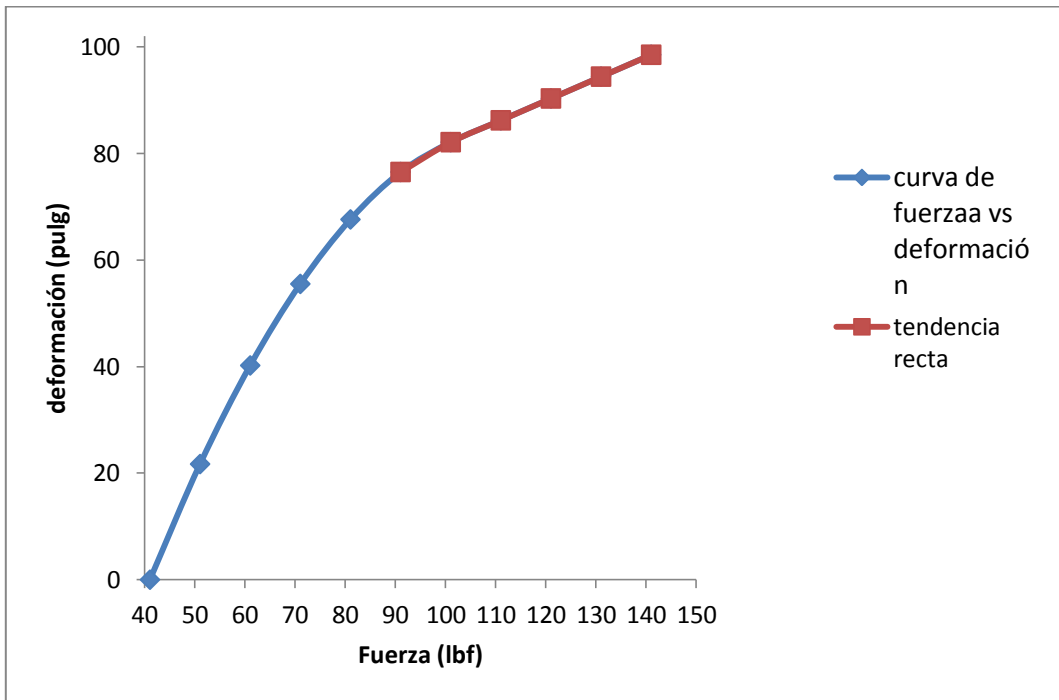


Figura 33 Curva de relación fuerza – deformación. (Briceño y Ramírez.)

Para el cálculo de la longitud de tubería libre se utiliza la siguiente ecuación:

$$L = \frac{E \cdot \Delta L \cdot W}{40,8 F_d} \quad (2.57)$$

Dónde:

L: longitud de tubería libre (pies).

ΔL : elongación de la tubería (pulg).

W: peso lineal de la tubería (lb/pie)

F_d : fuerza de tensión (lbf).

Para el cálculo de la elongación se tiene:

$$\Delta L_6 = \frac{F_d L}{E A_s} \quad (2.58)$$

Dónde:

L: longitud de la tubería (pulg).

2.3.6 Análisis triaxial de Hencky – Von Misses

Es el mejor criterio para predecir el inicio de la cedencia de materiales isotrópicos, pues se basa en conceptos de energía elástica la cual se divide en dos partes: la primera asociada a los cambios volumétricos del material, y la segunda asociada a las distorsiones causadas por el cizallamiento. La condición de cedencia respecto al criterio de Von Misses es: si el valor del esfuerzo equivalente es menor que el punto de cedencia entonces no ocurrirá deformación permanente; en caso de ser igual o mayor entonces ocurrirá deformación permanente.

Cuando no existe flexión en la sarta entonces el mayor esfuerzo de Von Misses se encuentra en el diámetro interno y se calcula como:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2} [(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_a^2 + \tau_t^2 + \tau_r^2)]} \quad (2.59)$$

Dónde:

σ_{VME} : esfuerzo equivalente de Von Misses (lpc).

τ_a , τ_t , τ_r : esfuerzo de cizallamiento aplicado axialmente, tangencialmente y radialmente respectivamente (lpc).

El torque se calcula como:

$$\tau = \frac{T*r}{J} \quad (2.60)$$

Dónde:

T: torsión aplicada (pulg-lbf).

r: radio de la tubería a la que se calcula el esfuerzo de cizallamiento (pulg).

J: momento polar de inercia (pulg⁴).

Adicionalmente el esfuerzo de cizallamiento genera revoluciones en la sarta que se expresan de la siguiente manera:

$$\theta = \frac{TL}{JG} \quad (2.61)$$

Dónde:

θ : es el número de revoluciones.

T: torsión aplicada (pulg-lbf).

L: longitud de la sarta (pulg).

G: módulo de cizallamiento (lpc).

Como solo se aplica torque axialmente, entonces en la ecuación (54) los esfuerzos de cizallamiento radial y tangencial son cero. Además, si se reemplaza las ecuaciones (16), (17), y (18) en la ecuación (54) cuando el torque axial es cero se obtiene:

$$\sigma_{VME} = 3 \left(\frac{A_o}{A_s} \right)^2 \Delta P^2 + \left(\frac{F_{eff}}{A_s} \right)^2 \quad (2.62)$$

Dónde:

ΔP : diferencia entre las presiones promedio interna y externa (lpc).

Ahora bien cuando existe curvatura en el pozo se agrega el esfuerzo generado por la curvatura de la sarta, y se calcula como:

$$\sigma_{bend} = Er\alpha \quad (2.63)$$

Dónde:

r: radio entre el interno y el externo donde se calcula el esfuerzo de doblez (pulg).

α : ángulo de inclinación del pozo respecto a la vertical ($^{\circ}/100$ pies).

Pasándola ecuación (58) a unidades de campo se consigue que:

$$\sigma_{bend} = \pm 218r\alpha \quad (2.64)$$

Nótese que la ecuación dos signos esto se debe a que en el lado del tubo que está en la parte externa de la curvatura se encuentra en tensión (+), y el lado contrario en compresión (-).

Al existir doblez el mayor esfuerzo de Von Misses se presenta en el diámetro externo y se expresa:

$$\sigma_{VME} = \sqrt{\frac{1}{2}[(\sigma_a - \sigma_t)^2 + (\sigma_t - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_a)^2 + 6(\tau_a^2) \pm \sigma_{bend}] \quad (2.65)$$

$$\sigma_{VME} = 3 \left(\frac{A_o}{A_s} \right)^2 \Delta P^2 + \left(\frac{F_{eff}}{A_s} \pm \sigma_{bend} \right)^2 \quad (2.66)$$

2.3.7 Fuerza efectiva y fuerza real

La presencia de fluidos en el hoyo requiere la inclusión de los efectos hidrostáticos como una parte integral del diseño de los pozos y las operaciones. Sin embargo, existe cierta incertidumbre respecto a si se considera la fuerza de flotación como una

fuerza focalizada o una distribuida a lo largo de toda la sarta. Además la ubicación de dos puntos neutros provenientes de dos conceptos, la fuerza efectiva y la fuerza real, para calcular deformaciones complica más el panorama.

Para entender claramente los conceptos de fuerza real y fuerza efectiva se debe empezar por la ley de Arquímedes que como se explicó previamente establece que un objeto inmerso total o parcialmente se somete a una fuerza igual al peso del volumen del fluido desplazado.

La fuerza real refiere el esfuerzo axial actual distribuido a lo largo de toda la sarta, y es calculada considerando todas las fuerzas calculadas sobre la misma. En presencia de doblez, inclinación o pandeo la fuerza no depende de las cargas reales sino de una fuerza efectiva no existente. Si el fluido que se encuentra fuera del tubular es de una densidad muy baja (mucho menor que la del agua) la tubería por efecto del fluido interno tendería a ocupar el espacio del fluido externo (balloning); consecuentemente, incluso so la tubería se encuentra sometida a una fuerza actual de compresión, en presencia de un fluido externo la sarta se comporta como si estuviese en tensión hasta el punto neutral de la fuerza efectiva. Se puede considerar la fuerza “ficticia” como una fuerza estabilizante que se agrega a la fuerza real y que ayuda a prevenir el pandeo. Esta fuerza se expresa como sigue:

$$F_{eff} = F_{real} + F_{fict} = F_{real} + P_o A_o - P_i A_i \quad (2.67)$$

Dónde:

F_{eff} : fuerza efectiva (lbf).

F_{real} : suma de todas las fuerzas aplicadas a la sarta (lbf).

F_{fict} : fuerza ficticia, fuerza de flotación distribuida (lbf).

2.3.8 Fuerza de pandeo

La configuración inicial del pozo es de tuberías concéntricas como se observa en la figura 34 izquierda; más al ser sometidas a las cargas de servicio puede ocurrir pandeo, que es la desviación de la carga axial central de una tubería de una línea recta

a una línea curva o pandeada (figura 34, derecha donde F es la fuerza efectiva y P es la fuerza de pandeo), causado por el movimiento lateral de uno o más nodos localizados.

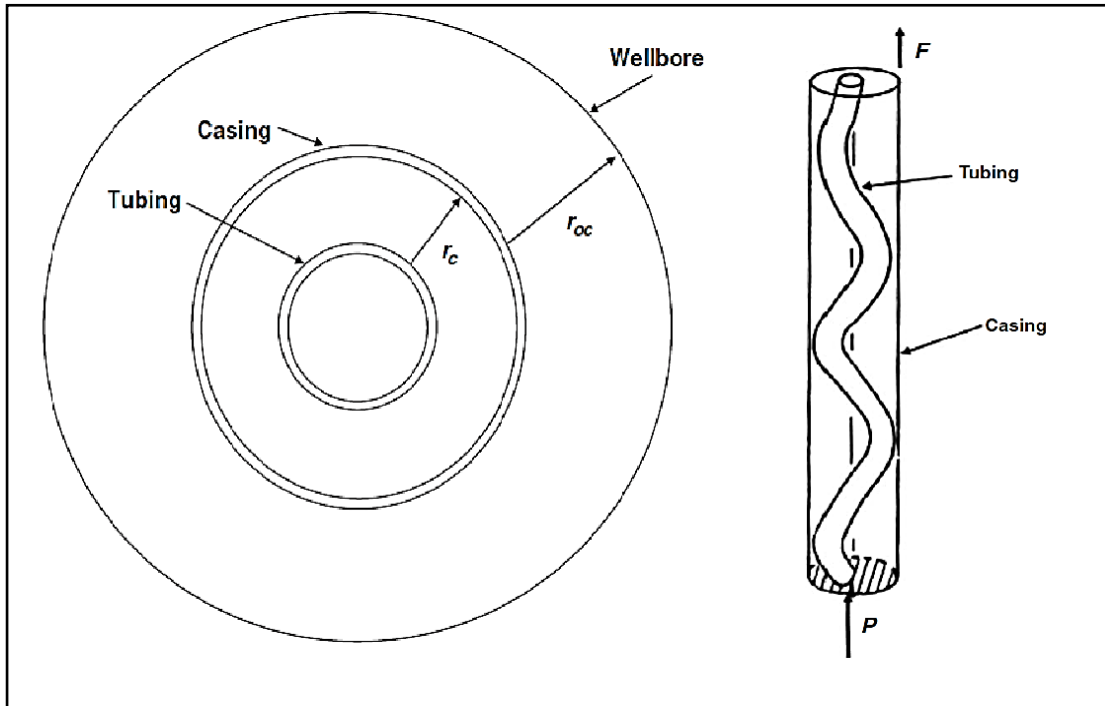


Figura 34 Configuración de una sarta concéntrica ^[16]

La restricción que ofrece la pared del hoyo o el revestidor, no permiten que la sarta falle, sin embargo se crean problemas asociados al mismo:

- Para sargas de revestidor:
 - ✓ Alto torque y arrastre con las sargas de perforación
 - ✓ Desgaste excesivo y fatiga acelerada
 - ✓ Ocurrencia de fugas en las conexiones
 - ✓ En secciones de zonas lavadas severas deflexiones ocurren
- Para sargas de *tubing*:
 - ✓ Fuga en conexiones y rupturas
 - ✓ Imposibilidad de bajar herramientas con guayas
 - ✓ Desgaste excesivo de las cabillas

En la tabla 1 se muestran las operaciones posibles en el hoyo y su relación con el pandeo.

Tabla 1 Relación de operaciones y pandeo ^[2]

Operaciones	Carga de tensión	Carga de colapso	Carga de estallido	Tendencia al pandeo
Disminución de temperatura promedio	+			-
Aumento de temperatura promedio	-			+
Disminución de presión interna	-		-	-
Incremento de presión interna	+		+	+
Disminución de presión externa	+	-		+
Incremento de presión externa	-	+		-
Disminución del peso del lodo interno	-		-	-
Incremento del peso del lodo interno	+		+	+
Disminución del peso del lodo externo	+	-		+
Incremento del peso del lodo externo	-		-	-
Suabeo	-		-	-

Los factores que favorecen el pandeo son:

- ✓ Punto neutro no cubierto con cemento
- ✓ Cambios de temperatura
- ✓ Cambios en la presión interna o externa
- ✓ Zonas lavadas
- ✓ Peso sobre la sarta (*slack off*)
- ✓ Largas secciones de tuberías no cementadas

El pandeo sucede cuando se alcanza o se supera cierto valor de fuerza crítica, cambiando su forma lineal a una sinusoidal. El valor de fuerza crítica puede determinarse por medio de la siguiente expresión:

$$F_c = \sqrt{\frac{4EIW_e \sin(\theta)}{r}} \quad (2.68)$$

Dónde:

I: inercia del tubular (pulg⁴).

θ : ángulo de inclinación del pozo respecto a la vertical.

r: luz radial (pulg).

Dependiendo de por cuanto se supere la fuerza crítica entonces se presentarán diferentes tipos de pandeo, los cuales se resumen en la tabla 2.2 (ver 35):

Tabla 2 Relación entre la fuerza efectiva y la forma del pandeo ^[2]

Condición	Límite
Sin pandeo	$F_{\text{eff}} > F_c$
Pandeo sinusoidal	$F_c > F_{\text{eff}} > \sqrt{2} * F_c$
Pandeo sinusoidal y helicoidal	$\sqrt{2} * F_c > F_{\text{eff}} > 2 * \sqrt{2} * F_c$
Pandeo helicoidal	$2 * \sqrt{2} * F_c > F_{\text{eff}}$

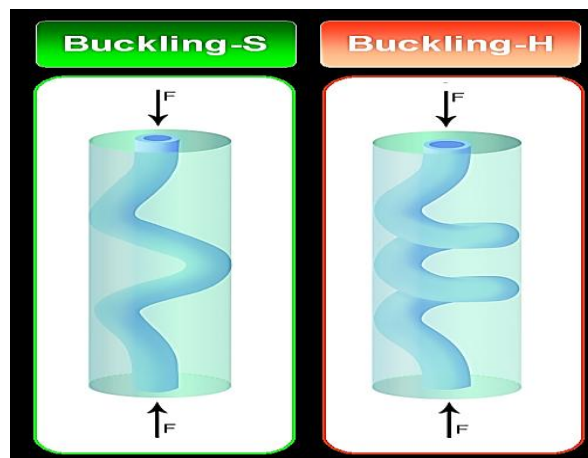


Figura 35 Pandeo sinusoidal (izquierda) - Pandeo helicoidal (derecha) ^[16]

3 Empacaduras de producción ^[2]

Son herramientas utilizadas para proteger la tubería de revestimiento aislándola de las condiciones de estallido como lo son las altas presiones del yacimiento o fluidos de inyección, además de evitar que esta se encuentre en contacto con fluidos corrosivos y abrasivos. Las empacaduras producción permiten el aislamiento de las perforaciones para producir múltiples zonas.

Las empacaduras de producción pueden ser recuperables o permanentes. Las recuperables son aquellas que puede extraerse del pozo mediante un mecanismo de desasentamiento y las permanentes deben ser perforadas.

3.1 Componentes básicos para un empacadura de producción

Las empacaduras de producción son diseñadas para cumplir gran variedad de funciones por lo cual estas poseen una gran cantidad de accesorios que les permite cubrir adaptarse a las condiciones a las que será sometida (ver figura 36)

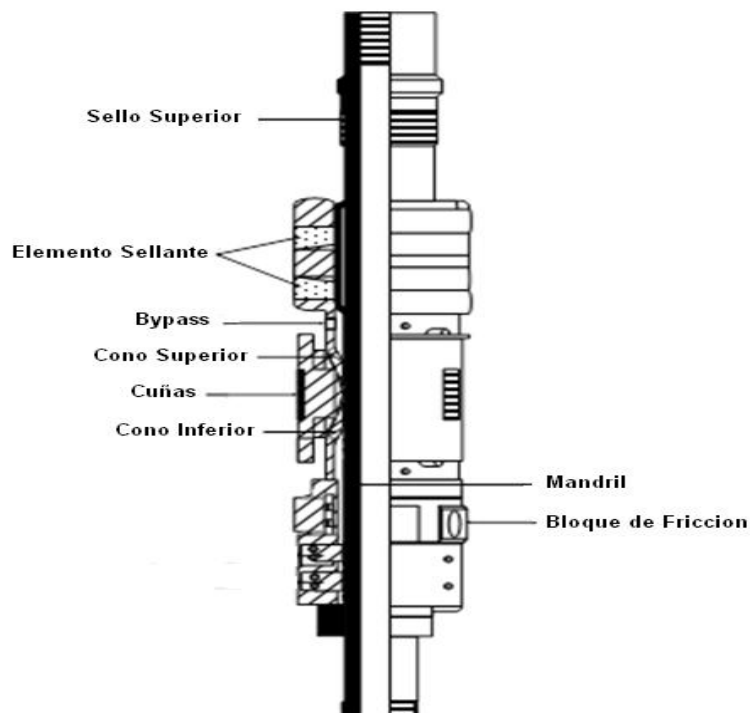


Figura 36 Partes de la empacadura ^[2]

A pesar de ello existen componentes comunes para todos los fabricantes (ver figura 37) los cuales serán listados a continuación:

- ✓ Bloque de fricción
- ✓ Cuñas para fijarse al revestidor y mantener la empaadura en posición
- ✓ Un elemento sellante
- ✓ Un mandril para sostener todas las partes (figura 38)
- ✓ Cono
- ✓ Anclas Hidráulicas

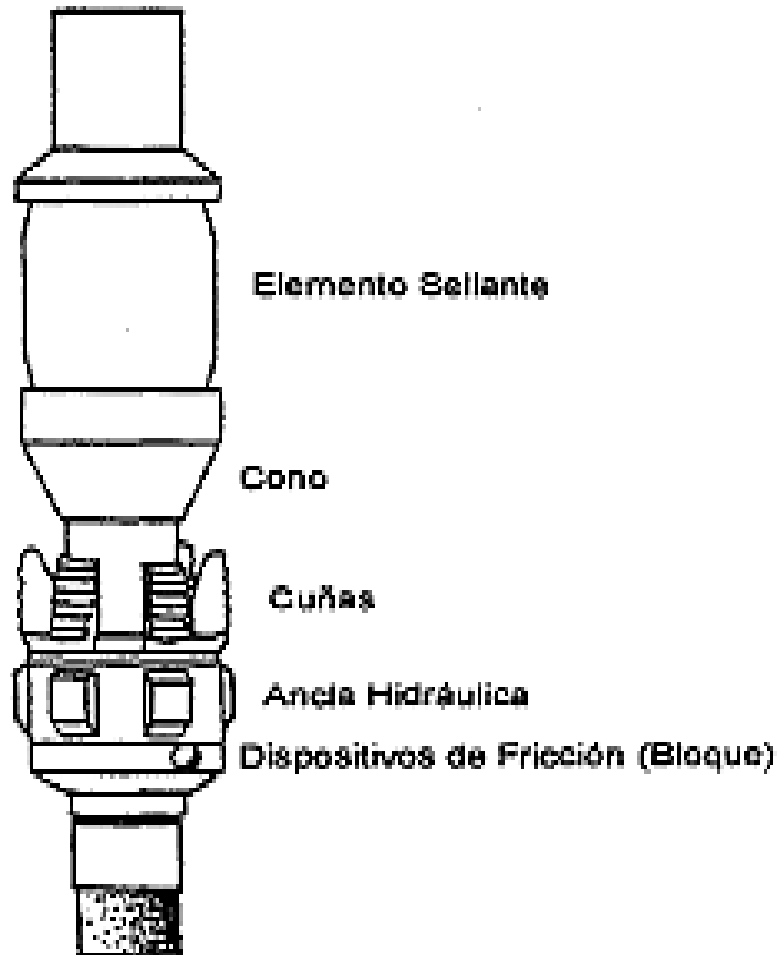


Figura 37 Elementos principales de la empaadura ^[15]

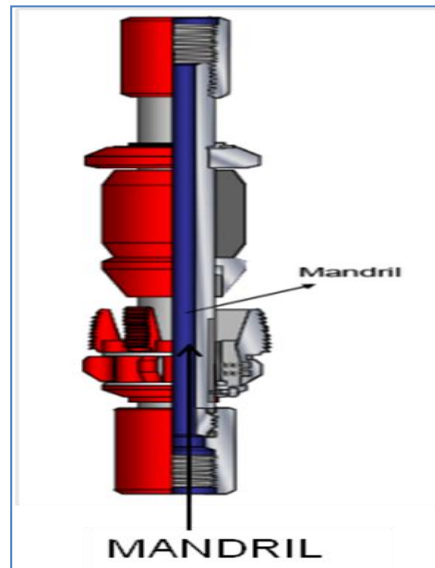


Figura 38 Mandril de una empaadura de producción ^[16]

3.1.1 Cuñas

Las cuñas pueden ser de una gran variedad de formas. Sin embargo es necesario que tengan un área superficial adecuada para mantener la empaadura en posición, a pesar de los diferenciales de presión a la que esta estará sometida (figura 39).

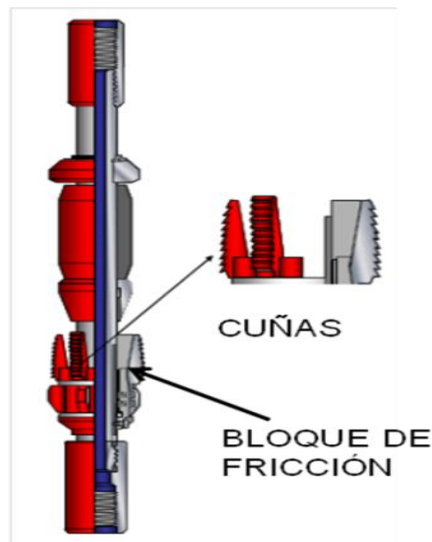


Figura 39 Cuñas y bloque de fricción de una empaadura de producción ^[2]

3.1.2 Elemento sellante

Generalmente estos elementos son fabricados con un producto de goma de nitrilo ya que se ha comprobado que son resistentes en rangos de temperaturas medios (figura 40).

Cuando la empacadura es asentada el elemento sellante es comprimido y forma un sello contra la tubería de revestimiento. La compresión produce la expansión por parte del elemento sellante entre el cuerpo de la empacadura y la pared de la tubería de revestimiento.

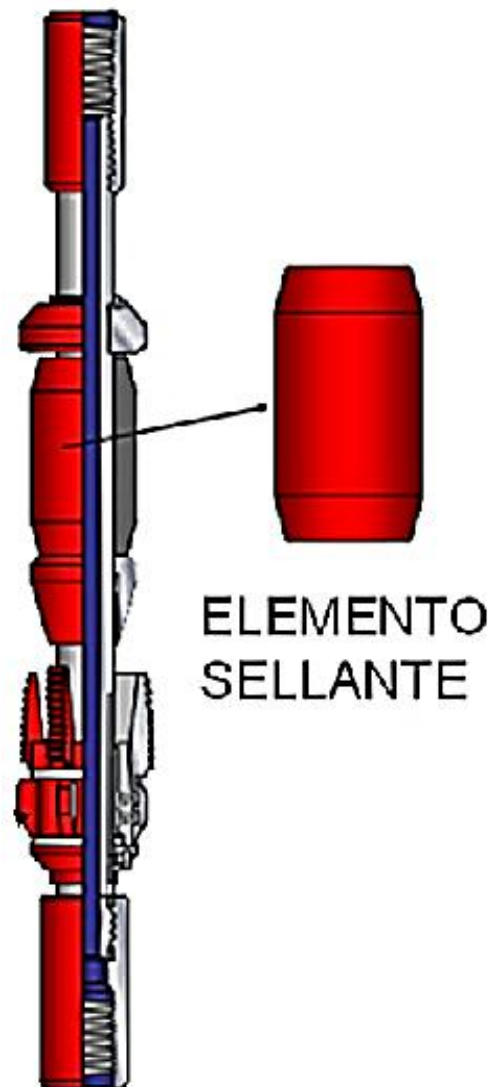


Figura 40 Elemento sellante de una empacadura de producción ^[2]

3.1.3 Dispositivo de fricción

Los elementos de fricción son componentes fundamentales en muchos tipos de empacaduras, debido a que estos proporcionan las fuerzas de sostenimiento necesarias para asentar las mismas (figura 39).

3.1.4 Anclas hidráulicas

Proporcionan una forma confiable de evitar el movimiento que tiende a ocurrir en una empacadura cuando la misma es sometida a una fuerza en la dirección contraria a las cuñas principales.

3.1.5 Mecanismos de asentamiento

Son mecanismos de engranaje que permiten que la empacadura quede fija, entre los más utilizados están: los de enganche tipo “J”, pin de corte y botón automático.

Los mecanismos de asentamiento se diseñaron para ser activados mediante tensión, compresión, con la rotación del *tubing* a la derecha o a la izquierda y en el caso de las empacaduras hidráulicas con presión a través de *tubing* mediante el uso de bolas o tapones.

3.1.6 Mecanismos de desasentamiento

Los mecanismos de desasentamiento consisten en realizar una actividad opuesta a la que se realizó al momento de asentar la tubería, en el caso de haber sido asentada la misma por compresión esta será desasentada por tensión o viceversa, de igual manera se girara a la izquierda o derecha según sea el caso. En el caso de empacaduras permanente deben ser perforadas.

3.2 Tipos de empacaduras de Producción

Las empacaduras de producción pueden ser recuperables o permanentes. Las recuperables son aquellas que puede recuperar del pozo mediante un mecanismos de desasentamiento y las permanentes deben ser perforadas para poder retirarlas del pozo.

3.2.1 Empacaduras Recuperables ^[4]

Las empacaduras recuperables se pueden clasificar según la manera en que son asentadas en mecánicas e hidráulicas, y a su vez estas pueden ser de agarre sencillo y de agarre doble.

- *Empacaduras recuperables de asentamiento mecánico:* son las más comúnmente utilizadas en la industria petrolera, estas son asentadas y desasentadas por la manipulación mecánica de la tubería (tensión, compresión o rotación). Son utilizadas bajo las siguientes condiciones:
 - ✓ En profundidades bajas a medianas (3000'-10000')
 - ✓ Para presiones moderadas o medianas (<5000 lpc)
 - ✓ En pozos verticales con desviaciones moderadas (<10°)

Beneficios de las empacaduras recuperables de asentamiento mecánico:

- ✓ Este tipo de empacaduras son de bajo costo
- ✓ El mecanismo de asentamiento permite que la empacadura pueda ser asentada, recuperada, movida de lugar y reasentada si n necesidad de hacer un reparación.

Existen dos tipos básicos de empacaduras recuperables mecánicas:

- ✓ *Empacaduras mecánica recuperables agarre sencillo:* Se asientan y realizan el sello por tensión o compresión (ver figuras 41 y 42).
- ✓ *Empacaduras Recuperables de doble Agarre:* Poseen elementos que restringen los movimientos en cualquier dirección una vez que ha sido asentada. Este tipo de empacaduras se subdivide en dos tipos:
 - Las que utilizan cuñas hidráulicas para restringir el movimiento del empaque hacia arriba una vez que es asentada
 - Las que son bloqueadas mecánicamente entre los pistones de asentamiento y de sello.



Figura 41 Empacadura mecánica recuperable de agarre sencillo asentada por tensión ^[4]

- *Empacaduras recuperables mecánicas de agarre sencillo asentadas por tensión*: este tipo de empacaduras no se utiliza en la actualidad, excepto en los casos que se trabaje con pozos someros y de bajas presiones. Es recomendable utilizar este tipo de empacaduras en pozos donde las presiones diferenciales sean del fondo hacia arriba, de esta manera las posibilidades de un desasentamiento de la empacadura es menor (figura 41).
- *Empacaduras recuperables mecánicas de agarre sencillo asentadas por compresión*: este tipo de empacaduras utilizan un juego de cuñas que una vez activadas evitan que la empacadura tenga libre movimiento hacia abajo. Este tipo de empacaduras son utilizadas en aplicaciones donde se espera que la presión diferencial sea a favor del anular. Este tipo de empacaduras mecánicas

eran las más utilizadas en el pasado y fueron reemplazaron por las de doble agarre. (figura 42).

Si se va aplicando más compresión al empaque progresivamente, las gomas serán comprimidas y se realizará el sello y la empacadura permanecerá asentada mientras que el peso suficiente sea mantenido sobre el empaque.



Figura 42 Empacadura mecánicas de agarre sencillo asentada por compresión ^[4]

- ✓ *Empacaduras recuperables mecánicas de doble agarre asentadas por tensión:* este tipo de empacaduras de asentamiento mecánico se ha convertido en la más comúnmente utilizada debido a su versatilidad y ventana de aplicación, que incluye pozos de poca a media profundidad (3000' – 10000') y de presiones moderadas a altas (> 7000 lpc) Figura.

Las empacaduras de agarre doble, por lo general realizan el sello aplicando compresión a la empacadura, y se desanclan con manipulación de la tubería. Sin embargo también existen diseños que trabajan el asentamiento aplicando tensión.

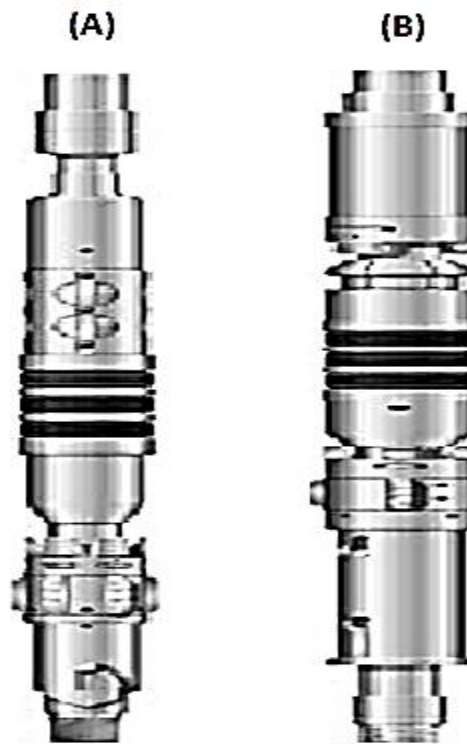


Figura 43 Empacaduras mecánicas ^[4]

(A) Empacadura mecánica de doble agarre con candado hidráulico (B) Empacadura mecánica de doble agarre con bloqueo mecánico

- ✓ *Empacaduras recuperables mecánicas de asentamiento por rotación:* Este tipo de empacadura son desasentadas por rotación del *tubing* hacia el lado derecho y. Son más costosas que las de asentamiento por compresión y tensión (figura 44). Tiene gran cantidad de usos entre los que están:
 - ✓ Aislar secciones dañadas del revestidor de un pozo.
 - ✓ Se usan para anclar tuberías.
 - ✓ En pozos inyectores permiten asentar el *tubing* en una posición neutral. Sin embargo al aumentar la presión por debajo de la empacadura esa posición neutral se perderá lo que eliminara la factibilidad de desasentamiento.
 - ✓ Son excelentes en pozos someros o de profundidad moderada con presiones diferenciales bajas.

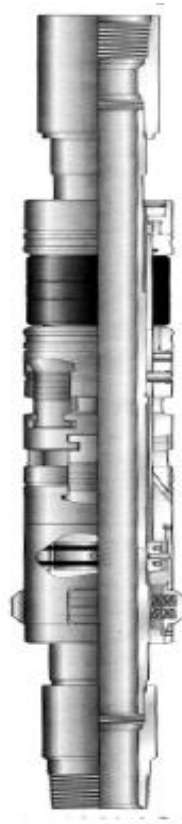


Figura 44 Empacadura recuperable mecánica de asentamiento por rotación ^[4]

- ✓ *Empacaduras recuperables de asentamiento hidráulico:* las empacaduras hidráulicas o hidrostáticas se asientan y recuperan por manipulación mecánica de la tubería. Una vez que la misma se encuentre en la posición requerida, se aplica presión hidráulica por parte del fluido en la tubería y se logra asentar la empacadura.

El desasentamiento puede ser por rotación del *tubing* o simplemente levantando la tubería para desanclar el empaque.

Ventana de aplicación de las empacaduras recuperables de asentamiento hidráulico:

Las empacaduras hidráulicas son recomendablemente aplicables bajo las siguientes condiciones:

- Pozos pocos profundos a medianas profundidades

- Presiones bajas hasta moderadas
- Terminaciones con múltiples empacaduras
- Terminaciones con dos tuberías

Tipos de Empacaduras de asentamiento Hidráulico:

- ✓ Empacadura de asentamiento diferencial con un solo Conducto
- ✓ Empacadura de asentamiento Hidrostático con un solo conducto
- ✓ Empacaduras de asentamiento hidrostático selectivo con un solo conducto
- ✓ Empacaduras de asentamiento hidráulico con dos Conductos
- ✓ Empacaduras de asentamiento hidráulico con múltiples conductos

Empacadura recuperable hidráulica de asentamiento diferencial: este tipo de empacadura hidráulica es asentada mediante de la fuerza que se genera al aplicar presión sobre un pistón en sentido contrario a la presión del revestidor (figura 45).



Figura 45 Empacadura hidráulica sencilla de asentamiento deferencial ^[4]

Empacaduras recuperables hidráulicas de asentamiento hidrostático: esta empacadura utiliza un pistón de asentamiento de forma similar a la diferencial, sin embargo toda o parte del área del mismo actúa sobre una cámara que contiene presión atmosférica y no la del anular (Figura 46).

En este tipo de empacaduras la presión hidrostática del *tubing* contribuye con su asentamiento, por lo cual la fuerza requerida será menor y permitirá el uso de mandriles de mayor diámetro. Debido las ventajas que ofrecen son más costosas que las diferenciales.



Figura 46 Empacadura hidráulica sencilla de asentamiento deferencial ^[4]

(A) Empacadura recuperable hidráulica de asentamiento hidrostático sencilla

(B) Empacadura recuperable hidráulica de asentamiento hidrostático dual

3.2.2 Empacaduras de producción permanente con receptáculo pulido

Son aquellas que una vez que han sido asentadas no hay forma de recuperarlas, y en caso de ser necesario removerlas deben ser perforadas o destruidas de alguna otra forma. Esta característica es considerada la mayor desventaja de este tipo de herramienta. Sin embargo esto permite el uso de una gran variedad de accesorios lo que genera ventajas sobre las empacaduras recuperables.

Ventajas de usar empacaduras permanentes:

- ✓ Eliminan el uso complicado de sistemas de igualación y, por consiguiente, las potenciales fugas que estos representan.
- ✓ Mayor área de agarre de las cuñas en el diámetro interno (ID) del revestidor.
- ✓ Más fáciles y económicas de fabricar en materiales exóticos para ambientes hostiles y condiciones de servicios severos.
- ✓ La mayoría de los modelos son adecuados para aplicaciones de altas presiones pozos de cualquier profundidad.
- ✓ Permite el uso de tuberías más grandes.

Mecanismos de asentamiento de empacaduras permanente:

- ✓ Mediante la aplicación presión hidráulica a un mecanismo para asentamiento mecánico.
- ✓ Aplicación de presión hidráulica a una herramienta de asentamiento conectada a ella, la cual es recuperable y reusable. (setting tool)
- ✓ WIRELINE setting que utiliza una carga explosiva para generar la fuerza de asentamiento.

Método de asentamiento de empacaduras:

- ✓ Sellos de anclaje: La tubería se conecta a la empacadura con un ancla y un niple de asentamiento. La tubería no se puede mover libremente dentro del empaque. Las fuerzas en la tubería se transmiten directamente al empaque y estas fuerzas pueden inducir fallas en el tubo superior (ver figura 47).



Figura 47 Niple de asentamiento con localizador y sellos de anclaje ^[4]

- ✓ **Movimiento Limitado:** El ensamblaje se hace con sellos dinámicos y se meten en la parte pulida de la empaadura. este tipo de ensamblaje permite movimiento limitado hacia abajo, y utilizan un niple de asentamiento tipo No-Go, para evitar que los sellos se muevan completamente a través de la empaadura. Esto es útil en situaciones donde se espera enfriamiento de la tubería (inyección de fluidos fríos) y permiten contracción de la tubería sin colocar tensión excesiva en la junta superior (Figura 48).



Figura 48 Niple de asentamiento de tipo NO-GO con localizador y doble sellos ^[4]

- ✓ Penetración Completa o movimiento libre: Esto es útil para prevenir dobles y/o rupturas de la tubería. La configuración es similar a la de una junta de expansión y provee cierto movimiento de la tubería (Figura 49).



Figura 49 Unidad de sellos ^[4]

3.3 Selección del tipo de Empacadura

Al momento de elegir el tipo de empacadura más conveniente en función a las condiciones específicas a las cuales esta será sometida, es necesario tomar en cuenta los siguientes factores:

- ✓ Las funciones que se espera que cumplirá la empacadura
- ✓ El ambiente en el cual se usara la empacadura y el diseño mecánico de la misma
- ✓ Tipo de completación
- ✓ Dirección de la presión
- ✓ Mecanismo de asentamiento de la empacadura
- ✓ Procedimiento de desasentamiento de la empacadura
- ✓ Costos

En la tabla 3 se establece una comparación en respecto a las empacadura permanentes y recuperables, de manera que contribuya con la elección adecuada.

Tabla 3 Comparación entre empacaduras recuperables y permanentes ^[2]

Empacaduras Recuperables	Empacaduras Permanentes
<ul style="list-style-type: none">✓ Son más económicas y Sencillas.✓ Sensibles a los diferenciales de presión.✓ Bajadas con tubería (más lento).✓ Requieren manipulación mecánica.✓ Son recuperables y reusables.✓ Limitadas hasta pozos de mediana presión (5000 psi)	<ul style="list-style-type: none">✓ Más costosas pero más seguras.✓ Adecuadas para trabajos con altos diferenciales de presión.✓ Bajados con guaya (más rápido y más preciso).✓ No requieren manipulación mecánica.✓ Remoción solo con perforación.✓ Adecuadas para pozos de alta presión.

3.4 Fuerzas a la que es sometida una empacadura

^[2]

Las empacaduras de producción son sometidas a diversas fuerzas debidas a los cambios que se realizan en el pozo, por ejemplo en la densidad del fluido en el pozo como también debido a la tensión o la compresión que genere la tubería de producción.

En la siguiente figura (50) se observa un balance de fuerzas a las que es expuesta la empacadura:

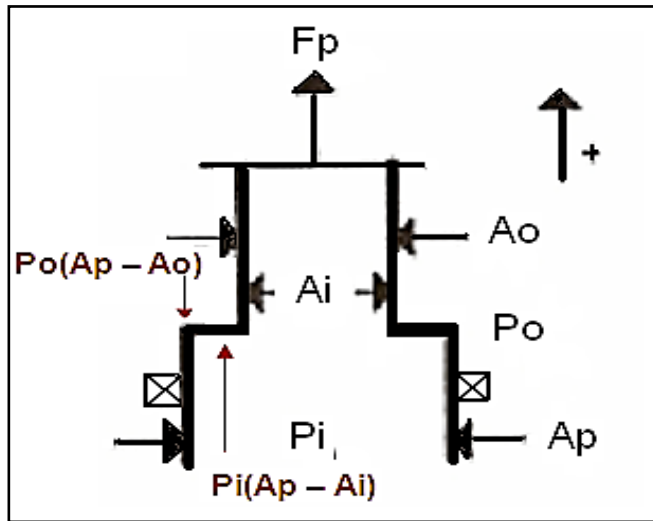


Figura 50 Esquema de fuerzas actuantes sobre la empacadura

Dónde:

F_p : Es la fuerza que se ejerce sobre la empacadura

$P_o (A_p - A_o)$: Representa las fuerzas que ejercen el o los fluidos que se encuentran en el espacio anular.

$P_i (A_p - A_i)$: Representa las fuerzas que ejercen el o los fluidos en la parte interna de la empacadura.

P_o : Presión hidrostática generada por la columna de fluido en el espacio anular.

P_i : Presión en el interior de la tubería de producción.

A_p : Área externa de la empacadura

A_o : Área externa de la tubería de producción

Haciendo el balance de fuerzas tenemos que:

$$F_p - P_o(A_p - A_o) + P_i(A_p - A_i) = 0 \quad (3.1)$$

Despejando la fuerza sobre el packer se tiene:

$$F_p = P_o(A_p - A_o) - P_i(A_p - A_i) \quad (3.2)$$

Esta ecuación es válida en el caso que $A_p > A_o$

4 Fluidos de terminación y empaque ^[2]

Un fluido de terminación y empaque es un líquido libre de sólidos utilizado para "terminar" un pozo de petróleo o gas. Este fluido se coloca en el pozo para facilitar las operaciones finales antes del comienzo de la producción, tales como la colocación de filtros, tuberías de revestimiento cortas (*liners*) de producción, empacaduras y válvulas de fondo del pozo, o la ejecución de disparos en la zona productiva. El fluido está diseñado para controlar un pozo en caso de que exista alguna irregularidad en el fondo del mismo, sin dañar la formación productora o los componentes de la terminación. Generalmente los fluidos de terminación de pozos son salmueras (cloruros, bromuros y formiatos), pero en teoría podrían ser cualquier tipo de fluidos con características adecuadas de densidad y flujo.

Este fluido usualmente es tratado y dejado en el espacio anular (espacio entre el revestimiento y la tubería de producción), como un fluido de empaque, para inhibir la corrosión y prolongar la vida útil de las piezas tubulares, crear una columna hidrostática con el fin de controlar las presiones en caso de una fuga o liberación de la empacadura y para evitar la deposición de sólidos en el espacio anular que impida el desasentamiento de la empacadura y remoción de la tubería de producción.

Es deseable utilizar el fluido de terminación para cañonear ya que elimina el costo adicional de fluidos y el tiempo de taladro adicional para cambiar el sistema. Debido a que la presión del fluido supera la presión de poro, algo de fluido fluye hacia la formación.

Si hay sólidos presentes en el fluido, se depositarán en las perforaciones causando mayor diferencial de presión para iniciar la producción, perforaciones taponadas que enmascaran las operaciones de consolidación plástica y forzamiento de cemento, asimismo como reducirán la tasa de producción ya que el flujo resultante es directamente proporcional al número de perforaciones abiertas.

Se debe tener consideración especial a las cargas sobre el revestimiento y en la tubería de producción cuando se deja un fluido que pretenda controlar la presión de formación ya que esto crea aumento de la presión de estallido del revestidor y aumento de la presión de colapso de la tubería de producción. Por otra parte si el pozo

va a ser cañoneado utilizando la técnica “a través de la tubería de producción” se recomienda utilizar fluidos de empaque menor densidad para eliminar el problema ya mencionado.

4.1 Criterios de selección ^[1]

De acuerdo con Guerra y Paz (2006) existen diversos criterios utilizados para en el diseño de un fluido de terminación en particular. Entre ellos se encuentran:

- Inherentes al fluido

- *Densidad*: La densidad de un fluido es una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo se logra el control de un pozo; manteniendo la presión hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de formación (factor de seguridad). La densidad o peso específico es la densidad de un material en relación a la densidad del agua.

Un amplio rango de densidades (1.01 a 2.40 gr/cc) es posible, escogiendo la mezcla de sales a disolver. Esto da mucha flexibilidad para controlar la presión de formación sin usar aditivos dañinos.

- *Contenido de sólidos*: En general se utilizan fluidos limpios para mejorar los sistemas, optimizar la terminación e incrementar la producción para así lograr prolongar la vida del pozo al evitar el daño que se genera en la formación productora al utilizar fluidos con sólidos.
- *Filtrado*: debe ser óptimo para minimizar la invasión de fluido hacia la formación y causar menos daño.
- *Reología*: suficiente que garantice una remoción efectiva de sólidos a velocidades de circulación razonables.
- *Compatibilidad*: debe ser compatible con el fluido de la formación y el fluido de perforación, para evitar la contaminación en el pozo.
- *Economía*: utilizar el más económico que minimice el daño.
- *Estabilidad*: debe mantener su estabilidad frente a variables como: gas, cemento, temperatura, bacterias, agua, etc.

- **Factores Mecánicos**

- *Velocidad anular*: Suficiente que garantice el acarreo de sólidos.
- *Facilidades de mezcla*: Se debe escoger un fluido que pueda ser separado y mantenido con poco material, dinero y tiempo.
- *Corrosión*: Algunos fluidos pueden originar alto grado de corrosión sobre las superficies metálicas de equipos y herramientas se debe escoger el fluido de terminación que presente el menor grado de corrosión posible.

- **Inherentes a la Formación**

- *Consolidación de la formación*: El fluido debe tener la capacidad para acarrear los sólidos generados. Peso de los ripios.
- *Permeabilidad*: El fluido debe permitir el control de pérdidas de circulación y daño a la formación.
- *Contenido de arcilla*: En algunas formaciones el fluido debe inhibir la hidratación de las arcillas, para así evitar la disminución de los espacios porales. Dependiendo del tipo de formación y la arcillosidad presente se puede seleccionar el fluido de terminación con un grado de salinidad adecuado.

- **Factores Adicionales**

- *Contaminantes*: El fluido debe contener el mínimo posible de contaminantes.
- *Riesgos*: el fluido debe garantizar la seguridad al personal y a los equipos.

4.2 Formulación

Los fluidos de terminación y empaque se formulan a partir de tres tipos básicos de fluidos que son:

1. Fluido de perforación a base de agua.
2. Fluido de perforación a base de aceite.
3. Salmueras

Las técnicas para formular cada uno de estos fluidos de terminación es la siguiente:

- Fluido de perforación a base de agua: los fluidos base agua son aquellos cuya fase líquida o continua es agua. Estos sistemas son muy versátiles y se utilizan por lo general para perforar formaciones no reactivas, productoras o no productoras de hidrocarburos.
 - Se deben elevar los geles para garantizar la suspensión de los sólidos y evitar su asentamiento durante los largos períodos en los cuales el fluido permanece estancado.
 - Se debe elevar el pH a 11 utilizando soda cáustica.
 - Se deben tomar de 25 a 75 galones del inhibidor de corrosión de manera uniforme por cada 100 barriles de fluido que se utilizará.
 - Se debe utilizar un secuestrador de H₂S en caso de existencia de esta sustancia en el pozo.

- Fluido de perforación a base de aceite: los fluidos base aceite son aquellos cuya fase continua, al igual que el filtrado, es puro aceite. Pueden ser del tipo de emulsión inversa o cien por ciento (100%) aceite.

Es recomendable hacer ciertos ajustes al utilizar este tipo de fluidos como fluido de terminación:

 - Se debe de alguna manera incrementar la estabilidad de la emulsión del sistema, lo cual podría hacerse tomando en consideración tratamientos de estabilizadores y cal. Lo que proporcionaría la estabilidad necesaria para el servicio de fluido de empaque del pozo a largo plazo.
 - Elevar el punto cedente y la resistencia gel con bentonita para crudo invertido y de esta forma evitar el asentamiento de sólidos y minimizar la segregación los mismos.
 - Aumentar la concentración en exceso de cal a 5 lbs/bbl como una medida de precaución contra una posible invasión de H₂S.

- Salmueras: las salmueras son soluciones de sales inorgánicas a base de agua, utilizadas como fluido de control de pozo durante las fases de terminación y reparación de las operaciones de pozos. Las salmueras están libres de sólidos y

no contienen ninguna partícula que pueda taponar o dañar una formación productiva. Por otra parte, las sales de la salmuera tienen ciertas funciones que permiten inhibir reacciones indeseables en la formación, tales como la hidratación de las arcillas. Las salmueras se formulan y se preparan generalmente para condiciones específicas, existiendo una amplia gama de sales para alcanzar densidades oscilantes entre 1,0 y 2,4 g/cm³ [8,4 y más de 20 lbm/gal (lpg)]. Las sales comunes utilizadas en la preparación de los sistemas de salmueras simples son el cloruro de sodio, el cloruro de calcio y el cloruro de potasio. Los sistemas de salmueras más complejos pueden contener sales de zinc, de bromuro o de yodo. En general, estas salmueras son corrosivas y costosas.

- Para elevar el pH de NaCl y KCl entre 10 y 10,5 utilizar soda cáustica (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH). Para elevar el pH de salmueras de alta densidad (CaCl₂, CaBr₂, etc.) y combinaciones de las mismas, no utilizar soda cáustica, en su lugar utilizar pequeñas cantidades de cal (CaOH₂) y elevar el pH solamente cuando sea absolutamente necesario.
- Para eliminar la corrosión utilizar un inhibidor (BRINE - PAC) a una concentración de 24 galones por cada 100 barriles de salmuera.
- No circular o airear la salmuera que contiene el empaque final ya que esto consumirá el depurador de oxígeno.
- En áreas de H₂S agregar de 6 a 12 lbs/bbl de secuestrador para controlar la corrosión por sulfuro.

La salmuera es el mejor y más ampliamente fluido terminación y empaque utilizado debido a que tienen bajos costos, son libres de sólidos, estables, no dañinos a la formación, relativamente no corrosivos y son disponibles a grandes escalas.

Entre las sales más usadas para la elaboración de la salmuera se encuentran:

- *Cloruro de potasio (KCl)*: Es de uso extendido, debido a su capacidad para inhibir las lutitas. Está disponible comercialmente como sal inorgánica cristalina, seca, de alta pureza. Puede ser usado para formular fluidos claros con una

densidad de hasta 9,7 lbs/gal (Gravedad específica de 1,16). Se usa frecuentemente (de 2 a 7%) en otros fluidos de terminación de agua clara tales como fluidos de agua salada o de cloruro de sodio, como estabilizador de arcillas y lutitas.

- *Cloruro de sodio (NaCl)*: El cloruro de sodio, o sal de cocina, un producto químico comercial fácil de conseguir, es un producto económico para la formulación de fluidos claros de rehabilitación y terminación con densidades de hasta 10 lbs/gal. Las salmueras de cloruro de sal y la sal en sacos son fáciles de conseguir por todo el mundo. En general se puede obtener una salmuera líquida básica de cloruro de sodio con una densidad de 10 lbs/gal.
- *Formiato de sodio (NaCOOH)*: es un producto químico comercial que ha logrado ser aceptado como alternativa a las salmueras de cloruro. Puede ser usado en operaciones de rehabilitación y terminación que requieren fluidos claros con una densidad de hasta 11 lbs/gal y como líquido base para los fluidos de perforación.
- *Cloruro de calcio (CaCl₂)*: puede ser usado para preparar fluidos claros con una densidad de hasta 11,8 lbs/gal o puede ser mezclado con salmueras más pesadas para aplicaciones de mayor densidad. La salmuera líquida de cloruro de calcio está disponible a 11,6 lbs/gal.
- *Bromuro de sodio (NaBr)*: Se usa como salmuera clara de terminación y rehabilitación para densidades de hasta 12,8 lbs/gal. Aunque sea más costosa, se usa como alternativa a las salmueras a base de calcio cuando las aguas de la formación tienen altas concentraciones de iones bicarbonato y sulfato.
- *Formiato de potasio (KCOOH)*: Se encuentra disponible como fluido claro de base que puede ser usado en operaciones de rehabilitación y terminación que requieren una densidad de hasta 13,2 lbs/gal.
- *Bromuro de calcio (CaBr₂)*: Son las soluciones que pueden ser preparadas hasta una densidad de 15,5 lbs/gal. El bromuro de calcio está generalmente disponible como producto líquido de base de 14,2 lbs/gal.
- *Formiato de cesio (CsCOOH)*: Se considera que las salmueras a base de formiato tienen mayores características de salud, seguridad y medio ambiente que las

salmueras de cloruro, bromuro y zinc, para muchas aplicaciones. Aunque sean muy costosas, las salmueras de formiato de cesio presentan ciertas ventajas con respecto al bromuro de zinc, tal como la reducción de la corrosión.

- *Bromuro de zinc ($ZnBr_2/CaBr_2$):* La salmuera de bromuro de zinc/bromuro de calcio, generalmente llamada bromuro de zinc, está disponible como líquido de base con un peso de 19,2 lbs/gal. Se compone al 54,5% de bromuro de zinc y al 19,5% de bromuro de calcio. Es muy costosa y mezcla frecuentemente con cantidades adicionales de bromuro de calcio o cloruro de calcio para mejorar su flexibilidad y sus características económicas. La densidad máxima para las mezclas de bromuro de zinc es de 20,5 lbs/gal.

4.3 Concentración ^{[2[16]]}

La concentración de una solución expresa la cantidad de soluto presente en una cantidad de solvente o de solución. En términos cuantitativos, esto es, la relación o proporción matemática entre la cantidad de soluto y la cantidad de solvente o, entre soluto y solución. Esta relación suele expresarse en porcentaje. Son importantes estas definiciones ya que el diseño de las salmueras o fluidos de terminación se trabaja en base a la concentración de sus componentes.

Unidades de medida de concentración:

- *% en peso:* se refiere la masa del soluto, en gramos, presente en una cantidad de solución. Teniendo en cuenta que el resultado se expresa como porcentaje de soluto.

$$\% \frac{P}{P} = \frac{\text{Masa de soluto}}{\text{Masa de la solución}} * 100\% \quad (4.1)$$

- *Porcentaje volumen-volumen (% V/V):* Representa el volumen de soluto por cada cien unidades de volumen de la solución. Se suele usar para mezclas líquidas o gaseosas, en las que el volumen es un parámetro importante a tener en

cuenta. Es decir, el porcentaje que ocupa el soluto en el volumen total de la solución. Suele expresarse como % v/v:

$$\% \frac{v}{v} = \frac{\text{Vol de soluto}}{\text{Vol de la solución}} * 100\% \quad (4.2)$$

- *Molaridad (M)*: Es la forma más usual de expresar la concentración de una solución. Se define como el número de moles de soluto disueltos en un litro de solución. Alternativamente, se puede expresar como mili moles de soluto disuelto en ml de solución. Matemáticamente se expresa así:

$$M = \frac{\text{moles de soluto}}{\text{lt de solución}} \quad (4.3)$$

- *Molalidad (m)*: Indica la cantidad de moles de soluto presentes en un Kg. (1.000 gr) de solvente. Cuando el solvente de agua, y debido a que la densidad de esta es 1gr/ml, 1 Kg. de agua equivalente a un litro. La molalidad se calcula mediante la expresión:

$$m = \frac{\text{moles de soluto}}{\text{Kg de solvente}} \quad (4.4)$$

- *Normalidad (N)*: Relaciona el número de equivalentes gramos o equivalentes químicos de un soluto con la cantidad de solución, en litros. Se expresa como:

$$N = \frac{\text{Nº equiv de soluto}}{\text{litro de solvente}} \quad (4.5)$$

- *Equivalente por millón*: El concepto de equivalente gramo o equivalente químico ha sido desarrollado especialmente para referirse a ácidos y bases. Así, un equivalente –gramo es la masa de sustancia (ácido- base) capaz de reproducir un mol de iones H⁺ u OH⁻, según el caso. Para pasar de moles a gramos se emplean

las masas moleculares de las sustancias involucradas Dado que un ácido y una base reaccionan, a través de la neutralización mutua de los iones H⁺ u OH⁻, para producir las sales correspondientes y agua; el concepto de equivalente también se aplica para sales.

- *Partes por millón (ppm)*: Para medir algunas concentraciones pequeñas, por ejemplo, las partículas contaminantes que eliminan los automotores o la cantidad de cloro o flúor presentes en el agua potable, se utiliza una unidad de concentración denominada partes por millón (ppm), que mide las partes de soluto presentes en un millón de partes de solución. Para soluciones solidas se utilizan, por lo general, las unidades mg/Kg. y las soluciones liquidas mg/L. La siguiente expresión, permite calcular las partes por millón.

$$ppm = \% \frac{P}{p} * 10000 \quad (4.6)$$

En las tablas 4 y 5 se observan los rangos de densidades alcanzadas por las salmueras mencionadas anteriormente.

Tabla 4 Sales y densidades de las salmueras asociadas ^[2]

Densidad (lbs/gal)	Soluto
8,3 – 10,0	NaCl
< 9,7	KCL
10,0 – 11,0	NaCl + CaCl ₂
< 11	NaCOOH
11,0 – 11,7	CaCl ₂
< 12,8	NaBr
11,0 – 13,2 (Nuevas, orgánicas y biodegradables)	Na,K, HCO ₂

Tabla 5 Sales y densidades de las salmueras asociadas (Continuación) ^[2]

Densidad (lbs/gal)	Soluto
< 13,2	KCOOH
11,7 – 15,8	CaBr ₂
15,2 – 18,0	ZnBr ₂
< 19,7	CsCOOH
19,2 – 20,5	ZnBr ₂ + CaBr ₂

El cloruro de calcio normalmente está disponible en sacos de 95% de pureza. Se debe tener precaución especial para evitar bajar la temperatura por debajo del punto de saturación de la salmuera y así reducir el riesgo de precipitación. Hay combinaciones de productos líquidos y líquidos con productos en sacos de varias nominaciones (CaCl₂ líquido de 11,6 lbs/gal; KBr en sacos y líquido de 14,2 lbs/gal; CaBr₂ líquido de 14,2 lbs/gal y seco al 95% de pureza; NaBr líquido de 12,4 lbs/gal y NaCl de 10 lbs/gal, etc.). Todos estos productos deben manejarse con los equipos de protección adecuados. Es importante acotar que si se aumenta la concentración requerida para alcanzar las densidades mostradas en la tabla aumentara la probabilidad de precipitación de las sales.

4.4 Criterios básicos para la selección de salmueras.

Para la elaboración de un fluido de terminación deben tomarse en cuenta las diversas condiciones a las que el mismo será sometido tanto en superficie como en el pozo, de manera que las propiedades de diseño sean suficientes para cumplir con las exigencias que representen dichas condiciones.

4.4.1 Requerimientos de Densidad:

El principal requerimiento de un fluido de terminación es el de ejercer el control del pozo, por lo tanto la densidad debe ser suficiente para producir una presión hidrostática en el hoyo bastante alta para controlar las presiones de formación. Generalmente se utiliza un sobrebalance de 200 a 300 lpc sobre la presión de formación, de esta manera es garantizado el control del pozo.

El proceso para el cálculo de la densidad requerida del fluido de terminación a la temperatura de superficie depende de que los efectos de la temperatura y presión de fondo alteren o no dicha propiedad. En el caso de pozos de profundidades moderadas a altas (10000' en adelante), donde las temperaturas y presiones de fondo son altas, ocurre una disminución en la densidad del fluido debido a la expansión térmica del mismo y un aumento de esta propiciado por el aumento de la presión debido a la compresibilidad asociada. En el caso de los pozos someros (3000') estos efectos se consideran despreciables. En este caso la presión hidrostática ejercida por el fluido de terminación es dada por:

$$P_h = 0,052 * \rho_{ave} * h \quad (4.7)$$

Dónde:

H: TVD.

ρ_{ave} : densidad promedio.

$$P_h = P + \Delta P_{ob} \quad (4.8)$$

Dónde:

P: presión de formación

ΔP_{ob} : presión de sobrebalance utilizada y factor de seguridad.

Para pozos con profundidades moderadas (3000' a 10000') el efecto de la presión no se considera influyente en la densidad del fluido de terminación, por lo tanto esta viene dada solo por el cambio de temperatura mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta\rho = 0,003(T_p - T_s) \quad (4.9)$$

Dónde:

$\Delta\rho$: cambio de densidad, lbs/gal

T_p : temperatura del pozo, °F.

T_s : temperatura de superficie, °F.

En el caso de pozos profundos (más de 10000') la expansibilidad y la compresibilidad del fluido son tomados en cuenta (ver tabla 6), la densidad de la salmuera en superficie @ 70°F puede calcularse como:

$$\rho_{70^\circ} = \rho_t + (t_{ave} - 70)E_f - (0,5 * P_h * C_f) \quad (4.10)$$

Dónde:

ρ_{70° : Densidad en superficie a 70 °F

ρ_t : Densidad requerida en el pozo (LPG).

t_{ave} : temperatura promedio (°F).

E_f : Factor de expansibilidad del fluido (LPG/°F)

P_h : Presión hidrostática (Psi)

C_f : Factor de compresibilidad (LPG/Psi)

Tabla 6 Factores de expansibilidad (Ef) y de compresibilidad (Cf) [2]

Densidad de la salmuera (lpg)	Factor de expansibilidad Ef (lb/gal/°F)	Factor de compresibilidad Cf (lb/gal/lpc)
9,0 – 11,0	$0,24 \times 10^{-2}$	$0,19 \times 10^{-4}$
11,1 – 14,5	$0,33 \times 10^{-2}$	$0,17 \times 10^{-4}$
14,6 – 17,0	$0,36 \times 10^{-2}$	$0,22 \times 10^{-4}$
17,1 – 19,2	$0,48 \times 10^{-2}$	$0,31 \times 10^{-4}$

4.4.2 Temperatura de cristalización:

Es el segundo criterio de selección más importante. La temperatura de cristalización (T_c) es la temperatura a la cual la salmuera se satura respecto a uno de los solutos que contiene y el mismo precipita. Los cristales precipitados pueden ser sólidos de sal o de hielo. La T_c se calcula mediante la siguiente ecuación obtenida a través de un ensayo de laboratorio:

$$\Delta T_c = K_c (\text{°C/molal}) \times m \quad (4.11)$$

Dónde:

K_c : Kilocalorías (K_c del agua = 1,86 °C/molal)

m : molalidad

La precipitación de la sal produce innumerables problemas en el taladro. Si se precipita en el tanque la densidad de la salmuera baja debido a que parte del soluto se quedara asentado en el tanque. A medida que continúa el proceso de precipitación la viscosidad de la salmuera aumenta y taponan las líneas y el fluido es imposible de bombear lo que produce pérdidas de tiempo en el taladro y se traduce en un aumento de los costos.

Existen métodos experimentales para determinar T_c de una salmuera determinada lo cual involucran procesos de enfriamiento y calentamiento alternado de la muestra de salmuera. En el caso de la figura 51 observamos cómo se determina la T_c de una salmuera de 19,2 lpg compuesta por $ZnBr_2/CaBr_2$

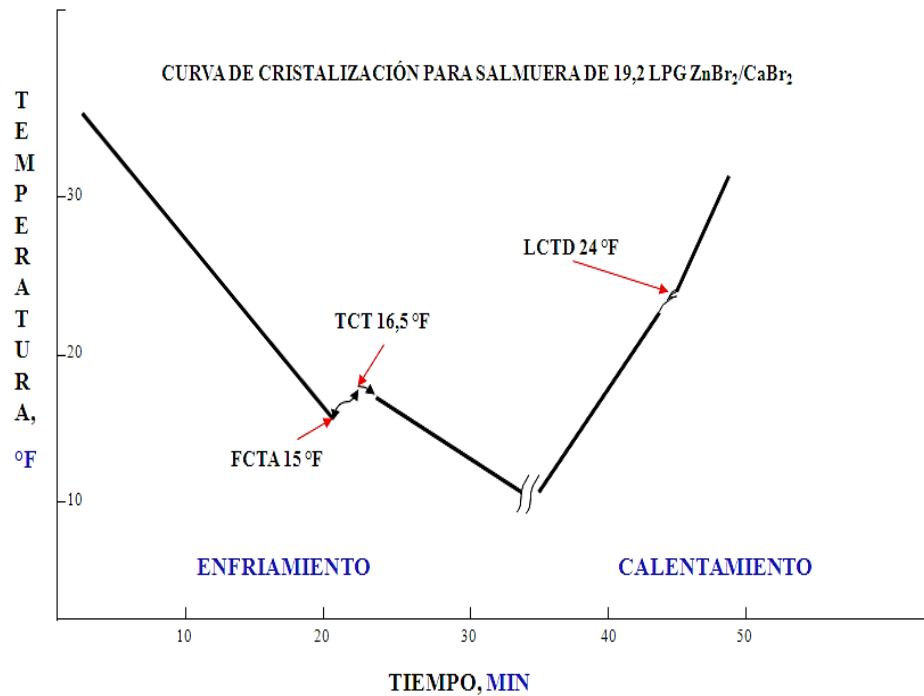


Figura 51 Curva de cristalización para una salmuera

19,2 lpg compuesta por ZnBr₂/CaBr₂.^[2]

Dónde:

FCTA (First crystal to appear): Es la temperatura a la cual el primer cristal comienza a formarse. Incluye algún efecto de súper enfriamiento. Aparece como el punto mínimo en la curva de enfriamiento.

TCT (True crystallization temperature): es la temperatura máxima alcanzada después del FCTA en la curva de enfriamiento o el punto de inflexión si no ocurre súper enfriamiento.

La TCT es la medida de la T_c a la cual la salmuera cristalizará en los tanques, bombas o líneas de transferencias en las operaciones. En el taladro, los efectos de súper enfriamiento son despreciables por la baja tasa de enfriamiento que ocurre por los descensos de temperatura ambientales por el gran volumen de los tanques. Por eso la TCT es la mejor medida de la T_c de una salmuera.

LCTD (Last crystal to dissolve): Es la temperatura a la cual desaparecen los cristales o el punto de inflexión de la curva de calentamiento.

Las salmueras con Tc más bajas son las más costosas pero podrían considerarse una mejor opción en términos económicos, ya que con el uso de estas se asegura evitar problemas de taponamiento que a la final acarrear mayores costos

- *Determinación del punto de cristalización requerido:* Al elegir la fórmula de más bajo costo para una densidad dada, considerar las temperaturas a las cuales la salmuera será transportada, almacenada y usada. El punto de cristalización de un fluido debe ser como mínimo 10°F (6°C) menor que la temperatura más baja de exposición prevista. Para proyectos de aguas profundas, considérese la temperatura del agua de mar en el fondo del océano.
- *Verificación del punto de cristalización real:* Son usados tres valores de temperatura para describir el punto de cristalización de un fluido. Estos incluyen:
 - ✓ El primer cristal en aparecer (FCTA)
 - ✓ La temperatura de cristalización verdadera (TCT)
 - ✓ Ultimo cristal en disolverse (LCTD)

El TCT es el método recomendado por API para describir el punto de cristalización; se pueden determinar al pie del pozo todos los valores de temperatura, usando el kit de prueba de cristalización de salmuera.

- *Ajuste del punto de cristalización:* Aunque la fórmula del fluido que se entrega al sitio de un pozo sea de la densidad y punto de cristalización correctos para el pozo y las condiciones climáticas, puede ser necesario ajustar el punto de cristalización del fluido. Esto se hace agregando sales secas (p. ej., CaBr₂ o CaCl₂), salmueras de stock (p. ej., CaBr₂ de 14.2 lb/gal (peso específico: 1.70, CaBr₂/Zn Br₂ de 19.2 lb/gal peso específico: 2.30, o agua). El ajuste de la densidad de un fluido usando sales secas afecta el punto de cristalización del fluido. Para soluciones de sal única, la adición del mismo tipo de sal seca produce la disminución de la temperatura de cristalización de la solución a un punto eutéctico (Figura 52), que es el más bajo punto de congelación de una solución obtenible por aumento de la concentración de un soluto. Por ejemplo, la

adición de cloruro de calcio seco al agua y a salmueras de calcio reduce el punto de cristalización de la solución de salmuera hasta que llega a una densidad de 10.8 lb/gal (peso espec. 1.29). Más aún, la adición de cloruro de calcio seco a una solución de salmuera de 10.8 lb/gal (peso espec. 1.29) eleva el punto de cristalización, aun cuando la densidad continúa en aumento. En salmueras de dos sales con un punto de cristalización de 30°F (- 1°C), la adición de una sal seca generalmente eleva el punto de cristalización. La adición de agua dulce a una salmuera de sal única cuya densidad esté por encima del punto eutéctico reduce la densidad y el punto de cristalización.

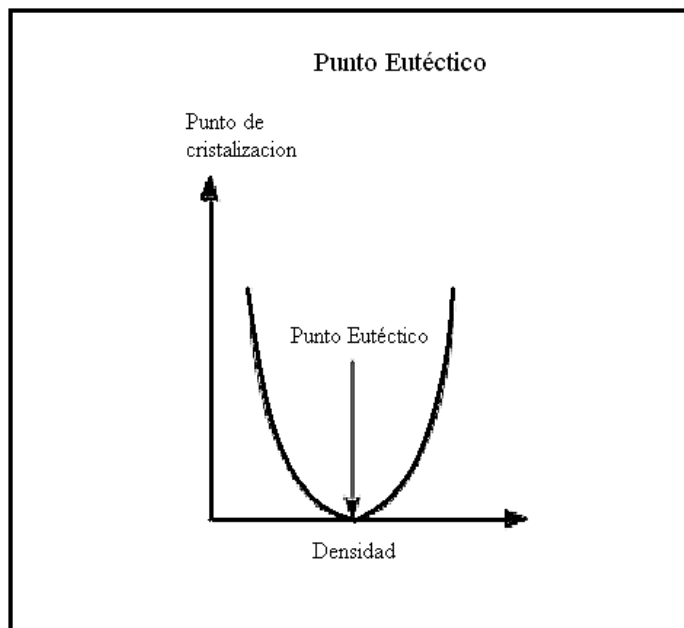


Figura 52 Punto Eutéctico

4.4.3 Compatibilidad con la formación

Es el tercer criterio de diseño y se refiere a si la salmuera es químicamente compatible con la formación (roca, agua e hidrocarburos). El hecho de que la salmuera sea compatible con la formación y con los fluidos que esta contenga tiene gran relevancia, debido a que de no ser así, se produciría un daño a la formación,

trayendo como consecuencia un decremento de la productividad y generando costos extras en la aplicación de procesos de estimulación.

Para prevenir el hinchamiento o defloculación de las arcillas la salmuera debe tener un mínimo de salinidad (3% NH_4Cl o 2% KCl).

Las salmueras de calcio mayores a 14 lpg precipitan en contacto con la formación (sales de calcio solubles en ácido). Lo que se recomienda es tratar estas salmueras con un mínimo de 8% de ZnBr_2 para bajar el pH y prevenir la precipitación.

4.4.4 Compatibilidad de salmuera/agua de formación

Para elegir el tipo de salmuera correcto, considerar las interacciones potenciales del fluido de terminación o de reparación con los sólidos, agua y gases de la formación.

Los problemas de incompatibilidad más comunes incluyen:

- ✓ Producción de incrustaciones de la reacción de una salmuera bivalente con dióxido de carbono disuelto.
- ✓ Precipitación de cloruro de sodio del agua de la formación cuando está expuesta a ciertas salmueras.
- ✓ Precipitación de compuestos de hierro de la formación resultante de interacción con hierro soluble en el fluido de terminación.
- ✓ Reacción arcillas de la formación con salmuera clara

Los siguientes ensayos de laboratorio pueden ser usados para evaluar la compatibilidad de un fluido claro con una formación:

- ✓ Retorno de permeabilidad
- ✓ Análisis del agua de la formación
- ✓ Mineralogía de la formación
- ✓ Compatibilidad salmuera/agua

4.5 Corrosión ^[15]

Es la destrucción de un metal debido a una reacción química o electroquímica con su ambiente. En la industria petrolera representa un grave problema que genera grandes

costo, debido a que los objetos tubulares son principalmente de hierro y la mayoría de los fluidos tienen una base de agua, lo que hace inevitable la corrosión.

Deben cumplirse 4 condiciones para que se produzca corrosión:

- ✓ Debe existir un ánodo y un cátodo.
- ✓ Ambos deben estar inmersos en un medio electrolítico.
- ✓ Debe existir una diferencia de potencial entre ánodo/cátodo.
- ✓ Debe haber acoplamiento para completar circuito eléctrico.

En los pozos, el ánodo y el cátodo están en la propia tubería de perforación, revestimiento y producción, el fluido de terminación funciona como el medio electrolítico, el acoplamiento se logra con el acero de la tubería y la diferencia de potencial se establece con la estructura cristalina y los diferentes metales utilizados en la aleación de la tubería, o como resultado de la formación de escamas.

La corrosión de un fluido de terminación determinado depende del tipo de salmuera.

Las salmueras se dividen en dos categorías: monovalentes y bivalentes.

- *Salmueras monovalentes:* Las salmueras monovalentes contienen sales que tienen cationes monovalentes; estas sales incluyen el cloruro de sodio, cloruro de potasio, bromuro de potasio, bromuro de sodio, formiato de sodio y formiato de potasio. El bromuro de potasio y el bromuro de sodio son especialmente efectivos en formaciones sensibles al calcio y en formaciones donde el gas dióxido de carbono pueda reaccionar con salmueras de calcio para crear un precipitado de carbonato de calcio. Las salmueras monovalentes generalmente presentan baja nivel de corrosión, aún a temperaturas mayores de 400°F (204°C).
- *Salmueras bivalentes:* Las salmueras bivalentes contienen sales que tienen cationes bivalentes; estas sales incluyen el cloruro de calcio, el bromuro de calcio y el bromuro de zinc. Una salmuera bivalente puede estar compuesta de una sal única o de una mezcla de sales, dependiendo de la densidad de la salmuera requerida y del punto de cristalización. El nivel de corrosión de estas salmueras depende de su densidad y su composición química. Los datos de laboratorio

demuestran que la adición de cloruro de calcio hace bajar el índice de corrosión, mientras que la adición de bromuro de zinc eleva rápidamente el índice de corrosión.

4.5.1 Agentes corrosivo

Cuando se trabaja con fluidos de terminación, los agentes corrosivos que se deben vigilar son el oxígeno, el sulfuro de hidrógeno y el dióxido de carbono.

- *Oxígeno*: El contenido de oxígeno de los fluidos es difícil de determinar, y la mayoría de los ingenieros en el campo no tienen acceso a los equipos apropiados. Debido a que el contenido en oxígeno disuelto varía al cambiar las condiciones durante el día, es difícil elegir un secuestrante de oxígeno de un índice determinado para eliminar una concentración de oxígeno conocida. Los análisis de laboratorio indican que el contenido en oxígeno de las salmueras de cloruro de calcio, bromuro de calcio y bromuro de zinc es muy bajo (tabla 7). La solubilidad de gases en un líquido está directamente relacionada con la concentración de sólidos totales disueltos de ese líquido. Cuanto más alto sea el contenido en sólidos disueltos, tanto menor será la solubilidad de gases en el líquido.

Tabla 7 Salmuera base y concentraciones de oxígeno ^[2]

Densidad de la salmuera, lb/gal (peso esp.)	Concentración de oxígeno, ppm
11.6 (1.39) CaCl₂	0.1-0.2
14.2 (1.70) CaBr₂	0.05-0.1
19.2 (2.30) CaBr₂/ZnBr₂	0.4-0.6

Características del oxígeno como agente corrosivo:

- ✓ Disuelto en agua acelera drásticamente el potencial corrosivo. Puede causar corrosión severa a muy baja concentraciones (< 1 ppm).
- ✓ La solubilidad del oxígeno en agua es una función de presión, temperatura y contenido de cloro. El oxígeno es menos soluble en agua salada que en agua fresca.

- ✓ Causa picaduras en el acero
- *Sulfuro de hidrógeno*: En sistemas mejorados por sólidos, el secuestrante de sulfuro de hidrógeno usado más frecuentemente es el carbonato de zinc. El zinc reacciona con los iones del sulfuro soluble para formar sulfuro de zinc, que es insoluble y precipita como compuesto no reactivo. En sistemas libres de sólidos, la sal de bromuro de zinc cumple la misma función y absorbe el sulfuro de hidrógeno. En operaciones en que se prevé contaminación por sulfuro de hidrógeno, contrarrestar la naturaleza ácida del sulfuro de hidrógeno manteniendo un pH adecuado en la salmuera, tal como se indica en la Tabla 8.

Tabla 8 Ph de salmuera recomendado y tratamiento para mantenerlo ^[14]

Salmuera	pH recomendado	Tratamiento
Sin zinc	7.0	Soda cáustica o cal
Calcio	7.0 -10.5	Soda cáustica o cal
Zinc	3.0 - 5.0	Cal

Características del ácido sulfúrico como agente corrosivo:

- ✓ Es muy soluble en agua y cuando esto ocurre, se comporta como un ácido débil que causa picaduras. El Ataque por la presencia de H₂S disuelto es conocido como corrosión ácida.
- ✓ La combinación de H₂S con CO₂ es más agresiva y se encuentra frecuentemente en los pozos.
- ✓ Otros serios problemas de la corrosión con H₂S son la formación de ampollas (Blister) y el craqueo (SSC).
- ✓ Hay que tener en cuenta que el H₂S puede generarse también por microorganismos.
- *Dióxido de Carbono*: conocida como corrosión dulce, y representa uno de los mayores problemas técnico en la industria del gas natural y petróleo. Cuando el CO₂ se disuelve en agua, forma ácido carbónico y disminuye el pH del agua e incrementa su corrosividad.

Por efecto del contenido de CO₂ el agua se vuelve ácida, dependiendo el pH de la presión parcial y de concentración de sales disueltas, en particular CO₃Ca.

Características del CO₂ Como agente corrosivo:

- ✓ No es tan corrosivo como el oxígeno, pero también produce picaduras.
- ✓ Los factores que gobiernan la solubilidad del CO₂ son presión, temperatura y composición del agua.
- ✓ La presión aumenta la solubilidad y disminuye el pH. La temperatura disminuye la solubilidad e incrementa el pH.
- ✓ La presión parcial se utiliza para predecir corrosión del CO₂.
- ✓ Presión Parcial >30 psi es indicación de riesgo de alta corrosión.
- ✓ Presión Parcial entre 3-30 psi puede indicar riesgo de alta corrosión
- ✓ Presión Parcial < 3 psi generalmente no hay riesgo de corrosión.

4.6 Preparación de salmueras

4.6.1 Preparación de salmuera a partir de una existente

Se determina la masa de soluto en la salmuera que se encuentra disponible.

$$m_{solutodisp} = V_{sal\ disp} \left(\frac{m_{soluto}}{1\ bbl_{solución\ disp}} \right) \quad (4.12)$$

Dónde:

$m_{solutodisp}$: masa de soluto en el volumen de salmuera disponible, lbs.

$V_{sal\ disp}$: volumen de salmuera disponible, bbls.

m_{soluto} : masa de soluto necesario para preparar un barril de solución (se extrae de la tabla de propiedades del soluto o solutos a la densidad del fluido disponible), lbs.

El volumen de agua en la salmuera que se encuentra disponible,

$$V_{agua\ disp} = V_{sal\ disp} \left(\frac{V_{agua}}{1\ bbl_{solución\ disp}} \right) \quad (4.13)$$

Dónde:

$V_{\text{agua disp}}$: volumen de agua en el volumen de salmuera disponible, lbs.

$V_{\text{sal disp}}$: volumen de salmuera disponible, bbls.

V_{agua} : volumen de agua fresca necesaria para preparar un barril de solución (se extrae de la tabla a las densidad), gal.

Ahora para determinar la cantidad de los componentes necesarios para elaborar una salmuera se aplica el siguiente procedimiento:

1. Calcular la cantidad de masa de soluto requerida para la salmuera que se necesita, Esto hace en base a la densidad del fluido requerida una vez que se han hecho las correcciones por efecto de la temperatura en la densidad y la temperatura de cristalización.

$$m_{\text{soluto req}} = V_{\text{sal total}} \left(\frac{m_{\text{soluto}}}{1 \text{ bbl}_{\text{solución req}}} \right) \quad (4.14)$$

Dónde:

$m_{\text{soluto req}}$: masa de soluto en el volumen de salmuera requerida, lbs.

$V_{\text{sal total}}$: volumen de salmuera total requerido, bbls.

m_{soluto} : masa de soluto necesario para preparar un barril de solución, lbs.

2. Determinar la cantidad de agua necesaria para preparar la salmuera que se desea diseñar o que se requiere en este caso:

$$V_{\text{agua req}} = V_{\text{sal total}} \left(\frac{V_{\text{agua}}}{1 \text{ bbl}_{\text{salución req}}} \right) \quad (4.15)$$

Dónde:

$V_{\text{agua req}}$: volumen de agua en el volumen de salmuera requerida, bbls.

$V_{\text{sal total}}$: volumen de salmuera requerida, bbls.

V_{agua} : volumen de agua fresca necesaria para preparar un barril de solución (se extrae de la tabla de propiedades del soluto o solutos a la densidad del fluido requerida), gal.

3. Determinar si existe masa sobrante de soluto:

$$m_{\text{soluta sobr}} = m_{\text{soluta disp}} - m_{\text{soluta req}} \quad (4.16)$$

Dónde:

$m_{\text{soluta sobr}}$: masa de soluto disponible que no se necesita, es decir, que sobra, lbs.

$m_{\text{soluta disp}}$: masa de soluto en el volumen de salmuera disponible, lbs.

$m_{\text{soluta req}}$: masa de soluto en el volumen de salmuera requerida, lbs.

4. Determinar el volumen que representa la masa de soluto sobrante de la solución disponible para saber así el volumen de soluto que se debe utilizar.

$$V_{\text{soluta sobr}} = \frac{m_{\text{soluta sobr}}}{(m_{\text{soluta}}/1 \text{ bbl}_{\text{solución disp}})} \quad (4.17)$$

Dónde:

$V_{\text{soluta sobrante}}$: volumen de soluto sobrante, bbls.

$m_{\text{soluta sobrante}}$: masa de soluto disponible que no se necesita, es decir, que sobra, lbs.

m_{soluta} : masa de soluto necesario para preparar un barril de solución (se extrae de la tabla de propiedades del soluto o solutos a la densidad del fluido disponible), lbs.

5. Obtener los barriles de sal a tomar de la disponible, la cual contiene la masa de soluto necesaria para formular la salmuera requerida, es decir la masa de soluto requerido:

$$V_{\text{salm a tomar}} = V_{\text{salm disp}} - V_{\text{soluta sobr}} \quad (4.18)$$

Dónde:

$V_{\text{salm a tomar}}$: volumen de sal a tomar de la existente la cual contiene la masa de soluto requerida para preparar la salmuera, bbls.

$V_{\text{sal disp}}$:

volumen de salmuera disponible, bbls.

$V_{\text{solute sobrante}}$: volumen de soluto sobrante, bbls.

6. Al tener el volumen de sal que se debe a tomar de la disponible mediante la ecuación (86), Se sustituye dicho valor en el lugar del volumen de salmuera total ($V_{\text{sal total}}$) en la ecuación (83) se determina el volumen de agua que contiene dicha cantidad de sal para preparar la salmuera requerida.

7. El volumen de agua que se encuentra en el volumen de salmuera que contiene la masa de soluto requerida.

$$V_{\text{agua tomada de salm disp}} = V_{\text{salm extr}} \left(\frac{V_{\text{agua}}}{1 \text{ bbl}_{\text{solución disp}}} \right) \quad (4.19)$$

Dónde:

$V_{\text{agua tomada de salm disp}}$: volumen de agua que se encuentra en el volumen de salmuera disponible que contiene la masa de soluto requerida, bbls.

$V_{\text{salm extr}}$: volumen de salmuera extraída de la disponible que contiene la masa de soluto requerida, bbls.

V_{agua} : volumen de agua fresca necesaria para preparar un barril de la salmuera disponible, gal.

Nota: En el caso de que se trabaje con las tablas los valores de $(m_{\text{solute}}/1 \text{ bbl}_{\text{soluciónreq}})$, y $(V_{\text{agua}}/1 \text{ bbl}_{\text{solucióndisp}})$ son tomados directamente de la tabla para una densidad determinada de fluido sea el disponible o el requerido.

8. El volumen de agua a agregar ($V_{\text{agua agregar}}$) para obtener el volumen de agua requerido (V_{agua}) será sencillamente:

$$V_{\text{agua agregar}} = V_{\text{agua req}} - V_{\text{agua en salm disp}} \quad (4.20)$$

Dónde:

$V_{\text{agua agregar}}$: volumen de agua a agregar para la nueva solución, bbls.

$V_{\text{agua req}}$: volumen de agua en el volumen de salmuera requerida, bbls.

$V_{\text{agua en salm disp}}$: volumen de agua en el volumen de soluto requerido, bbls.

9. En caso de que la sal no sea 100% pura el agua a agregar será la siguiente:

$$V_{\text{agua agrgar}} = V_{\text{agua req}} - V_{\text{agua salm disp}} - V_{\text{sto req}}(\%_{\text{imp de sto}}) \quad (4.21)$$

Dónde:

$V_{\text{agua agregar}}$: es el volumen que es necesario agregar para completar el volumen requerido.

$V_{\text{agua req}}$: es el volumen de agua requerido para el diseño de la salmuera que se desea preparar.

$V_{\text{agua sal disponible}}$: es el volumen de agua que se encuentra en la sal disponible que se tomó para hacer el diseño de la salmuera.

$\%_{\text{impureza sto}}$: es el porcentaje de impureza que posee la sal que se está utilizando como soluto lo que se traduce como agua debido a la humedad.

$V_{\text{sto requerido}}$: es la equivalencia en volumen de la masa de soluto requerido para el diseño de la salmuera.

10. a) Cuando se utiliza una sal con un porcentaje de pureza diferente a la establecida en las tablas de salmueras, la masa de dicha salmuera se determina como:

$$m_{\text{sto @ pureza fnl}} = \frac{\% \text{ pureza inicial}}{\% \text{ pureza final}} m_{\text{sto @ pureza incl}} \quad (4.22)$$

b) El porcentaje en peso del soluto va a ser:

$$\% \frac{p}{p} = \frac{\% \text{ pureza incl } m_{sto} @ \% \text{ pureza incl}}{m_{\text{solución incl}}} * 100 \rightarrow \quad (4.23)$$

$$\% \frac{p}{p} = \frac{\% \text{ pureza incl } m_{sto} @ \% \text{ pureza incl}}{\% \text{ pureza incl } m_{sto} @ \% \text{ pureza incl} + m_{\text{agua incl}}} * 100 \quad (4.24)$$

11. Determinar la masa de agua a porcentaje de pureza final, se utiliza la ecuación (93), y haciendo las sustituciones correspondientes,

$$\% \frac{p}{p} = \frac{\% \text{ pureza fnl } m_{sto} @ \% \text{ pureza fnl}}{\% \text{ pureza fnl } m_{sto} @ \% \text{ pureza fnl} + m_{\text{agua fnl}}} * 100 \quad (4.25)$$

12. Determinar la concentración de un componente en partes por millón (ppm),

$$ppm = \% \frac{p}{p} * 10000 \quad (4.26)$$

Dónde:

$m_{\text{soluto} @ \% \text{ pureza inicial}}$: masa de soluto a porcentaje de pureza inicial, lbs.

$m_{\text{soluto} @ \% \text{ pureza final}}$: masa de soluto a porcentaje de pureza final, lbs.

$\% \text{ pureza inicial}$: porcentaje de pureza inicial, fracción.

$\% \text{ pureza final}$: porcentaje de pureza final, fracción.

$\% p/p$: porcentaje en peso de soluto inicial en solución total inicial, %.

$m_{\text{solución inicial}}$: masa de solución a porcentaje de pureza inicial, lbs.

$m_{\text{solución final}}$: masa de solución a porcentaje de pureza final, lbs.

$m_{\text{agua inicial}}$: masa de agua en solución inicial, lbs.

$m_{\text{agua final}}$: masa de agua en solución final, lbs.

ppm: concentración de soluto a porcentaje de pureza inicial en partes por millón.

Para hacer más práctico el diseño de las salmueras también se puede utilizar la regresión que más se ajuste en el comportamiento de Concentración (lb/bbl) Vs

Densidad del fluido (lpg). De manera de tener una relación directa entre la concentración y el peso del lodo.

En este caso la diferencia radica en que los valores de $(m_{soluto}/1\text{ bbl}_{soluciónreq})$ los valores de $(V_{agua}/1\text{ bbl}_{solucióndisp})$ se despejarían de la siguiente ecuación:

$$\rho_f = \frac{m_f}{v_f} = \frac{m_{sto}+m_{h2o}}{1\text{ bbl}} = \frac{(m_{sto}+m_{h2o})\times 1\text{ bbl}}{42\text{ gal}} \quad (4.27)$$

$$m_{H2O} = \rho_f * 42\text{ gal} - m_{sto} \quad (4.28)$$

Donde

ρ_f : Densidad del fluido que se requiere, Lpg

m_f : Masa del fluido que se requiere. Lbs

v_f : Volumen del fluido que se requiere. Bbls

m_{sto} : masa del soluto o solutos. Lbs

m_{H2O} : Masa del agua. Lbs.

Nota: se transforma el volumen del fluido de barriles a galones debido a que la densidad del mismo está en lpg.

De lo anterior tenemos que:

ρ_{H2O} : 8,33 lpg

$$V_{H2O} / 1\text{ bbl salmuera} = \frac{m_{H2O}}{\rho_{H2O}} \quad (4.29)$$

Una vez obtenidos esos valores el procedimiento es igual a trabajar con las tablas.

En el caso de los formiatos se trabajara con el factor de corrección que se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Fc = \frac{Vsalmuera}{Vagua} \quad (4.30)$$

Dónde:

Vsalmuera: Es el volumen total de salmuera que se requiere. (bbl)

Vagua: Es el volumen de agua requerido para preparar dicho volumen de salmuera.
(bbl)

Fc: Factor de corrección (se ha determinado una regresión para obtener su valor a través de una ecuación).

Nota: conociendo el Fc y el Vsalmuera se despeja el Vagua

Para calcular la cantidad en masa de sal de formiato a utilizar se utiliza las libras de sal por bbl de agua y se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$msal = Vagua \times \text{lb sal/ bbl H}_2\text{O} \quad (4.31)$$

Dónde:

msal: Masa de sal necesaria para preparar el volumen total de salmuera.

Vagua: Volumen de agua total requerida para preparar el volumen total de salmuera.

lb sal/ bbl H₂O: Libras de sal por cada barril de agua.

5 Operaciones de cañoneo ^[2]

Una vez que ha sido finalizada la perforación de un pozo, ya sea de petróleo o gas, y posee una terminación convencional, éste queda aislado de la formación que la rodea por el revestimiento y el cemento. Para establecer comunicación entre la formación y la tubería es necesario aplicar el proceso de cañoneo el cual consiste en la apertura de agujeros y canales a través del revestimiento, cemento y formación productora, con el objetivo de maximizar el desempeño del pozo.

Se utilizan diferentes tamaños y tipos de cañones para proveer una comunicación de flujo efectiva entre el pozo y el yacimiento. El éxito de la operación no depende solamente del equipo de cañoneo, sino también de la mejor técnica de cañoneo combinada con la apropiada técnica de terminación para alcanzar óptimos resultados ya que no hay margen para errores durante estas operaciones.

Frecuentemente la estrategia de cañoneo durante las operaciones de terminación no recibe la importancia debida, lo cual conlleva a potenciales problemas. El cañoneo puede afectar tanto el diseño de terminación, el flujo de formación al pozo y futuras estimulaciones, por ende dicha operación se debe planear tan pronto sea posible en el proceso de diseño del pozo, ya que puede inclusive afectar el tamaño de revestimiento y los tubulares en el mismo. No es fácil determinar la estrategia de cañoneo para un pozo. Si las estrategias de cañoneo son erróneas se puede fácilmente reducir la productividad de 10 a 50 %, incluso si se ha diseñado el cañoneo de manera óptima siempre se produce daño a la formación adyacente.

Existen muchos aspectos que deben ser planeados cuidadosamente para realizar la operación de cañoneo: los intervalos a cañonear se deben elegir basados en consideraciones de producción y yacimientos; las condiciones de la terminación de un pozo se deben planificar para asegurar el mejor resultado de dicha operación; el cañón adecuado se debe elegir para satisfacer las condiciones del entorno del pozo de acuerdo a su tipo de fluido, presión, temperatura y requerimientos mecánicos; además se deben considerar los aspectos del control de presión; los costos son un factor importante, se debe pensar que la operación de cañoneo menos costosa es aquella que

se realiza adecuadamente, en el primer intento y de acuerdo con el diseño de la terminación.

A continuación se sugieren algunas recomendaciones generales que indican la elección apropiada de equipos y técnicas, con respecto al balance de costos, desempeño en el cañoneo y aspectos mecánicos ^[15(6)]:

- Para minimizar el tiempo de trabajo del taladro, remover el mismo de la localización y cañonear a través de la tubería.
- Para mejor desempeño del cañoneo, se debe realizar la operación en condiciones de presión bajo balance lograr obtener la máxima densidad de disparos efectiva.
- Al cañonear a través de la tubería, ubicar un dispositivo de posicionamiento para asegurar el desempeño óptimo del cañón.
- Si se cañonea bajo condiciones de presión de sobrebalance, se debe evitar realizar la operación utilizando lodo, éste debe ser sustituido por salmuera o un fluido base aceite.
- Minimizar el tiempo de filtración en las perforaciones. Si el pozo no responde de la forma esperada, se debe repetir la operación a través de la tubería.
- Usar cargas que tengan el diseño con mayor tecnología para así obtener perforaciones más limpias.
- El tamaño del cañón seleccionado debe ser el más grande que se pueda utilizar para el revestimiento o la tubería en particular para poder así lograr el mayor desempeño.
- Escoger el tipo de cañón que mejor satisfaga las condiciones del pozo. Se debe considerar como primera opción utilizar cañones recuperables ya que estos no dejan desperdicios en el pozo, no producen deformación o daño al revestidor, son mejores en términos de características mecánicas y ahorran tiempo.
- Se debe estar seguro que las técnicas y el equipo de control de presión en el cabezal son los apropiados en el interés de la seguridad.
- Es importante que las perforaciones se ubiquen apropiadamente, se debe insistir en buenas técnicas de control de profundidad y documentación adecuada.

5.1 Tipos de cañón ^[10]

En la historia de la industria petrolera se han desarrollado diferentes tipos de cañones en función de la optimización de este tipo de operaciones. Los más comunes se presentan a continuación.

5.1.1 Cañones tipo balas

Este tipo de cañones se empieza a utilizar en 1932, aunque fue diseñado y patentado en 1926. En este método las balas son disparadas hacia el revestidor atravesando el cemento hasta llegar a la formación. Al ir aumentando la tecnología de perforación se incrementó la profundidad y este tipo de cañones empezó a perder efectividad debido al aumento de la resistencia de las formaciones y los tipos de cementos utilizados. Actualmente se utiliza con poca frecuencia y solo en formaciones blandas y resquebrajadizas.

5.1.2 Cañones con chorros de agua a alta presión (water jet perforating)

Este método fue diseñado en 1958, y utiliza fluido a altas presiones (algunas veces con arena), que pasa por la tubería y luego por agujeros direccionados hacia el revestidor, para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación. Este método proporciona agujeros limpios y con poco daño a la formación. Sin embargo, es un proceso muy lento y costoso.

5.1.3 Cañones con cargas moldeadas

Esta es la técnica más tecnológica utilizada actualmente, esta involucra la utilización de explosivos de alta potencia y cargas moldeadas con una cubierta metálica. Es una tecnología muy versátil y tiene variadas configuraciones para los diferentes tipos de formaciones, además pueden ser bajados por guayas eléctricas, guayas mecánicas, tuberías de producción y tubería flexible (*coiled tubing*).

Los explosivos son los proveedores de la eficiencia en cuanto a lo que la operación de este tipo de cañoneo se refiere ya que suplen la energía requerida para realizar una penetración efectiva del revestimiento, cemento y formación. Estos al detonar

producen una onda de alta velocidad. Los explosivos pueden clasificarse según su capacidad en explosivos de alta y de baja.

5.2 Materiales explosivos

Es una sustancia para pasar por un rápido cambio químico y no requiere necesariamente un suministro externo de oxígeno. Es cualquier material que reacciona químicamente y puede producir una expansión rápida de materia cuya transferencia de energía es casi en su totalidad un movimiento de masa. Al hacerlo liberan presión y calor por igual, en todas las direcciones. Se clasifican en: alto explosivo y explosivo lento, de acuerdo con la rapidez con que se lleve a efecto este cambio.

5.2.1 Explosivos de baja capacidad

Este tipo reacciona subsónicamente en un proceso de deflagración; un ejemplo son los propelentes y armas de fuego. Se utilizan para asentar empaaduras, tapones y tomar muestras de pared (SWC).

5.2.2 Explosivos de alta capacidad

Reaccionan supersónicamente en un proceso de detonación; un ejemplo el TNT. Se utilizan en las cargas moldeadas de los cañones. Existen dos tipos:

- ✓ Primarios: usados solo como detonadores o iniciadores porque son sensibles al calor, la fricción impactos y descargas estáticas. Se utilizan con el único propósito de empezar la reacción de detonación con un consumo mínimo de energía, generalmente por calentamiento de un filamento eléctrico o de impacto; un ejemplo es el Styphnato de plomo.
- ✓ Secundarios: ya que son menos sensibles a estímulos externos se utilizan en los tres componentes del cañón (detonadores, cuerdas de detonación y cargas moldeadas).

Aunque el TNT es un explosivo secundario su baja estabilidad térmica (80°C) lo que lo hace inviable como explosivo para cañoneo de pozos.

Los explosivos secundarios más comunes se presentan en la tabla 9.

Tabla 9 Explosivos secundarios más comunes ^[2]

Explosivo	Formula química	Densidad (g/cm ³)	Velocidad de detonación (ft/seg)	Presión de detonación (psi)
RDX Ciclotrimetileno trinitramina	C ₃ H ₆ N ₆ O ₆	1,80	28.700	5.000.000
HMX Ciclotetrametileno tetranitramina	C ₄ H ₈ N ₈ O ₈	1,90	30.000	5.700.000
HNS Hexanitrostilbeno	C ₁₄ H ₆ N ₆ O ₁₂	1,74	24.300	3.500.000
PYX Bis (picrilamino) dinitropiridina	C ₁₇ H ₇ N ₁₁ O ₁₆	1,77	24.900	3.700.000

5.2.3 Selección del explosivo

La estabilidad térmica de un explosivo es importante ya que son materiales energéticos con tasas de descomposición que son funciones exponenciales de la temperatura. La descomposición de los explosivos es un proceso que genera calor y subproductos gaseosos, a esto se le conoce como desgasificación térmica. A temperatura ambiente la tasa de descomposición es extremadamente pequeña, pues el calor generado por la disgregación se balancea con la disipación de calor al entorno, siendo la vida del explosivo de millones de años. No obstante, si el mismo explosivo se somete a una temperatura de 1000 °F reaccionaría en microsegundos, debido a que al no balancearse la generación de calor y su disipación, el proceso llega a ser inestable y la reacción se acelera descontroladamente hasta que la explosión ocurre.

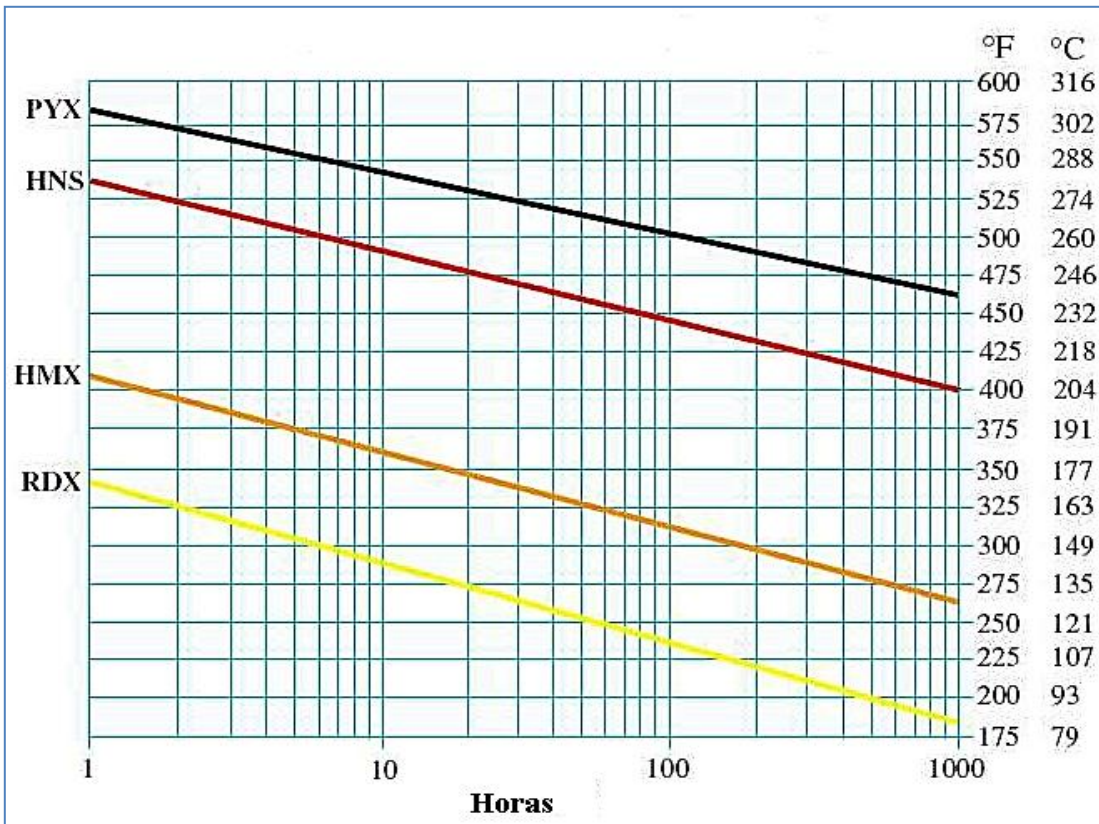


Figura 53 Grafica de tiempo versus tiempo de reacción de explosivos ^[2]

La figura 53 muestra el tiempo máximo de exposición de algunos explosivos secundarios a una determinada temperatura. Mientras las coordenadas de intersección de tiempo de exposición y temperatura se encuentren por debajo de la curva del explosivo, este se comportará de manera estable. Sin embargo, si este se encuentra sobre la curva del explosivo seleccionado entonces es extremadamente probable que un evento violento ocurra. Estas curvas no contemplan ningún factor de seguridad, en este sentido es necesario que al tiempo de exposición calculado para la operación se le agregue un 50% de tiempo como factor de seguridad. Además, estas curvas no consideran la presión, entonces si el tren de explosivos está sometido a presión, la relación del tiempo de reacción con la temperatura será diferente.

5.3 Partes de un cañón de cargas moldeadas

5.3.1 Detonadores o iniciadores

Los iniciadores son usados para la detonación de la secuencia de explosión en la sarta de cañones. El iniciador siempre está localizado en el cabezal de disparo, el cual se encuentra justamente arriba de los cañones de perforación. Los cabezales de disparo pueden tener un martillo que es forzado a iniciar el impacto en la parte superior del iniciador. Cuando el martillo hace reaccionar el iniciador con un impacto suficientemente fuerte, el iniciador convierte el impacto de detonación, la cual es entonces transferida al resto de la secuencia de explosión. Todos los iniciadores están diseñados para ser extremadamente sensibles al impacto mecánico y deben ser manejados con cuidado y respeto. Los iniciadores se encuentran entre los componentes más peligrosos y sensibles en la secuencia de la explosión.

El ensamble del iniciador esta soldado completamente, sellado de manera hermética, con una unidad sellada que funcionará de manera apropiada después de ser expuesto a la humedad y a las altas temperaturas.

5.3.2 Cordón detonante

Consiste en un sistema conexiones que permite la transmisión del iniciador a las cargas huecas, habilitando la detonación a largo del eje del cañón. El cordón detonante actúa como un camino dirigiendo la detonación de cada una de las cargas huecas, ver figura 54.

Este es un cordón plástico o metálico que cubre el núcleo que suele ser un explosivo secundario (RDX, HMX o PYX).

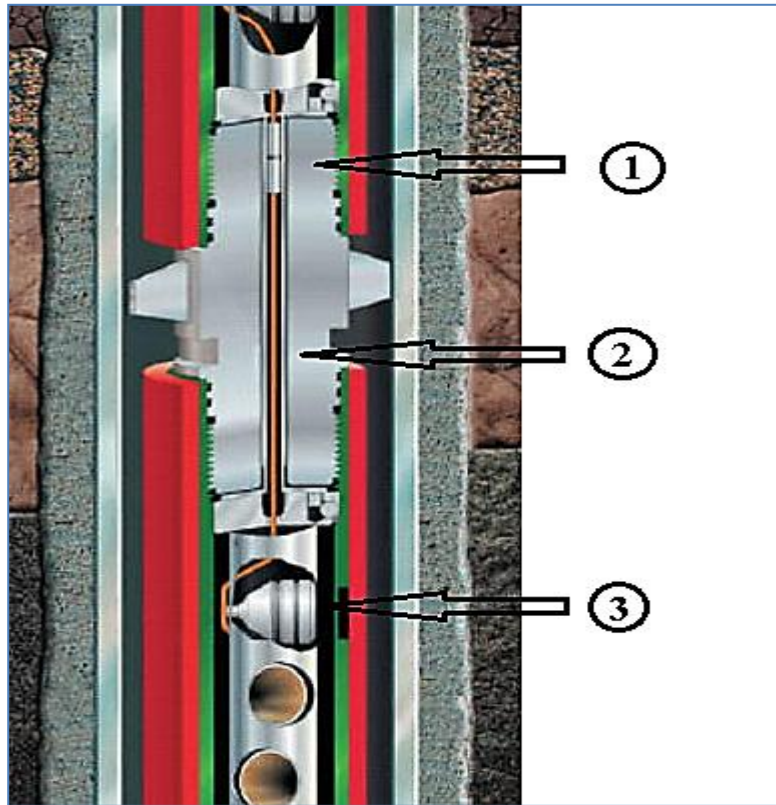


Figura 54 Partes de un cañón de cargas moldeadas ^[2]

1) Detonador o iniciador 2) Cordón de detonación 3) Carga moldeada

5.3.3 Cargas moldeadas

Son dispositivos configurados para generar una penetración efectiva del revestidor, cemento, zona dañada hasta alcanzar la formación virgen; son el centro del diseño de las operaciones de cañoneo (ver figura 54).

Componentes de las cargas moldeadas:

- ✓ *Casco*: es la parte más externa de la carga y es la que permite alojar los otros componentes de la misma. Son generalmente fabricadas de zinc o acero ya que deben soportar altas presiones y temperatura protegiendo así la integridad de la carga; las carcasas de zinc se fragmentan en pequeñas partículas y son solubles en ácido, mientras que las de acero deben ser recuperadas habitualmente por medio del tubo transportador del cañón.

- ✓ *Liner*: es un componente que regularmente esta hecho de una aleación de metales pesados, de manera que al ser comprimidos se logra menos partículas de metal que puedan obstruir el paso de fluido en las vecindades de las perforaciones. Las características de un buen material deben ser alta densidad, alta ductilidad y alta velocidad sónica. De la forma del *liner* se determina el rendimiento del chorro. Si es el *liner* es de forma cónica este generará una perforación en la formación de alta longitud pero de poco diámetro, mientras que si el *liner* es de forma parabólica el mismo generará un túnel de corta longitud pero de mayor diámetro (ver figura 55). Los materiales utilizados para la fabricación de *liners* cónicos son tungsteno y cobre, y se utiliza plomo y platino como materiales cementante. Los materiales para los *liners* parabólicos son habitualmente cobre y aleaciones de bronce lo que permite la reducción ripios de *liner* en los túneles.

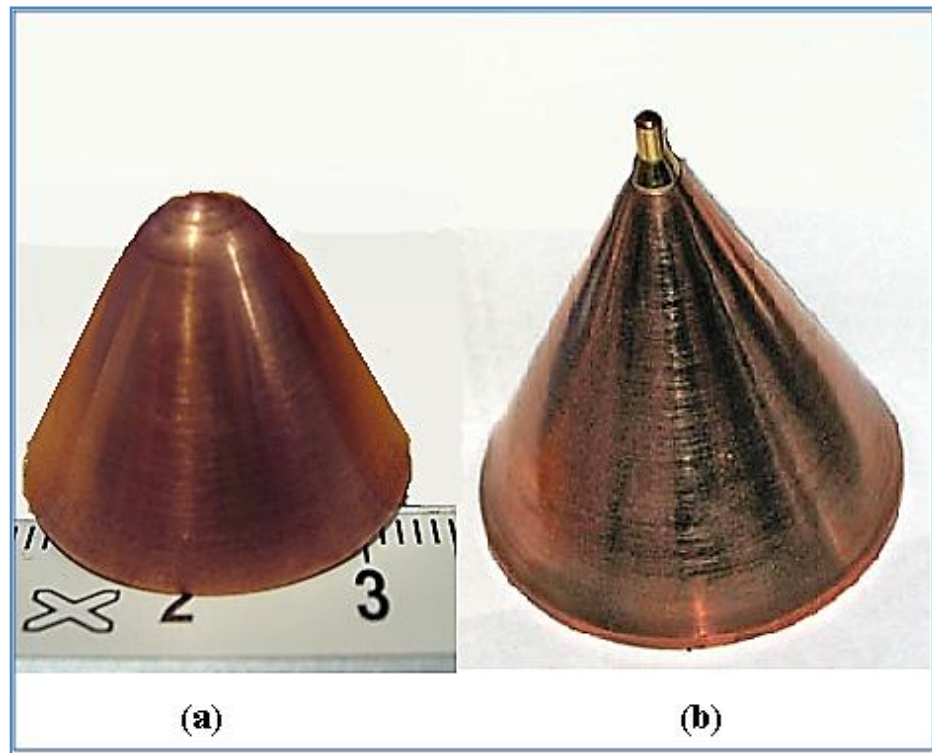


Figura 55 a) liner parabólico b) liner cónico ^[2]

- ✓ *Explosivo principal*: es el que provee la energía necesaria para producir el chorro. El rendimiento de la carga depende en gran proporción de la clase, cantidad, la

forma y la velocidad de detonación de dicho explosivo. Son explosivos secundarios y los más comunes son HMX, HNS, RDX y PYX.

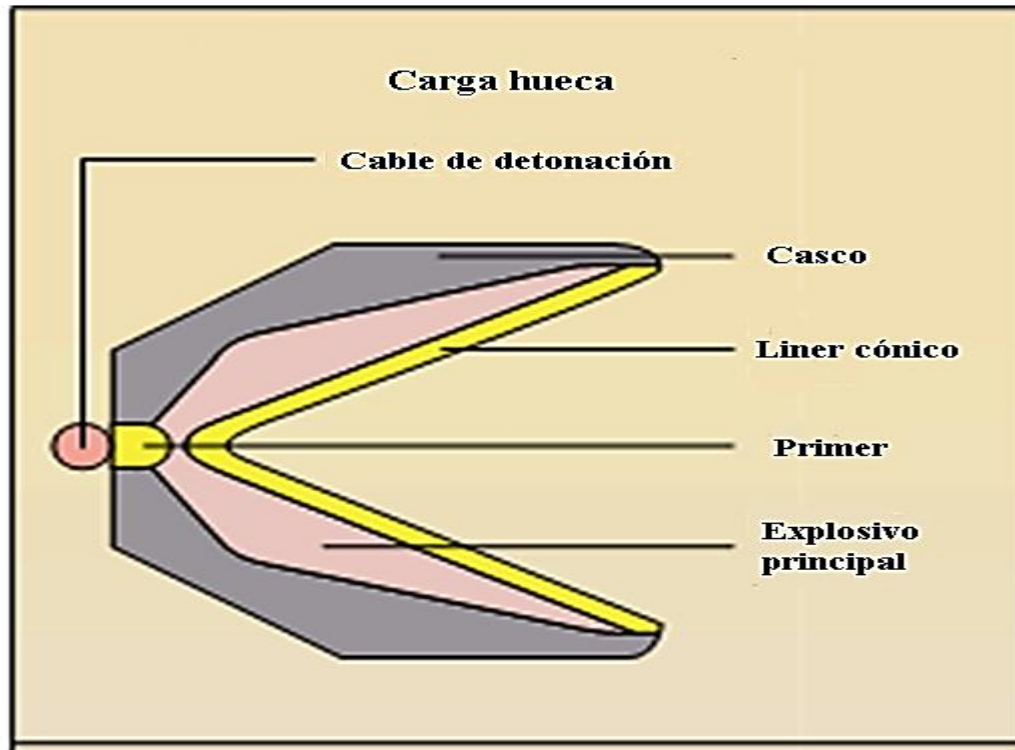


Figura 56 Esquema de una carga moldeada ^[2]

5.4 Diseño y comportamiento de las cargas moldeadas

Las cargas huecas están diseñadas para generar combinaciones óptimas en lo que respecta al tamaño del orificio y a la penetración, utilizando un mínimo de material explosivo. Un chorro asimétrico o torcido provoca una reducción en el rendimiento de la carga, por lo cual los chorros se deben formar exactamente de acuerdo con las especificaciones del diseño. En consecuencia, la efectividad de las cargas huecas depende de la simetría de las mismas y de las características del chorro. Para lograr mayor penetración, es necesario emitir chorros prolongados en forma constante con perfiles de velocidad óptimos. El perfil de velocidad se debe establecer entre ambos extremos del chorro y los chorros de las cargas deben viajar con la mayor velocidad

posible. Si el perfil de velocidad es incorrecto, la penetración disminuye. El tamaño del orificio está relacionado con la forma del chorro.

Anteriormente, se utilizaban *liner* de metal sólido, a menudo de cobre, para generar chorros de alta densidad y orificios grandes, lo cual producía restos de metal que taponaban los orificios. Se pensaba que este fenómeno se compensaba con el diámetro de los orificios y la alta permeabilidad de las formaciones en las que se utilizaban las cargas de orificio grande.

La nueva tecnología para eliminar los restos de metal y maximizar el área abierta al flujo (A.O.F) ha reconsiderado este enfoque. Si bien todavía se siguen utilizando los *liner* de cobre sólido en algunas cargas que producen orificios grandes, los diseños más recientes permiten generar los chorros de las cargas sin dejar ningún resto de metal sólido.

5.4.1 Penetración profunda

La invasión de los fluidos de perforación y terminación puede oscilar entre pocas pulgadas a varios pies. Cuando el daño de la formación es severo y los disparos no atraviesan la zona invadida, la caída de presión es elevada y la productividad se ve reducida. Los disparos que atraviesan el daño incrementan el radio efectivo del hueco e interceptan mayor cantidad de fracturas naturales, si las hubiera. La penetración más profunda también reduce la caída de presión en los intervalos con disparos para prevenir o reducir la producción de arena.

Si bien es sabido que los *liner* de alta densidad producen una penetración más profunda, resulta difícil trabajar con estos materiales. Los adelantos recientes respecto a las posibilidades de fabricación permiten producir *liner* de alta densidad en forma constante. Dichos adelantos incluyen el uso de procedimientos estrictos y continuados, de herramientas de precisión y un mayor control de calidad.

Por otra parte, las cargas se prueban disparándolas sobre diferentes materiales-núcleos de areniscas de gran resistencia, concreto estándar y concreto conforme a las especificaciones fijadas por la Sección 1 del Instituto Americano del Petróleo (A.P.I) de manera que el rendimiento no sea optimizado sólo para las muestras de concreto.

En las rocas de gran resistencia, la penetración se ve reducida hasta en un 75% en comparación con los resultados obtenidos sobre el concreto estándar según la Sección 1 del A.P.I. Sin embargo, las cargas se pueden fabricar especialmente para adecuarse a formaciones específicas. En estos yacimientos con alta permeabilidad, la porosidad es moderada y las gargantas de los poros son grandes, lo cual contribuye al daño provocado por el fluido. El bajo nivel de penetración combinado con la invasión profunda, resultó en una baja productividad de los disparos que no atravesaban la zona dañada.

Para mejorar la producción, se utiliza un sistema dividido en tres etapas. Se reformularon los fluidos de perforación con el fin de reducir la invasión y el daño, se duplicó el número de disparos y se diseñaron cargas especiales para aumentar la penetración. En un primer paso se rediseñó sólo la geometría del *liner*, lo cual aumentó la penetración de 12,8 a 14 pulgadas [32 a 36 cm]. Sin embargo, todavía no se había alcanzado el objetivo de 16 pulgadas [40 cm]. La penetración aumentó a 15,9 pulgadas optimizando el diseño de la carga explosiva. En las pruebas de campo las cargas especiales permitieron mejorar la producción y la inyección.

Los detritos resultantes de las operaciones de disparo deberían ser minimizados, ya que constituyen un peligro para la integridad del pozo y la producción. Los restos de los cañones y de las cargas huecas aumentan el riesgo de atascamiento, se acumulan en el fondo en los pozos verticales, mientras que en los pozos desviados pueden no alcanzar el fondo o pueden llegar a la superficie y dañar los equipos de producción. Para controlar los detritos se utilizan dos estrategias:

El sistema convencional utiliza cascos de zinc que se quiebran en pequeñas partículas solubles en ácidos, que también se pueden hacer circular hacia afuera. Una posible desventaja del zinc es que produce daño a la formación. Las pruebas de laboratorio indican que los fluidos ricos en cloruros y el gas que se filtra en un pozo inactivo pueden combinarse y precipitar un sólido a partir de los restos de zinc que puede atascar los cañones.

Otra desventaja son las vibraciones adicionales de los cañones provocadas por la energía que se libera cuando el zinc se consume parcialmente durante la detonación

de la carga. Debido a estas desventajas, los operadores están dejando de utilizar las cargas con cascos de zinc que producen pequeños detritos.

Los cañones más recientes que generan mayor área abierta al flujo, dejan el revestimiento con disparos con una mayor resistencia remanente y producen menor cantidad de detritos, constituyen ejemplos de soluciones especiales para disparar pozos con alta tasa de flujo y empacados con grava.

5.4.2 Secuencia de detonación

La secuencia que sigue el proceso de detonación es la siguiente:

- ✓ El iniciador recibe el estímulo que lo obliga a iniciar una reacción en cadena que primeramente hace detonar el cordón detonante.
- ✓ Se detona el explosivo de alta velocidad.
- ✓ Se detona la carga explosiva principal.
- ✓ La explosión de los diferentes detonantes crea un frente de onda expansiva, que viaja a 8.000 pie/s con una presión de 7.000.000 de lpc, que se propaga a través de la carga explosiva principal. Esta onda viaja al ápice de la camisa cónica hasta chocar con ella y crear una zona de alta presión.
- ✓ La alta presión hace que la parte metálica de la camisa cónica fluya. De esta manera se logra separar la parte inferior y exterior de la camisa cónica. Esto da origen a un chorro “tipo aguja” de partículas muy finas, que se originan en el vértice del cono (aproximadamente el 20% del *liner*). A medida que el chorro se mueve hacia delante, se alarga debido al gradiente de velocidad. Cuando el chorro hace impacto en el blanco se produce un proceso combinado de pulverización y desplazamiento de las partículas que integran el blanco. Esto se debe a la compresión ejercida por el chorro y a la gran cantidad de energía que el transmite al blanco.

Todo el proceso de perforación se realiza aproximadamente en 100 microsegundos. Es importante notar que el agujero que se logra es mucho más grande que el chorro que lo forma.

- ✓ Simultáneamente, al proceso descrito en el punto anterior, la parte exterior de la camisa cónica colapsa para formar un tapón de partículas. Este tapón se desplaza en sentido contrario al desplazamiento del chorro de partículas de alta velocidad. El tapón puede eventualmente obstruir la perforación. Esto ha motivado el desarrollo de cañones “sin tapón”, lo cual consiste en reducir el tapón a pequeñas partículas que dejan poco o nada del residuo.

5.5 Parámetros de las operaciones de cañoneo

En la siguiente figura se muestran factores que afectan el rendimiento en una operación de cañoneo, entre los cuales se encuentran:

- ✓ Densidad de disparo.
- ✓ Dirección del disparo (Fase).
- ✓ Separación entre el *Liner* y la Carga Hueca (*STAND OFF*)
- ✓ Separación entre el Cañón y el Revestimiento (*CLEARANCE*).
- ✓ Diámetro a la entrada de la Perforación

5.5.1 Densidad de disparo

La densidad de disparo de un cañón de perforación es el número de hoyos que se hace por cada pie, esto es el número de cargas por unidad de longitud y se llama normalmente Tiros Por Pie (TPP). La cantidad de TPP es escogido según en el grado de producción que se espera.

La densidad de disparo es muy importantes a la hora de lograr la productividad en formaciones muy anisotrópicas o laminadas. Los cañones de alta densidad de disparo se están utilizando en formaciones de poca productividad con el objeto de simular el hoyo desnudo y fomentar un flujo regulado al pozo, así como para mejores resultados en pozos que tengan que ser sometidos a constantes cambios en la dirección del flujo, tal es el caso de lavados, inyección de vapor y respuesta en producción.

Un factor que debe tomarse en cuenta al elegir densidades de disparo es la resistencia al colapso de un revestimiento, ya que esto puede ocasionar resultados no deseados.

5.5.2 Dirección del disparo (fase)

El ángulo medido en entre las cargas disparadas es definido como fase. Estas fases son normalmente 0°, 45°, 60°, 90° y 120°. Pero en el mercado existen fases especiales como las de +/- 10 las cuales son seleccionadas en caso que la operación de cañoneo lo amerite. Estos cañones con fase especial deben ser orientados o alineados de la manera apropiada y con las herramientas adecuadas para que puedan perforar el revestimiento de manera esperada.

5.5.3 Separación entre el *Liner* y la Carga Hueca (*stand off*)

Para que el chorro logre un buen desempeño, la carga hueca debe tener una separación óptima. La distancia desde el extremo abierto del *liner* de una carga hueca hasta la primera superficie con la que él hace contacto se denomina separación de la carga hueca y el *liner*. Esta primera superficie es normalmente el interior del cañón vacío. Esta distancia es de suma importancia en el diseño del cañón de perforación.

Si esta separación es la adecuada el chorro puede formarse de manera óptima a medida que va atravesando la formación y así lograr una buena penetración. Si la separación es muy corta, el chorro destruye el cañón vacío antes de que aquel se haya formado totalmente, y la perforación tendrá un diámetro grande y poca profundidad. Si la separación es muy grande, el chorro se desgasta antes de hacer contacto con el cañón vacío, y la perforación y el diámetro de ésta no será la óptima.

Esta separación es parte del diseño de la carga y no se puede ajustar a la hora de realizar las operaciones de cañoneo.

5.5.4 Separación entre el Cañón y el Revestimiento (*clearance*).

La distancia desde el diámetro exterior del cañón vacío hacia el diámetro interior del revestimiento que será perforado se denomina Luz (*clearance*). Esta separación puede ser controlada en el campo por herramientas para tal fin, la Luz debe tomarse en

cuenta por que a través de éste el chorro que forma la carga pierde energía antes de lograr la penetración de la formación.

5.5.5 Diámetro a la entrada de la perforación

Cuando el chorro entra en el revestimiento rumbo a la formación crea una perforación circular. El diámetro de este agujero en el revestimiento es el diámetro de la perforación. Las cargas (BH) crean diámetros de perforación mayores que las (DP), esto hace que los trabajos de fracturamiento o los empaques con grava resulten más exitosos.

5.5.6 Centralización de la herramienta

En el caso que sea necesario centralizar la herramienta se debe tener en cuenta que la detonación de las cargas no es uniforme y esto hace que se descentalice un poco la herramienta, además las fuerzas gravitacionales hacen que la misma busque apoyarse en la parte baja del revestimiento. A la hora de centrar el cañón es recomendable recordar que los cañones TCP proporcionan cargas más fáciles de centralizar debido a que su rigidez empaña el efecto de la gravedad y el efecto que pueda proporcionar las cargas al no detonar uniformemente.

5.5.7 Selección del tamaño del cañón

La selección del tamaño del cañón debe ser el adecuado para minimizar el efecto que pueda tener la Luz pero teniendo en cuenta que el cañón no puede quedarse atascado durante su recorrido hacia la zona a cañonear, por tal razón se debe tener presente la severidad y pandeo que tenga el pozo.

5.6 Tipos de cañoneo

Los tipos de cañones pueden clasificarse en tres grupos:

- ✓ Cañoneo mediante el uso de cañones de tubería (*Tubing Gun*).

- ✓ Cañoneo mediante el uso de cañones de revestimientos (*Casing Gun*).
- ✓ Cañoneo mediante el uso de cañones transportados por la tubería producción (TCP)

5.6.1 Cañoneo mediante el uso de cañones de tubería (*Tubing Gun*)

En este método primero se baja la tubería con empacadura de prueba o se baja la terminación final. Luego se crea un diferencial negativo y posteriormente se baja el cañón con equipo de guaya. Generalmente, se usan cañones desechables o semidesechables.

Una vez creada las condiciones para obtener un diferencial de presión negativo, se procede a bajar el cañón con equipo de guaya. Los restos recuperables del cañón y la herramienta de profundidad y la guaya se recuperan usando un lubricador. Este método de cañoneo permite obtener una buena limpieza de las perforaciones. Sin embargo, ellos no son selectivos. Por esta razón, cuando se requiere probar otro intervalo, es necesario controlar el pozo con el cual se exponen las perforaciones existentes a los fluidos de control, esto puede causar cierto grado de daño

5.6.2 Cañoneo mediante el uso de cañones de revestimiento (*Casing Gun*).

Estos cañones se bajan por el revestimiento, utilizando una cabria o equipo de guaya. Generalmente, las cargas se colocan en soportes recuperables. Usualmente, el tamaño y la rigidez de estos cañones no permite bajarlos por la tubería de producción.

Este tipo de cañoneo se realiza con diferencial de presión positivo, lo cual permite mantener el control del pozo.

Los cañones de revestimiento son más eficientes que los de tubería, cuando se usan en perforaciones de fracturamiento o de inyección, ya que en estas operaciones se requiere de un buen control del tamaño de la perforación y lo cual usualmente se logra usando cañones de revestimiento.

Este tipo de cañones también ofrecen rendimiento máximo cuando se usan las cargas tipo chorro, ya que no dañan el revestimiento. Este tipo de cañones se usa igualmente

en perforaciones hoyo desnudo, con el fin de penetrar en zonas dañadas por fluido de perforación.

5.6.3 Cañoneo mediante el uso de cañones transportados por tubería de producción (TCP)

En este método, el cañón se transporta en el extremo inferior de la tubería producción. Conjuntamente con la tubería se coloca una empacadura, la cual debe ser asentada antes de iniciar la operación de cañoneo.

Este método de cañoneo posee la ventaja de poder utilizar un diferencial de presión negativo y al mismo tiempo utilizar un cañón grande con las características semejantes a la de los cañones recuperables, pero que eventualmente pueden ser desechables. Además de este método se obtiene:

- ✓ Alta densidad de disparo.
- ✓ Perforaciones óptimas.
- ✓ Fases óptimas.

La aplicación de este método de cañoneo es amplia, por ejemplo, se puede utilizar en los siguientes casos:

- ✓ Control de arena.
- ✓ Reducción en el tiempo de operación.
- ✓ Mejorar la penetración.
- ✓ Mejorar la seguridad.

El control de arena se hace más efectivo usando perforaciones compatibles con los agentes divergentes usados. Cuanto mayor sea el cañón, mayor será el diámetro de las perforaciones y la penetración. El tiempo de operación necesario para cañonear un intervalo de gran espesor se puede reducir apreciablemente en relación con el tiempo empleado en operaciones de cañoneo convencional, que en este caso requiere de múltiples bajadas, cuando se cañonea con diferencial de presión negativo.

La mayor seguridad en el pozo, cuando se emplea este método de cañoneo, se debe a que cuando se baja el cañón adaptado a la tubería también se usa el equipo de control de presiones en el cabezal del pozo. Este equipo está instalado todo el tiempo para

lograr máxima seguridad. Cuando se usan cañones transportados por tubería no es necesario bajar conectores con guaya, ya que se puede implementar un sistema de detonación hidráulico. Las pruebas de pozos y las estimulaciones se realizan de una manera más efectiva empleando cañones transportados con tuberías, además con estos métodos de cañoneo se pueden incorporar una gran cantidad de accesorios de producción, con lo que se logra facilitar las pruebas y tratamiento de producción.

5.7 Métodos de cañoneo según el diferencial de presión utilizado

La diferencia de presión que existe entre el pozo (Columna Hidrostática) y la formación a cañonear se define como diferencial de presión, según sea este existen métodos de cañoneo los cuales serán descritos a continuación.

5.7.1 Cañoneo en sobrebalance o con diferencial de presión positiva

Cuando el diferencial de presión es positivo, es decir, que la presión del pozo (Columna Hidrostática) es mayor que la presión de la formación se dice que la operación de cañoneo es Sobre Balance. En este método de cañoneo se puede utilizar cualquier tipo de cañón y además es seguro porque permite el control del pozo.

El diferencial de presión positivo, usualmente provoca taponamientos en algunas áreas de las perforaciones. Esto se debe a que el lodo es fundamentalmente un fluido de control de perforación y por lo tanto causa obstrucción del flujo. Generalmente, el daño causado por el lodo es parcialmente irreversible, es decir, aunque se realicen operaciones para reducir la columna hidrostática (suabeo), es prácticamente imposible obtener una limpieza completa de las perforaciones.

5.7.2 Cañoneo en desbalance o con diferencial de presión negativa

Cuando el diferencial de presión es negativo, es decir, que la presión del pozo (Columna Hidrostática) es menor que la presión de la formación se dice que la operación de cañoneo es Bajo Balance. En este método de cañoneo se puede realizar un cañoneo óptimo siempre y cuando se utilicen fluidos limpios y un diferencial de presión adecuado.

El diferencial de presión es de gran importancia para lograr unas perforaciones limpias y con un daño mínimo en el hoyo. Esto inminentemente influye en la productividad e inyectividad.

5.7.3 Cañoneo en balance

Si la presión de tubería es igual a la presión de poros se dice que se encuentra en balance se utiliza este método solo en pozos cañoneados a través de tubería o cañones tipo TPC, debido a que se requieren ciertas condiciones de seguridad de superficie; la técnica no provee una adecuada limpieza de las perforaciones, pero si evita que el fluido de terminación no produzca daño a la formación.

5.8 Tipos de cañones de cargas moldeadas

Las cargas huecas están colocadas en cañones y se bajan hacia el fondo del pozo hasta alcanzar la profundidad correcta por medio de cables de acero, líneas de arrastre, tuberías de producción, sargas de perforación y tubería flexible. Existen dos categorías de cañones: los desechables y los recuperables.

5.8.1 Cañones recuperables

Consisten de un tubo de acero dentro del cual las cargas explosivas moldeadas están selladas y protegidas de la presión hidrostática del fluido, la carga está en un ambiente de aire a la presión atmosférica. Cuando la carga dispara, la fuerza explosiva expande ligeramente las paredes del tubo transportador, pero el cañón y los restos son recuperados. Se debe elegir siempre el mayor tamaño, respetando la luz mínima de media pulgada.

Ventajas:

- ✓ No dejan residuos en el pozo.
- ✓ No causan deformaciones en el revestimiento.
- ✓ La operación es muy segura, ya que el explosivo está completamente encerrado,
- ✓ Resistentes a altas temperaturas y alta presión: 470F y 25000 lpc.

- ✓ Mecánicamente fuertes y resistentes: adaptables a tratamiento severo y con mayor peso para facilidad de llegar a la profundidad de cañoneo.
- ✓ Poseen buena resistencia química.
- ✓ Alta confiabilidad: mínimo índice de disparos fallidos por tener el cable detonador y la carga protegidos dentro del tubo transportador.

Desventajas:

- ✓ Son más costosos que los otros tipos de cañones.
- ✓ Su rigidez limita la longitud del ensamble, especialmente en cañones de gran diámetro.
- ✓ En cañones pequeños se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, obviamente debido al tamaño de la carga. Por lo tanto, se reduce la penetración que puede alcanzar.

Dentro de los cañones recuperables tenemos:

- *Cañón de tapón de puerto (ported)*: este tipo son de paredes tubulares relativamente gruesas para proteger el explosivo del medio ambiente del pozo. Posee una ventaja económica ya que puede ser reutilizado hasta cien veces, sin embargo, es propenso a fallar por intrusión de fluido cuando se bajan al pozo debido a que la carga hace sello directamente con el transportador.
Si un transportador hueco falla y los explosivos se mojan con fluido durante la detonación el cañón estallara y podría atascarse en el revestimiento. Por consiguiente los cañones ported son utilizados en pozos donde la presión no excede los 20.000 lpc ni la temperatura 375 °F. Los cañones ported son generalmente bajados con guayas y poseen un detonador eléctrico en el fondo, que se desactiva en presencia de fluido para evitar que estalle indebidamente.
- *Cañón Scalloped*: estos son utilizados en pozos cuyas condiciones son más demandantes y aunque pueden bajarse tanto con guaya como con *tubing* generalmente son empleados en cañoneo tipo TCP. El rango de trabajo es de hasta 30.000 lpc y 500 °F. Por ser más confiables que los ported, suelen poseer el

detonador en la parte superior del cañón. Los transportadores huecos absorben parte del impacto de detonación protegen al revestidor de daño potencial y además retienen una cantidad significativa de desperdicios después de la detonación, ya que generalmente se suelen dejar en el fondo del pozo.

5.8.2 Cañones desechables y semidesechables

En este tipo de cañones, las cargas están expuestas a las condiciones del pozo y se deben encapsular en contenedores separados y resistentes a la presión. Una vez efectuado el disparo, los residuos de estos cañones desechables quedan en el pozo.

Ventajas:

- ✓ Pueden ser corridos en longitudes mayores a los cañones de revestimiento.
- ✓ Son dispositivos ligeros y flexibles.
- ✓ Su paso a través de tuberías de diámetros pequeños es generalmente sencillo. Por esta razón, es posible usarlos en pozos ya terminados o en tubería con empacaduras de prueba.
- ✓ Facilita las operaciones de cañoneo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos.
- ✓ Permite el cañoneo de bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevadas presiones de fondo.

Desventajas:

- ✓ Los cañones desechables no son selectivos.
- ✓ En algunos casos se produce deformación de la tubería de revestimiento.
- ✓ En caso que se rompa el cable, la pesca del cañón es difícil.
- ✓ Los desechos quedan en el fondo del pozo.
- ✓ Por lo general la longitud máxima del cañón está limitada a 30 pies

Diferencias entre cañones desechables y semidesechables:

- ✓ Dejan menos residuos en el pozo. Esto se debe al uso de cintas o alambres recuperables, en lugar de usar cables desechables para suspender el equipo, como es el caso de los cañones desechables.
- ✓ Las características del residuo en los cañones desechables se mejora al usar envases de cerámica o vidrio. De esta manera se reducen las posibilidades de taponamiento.
- ✓ Los residuos de cerámica o vidrio ofrecen resistencia al desgaste, a la acción química y a las presiones.
- ✓ En resumen, los cañones semi-desechables brindan un beneficio entre los recuperables y los desechables.

Los cañones tipo capsula son aquellos que se encuentran encerrados dentro de una tapa protectora y estas se fijan al transportador que es generalmente un conjunto de alambres o una cinta flexible. Son bajados con guaya.

5.9 Otras consideraciones del cañoneo

La penetración tipo chorro de una carga moldeada ocurre cuando el chorro empuja radialmente el material de contacto hacia los lados. La presión generada por un chorro de cobre contra el revestidor es de entre 15 y 30 MM de lpc, mientras que la resistencia a la cedencia de los revestidor de más aguante es de alrededor de 100 M lpc.

La temperatura no juega un papel relevante en el proceso de penetración ya que se ha medido la temperatura de la punta del chorro y esta se encuentra entre 750 y 1100° F, lo que está muy lejos de la temperatura de fusión del acero.

5.9.1 Influencia de la resistencia compresiva de la roca

Thompson (1962) fue el primero en publicar que la penetración del chorro en la formación es función semilogarítmica de la resistencia compresiva de la roca, de forma que mientras mayor es la resistencia compresiva menor es la penetración y se expresa como sigue:

$$\ln(l_{pf}) = \ln(l_{ps}) + 0,086 (C_s - C_f) \times 10^{-3} \quad (5.1)$$

Dónde:

l_{pf} : longitud de penetración en la formación (pulg).

l_{ps} : longitud de penetración en la muestra (pulg).

C_s : compresibilidad de la muestra (lpc).

C_f : compresibilidad de la formación (lpc).

En la penetración de la formación no solo es importante la resistencia compresiva de la roca sino también el esfuerzo efectivo en la formación el cual es igual a la presión de sobrecarga menos la presión de poro. Este esfuerzo aumenta la resistencia natural de la roca.

En la tabla 10 se muestran algunos de los modelos más comunes utilizados en el cálculo de la penetración en la roca.

Tabla 10 Esfuerzos compresivos con longitud de penetración en muestras comunes ^[2]

Muestra	Resistencia compresiva (lpc)	Esfuerzo efectivo (lpc)	Penetración (pulg)
Concreto	6600	0	15,49
Arenisca Berea	7000	100	10,25
Arenisca Berea	7000	1500	9,21
Arenisca Nugget	13000	100	6,68

En el caso de no poseer la compresibilidad de la formación se podrá estimar esta a partir de la porosidad de la misma utilizando la siguiente relación entre porosidades de entre 10 y 25%:

$$C_f = -1023.3 * \Phi + 28510 \quad (5.2)$$

Dónde:

C_f : compresibilidad de la formación (lpc).

Φ : porosidad (%).

5.9.2 Daño generado por el cañoneo

El patrón de cañoneo y la penetración afecta la productividad de un pozo. De penetrar el chorro a la formación se produce desplazamiento y compactación de la formación en la cercanía de la zona cañoneada lo cual altera la permeabilidad de esa zona. Además la cavidad creada por el cañoneo se llena de material de la formación y de restos de explosivos pulverizados. Este material es usualmente removido, mediante el lavado de las perforaciones hasta recuperar el flujo original.

Es recomendable que las perforaciones se dejen fluir hasta tener una capacidad de flujo máximo, por lo tanto si se intenta lavar las perforaciones antes de que eso ocurra, se puede reducir la capacidad de flujo posterior, ya que las partículas finas pueden taponar los poros, idealmente después del cañoneo el pozo se debe poner a producir después el periodo de limpieza de las perforaciones con fluidos limpios.

El impacto que sobre la roca produce el cañón al ser disparado hacia la formación resulta en un choque de presiones 150000 lpc en la entrada del túnel hasta 1500000 lpc en el límite de las perforaciones la cual desintegra la roca adyacente, fractura los granos de arena y quiebra la cementación intergranulada.

El daño por cañoneo (S_p) posee tres componentes principales que son el daño vertical (S_v), el daño horizontal (S_h) y el daño en el diámetro del hoyo (S_{wb}). Este se calcula como sigue:

$$S_p = S_h + S_v + S_{wb} \quad (5.3)$$

De la componente horizontal se tiene:

$$S_h = \ln \left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)} \right) \quad (5.4)$$

Para $\theta=0$
$$r'_w(\theta) = \frac{l_{perf}}{4} \quad (5.5)$$

Para $\theta \neq 0$
$$r'_w(\theta) = a_0(r_w + l_{perf}) \quad (5.6)$$

De la componente vertical se tiene:

$$S_v = 10^a h_D^{(b-1)} r_D^b \quad (5.7)$$

$$a = a_1 \log(r_D) + a_2 \quad (5.8)$$

$$b = b_1 r_D + b_2 \quad (5.9)$$

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{K_V}{K_H}} \right) \quad (5.10)$$

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{K_H}{K_V}} \quad (5.11)$$

Para la componente de daño en el diámetro del hoyo:

$$S_{wb} = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \quad (5.12)$$

$$r_{wD} = \frac{r_w}{r_w + l_{perf}} \quad (5.13)$$

Dónde:

r_w : radio del pozo (pies).

l_{perf} : longitud de las perforaciones de cañoneo (pies).

h_{perf} : altura entre perforaciones consecutivas (pies).

r_{perf} : radio de las perforaciones de cañoneo (pies).

K_H : permeabilidad horizontal (mD).

K_v : permeabilidad vertical (mD).

El resto de las variables respecto a la fase se enlistan en la tabla 11:

Tabla 11 Variables respecto al ángulo de fase para el cálculo de daño por cañoneo ^[2]

Fase de cañoneo	a_0	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0 o 360°	0,250	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672	0,1600	2,675
180°	0,500	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115	0,0260	4,532
120°	0,648	-2,018	0,0634	1,6136	1,7770	0,0066	5,320
90°	0,726	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935	0,0019	6,155
60°	0,813	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490	0,0003	7,509
45°	0,860	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392	0,000046	8,791

5.9.3 Geometría del cañoneo según el tipo de terminación

Dependiendo del tipo de terminación al momento de elegir la geometría del cañoneo se deben tener en cuentas las prioridades recomendadas en las tablas 12 y 13.

Tabla 12 Selección de prioridades según tipo de terminación ^[2]

Geometría del cañoneo	Tipo de terminación		
	Consolidada		Inconsolidada
	Natural	Estimulada	Control de arena
Densidad	1 o 2	2	2
Diámetro del hueco	3 o 4	3	1
Fase	3 o 4	1	3
Longitud	1 o 2	4	4

Tabla 13 Prioridades geometría de cañoneo en terminaciones naturales

Geometría del cañoneo	Permeabilidad isotrópica	Anisotropía		Fracturas naturales	Daño
		Cualq.	Lamin.		
Densidad	2	1	1	3	2
Diámetro del hueco	4	3	4	4	4
Fase	3	4	3	2	3
Longitud	1	2	2	1	1

5.9.4 Cañoneo para fracturamiento de pozos

En el cañoneo de pozos verticales o con inclinaciones inferiores a los 30°, se recomienda utilizar una fase de 180° orientados dentro de los 10° del plano preferencial de fractura (PPF). Si no se conoce el PPF entonces se recomienda utilizar 60° de fase y altas densidades de cañoneo. El mismo proceso se realizará si los pozos poseen inclinaciones mayores a los 30° con la diferencia de que los intervalos cañoneados deben ser cortos y de alta densidad.

5.9.5 Consideraciones finales

Para minimizar los costos de taladro debe considerarse mover el taladro y perforar a través de *tubing*.

Para seleccionar el tamaño del caño se debe utilizar el de mayor tamaño disponible para el trabajo sea a través de revestidor o *tubing*.

Para maximizar la productividad del pozo se recomienda el cañoneo en bajo-balance utilizando una alta densidad de cañoneo y para garantizar el posicionamiento preciso del cañón se deben utilizar herramientas que permitan la ubicación exacta de los cañones.

En caso de no ser posible el cañoneo en bajo-balance, entonces se recomienda evitar el cañoneo utilizando el lodo de perforación, en su lugar utilice salmuera o en su defecto un lodo base aceite tratando de evitar un prolongado tiempo de exposición a

estos fluidos. Si el pozo no responde recañonear a través de *tubing* estando ya instalada la terminación.

5.10 Método de diseño del cañoneo

A continuación se muestran una serie de pasos recomendada para el diseño óptimo de cañones según las características presentes en la formación y los objetivos de terminación que se persigan.

- I. Determinación del tipo de formación: se puede realizar por diferentes métodos, sin embargo los parámetros más comunes son:

Consolida: $< 100 \mu\text{s/pies}$ o $> 2,4 \text{ gr/cc}$ densidad de lutita.

Inconsolidada: $>100 \mu\text{s/pies}$ o $< 2,4 \text{ gr/cc}$ densidad de lutita.

- II. Determinación de la permeabilidad (K): se puede obtener de la petrofísica o estimar por medio de la siguiente expresión:

$$K(mD) = 0,136 \frac{\phi^{4.4}}{S_{wf}^2} \quad (5.14)$$

Dónde:

K: permeabilidad de la formación (mD).

ϕ : porosidad de la formación (%).

S_{wf} : saturación de agua de la formación (%).

- III. Determinación del desbalance mínimo (U_m): este cálculo es parte de la determinación del intervalo de desbalance para remover el daño; se calcula como:

$$U_m(\text{petróleo}) = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad (5.15)$$

$$U_m(gas) = \frac{2500}{K^{0,17}} \quad (5.16)$$

U_m (petróleo): para formaciones con crudo

U_m (gas): para formaciones con gas

- IV. Determinación del sobrebalance máximo (U_M): se realiza por medio de las gráficas que se muestran en las figuras 57 y 58, dependiendo si se poseen los datos de registro sónico o de densidad bruta:

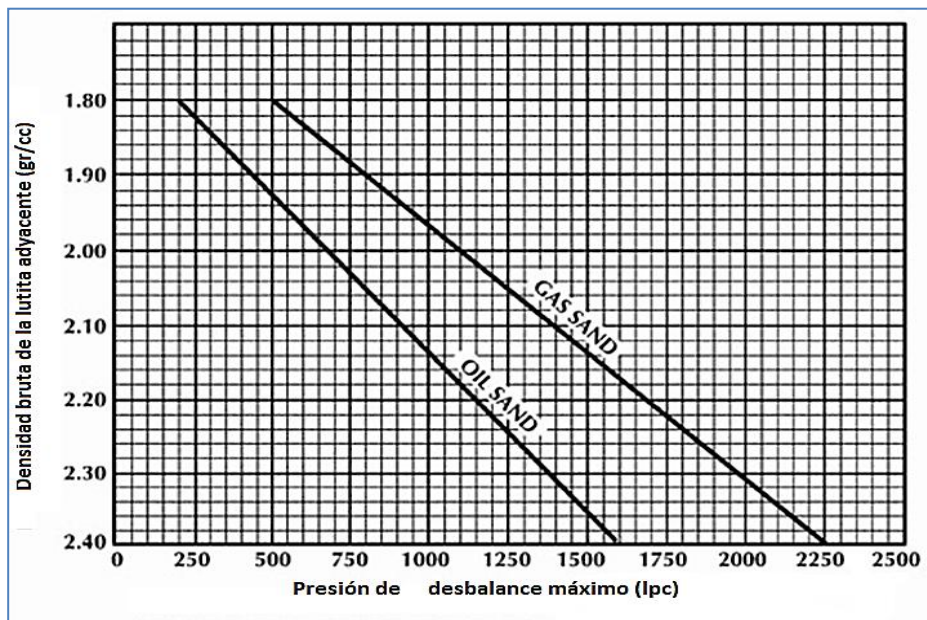


Figura 57 Desbalance máximo obtenido a través de la densidad bruta (Neutron) ^[2]

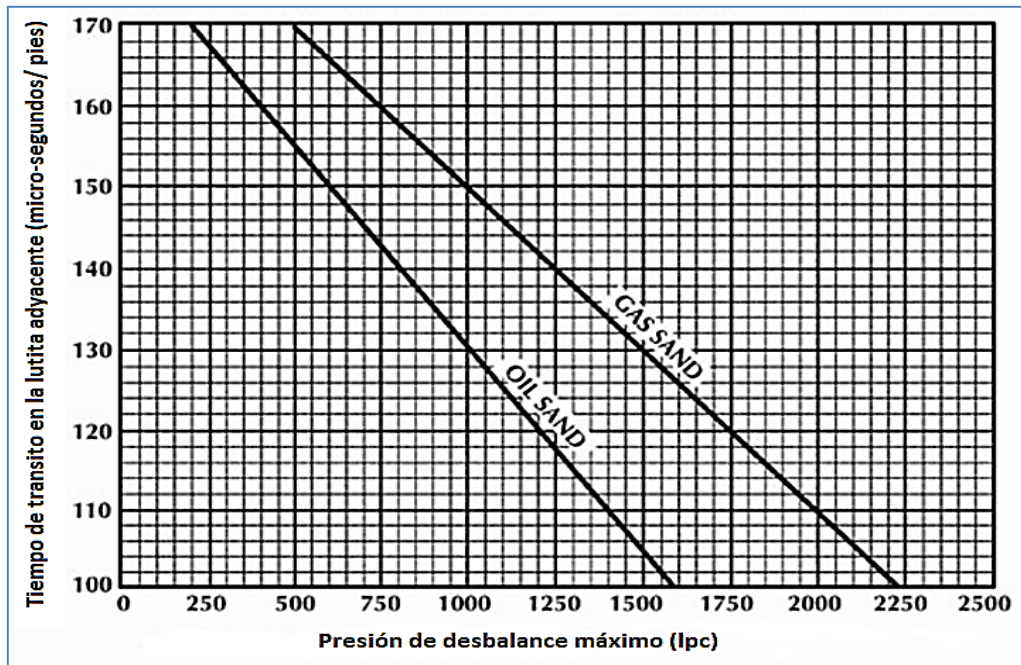


Figura 58 Desbalance máximo obtenido a través del tiempo de tránsito (sónico) ^[2]

- V. Cálculo del promedio entre el desbalance máximo y el desbalance mínimo (U_m).
- VI. Para el cálculo de la presión de desbalance óptima se debe tener en consideración la invasión de fluidos a la formación y si la lechada de cemento es de baja (<10 cc/30') o alta pérdida de filtrado; en este sentido cuando la invasión de fluidos a la formación es baja entonces se utiliza el promedio entre U_m y U_{mm} ; en caso contrario se utilizará el promedio entre U_M y U_{mm} .
- VII. Determinación de la longitud de penetración estimada por medio de la ecuación (70).
- VIII. Determinación del tipo de terminación: se elige tomando en cuenta las características presentes en la formación. Después se toman en cuenta las tablas 7 y 8 para las consideraciones respecto a las prioridades geométricas.
- IX. Determinación de la densidad estimada de cañoneo: se realiza utilizando la gráfica que se muestra en la figura 59 entrando con la longitud de perforación obtenida en el paso VII e interceptando esta con la recta de razón de

productividad de uno, entonces se sigue la curva de fase más cercana; se lee el valor de la densidad de disparo y si se pretende realizar una terminación natural se multiplica este valor por 2 o 3, lo que sería la densidad de tiro real. Cuando la terminación es para control de arena se multiplica por valores que van de 3 a 5.

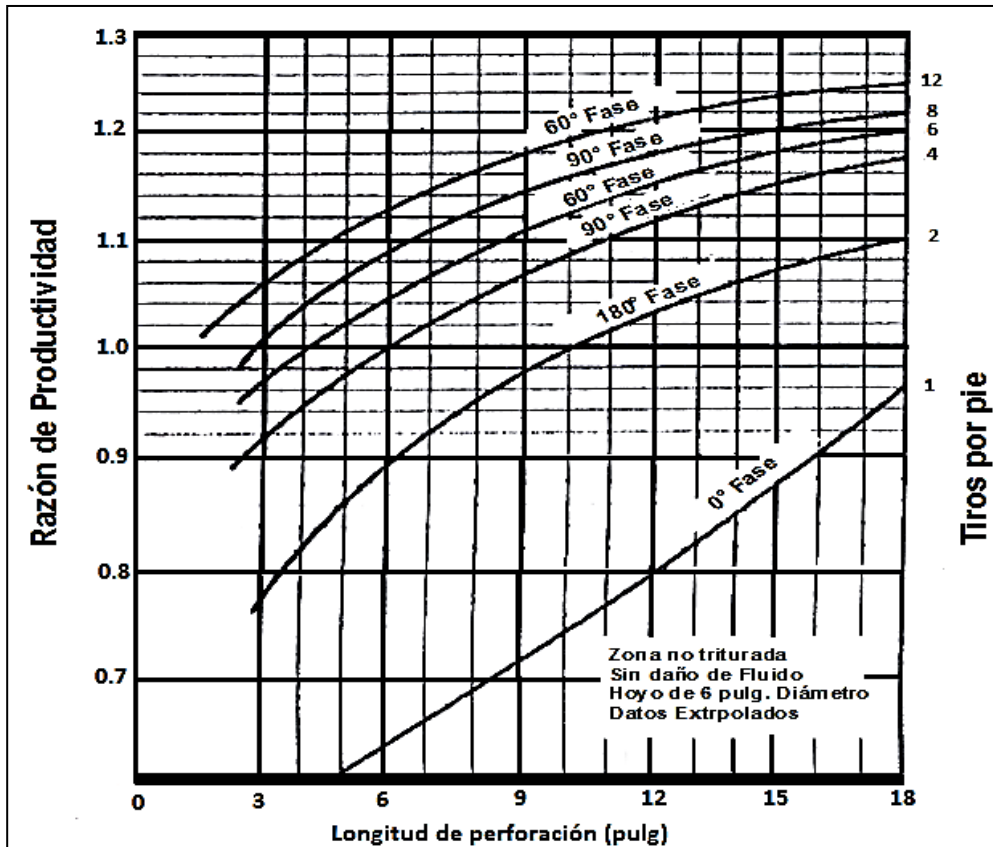


Figura 59 Fase y densidad de cañoneo Vs Longitud de penetración ^[2]

- X. Determinación del tipo de explosivo de acuerdo a la temperatura de exposición (ver figura 53).
- XI. Selección del cañón a utilizar.

5.10.11 Técnicas de posicionamiento de cañones

Es de vital importancia la ubicación exacta de los cañones a la hora de realizar la operación ya que los métodos de remediación son extremadamente costosas y es difícil analizar la causa del error después de ocurrido el hecho.

El problema básico de posicionamiento es correlacionar la profundidad del cañón con las lecturas de registros tomados a hoyo desnudo. No puede hacerse solo igualando las profundidades dadas por los odómetros ya que las guayas se elongan dependiendo de su peso, del peso de la herramienta y de la tortuosidad del hoyo.

Es necesario pues, correlacionar las medidas hechas a través de revestidor con las hechas a hoyo desnudo. Generalmente se hacen estas correlaciones usando registros de gamma ray o de densidad neutrón, en conjunto con una herramienta de localización de cuellos de revestidor (ccl). Al poseer la relación entre los cuellos y los objetivos (targets), se utilizan los primeros para ubicarse en frente de los segundos, lo que se logra por la resta de la profundidad a la que se ubica el ccl, el tope de la arena objetivo. En caso de que el espaciamiento entre cañones sea diferente que el existente entre objetivos, entonces se debe realizar la reubicación del tren de explosivos tantas veces como targets se deban cañonear, tomando en cuenta que el proceso debe realizarse desde el target más profundo hasta el más somero.

6 Intervención de pozos ^[2]

A lo largo de la vida productiva de un pozo siempre surgirán ciertos problemas, algunos previstos como también otros inesperado. Por esta razón la intervención de pozos representa una alternativa para alargar la vida de los yacimientos, buscando la manera de mantener o aumentar la eficiencia de producción o inyección de los pozos lidiando con los problemas que estos presenten.

De acuerdo a lo anterior es necesario realizar un seguimiento constante de los pozos que van a ser intervenidos y de los problemas específicos que estos presentan para desarrollar la actividad más eficiente que se pueda realizar dependiendo tanto de las herramientas con las que se cuente como de los recursos monetarios.

6.1 Reacondicionamiento

Son todos aquellos trabajos efectuados en un pozo que involucren actividades que alteren directamente la zona productora luego de la terminación original.

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy diversas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación.

Generalmente, los pozos de un campo petrolero se clasifican según su mecanismo y mecánica de producción como de flujo natural, de levantamiento artificial por gas, de bombeo mecánico o bombeo hidráulico, de flujo por inyección alterna o continua de vapor, o como inyectores de gas o de agua, o como pozos de observación. Así que durante su existencia como pozo productor, el pozo puede cambiar de estado una o varias veces, y ese cambio o cambios puede requerir varios reacondicionamientos. Por ejemplo, un pozo puede haber comenzado como pozo productor por flujo natural pero al correr del tiempo puede ser convertido a flujo por levantamiento artificial por gas o bombeo hidráulico o mecánico. Quizás en la etapa final de su vida útil puede ser convertido a inyector o a pozo de observación. O puede requerir que el estrato

productor original sea abandonado y el pozo reterminado en un estrato superior como productor de un yacimiento distinto. También puede darse el caso de que al abandonar el yacimiento donde fue originalmente terminado el pozo, no existan posibilidades de una reterminación hoyo arriba y el pozo pueda ser utilizado para desviarlo y ahondarlo para explorar horizontes desconocidos más profundos o hacer una terminación más profunda en yacimientos ya conocidos. Todas las alternativas antes mencionadas exigen estudios y evaluaciones precisas que desembocan en inversiones y costos mayores, los cuales deben ser justificados técnica y económicamente con miras a la rentabilidad requerida.

El reacondicionamiento de pozos es un factor fundamental en la producción de crudo aportada por las diferentes actividades que generan el potencial de una corporación.

6.1.1 Reacondicionamiento permanente

Son aquellos trabajos adicionales que se le realizan al pozo que ocasionan cambios del horizonte pro productor o en el intervalo productor del mismo; este tipo de trabajos son llamados rehabilitaciones, algunos ejemplos son:

- ✓ Apertura de arenas adicionales.
- ✓ Recompletación de un pozo.
- ✓ Aislamiento de intervalos.

6.1.2 Reacondicionamiento Temporal

Son aquellas actividades adicionales que se le realizan al pozo mediante dispositivos mecánicos que permiten la apertura o cierre de intervalos en un mismo horizonte productor o para cambiar de horizontes productores.

6.2 Tareas para reacondicionamiento de pozos

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes.

El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones. Entre la variedad de tareas que puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

1. Estudio minucioso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:
 - Geológicos.
 - Perforación original.
 - Terminación original.
 - Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.
 - Estado físico actual y disposición de las sartas y otros aditamentos en el pozo.

2. Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
 - Nuevos objetivos y razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
 - Detalles de las operaciones:
 - Tipo de equipo requerido.
 - Tiempo de las operaciones.
 - Inversiones y/o costos.
 - Estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo.
 - Tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza, reacondicionamiento o perforación.
 - Control del pozo.
 - Extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo.
 - Circulación del fluido y limpieza.
 - Recañoneo (intervalos).
 - Inyección de fluidos.
 - Forzamiento de arena.
 - Cementación forzada.
 - Taponamientos.

- Corte y extracción de revestidor.
- Abandono de la parte inferior del hoyo original.
- Desportillar el revestidor.
- Perforación direccional, de largo alcance, horizontal o inclinada.
- Registros.
- Núcleos.
- Revestidores y cementación.
- Pruebas.
- Conclusión de las operaciones.

3. Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

6.3 Reparaciones de pozos

Son trabajos efectuados a los pozos con la finalidad de reemplazar o instalar herramientas de subsuelo para aumentar la eficiencia del método de producción y/o disminuir la producción de arena asociada al crudo.

6.3.1 Reparaciones mayores

Este tipo de trabajos se realizan o requieren taladro en sitio pues implican sacar la tubería de producción, con objetivos diversos como son solventar fallas por mala cementación, aislar zonas, eliminar zonas productoras de agua y/o gas, etc.

6.3.2 Reparaciones menores

Su objetivo principal es trabajar el pozo, sin sacar la tubería de producción. En este tipo de reparación se pueden incluir trabajos como: Estimulaciones, cambios de zonas, cañoneo adicional o recañoneo, trabajos de pesca, apertura de pozos, cambios del método de producción, cambio de reductor, trabajos para individualizar el pozo (LAG, líneas de flujo, etc.) algunas de las herramientas que se utilizan para realizar las operaciones mencionadas son las siguientes:

1. Tubería Continua (*coiled tubing*)
2. Unidades Hidráulicas
3. Guaya Fina
4. Guaya Eléctrica
5. Unidades de Bombeo.

Nota: en la parte anterior solo se citan algunas de las herramientas que se utilizan para hacer reparaciones menores existen muchas más.

6.4 Actividades que se realizan con tubería continua (*Coiled Tubing*):

- ✓ Con la tubería continua se realizan trabajos de limpieza de pozos mediante el bombeo de fluidos al pozo. Adicionalmente se utilizan herramientas en conjunto con la tubería continua para realizar las actividades como se muestra en la figura 60

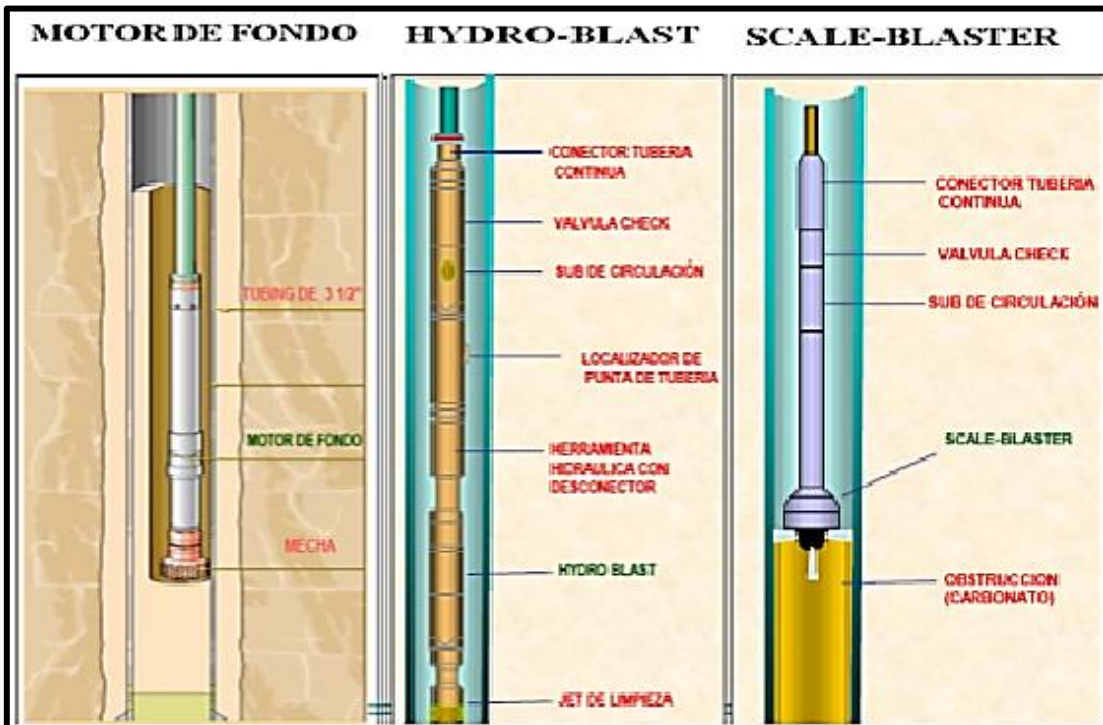


Figura 60 Herramientas que se utilizan en conjunto con la tubería continua

- ✓ Se utiliza la técnica del cemento contaminado en la cual se fuerza cemento para recañonear la zona ver figura 61.

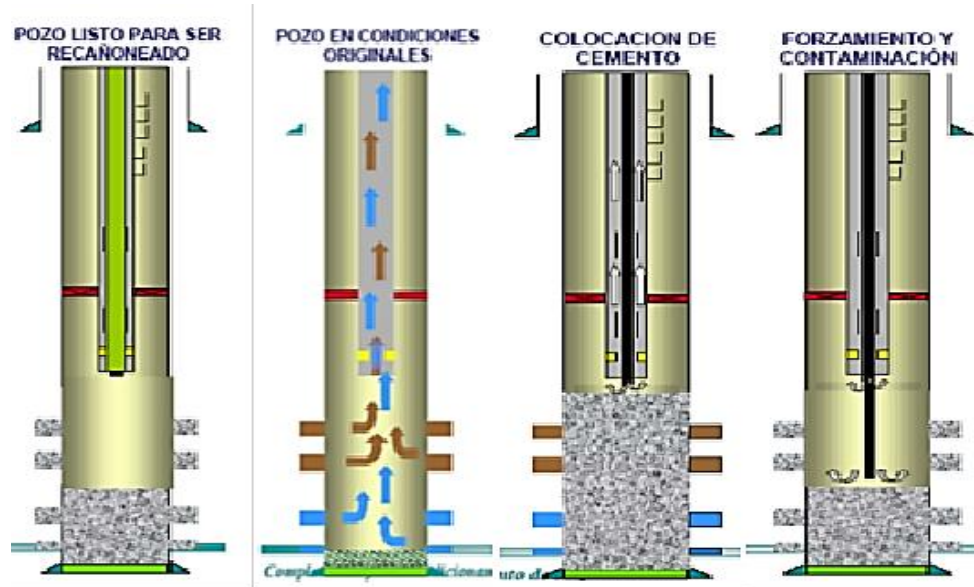


Figura 61 Técnica del cemento contaminado ^[2]

6.5 Actividades realizadas con guaya eléctrica /gruesa:

Guaya Gruesa:

- ✓ Operaciones de Pesca.
- ✓ Operaciones de Suabeo.

Guaya Eléctrica:

- ✓ Bajada y asentamiento de Empacaduras Permanentes.
- ✓ Operaciones de Cañoneo.
- ✓ Registros de Producción.
- ✓ Registros de Cementación.
- ✓ Registros de Saturación. (Carbono/Oxígeno)
- ✓ Trabajo de levantamiento por succión.
- ✓ Bajada y asentamiento de Tapones (Paraguas).
- ✓ Registros a Hoyo Desnudo.

6.6 Evaluación de la reparación

Existen dos maneras de evaluar la reparación de un, haciendo una evaluación financiera o haciendo el análisis de los resultados.

- ✓ *Evaluación Financiera:* Debe hacerse previo a la reparación, por ello se tiene como base los pronósticos de producción generados por el análisis del pozo y la información financiera relacionada con inversiones, impuestos, costos, inflación, vida útil, etc.

La toma de decisión relacionada con la ejecución de un proyecto, perforación o reparación de un pozo, está sujeta a las expectativas de rentabilidad que se esperan del mismo.

La herramienta utilizada para determinar dicho indicador es la evaluación económica, mediante el cual se introduce la información financiera relacionada con inversiones, costos, impuestos, inflación, vida útil del proyecto, factores de descuento, precios, etc., y se obtiene el balance requerido para comparar opciones, alternativas y casos que permiten la decisión final.

Además de la rentabilidad, existen otros parámetros como el valor presente, el tiempo de pago, etc., que permiten reforzar la comparación haciendo más objetiva y confiable la toma de decisión.

En algunos casos la evaluación económica no es suficiente por sí sola para decidir, este es el caso de proyectos que son de utilidad pública o necesidad operacional, en los que la decisión debe obedecer a otro tipo de objetivo o directriz, diferente al beneficio económico.

- ✓ *Análisis de los resultados:* El análisis de resultados de una reparación queda sujeto al hecho de si se efectuó la reparación de acuerdo con lo planificado. De otra forma, se deben estudiar las causas que impidieron obtener los resultados pronosticados.

6.6.1 Metodología VCD

Es una forma de presentar al inversionista una propuesta de valor, que le permita incrementar la rentabilidad de los proyectos de reparación de pozos, a través de un programa de asesoría técnica, fundamentada en la implantación de una novedosa metodología de trabajo en equipo multidisciplinario, aplicada en la selección y análisis de las propuestas, incorporación de tecnologías de vanguardia, así como en la introducción de mejoras en los procesos y practicas operacionales.

6.6.2 Visualización, Conceptualización y Definición de proyectos de reparación de pozos (VCD)

Consiste en el análisis integral del sistema Yacimiento - Pozo- Superficie que permita en su fase temprana, determinar su nivel de definición y complejidad, para disminuir los índices de riesgo asociados, mejorando la eficiencia en el uso del capital en proyectos de Reparación de Pozos, lo que conlleva a la creación de valor en el negocio petrolero.

VCD: es el proceso mediante el cual una empresa desarrolla una definición detallada a un proyecto de capital para conseguir los objetivos del negocio. Durante el proceso se aplican las mejores prácticas de productividad de capital y rendimiento económico de la empresa. Mientras se ejecute el VCD se responderán las siguientes interrogantes ¿Por qué? ¿Qué? ¿Cuándo? ¿Dónde? ¿Quién?

- *Desarrollo de la metodología*: el manejo y conocimiento integral de toda la información necesaria para definir un proyecto de reparación, permite una selección apropiada de las tecnologías que mayor promesa de valor ofrezcan al mismo.
- *Visualización*: se recaba toda la información requerida para posterior análisis:
 - ✓ *Información de yacimientos*: presiones, propiedades de la roca, temperaturas, grado de compactación y otros.
 - ✓ Información de producción histórica de cada pozo del sistema.

- ✓ Historia de perforación, reparación, intervenciones sin taladro (estimulaciones, cañoneos, tubería continua y otros).
- ✓ *Estado mecánico del pozo:* subsuelo y superficie (revestidores, tubería de producción, cementaciones, cabezales y otros).
- *Conceptualización:* se procede al análisis de la información recabada en la fase anterior, el producto resultante, es la ingeniería básica del proyecto, donde se contempla la viabilidad técnico-económica del proyecto de reparación, nivel de incertidumbre (riesgo) tipo de trabajo requerido, tipo de equipo a usar para la actividad (taladro, equipo de tubería continua, unidad hidráulica).
Así mismo, esta fase contempla las tecnologías requeridas (control de arena, control y manejo de agua, cementaciones correctivas especiales, terminaciones especiales).
- *Definición:* en esta fase se materializa la ingeniería de detalle (programa final de reparación del pozo). Se detallan los procedimientos operacionales a ejecutar, instrucciones detalladas para aplicación de las tecnologías seleccionadas, flujogramas de procesos de campo, indicadores (parámetros de control de la actividad).

6.7 Problemas de pozos:

Es aquel que dentro de un marco económico particular presenta límites predeterminados.

Durante la vida productiva de un pozo de petróleo ocurren diversas situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: Alta relación gas-petróleo producido (RGP), alta producción de agua (RAP), etc., lo que obliga en un momento específico a declarar el pozo como económicamente no factible.

Cuando los pozos llegan a considerarse pozos problemas, deberán ser analizadas a fondo las consideraciones necesarias para cumplir con:

- ✓ Reparar el pozo /Rehabilitación.
- ✓ Continuar produciendo hasta su límite económico.

- ✓ Mantener presión con inyección.
- ✓ Operaciones de Recobro mejorado.
- ✓ Abandono del pozo.

6.7.1 Factores que deben considerarse para identificar un problema de pozo

1. *Problema aparente del pozo:* Se analiza basándonos en su comportamiento durante la vida productiva.
2. *Revisar la Historia del pozo:* Es la base principal para el diagnóstico del problema y la recomendación del trabajo a realizar, se deben tomar en cuenta los siguientes puntos:
 - ✓ *Terminación original:* Se deben considerar los procedimientos utilizados en la perforación de las zonas productoras, incluyendo los fluidos utilizados, trabajos de cementación (ubicar cuello flotador y tope del cemento), fecha de completación e intervalos cañoneados (tipo de cañón y su penetración) y detalle de la completación final (tubería de producción, empacaduras, revestidores).
 - ✓ *Trabajos Posteriores:* Se analizan con detalles todos los trabajos efectuados en el pozo, motivo por el cual fue efectuado, fluidos utilizados, estimulaciones, detalles de tubería de producción y resultados del trabajo.
 - ✓ *Historia de Producción:* Presenta el comportamiento de producción del pozo, pruebas de producción actual de petróleo, agua y RGP. Se reportan todos los cambios como estranguladores usados, métodos de producción y acumulados de petróleo, agua y gas.
 - ✓ *Presión del yacimiento:* Se estudia el comportamiento de presión del yacimiento, los cambios de producción en conjunto con los de presión de yacimiento. Se compara la historia de presión del pozo problema con los pozos del mismo yacimiento.
3. *Diagnóstico del equipo de producción:* Conocer las condiciones de operación del equipo de producción, ya que muchas veces el bajo rendimiento de determinados pozos se debe a un mal funcionamiento de dicho equipo, lo cual se corrige sin que se requiera la entrada de un taladro de reacondicionamiento.

4. *Condición mecánica:* Verificar el estado mecánico del pozo mediante la revisión de trabajos anteriores en los cuales se hallan corrido herramientas de calibración del revestimiento y que se hallan realizados pruebas de revestimiento metiendo presión por el anular.
5. *Pozos vecinos:* Se revisan los problemas presentes en los pozos vecinos, los trabajos realizados anteriormente y su comportamiento de producción después de cada trabajo. Su posición estructural, zonas abiertas a producción y correlación con la del pozo estudio, zonas aisladas por problemas de agua y/o gas.
6. *Análisis de Estudio, Pruebas y Registro de Producción:* Se analizan mapas estructurales, isópacos, isobáricos, porcentaje de agua y sedimento (% AyS), se analizan los registros de producción, pruebas de restauración de presión, caída de presión, pruebas de inyectividad, análisis de agua, pruebas de comunicación, chequeos de fondo y análisis de muestras de sedimentos.
7. *Análisis de datos geológicos:* Se ubica la posición estructural del pozo en el yacimiento, se realizan análisis estratigráficos de los cortes transversales, identificación de los contactos agua-petróleo (CAP) y gas-petróleo (CGP) y se analizan las correlaciones.
8. *Consideraciones de yacimiento:* En estas consideraciones se deben tomar los datos de permeabilidad y porosidades, saturación de agua, permeabilidad relativa, naturaleza de las rocas del yacimiento, efectividad de los diversos mecanismos de empuje del yacimiento, futuro pronostico del comportamiento del yacimiento, futuros proyectos de recuperación secundaria.
9. *Análisis Económico:* Este análisis es muy importante y necesario para la planificación y elaboración de los trabajos a realizarle al pozo, ya que es la parte donde se consideran los factores esenciales en el análisis del proyecto.
La tasa de flujo de caja y el rendimiento de pago de los trabajos a realizarse en los pozos se utilizan frecuentemente para calcular la rentabilidad de los trabajos.

6.8 Estimulación de pozos

Son aquellos trabajos adicionales efectuados al pozo con la finalidad de aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algunos dispositivos mecánicos o de estímulo a la formación que produzcan un incremento en la permeabilidad efectiva a los fluidos que se producen o se inyectan. Por ejemplo:

- ✓ Acidificación.
- ✓ Fracturamiento.
- ✓ Lavado de perforaciones.

6.8.1 Problemas típicos encontrados en los pozos

- *Tasa de producción limitada:* Los problemas de baja tasa de producción pueden ser consecuencia de diversos factores, a nivel de yacimiento o del pozo, que afectan el comportamiento habitual del sistema pozo-yacimiento. Dichos factores son:

- ✓ *Baja permeabilidad de la formación:* Puede ser una característica común en toda el área de un yacimiento. La forma más directa de identificar que existe una limitación en la tasa de producción debido a baja permeabilidad de la formación es al observar una rápida declinación de la producción. En el caso de no existir la información petrofísica que sea necesaria para determinar las causas de la baja productividad, las pruebas de producción y presión pueden servir para diferenciar si existe baja permeabilidad o daño de la formación.

También es posible identificar que esta sea la causa debido a que para pozos con baja permeabilidad la estabilización de la presión es lenta (días o semanas)

- ✓ *Baja presión del yacimiento:* el nivel de presión de un yacimiento está directamente relacionado con los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por lo tanto, se debe tener un buen control de las mediciones de presión que permitan definir a tiempo el comportamiento de esta, lo cual ayudaría a definir los mecanismos dominantes de producción.

Cuando se ha definido que la causa es la baja presión del yacimiento, se debe buscar una solución que permita restituir la misma, por métodos de recuperación adicional, por estimulación o utilizando métodos alternos de producción como:

levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, bombeo hidráulico, bombas electro-sumergibles, etc.

- ✓ *Daño de la formación:* El daño de formación se puede describir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efecto de restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones, en el yacimiento o en la comunicación de las fracturas con el pozo.

Cuando existe algún tipo de daño en un pozo, este debe ser determinado, así como el grado o magnitud del mismo, para dar una solución que corrija sus efectos. (Ver Fig. 62)

Los daños de formación son indicados por: pruebas de producción, pruebas de restauración y/o declinación de presión, y comparación con el comportamiento de producción del pozo o pozos vecinos; para esto debe considerar las terminaciones de servicios que se hayan realizado.

A continuación se presentan algunas situaciones de los daños a la formación:

- Cuando existen varias zonas abiertas a producción a través de la misma terminación, se requiere de un registro de producción que permita determinar las zonas permeables que están o deberían estar contribuyendo a con la producción. Zonas de mayor permeabilidad (zonas con fracturas naturales o inducidas), pudieran estar taponadas
- Para diferenciar la declinación de producción por efecto de taponamiento de la formación o por caída de presión en el yacimiento, se requiere de un estudio de yacimiento más detallado, ya que una comparación con los pozos vecinos podría no resultar suficiente, debido a que todos los pozos podrían estar en las mismas condiciones de daño
- Para un pozo sin aparente daño de formación con baja permeabilidad, existe una lenta estabilización de la presión esto requiere de días o semanas para lograr su estabilidad.
- Para un pozo con daño de formación y con alta permeabilidad, podría estabilizarse en poco tiempo, y el efecto podría determinarse mediante pruebas de restauración o declinación de presión.

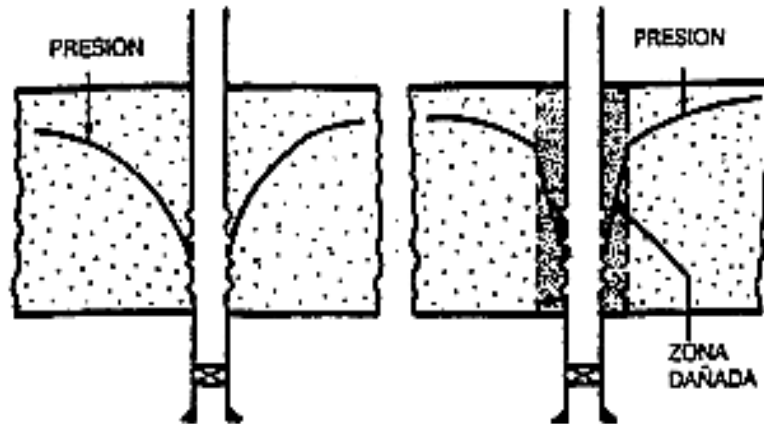


Figura 62 Caída de presión de un yacimiento con o sin daño ^[15]

- ✓ *Taponamiento de la vecindad del pozo o de la tubería de producción:* cuando existe una baja productividad de un pozo, la primera opción es revisar el sistema de levantamiento artificial y, como segunda opción, verificar el posible taponamiento de la tubería, perforaciones o vecindad del pozo.

El taponamiento puede ser causado por factores como: inadecuado empaque con grava, fracturamiento con arena, lodo, roca de formación, tubería de producción o revestidor colapsado, etc.

Antes de cualquier trabajo un pozo, se le debe hacer una revisión para determinar las restricciones que pueden existir, para ello se toman muestras de petróleo y agua para analizar las causas de las mismas y aplicar los correctivos necesarios.

- ✓ *Alta viscosidad del petróleo:* La tasa de petróleo es inversamente proporción a su viscosidad, por lo tanto, cuando se aumenta la viscosidad, disminuye la producción de crudo.

Es normal observar alta viscosidad de petróleo cuando se está produciendo un yacimiento con el mecanismo de empuje por gas disuelto, ya que a medida que se libera dicho gas, la viscosidad tendera a aumentar progresivamente. La solución para este tipo de problema puede ser levantamiento artificial.

Si el problema de producción del pozo es por efecto de alta viscosidad debido a la presencia de una emulsión de agua en petróleo en la vecindad del pozo, la solución en este caso sería un tratamiento con un surfactante para romper o invertir la emulsión.

- ✓ *Excesiva contrapresión sobre la formación:* La excesiva contrapresión sobre la formación puede causar una apreciable reducción de la producción de petróleo o gas y, más aun, la inactividad del pozo.

Este problema puede ser causado por: taponamiento de las perforaciones, reductores en fondo y en superficie, separadores gas-petróleo, taponamiento de las líneas de flujo, tubería de producción o revestidor de baja medida, excesiva contrapresión en la línea de flujo, en el sistema de flujo o separador gas-petróleo.

- ✓ *Inadecuado sistema de levantamiento:* Si el levantamiento artificial ya está instalado, puede existir un diseño inadecuado, un método inadecuado, o mal funcionamiento del equipo y esa puede ser la causa de la declinación de producción.

Según el método que se esté aplicado (bombeo mecánico, levantamiento con gas o bombas electro-sumergibles), se debe hacer el análisis del problema que está ocasionando la declinación de producción.

- *Alta producción de agua:* La alta producción de agua en pozos de petróleo o gas, puede ser causada por las siguientes razones:
 - ✓ Empuje natural del agua o influjo de agua debido al adedamiento o conificación.
 - ✓ Fuentes extrañas de agua, lo que incluye: roturas del revestidor, fallas del equipo de terminación o de la cementación primaria.
 - ✓ Fracturamiento o acidificación de zonas de agua adyacentes a la zona de petróleo.

Para un yacimiento donde existe empuje de agua, se podrían definir tres niveles o contactos agua-petróleo:

- ✓ Contacto original agua-petróleo: se define como la profundidad bajo la cual no existe petróleo.
- ✓ Contacto agua-petróleo productor: hace referencia a la profundidad bajo la cual no existe petróleo producible. Para este nivel de saturación de agua avanzada con producción.
- ✓ Contacto agua petróleo de terminación: Se define como la profundidad bajo la cual se encuentra la zona de transición o la zona donde la primera agua de producción aparece (alta saturación de agua). Este nivel igualmente avanza con la producción del yacimiento.

Adedamiento de agua: Para yacimientos estratificados, donde las características petrofísicas difieren, presentándose algunos estratos con mejor permeabilidad que otros, el empuje de agua se hace presente en estos estratos o lentes más permeables, formando adedamientos.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de terminaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de producción y hace menos costosa la operación de producción, pero complica operacionalmente las condiciones mecánicas del pozo.

Otra manera de terminación podría ser en forma sencilla en una zona, lo cual facilita el drenaje homogéneo de cada lente, pero con mayores costos de operación.

Conificación de agua: Otro problema que se presenta en yacimientos con acuíferos asociados, es la conificación de agua, la cual se define como el movimiento preferencialmente vertical del agua que ha entrado a la zona productora.

La conificación de agua no penetra barreras de permeabilidad verticales, a menos que estas sean rotas, bien sea por fracturas naturales o inducidas.

Estos problemas son más severos en yacimientos con buena permeabilidad vertical, por lo cual se debe mantener un buen control de los diferenciales de presión generados en un pozo debido a las altas tasas de producción, ya que, cuando esto sucede, mejora la permeabilidad relativa al agua.

La evaluación de la conificación requiere un estudio del yacimiento que permita definir el avance del frente de agua-petróleo o gas-agua, para determinar la procedencia del agua.

La eliminación de un cono de agua requiere reducir la tasa de producción o del cierre temporal del pozo para aliviar por un tiempo la entrada de agua.

Otra causa de que exista entrada de agua al pozo, es por canalización o conificación vertical, por falta de adherencia del cemento al revestidor o la formación.

Una reterminación puede aliviar el problema si la conificación es por mala cementación o a través de fracturas verticales.

- *Alta producción de gas:* El comportamiento de la relación gas-petróleo típica, para cada mecanismo de producción, debe tomarse en cuenta para el análisis de los pozos problemas. A continuación se describen algunas de las causas de la alta producción de gas:

- ✓ *Gas disuelto en el petróleo:* En yacimientos con empuje por gas disuelto, la saturación de gas se incrementa por la continua producción de petróleo y la declinación de presión del yacimiento. Cuando el gas en solución se libera, fluye y tiende a ser fluido principal movable del yacimiento.

- ✓ *Capas de gas primarias o secundarias:* Si no existen barreras para flujo vertical en un yacimiento declina, se genera una expansión de la capa de gas, invadiendo el intervalo productor. Al haber altas caídas de presión en la vecindad del pozo, el gas tiende a conificarse en los pozos.

- ✓ *Flujo de gas de zona infra o suprayacentes:* En yacimientos estratificados, también puede ocurrir barridos preferenciales del gas o adedamientos con altas caídas de presión. Los adedamientos de gas ocurren por altas diferencias de permeabilidad entre zonas.

En yacimientos lenticulares el flujo de gas de zonas por encima o por debajo de la zona de petróleo, puede ocurrir por: filtración del revestidor, falla del cemento, comunicación de fracturas con la zona de gas, acidificación de la zona de gas.

- *Problemas mecánicos:* un gran número de tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdidas de producción y/o incremento en los costos de operaciones de un pozo. Algunas de las fallas más comunes son:
 - ✓ *Falla en la cementación:* Las fallas de la cementación entre revestidor-cemento-formación, son frecuentemente causadas por la aplicación de presiones de fracturas durante trabajos de acidificación/estimulación.
 - ✓ *Filtración del revestidor:* Para la localización de filtración del revestidor los análisis de agua son de uso común para diferenciar si la producción del agua es por filtración o por empuje normal del agua de formación. Los registros de temperatura y otros registros de producción son útiles para este fin.
 - ✓ *Equipo de levantamiento artificial:* Se deben a malos asentamientos o averías de las válvulas.
 - ✓ *Comunicación por terminaciones múltiples:* debido a terminaciones de múltiples zonas, pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empaaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

✓

Existen cuatro métodos primarios de estimulación y a continuación se hará una descripción con las características básicas de cada uno de ellos:

- *Control de arena:*
 - ✓ Se aplica a los yacimientos de arenas no consolidadas cuya producción no permite la producción normal de los pozos o el manejo en superficie de dicha arena afecta la operación.
 - ✓ El método más común es el mecánico de empaque con grava interno o externo.
 - ✓ También se utiliza la consolidación química de la arena con aditivos o grava recubiertas.
 - ✓ En pozos horizontales la mitigación de los esfuerzos minimiza la producción de arena.

- *Fracturamiento hidráulico:*
 - ✓ Utilizado para crear un canal altamente conductivo que se extiende desde el pozo hasta bien adentro de la formación.
 - ✓ Fluido de alta viscosidad (fluido de fracturamiento) es bombeado al pozo a alta presión para causar la falla tensional de la formación.
 - ✓ La fractura resultante (generalmente vertical en orientación) crece en ancho y longitud a medida que el bombeo continúa.
 - ✓ El fluido de fracturamiento requerido para iniciar la fractura es llamado “colchón”.
 - ✓ Cuando la fractura es suficientemente ancha, se bombea arena dentro de la misma. La mezcla resultante de arena y fluido es llamada “lechada”.
 - ✓ Al final del tratamiento la fractura está prácticamente llena con arena. Cuando el bombeo se detiene y la presión es aliviada, la arena sostiene la fractura abierta, resultando en una lámina vertical altamente permeable que se extiende a gran distancia dentro del yacimiento.
 - ✓ Si la fractura no es lo suficientemente ancha, se produce una situación conocida como “arenamiento”, en la cual la arena soportadora es incapaz de entrar dentro de la fractura y se acumula en el pozo. Si esto sucede temprano durante el tratamiento, la estimulación no será satisfactoria.

Nota: este tema será desarrollado con mayor profundidad en los próximos temas de este trabajo.

- *Acidificación:* La acidificación mejora la productividad del pozo reduciendo el factor de daño, bien sea removiendo el mismo o superponiendo una estructura conductiva dentro de la formación. No es solución para yacimientos de pobre calidad. Típicamente, la k límite es cerca de 10 md para pozos petroleros y 1md para pozos de gas. Los ácidos utilizados para realizar esta actividad son Ácido Clorhídrico (HCl) y Ácido Fluorhídrico (HF), sin embargo existe alguno que

usan con menos frecuencia como es el caso del Ácido Fosfórico, Acido Sulfámico y el Ácido Cloroacético.

La acidificación se realiza utilizando ciertas técnicas especiales con objetivos específicos como:

- ✓ *Lavado acido (aplicable para areniscas y carbonatos):* Se utiliza para remover el daño ocasionado en las perforaciones del cañoneo y garantizar el flujo a través de los agujeros.
- ✓ *Acidificación Matricial:* Es realizada con la finalidad de remover el daño de formación debido a la invasión del filtrado del lodo, hinchamiento y migración de lutitas.

La acidificación matricial cuenta con tres etapas, el pre-flujo en la cual por medio de HCl se remueven las impurezas de carbonato. El flujo en la cual con HCl o HF se remueven las arcillas de la formación y el post-flujo donde se desplaza el ácido hacia la formación utilizando el mismo fluido del pozo.

- ✓ *Fracturamiento químico:* El tratamiento es similar al fracturamiento hidráulico excepto que no se requiere arena de soporte debido a que el ácido corroe las caras de la fractura creando superficies duras que soportan la fractura abierta después del tratamiento. Esa técnica solo es aplicable en formaciones con carbonatos debido a que estos son los únicos que se disuelven en presencia de ácidos.

Nota: Los temas acerca de estimulación descritos anteriormente serán desarrollado con mayor detalle en los próximos temas de este trabajo de investigación.

7 Control de Arena ^[7].

7.1 Producción de Arena: Es el proceso mediante el cual parte de la formación migra desde el yacimiento hacia el pozo y la superficie conjuntamente con el fluido que se está produciendo. El material que migra es comúnmente denominado como arena o granos finos, y es definido como toda partícula con un rango de tamaño entre 2 y 0,0625 mm de diámetro.

7.1.1 Origen de la producción de arena

De acuerdo con Diaz y Diaz (2002), las condiciones en las cuales puede ocurrir la producción de arena y el estado en que se encuentra la formación detrás de la tubería de revestimiento, luego de producida dicha arena, se determinan en base a varios factores. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación, como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma, siendo ellos los siguientes:

- Cantidad y tipo de cemento que mantiene la cohesión entre los granos.
- Fuerzas de fricción existentes entre los granos.
- Presión del fluido en los poros de la roca.
- Fuerzas de presión capilar.

De acuerdo con la cantidad de arena producida, se pueden identificar tres niveles de severidad respecto al problema de arenamiento, cada uno de los cuales genera un impacto económico. El primer nivel ocurre cuando la producción de arena es baja, causando desgaste del equipo, en cuyos casos suele disminuirse la tasa de producción de petróleo para evitar que ocurra dicho fenómeno. El segundo nivel ocurre cuando la producción de arena es mediana, en este caso, adicionalmente al impacto técnico y económico del primer nivel, se presenta taponamiento en la tubería, originando la inactividad del pozo, lo cual implica un mayor impacto económico debido a los gastos adicionales de reacondicionamiento (RA/RC) y la pérdida de producción. El tercer nivel es el más crítico debido a que la producción de arena es tan alta que

ocasiona todos los problemas técnicos y económicos anteriormente descritos y adicionalmente deja cavernas enormes alrededor del revestidor, pudiendo éste colapsar ocasionando la pérdida total del pozo.

7.1.2 Causas de la producción de arena ^[7]

Los mecanismos a través de los cuales se origina la producción de arena en formaciones productoras de hidrocarburos son: cohesión, tensión, corte y colapso de poros.

7.1.2.1 Cohesión

Díaz y Díaz (2003) establecen que la cohesión se refiere a las fuerzas que mantienen unidos los granos de la formación y que impiden su flujo libre. La roca adquiere su cohesión a través de procesos diagenéticos (compactación, cementación, recristalización y solución de minerales). Mientras mayor sea el grado de diagénesis mayor será el grado de cohesión de la roca.

Otro factor que contribuye a la cohesión de las rocas son las fuerzas capilares que se producen entre los granos de la roca y el fluido humectante, debido a la tensión interfacial presente entre los granos, la cual crea una fuerza cohesiva en la matriz de la roca. Esto sucede porque entre los puntos de contacto de los granos se encuentra agua, formándose un menisco que toca la superficie de los granos, donde se pone de manifiesto la tensión superficial, que generará una fuerza de adherencia entre los granos. Esta fuerza produce la cohesión aparente de la arena, originando una resistencia a la compresión y a la tracción.

Las fallas por cohesión ocurren cuando el esfuerzo normal es igual a cero, mientras que la producción de arena ocurre cuando las fuerzas de arrastre causadas por los fluidos, exceden el esfuerzo de cohesión del material. Los granos de rocas son separados y arrastrados hacia los cañoneos y por ende al pozo.

7.1.2.2 Tensión

De acuerdo con Díaz y Díaz (2003) las fallas por tensión ocurren cuando la envolvente de falla intercepta el eje de las abscisas en un valor de esfuerzos de corte igual a cero (0). Las fallas por tensión pueden ocurrir, se cumple que los esfuerzos por tensión son mayores al diferencial de presión generado alrededor del pozo.

$$P_{wf} \geq P + \sigma_{\theta\theta} + \sigma_t \quad (7.1)$$

Dónde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (en el fondo del hoyo).

P = Presión de poro.

$\sigma_{\theta\theta}$ = Esfuerzo efectivo tangencial al hoyo.

σ_t = Esfuerzo de Tensión.

Esto sucede cuando la tasa de producción es tan alta que crea un gran diferencial de presión alrededor del pozo, produciéndose la rotura de la formación.

7.1.2.3 Colapso de poro

Díaz y Díaz (2003) establecen que la presión de sobrecarga a la cual está sometida la formación es soportada por los granos que constituyen el esqueleto mineral del sistema, así como también por los fluidos contenidos dentro del espacio poroso. El esfuerzo al cual es sometido el esqueleto mineral es una fracción del esfuerzo total aplicado. El esfuerzo efectivo a que está sometido el material se incrementa a medida que se reduce la presión de poro.

El esfuerzo efectivo puede ser expresado analíticamente, de la siguiente manera:

$$\sigma' = \sigma + \alpha p \quad (7.2)$$

Dónde:

σ' = Esfuerzo efectivo.

σ = Esfuerzo total debido a la presión de sobrecarga.

α = Constante de Biot

P = Presión de poro.

El coeficiente de Biot describe la eficiencia de la presión de los fluidos para contrarrestar los esfuerzos totales aplicados. Este parámetro oscila entre 0 y 1.

La figura 63 representa la manera en cómo se manifiesta el esfuerzo en los poros producidos por los fluidos que estos contienen.

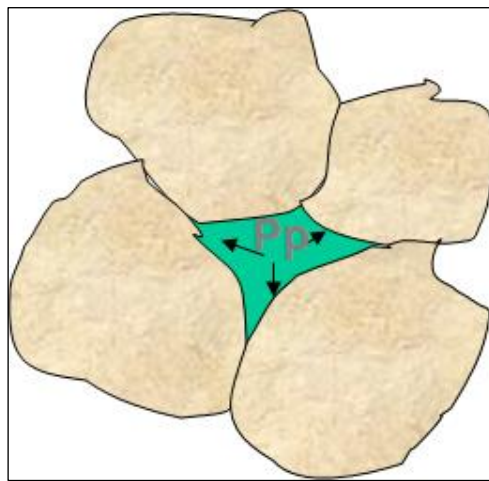


Figura 63 Esfuerzo en los poros de la formación ^[2]

7.1.2.4 Corte o cizallamiento: Díaz y Díaz (2003) establecen que el Corte o cizallamiento ocurre cuando la roca es sometida a un campo de esfuerzos de tal forma que se alcanza la resistencia al corte del material. Las fallas por corte ocurren cuando la combinación de esfuerzos intercepta la envolvente de ruptura¹⁰.

La resistencia de los materiales porosos es variable y aumenta con los esfuerzos compresionales.

La figura 64 evidencia como son los esfuerzos de corte en la formación.

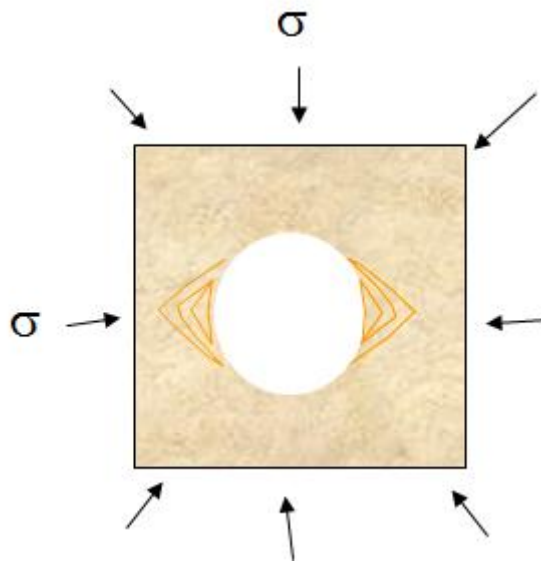


Figura 64 Forma en que actúan los esfuerzos de corte en la formación ^[2]

A continuación se presentan algunos de los factores que influyen en la afinidad que tiene un pozo a producir arena, estos se clasifican en dos categorías: efectos del flujo de fluidos y efectos de la resistencia de la roca.

7.1.2.5 Flujo de fluidos: Díaz y Díaz (2003) establecen que las tensiones en su mayoría tienden a causar la producción de arena usualmente son las que derivan del flujo de fluido, que es proporcional a la caída de presión entre el pozo y el yacimiento. El arrastre relaciona la fuerza impartida por el flujo de fluido a la velocidad y a la viscosidad del fluido. Si la arena es mojada por agua o petróleo también se puede afectar su tendencia a ser producida. Las uniones intergranulares proporcionan restricciones entre los mayores esfuerzos y las tensiones. Por esta razón, la tasa de un pozo y el grado de consolidación natural en la formación influyen en el arenamiento.

7.1.2.6 Factores geográficos y geológicos ^[7]: Díaz y Díaz (2003) establecen que, la producción de arena ha sido experimentada en casi todas las áreas del mundo dónde

la tasa de petróleo o de gas proviene de los yacimientos de areniscas; por lo tanto, el problema es mundial. La producción de arena es muy común en los yacimientos de la Edad Terciaria, debido a que estos yacimientos son geológicamente jóvenes y normalmente se localizan a profundidades relativamente bajas, no han logrado compactarse y tienen cementación intergranular muy pobre.

7.1.2.7 Grado de consolidación: Díaz y Díaz (2003) establecen que, la capacidad de mantener túneles de perforación abiertos depende estrechamente del nivel de cohesión existente entre los granos de arena. La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes.

Esto significa que la producción de arena constituye normalmente un problema cuando se origina en formaciones sedimentarias Terciarias que son superficiales y geológicamente más jóvenes. Las formaciones Terciarias jóvenes suelen poseer poco material de matriz (material de cementación) que mantenga unidos los granos de arena, por lo que estas formaciones suelen calificarse de "poco consolidadas" o "no consolidadas". Una característica mecánica de la roca que se asocia al grado de consolidación es la resistencia a la compresión. Las formaciones de arenisca poco consolidadas suelen tener una resistencia a la compresión inferior a 1.000 libras por pulgada cuadrada.

7.1.2.8 Reducción de la presión de poro: De acuerdo con Díaz y Díaz (2003) la presión del yacimiento sustenta parte del peso de la roca supra-yacente, a medida que se agota la presión del yacimiento a lo largo de la vida productiva de un pozo, se pierde parte del soporte que poseía la roca supra-yacente.

La disminución de la presión del yacimiento genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse, lo cual generaría finos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo. La compactación de la roca

yacimiento por reducción de la presión de poro puede ocasionar el fenómeno de subsidencia de la superficie.

7.1.2.9 Tasa de producción ^[7]: La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre fraccional que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y ocasionar la producción de arena. La tasa de flujo crítica de un pozo podría determinarse aumentando lentamente la tasa de producción hasta que se detecte producción de arena. Una técnica que se emplea para minimizar la producción de la misma consiste en reducir la tasa de flujo hasta llegar a la tasa de flujo crítica a la cual no se produce arena o el nivel de producción es aceptable.

7.1.2.10 Viscosidad del fluido del yacimiento ^[7]: La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación es creada por el flujo de fluido del yacimiento. Dicha fuerza es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido de yacimiento que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena de la formación es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja. La influencia del arrastre por viscosidad induce la producción de arena en yacimientos de crudo pesado, donde se encuentran crudos altamente viscosos de poca gravedad incluso a velocidades de flujo bajas.

7.1.2.11 Aumento de la producción de agua ^[7]: La producción de arena podría incrementarse o iniciarse cuando comience a producirse agua o aumente el corte de agua debido, posiblemente, a dos razones. En primer lugar, en el caso de una formación de arenisca mojada en agua, parte de la cohesión existente entre los granos se deriva de la tensión superficial del agua de formación que rodea a cada grano. Al

inicio de la producción de agua, el agua de formación tiende a adherirse al agua producida, lo que disminuye las fuerzas de tensión superficial y, por ende, la cohesión intergranular. Se ha demostrado que la producción de agua restringe severamente la estabilidad del arco de arena que rodea una perforación, lo que a su vez da inicio a la producción de arena. El segundo mecanismo mediante el cual la producción de agua afecta la producción de arena está asociado a los efectos de la permeabilidad relativa. A medida que aumenta el corte de agua, disminuye la permeabilidad relativa al crudo, por lo cual se requiere un diferencial de presión mayor para producir crudo a la misma velocidad. Todo aumento del diferencial de presión en la zona cercana a la cara de la formación genera una fuerza de cizallamiento mayor en los granos de arena de la formación. También en este caso, el aumento de los esfuerzos puede desestabilizar el arco de arena alrededor de cada perforación y, por ende, iniciar el proceso de producción de arena.

7.1.3 Efectos de la producción de arena ^[7]: Los efectos de la producción de arena son casi siempre perjudiciales para la productividad a corto y/o a largo plazo del pozo. Si bien algunos pozos experimentan una producción de arena dentro de límites "manejables", estos pozos constituyen la excepción y no la regla. En la mayoría de los casos, tratar de manejar los efectos de una producción severa de arena a lo largo de la vida del pozo no representa una opción operativa económicamente. Algunos efectos son:

7.1.3.1 Acumulación en los equipos de superficie: Cuando la velocidad de producción es lo suficientemente rápida para transportar arena hacia arriba por la tubería de producción, esta arena se queda atrapada en el separador, la caldera o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente.

Con el fin de restablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no solo deberán considerarse

los costos de limpieza, sino también aquellos que genera el diferimiento de la producción.

7.1.3.2 Acumulación en el fondo ^[7]: Cuando la velocidad de producción no es suficientemente elevada como para arrastrar arena hasta la superficie, ésta queda bloqueada en la tubería de producción o cae y empieza a llenar el interior de la tubería de revestimiento. Tarde o temprano, el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo este totalmente arenado y la producción se detengan. En situaciones como ésta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.

7.1.3.3 Erosión del equipo de fondo y de superficie ^[7]: En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.

7.1.3.4 Colapso de la formación ^[7]: Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia el pozo. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso largo de tiempo, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. Cuando el vacío se toma lo suficientemente grande, la lutita suprayacente o la arena de formación que se encuentra por encima de dicho vacío podría colapsar hacia él, debido a la falta de material que proporcione soporte. Cuando se produce este colapso, los granos de arena se reordenan hasta crear un nivel de permeabilidad inferior al que originalmente existía. Esto resulta especialmente cierto en el caso de una arena de formación que posea un contenido elevado de arcillas o una amplia variedad de tamaños de grano. En una arena de formación que tenga una distribución reducida de tamaños de grano

y/o muy poco contenido de arcilla, el reordenamiento de los granos modificará la permeabilidad de una forma que podría resultar menos evidente.

Cuando colapsa la lutita suprayacente, es probable que se pierda totalmente la productividad. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma llena total o parcialmente los túneles de perforación. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los túneles de perforación incrementará significativamente la caída de presión a través de la formación cerca del pozo.

7.2 Mecanismos que permiten determinar la necesidad de aplicar mecanismos de control de arena

^[7]: La dificultad que implica determinar si un pozo requiere o no de un mecanismo de control de arena se incrementa cuando el mismo se perfora en un área donde existe poca o ninguna experiencia de producción y donde los diversos factores de yacimiento son ligeramente distintos de los que se manifestaron en regiones explotadas con anterioridad. Incluso cuando las propiedades del yacimiento y la formación son prácticamente idénticas a otras explotaciones, las condiciones operativas y los riesgos podrían exigir la utilización de estrategias distintas.

El procedimiento general que sigue la mayoría de los operadores que deben determinar si el control de arena es necesario o no, consiste en definir la dureza de la roca de formación. Dado que la resistencia a la compresión de la roca se expresa en las mismas unidades que el diferencial de caída de presión o drawdown del yacimiento, los dos parámetros pueden compararse, para así establecer límites de drawdown para cada pozo.

La porosidad de una formación puede utilizarse como orientación para determinar la necesidad de aplicar alguna técnica de control de arena. Si la porosidad de la formación es superior al 30%, las probabilidades de que se requiera el control de arena son mayores, mientras que, si por el contrario, la porosidad es inferior al 20%, las probabilidades de que se necesite dicho control son menores. El intervalo de porosidad comprendido entre el 20% y el 30% es el que suele plantear incertidumbre. Intuitivamente, se asocia la porosidad al grado de cementación existente en una

formación, por lo que las razones que justifican la utilización de esta técnica son comprensibles.

El diferencial de caída de presión o presión drawdown asociado con la producción puede ser un indicador del potencial de producción de arena de formación. No puede haber producción de arena con bajos diferenciales de presión alrededor del pozo, mientras que con altos diferenciales de presión se puede causar la producción de material de formación a niveles inaceptables. La cantidad del diferencial de caída de presión está normalmente asociada con la permeabilidad de la formación y con la viscosidad de los fluidos producidos.

Los fluidos de baja viscosidad como el gas experimentan diferenciales de caída de presión bajos, contrario al diferencial de caída de presión que estaría asociado con un fluido de 1000 c.p. producido en el mismo intervalo. Por lo tanto, una producción de arena alta está usualmente asociada con fluidos viscosos.

7.3 Métodos de control de arena ^[7]: La selección de un método de control de arena depende de varios factores, condiciones específicas del campo, prácticas operativas y factores económicos; los métodos más utilizados para el control de arena son:

- **Métodos de restricción de la producción:**
 - Variación de la tasa de flujo.
- **Métodos mecánicos:**
 - Completaciones selectivas.
 - Forros ranurados y/o rejillas.
 - Rejillas pre – empacadas.
 - Rejillas con Empaques con Grava
- **Métodos de consolidación química in situ:**
 - Consolidación plástica.
- **Métodos combinados:**
 - Sistema grava – resina.
 - Grava recubierta con resina.
- **Otros Métodos.**
 - Frack pack.
 - Forzamiento arena petróleo.

7.3.1 Métodos de restricción de la producción ^[7]: En las formaciones de roca arenisca los esfuerzos que resultan de la producción de fluidos o la caída de presión actúan sobre los minerales que mantienen unidos a los granos de arena, lo que da como resultado la producción de la misma. Una de las opciones para reducir esta producción de arena es disminuir la tasa de producción, este método tiene el menor costo inicial, y en algunos casos puede ser una alternativa más exitosa que otros métodos. Sin embargo, en la mayoría de los casos no es una solución económica, ni definitiva para la producción de arena de formación.

Se ha demostrado que la restricción de la producción en pozos horizontales puede reducir la producción de arena. Cuando un gran intervalo de formación es expuesto, se puede producir un flujo de volúmenes equivalentes a una menor velocidad de fluido en la formación. De esta manera, el controlar la producción en pozos horizontales proporciona una técnica de exclusión de arena que se puede utilizar en formaciones que fueron terminadas previamente como pozos verticales. Sin embargo, en muchas instancias este método no es rentable.

7.3.1.1 Variación de la tasa de flujo ^[7]: Se fundamenta en una reducción de la velocidad en el área cercana a la boca del pozo (en la cara de la arena) mediante la restricción de las tasas de producción, disminuyendo la caída de presión en la cara de la formación. Se reduce o aumenta la tasa de flujo paulatinamente hasta que la producción de arena sea operativamente manejable. Es una técnica de ensayo y error, la cual se basa en la formación de arcos estables en la formación, es necesario repetir eventualmente el procedimiento, a medida que cambian la presión del yacimiento, la tasa de flujo y el corte de agua. La desventaja de esta técnica es que la tasa requerida para mantener un arco estable en la formación suele ser menor al potencial de flujo del pozo y esto representa una pérdida significativa desde el punto de vista de la productividad.

7.3.2 Métodos Mecánicos ^[7]: Son los métodos más comunes entre los tratamientos a pozos para excluir la producción de arena. Siempre incluyen algún tipo de mecanismo que se instala en el fondo del pozo, lo que causa que la arena se acumule y sirva como filtro para producir fluidos o gases. Por lo general se usa un conjunto de materiales, tales como grava, que se mantienen adheridos herméticamente y forman lo que se conoce como un empaque.

7.3.2.1 Componentes Mecánicos ^[7].

- **Arena de empaque:** es la arena que se usa dentro de los empaques, tiene características específicas como tamaño, forma, fuerza y porcentaje de material permisible que posee la misma. Debe ser escogida mediante el uso de tamices para que se pueda mantener una relación de tamaño apropiado de la arena dentro del empaque que no reduzca su permeabilidad absoluta.
- **Forros ranurados y rejillas** ^[2]: son filtros que se ubican en el fondo del pozo que proveen diferentes mecanismos y niveles de retención de arena o soporte de arena de empaque. Antes de elegir un forro ranurado o una rejilla el pozo debe ser evaluado cuidadosamente para poder elegir de manera adecuada el producto a utilizar. La forma y la construcción de la rejilla pueden influenciar en cómo se empaqueta la arena en el anular, la capacidad de flujo de la zona cubierta, entre otros. El forro más sencillo está hecho de tubería de campo, al cual se le hacen ranuras longitudinales con precisión teniendo cuidado de que la tubería no se haga débil cuando sea sometida a tensión. Entre los tipos de rejillas que se utilizan para hacer los empaques se encuentran:
 - **Rejilla enrollada:** consiste en un alambre resistente a la corrosión de acero inoxidable de forma de piedra angular que se encuentra enrollado alrededor del mandril ranurado hecho de tubos de campo o aleaciones especiales.

- **Rejilla preempacada:** en este la camisa externa y la base de la tubería se encuentra empacada con arena en el anular.
- **Fluido de carga:** es el fluido usado para realizar el empaque con grava y tiene tres funciones principales:
 1. Transportar la arena o el material de empaque a la profundidad del pozo donde se quiere colocar dicho material.
 2. Poder separarse de los granos para que éstos puedan establecer el contacto deseado entre los mismos.
 3. Tener la capacidad de retornar de la formación sin reducir la permeabilidad dentro de la zona tratada.

Entre los más usados se tienen salmueras, polímeros y geles.

- **Herramientas y accesorios:** para los tratamientos de empaque con grava las herramientas y accesorios se mantienen en el pozo o se bajan, ubican y se retiran antes de bajar la tubería de producción. Estas son:

- **Herramientas de terminación** ^[7]:

- **Empacadura del empaque:** generalmente se utiliza una empacadura permanente o un sello recuperable para mantener el empaque.
- **Herramienta para desvío de flujo:** es un dispositivo que provee la ubicación de los puertos de salida de la herramienta de servicio que coloca la grava y un canal que permite que el flujo se dirija hacia la parte externa de la rejilla.

- **Dispositivo mecánico para la pérdida de fluido:** detienen la pérdida de fluido sin control hacia la formación mientras las herramientas de servicio se bajan dentro del pozo.
- **Junta de seguridad:** permite que los operadores soltar la rejilla de la empacadura durante las operaciones de recuperación. También proporciona seguridad en contra de las cargas extremas que se generan cuando se empieza a colocar el empaque con grava.
- **Tubería lisa:** se encuentra por encima de la rejilla y proporciona al yacimiento un soporte que se puede llenar desde el tope de la rejilla a medida que ocurre el asentamiento y generalmente se debe utilizar por lo menos 60 pies de tubería para realizar este procedimiento.
- **Rejilla reveladora:** es una sección pequeña de la rejilla que se puede encontrar en el tope o en el fondo de la misma. Indica cuando el empaque de soporte ha alcanzado determinada altura durante el bombeo. Esta es separada del resto del ensamblaje de la rejilla por un sello que se abre y se cierra.
- **Ensamblaje de sellos:** provee un sello que se encuentra entre la parte baja del ensamblaje de la rejilla y la empacadura sumidero.
- **Empacadura de sumidero:** es la empacadura más baja en el ensamblaje de una terminación de control de arena. Sin ésta, cualquier agente de soporte que se asiente en el hoyo de rata puede crear un vacío en el empaque alrededor de la rejilla.
- **Herramientas de Servicio:**
 - **Herramienta de servicio de flujo cruzado (*crossover*):** provee los canales necesarios para que la lechada de soporte pueda circular hacia

fuera de la rejilla y que retorne la circulación de fluido a través de la rejilla y se eleve hasta la tubería de lavado.

- **Válvula de bola:** proporciona un control del fluido bombeado hacia el pozo.
- **Junta giratoria:** permite que el operador ensamble sartas de tubería concéntricas mediante la libre rotación de la junta.
- **Tubería de lavado:** se encuentra unida a la herramienta de servicio del empaque con grava y se baja dentro de la rejilla. Esta tiene dos funciones: provee un canal de paso para que el fluido de circulación que retorna pueda ser separado justo en el punto final del intervalo de la rejilla y evita que el fluido de soporte fluya a través de la parte externa de la rejilla.
- **Herramientas de cambio:** se ubican las mangas de cierre o cierran las válvulas chequear a medida que se retira la herramienta de servicio del pozo.

En la Figura 65 se puede observar las cuatro posiciones para hacer un empaque con grava. En la posición de forzamiento, la herramienta de servicio se conecta a la empaadura y no permite circulación. Cuando se bombea la lechada de grava, todo el fluido de carga se dispersa hacia la formación. En la posición de circulación superior, se bombea la lechada hacia abajo a través del espacio anular entre la rejilla y el revestimiento, esta circula a través de la rejilla principal hasta llegar a la tubería de lavado en la parte baja de la herramienta de servicio y vuelve a la superficie. En la posición de circulación inferior, la lechada también se bombea hacia abajo a través del espacio anular entre la rejilla y el revestimiento, el fluido de carga circula a través de la rejilla reveladora. La posición de circulación en reversa involucra el bombeo de fluido desde de la tubería de lavado, a través de la rejilla y devuelta a la superficie a través del espacio anular ^[15].

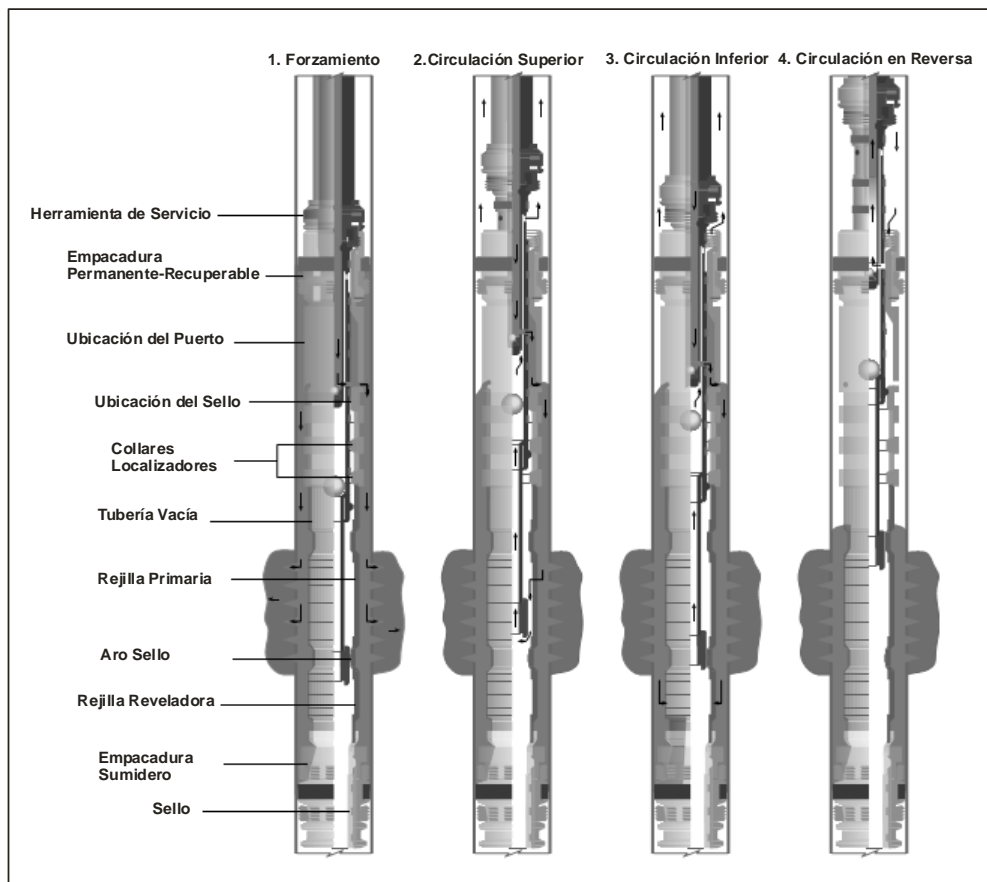


Figura 65 Posiciones de la Herramienta de Cruce ^[1]:

- **Diseño de Trabajos Mecánicos**

Para una efectiva exclusión mecánica de arena se requiere un buen trabajo de ejecución y un buen diseño de empaque con grava. El objetivo principal de la aplicación debe ser controlar la producción de arena que proviene de la formación sin reducir excesivamente la productividad del pozo. Durante el proceso de diseño del trabajo se debe tomar en cuenta la selección del empaque con grava, un dispositivo de rejilla, un fluido de carga, pre-tratamientos químicos, y técnicas de colocación. El primer paso es evaluar si la formación requiere empaque con grava.

✓ **Características de la Formación.** ^[1]:

La permeabilidad de la formación influye en la selección del tipo de fluido de carga para optimizar el filtrado durante la colocación del empaque. El análisis de tamices puede revelar el tamaño estructural promedio de grano, permitiendo a los diseñadores de este tipo de trabajo determinar el tamaño correcto de grano del empaque de arena. El conocimiento de la mineralogía de la formación, usualmente medido con instrumentos “rayos x”, ayudan a identificar problemas con feldespatos o minerales arcillosos que son propensos a hincharse y/o migrar como fluidos a través del empaque.

La relación entre la distribución del tamaño de partícula de una formación dada y el tamaño crítico requerido para un empaque con grava es significativo. Por esto, cuando se diseña este tipo de trabajo se debe distinguir del tamaño de los sólidos estructurales a los de tamaño de granos “finos”. Estos finos son partículas muy pequeñas de materiales sólidos sueltos en los espacios de los poros de casi todos los yacimientos de arenisca. Producir estos, probablemente origine una interface entre el empaque con grava y la formación cercana al pozo. Altas velocidades de flujo cercanas al pozo, probablemente contribuyan a incrementar la movilidad de finos en esta región.

La integridad del análisis de la formación dependerá de la calidad de la muestra usada. La mayor precisión que se puede obtener y la muestra preferida para este tipo de análisis son los núcleos obtenidos durante la perforación a través de los intervalos que serán terminados. Sin embargo, este tipo de muestra es de alto costo, especialmente si el intervalo de terminación es desconocido.

Las muestras de arena producida o “recortes” son generalmente inaceptables porque pueden estar alterados. Además este tipo de muestras incluirán material fino y muestras reducidas que están compuestas de fracciones gruesas. Estas muestras tienden a representar un tamaño promedio de las partículas a través del intervalo y el promedio representativo es usualmente

más grande que las arenas más finas en la formación. Obtener muestras con una herramienta bajada con guaya para la toma de núcleos (*Side Wall Coring Tool – SWC*) o también llamado “cañón” es el método más usado. El cañón se baja dentro del hoyo antes de colocar el revestimiento, un barril vacío de toma de muestra es disparado a través del revoque dentro de la formación de interés. Luego, el material de formación es obtenido de la región alrededor del pozo. Este material usualmente es tomado con el filtrado del fluido de perforación que penetra la formación antes de formar la pared de revoque; por lo tanto, los núcleos tomados subsecuentemente están contaminados usualmente con restos del fluido de perforación. La contaminación con estos finos puede conducir a resultados erróneos durante el análisis de la muestra. La cantidad de finos artificialmente introducidos puede ser hasta un 30 % en peso. Ya que gran cantidad de este material es 20 μm o más pequeño, un análisis de tamices de estas muestras por una torre de degradación (tamices de orificios de mayor a menor tamaño) da como resultado un valor D_{50f} (percentil 50 del tamaño de grano de la arena de formación) que es mucho más pequeño que el verdadero valor, consecuentemente, se recomienda un empaque de arena fino que dará como resultado una baja producción de arena de formación.

Se utilizan dos métodos para determinar el tamaño de la arena de formación. El primer método es el análisis de tamices (tamizado), en el cual una muestra es limpiada de hidrocarburos e impurezas, luego es secada y pasada a través de un conjunto de tamices específicos. Para todos los análisis comparativos, la industria ha adoptado las series *US Mesh*, que consisten en una serie estándar de 12 tamices y un plato recolector de fondo. En esta serie, cada apertura de tamiz tiene el doble de área transversal que el tamiz debajo del mismo en la serie. En la tabla 14 se muestra una serie estándar de 12 tamices y sus respectivos tamaños de apertura, para un análisis de muestra.

Tabla 14 Serie estándar de 12 tamices y sus tamaños de apertura en tamiz ^[2]

Número de Tamiz (US Mesh Series)	Apertura del Tamiz (pulgadas)	Apertura del Tamiz (milímetros)
10	0,0787	2,000
20	0,0331	0,840
30	0,0232	0,589
40	0,0165	0,420
60	0,0098	0,250
80	0,0070	0,177
100	0,0059	0,149
120	0,0049	0,124
140	0,0041	0,104
170	0,0035	0,088

También existen otros números de tamices, (tabla 15).

Tabla 15 Tamices “US Mesh Series” y sus Respectivas Aperturas ^[2].

Número de Tamiz (US Mesh Series)	Apertura del Tamiz (pulgadas)	Apertura del Tamiz (milímetros)
2,5	0,315	8,000
3	0,265	6,730
3,5	0,223	5,660
4	0,187	4,760
5	0,157	4,000
6	0,132	3,360
7	0,111	2,830
8	0,0937	2,380
10	0,0787	2,000
12	0,0661	1,680
14	0,0555	1,410
16	0,0469	1,190
18	0,0394	1,000
20	0,0331	0,840
25	0,0280	0,710
30	0,0232	0,589
35	0,0197	0,500
40	0,0165	0,420
45	0,0138	0,351
50	0,0117	0,297
60	0,0098	0,250
70	0,0083	0,210
80	0,0070	0,177
100	0,0059	0,149
120	0,0049	0,124
140	0,0041	0,104
170	0,0035	0,088
200	0,0029	0,074
230	0,0024	0,062
270	0,0021	0,053
325	0,0017	0,044
400	0,0015	0,037

El análisis de tamices se lleva a cabo de acuerdo al procedimiento C135-84 de la ASTM (*American Society for Testing and Materials*), el cual requiere que la porción de la muestra retenida en cada tamiz sea pesada, y que un porcentaje en peso sea calculado. Cuando se grafica este porcentaje en peso versus la apertura del tamiz, el análisis refleja los tamaños de los granos y sus contribución comparativa como un

porcentaje del peso. La figura 66 muestra como el punto D_{50f} de un análisis se determina gráficamente.

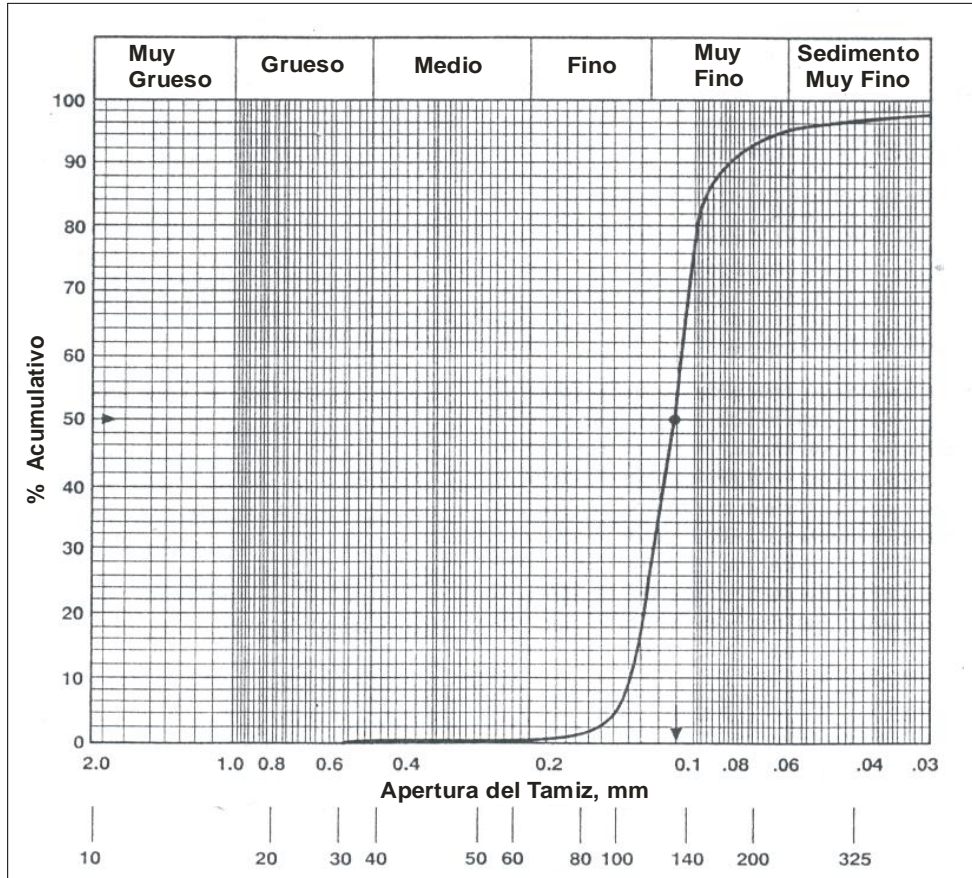


Figura 66 Análisis granulométrico de una muestra de arena ^[5]

Este punto representa el diámetro medio de grano de la formación examinada. Aunque otros puntos a lo largo de la curva de tamizado han sido usados para calcular el tamaño de la arena de empaque, especialmente donde se encuentran involucradas arenas no-uniformes, el punto D_{50f} es aceptado universalmente para este propósito.

Un segundo método usa un contador electrónico de partículas. Instrumentos apropiados para esta tarea usan el principio de bloqueo de luz o poseen tecnología de láser para clasificar los granos constituyentes de una muestra de acuerdo a su tamaño. Algunos de estos instrumentos tienen rangos de tamaños que pueden ser examinados.

La mayoría de la instrumentación usa canales de tamaño seleccionado (usualmente medido en micrones) que corresponden aproximadamente a los tamaños de tamiz “US Mesh series” discutidos previamente. Estos pueden calcular el punto D_{50} y otros puntos de la muestra, además de reproducir la curva mostrada en la figura 66, de donde se puede observar el punto D_{50f} y la distribución del tamaño de grano de la muestra. Los métodos instrumentales de medición de tamaño de grano generalmente requieren pequeños volúmenes de muestra, reduciendo el factor de error humano, y permitiendo una separación de partículas más completa que las mediciones hechas a través de tamices secos.

7.3.2.2 Completaciones selectivas ^[7].

La técnica consiste en cañonear aquella sección de la formación productora que posea mayor resistencia a la compresión, para así obtener un mayor diferencial de presión que normalmente permitirá tasas y velocidades de producción más elevadas sin que comience la producción de arena. Estas secciones poseen un mayor grado de cementación, pero una menor permeabilidad, por lo tanto, para que esta técnica sea realmente efectiva, la formación debe presentar una buena permeabilidad vertical, con el fin de permitir el drenaje del yacimiento. Sin embargo, este método puede limitar la cantidad de zonas que puede ser perforada, limitando la producción total del pozo.

7.3.2.3 Forros ranurados y/o rejillas.

Los *liner* ranurados o rejillas sin empaques con grava, constituyen la manera más sencilla de controlar la producción de arena en pozos horizontales dependiendo lógicamente del grado de consolidación de la arena a producir. Este mecanismo debe emplearse, sólo si se tiene una arena bien distribuida y limpia, con un tamaño de grano grande, porque de lo contrario la rejilla o forro terminará taponándose. Los *liner* y rejillas actúan como filtros de superficie entre la formación y el pozo, puesto que el material de la formación se puentea a la entrada del *liner*. Los *liner* ranurados y las rejillas previenen la producción de arena basados en el ancho de las ranuras o

aperturas para el flujo, denominado también calibre, creando así un filtro que permite la producción de petróleo.

Existen varios criterios para diseñar las aberturas del *liner* ranurado, éstas en algunos casos, se dimensionan de tal manera que su tamaño duplique el diámetro del grano de arena de formación en el percentil cincuenta de la arena (D50), en otros casos, se diseñan para que su tamaño triplique el percentil diez más pequeño de la arena (D10). Estos criterios de dimensionamiento se derivan de varios estudios, en los cuales se determinó que un grano de arena de formación forma un puente en la abertura de una ranura cuyo tamaño sea dos o tres veces el diámetro del grano, siempre y cuando dos partículas traten de entrar en la ranura al mismo tiempo. Evidentemente, la formación de estos puentes requiere que haya una concentración suficiente de arena de formación que trate de penetrar el *liner* o rejilla al mismo tiempo.

El problema más común y frecuente con la rejilla sola o *liner* ranurado como una técnica de control de arena, es la corrosión de las ranuras antes de que ocurra el puenteo. Por otra parte si los puentes que se han formado no son estables, pueden romperse cuando se cambien las tasas de producción o en los arranques y cierres del pozo. Como consecuencia de la ruptura de los puentes formados, es posible que la arena de la formación se reorganice, lo cual, con el tiempo, tiende a ocasionar la obstrucción de la rejilla o *liner*; es por esto que cuando se utilice esta técnica para controlar arena de formación, debe procurarse que el diámetro del *liner* o rejilla sea lo más grande posible, con el fin de minimizar la magnitud de la reorganización que pueda ocurrir.

Para que un *liner* ranurado o rejilla sea eficaz, generalmente se recomienda su utilización en formaciones de permeabilidad relativamente elevada, que contengan poca o ninguna arcilla, es decir, arenas limpias y cuyos granos de arena sean grandes y estén bien distribuidos, con poca dispersión entre tamaños de granos, es decir, con un coeficiente de uniformidad de la arena bajo, menor a tres. Si la formación presenta suficiente arcilla, los puentes de arena que se forman en el *liner* o en la rejilla podrían obstruirse y si el rango de tamaño de las partículas de arena es amplio, es posible que

el *liner* ranurado o la rejilla se obstruyan con granos de arena durante la formación del puente en el mismo.

La experiencia sugiere que en las completaciones con rejillas solas en hoyo abierto, la formación rara vez colapsa totalmente sobre la rejilla, dejando así un anular abierto para transportar material taponante a la superficie de la rejilla. La productividad inicial de las completaciones con rejillas solas es generalmente buena, pero la declinación de producción subsiguiente es bastante rápida. Muchas fallas de pozos se han registrado como consecuencia del taponamiento de las rejillas por la migración de arena y la consecuente declinación de la producción.

La selección entre *liner* ranurado y rejilla se basa fundamentalmente en factores económicos.

El *liner* ranurado es menos costoso, pero presenta limitaciones de espesor mínimo práctico de ranura y presentan menos área de flujo disponible. Por su parte, las rejillas pueden tener aberturas mucho más pequeñas y un área de flujo mayor, pero resultan ser más costosas.

- **Criterio de Selección de Rejillas** ^[14]

De acuerdo con Paz y Guerra (2006) La arena del empaque con grava es la primera responsable de detener la arena de formación que se dirige hacia el pozo. Por lo tanto, la rejilla debe ser 100% efectiva en la retención de la arena del empaque con grava en su lugar.

La calidad de las rejillas abarca una variedad de propiedades: capacidad de flujo, fuerza de estallido, fuerza de colapso, y la resistencia a la corrosión (figura 67). La mayoría de las rejillas de la más alta calidad para pozos de petróleo están construidas de una aleación que tenga una máxima fuerza y resistencia a los fluidos que se encuentran en el pozo.

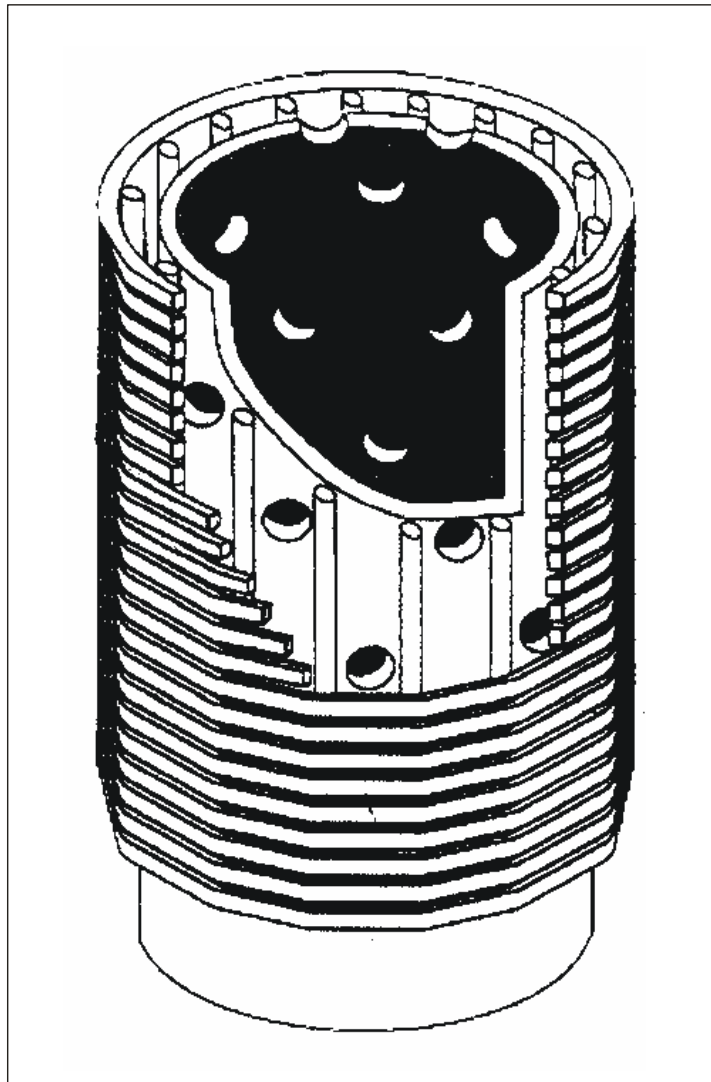


Figura 67 Corte de una rejilla de alambre enrollado [14].

Estas rejillas elaboradas en acero, incluyen una tubería central densamente perforada para lograr un soporte en contra del colapso y la distorsión de medición. La rejilla de alambre en forma de piedra angular minimiza el taponamiento causado por las partículas que son lo suficientemente pequeñas para entrar desde el exterior. Este alambre con forma de piedra angular es enrollado con la menor dimensión hacia el mandril, el cual reduce el taponamiento debido al mínimo contacto de área existente entre el alambre y la partícula. El alambre exterior a la rejilla está unido por una soldadura para servir como soporte a cada varilla vertical (Ver figura 68). La medida

de la rejilla debería ser consistente a través de la herramienta, con un rango de tolerancia de $\pm 0,001 - 0,002$ pulgadas.

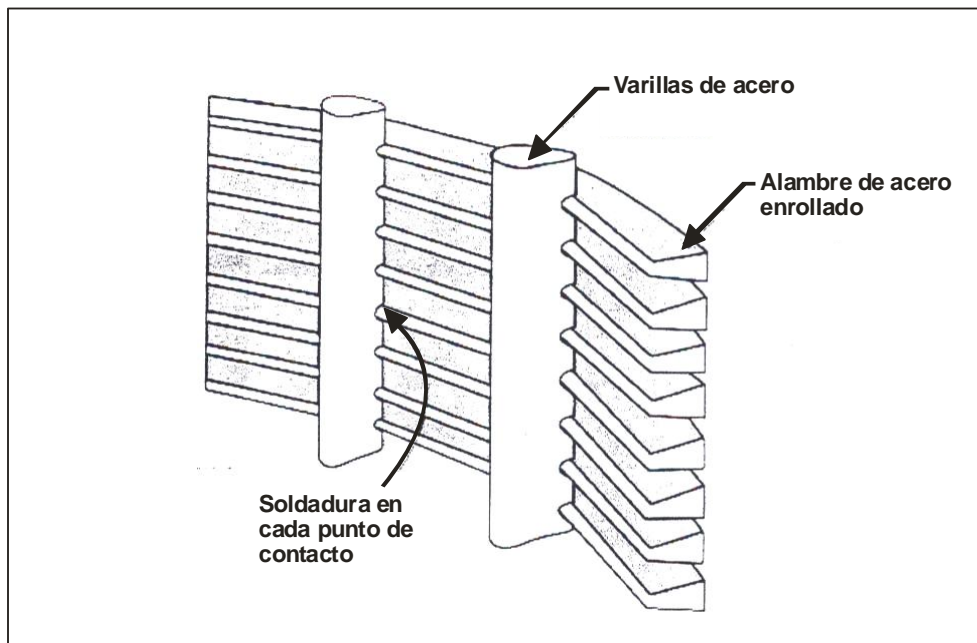


Figura 68 Detalle de una Rejilla de Alambre para Pozos [14] (Mod. Guerra & Paz).

En adición a las características mencionadas anteriormente, la calidad de la rejilla de preempaque puede ser evaluada en base a la uniformidad de la capa de arena de empaque; ésta no debería tener vacíos. Cualquier movimiento de la capa de arena preempacada dentro de los parámetros de la rejilla indica un producto pobremente empacado.

La longitud de las rejillas de producción depende de la altura del intervalo perforado. La regla general en un empaque con lechada de alta densidad es usar 5 pies adicionales por debajo del fondo del intervalo perforado y de 5 a 15 pies adicionales por encima del tope del intervalo perforado. Estos pies adicionales maximizan la productividad y posiblemente compensen cualquier error de medición relacionado con la localización de la empacadura de sumidero en relación a las perforaciones. Si la desviación del pozo es incrementada a más de 40° a 50° de la vertical, los pies adicionales por encima del tope del intervalo perforado deberían ser incrementados.

La experiencia en un campo o formación particular también influenciará en dicha cantidad.

Para una instalación y operación apropiada de un empaque con grava es necesario un espacio anular de 3/4 a 1 pulgada entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno del revestimiento. A mayor espacio anular, más grande será el empaque y la función de eficiencia. Los problemas de colocación de empaques y taponamiento de arena prematuro en el anular ocurren con frecuencia cuando el espacio en el anular entre el diámetro externo de la rejilla y el interno del revestimiento es menos de 1/2 a 3/4 pulgadas.

Las tablas 16, 17 y 18 muestran las medidas de los diámetros externos de las rejillas en relación a varios tamaños del revestimiento.

Tabla 16 Diámetros de rejillas para empaques con grava

Diám. Ext. Revestidor (pulg.)	4 ½		5		5 ½	
	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.
	4,09	3,826	4,56	4,00	5,044	4,548
Diám. Ext. Base de la Tubería (pulg.)	1,66	1,315	1,9	1,66	2,375	1,90
Diám. Ext Rejilla de Alambre Enrollada (pulg.)	2,26	1,94	2,55	2,26	2,97	2,55
Espacio entre Diam.Ext Rejilla y Diám. Int. Rev. (pulg.)	0,92	0,94	1,01	0,87	1,04	1,00

Tabla 17 Diámetros de rejillas para empaques con grava (continuación 1)

Diám. Ext. Revestidor (pulg.)	6		6 5/8		7	
	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.
	5,524	5,132	6,135	5,675	6,538	5,92
Diám. Ext. Base de la Tubería (pulg.)	2,875	2,375	3,50	2,875	4,00	3,50
Diám. Ext Rejilla de Alambre Enrollada (pulg.)	3,48	2,97	4,13	3,48	4,5	4,13
Espacio entre Diam.Ext Rejilla y Diám. Int. Rev. (pulg.)	1,02	1,08	1,00	1,10	1,02	0,90

Tabla 18 Diámetros de rejillas para empaques con grava (continuación 2)

Diám. Ext. Revestidor (pulg.)	7 5/8		8 5/8		9 5/8	
	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.	Diam. Int Máx.	Diam. Int Mín.
	7,125	6,435	8,097	7,511	9,063	8,125
Diám. Ext. Base de la Tubería (pulg.)	4,50	4,00	5,50	5,00	6,625	5,50
Diám. Ext Rejilla de Alambre Enrollada (pulg.)	5,12	4,50	6,19	5,64	7,23	6,19
Espacio entre Diam.Ext Rejilla y Diám. Int. Rev. (pulg.)	1,00	0,97	0,96	0,95	0,92	0,97

El espacio anular entre el diámetro externo de la rejilla y el diámetro interno del revestimiento debería permitir que la rejilla sea lavada fácilmente durante cualquier trabajo de mantenimiento posterior que pueda ser requerido. Cualquier medida menor

a 3/4 de pulgada de este espacio no se recomienda por la extrema dificultad en el lavado sobre la rejilla.

Las compañías que elaboran las rejillas de alambre enrollado expresan el espacio entre los alambres en 0,001 pulgadas, la cual está referida a la medida de la rejilla. La medida correcta de la misma es seleccionada de acuerdo al grado de arena de empaque que la rejilla debe retener. Ya que el 100% de retención de toda la arena de empaque es esencial durante todas las fases de la vida del pozo, la decisión no puede ser basada únicamente en la acumulación de arena. Un método para determinar el espaciamiento más seguro entre los alambres, está descrito de la siguiente forma; los granos más pequeños de la arena de empaque están representados por el número más alto de mesh en la designación de grado. Por ejemplo, 60 *mesh* (0,0097 pulgadas de diámetro) es el tamaño de grano más pequeño en una arena de empaque de grado 60/40. Para retener de forma segura 60/40 *mesh* de arena de empaque, el tamaño de la rejilla deberá ser de 0,5 a 0,9 veces 0,0097 pulgadas, ó 0,0049 a 0,0088 pulgadas. Por lo tanto, se debe seleccionar una rejilla de medida 6. El espaciamiento entre los alambres debe ser de 0,5 a 0,9 veces el diámetro de los granos más pequeños de la arena de empaque.

- **Criterio de Selección Forros Ranurados** ^[7]

La selección de forro ranurado depende de su geometría, número de ranuras requeridas por pie y las dimensiones de las mismas. En la figura 69 se muestran las diferentes geometrías de los forros ranurados.

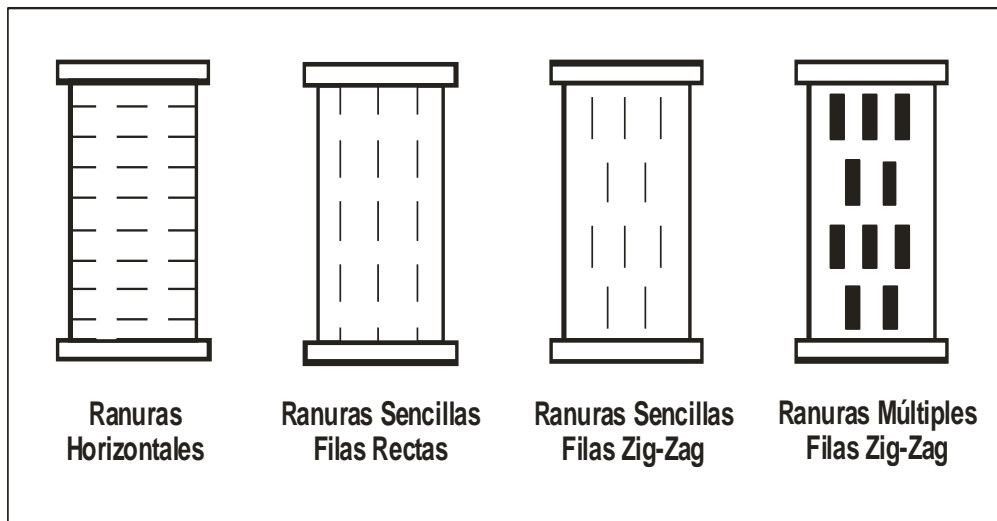


Figura 69 Geometría de los Forros Ranurados [5] (Mod. Guerra & Paz).

El número de ranuras requeridas por pie viene dado por la ecuación:

$$N = \frac{12\pi DC}{100WL} \quad (7.3)$$

Dónde:

N: número de ranuras requeridas por pie (si $N < 32$ redondear al múltiplo más cercano de 4; si $N > 32$ redondear al múltiplo más cercano a 8).

π : constante (3,1416).

D: diámetro exterior de la tubería, pulgadas.

C: área abierta requerida, porcentaje.

W: ancho de ranura, pulgadas.

L: longitud de la ranura medida en diámetro interior de la tubería, pulgadas.

El tamaño de las ranuras se determina con una relación de dos tercios (2/3) u 80%, de la grava de menor tamaño comercial, según el percentil base.

Luego, teniendo el tamaño de la ranura se puede hallar el ancho según la tabla 19:

Tabla 19 Relación de ancho y altura interna de la ranura [5]

Ancho de la Ranura (pulg.)	Altura Interior (pulg.)
$\leq 0,030$	$\frac{1}{2}$
$0,030 < W < 0,060$	2
$\geq 0,060$	$2 \frac{1}{2}$

Las tablas 20 y 21 muestran la relación directa entre el ancho de la ranura y el área flujo, según sea el caso:

Tabla 20 Ranuras por Pie Requerida para 3 y 6 % de Área de Flujo [5].

Ancho (pulg.)	Forro 3 1/2 (pulg.)		Forro 4 1/2 (pulg.)	
	3% 4 pulg. ² /pie	6% 7,9 pulg. ² /pie	3% 5,1 pulg. ² /pie	6% 10,2 pulg. ² /pie
0,012	224	440	288	568
0,015	176	352	232	456
0,018	152	296	192	384
0,020	136	264	176	344
0,025	112	216	136	272
0,028	96	192	128	248
0,040	56	104	64	128
0,060	40	72	48	88
0,125	16	32	24	48
0,250	8	16	12	24

Tabla 21 Ranuras por Pie Requerida para 3 y 6 % de Área de Flujo

Ancho (pulg.)	Forro 5 1/2 (pulg.)		Forro 7 (pulg.)	
	3% 6,2 pulg. ² /pie	6% 12,4 pulg. ² /pie	3% 7,9 pulg. ² /pie	6% 15,8 pulg. ² /pie
0,012	352	696	440	880
0,015	280	560	352	704
0,018	232	464	296	592
0,020	208	416	264	528
0,025	168	336	216	424
0,028	152	304	192	384
0,040	80	160	104	200
0,060	56	104	72	136
0,125	28	56	32	64
0,250	16	28	16	32

El costo es la ventaja principal del forro ranurado en comparación con la rejilla. Las desventajas del primero son el área de flujo limitada (lo cual origina una baja tolerancia al taponamiento) y un tamaño mínimo de ranura (aproximadamente 0,012 pulgadas). El tamaño mínimo de ranura que realmente resulta práctico es de unas 0,020 pulgadas de ancho, en comparación con 0,006 pulgadas para la rejilla.

7.3.2.4 Rejillas pre – empacadas ^[7]:

Las rejillas pre – empacadas son un filtro de dos-etapas con las envolturas externas e internas de la rejilla que entrapan el medio filtrante. El medio filtrante (típicamente grava) no deja pasar los granos de la formación más pequeños, esta arena actúa como agente puenteante cuando se produce arena de formación mientras que la envoltura exterior de la rejilla filtra los granos de la formación más grandes, las rejillas pre – empacadas se aplican en zonas donde la utilización del empaque con grava es difícil (zonas largas, pozos muy desviados, pozos horizontales y formaciones heterogéneas). Ver Figura 70.



Figura 70 Se observa una rejilla pre-empacada ^[2]:

Las ventajas y desventajas de usar rejillas pre – empacadas son:

Ventajas del método:

- A pesar de ser pre – empacadas no se aumenta el radio externo de las rejillas.
- En algunos casos son menos costosas que las tuberías ranuras de gran diámetro.
- Poseen mayor capacidad de flujo por pie.

Desventajas del método:

- Es muy propensa a daños físicos durante su asentamiento en el pozo.
- La grava consolidada es poco resistente a la erosión.
- La grava consolidada al igual que los sistemas de consolidación plástica son poco resistentes a la acción de ácidos, vapor, etc.
- Productividad de los pozos se reduce cuando las aberturas se taponan.

La utilización de las rejillas pre – empacadas implica tener presente dos posibles problemas:

- Taponamiento, si la rejilla no se encuentra protegida es muy probable que la misma se tapone con finos de la formación durante el proceso de formación del puente arena.
- Daños de la grava pre - empacada, si el pozo es demasiado inclinado, o las rejillas se colocan en pozos horizontales de radio corto se generan fracturas en la grava consolidada que generarán un bajo desempeño de la misma.

Las pautas a seguir para utilizar rejillas pre-empacadas son prácticamente las mismas que rigen el empleo de *liner* ranurados o rejillas solas, formaciones altamente permeables de granos de arena grandes y bien distribuidos, con poco o ningún contenido de arcillas u otros finos. Debe considerarse la aplicabilidad de las rejillas pre-empacadas en pozos de radio corto, en los cuales, la grava recubierta de resina y consolidada podría agrietarse mientras se empuja a través de los grandes ángulos de inclinación del pozo. Este agrietamiento podría afectar la capacidad de filtración de arena que posee la rejilla, lo cual resulta particularmente cierto en el caso de la rejilla pre-empacada simple, donde el agrietamiento de la grava recubierta de resina y consolidada puede hacer que la grava se salga de la camisa perforada, exponiendo directamente la rejilla interior a la producción de arena de formación.

Existen diferentes diseños de rejillas pre-empacadas, los más comunes incluyen rejillas pre-empacadas de rejilla doble, rejillas pre-empacadas de rejilla sencilla y slim pack.

- *La rejilla doble:* consiste en una rejilla estándar y una camisa adicional sobre la primera camisa. El espacio anular entre las dos camisas se rellena con grava revestida con resina. Todo el ensamblaje de la rejilla se coloca en un horno y se calienta para permitir que la grava revestida se consolide.
- *La rejilla pre-empacada sencilla:* posee, en primer lugar, una rejilla estándar. En este caso, se instala un tubo perforado especial sobre la camisa. Este tubo está

envuelto en un papel especial para sellar los orificios de salida, y la región anular entre la camisa y el tubo perforado se llena con grava revestida con resina. El ensamblaje se cura en un horno y se saca el papel que está alrededor del tubo exterior.

- *La rejilla Slim-Pack:* es similar a la rejilla estándar, con dos excepciones importantes. En primer lugar, alrededor de la parte exterior de la base de tubería perforada se enrolla una rejilla de malla muy fina, esta rejilla se asegura antes de instalar la camisa. En segundo lugar, el espacio entre la rejilla y la rejilla de malla fina se llena con arena de empaque revestida con resina. Después se lleva la rejilla a un horno, para curar la grava revestida y obtener una capa fina de grava consolidada entre la camisa de la rejilla y la tubería base.

En la figura 71 se muestran los tres tipos de rejillas ya mencionadas.

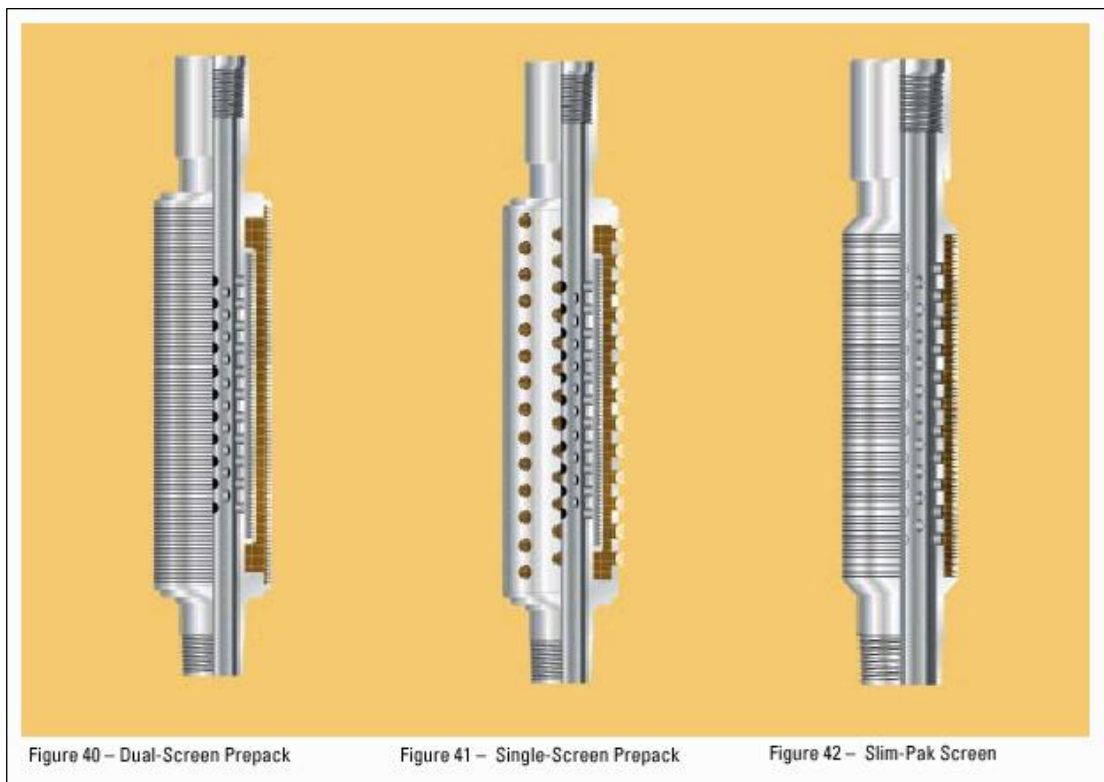


Figura 71 Rejillas de empaque ^[7].

- *Rejilla MeshRite*: Rejillas compuestas de un tubo perforado envuelto en capas de malla especial de acero inoxidable, estructuradas en forma angular para el control de producción de partículas de arena de diferentes tamaños y protegidas por una camisa perforada. Su principal característica es disponer de un medio filtrante tridimensional con amplia distribución de espacio poral entre 15 y 650 μ . Ver Figura 72. ^[2]:



Figura 72 Rejilla MeshRite ^[2].

Características de una rejilla MeshRite.

- Puede ser tratado como un Revestidor.
- Usada en yacimientos con Permeabilidad (K_i) > 400 Darcies.
- Área de flujo aprox. 92% mucho mayor a los forros ranurados.
- Más de 4 veces la resistencia a la tensión que una rejilla “Premium”.
- Aplicable en formaciones donde la granulometría no es uniforme.
- Alta Resistencia al taponamiento.
- Pozos con alto corte de agua.
- Pozos de crudo pesado y extra-pesado.
- Pozos Inyectores de Vapor, Observadores y SAGD.
- Yacimientos con producción de crudos viscosos.

7.3.2.5 Rejillas con Empaques con Grava ^[7]: Los empaques con grava constituyen el método de control de arena frecuentemente usado en pozos verticales o desviados en arenas poco consolidadas; son filtros de fondo que previenen la producción no deseada de arena de formación. Consisten en la colocación de grava cuidadosamente seleccionada, que actúa como filtro entre arena de formación y el *liner* o rejilla, es decir, la arena de formación se mantiene en su sitio gracias a la acción de una arena de empaque debidamente dimensionada, la cual será sostenida por una rejilla o *liner*. La productividad del pozo está íntimamente relacionada con la selección de la grava de empaque a utilizar, ya que una inadecuada selección del tamaño de grava a utilizar puede permitir que la arena de formación y la grava se mezclen, trayendo como consecuencia un área de baja permeabilidad que disminuye la productividad del pozo. El tamaño de la grava debe ser seleccionado de tal forma que la arena de formación se puentee con poco o ningún movimiento de la arena dentro del empaque de grava. La grava del empaque colocada en las perforaciones y en el anular entre el *liner* y el revestidor filtra la arena de la formación mientras que la rejilla o *liner* filtra la arena del empaque con grava. Una variedad de técnicas son usadas para colocar la rejilla y el *liner* frente a las perforaciones y controlar la colocación de la grava. La escogencia de la técnica más adecuada dependerá de las características particulares del pozo tales como profundidad, espesor del intervalo, presión de la formación, etc. La pérdida de fluido durante el empaque con grava es un problema serio, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad. Esta pérdida de fluido puede producir una variedad de mecanismos de daño tales como, problemas de escama por la interacción del agua de la formación con los fluidos perdidos durante la fase de completación, daño debido a la pérdida de fluidos altamente viscosos (residuo), daño debido a la incapacidad de completar con fluidos limpios libres de partículas sólidas como carbonato de calcio o sal usados como aditivos para controlar pérdidas de fluidos, bombeados antes del empaque con grava, que pueden crear problemas de taponamiento del medio poroso por sólidos. Esto también crea otros problemas durante la realización del trabajo de empaque, como por ejemplo, un puenteo de la grava y falsa indicación del fin de la operación.

El empaque con grava es históricamente el tipo más exitoso de control de arena por una variedad de condiciones, sin embargo, tiene la desventaja de que requiere una inversión sustancial para el taladro, fluido de completación, el equipo de fondo de pozo, equipo de superficie y bombeo, y materiales; la pérdida de fluidos durante la completación podría causar daño a la formación, puede producir erosión / corrosión de la rejilla o *liner* debido a la arena que choca contra cualquier superficie expuesta y dificultad de colocar fluidos de estimulación a través del intervalo empaçado con grava. Si el empaque con grava se utiliza en hoyo abierto, es necesario perforar por debajo de la zapata, repasar la sección del hoyo abierto y entonces colocar una rejilla o *liner* a lo largo del intervalo del hoyo abierto, para posteriormente circular la grava al anular entre la rejilla o *liner* y el hoyo abierto, de tal forma que la rejilla o *liner* funciona como dispositivo de retención de la grava y el empaque con grava como filtro de la arena de la formación.

Entre las desventajas del empaque con grava en hoyos abiertos tenemos que en zonas con grandes cantidades de arcilla y finos, los grandes volúmenes de fluido que contactan la formación durante la perforación y completación pueden causar daño, por otra parte, la estabilidad del hoyo normalmente es un problema, es difícil aislar fácilmente la producción de fluidos no deseables como agua y/o gas, las rejillas o *liner* pueden ser difíciles de remover para futuras re-completaciones y la habilidad para controlar la colocación de tratamientos de estimulación es difícil.

Para pozos horizontales, la colocación de empaques con grava constituye la opción óptima para completar en zonas no consolidadas. El empaque con grava en pozos horizontales es una técnica más complicada y sofisticada que los empaques en pozos verticales y desviados, ya que es necesario utilizar tecnologías para colocar, exitosamente, grava a lo largo de un intervalo de miles de pies.

- **Criterio de Selección de la Arena de Empaque** ^[2]:

Uno de los parámetros más importantes en el diseño de empaque con grava es la relación del tamaño de grano de la grava, D_{50p} con el tamaño de grano de la arena

de formación, D_{50f} . Cuando la relación D_{50p} / D_{50f} es alta, la arena empacada con un tamaño mayor al adecuado permitirá la invasión de la arena de formación, la cual reduce la permeabilidad global de la zona empacada (a menudo menor que la permeabilidad original del yacimiento). De forma inversa, si la grava usada tiene un tamaño menor al adecuado, esto permitirá un excelente control de arena, pero tal vez arriesgue o ponga en peligro la productividad.

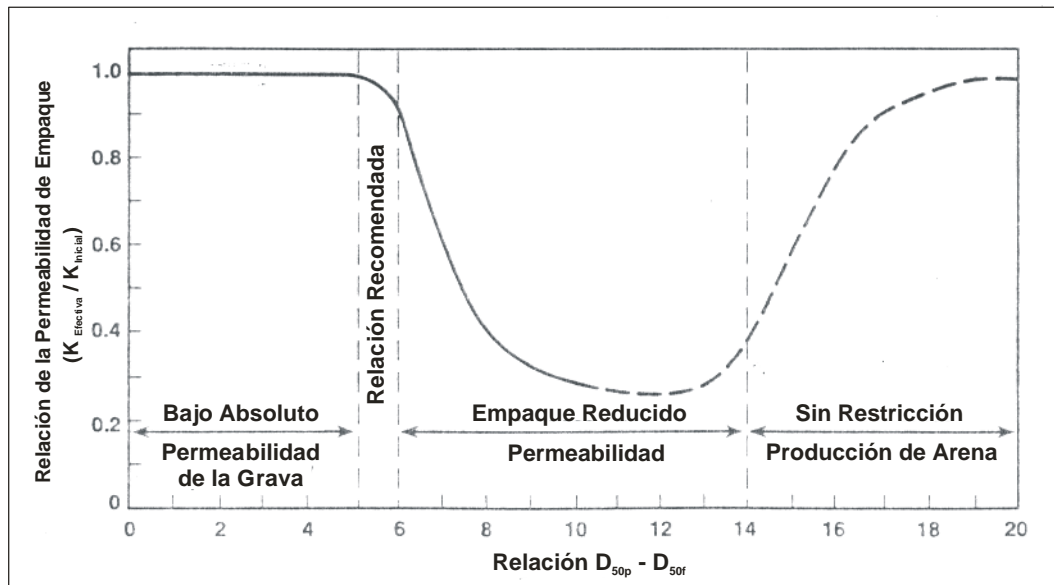


Figura 73 Relaciones entre D_{50p} / D_{50f} y la Permeabilidad del Empaque, Saucier [5]

La figura 73 muestra la máxima permeabilidad que puede ocurrir cuando las relaciones D_{50p} / D_{50f} son menores o mayores a 10. Específicamente, una relación de aproximadamente 6 provee una permeabilidad máxima del empaque con grava con buen control de arena. En una relación de 15, la permeabilidad de empaque es buena, pero el control de arena es pobre porque la arena de formación tiende a moverse dentro de la arena de empaque. En una relación de 10, la arena de formación puede moverse dentro del empaque con grava, pero éste tendrá dificultad al moverse a través de él, ocasionando una pérdida severa sobre toda la productividad.

Muchos años de experiencia de campo han mostrado que una relación D_{50p} / D_{50f} de 5 a 6 ayuda a compensar los posibles errores de muestreo o la carencia de muestras de la zona en cuestión (ver figura 74).

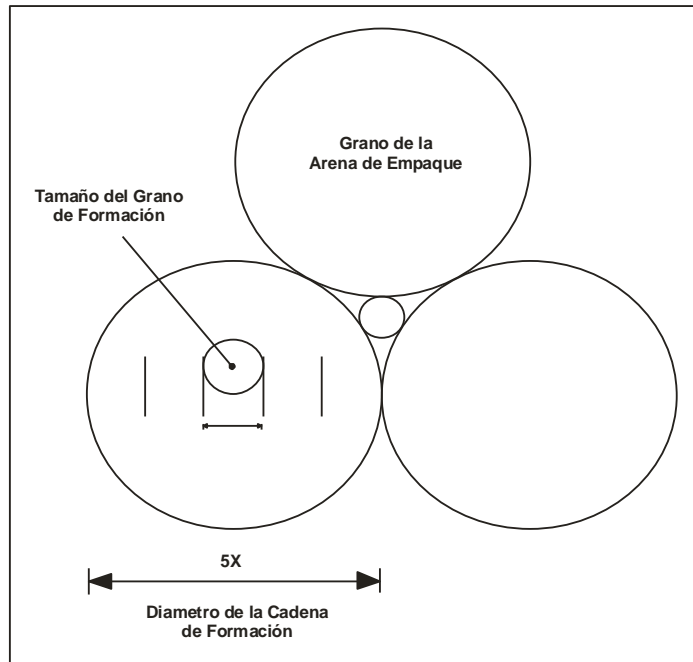


Figura 74 Relación del Empaque con la Formación a D_{50p} / D_{50f} [2][10]]

A continuación se sugiere un procedimiento apropiado para determinar un grado de arena de empaque apropiado el cual fue desarrollado por Saucier:

El método de saucier parte de la premisa básica que el control óptimo de la arena se logra cuando el tamaño medio de arena de empaque (d_{50p}) es entre 5 a 6 veces mayor que el tamaño medio de los granos de arena de formación (d_{50f}).

El procedimiento de cálculo para el método de saucier requiere que se construya el gráfico de distribución granulométrica, % acumulado versus diámetro en pulgadas en un papel semi-logarítmico.

- Posterior a eso de la gráfica se determina el valor percentil 50 (d_{50f}), el cual representa la mediana del tamaño de los granos de la formación.

- Según saucier el diámetro de grava crítica debe ubicarse entre la grava de menor tamaño y la grava de mayor tamaño permitido en cualquier diseño. por lo tanto, la grava de menor tamaño debe ser 4 veces mayor del d_{50f} y la grava de mayor tamaño debe ser 8 veces mayor al d_{50f} .
- Compare los valores calculados d_{50p} con los valores de la tabla para grados de empaques api para seleccionar un tamaño comercial que se adapte al diseño que se requiere.

Cuando hay errores en el diseño y la relación d_{50p}/d_{50f} es alta, el empaque resulta sobre-diseñado en tamaño y permitirá la invasión de la arena de formación, lo que reducirá la k efectiva de la zona empacada. Si la grava es sub-diseñada en tamaño, proveerá un excelente control de arena, pero arriesgará la productividad del pozo. Al igual que lo encontrado por saucier, muchos años de experiencia han demostrado que una relación de d_{50p}/d_{50f} de 5 a 6 ayuda a compensar por errores de muestreo.

Tabla 22 Recomendaciones para Arenas de Empaque y Dispositivos de Rejillas ^[10]

D_{50f} (Factor 5 a 5,5 pulg.)	Grado Recomendado de Arena de Empaque (N° Mesh)	Ancho de Ranura Recomendado (Pulg.)	Espaciamiento Recomendado De la Rejilla (pulg.)
0 – 0,0125	50 – 70	-	0,005
0,0125 – 0,017	40 – 60	-	0,006
0,017 – 0,023	30 – 50	-	0,008
0,023 – 0,030	20 – 40	-	0,012
0,030 – 0,0455	16 – 30	0,016	0,016
0,0455 – 0,0595	12 – 20	0,025	0,025
0,0595 – 0,0715	10 – 16	0,035	0,035
0,0715 – > 0,0715	8 – 12	0,05	0,05

Aunque la técnica aceptada por la industria petrolera para determinar el tamaño de los granos de arena de formación es la desarrollada por Saucier, existen una serie de criterios desarrollados por otros investigadores para la selección del tamaño de grava para el empaque. Entre estos se encuentran ^[5]:

- **Método de Schwartz:** Mientras el método de saucier considera que la arena es uniforme, el método de Schwartz considera la uniformidad de los granos de

formación para determinar el tamaño de grava a utilizar. Así mismo el criterio de ordenamiento de los granos es otro factor para considerar el impacto del % de finos en la muestra (granos $< 40\mu\text{m}$).

Por lo cual Schwartz define el coeficiente de uniformidad ($c\mu$) de la arena como:

$$C\mu = \frac{D_{40f}}{D_{90f}} \quad (7.4)$$

Dónde:

$C\mu$: coeficiente de uniformidad, adimensional.

D_{40f} : percentil 40, porcentaje.

D_{90f} : percentil 90, porcentaje.

Y el coeficiente de ordenamiento de la arena (c_o) como:

$$C_o = \frac{D_{10f}}{D_{95f}} \quad (7.5)$$

Dónde:

$C\mu$: coeficiente de uniformidad, adimensional.

D_{10f} : percentil 10, porcentaje.

D_{95f} : percentil 95, porcentaje.

Dado esto se caracteriza la arena de acuerdo al coeficiente de uniformidad y de ordenamiento:

- ✓ si $c\mu < 3$ la arena es uniforme.
- ✓ si $5 < c\mu < 10$ la arena es no uniforme.
- ✓ si $c\mu > 10$ la arena es extremadamente no uniforme.

- ✓ si $C_u > 3$ ó $C_o > 10$ ó $D_{50f} < 75$ micrones ó % finos $> 5\%$ es recomendable empacar el pozo.

De acuerdo a estos parámetros Schwartz recomienda seleccionar la grava de empaque de acuerdo a la uniformidad de la arena de formación:

- ✓ Si $3 < C_u < 5$ se debe utilizar D_{10f} para dimensionar la grava (es decir $D_{gc} = 6xD_{10f}$).
 - ✓ Si $5 < C_u < 10$ Usar D_{40f} para dimensionar la grava (Es decir $D_{gc} = 6xD_{40f}$) Arenas no Uniformes.
 - ✓ Si $C_u > 10$ Usar D_{70f} para dimensionar la grava (o sea $D_{gc} = 6xD_{70f}$) Extremadamente no Uniformes.
 - ✓ Si $C_u < 3$ Para las arenas uniformes se utilizara el método de Saucier
- **Otros métodos de para dimensionar la grava:**
 - ✓ *Método de Hill:* recomienda la utilización de un diámetro de grava menor que un factor de 8 veces el percentil diez de la arena de formación (D_{10f}).
 - ✓ *Método de Coberly:* el tamaño de grava debe ser menor que un diámetro comprendido entre 10 y 13 veces el diez percentil de la arena de formación (D_{10f}). Además recomienda aplicar el mismo para arenas uniformes ya que si se utiliza en arena no uniformes los finos invaden la grava y restringen la permeabilidad.
 - ✓ *Método de Gumpertz:* sugiere utilizar una grava 11 veces el diez percentil del diámetro de la arena de formación (D_{10f}).
 - ✓ *Método de Karpoff:* recomienda utilizar una grava de un tamaño 5 a 10 veces mayor que el cincuenta percentil de arena (D_{50p}).
 - ✓ *Método de Stein:* es la mejor aplicación a formaciones con un tamaño de partículas uniformes. Se sugiere utilizar un diámetro menor a 4 veces el quince percentil (D_{15f}) de la arena de formación.

- **Volumen de Arena de Empaque Requerido** ^[1]:

La etapa siguiente en el diseño del empaque con grava es determinar la cantidad de arena de empaque requerida para el tratamiento. Generalmente, un informe de trabajo contiene los datos completos acerca de la geometría del pozo (tabla 23).

Tabla 23 Informe de Cálculos del Trabajo (Información Requerida) ^[10].

Dato	Unidad
1) Profundidad del tope de la empaadura de Sumidero	pies
2) Longitud del Aro-O sub (<i>O-ring sub</i>)	pies
3) Longitud de rejilla reveladora	pies
4) Longitud del sello de la empaadura de Sumidero	pies
5) Diámetro interno del revestimiento	pulgadas
6) Diámetro externo de la rejilla	pulgadas
7) Longitud del hoyo de rata	pies
8) Volumen vacío fuera de las perforaciones	pies ³

Este informe se enfoca específicamente en los espacios que serán ocupados por la arena de empaque. La medida estándar en la que se provee la arena del empaque con grava se encuentra en unidades de 100 libras (1 saco), y se considera que el saco estándar ocupa 1 pie³. Por consiguiente, toda la información de la carpeta de trabajo debe ser convertida a pies³, como se muestra en las siguientes ecuaciones:

1. Volumen de arena requerida para llenar el espacio anular rejilla/revestimiento (figura 75):

$$V_{sa} = (L_s + h) \times V_a \quad (7.6)$$

Dónde:

V_{sa} : volumen de arena requerido para llenar el espacio anular, pies³.

L_s : longitud de la rejilla combinada, pies.

h : altura de la arena sobre la rejilla (con el volumen excedente de 40 a 60 pies), pies.

V_a : factor de volumen, pies³/pie.

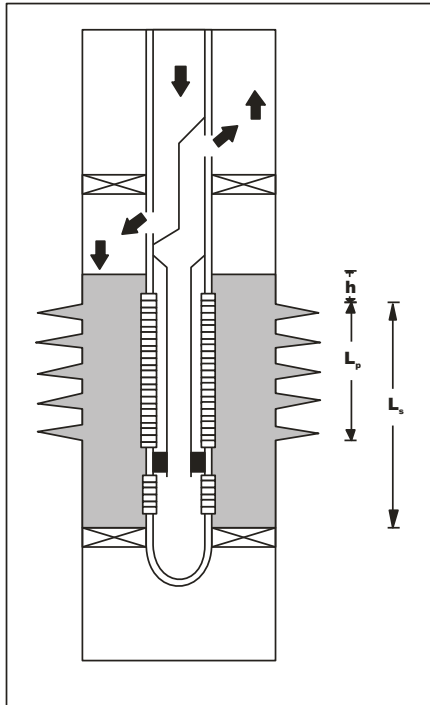


Figura 75 Diagrama de la arena empacada en el anular ^[10]

2. Volumen de arena adicional requerida para llenar el hoyo de rata (cuando no se usa empacadura de sumidero) (figura 76):

$$V_{sr} = L_r \times V_c \quad (7.7)$$

Dónde:

V_{sr} : volumen de arena requerido para llenar el hoyo de rata, pies³.

L_r : longitud del hoyo de rata, pies.

V_c : factor de volumen para el revestimiento del hoyo, pies³/pie.

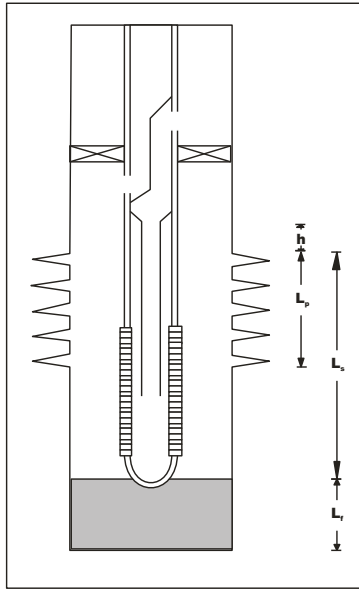


Figura 76 Diagrama de la arena empacada en el hoyo de rata ^[10].

3. Volumen de arena de respaldo requerida en superficie, túneles de perforación y la formación (figura 77):

$$V_{sf} = L_p \times F \quad (7.8)$$

Dónde:

V_{sf} : volumen de arena para la formación, pies³.

L_p : longitud del intervalo perforado, pies.

F : factor de volumen para la arena fuera de las perforaciones, pies³/pies.

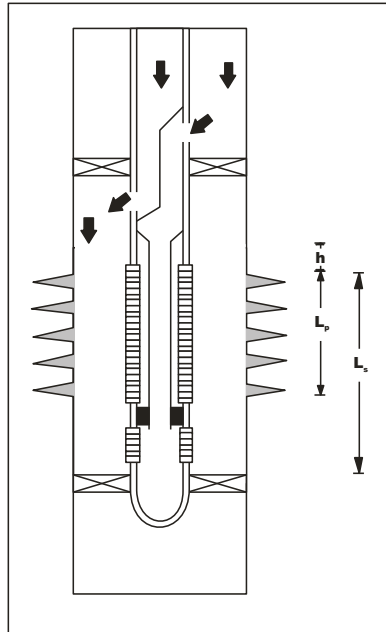


Figura 77 Diagrama de la arena empacada en los túneles de perforación ^[14].

4. Arena total requerida (figura 78):

$$V_{st} = V_{sa} + V_{sr} + V_{sf} \quad (7.9)$$

Dónde:

V_{st} : volumen total de arena, pies³.

Luego para calcular el peso total de la arena:

$$W_{st} = V_{st} \rho \quad (7.10)$$

Dónde:

W_{st} : peso total de la arena, lbs.

ρ : factor de densidad, 100 lbs/pie³.

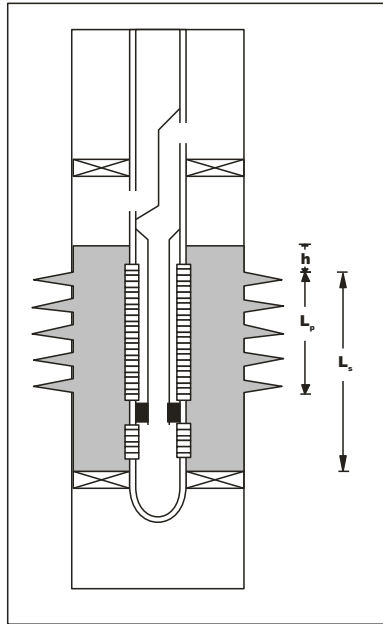


Figura 78 Diagrama de la colocación de la arena en un empaque con grava ^[10].

- **Volumen del Fluido de Carga**

El volumen de fluido de carga requerido para colocar 10 pies³ (1000 libras) de arena ha sido calculado para varias concentraciones de arena por galón de fluido. Diez pies cúbicos de arena ocupan un volumen real de 6,5 pies³ (48,62 galones) basados en una gravedad específica de 2,63 (arena de sílice) y un volumen absoluto de 0,0456 gal/lb. La tabla 24 muestra los requerimientos del fluido de carga y los volúmenes de lechada para incrementos múltiples y parciales de 10 pies³ de arena.

Cuando los volúmenes de carga son determinados para un trabajo, se incluye el fluido adicional usado como pre-empaque y luego como empuje de la lechada de arena. El volumen recomendado de fluido adicional varía considerablemente en la industria, pero comúnmente se utilizan de 6 a 10 barriles para la mayoría de las operaciones de lechada de empaque.

Tabla 24 Requerimiento de Fluido de Carga y Volumen de Lechada ^[10].

Arena por Galón de Fluido (lbs)	Volumen Total de la Lechada (gal.)	Volumen del Fluido de Carga (gal.)
1,00	1122,91	1074,29
2,00	585,77	537,14
3,00	406,72	358,10
4,00	317,20	268,57
5,00	263,48	214,87
6,00	227,67	179,05
7,00	202,09	153,47
8,00	182,91	134,29
9,00	167,99	119,36
10,00	156,05	107,43
11,00	146,29	97,66
12,00	138,15	89,52
13,00	131,26	82,64
14,00	125,36	76,74
15,00	120,24	71,62

- **Calidad de grava**

Para asegurar la productividad del pozo es necesario revisar la calidad de la grava, pues de ésta dependen muchos factores, como lo es la permeabilidad de la grava y su capacidad de controlar el movimiento de la arena, para así permitir una productividad total de la formación.

Durante muchos años la selección de la grava se basaba en los tamaños más grandes por su permeabilidad. Actualmente la norma API RP58 presenta las propiedades que debe cumplir un empaque de grava. Siguiendo estas especificaciones se garantiza la longevidad de la grava en condiciones típicas de producción y tratamiento. A continuación se mencionan las características que deben ser consideradas para la evaluación de la calidad de la grava:

- *Análisis de tamizado*: el procedimiento es igual al análisis granulométrico de la arena de formación, pero con la variante de que los tamices a utilizar serán únicamente los indicados por las especificaciones de la grava, por ejemplo si la grava es 20-40 *U.S. mesh*, se colocará el número 20 arriba y el número 40

abajo, con una bandeja. Luego se calculará el % en peso retenido. Si el % retenido en el tamiz de menor diámetro (#40) es menor del 96%, o lo retenido en el tamiz de mayor diámetro (#20) excede el 2% o si en la bandeja hay más de 2% entonces no es de buena calidad, ya que no está dentro de especificaciones. Una cantidad mayor de finos reduciría la permeabilidad, restringiendo la capacidad de flujo, mientras que demasiados granos grandes no controlan el movimiento de arena, permitiendo la mezcla de la grava y la arena, reduciéndose la permeabilidad.

- *Esfericidad:* es la medida de la forma de los granos que más se asemejen a una esfera. El valor de una esfera perfecta es “1”. La esfericidad se determina mediante la comparación visual de la grava con dibujos que van desde una esfera perfecta hasta partículas de menor esfericidad que poseen rasgos de dicha esfera ideal ya estandarizadas (ver figura 74). La esfericidad ideal debe ser de 0,6 o más, si es menor la grava tenderá a romperse al ser bombeada al hoyo, lo que creará un empaque de menor permeabilidad.
- *Redondez:* es la medida de la uniformidad y la curvatura de la grava. El valor óptimo de redondez de una grava debe ser de 0,6 o más, ya que si es más angular, tendrá más bordes y puntas que se desgastan al ser bombeada al pozo. Al igual que la anterior se mide por comparación visual con una tabla estándar de redondez (ver Figura 79).

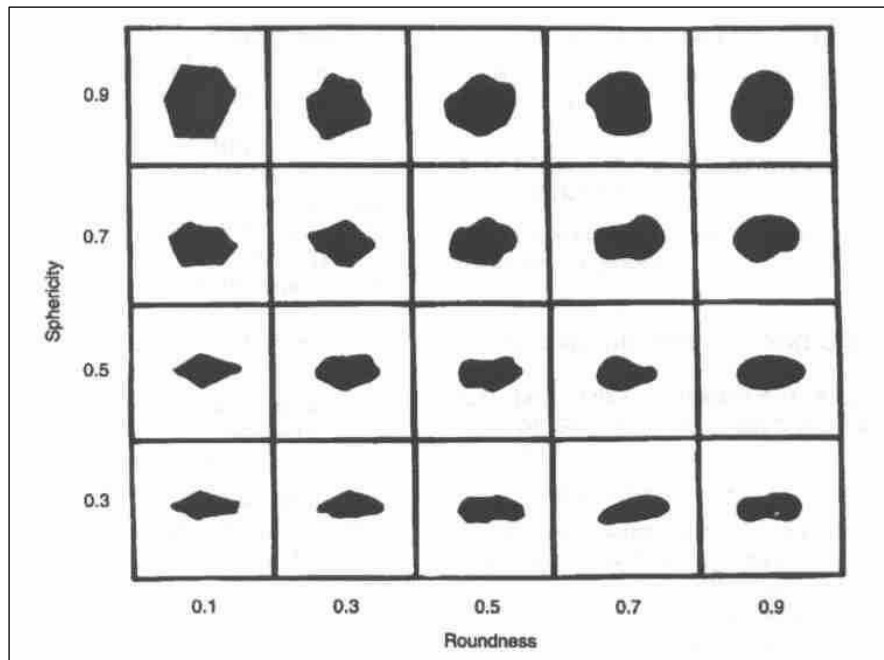


Figura 79 redondez Vs Esfericidad por Krumbein y Sloss. ^[1]:

- *Resistencia a la trituración:* una muestra de grava sin finos sometida a la prueba de confinación no debería producir más del 2% en peso de finos, ya que esto indicaría que la grava sería más débil y podría romperse y triturarse con más facilidad. Si es una grava de tamaño grande (Malla 12 - 20) no debería sobrepasar el 4% y el 8% para Mallas 8 -12.
- *Solubilidad en ácido:* debe ser determinada antes de su uso para mostrar el efecto que tendría un tratamiento de ácido futuro en ella. No debe existir una solubilidad en ácido clorhídrico mayor a 1%, ya que esto causaría un movimiento en el empaque de grava que ocasionaría fallas del empaque, además de indicar que existen impurezas que reducirán la fuerza de la grava, creando finos al ser bombeada al pozo.
- *Contenido de impurezas:* las impurezas indicarán que la grava puede ser más soluble en vapor y aún en agua, lo cual puede ser una consideración importante si el empaque con grava es utilizado en un pozo de agua o de inyección de vapor. La cantidad de impurezas se mide determinando la

turbidez en una suspensión de agua y grava de empaque, la cual debería ser de 250 NTU o menos.

- *Turbidez*: indica el grado de pureza de la grava. entre más cantidad de limos y arcillas tiene la muestra, mayor es la turbidez. se mide en ntu y la grava deberá tener menos o igual a 250 ntu. la cantidad de impurezas puede influir en la solubilidad de la grava en agua o en vapor.

- **Toma de muestras.**

Las técnicas de muestreo de la arena de formación son muy importantes para la selección de la grava de empaque, así como el tamaño de las ranuras del *liner* ranurado y rejillas para las diferentes técnicas de control de arena.

La utilización de técnicas inadecuadas de muestreo de arena de formación puede traducirse en empaques con grava, *liner* o rejillas que fallen debido al taponamiento de los mismos o a la producción de arena. Como el tamaño de la arena de formación reviste tanta importancia, la técnica empleada para obtener una muestra de formación resulta también importante, ya que cada una de las técnicas o métodos de muestreo se pueden obtener resultados diferentes.

- **Toma de núcleo**

La toma de núcleo consiste en la remoción mecánica de material de formación de las inmediaciones del pozo con el menor grado de perturbación posible. La toma de núcleos es realizada durante las operaciones de perforación usando una gran variedad de equipos. Sin embargo, estos diferentes equipos pueden ser divididos en dos grandes clases: los núcleos de pared y los núcleos de hueco completo. Los núcleos de pared no deben ser utilizados para las formaciones no consolidadas a las cuales se les evalúa las propiedades mecánicas ya que dan resultados erróneos, por lo tanto, solo se deben utilizar núcleos completos. Longitud del núcleo cortado (pies cortados) se refiere al desplazamiento longitudinal del equipo desde que se activa para tomar el núcleo; es medido en el taladro durante la perforación por la penetración de la sarta de perforación una vez que se activa

el sistema. Longitud del núcleo recuperado (pies recuperados) se refiere a la longitud del núcleo que está presente dentro de la manga porta núcleo; es medido después que el sistema sale a superficie y tiene que ser menor o igual que la longitud del núcleo cortado. Porcentaje recuperado se refiere a la longitud de núcleo recuperado dividido por la longitud de núcleo cortado y donde este cociente es expresado en porcentaje. El término de longitud perforada se refiere a la perforación tradicional; la remoción física de material sin que se trate de cortar núcleo.

Los núcleos permiten obtener información que no es posible adquirir de otra manera. En particular, una evaluación de tipo geomecánica utiliza como pieza central la información generada por los núcleos la cual se complementa con información de registros petrofísicos.

El uso de registros petrofísicos por sí solos puede crear resultados poco confiables.

Para el caso de formaciones no consolidadas la información requerida puede dividirse en las siguientes áreas:

- ✓ Información geológica:
 - Litología.
 - Textura.
 - Diagénesis.
 - Granulometría.
 - Mineralogía.
- ✓ Información de yacimientos
 - Porosidades.
 - Permeabilidad (magnitud y dirección).
 - Permeabilidades relativas.
 - Mojabilidad.
 - Densidad de grano.
 - Propiedades eléctricas.
 - Velocidades acústicas.
 - Compresibilidad.
 - Resistencia mecánica.

La toma de núcleos en formaciones no consolidadas tiene dos aspectos de importancia. Uno es la recuperación del núcleo y el otro es la calidad del núcleo recobrado conocido como grado de perturbación.

En formaciones consolidadas la calidad del núcleo está relacionada con el porcentaje de recobro; sin embargo, en formaciones no consolidadas es posible obtener buenos porcentajes de recobro de un núcleo muy perturbado. La mayoría de los parámetros de la información de yacimientos son afectados por el grado de perturbación del núcleo recuperado mientras que la mayoría de los parámetros de la información geológica no lo son. En particular, los parámetros geomecánicos tales como compresibilidad, resistencia mecánica y porosidad son afectadas por el nivel de perturbación. Es importante enfatizar que lo importante no es tener un recobro alto sino que la cantidad recobrada sea de poca perturbación y por lo tanto de alta calidad.

Un equipo de muestreo típico está compuesto de una mecha especializada, un sistema atrapa núcleo y finalmente un barril porta núcleo. Cada una de estas partes se escoge en función de las características de la formación y de requisitos especiales y cada una de las partes escogidas debe estar integrada para que el sistema funcione adecuadamente.

- **Muestras de núcleos de pared**

Las muestras de núcleos de pared se obtienen disparando proyectiles huecos desde un cañón que se hace descender por el pozo con un cable eléctrico, hasta la profundidad deseada.

Los proyectiles permanecen unidos al cañón mediante cables de acero, de manera tal, que cuando se extrae el cañón del pozo, se recuperan los proyectiles con una pequeña muestra de formación en su interior. La toma de muestras de núcleos de pared es una práctica que suele incluirse en las etapas de evaluación de pozos en formaciones no consolidadas y este es el tipo de muestra más utilizado para diseñar arenas de empaque con grava. Si bien son más representativas que las muestras producidas u obtenidas por achique, las muestras de núcleos de pared

también pueden producir resultados engañosos. Cuando los proyectiles chocan contra la cara de la formación, se produce una trituración localizada de los granos de arena, lo que genera granos rotos y más particular finas. La muestra de núcleo también podría contener sólidos de lodo de perforación que podrían ser confundidos con material de la formación. Los analistas de laboratorio experimentados pueden separar los granos triturados y los sólidos del lodo, en cierta medida, antes de evaluar la muestra, con lo que mejoran la calidad de los resultados.

- **Muestras producidas.**

En un pozo que produce arena, puede obtenerse fácilmente una muestra de la arena de formación en la superficie. Si bien dicha muestra puede analizarse y utilizarse para determinar cuál debe ser el tamaño de la arena del empaque con grava, las muestras producidas probablemente indicarán un tamaño medio de grano más pequeño que el que realmente posee la arena de formación. La tasa de flujo del pozo, las características del fluido producido y el diseño de los tubulares de la completación son factores que determinan que un tamaño específico de grano de arena de formación se produzca hacia la superficie o se deposite en el fondo del pozo. En numerosos casos, los granos de arena más grandes se asientan en el fondo, por lo que una muestra que se produce hacia la superficie contiene una proporción mayor de los granos de arena de menor tamaño. Esto significa que la muestra de superficie probablemente no constituya una adecuada representación de los distintos tamaños de arena de formación existentes. De igual modo, el transporte de un grano de arena a través de la tubería de producción y de las líneas de flujo superficiales podría ocasionar la ruptura de las pequeñas esquinas de los granos, lo que da lugar a más finos y granos más pequeños. Esto es lo que en algunas ocasiones se denomina fragmentación de los granos, la cual es también causa de una reducción en la cantidad de granos más grandes de arena de formación, por lo cual se puede llegar a pensar que el tamaño medio de grano es más pequeño que el que la arena de formación

realmente posee. Utilizar muestras de arena producida podría inducir el uso de arena de empaque con grava más pequeña que la requerida.

7.3.2.6 Empaque con Grava en Pozos Horizontales ^[1]:

La terminación de pozos horizontales a hoyo abierto pueden ser trabajos difíciles de lograr en formaciones poco consolidadas debido a que el hoyo horizontal tiende a colapsar y a rellenarse nuevamente. A menos que se implementen todos los mecanismos de seguridad durante la perforación, es probable que el hoyo colapse antes de que se pueda colocar un empaque.

Actualmente, el trabajo de colocación del empaque con grava en un pozo revestido y con un alto ángulo de desviación, se puede realizar exitosamente dejando una mínima intrusión de arena y pérdida de producción. Algunas tecnologías de fluidos de carga que se utilizan para pozos verticales no resultan exitosas para realizar los empaques en pozos horizontales.

Por ejemplo, en un pozo vertical, el exceso de arena en el espacio anular del yacimiento que se encuentra por encima de la rejilla de producción, tiende a asentarse y llenar los espacios vacíos del empaque. Para empaques horizontales (figura 80), la misma gravedad que termina de asentar la grava en el pozo vertical crea un vacío en la parte superior del espacio anular en la sección horizontal del hoyo. Además, la gravedad permite que la arena empacada en las perforaciones superiores se liberen hacia abajo dando como resultado un empaque pobre.

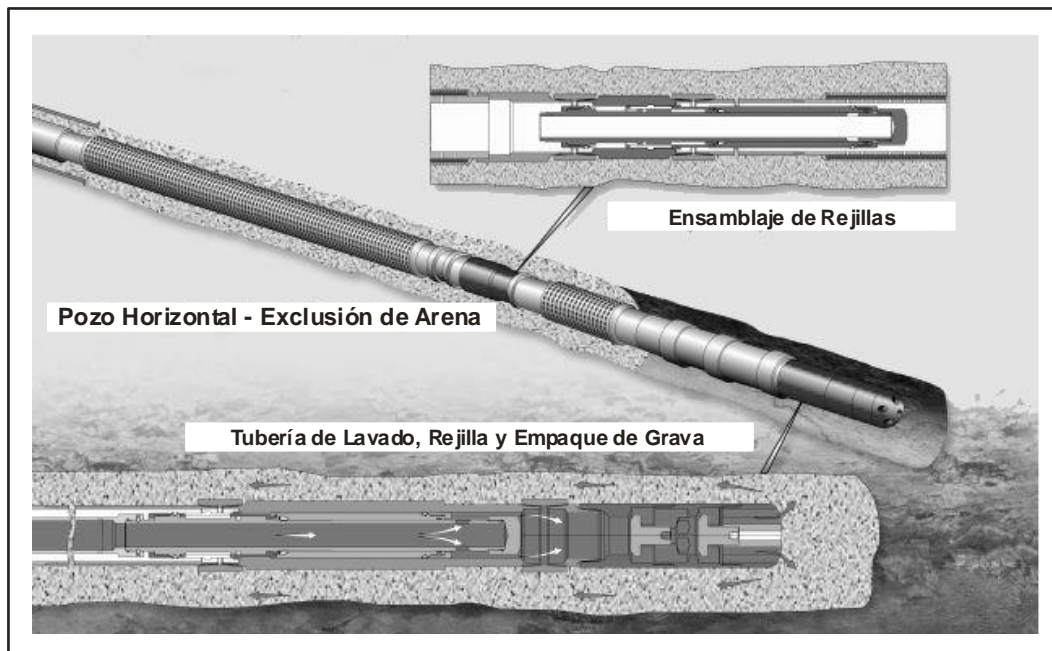


Figura 80 Empaque con Grava para Pozos Horizontales ^[16]

Para lograr un empaque de arena sin vacío, el contacto óptimo grano a grano debe ocurrir en el instante en el que se detiene el movimiento de fluido en la operación del empaque con grava horizontal, por lo tanto, para lograr alta eficiencia en la colocación del sistema se deben considerar variables como: la viscosidad y densidad del fluido de carga, la concentración de arena utilizada y la velocidad del fluido.

La tasa de bombeo se refiere realmente a la velocidad del fluido en el anular o a través de las perforaciones individuales, ésta se ve afectada por dos limitaciones:

- La máxima velocidad a través de la perforación no debe exceder la tasa que cause un efecto de chorro (*Jetting*) en la formación, lo que haría que se mezclen la arena de formación con la del empaque.
- La velocidad mínima a través de la perforación debe ser lo suficientemente alta para asegurar que la arena de empaque fluya dentro las perforaciones, llenándolas por completo.
- Los fluidos de carga viscosos proporcionan mayor eficiencia para empaclar las perforaciones que los de base salina. A menores tasas los sistemas viscosos tienden a empaclarse de forma irregular, lo que indica que se necesitan mayores tasas para beneficiar los empaques con grava horizontal.

7.3.2.7 Beneficios y Limitaciones ^[10]

En la tabla 25 se muestran los beneficios y las limitaciones que tienen los métodos mecánicos, según experiencia de campo.

Tabla 25 Beneficios y limitaciones de los métodos mecánicos de la exclusión de Arena ^[10].

Características de la Formación	Métodos Mecánicos, Empaques con Grava y Rejillas
Fuerza de formación	No cambiará la fuerza de la formación.
Permeabilidad	Es aplicable. Ciertas técnicas quizás reduzcan la permeabilidad.
Pobreza en el tamaño de grano	- Aplicable usando diseños especiales de trabajo.
< 10 % de finos de arcilla	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
> 10 % de finos de arcilla	- Aplicable usando diseños especiales de trabajo.
> 10 % de solubilidad ácida	- Aplicable con restringidos pre-tratamientos ácidos.
< 10 % de solubilidad ácida	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
< 50° del ángulo del hoyo	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
> 50° del ángulo del hoyo	-Aplicable usando herramientas especiales, rejillas y técnicas.
Hoyo abierto	- Aplicable usando técnicas especiales de trabajo.
Hoyo revestido	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Revestimiento delgado	- No es muy aplicable. Restricción de las herramientas y rejillas.
Zona sencilla	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Zona múltiple	- Muy aplicable. Usar herramientas, rejillas y técnicas especiales.
< 30 pies de longitud de intervalo	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
> 30 pies de longitud de intervalo	- Muy aplicable. Puede requerir de herramientas, rejillas y técnicas especiales.
Alta producción de agua	- Aplicable. Puede requerir un control químico de finos.
Productora de Gas	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Productora de Petróleo	- Muy aplicable. La vida de trabajo depende de la calidad de la rejilla y el fluido de soporte.
- Baja Temperatura de Fondo Estático (BHST) < 120°F	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
- Temperatura Media de Fondo Estático (BHST)	- Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
- Alta Temperatura de Fondo Estático (BHST) > 250°F	- Provisional. Puede requerir diseños especiales de soporte y herramientas.

7.3.3 Métodos de consolidación química in situ:

7.3.3.1 Consolidación plástica

De acuerdo a Diaz y Diaz, el control de arena por consolidación plástica envuelve el proceso de inyectar resina a la formación naturalmente poco consolidada para

proporcionar cementación de los granos mientras todavía se mantiene suficiente permeabilidad.

De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento de la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre generadas mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

Este proceso consiste en la inyección de resinas plásticas, las cuales se adhieren a los granos de arena de la formación. La resina se endurece y forma una masa consolidada, uniendo los granos de arena.

Un tratamiento de consolidación plástica es exitoso si logra dos (2) objetivos:

- Adición de resistencia a la formación.
- Mantenimiento de la permeabilidad de la formación.

Ventajas del método:

- El área en el fondo del pozo está libre de obstrucción.
- No se requieren labores de pesca durante operaciones de pozo o re - completación.
- Los trabajos de reparación, si son necesarios, se pueden realizar sin sacar el equipo de fondo, a través de la tubería o mediante una unidad de tubería continua.
- Muy recomendable en completaciones en hoyos delgados (slim hole).

Desventajas del método:

- Reducción de la permeabilidad de la formación.
- Costo por pie es más costoso que otros métodos de control de arena.
- Aplicable a intervalos menores de quince (15) pies.
- Los materiales utilizados son por lo general muy peligrosos y tóxicos.

La técnica de consolidación plástica origina el aumento en la resistencia a la compresión de la formación, lo cual permite seguir produciendo a las tasas deseadas.

Existen tres tipos de resinas utilizadas: epóxicas, furanos y fenólicas puras. Al entrar en contacto con la formación, la resina se encuentra en estado líquido y mediante un

catalizador se logra la consolidación. Estos catalizadores pueden ser internos o externos.

Los catalizadores internos se mezclan con la solución de resina en la superficie y requieren tiempo y/o temperatura para endurecer la resina, la desventaja que se presenta al utilizar este tipo de catalizadores, es la posibilidad de que se produzca un endurecimiento prematuro en la sarta de trabajo.

Los catalizadores externos se inyectan después que la resina está en su lugar.

La consolidación plástica se puede realizar de dos maneras, mediante separación de fases y/o sobre-desplazamiento.

En la separación de fases la mezcla inicial sólo contiene de 15 a 25% de resina activa en una solución inerte, ésta es atraída preferiblemente hacia los granos de arena, dejando que la porción inerte, sin endurecer, llene los poros. El sistema de separación de fases utiliza catalizadores internos. Este sistema resulta ineficiente en formaciones que con tienen más de un 10% de arcilla, ya que éstas al poseer una mayor área superficial atraen una mayor cantidad de resina, y esto podría ocasionar un agotamiento prematuro de la resina inyectada lo cual conllevaría a una ineficiente consolidación de los granos de la formación.

➤ Los sistemas de sobre-desplazamiento contienen un alto contenido de resina activa. Luego de la inyección inicial, el espacio poroso se llena completamente con resina y se requiere un sobre-desplazamiento para empujar el exceso de resina fuera del área del pozo para así restablecer la permeabilidad, luego del sobre-desplazamiento una cantidad residual de resina queda concentrada en los puntos de contacto de la arena. En tratamientos de consolidación química se sigue la siguiente secuencia de inyección:

1. Pre-flujo, es un fluido miscible cuya función es separar la resina de posibles contaminantes y limpiar la superficie de los granos de arena para proporcionar una mayor adherencia entre la resina y los granos.
2. Resina, una vez que todos los fluidos contaminantes son removidos se procede a la inyección de la solución resinada en los poros de la formación,

existe un desplazamiento inmisible hacia el preflujo. Esta solución se encuentra constituida por resina, solvente, agentes de cura y un catalizador o activador.

3. Post-flujo, es un fluido inmisible cuya función es remover el exceso de plástico de los poros. El post-flujo es diseñado para controlar el espesor de la cubierta plástica, y por ende, el esfuerzo de compresión y la permeabilidad que resulta en la formación luego de aplicar el método.

Todo sistema de consolidación plástica requiere de:

- Buena cementación primaria, para evitar las filtraciones por detrás del revestimiento.
- Densidad de perforación de un mínimo de 4 disparos por pie, para reducir el diferencial de presión y mejorar la distribución del plástico.
- Tener todo el sistema limpio, ya que todos los sólidos que se encuentren para el momento del tratamiento quedarán adheridos en el sitio.
- Longitudes de intervalos menores de 15', debido a la dificultad operacional de colocar los químicos en formaciones de mayor espesor.
- Permeabilidades mayores de 50 milidarcies.
- Temperaturas menores de 225 °F.
- Formaciones con contenido de arcilla menor de 10%.

7.3.3.2 Beneficios y Limitaciones ^[10]

En la tabla 26 se muestran los beneficios y las limitaciones que tienen los métodos químicos, según experiencia de campo.

Tabla 26 Beneficios y limitaciones de los métodos químicos de exclusión de Arena ^[10].

Características de la Formación	Métodos Químicos y Combinados, Consolidación con Resinas y Arenas con Capas de Resina
Fuerza de formación	A excepción de la arena con capa de resina se añade fuerza a la formación de manera considerable
Permeabilidad	Es aplicable. Ciertas técnicas quizás reduzcan la permeabilidad.
Pobreza en el tamaño de grano < 10 % de finos de arcilla > 10 % de finos de arcilla > 10 % de solubilidad ácida < 10 % de solubilidad ácida < 50° del ángulo del hoyo > 50° del ángulo del hoyo	Aplicable con algunas restricciones. Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo. Poco aplicable. Es difícil obtener buena inyección de resina. No es aplicable con tipos de resina de ácido endurecido. Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo. Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo. No es aplicable.
Hoyo abierto	No es aplicable.
Hoyo revestido	Muy Aplicable.
Revestimiento delgado	Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Zona sencilla	Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Zona múltiple	Muy aplicable. Limpia el pozo. Se debe hacer como medida inicial.
< 30 pies de longitud de intervalo > 30 pies de longitud de intervalo	En muchas instancias es aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo. No es aplicable, tiene altos costos y cobertura de resina irregular
Alta producción de agua	Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo.
Productora de Gas	Aplicable. Algunos sistemas de resina hacen mejor limpieza con buena anticipación de vida de trabajo.
Productora de Petróleo	Muy aplicable. Se anticipa que la vida de trabajo sea de 3 a 8 años.
Baja Temperatura de Fondo Estático (BHST) < 120° F Temperatura Media de Fondo Estático (BHST) Alta Temperatura de Fondo Estático (BHST) > 250° F	Provisional. Dificultad en las condiciones de saneamiento para algunas resinas. Muy aplicable. Se anticipa una buena vida de trabajo. Provisional. Tiempo de ubicación limitado para algunas resinas y durabilidad reducida.

7.3.4 Métodos combinados ^[7]:

Estos son métodos de exclusión de arena que incorporan tecnología química, generalmente resina para mejorar el empaque con grava convencional, con o sin rejilla. Existen dos aplicaciones de resina disponibles para los tratamientos combinados, se pueden utilizar capas de resina semicurada en arenas aparentemente secas con reactividad latente comprobada o se pueden mezclar líquidos de resina de

alta reactividad con endurecedores y aplicarse a los granos de empaque justo antes de bombear el tratamiento al pozo.

7.3.4.1 Sistema grava - resina.

Este método de control de arena combina la técnica de empaque con grava y la consolidación plástica. La mayoría de los sistemas grava - resina proporcionan esfuerzos de compresión entre los 2000 y 3000 libras de presión y logran mantener la permeabilidad original en un 80%.

Los productos de grava recubiertas se caracterizan por tener alta pureza, redondez y arena de sílice cristalina o bauxita. Se formula la resina para asegurar la unión entre las superficies de los granos. Una arena redonda típica de 20/40 Mesh tiene una capa de resina cuyo espesor es menor a 0,001 pulgadas. El producto es seco al tacto y cuando se le aplica suficiente calor se mantiene químicamente activo.

La capa de resina es dura y poco deformable, lo que evita que sea triturada y que los restos fluyan de regreso al pozo después del tratamiento. Estas partículas se pueden unir detrás de la rejilla o del revestimiento con ayuda de calor y agentes químicos.

Estos productos se utilizan comúnmente en la manufactura de forros y rejillas pre-empacadas. Una vez que se obtiene el contacto grano a grano en la herramienta se aplica el calor óptimo bajo las condiciones deseadas. Como resultado las partículas que se encuentran dentro de la rejilla de unen para proporcionar protección extra contra la abrasión o erosión de las partículas de arena.

Ventajas del método:

Los pozos se encuentran libres de obstrucción.

- No hay equipos de fondo, por lo tanto no se requiere operación de pesca durante reparaciones o re-completaciones.
- Más efectivo que la consolidación plástica en intervalos largos o arenas arcillosas.
- Se obtienen mayores esfuerzos de compresión que con otros métodos.
- Menos costoso que la consolidación plástica.

Desventajas del método:

- Todas las perforaciones deben ser cubiertas totalmente para así lograr un empaque consolidado efectivo.
- Es requerido mucho tiempo de taladro.
- No aplicable en intervalos largos (30’).
- La aplicación del sistema grava – resina se encuentra limitado a pozos que sean capaces de aceptar suficiente grava y con temperaturas de formación menores de 250°F.

7.3.4.2 Grava recubierta con resina.

La realización de estos tratamientos es similar a la de los empaque con grava, excepto que la arena empacada se convierte finalmente en resina consolidada, y teóricamente, elimina la necesidad de dispositivos de rejillas.

Un procedimiento común utilizado en hoyos revestidos y cañoneados requiere el uso de un fluido de carga viscosificado y arena de empaque de alta concentración. La concentración de arena puede ser tan alta como 15 lbs/gal y la concentración de resina endurecida es normalmente 1 galón de resina por saco de arena utilizado. Durante la mezcla, la resina cubre la arena empacada en la lechada, la arena se mantiene dispersa y suspendida en el fluido de carga, luego la mezcla se bombea a la zona de tratamiento del pozo y debido a la alta concentración de arena, es poca la cantidad de fluido de carga que se pierde hacia la formación. Debido a que el sistema se encuentra catalizado internamente es difícil circular la arena remanente que se encuentra en el pozo, por lo tanto se permite que esta arena se endurezca en la parte interna del revestimiento, y finalmente se perfora a través de ella antes de comenzar la producción (figuras 81 y 82).

Otro procedimiento utilizado en hoyos revestidos y cañoneados es dispersar la resina con baja concentración de arena en un fluido de carga de baja densidad en un tanque de mezcla. La relación de fluido de carga y la arena es normalmente 1/2 lb/gal. La relación arena-resina endurecida es de 3 a 5 gal/sxs. Durante la mezcla algo de resina cubre automáticamente la arena empacada y el resto se mantiene dispersa en el fluido de carga. A medida que la mezcla se bombea, la arena cubierta por resina se despliega hacia la formación y hacia las perforaciones. Luego el fluido de carga se mueve hacia

la formación y se establece un fuerte contacto grano a grano en la arena empacada. El exceso de resina en el fluido de carga cubre cierta cantidad de arena de formación. Una vez que el pozo deja de absorber arena recubierta, los sólidos remanentes en el pozo son circulados hasta la superficie. La limpieza, en esta situación, es seguida por un espaciador y una solución catalítica. Este tratamiento da como resultado tanto la consolidación de la arena empacada como la arena de formación.

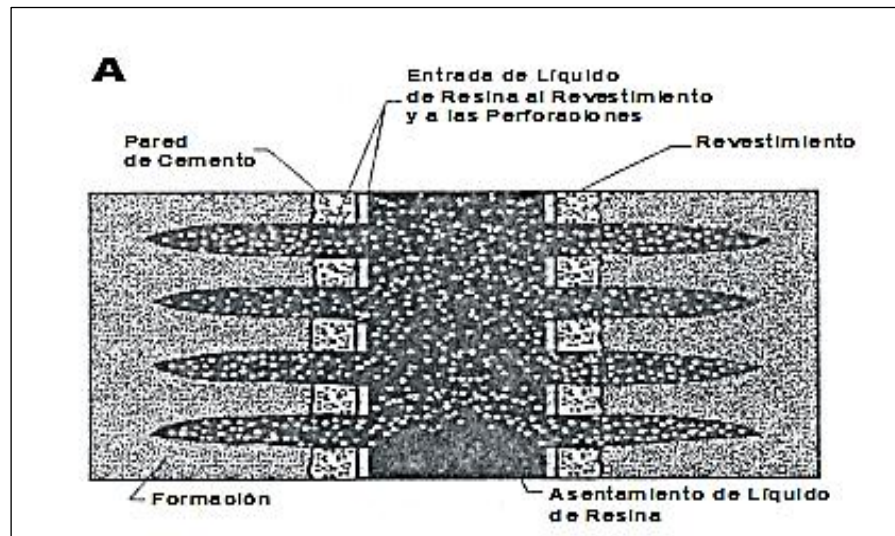


Figura 81 (A) Aplicación de la Lechada de Arena Recubierta de Resina ^[10]

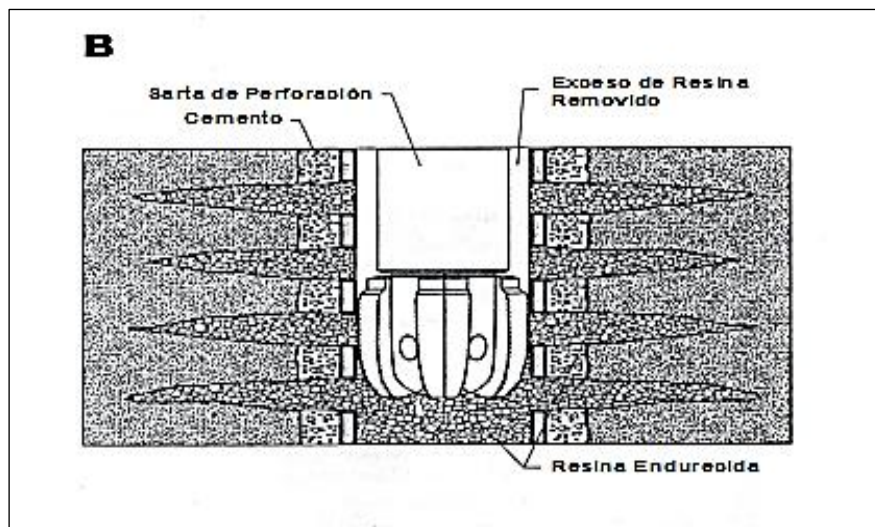


Figura 82 (B) Luego de que los granos se encuentran unidos se limpia hoyo

Ventajas del método:

- No se requiere la utilización de resinas durante el proceso.
- No requiere la utilización de *liner* o rejillas.
- Si la temperatura de fondo está alrededor de los 130°F, no se requieren catalizadores.
- Menos costoso que los métodos de consolidación plástica.
- El fluido de desplazamiento puede ser agua o salmuera.

Desventajas del método:

- No se recomienda en formaciones con temperaturas mayores de 200°F.
- Sensible a ácidos, solventes orgánicos y algunas salmueras fuertes, durante el proceso de cura. Ácidos y algunas salmueras tienden a acelerar el proceso de consolidación, mientras que los solventes orgánicos tienden a disolver el plástico.
- Altas probabilidades de iniciarse la consolidación en la tubería.
- Luego de la consolidación el plástico no es estable con temperaturas mayores de 450°F.

El uso de gravas recubiertas con resinas se recomienda en pozos de inyección de agua, y de vapor donde las temperaturas no excedan los 450°F, en arenas no consolidadas y para aquellos pozos donde las fallas de los empaques con grava son frecuentes.

El tiempo de cura depende de varios factores, siendo el más importante la temperatura; si se quiere crear un sistema que genere un esfuerzo de compresión de 500 psi, debe tomarse en cuenta la temperatura de formación, tal como lo muestra la tabla 27.

Tabla 27 Tiempo de consolidación de acuerdo a la temperatura de exposición ^[7]

Temperatura (°F)	Tiempo (horas).
170	10
180	5
190	2
200	1

7.3.5 Otras Técnicas utilizadas:

7.3.5.1 Frac Pack

De acuerdo con Diaz y Diaz (2002), La técnica Frac Pack se utilizó desde 1970 y consiste en una combinación de las técnicas de fracturamiento y empaque con grava. El forzamiento arena - petróleo (*Sand-oil-squeeze*, SOS) también puede ser visto como un precursor de la tecnología de *FracPack*.

A mediados de 1980 el uso de fracturamiento de alta conductividad ("*Tip Screen-Out*", TSO) fue publicado. Esta técnica se basa en una corta y amplia fractura para mejorar su conductividad y fue aplicada en formaciones no consolidadas y carbonato blando. Cuando se diseña un *FracPack* es necesario conocer los objetivos de su aplicación, ya que esto ayudará a determinar el diseño de la completación. Entre los objetivos tendríamos:

- Disminuir el daño en las cercanías del pozo.
- Reducir la velocidad de flujo en el área de la cara de la formación.
- Minimizar las pérdidas de fluidos de completación de alta densidad, costosos y potencialmente dañinos.
- Crear un perfil de inyección uniforme.
- Reducir el factor de daño (skin).
- Incrementar el índice de productividad del pozo (IP).

Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño a la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas pobremente consolidadas, que no responden a la acidificación y empaque con grava.

Los fluidos de fracturamiento deberían poseer las siguientes características:

- Propagar la longitud de la fractura.
- Transportar el material propante.
- Maximizar el ancho de la fractura.

- Minimizar el daño en la conductividad de la fractura.

El tamaño y tipo de propante son críticos para el éxito del tratamiento. El material propante debe ser bastante grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana al pozo, donde controla las partículas de la formación.

Además el material propante debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación. Las arenas resinadas son utilizadas para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del propante, lo cual se traduce en mayor efectividad del proceso.

Una fractura corta y altamente conductiva es una solución práctica para algunas situaciones tales como pozos donde el daño a la formación es muy profundo, por lo que requeriría excesivos volúmenes de ácidos, en formaciones sensibles a ácido u otros fluidos reactivos y en formaciones donde el tipo de daño es desconocido causando incertidumbre en el diseño del tratamiento matricial, en areniscas pobremente consolidadas, que no responden a la acidificación y empaque con grava.

Los fluidos de fracturamiento deberían poseer las siguientes características:

- Propagar la longitud de la fractura.
- Transportar el material propante.
- Maximizar el ancho de la fractura.
- Minimizar el daño en la conductividad de la fractura.

El tamaño y tipo de propante son críticos para el éxito del tratamiento. El material propante debe ser bastante grande para contribuir significativamente a la conductividad de la fractura, sobre todo en el área cercana al pozo, donde controla las partículas de la formación.

Además el material propante debe ser suficientemente fuerte para resistir los esfuerzos de la formación. Las arenas resinadas son utilizadas para adicionar resistencia, aumentar la conductividad de la fractura y minimizar el retorno del propante, lo cual se traduce en mayor efectividad del proceso.

El efecto de la capa de resina sobre el fluido de fractura entrecruzado tiene que ser tomado en cuenta al diseñar el tratamiento. La capa de resina puede tener un efecto en la viscosidad y la ruptura del fluido de fractura. Por otro lado los fluidos de fractura pueden influenciar la resistencia final en el material propante resinado.

La lista siguiente representa las condiciones que harían a un pozo adecuado para un tratamiento de *Frac pack*:

- Formación que falla debido a la alta caída de presión, desarrollada en un área cercana a la boca del pozo.
- Formación que falla debido al derrumbamiento del poro.
- Formación con historia de producción de arena.
- Formaciones que están sobre presurizadas resultando la arena pobremente consolidada.
- Formaciones que tienden a tener problemas de conificación de agua.
- Pozos empacados con grava que han perdido productividad.
- Formaciones pobremente consolidadas que exhiben daño a la formación por los fluidos de perforación / completación.

Factores que afectan a la aplicación del *Frac-Pack*:

- Las localizaciones del contacto agua/petróleo y gas/petróleo deben ser consideradas al tratar una zona específica.
- Bajo contraste de esfuerzos de capas confinadas puede resultar un crecimiento alto de la fractura.
- El estado mecánico del pozo, si la completación resiste los esfuerzos a los que va a ser sometidos.
- El estado del trabajo de cementación, la calidad de la adherencia debe ser examinada para posible comunicación.

7.3.5.2 Forzamiento arena con petróleo

De acuerdo con Diaz y Diaz (2002), El forzamiento arena con petróleo (F.A.P.) es un método de control de arena y remoción de daño en la formación, el cual suministra una capa protectora de grava de mayor espesor alrededor del pozo que actúa como una extensión del empaque de grava. El objetivo de una F.A.P. consiste en la restauración de la arena producida proveniente de la matriz y en la introducción de una capa adicional que reducirá y/o evitará el movimiento de finos hacia los orificios

de cañoneo y a través del área empacada con revestimiento ranurado. El F.A.P. es aplicable a:

- Pozos viejos luego de una producción considerable de arena.
- Pozos nuevos completados en formaciones con arenas pobremente consolidadas. Recomendaciones para la aplicación del F.A.P.
- En formaciones con gradientes mayores a 0.7 (Lpc/ ft), se recomienda tasas de 8 a 10 BPM y forzar a través de la tubería con un obturador donde la presión máxima de bombeo debe de ubicarse entre 3500 y 6000 Lpc.
- En formaciones de gradientes menores de 0.6 Lpc/ft, se recomienda tasas de 10 a 15 BPM bombeadas a través de la tubería y el espacio anular.
- Se recomienda utilizar crudo entre 21 y 24 °API.
- Para abrir los lentes de arena y limpiar los orificios de los cañones inyectar 200 y 350 BPM.
- Se recomienda forzar entre 5 y 10 sacos de grava por cada pie de arena a estimular.
- La concentración de grava depende de los valores reales de presión y tasa de bombeo, es por ello que se recomienda comenzar con una concentración de 1 lpg e ir aumentando de 0.5 a 1 lpg hasta 4.5 lpg.
- El material diversificante o pelotas, se usan cuando se tiene varios intervalos cañoneados, con el objeto de que todos ellos reciban grava. Esto se logra al sellar los orificios que han sido tratados y desviando el flujo hacia los que han recibido muy poca grava.

Estas pelotas son de material sintético, de diversos tamaños, cuya selección estará determinada por el diámetro de los orificios.

$$\text{Bbl/pel.} = (100(\text{lbs/sxs}) * \text{N}^\circ \text{ de sxs}) / \text{concentración (lpg)} * \text{N}^\circ \text{ de pelotas} * 42 \text{ gal/Bbl}$$

8 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento hidráulico consiste en crear un canal altamente conductivo que se extiende desde el pozo hasta una cierta profundidad de la formación, el proceso se fundamenta en inyectar fluido en un pozo para crear esfuerzos tensionales en una formación expuesta a la presión del fluido de fracturamiento, de tal manera que los esfuerzos locales creados excedan la resistencia a la tensión de la roca.

Según Paz y Guerra (2006), es una de las técnicas más recientes en la ingeniería de petróleo y es usada tanto en pozos nuevos como viejos. En algunas áreas esta técnica es la única que resulta ser efectiva, inclusive en algunas formaciones de carbonato que no responden al tratamiento de acidificación, el fracturamiento hidráulico ha dado pozos con productividad rentable.

Existen tres casos principales en los cuales es de gran beneficio este tratamiento:

1. Si el yacimiento posee una baja permeabilidad y un tipo de roca homogénea, el fluido de fracturamiento puede fluir a través de la roca y obtenerse una alta capacidad de ruptura a gran distancia dentro de la formación.
2. El fracturamiento eliminará el daño en la formación producido por el fluido de perforación, deposición de material mineral o la expansión de arcillas. En donde existe este tipo de daño en la proximidad del pozo, se requerirá solo un tratamiento moderado.
3. Fracturas radiales alrededor del pozo que sirven como líneas de conexión entre sistemas porosos y permeables que de otra forma se encuentran aislados por barreras impermeables.

8.1 Descripción General del Fracturamiento Hidráulico ^[1]

1. Un fluido de alta viscosidad es bombeado al pozo a alta presión para causar falla tensional a la formación y así la fractura resultante (generalmente en orientación vertical) crece en ancho y longitud a medida que el bombeo continúa. El fluido de alta viscosidad requerido para iniciar la fractura es llamado colchón.

2. Cuando la fractura es suficientemente ancha, se bombea arena dentro de la misma. La mezcla resultante de arena y fluido se llama lechada.
3. Al final del tratamiento la fractura está prácticamente llena con arena. Cuando el bombeo se detiene y disminuye la presión, la arena mantiene la fractura abierta, resultando en una lámina vertical altamente permeable que se extiende a gran distancia dentro del yacimiento.
4. Si la fractura no es lo suficientemente ancha, se produce una situación conocida como arenamiento, en la cual la arena que evita que se cierre la fractura es incapaz de entrar en la misma, y se acumule en el pozo.
5. En cuanto a las dimensiones típicas de la fractura, el ancho es de, la longitud puede llegar hasta cientos de metros y la masa de arena colocada para evitar que se cierre la fractura puede ser hasta cientos de toneladas.

8.2 Fundamento de Fracturamiento Hidráulico

8.2.1 Fractura Inducida

Los esfuerzos bajo tierra ofrecen resistencia al fracturamiento a lo largo de la pared del pozo. Si se designan estos esfuerzos como esfuerzos efectivos normales a los planos cartesianos, la condición en el subsuelo puede ser definida en términos de: σ_z como el esfuerzo a lo largo del eje Z, σ_x como el esfuerzo a lo largo del eje X y σ_y como el esfuerzo a lo largo del eje Y. En la ausencia de fuerzas externas, el esfuerzo en cualquier punto se generará por efecto de sobrecarga. En investigaciones anteriores se ha demostrado que el rango de densidad de la roca está entre 2,0 gr/cm³ a profundidades superficiales y de 2,6 gr/cm³ a 10.000 pies. Usando una densidad promedio de 144 lbm/pie³, el esfuerzo vertical en cualquier punto se puede expresar por la ecuación:

$$\sigma_z = 1,0 D \text{ lpc} \quad (8.1)$$

Dónde:

D: profundidad, pies.

Bajo la influencia del esfuerzo vertical, la roca tiende a expandirse lateralmente, pero esta acción se restringe por las rocas que la rodean. Esta tendencia introduce el esfuerzo horizontal el cual bajo condiciones ideales es igual en todas las direcciones horizontales. En las zonas elásticas de la corteza terrestre, debido a que no hay movimiento horizontal, la tensión horizontal ε_z es igual a cero. De acuerdo a la Ley de Hooke, la tensión horizontal se expresa:

$$\varepsilon_z = \frac{\sigma_z}{E} - \mu \frac{\sigma_y}{E} - \mu \frac{\sigma_x}{E} \quad (8.2)$$

Dónde:

E: módulo de Young, adimensional.

Para la roca en compresión, ε_z es esencialmente cero y como los esfuerzos laterales σ_x son iguales a los esfuerzos laterales σ_y ,

$$\sigma_x = \sigma_y = \sigma_h = \frac{\mu}{1 - \mu} \sigma_z \quad (8.3)$$

Dónde:

σ_h : esfuerzo horizontal, lpc/pie.

Ahora bien, si la presión del fluido es aplicada dentro de la roca y se va incrementando hasta que ocurre el fracturamiento de la misma, generará un plano de fractura que ocurrirá en uno de los planos perpendiculares al esfuerzo principal (ver figura 83)

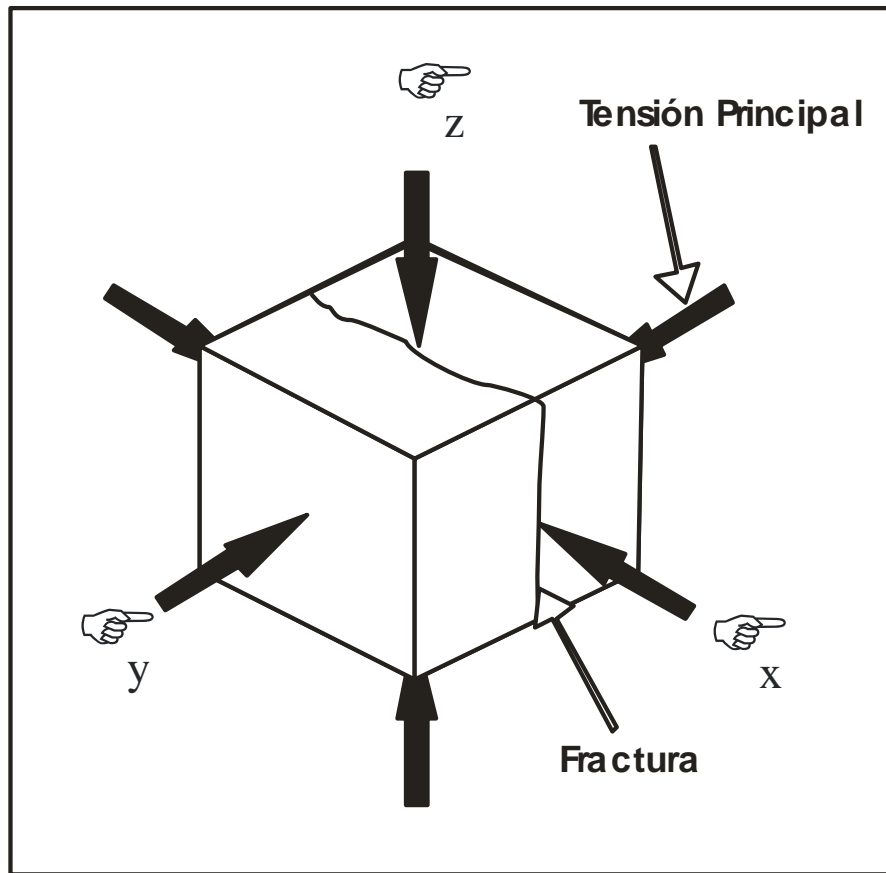


Figura 83 Esfuerzos que actúan y Plano de Fractura ^[12].

Entonces la presión que fracturará la pared del hoyo verticalmente es la suma requerida para reducir los esfuerzos verticales en la pared a cero más la fuerza de tensión de la roca,

$$p_f = 2 \sigma_h + S_t = \frac{2\mu}{1-\mu} \sigma_z + S_t \quad (8.4)$$

Dónde:

p_f : presión interna, lpc .

S_t : fuerza de tensión de la roca, lpc.

Usando de 0 a 500 lpc como el rango de la fuerza de tensión para areniscas y calizas competentes, encontramos que la presión necesaria para inducir fracturamiento vertical debería estar entre:

$$p_f = \frac{2 \times 0,18 \times 1,0D}{1 - 0,18} + 0 = 0,44D \text{ lpc} \quad (8.5)$$

Y,

$$p_f = \frac{2 \times 0,27 \times 1,0D}{1 - 0,27} + 500 = 0,74D + 500 \text{ lpc} \quad (8.6)$$

Una vez que la roca ha comenzado a fracturarse, la presión se aplica a las paredes de la fractura. La mínima inyección de presión requerida para mantener abierta y extendida la fractura es ligeramente mayor al esfuerzo original normal al plano de fractura. Aunque no ha sido tomado en cuenta el efecto de la intrusión de fluido en la presión de fractura, se ha demostrado que una ligera pérdida de fluido hace decrecer la presión que se requiere para producir fracturas verticales.

Ahora bien, cuando se determinan las presiones requeridas para producir el fracturamiento vertical, se asume el pozo como un cilindro de pared gruesa. En el caso de fracturas horizontales, esto es generalmente de acuerdo a que los esfuerzos de confinamiento mantienen unidos los planos de fractura al igual que los esfuerzos de sobrecarga a la profundidad de la fractura, mientras que en el caso de las fracturas verticales, los esfuerzos de confinamiento mantienen unidos los planos de fractura en la misma función que los esfuerzos de sobrecarga.

La presión mínima necesaria para producir fracturamiento vertical en la pared del hoyo puede determinarse asumiendo la existencia de una capa delgada, horizontal y permeable o una fractura horizontal natural capaz de proporcionar fluido a alta presión a distancias considerables de la pared del hoyo. Entonces, en el caso del límite inferior de presión para generar fracturamiento horizontal se define:

$$p_f = \sigma_z \quad (8.7)$$

La máxima profundidad aproximada a la cual ocurre fracturamiento horizontal (exceptuando en áreas sometidas todavía a compresión activa), puede ser determinada usando las ecuaciones (8.4) y (8.7) asumiendo:

$$\frac{2\mu}{1-\mu} \sigma_z + S_t > \sigma_z \quad (8.8)$$

Usando un gradiente de esfuerzo vertical (sobrecarga) de 1,0 lpc/pie, una relación de Poisson de 0,25, y una fuerza de tensión de 1000 lpc, la máxima profundidad para fracturas horizontales se encuentra a 3000 pies. Como lo indica la figura 84, los datos obtenidos de campo tienden a confirmar estos límites si se asume que representan los valores máximos para gradientes de pozos con menos de 5000 pies de profundidad que son el resultado de fracturas horizontales.

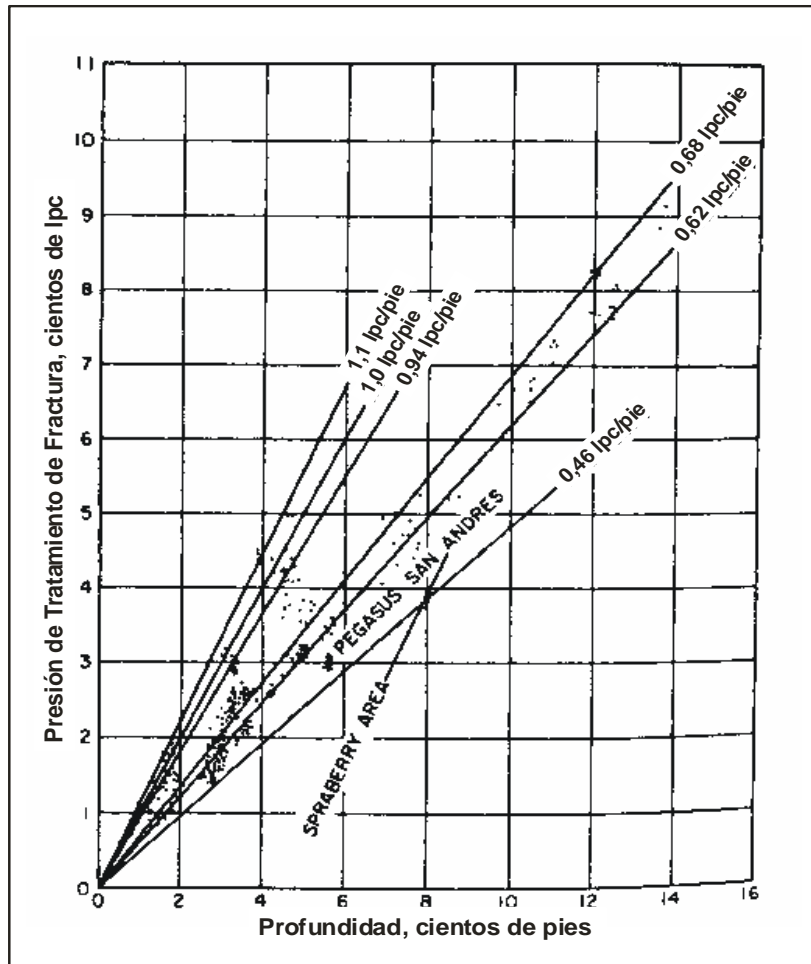


Figura 84 Esfuerzos que actúan y Plano de Fractura ^[12].

Como una regla general, el plano de fractura se asume que es vertical cuando el gradiente de fractura es igual o menor a 0,7 lpc/pie de profundidad y, horizontal, cuando el gradiente de fractura es igual o mayor a 1,0 lpc/pie de profundidad.

Se ha usado el diagrama de Mohr para analizar las fuerzas de confinamiento dentro de la zona elástica de la tierra. Para fracturas que forman con un ángulo θ con la horizontal, es posible obtener una expresión apropiada para la presión, ver figura 85.

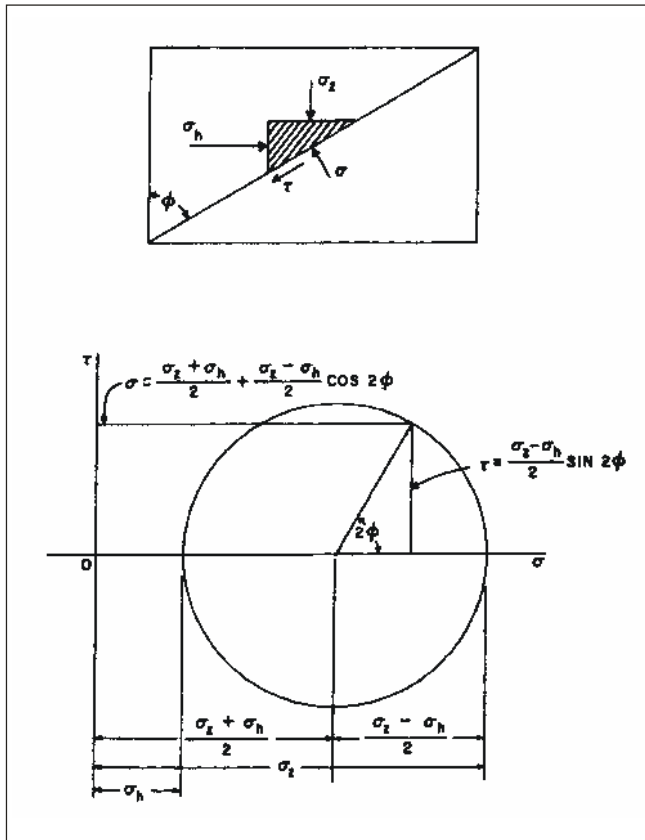


Figura 85 Análisis del Círculo de Mohr ^[12].

Analizando el círculo de Mohr se observa que para cualquier ángulo ϕ existe un esfuerzo normal σ :

$$\sigma = \frac{\sigma_z + \sigma_h}{2} + \frac{\sigma_z - \sigma_h}{2} \cos 2\phi \quad (8.9)$$

y un esfuerzo de:

$$\tau = \frac{\sigma_z - \sigma_h}{2} \sin 2\phi \quad (8.10)$$

Utilizando el análisis anterior y aplicando los factores de concentración de esfuerzos al componente horizontal del esfuerzo, podemos formular la siguiente expresión:

$$p_i = \frac{p_{ob} + \frac{2\mu}{1-\mu} p_{ob}}{2} + \frac{p_{ob} - \frac{2\mu}{1-\mu} p_{ob}}{2} \cos 2\phi \quad (8.11)$$

Reordenando:

$$p_i = \frac{p_{ob}}{2} \left[\left(1 + \frac{2\mu}{1-\mu} \right) + \left(1 - \frac{2\mu}{1-\mu} \right) \cos 2\phi \right] \quad (8.12)$$

Dónde:

- p_i : presión de tratamiento de fractura, lpc.
- p_{ob} : presión de sobrecarga, lpc.
- ϕ : ángulo medido de la horizontal, grados.
- μ : viscosidad del fluido de fractura, cp.

La figura 86 muestra tres tipos de orientación de fractura que se pueden obtener. El tipo de fractura establece la permeabilidad direccional de la formación a ser usada tanto en el cálculo de pérdida de fluido durante el fracturamiento del pozo como en la razón de productividad del pozo fracturado. Adicionalmente, el tipo de fractura determina la propiedad de usar diversos agentes.

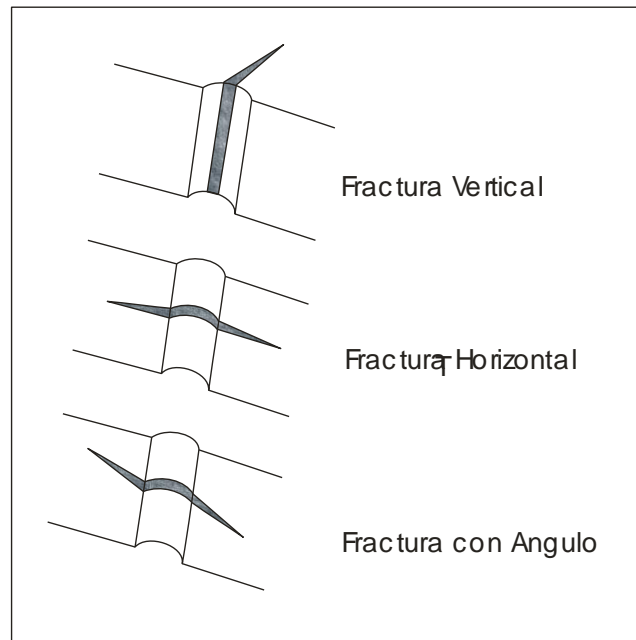


Figura 86 Orientación de Fracturas ^[12].

Dónde:

Fractura Vertical:

$$p_t = \frac{2\mu}{1-\mu} p_{ob} \quad (8.13)$$

Fractura Horizontal:

$$p_t = p_{ob} \quad (8.14)$$

Fractura Angular:

$$p_t = \frac{p_{ob}}{2} \left[\left(1 + \frac{2\mu}{1-\mu} \right) + \left(1 - \frac{2\mu}{1-\mu} \right) \cos 2\phi \right] \quad (8.15)$$

8.3 Diseño De Fracturamiento Hidráulico

El diseño óptimo de un fracturamiento hidráulico es de gran importancia, ya que del mismo dependen los buenos resultados asociados al incremento de producción que se desea obtener, además de cumplir con una planificación económicamente rentable. Es por estas razones que para establecer el diseño, se deben considerar los siguientes parámetros:

1. Coeficiente de fluido de fracturamiento, C .
2. Tasa de inyección, q_i .
3. Volumen total de fluido de inyección, V .
4. Área de la cara de una fractura, A .
5. Eficiencia de la fractura, Eff .
6. Peso del agente de soporte, S .
7. Presión de inyección en superficie, p_s .
8. Potencia hidráulica requerida, H_h .
9. Razón de productividad del pozo después de la fractura, RP .
10. Costo del trabajo.

8.3.1 Coeficiente de Pérdida de Fluido de fracturamiento (C)

El coeficiente de pérdida de fluido de fracturamiento (C) se puede definir como una medida de eficiencia del proceso de fracturamiento y depende principalmente de las características del fluido de fracturamiento y de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Un coeficiente bajo significa bajas propiedades de pérdida de fluido y por tanto esto dará como resultado un área grande de fractura para un volumen de fluido y una tasa de inyección dada. Durante un tratamiento de fracturamiento, sólo el volumen de fluido que queda dentro de las paredes de la fractura es beneficioso, el fluido que penetra dentro de la formación no contribuye a la formación de la fractura. Por tanto, la efectividad relativa de los diferentes fluidos depende de las propiedades que controlan la cantidad de pérdida de fluido que ocurre durante el fracturamiento.

La constante C en la ecuación 8.16 es el coeficiente de fluido de fracturamiento, y para cualquier tipo de sistema de flujo, depende de las características del fluido de fracturamiento, los fluidos del yacimiento y la roca. La variable C es el único término en la ecuación 8.16 que refleja las propiedades del fluido de fracturamiento y esto por consiguiente es una medida relativa de la efectividad del mismo.

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (8.16)$$

Las principales propiedades que debe caracterizar un fluido de fracturamiento son:

- 1.- Compatibilidad con el fluido del pozo, para evitar emulsiones
- 2.- Estabilidad a temperaturas de fondo
- 3.- Capacidad de sostener y llevar el agente de soporte dentro de la fractura formada
- 4.- No dañar la permeabilidad de la matriz
- 5.- Seguridad y facilidad de manejar
- 6.- Baja pérdida de fricción en la tubería para lograr altas tasas de inyección
- 7.- Baja pérdida de fluido a la formación para mayor propagación de la fractura

Todos estos son parámetros importantes ya que el fluido de fracturamiento hidráulico es un componente crítico del tratamiento de fracturamiento hidráulico.

8.3.1.1 Tipos de fluidos de fractura

- **Fluidos Base Agua**

Debido a su bajo costo, acción alta y facilidad de manejo, los fluidos base-agua son los más ampliamente usados en los fluidos de fracturamiento. Los problemas potenciales con los fluidos base-agua es daño de la formación de zonas sensibles al agua y el daño causado por el polímero irrompible y aditivos.

Gelificantes para Agua: Pueden agregarse muchos polímeros agua-solubles para viscosificar el agua y lograr que haga una solución capaz de suspender el agente de soporte. Los polímeros son moléculas de alto peso molecular. Se usan:

- Almidón
- Goma guar (Guar es una larga cadena el polímero compuesto de azúcares del galactose) (Whistler, 1959)
- HPG (hydroxylpropyl)
- CMHPG (alta temperatura) (carboxymethylhydroxypropyl)
- HEC (hydroxyethyl celuloso)

Debe resaltarse que la hidratación del gel ocurre al pH bajo (5-7) y se tarda cuando el pH es más alto.

Entrecruzadores: Los polímeros son producto de las soluciones viscosas a temperatura ambiente; con los aumentos de temperatura, estas soluciones adelgazan significativamente. La concentración del polímero (polímero que carga) puede aumentarse para compensar los efectos térmicos, Los agentes entrecruzadores se usan para aumentar dramáticamente el peso molecular del polímero, aumentando de esta manera la viscosidad de la solución.

Estos pueden ser:

- Borato (ácido bórico o borato de sodio): altas temperaturas
- Titanio: sensibles ambiente ácido
- Zirconio: alta temperatura
- Antimonio
- Aluminio

El borato y el zirconio son los más usados hoy, si depende de la temperatura.

Las ventajas del Borato son las siguientes:

- Son muy resistentes a la temperatura (la formulación de HT sube a 320 ° F)
- Fáciles de mezclar, e incluso puede prepararse con el agua de mar.

El entrecruzador de Zirconio se usa bien para la temperatura más alta a 400 °F., en conjunto con el polímero de CMHPG. Desafortunadamente, ellos son sensibles a la sal, y no pueden correrse con KCl, o agua de Mar, también son de shear sensible, toleran menos tortuosidad que el fluido del borato.

Razones para demorar el entrecruzamiento del gel

- Entrecruzamiento rápido aumenta las pérdidas por fricción
- Entrecruzamiento rápido, seguido de alta tasa de corte disminuye la viscosidad final del gel
- El gel de borato es casi insensible al corte
- Los geles de titanio y zirconio son muy sensibles
- Programar el entrecruzamiento cerca de las perforaciones
- ***Fluidos Base Aceite***

Los fluidos de fracturamiento hidráulico originalmente eran base aceite. Su viscosidad inherente también les hizo más atractivos que el agua (Howard y Fast, 1970). Los fluidos base aceite son caros y operacionalmente difíciles de manipular. Por consiguiente, ellos se usan ahora sólo en las formaciones que se conoce que son sumamente sensibles al agua o que sufren reducción de permeabilidad cuando se exponen a los fluidos base agua.

- ***Fluidos Multifases***

Hay situaciones en que las propiedades estándares base-agua o fluidos de base aceite pueden ser reforzadas por la incorporación de una segunda fase en el fluido. Se crean las espumas agregando gas al agua o fluidos de base-aceite.

- ***Aditivos***

- Biocidas o Bactericidas: su función es probar el tipo de bacterias para prevenir la degradación del polímero mientras está guardado.

- Buffers: se utiliza para ajustar el pH

- Surfactantes: se usa para bajar tensión interfacial entre el fluido de fracturamiento hidráulico y la matriz de la formación, limpieza, ruptura de emulsiones para la recuperación del fluido.

- Estabilizadores de arcillas: zirconatos, 2 a 3% KCl. En caso de que un fluido de Zirconate se use, el aditivo especial de control de arcilla debe usarse.

- Estabilizadores de temperatura: metanol, el mecanismo para el alivio de gel es la oxidación de las cadenas del polímero. Los estabilizadores son utilizados generalmente para compensar la aceleración de la oxidación con la temperatura alta.

- Controladores de filtrado: ellos son optativos en formaciones de permeabilidad baja dónde los entrecruzadores se melifican, una manera muy eficaz de controlar el pérdida de filtrado, si es necesario, es agregar 3% a 5% base aceite en el gel entrecruzado base agua.

- Otros aditivos son: espumantes, reductores de fricción, desviadores, espaciadores.

Adicionalmente, las propiedades viscosas del fluido es considerado a menudo una de las más importantes. Por esta razón, la mayoría de los fluidos de fractura caen en tres categorías:

- **Fluidos de viscosidad controlada**

Esta categoría incluye a los fluidos de fracturamiento viscosos y semi-viscosos, en situaciones, donde la viscosidad controla la cantidad de pérdida de fluido. Cuando la viscosidad es considerablemente grande comparada con la viscosidad del fluido de formación, la mayor parte de la caída de presión durante el fracturamiento ocurrirá en la zona invadida, ya que el fluido de fracturamiento posee menos movilidad. Por consiguiente, la viscosidad del fluido de fractura controla la cantidad de fluido perdido de la formación.

De la Ley de Darcy, la ecuación para un sistema de flujo lineal en (bbls/día)/pie², es:

$$v = 1,127 \frac{k \Delta p}{\mu L} \quad (8.17)$$

Dónde:

K: permeabilidad efectiva de la roca, D.

μ: viscosidad del fluido de invasión, cp.

Δp: diferencial de presión, lpc.

L: longitud de la zona invadida, pies.

v: velocidad, pie/día.

En la ecuación (8.17), v es una velocidad aparente definida en términos de A , que es la sección transversal del flujo. En términos de área de flujo efectivo A_{ϕ} , la velocidad actual viene dada por:

$$v_{act} = 5,615 \times 1,127 \frac{k}{\mu\phi} \frac{\Delta p}{L} \quad \text{pies / día} \quad (8.18)$$

Dónde:

ϕ : porosidad de la formación, adimensional.

Se introduce la conversión $5,615 \text{ pies}^3/\text{bbl}$ para obtener v_{act} en pies/día. Donde

$v_{act} = \frac{dL}{dt}$, la expresión anterior puede ser escrita como una ecuación integral,

$$\int_0^L L \, dL = \int_0^t 6,328 \frac{k\Delta p}{\mu\phi} \, dt \quad (8.19)$$

Integrando se tiene,

$$L = \left(12,66 \frac{k\Delta p t}{\mu\phi} \right)^{1/2} \quad (8.20)$$

Sustituyendo la ecuación (8.20) en la ecuación (8.17):

$$v = 1,127 \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\left(12,66 \frac{k\Delta p t}{\mu\phi} \right)^{1/2}} \quad (8.21)$$

Simplificando,

$$v = 0,3168 \left(\frac{k\Delta p\phi}{\mu t} \right)^{1/2} \quad (8.22)$$

O si v se expresa en pies/min y t en minutos,

$$\frac{v \times 1440 \text{ min/ dia}}{5,615 \text{ pie}^3 / \text{ bbl}} = 0,3168 \left(\frac{\frac{k\Delta p\phi}{\mu t}}{1440 \text{ min/ dia}} \right)^{1/2} \quad (8.23)$$

Y,

$$v = 0,0469 \left(\frac{k\Delta p\phi}{\mu t} \right)^{1/2} \quad (8.24)$$

Se obtiene:

$$v = \frac{C_v}{\sqrt{t}} \quad (8.25)$$

Y el coeficiente para este tipo de fluido de fracturamiento está expresado por:

$$C_v = 0,0469 \left(\frac{k\Delta p\phi}{\mu} \right)^{1/2} \text{ pies} / \sqrt{\text{min}} \quad (8.26)$$

Dónde:

K: permeabilidad efectiva de la formación al fluido de fracturamiento, D.

\emptyset : porosidad de la formación, adimensional.

μ : viscosidad del fluido de fracturamiento a temperatura de fondo, cp.

Δp : diferencial de presión entre la presión de fractura y la formación, lpc.

Para obtener la variación de presión:

$$\Delta p = (G_f \times D) - p_{ws} \quad (8.27)$$

Dónde:

G_f : gradiente de fracturamiento, lpc/pie.

D: profundidad, pies.

p_{ws} : presión del yacimiento, lpc.

- **Fluidos con viscosidad controlada por el fluido del yacimiento**

En este grupo se incluyen los fluidos que tienen baja viscosidad y altas propiedades de pérdida de fluido. Las propiedades físicas son muy similares a las del fluido de la formación (agua, crudo) y no tienen aditivos que reducen la pérdida de fluido. Bajo estas condiciones, la tasa de pérdida de fluido es controlada por la viscosidad y la compresibilidad del fluido de formación. Cualquier formación que esté completamente saturada con líquido, no puede acomodar fluido adicional a menos que el fluido de formación se comprima. La ecuación fundamental que describe el flujo del fluido de fracturamiento en este caso es la ecuación de difusividad lineal.

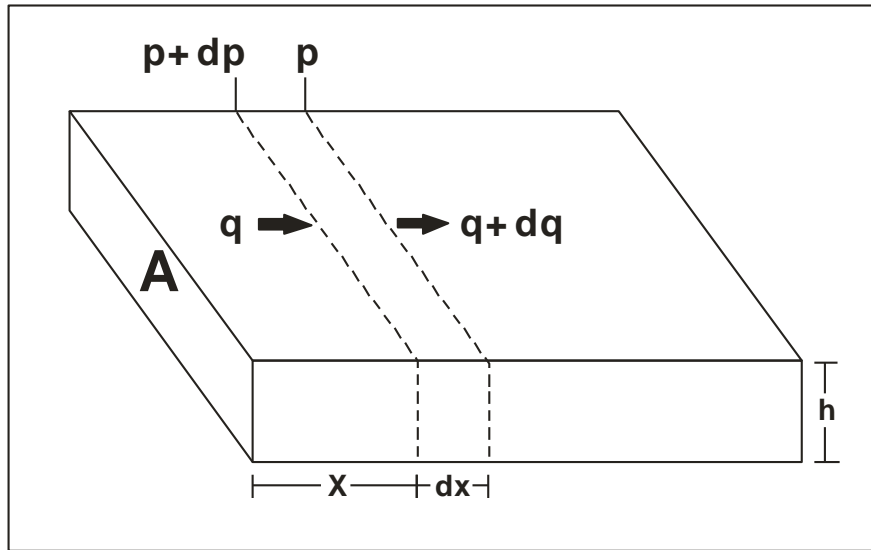


Figura 87 Tasa de flujo a través de la formación ^[12].

La tasa de flujo a una distancia $(x+dx)$ mostrada en la figura 87 es mayor que una distancia x por una cantidad dq , ya que en ambos la expansión del fluido fluyendo, q , haciendo que disminuya la presión $(p+dp)$ a la presión p , y la expansión de fluido en el elemento $A dx$ en el cual la presión está cayendo a una tasa de dp/dt en lpc por día. La expansión del fluido fluyendo puede ser despreciada. El volumen contenido en este elemento es en barriles:

$$V = \frac{A \phi dx}{5,615} \quad (8.28)$$

El cambio en volumen del elemento, dV , ocasionado por la caída de presión dp es:

$$dV = -c_f V dp = -\frac{A \phi c_f dx dp}{5,615} \quad (8.29)$$

Dónde:

c_f : compresibilidad promedio de los fluidos del yacimiento, lpc^{-1} .

La tasa de variación del volumen con respecto al tiempo, $\partial V / \partial t$ en cualquier momento es la tasa de expansión del elemento, o:

$$dq = \frac{\partial V}{\partial t} = -\frac{A \phi c_f dx}{5,615} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (8.30)$$

Dónde:

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -\frac{A \phi C_f}{5,615} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (8.31)$$

La ecuación de la Ley de Darcy para flujo lineal es:

$$q = -1,127 \frac{kA}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \quad (8.32)$$

Derivando,

$$\frac{\partial q}{\partial x} = -1,127 \frac{kA}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} \quad (8.33)$$

Igualando las ecuaciones (8.31) y (8.33):

$$1,127 \frac{kA}{\mu} \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{A\phi c_f}{5,615} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (8.34)$$

Simplificando:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (8.35)$$

Esta es la ecuación de difusividad en su forma lineal, donde η es la constante de difusividad definida como:

$$\eta = \frac{6,328 k}{\mu c_f \phi} \quad (8.36)$$

Con la Transformación de Laplace aplicada a la ecuación (8.35), se encuentra la solución:

$$\frac{p(x,t) - p_e}{\Delta p} = \operatorname{erfc}\left(\frac{x}{2\sqrt{\eta t}}\right) \quad (8.37)$$

Dónde:

$p(x, t)$: presión en cualquier punto en el tiempo t , lpc.

p_e : presión externa límite, lpc.

Δp : presión diferencial durante el fracturamiento, lpc.

La velocidad del fluido de fracturamiento en la cara de la fractura para el caso de fluidos controlados por el yacimiento la obtenemos de la Ley de Darcy:

$$v_{x=0} = -1,127 \frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} \quad (8.38)$$

El término $\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0}$ se halla derivando la ecuación (8.37):

$$\left(\frac{\partial p}{\partial x} \right)_{x=0} = - \frac{\Delta p}{\sqrt{\pi \eta t}} \quad (8.39)$$

Sustituyendo la ecuación (8.39) en la (8.38):

$$v_{x=0} = \frac{1,127k \Delta p}{\mu \sqrt{\pi \eta t}} \quad (8.40)$$

Sustituyendo la ecuación (8.36) en la ecuación (8.40) y simplificando:

$$v_{x=0} = 0,2528 \Delta p \left(\frac{k c_f \phi}{\mu t} \right)^{1/2} \quad (8.41)$$

O, si se quiere expresar en pies/min teniendo t en minutos:

$$v_{x=0} = 0,0374\Delta p \left(\frac{k c_f \phi}{\mu t} \right)^{1/2} \quad (8.42)$$

Que es igual:

$$v = \frac{C_c}{\sqrt{t}} \quad (8.43)$$

Ahora la ecuación para el coeficiente de pérdida de fluido es:

$$C_c = 0,0374\Delta p \left(\frac{k c_f \phi}{\mu t} \right)^{1/2} \quad (8.44)$$

Dónde:

C_c : coeficiente de pérdida de fluido. $pie / \sqrt{\text{min}}$.

k : permeabilidad efectiva de la formación, mD.

ϕ : porosidad de la formación, adimensional.

C_f : compresibilidad isotérmica del fluido de formación, lpc^{-1} .

μ : viscosidad del fluido de formación, centipoises.

Δp : diferencial de presión a través de la cara de la fractura, lpc .

Debe notarse que las cantidades de μ y C_f en las ecuaciones son propiedades del fluido de formación y no del fluido de fracturamiento. Además, como la compresibilidad del fluido de la formación no varía apreciablemente se asume que posee un valor de $10 \times 10^{-6} lpc^{-1}$ para yacimientos saturados con líquidos. Cuando

hay gas libre $c_f = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g$, donde c representa las compresibilidades de petróleo, agua y gas respectivamente y S las saturaciones de las mismas.

- **Fluidos constructores de revoque**

Este tipo de fluidos forman un espesor de revoque o una pared en la cara de la fractura expuesta, debido al uso de aditivos modernos para limitar la pérdida de fluido (materiales asfálticos, gomas sintéticas y adición de sólidos solubles en crudo o agua) dando como resultado una tercera clase de fluido de fracturamiento. En este caso, a medida que el fluido penetra, crea una pared que representa una barrera efectiva para evitar el filtrado debido a su baja permeabilidad. Debido a esta baja permeabilidad, mayor caída de presión ocurrirá a través del espesor del revoque del papel de filtro a nivel de laboratorio, y por lo tanto la tasa de flujo de fluido de fracturamiento dentro de la formación se obtiene aplicando la Ley de Darcy a través del mismo espesor de revoque. El volumen de fluido que se filtra a través del espesor de revoque del papel de filtro en cualquier tiempo es proporcional al volumen del filtro en ese mismo tiempo,

$$V = cA_f L \tag{8.45}$$

Dónde:

V: volumen de fluido, cm^3 .

A_f : área de sección transversal del volumen del espesor del revoque del papel de filtro, cm^2 .

L : espesor del revoque del papel de filtro, cm.

c : constante de proporcionalidad, adimensional.

Tenemos que la Ley de Darcy para flujo lineal es:

$$q = \frac{dV}{dt} = 1,127 \frac{kA_f \Delta p}{\mu L} \quad (8.46)$$

Sustituyendo la ecuación (8.45) en la ecuación (8.46),

$$\frac{dV}{dt} = 1,127 \frac{kA_f \Delta p}{\mu V / cA_f} \quad (8.47)$$

Simplificando,

$$\int_0^V V dV = \int_0^t 1,127 \frac{kA_f^2 c \Delta p}{\mu} dt \quad (8.48)$$

Integrando y simplificando,

$$V = \left(2,254 \frac{kA_f^2 c \Delta p}{\mu} \right)^{1/2} \sqrt{t} \quad (8.49)$$

Luego,

$$V = m\sqrt{t} \quad (8.50)$$

Donde m es $\left(2,254 \frac{kA_f^2 c \Delta p}{\mu} \right)^{1/2}$.

Si una prueba estándar de pérdida de fluido es realizada en un fluido de fracturamiento y V es el volumen de filtrado que se grafica versus \sqrt{t} , la curva que se obtiene será de pendiente m.

Derivando la ecuación (8.50):

$$\frac{dV}{dt} = q = \frac{m}{2\sqrt{t}} \quad (8.51)$$

Y la velocidad es,

$$v = \frac{q}{A_f} = \frac{m}{2A_f\sqrt{t}} \quad (8.52)$$

O si se expresa v en pies/min, colocando t en minutos:

$$v = \frac{0,0164m}{A_f\sqrt{t}} \quad (8.53)$$

Donde m es la pendiente de la curva de pérdida de fluido en $cm^3/\sqrt{\min}$ y A_f es el área de la prueba medida en cm^2 . Luego:

$$v = \frac{C_w}{\sqrt{t}} \quad (8.54)$$

Dónde:

$$C_w = \frac{0,0164m}{A_f} \quad pie / \sqrt{\text{min}} \quad (8.55)$$

En la prueba estándar de revoque del papel de filtro, el revoque se forma en contra del papel de filtrado. En la figura 88 se observan gráficos de pérdida de fluido que se generan para varios horizontes, en donde el coeficiente del fluido de fracturamiento C_w está calculado.

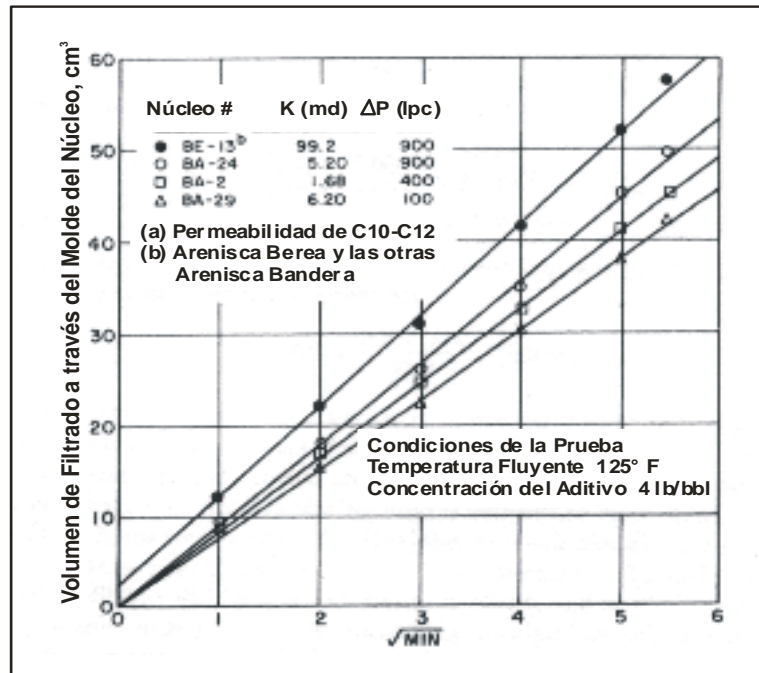


Figura 88 Pérdida de Fluido con un Aditivo de Pérdida de Fluido [20]

Si los datos de la prueba de pérdida de fluido no están disponibles al diferencial de presión esperado en el trabajo de fractura, C_w a cualquier otra presión puede ser corregida al diferencial esperado. La pendiente de la curva de pérdida de fluido obtenida por la ecuación (8.50) es proporcional a $(\Delta p)^{1/2}$

$$m = K \Delta p^{1/2} \quad (8.56)$$

Por lo tanto,

$$m_{act} = m \left(\frac{\Delta p_{act}}{\Delta p} \right)^{1/2} \quad (8.57)$$

Y,

$$C_{w_{act}} = C_w \left(\frac{\Delta p_{act}}{\Delta p} \right)^{1/2} \quad (8.58)$$

En la ecuación 8.58 se asume que la permeabilidad de los restos de revoque del papel de filtro es constante con el cambio de diferencial de presión, lo que no es exactamente cierto. Por lo tanto, la ecuación 8.58 se debería usar sólo cuando no se puedan obtener los datos correctos del diferencial de presión.

Usualmente, en la prueba de pérdida de fluido, una cierta cantidad de fluido es forzado a través del papel de filtro en el instante en el que el diferencial de presión es aplicado, antes de esto no se había formado ningún revoque del papel de filtro. Esta pérdida es llamada pérdida de fluido de arranque (*spurt loss*) (V_{sp}) y es medida en cm^3 .

Por ejemplo, para el núcleo BE-13 de la figura 88 la pérdida de arranque es $2,5 \text{ cm}^3$, la intercepción de la línea recta con el eje y a un tiempo $t = 0$. Si una pérdida de arranque es incluida en la ecuación (8.50), ésta se transforma en:

$$V = m\sqrt{t} + V_{sp} \quad (8.59)$$

Cuando se deriva la ecuación (8.59), V_{sp} irá decreciendo, no teniendo así ningún efecto sobre el coeficiente del fluido de fracturamiento. Sin embargo, la pérdida de arranque afecta el cálculo del área de fractura, es decir, la ecuación (8.16). Considerar una fractura de área A_f , con una pérdida de arranque V_{sp} . El volumen de la fractura es $A_f W$ donde W es el ancho real de la fractura. Ya que la pérdida de arranque no es considerada en la ecuación (8.16), el volumen de la fractura que es calculado a través de esta ecuación, es mayor que el $A_f W$ por $2V_{sp}$. Si se define una cantidad W' tal que el resultado de $A_f W'$ es igual al volumen de la fractura sin la pérdida de arranque, entonces;

$$A_f W' = A_f W + 2V_{sp} \quad (8.60)$$

O también,

$$W' = W + \frac{2V_{sp}}{A_f} \quad (8.61)$$

Si W y W' están expresadas en pulgadas, con A_f en cm^2 y V_{sp} está en cm^3 , entonces:

$$W' = W + \frac{2V_{sp}}{2,54A_f} \quad (8.62)$$

O también,

$$W' = W + 0,787 \frac{V_{sp}}{A_f} \quad (8.63)$$

Entonces si se reemplaza W en la ecuación (8.16) por W' , se corrige la ecuación (9.38), para un fluido con pérdida de arranque.

Se observa que el coeficiente del fluido de fracturamiento puede tomar cualquiera de las tres formas mostradas. Cada una de las cuales describe un mecanismo que tiende a retardar el filtrado. Actualmente en cualquier tratamiento, todos estos mecanismos operan variando en magnitud. Cualquier fluido de fracturamiento con cierta viscosidad dará a lugar al mecanismo C_v que ayuda a retardar el filtrado. Así mismo, la formación contiene un fluido compresible que hace tomar en cuenta el mecanismo C_c . Finalmente, algunos crudos sin aditivos tendrán un efecto de construcción de pared de revoque, y así entra en juego el mecanismo C_w . Controlar el mecanismo siempre será más eficaz que dar la tasa más baja de filtrado o el menor valor de C .

En formaciones parcialmente vaciadas donde es apreciable la saturación de gas, el cálculo del coeficiente del fluido de fracturamiento implica consideraciones especiales. Esta dificultad surge de la amplia variación en la compresibilidad de fase de gas libre. Debido al incremento en compresibilidad, los coeficientes del fluido de fracturamiento, C_v , C_c y C_w tal vez se encuentren dentro del mismo orden de magnitud. Esto significa que ningún mecanismo está en control del filtrado del fluido de fracturamiento, y por consiguiente un coeficiente combinado debe ser calculado. El coeficiente del fluido de fracturamiento es análogo a la conductancia eléctrica y por tanto esto ha sugerido que un coeficiente combinado podría ser calculado de forma similar a la conductancia combinada de una serie de conductores,

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_v} + \frac{1}{C_c} + \frac{1}{C_w} \quad (8.64)$$

Esta analogía ha sido probada al compararla con los datos de campo y encontrarse una precisión razonable.

En resumen, se puede encontrar las tres situaciones siguientes:

- Cuando la viscosidad del fluido de fracturamiento es mucho mayor a la viscosidad de la formación se calcula solamente C_v , ($C = C_v$).
- Cuando la viscosidad del fluido de fracturamiento es relativamente mayor a la viscosidad de la formación se calcula solamente C_v y C_c .
- Cuando la viscosidad del fluido de fracturamiento es igual a la viscosidad de la formación se calcula solamente C_c , ($C = C_c$).

8.3.2 Área de la Fractura

8.3.2.1 Fundamento

Para lograr obtener una expresión general para el área de la fractura se debe plantear las siguientes suposiciones:

1. Las fracturas son de ancho uniforme.
2. El flujo del fluido de fractura dentro de la formación es lineal y la dirección del flujo es perpendicular a la cara de la fractura.
3. La velocidad de flujo dentro de la formación en cualquier punto de la cara de la fractura es una función del tiempo de exposición del punto al fluid.
4. La función de velocidad $v = f(t)$ es la misma para cada punto en la formación, pero el tiempo cero para cualquiera de ellos es definido como el instante en el que el fluido de fracturamiento lo alcanza por primera vez.
5. La presión en la fractura es igual a la presión de inyección en la cara de la arena, la cual es constante.

8.3.2.2 Proceso

Durante el fracturamiento, el fluido de fractura es inyectado en el cabezal del pozo a una tasa constante q_i , esta tasa de inyección se divide en dos componentes, una tasa de líquido (q_l) la cual entra a la formación como resultado del diferencial de presión entre la fractura y el límite externo; y el resto (q_f), se encarga de incrementar el área y

volumen de la fractura. En la figura 89 se observa la representación esquemática del proceso de inyección para la creación de la fractura.

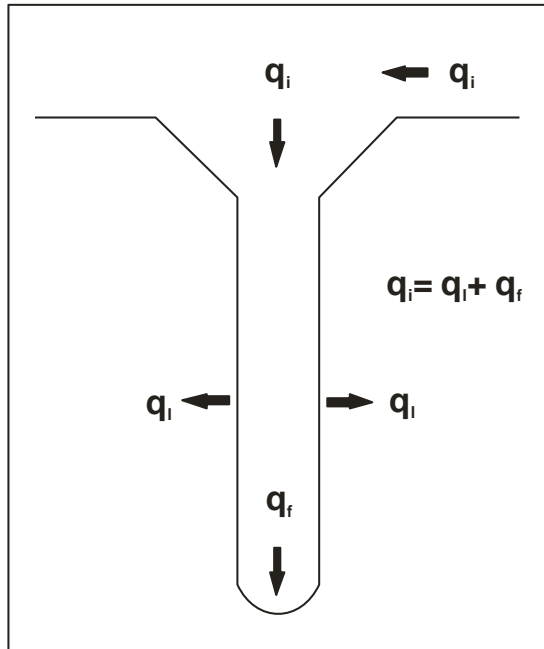


Figura 89 Inyección del Fluido dentro del Pozo ^[12].

La tasa a la cual un fluido de fracturamiento se filtra en dos caras de fractura dentro de la formación, está relacionada con la velocidad v y el área de fractura A de una cara, por:

$$q_l(t) = 2 \int_0^{A(t)} v(t) dA \quad (8.65)$$

Dónde:

Q_l : tasa de volumen de fluido perdido en la formación, pies³/min.

V : velocidad del flujo perpendicular al plano de fractura, pies/min.

A : área de la cara de la fractura, pies²

Ya que la extensión de la fractura se incrementa con el tiempo, el área de la misma también lo será. Para un elemento de área dA que se forma en un tiempo δ , la

velocidad del flujo es el elemento $v(t - \delta)$, y tomando en cuenta lo que supusimos en el punto 4, entonces A es también función del tiempo,

$$dA = \left(\frac{dA}{d\delta} \right) d\delta \quad (8.66)$$

Ahora se escribe la ecuación (9.65) de la forma:

$$q_i(t) = 2 \int_0^t v(t - \delta) \left(\frac{dA}{d\delta} \right) d\delta \quad (8.67)$$

La tasa del incremento del volumen de fractura es:

$$q_f = W \left(\frac{dA}{dt} \right) \quad (8.68)$$

Puede verse de la figura II.8.7 que:

$$q_i = q_l + q_f \quad (8.69)$$

Sustituyendo las ecuaciones (8.67) y (8.68) en la ecuación (8.69)

$$q_i = \left[2 \int_0^t v(t - \delta) \left(\frac{dA}{d\delta} \right) d\delta \right] + W \frac{dA}{dt} \quad (8.70)$$

Dónde:

q_i : tasa de inyección constante durante la extensión, pie³/min.

$v(t - \delta)$: velocidad del fluido fluyendo dentro de la formación al punto dado, pie/min.

t: tiempo total de bombeo, min.

δ : tiempo requerido por el fluido para alcanzar el punto dado, min.

(t- δ): intervalo de tiempo durante el cual el fluido se ha filtrado de cualquier punto, min.

A: área total de la cara de una fractura en cualquier momento durante la inyección, pie².

W: ancho de la fractura, pies.

La ecuación (8.70) puede ser resuelta para el área de fractura a cualquier tiempo A (t), usando la Transformación de Laplace, con tal que q_i sea constante y la ecuación v (t) sea conocida. En la siguiente sección, el valor de v como función del tiempo será determinado por tres mecanismos específicos. En estos el valor de v (t) es:

$$v(t) = \frac{C}{\sqrt{t}} \quad (8.71)$$

Donde C es una constante la cual es diferente para cada mecanismo. La Transformada de Laplace $L\{F(t)\}$ de cualquier función F (t) está definida como:

$$L\{F(t)\} = \int_0^{\infty} e^{-st} F(t) dt \quad (8.72)$$

La integral de la ecuación (8.72) puede ser evaluada rápidamente y su solución para numerosas funciones F (t) se encuentra en tablas estándar de Transformadas de Laplace. Una propiedad importante de las Transformaciones de Laplace es un producto de circunvalación. Para F (t) y G (t), donde F y G son funciones de t, se define como:

$$F(t) * G(t) = \int_0^t F(t) G(t - \delta) d\delta \quad (8.73)$$

Esto muestra que la Transformada de Laplace de este producto es:

$$L\{F(t)*G(t)\} = L\{F(t)\}L\{G(t)\} \quad (8.74)$$

El primer término del lado derecho de la ecuación (8.70) es un producto de circunvalación:

$$2 \left[\frac{dA}{dt}(t) * v(t) \right] \quad (8.75)$$

Por tanto, la Transformada de Laplace de este término es:

$$2 \left[L\left\{ \frac{dA}{dt}(t) \right\} L\{v(t)\} \right] \quad (8.76)$$

Aplicando La Transformada de Laplace a ambos lados de la ecuación (8.70):

$$L\{q_i\} = 2 \left[L\left\{ \frac{dA}{dt}(t) \right\} L\{v(t)\} \right] + L\left\{ W \frac{dA}{dt}(t) \right\} \quad (8.77)$$

Evaluando las transformaciones indicadas en una tabla estándar de transformaciones y denotando que $v(t)$ está representada por la ecuación (8.71), se puede escribir la ecuación (8.31) como:

$$\frac{q_i}{s} = 2 [sL\{A(t)\}] [C\sqrt{\pi} s^{-1/2}] + WsL\{A(t)\} \quad (8.78)$$

Despejando $L\{A(t)\}$,

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i}{W} \left[\frac{1}{s^{3/2} \left(\frac{2C\sqrt{\pi}}{W} + s^{1/2} \right)} \right] \quad (8.79)$$

Haciendo que $b = \frac{2C\sqrt{\pi}}{W}$, y expandiendo la ecuación (8.79) como una suma parcial de fracciones,

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i}{W} \left[-\frac{1}{b^3(b+s^{1/2})} + \frac{1}{b^3 s^{1/2}} + \frac{1}{b^2 s} + \frac{1}{b^{3/2}} \right] \quad (8.80)$$

Agrupando los primeros dos términos dentro de corchetes y factorizando para luego sacar $1/b^2$:

$$L\{A(t)\} = \frac{q_i}{Wb^2} \left[\frac{1}{s^{1/2}(b+s^{1/2})} - \frac{1}{s} + \frac{b}{s^{3/2}} \right] \quad (8.81)$$

Cada uno de los tres términos dentro del corchete tiene una transformada inversa la cual se puede encontrar en tablas estándar de Transformaciones de Laplace. Aplicando la transformada inversa de la ecuación de (8.81), se obtiene la ecuación (8.82)

$$A(t) = \frac{q_i}{Wb^2} \left[e^{b^2 t} \operatorname{erfc}(b\sqrt{t}) + 2b\sqrt{\frac{t}{\pi}} - 1 \right] \quad (8.82)$$

Sabiendo que $b = \frac{2C\sqrt{\pi}}{W}$, la ecuación (8.82) se convierte en:

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{\left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}\right)^2} \operatorname{erfc}\left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}\right) + \frac{4C\sqrt{t}}{W} - 1 \right] \quad (8.83)$$

También,

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (8.84)$$

Donde $x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$,

A (t): área de una cara de la fractura a un tiempo t, pies²

q_i: tasa de inyección, pie³/min.

W: ancho de la fractura, pies.

t: tiempo de inyección, minutos.

C: coeficiente del fluido de fracturamiento. *pies* / $\sqrt{\text{min}}$.

y $\operatorname{erfc}(x)$ es la función de error complementario de x, definida como:

$$\operatorname{erfc}(x) = \frac{2}{\sqrt{\pi}} \int_x^\infty e^{-t^2} dt = 1 - \frac{2x}{\sqrt{\pi}} \left[1 - \frac{x^2}{1!3} + \frac{x^4}{2!5} - \frac{x^6}{3!7} + \dots \right] \quad (8.85)$$

Los valores de la función de error complementario de x han sido calculados y son presentados en las tablas 28 y 29

Tabla 28 Función de error complementario de xa ^[12].

x	0	1	2	3	4
0,0	1,0000	0,9887	0,9774	0,9662	0,9549
0,1	0,8875	0,8764	0,8652	0,8541	0,8431
0,2	0,7773	0,7665	0,7557	0,7450	0,7343
0,3	0,6714	0,6611	0,6509	0,6407	0,6306
0,4	0,5716	0,5620	0,5525	0,5431	0,5338
0,5	0,4795	0,4708	0,4621	0,4535	0,4451
0,6	0,3961	0,3883	0,3806	0,3730	0,3654
0,7	0,3222	0,3153	0,3086	0,3019	0,2953
0,8	0,2579	0,2520	0,2462	0,2405	0,2349
0,9	0,2031	0,1981	0,1932	0,1884	0,1837
1,0	0,1573	0,1532	0,1492	0,1452	0,1414
1,1	0,1198	0,1165	0,1132	0,1100	0,1069
1,2	0,0897	0,0870	0,0845	0,0819	0,0795
1,3	0,0660	0,0639	0,0619	0,0600	0,0581
1,4	0,0477	0,0461	0,0446	0,0431	0,0417
1,5	0,0339	0,0327	0,0316	0,0305	0,0294
1,6	0,0237	0,0228	0,0220	0,0212	0,0204
1,7	0,0162	0,0156	0,0150	0,0144	0,0139
1,8	0,0109	0,0105	0,0101	0,0097	0,0093
1,9	0,0072	0,0069	0,0066	0,0063	0,0061
2,0	0,00468	0,00448	0,00428	0,00409	0,00391
2,1	0,00298	0,00285	0,00272	0,00259	0,00247
2,2	0,00186	0,00178	0,00169	0,00161	0,00154
2,3	0,00114	0,00109	0,00103	0,00098	0,00094
2,4	0,00069	0,00065	0,00062	0,00059	0,00056
2,5	0,00041	0,00039	0,00037	0,00035	0,00033
2,6	0,00024	0,00022	0,00021	0,00020	0,00019
2,7	0,00013	0,00013	0,00012	0,00011	0,00011
2,8	0,000075	0,000071	0,000067	0,000063	0,000059
2,9	0,000041	0,000039	0,000036	0,000034	0,000032

Tabla 29 Función de error complementario de xa (Continuación) ^[12].

X	5	6	7	8	9
0,0	0,9436	0,9324	0,9211	0,9099	0,8987
0,1	0,8320	0,8210	0,8100	0,7991	0,7882
0,2	0,7237	0,7131	0,7026	0,6921	0,6817
0,3	0,6206	0,6107	0,6008	0,5910	0,5813
0,4	0,5245	0,5153	0,5063	0,4973	0,4883
0,5	0,4367	0,4284	0,4202	0,4121	0,4041
0,6	0,3580	0,3506	0,3434	0,3362	0,3292
0,7	0,2888	0,2825	0,2762	0,2700	0,2639
0,8	0,2293	0,2239	0,2186	0,2133	0,2082
0,9	0,1791	0,1746	0,1701	0,1658	0,1615
1,0	0,1376	0,1339	0,1302	0,1267	0,1232
1,1	0,1039	0,1009	0,0980	0,0952	0,0924
1,2	0,0771	0,0748	0,0725	0,0703	0,0681
1,3	0,0562	0,0544	0,0527	0,0510	0,0493
1,4	0,0403	0,0389	0,0376	0,0363	0,0351
1,5	0,0284	0,0274	0,0264	0,0255	0,0245
1,6	0,0196	0,0189	0,0182	0,0175	0,0168
1,7	0,0133	0,0128	0,0123	0,0118	0,0114
1,8	0,0089	0,0085	0,0082	0,0078	0,0075
1,9	0,0058	0,0056	0,0053	0,0051	0,0049
2,0	0,00374	0,00358	0,00342	0,00327	0,00312
2,1	0,00236	0,00225	0,00215	0,00205	0,00195
2,2	0,00146	0,00139	0,00133	0,00126	0,00120
2,3	0,00089	0,00085	0,00080	0,00076	0,00072
2,4	0,00053	0,00050	0,00048	0,00045	0,00043
2,5	0,00031	0,00029	0,00028	0,00026	0,00025
2,6	0,00018	0,00017	0,00016	0,00015	0,00014
2,7	0,00010	0,00009	0,00009	0,00008	0,00008
2,8	0,000056	0,000052	0,000049	0,000046	0,000044
2,9	0,000030	0,000028	0,000027	0,000025	0,000023

Adicionalmente, para lograr el cálculo de las dimensiones de la fractura se deben tomar en cuenta diferentes ecuaciones tales como:

- Ecuaciones de flujo de fluidos: distribución de presión y de amplitud
- Ecuaciones de mecánica de rocas

- Ecuación de continuidad
- Ecuaciones de altura de fractura (solo en 3D)
- Ecuaciones de transporte de partículas
- Ecuaciones de transferencia de calor

La propagación vertical de una fractura será determinada por el contraste de los esfuerzos horizontales in situ de las diversas capas. La propagación lateral está determinada por un balance de volumen entre el fluido inyectado y el que se filtra a través del área de las paredes de la fractura creada. La amplitud de la fractura la determina el módulo de elasticidad de la roca y la viscosidad del fluido fracturante (Zambrano 2003).

8.3.3 Eficiencia de la fractura

Luego de calculado el coeficiente del fluido de fracturamiento y determinado el área de fractura utilizando la ecuación 8.86:

$$A(t) = \frac{q_i W}{4\pi C^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (8.86)$$

Donde,
$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$$

Sin embargo, como la solución de esta ecuación es compleja, se puede escribir de otra forma para facilitar los cálculos. Si se define la eficiencia de un trabajo de fractura como el volumen de área dividida entre el volumen de fluido bombeado, entonces,

$$Eff = \frac{V_f}{V_i} = \frac{W A(t)}{q_i t} \quad (8.87)$$

Sustituyendo la ecuación (8.86) en la ecuación (8.87):

$$Eff = \frac{W}{q_i t} \left[\frac{q_i W}{4\pi C^2} \right] \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (8.88)$$

Resolviendo y reordenando,

$$Eff = \frac{1}{x^2} \left[e^{x^2} \operatorname{erfc}(x) + \frac{2x}{\sqrt{\pi}} - 1 \right] \quad (8.89)$$

Como la eficiencia es función sólo de “x” es posible graficar la eficiencia versus “x” como se muestra en la figura 90.

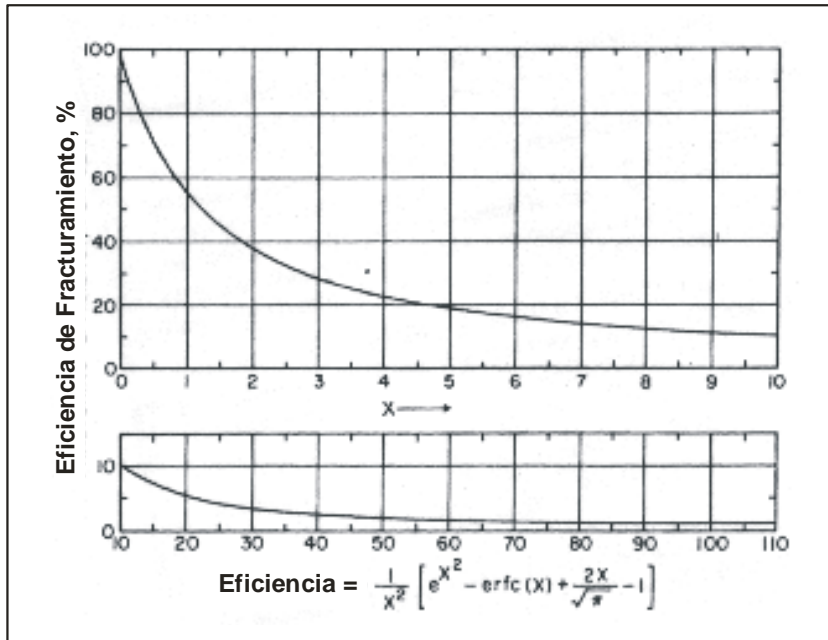


Figura 90 Porcentaje de Eficiencia de Fracturamiento Vs su Función ^[12].

8.3.4 Agente Apuntalante o de Soporte ^[8].

Uno de los factores predominantes que afectan el resultado de un trabajo de fracturamiento hidráulico es el sostenimiento de la fractura, ya que no es suficiente

sólo crear una fractura hidráulica en la formación, también es necesario concentrar el fracturamiento hidráulico con un alto material conductivo y poroso que hará la fractura hidráulica permeable.

El agente de soporte es afectado por la tensión, temperatura y concentración del mismo. La conductibilidad de un agente de soporte es más alta a los valores de bajo-tensión porque los granos son grandes y la porosidad y permeabilidad están a sus valores más altos. Con el aumento de valores de tensión, los granos del agente de soporte se deteriorarán y se pondrán más pequeños, reduciendo su porosidad y permeabilidad. También puede reducirse la conductibilidad con los aumentos de temperatura. Finalmente, un aumento en la concentración del agente de soporte aumentará la conductibilidad de la fractura hidráulica armando una fractura más ancha (Zambrano 2003).

Por estas razones, las propiedades físicas de un agente de soporte afectan su habilidad de entregar la conductibilidad óptima a la fractura hidráulica bajo condiciones específicas. Algunas de las propiedades que afectan más significativamente la conductibilidad son:

- *Análisis del Tamiz:* El tamaño tiene una gran influencia en la permeabilidad y conductibilidad. Un agente de soporte más grande puede entregar a la fractura hidráulica alta conductibilidad bajo las condiciones de cierre-tensión bajas; los tamaños del agente de soporte más pequeños pueden exhibir la conductibilidad más alta bajo la tensión de cierre alta.

Los agentes de soporte son graduados por el tamaño para proporcionar el espacio del poro óptimo entre los granos individuales depositados dentro de la fractura hidráulica.

- *Resistencia a la Compresión:* La resistencia de la compresión indica la fuerza relativa de varios agentes de soporte determinando la cantidad de material aplastado bajo una carga específica.

- *Gravedad Específica:* La determinación de gravedad específica puede indicar la tendencia de un agente de soporte a establecer la gelificación de un fluido con una viscosidad dada.

- *Redondez*: Los granos del agente de soporte redondos se resisten a ser aplastados, porque las tensiones de cierre están más uniformemente distribuidas.
- *Solubilidad Ácida*: La cantidad de material ácido-soluble en un agente de soporte indica la presencia de contaminantes (carbonatos, feldespatos, óxidos, finos de arcilla).

Según Paz y Guerra 2006, muchos estudios han apuntado a la efectividad de varias concentraciones de arena como agentes de soporte para incrementar la capacidad de fractura. En diseños actuales el rango de concentración de arenas va de 85 a 137,5 lbs por cada 100 pies² de área de fractura usando arena tanto de 20-40 como 10-20 mesh. Sin embargo, cuando es requerida una gran capacidad de fractura, los diseños empleados son de 70% de arena de 10-20 mesh seguidos por los de 30% de arena angular de 8-12 mesh.

Se han realizado investigaciones en la deposición de arena en fracturas verticales y se ha concluido que bajo una velocidad crítica la arena una vez que entra en la fractura se va depositando en el fondo. La figura 91 muestra el crecimiento de una capa de arena producto del asentamiento de la misma. También se puede observar que la arena se asienta en la parte baja de la fractura y en la parte alta se forman picos. Refracturando en la misma sección podría incrementarse considerablemente la producción de crudo.

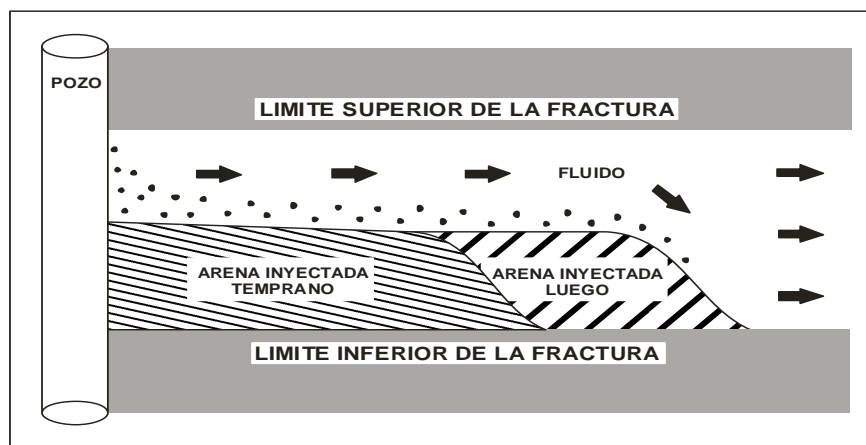


Figura 91 Capa de asentamiento de arena en fracturas verticales [10]

8.3.4.1 Tipos de agentes Apuntalantes ^[8].

Zambrano (2003) indica que existen diferentes tipos de agentes de soporte disponibles en el mercado, tales como:

- *Arena*: Dependiendo de las propiedades físicas, las arenas pueden subdividirse en grupos de excelente, buena e inferior calidad. La arena excelente o “Premium” vienen de Illinois, Minnesota, y Wisconsin. Estas arenas exceden considerablemente las normas del API, y se usan en todo el mundo. Las arenas de calidad buena o normal vienen del Hickory la Piedra de la arenisca cerca de Brady, Texas. Estas arenas tienen un el color más oscuro que las arenas “Premium” y son menos costosas y más usadas. La gravedad específica de la arena es aproximadamente 2,65.

- *Bauxita sinterizada*: La bauxita sinterizada y óxido de circonio son agentes de soporte de alta-fuerza con una gravedad específica de aproximadamente 3,4 o mayor. Debido a su alto costo, están generalmente limitados a los pozos con tensiones de cierre muy altas.

- *Cerámicas Intermedias*: Son llamados agentes de soporte de fuerza-intermedia (ISP), tienen una gravedad específica entre 2,7 y 3,3. La variación en la gravedad específica es debida al crudo y depende de los materiales usados para hacer los agentes de soporte. ISP son principalmente usados para los rangos de tensión de cierre entre 5,000 lpc y 10,000 lpc.

- *Arena cubierta con resina*: Pueden aplicarse las capas de la resina para mejorar la arena del agente de soporte. La resina que cubre el agente de soporte es usualmente manufacturada durante el proceso industrial formar una la película inerte. Las arenas cubiertas con resina tienen una conductibilidad más alta a límites de presiones más altos que las arenas convencionales. Estos agentes de soportes pueden usarse para prevenir “flowback” de agente de soporte cerca del “wellbore”. Las arenas cubiertas con resina normalmente tienen una gravedad específica de aproximadamente 2,55.

8.3.5 Hidráulica de Fracturamiento

Tratamientos de fracturamiento de 100.000 a 200.000 galones inyectados a tasas aproximadas de 100 barriles por minuto no son comunes, pero aun así se realizan con mínimas dificultades. El costo de estos tratamientos es alto y es imperativo que el material y los equipos sean utilizados eficientemente. Por tanto, se desea saber la potencia hidráulica requerida para cada tratamiento de fracturamiento para así mantener los costos al mínimo.

La potencia hidráulica requerida para bombear q_t barriles de fluido por minuto dentro del pozo con una presión en superficie de p_s en lpc viene dada por el producto $p_s q_t$ o, convirtiendo a caballos de fuerza hidráulicos,

$$H_h = \frac{144 \frac{pu \lg.^2}{pie^2} \times 5,615 \frac{pie^3}{bbl}}{33.000 \text{ pie} - lb / \text{min} / hp} p_s q_t \quad (8.90)$$

Luego,

$$H_h = 0,0245 p_s q_t$$

8.3.6 Comportamiento de Presiones en el Fracturamiento Hidráulico

El proceso de fracturamiento viene con una serie de presiones características que logran por una inyección desde superficie romper las rocas de la formación alrededor del pozo. Un volumen de fluido y otro con agente de soporte son bombeados a una presión de propagación de la fractura. Al finalizar el tratamiento la presión cae a una presión instantánea de cierre, la cual es utilizada para calcular el gradiente de fractura de la formación.

8.3.6.1 Presión de Inyección en Superficie

La presión de bombeo o presión de inyección en superficie, p_s , es igual a la suma de la presión de fondo del tratamiento de fractura p_f , la caída de presión por fricción en

la tubería Δp_f , y la caída de presión a través de las perforaciones Δp_p , menos la presión hidrostática Δp_s , como lo muestra la ecuación (8.91)

$$p_s = p_i + \Delta p_f + \Delta p_p - \Delta p_s \quad (8.91)$$

Si durante el tratamiento, las bombas son detenidas, la presión en superficie caerá, ya que no hay flujo. En la ausencia momentánea de pérdida por fricción, la presión de fondo del tratamiento de fractura puede ser calculada con gran precisión mediante la ecuación 8.92

$$p_i = p_s + \Delta p_s \quad (8.92)$$

Dónde:

P_i : presión de superficie instantánea al momento de apagar la bomba, lpc.

Adicionalmente, la pérdida de presión por fricción en el sistema ($\Delta p_f + \Delta p_p$) puede calcularse directamente mediante el uso de la ecuación (8.93)

$$\Delta p_f + \Delta p_p = p_s - p_i \quad (8.93)$$

Como la caída de presión a través de las perforaciones usualmente es muy pequeña en comparación con los otros términos de presión, se asume que es despreciable y así con la ecuación 8.94 obtenemos la presión en superficie.

$$p_s = p_i + \Delta p_f - \Delta p_s \quad (8.91)$$

Como Δp_f y Δp_p en la ecuación (8.91) están influenciados por la tasa de flujo, la presión de inyección en superficie también será dependiente de la misma. Siempre se

debe considerar con seguridad la selección de la tasa de inyección, debido a que la presión de inyección de superficie está limitada por la presión de estallido del revestidor. Por ejemplo, si la presión de estallido de un revestidor de 4 ½ pulg., 11,6 lb., J-55 es 5350 lpc, generalmente 70% de esta presión es tomada como la máxima presión de inyección en superficie, y por consiguiente p_s no debería exceder los 3745 lpc. Si se toma en cuenta esta consideración, una baja presión de inyección podría ser seleccionada para reducir las pérdidas por fricción.

8.3.6.2 Presión de Fondo

La presión de fondo en fracturamiento hidráulico p_t es determinada usando el gradiente de fractura G_f y la profundidad de la fractura D , tal como se observa en la ecuación 8.95.

$$p_t = G_f D \quad (8.95)$$

Luego combinando las ecuaciones (8.91) y (8.95):

$$G_f = \frac{p_s + \Delta p_s - \Delta p_f - \Delta p_p}{D} \quad (8.96)$$

El gradiente de fractura G_f esperado para fracturas horizontales (mayores a 2000 pies) está en el orden de 1,0 lpc/pie o más, y para fracturas verticales (debajo de los 4000 pies) es 0,7 lpc/pie o menos.

8.3.6.3 Presión Hidrostática

La presión hidrostática Δp_s se obtiene de la densidad del fluido incluyendo el agente de soporte. La densidad de la mezcla de fluido y arena, ρ en lbs/gal, será el número total de libras dividido por el número total de galones; en base a un galón de líquido, ecuación 8.97.

$$\rho = \frac{8,34\gamma + x}{1 + \frac{x}{2,63(8,34)}} = \frac{8,34\gamma + x}{1 + 0,0456x} \quad (8.97)$$

Dónde:

γ : gravedad específica del fluido de fracturamiento, adimensional.

x : concentración de arena, lbs/gal.

Y 2,63 es la gravedad específica de la arena.

Si la gravedad específica del fluido de fracturamiento es dada a 60°F, la gravedad específica a la temperatura promedio (T) de la formación se calcula con la ecuación 9.100.

$$\gamma_T = \gamma_{60} [1 - \beta(T - 60)] \quad (8.98)$$

Dónde:

β : es el coeficiente de expansión térmica del fluido, 1/°F.

Si el fluido de fracturamiento es un tipo de crudo el valor de β debe ser corregido.

La presión hidrostática Δp_s se obtendrá utilizando la ecuación (8.99)

$$\Delta p_s = \frac{0,433}{8,34} \left(\frac{8,34\gamma_T + x}{1 + 0,0456x} \right) D \quad (8.99)$$

Luego:

$$\Delta p_s = 0,052 \rho_T D \quad (8.100)$$

8.3.6.4 Caída de Presión a través de las Perforaciones

La velocidad del flujo así como la capacidad de una perforación se encuentran teóricamente limitadas por la velocidad crítica, la cual es la velocidad del sonido en un medio. Sin embargo, lograr esta velocidad a través de las perforaciones del revestidor es poco probable debido a que la presión requerida para el desarrollo de una velocidad crítica sobrepasa la resistencia de la tubería. Por lo tanto, la caída de presión a través de las perforaciones se obtiene directamente de la ecuación de Bernoulli 8.101.

$$\frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2g_c} = \frac{p_2}{\rho} + \frac{v_2^2}{2g_c} \quad (8.101)$$

Dónde:

p_1 : presión en el revestimiento, lpc.

p_2 : presión en las perforaciones, lpc.

ρ : densidad, lbs/pie³.

v_1 : velocidad en el revestimiento, pies/s.

v_2 : velocidad en la perforación, pies/s.

Reordenando la ecuación (8.101):

$$\frac{\Delta p_p}{\rho} = \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g_c} \quad (8.102)$$

Pero, $v_2^2 - v_1^2 \cong v_2^2$, entonces:

$$v_2^2 = 2g_c \frac{\Delta p_p}{\rho} \quad (8.103)$$

La tasa de flujo ideal es $q_i = A_2 v_2$, y la tasa de flujo actual es $q = C_d q_i$. C_d es el coeficiente de descarga para la perforación, que posee un valor aproximado de 0,82 para balas de perforación. Luego, sustituyendo en la ecuación (8.103):

$$\frac{q^2}{(0,82A_2)^2} = 2g_c \frac{\Delta p_p}{\rho} \quad (8.104)$$

Despejando Δp_p ,

$$\Delta p_p = \frac{\rho q^2}{1,345g_c A_2^2} \quad (8.105)$$

y convirtiendo ρ a lbs/gal, q en gal/min, A en pulgada² y la presión en lpc, se tiene la ecuación 8.108

$$\Delta p_p = \frac{\rho q^2}{8.090A_2^2} \quad (8.106)$$

8.3.6.5 Caída de Presión Producida por la Fricción

Cualquier buen método para calcular la caída de presión en un campo de aplicación debe producir una data bastante precisa, y útil, en una forma simple, aprovechando las propiedades del fluido.

Como el crudo de formación (*lease oil*) es muy utilizado en operaciones de fracturamiento y en algunos casos la gravedad API del crudo es la única propiedad del fluido con la cual se dispone, la compañía Socony Mobil Oil Company Research Division ha desarrollado una correlación para la viscosidad del crudo a varias temperaturas, como se muestra en la figura 92.

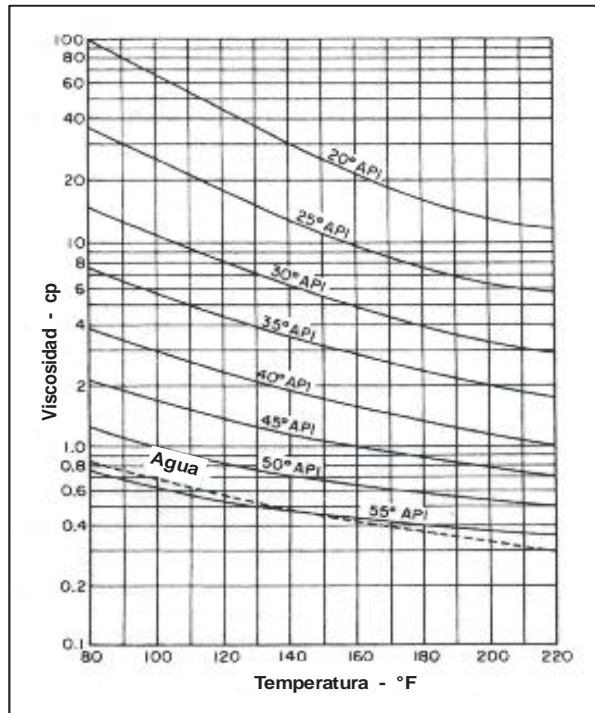


Figura 92 Viscosidad del crudo a varias temperaturas ^[12].

8.3.7 Razón de Productividad

El objetivo principal para hacer un tratamiento de fractura es incrementar el índice de productividad de un pozo, es decir, mejorar su productividad más allá del nivel natural. Este aumento se logra, removiendo el daño en las cercanías del pozo (Ver Figura 93) o alterando el patrón de flujo dentro de la formación para reducir la resistencia al mismo (Figura 94) (Zambrano 2003).

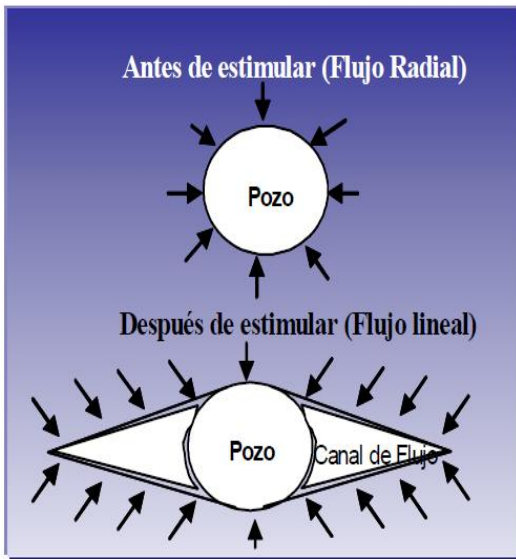


Figura 93 Remoción de Daño ^[16].

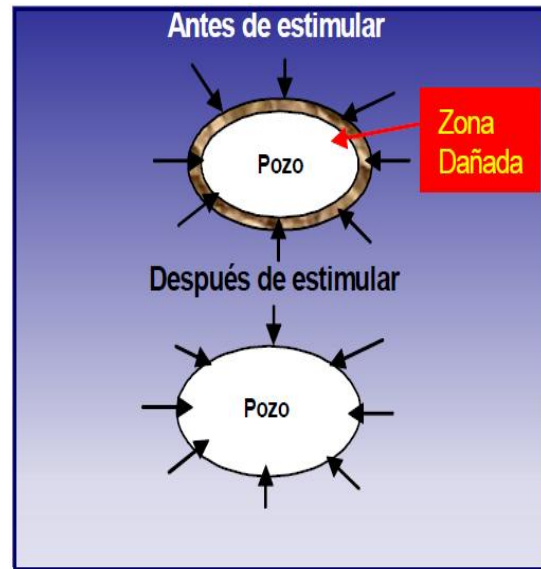


Figura 94 Alteración del Patrón de Flujo ^[12].

La razón de productividad (RP) se define como la relación que existe entre los índices de productividad de un pozo antes y después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico, J_f / J . Es imposible predecir exactamente la productividad de un pozo fracturado, debido al hecho de que cada forma de fractura es única. Sin embargo, si se asume un fracturamiento de forma radial alrededor del pozo es posible estimar las razones de productividad de fracturas verticales y horizontales. Para el caso de fractura horizontal (gradiente de fractura mayor o igual a 1,0 lpc/pie), se tiene una ecuación de razón de productividad asumiendo que la permeabilidad vertical es cero en la zona de fractura, demostrando la ecuación (8.107) y como se observa en la figura 95.

$$RP = \frac{k_{avg}}{k} \tag{8.107}$$

Dónde:

k_{avg} : permeabilidad promedio de la formación que ha sido fracturada, mD.

k : permeabilidad la formación sin fracturar, mD.

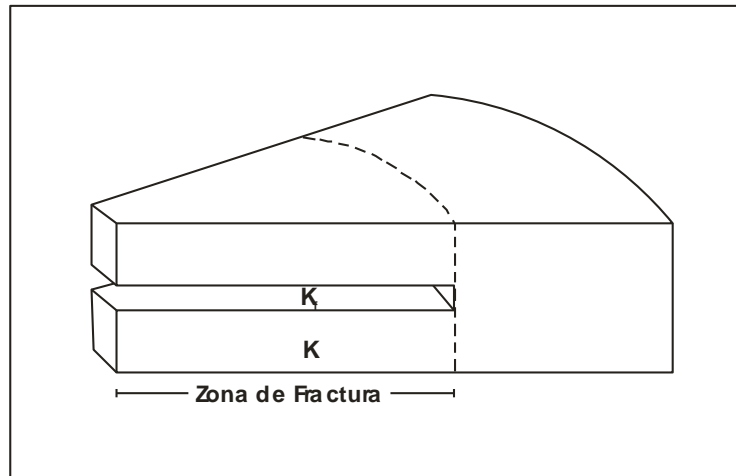


Figura 95 Orientación de Fracturas ^[12].

La permeabilidad promedio de la zona fracturada es igual a la permeabilidad promedio predicha para flujo radial en capas paralelas, como lo muestra la ecuación

$$k_{fz} = \frac{k_f W + k h}{h} \quad (8.108)$$

Donde

k_{fz} : permeabilidad promedio de la zona fracturada, md.

k_f : permeabilidad de la fractura, md.

W: espesor de la fractura, pies.

k: permeabilidad de la formación, md.

h: espesor de la formación, pies.

La permeabilidad promedio de la formación fracturada, k_{avg} , es igual a la permeabilidad promedio predicha para la serie de capas en flujo radial, ecuación (8.109)

$$k_{avg} = \frac{k k_{fz} \ln(r_e / r_w)}{k_{fz} \ln(r_e / r_f) + k \ln(r_f / r_w)} \quad (8.109)$$

Dónde:

re: radio de drenaje del pozo, pies.

r_w: radio del pozo, pies.

r_f: radio de la fractura, pies.

Substituyendo la ecuación (8.108) en la (8.109) se tiene la ecuación (8.16)

$$k_{avg} = \frac{k \left(\frac{k_f W + k h}{h} \right) \ln(re / rw)}{\left(\frac{k_f W + k h}{h} \right) \ln(re / rf) + k \ln(rf / rw)} \quad (8.110)$$

Y ahora se sustituye la ecuación (8.110) en la ecuación (8.107) y se multiplica el numerador y denominador por h:

$$RP = \frac{(k_f W + k h) \ln(r_e / r_w)}{(k_f W + k h) \ln(r_e / r_f) + k h \ln(r_f / r_w)} \quad (8.111)$$

Factorizando,

$$RP = \left[\frac{k_f W}{k h} \right] \left[\frac{\left(\frac{k h}{k_f W} + 1 \right) \ln(r_e / r_w)}{\left(\frac{k_f W}{k h} + 1 \right) \ln(r_e / r_f) + \ln(r_f / r_w)} \right] \quad (8.112)$$

Para facilitar un cálculo rápido de la razón de productividad de fracturas horizontales, la figura 96 fue construida usando la ecuación (8.112). La correlación entre la figura 96 y la ecuación (8.112) se muestra en La figura 97 la permeabilidad normalmente usada en arenas fracturadas.

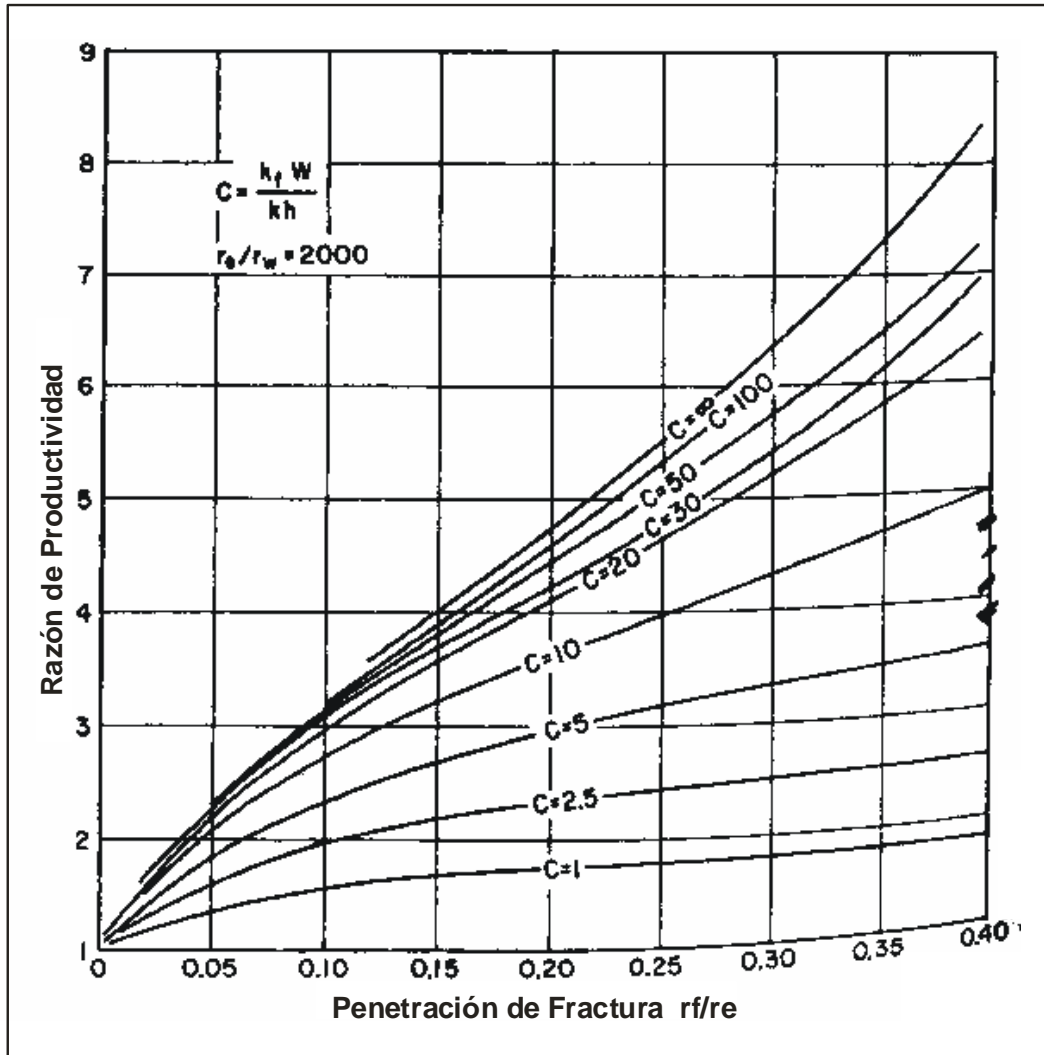


Figura 96 Razón de productividad estimada después de fracturamiento

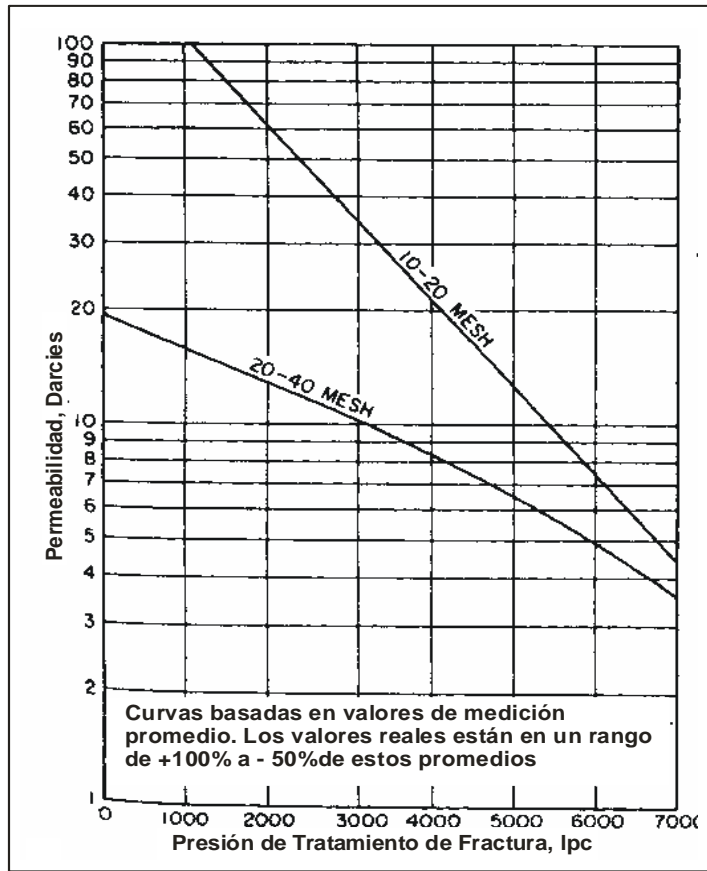


Figura 97 Efecto de la Presión en la Permeabilidad de la Arena Fracturada ^[2].

El término $\ln(r_f / r_w)$ en la ecuación (8.112) puede expresarse con la ecuación (8.113)

$$\ln(r_f / r_w) = \ln \left[(r_e / r_w) (r_f / r_e) \right] \quad (8.113)$$

De igual manera se debe estimar la razón de productividad de las fracturas verticales (gradiente de fractura $\leq 0,7$ lpc/pie). Tal como se muestra en la figura 98:

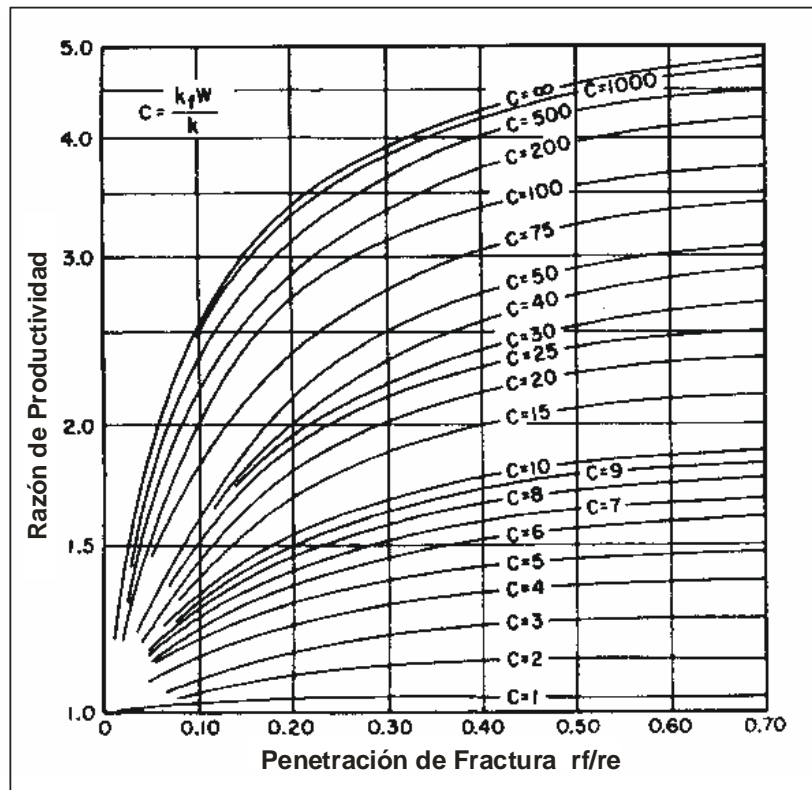


Figura 98 Razón de productividad después de fracturamiento (fractura vertical) ^[2].

Estudios realizados anteriormente muestran que una alta capacidad de fractura tiene un radio de pozo efectivo de 1/4 de la longitud de la fractura total. Por ejemplo, una alta capacidad de fractura de 200 pies de longitud total, en un campo que tiene un radio de drenaje de 500 pies, y un pozo cuyo radio es igual 0,25 pies, tendrá un radio efectivo del pozo de 1/4 x 200 ó 50 pies, y la razón de productividad será:

$$RP = \frac{\ln(500/0,25)}{\ln(500/50)} = 3,3$$

La misma razón de productividad es obtenida de la figura 98 para:

$$C = \infty \text{ y } r_f / r_e = 100/500 = 0,20$$

Pozos Verticales Fracturados versus Pozos Horizontales

La tabla 30 ilustra en un cuadro comparativo ventajas y desventajas de los pozos verticales fracturados y los pozos horizontales con el objetivo de poseer una herramienta informativa que permita hacer la selección de un caso o del otro en función de las necesidades que se presenten, ya que ambos presentan comportamiento similar.

Tabla 30 Pozos verticales fracturados versus pozos horizontales ^[2].

Tipo de Pozo	Ventajas	Desventajas
Verticales Fracturados	<ul style="list-style-type: none">* Pueden usarse en estratos gruesos.* No se ve afectada por la baja permeabilidad vertical.	<ul style="list-style-type: none">* No se posee control sobre la orientación.* Posible extensión de fractura a zonas de agua y gas.
Horizontales	<ul style="list-style-type: none">* Control completo sobre la orientación.* Pueden minimizar conificación de Agua y Gas.	<ul style="list-style-type: none">* Baja productividad en zonas gruesas.* Baja productividad en formaciones con baja permeabilidad.

Según Paz y Guerra 2006, en estratos gruesos o con baja permeabilidad es mejor considerar el uso de pozos verticales fracturados siempre y cuando haya un buen confinamiento de fractura. En formaciones delgadas con capas de gas o agua asociada es mejor considerar pozos horizontales. Los pozos horizontales representan una buena solución para arenas no consolidadas ya que mitigan los esfuerzos existentes dentro de la formación y permiten una baja producción de arena.

8.4 Equipos requeridos para realizar un tratamiento de fracturamiento hidráulico

Zambrano 2003 explica que desarrollar un tratamiento de fracturamiento hidráulico puede ser uno de los procedimientos más complejos realizados en un pozo. Esto se debe en parte a las altas tasas y altas presiones, el gran volumen de materiales inyectado, la mezcla continua de estos y la gran cantidad de variables desconocidas en el diseño original del tratamiento de fracturamiento hidráulico, por ello se debe tener en cuenta una serie de equipos que permitan realizar el trabajo de manera eficiente.

8.4.1 La Bomba

La presión de fracturamiento es generada por una simple acción recíproca de la unidad de bombas que tienen entre 700 y 2000 caballos de fuerza hidráulica, estas unidades se impulsan por las maquinarias de diesel.

8.4.2 La máquina mezcladora “blender”

Mezclando el equipo mezcla el sistema de fluido de fracturamiento hidráulico, agrega los agentes de soporte y suministros de esta mezcla a las bombas a altas presiones. Las lechadas pueden mezclarse continuamente por el equipo o mezclados por lote mezclados y almacenadas en los tanques de fluido. El lote de fluido mezclado es entonces mezclado con el agente de soporte en un afluente continuo y alimenta a las bombas.

8.4.3 Mountain mover

El *Mountain Mover* es el tanque donde el agente de soporte se almacena.

8.4.4 Centro de comando de tecnología

El centro de comando de tecnología es donde el ingeniero y el supervisor de fracturamiento hidráulico estarán durante el tratamiento. Toda la información debe centralizarse al centro del comando técnico.

Este equipo es importante durante el tratamiento de fracturamiento hidráulico, ya que en él, el operador de la bomba puede seguir lo que está pasando con la bomba, se puede ver el fluido, ya que el laboratorio casi está dentro de la van de fracturamiento hidráulico.

8.4.5 Líneas de alta presión

Se usan líneas de alta presión para conducir el fluido al pozo. Deben reforzarse las líneas correctamente para asegurar que no pueda ocurrir ningún desplazamiento brusco en caso de alguna filtración. Además, deben instalarse una válvula de

contrapresión y una válvula de alivio en disposición para descargar la presión, en caso de cualquier sobrepresión involuntaria.

8.4.6 Laboratorio de pruebas QA-QC

El laboratorio de ingeniería es crítico para el éxito de la operación, mientras asegura la calidad del proceso, debe permitir:

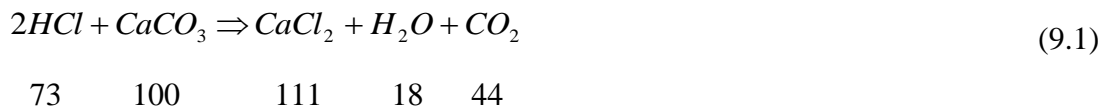
- Verificar los químicos antes de la operación.
- Verificar el plan de tratamiento con los químicos reales del campo.
- Supervisar el fluido del tratamiento continuamente.
- Controlar, como se está bombeando abajo en el hoyo.
- Realizar un análisis después del tratamiento para tener una idea del comportamiento de los fluidos del tratamiento con la temperatura.

El laboratorio debe localizarse entre el centro de mando y los tanques de aditivos de líquidos y las máquinas mezcladoras.

9 Acidificación ^[2].

La práctica de introducir ácido dentro de los pozos petroleros para incrementar la producción de petróleo y gas fue usada por primera vez en los campos de Pensilvania en 1894 y su uso continua en la actualidad. Los primeros tratamientos con ácidos consistieron en descargar ácido clorhídrico bajo el revestimiento sin la aplicación subsiguiente de presión. No fue hasta 1930 que mejores materiales de tratamiento y el desarrollo de técnicas en el área de direccionamiento del ácido aportaron grandes mejoras en el incremento de la producción de los pozos. Las rocas productoras de petróleo las cuales son tratadas con ácido clorhídrico son las calizas (compuestas de carbonato de calcio, CaCO_3), dolomitas (mezclas de calcio y carbonatos de magnesio, $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$), y calizas dolomíticas (Paz y Guerra 2006).

La ecuación 9.1 muestra la reacción química entre el ácido hidrolórico y la caliza.

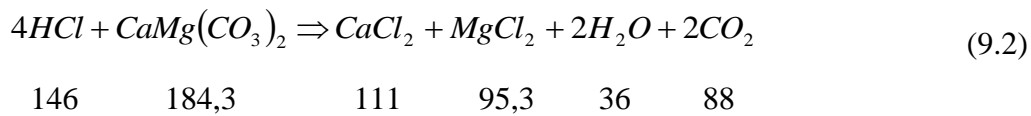


Exceptuando el caso de las 2 moléculas de HCl, las cantidades mostradas debajo de cada uno de los componentes son sus pesos moleculares. Ellos representan los pesos relativos individuales de las moléculas y por consiguiente los pesos relativos de las sustancias que reaccionan y las formadas como producto de dicha reacción. La ecuación 9.1 puede interpretarse como que 73 libras de ácido hidrolórico reaccionan con 100 libras de carbonato de calcio para formar 111 libras de cloruro de calcio, 18 libras de agua y 44 libras de dióxido de carbono. El tratamiento usual contiene 15% de HCl en peso y tiene una gravedad específica de 1,075. En 1000 galones de esta solución ácida hay $1000 \times 8,34 \times 1,075 \times 0,15 = 1344,8$ libras de ácido hidrolórico.

Para los pesos relativos de las sustancias envueltas en la ecuación 9.1, estos pueden ser calculados por la proporción de 1344,8 libras de ácido hidrolórico que reaccionan con 1842,2 libras de carbonato de calcio para formar 2044,8 libras de

cloruro de calcio, 331,6 libras de agua y 810,6 libras de dióxido de carbono. Como el promedio de la densidad de las calizas es 170 lbs/pie³, las 1842,2 libras de carbonato de calcio representan un volumen de 10,84 pies³.

Cuando la dolomita reacciona con el ácido hidroclicóric, los productos son los mismos que los de la reacción con las calizas, exceptuando el cloruro de magnesio que también se forma, como lo muestra la ecuación 9.2



El cloruro de magnesio es bastante soluble en agua, y así, como el caso de la caliza pura, todos los productos de la reacción son solubles en cualquier cantidad de ácido usado. Para los pesos relativos de las moléculas mostradas en la ecuación (9.2), estos pueden ser calculados diciendo que 1.000 galones de una solución ácida con 15% de HCl (1344,8 libras de ácido hidroclicóric) reaccionarán con 1697,6 libras de dolomita pura para formar 1022,4 libras de cloruro de calcio, 877,7 libras de cloruro de magnesio, 331,5 libras de agua, y 810,4 libras de dióxido de carbono.

Las formaciones de calizas y dolomíticas frecuentemente contienen pequeñas cantidades de arena, anhidrita y yeso, junto a pequeñas cantidades de otras impurezas que son insolubles en su mayoría. Actualmente se considera una buena práctica el retirar el uso del ácido después de tener 1 hora de ser introducido ya que hay el peligro de precipitación de residuos insolubles por la suspensión y el taponamiento de los poros.

Los ácidos más utilizados son:

- Ácido Clorhídric (HCl).
- Ácido Fluorhídric (HF).
- Menos Comunes: ácido fosfóric, sulfáltmico y cloroacético.

Una mezcla conocida como lodo ácido se utiliza para disolver lodo de perforación. Consiste de 3% p/p de HF y 12% p/p de HCl.

En rocas areniscas se puede usar solamente HCl y/o HF, mientras que en carbonatos sólo podemos usar HCl, ya que el HF no puede usarse debido a que se forma un producto en la reacción que es insoluble y produce taponamiento severo.

Este tipo de estimulación es muy útil. Por ejemplo, en el caso de las areniscas se recomiendan solo tratamientos de fracturamiento o acidificación matricial, pero el fracturamiento puede ser riesgoso, especialmente si el crecimiento de la fractura resulta en producción excesiva de gas o agua. Las altas presiones requeridas pueden dañar los tubulares o equipos de la terminación. Por otro lado, la acidificación matricial no es tan riesgosa, los yacimientos con capas de gas o zonas de agua pueden ser efectivamente estimulados con este tipo de tratamiento, No obstante, grandes volúmenes de producción son posibles con el fracturamiento.

En el caso de las calizas, se recomienda el uso de fracturamiento hidráulico o químico. Aquí, el fracturamiento químico, es el más económico generalmente, no obstante es más difícil de predecir los efectos del tratamiento.

9.1 Tipos de Tratamientos de Acidificación

Según Paz y Guerra 2006, los conceptos y derivaciones que se presentan a continuación están basados en el análisis de las técnicas de acidificación, correlaciones con datos del yacimiento y registros de tratamientos realizados anteriormente.

9.1.1 Acidificación Matricial

En esta categoría se encuentran los tratamientos en los cuales el ácido es inyectado dentro de los poros y canales de flujo de roca carbonatadas a una presión de fondo considerablemente menor que la presión de fracturamiento. El propósito es incrementar uniformemente la permeabilidad de la formación. Bajo estas condiciones, se supone que el ácido sólo entra en los poros naturales y los canales de flujo, para luego reaccionar con las paredes de estos poros, disolviendo la roca y agrandando los

poros. Esta reacción disminuye a medida que el ácido pierde acción (se desgasta), hasta que finalmente la penetración radial no produce beneficio adicional. El radio máximo de penetración de ácido sin consumir es una función de la velocidad del ácido dentro del poro y el tiempo de consumo (ya que, un ácido dado, depende del volumen del mismo y la porosidad de la roca).

Como el tiempo de consumo de ácido no cambia apreciablemente durante un tratamiento específico, la máxima penetración se obtiene cuando el primer incremento de ácido inyectado se consume. Se supone constante la tasa de inyección, que el tiempo de consumo permanece constante para todos los incrementos de ácido y que los incrementos de ácido posteriores cuando entren a los poros no penetrarán tan profundo como el usado de primero. En cambio, a medida que vamos colocando ácido adicional, iremos agrandando el área de sección transversal de los canales de flujo.

Evalutando este tipo de acidificación, se asume:

1. La formación es homogénea.
2. Los poros son de tamaño uniforme.
3. El ácido penetra radial y uniformemente.
4. La tasa de reacción declina uniformemente con el decrecimiento de la concentración de ácido.
5. El peso de la caliza disuelta por incremento de distancia declina uniformemente hasta que el ácido se consume completamente.

En base a esto, la distancia radial que penetrará el ácido desde que empieza a reaccionar hasta que se consume en su totalidad se basa en la siguiente ecuación:

$$\text{Volumen inyectado, pies}^3 = \text{Volumen de poro invadido, pies}^3$$

Escribiéndola de otra forma, ecuación 9.3.

$$q_i t = \pi \phi h (r_a^2 - r_w^2) \tag{9.3}$$

Despejando r_a :

$$r_a = \sqrt{\frac{q_i t}{\pi \phi h} + r_w^2} \quad (9.4)$$

Si se expresa la tasa de inyección en bbls/min y el tiempo en segundos, r_a queda:

$$r_a = \sqrt{\frac{5,615 q_i t}{60 \pi \phi h} + r_w^2} \quad (9.5)$$

O también,

$$r_a = \sqrt{\frac{0,0936 q_i t}{\pi \phi h} + r_w^2} \quad (9.6)$$

Dónde:

r_a : distancia radial de penetración del ácido hasta consumirse, pies.

ϕ : porosidad fraccional, adimensional.

q_i : tasa de inyección, bbl/min.

t : tiempo de desgaste, segundos.

r_w : radio del pozo, pies.

h : espesor de la formación, pies.

El único factor desconocido en la ecuación (9.6) es el tiempo de desgaste, t , el cual debe medirse para ácidos particulares en el laboratorio. Este tiempo depende de la relación del área expuesta de la roca al ácido (aquí se denota como s_ϕ en cm^2/cm^3) y el volumen del ácido. Un ácido tendrá el mismo tiempo de desgaste en rocas de composición similar con la misma área de superficie específica (a la misma

temperatura y presión). Para la acidificación matricial, el área de superficie específica se puede obtener de la ecuación de Kozen y modificada por Pirson, ecuación 9.7.

$$k = \frac{10^8}{2 F s_{\phi}^2} \quad (9.7)$$

Despejando s_{ϕ} :

$$s_{\phi} = 10^4 \sqrt{\frac{1}{2 F k}} \quad (9.8)$$

Dónde:

k: permeabilidad, darcies.

s_{ϕ} : área de superficie específica, cm^2/cm^3 .

F: factor de resistividad de la formación, adimensional.

La resistividad de la formación está relacionada con la porosidad por la ecuación 9.9

$$F = \phi^{-m} \quad (9.9)$$

Dónde:

m: factor de cementación, adimensional.

ϕ : porosidad de la roca, fracción.

El factor de cementación m varía entre 1,3 para arenas no consolidadas y 2,2 para calizas densas. En investigaciones realizadas en el laboratorio se encontró que en la acidificación matricial s_{ϕ} es tan grande como el tiempo de desgaste para la mayoría de los ácidos con un valor menor a 15 segundos. Para obtener una mayor penetración durante la acidificación matricial, es necesario disminuir la tasa de reacción o incrementar la tasa de reacción del ácido dentro de la formación.

La tabla 31 muestra la tasa de inyección y la presión diferencial requerida para obtener varios tipos de penetración usando acidificación matricial. Las tasas de inyección y las presiones diferenciales fueron calculadas con la ecuación (9.6) y la ecuación de Darcy para flujo radial en estado estable.

Tabla 31 Acidificación Matricial ^[2].

Tasa de inyección mínima y diferencial de presión a la permeabilidad de la formación indicada		
Penetración deseada, pies	5md	100 md
0,5	0,56 bbl/min/pie 26.800 lpc	0,26 bbl/min/pie 624 lpc
1	1,7 bbl/min/pie 117.000 lpc	0,77 bbl/min/pie 2.710 lpc
5		14,2 bbl/min/pie 94.000 lpc

Con el fin de obtener una penetración considerable dentro de la formación, debe aplicarse una presión mayor a la presión de fracturamiento. El tiempo de consumo de un ácido también es afectado por la presión, temperatura, velocidad del ácido dentro de la roca, concentración del ácido, estructura física y química de la formación, y el uso de aditivos retardantes. Debido a que el tiempo de consumo es afectado por diversas variables, sólo puede hallarse en mediciones para cada roca a nivel de laboratorio. Los tratamientos con ácido en formaciones delgadas a menor presión de fracturamiento, incrementará la permeabilidad sólo en los alrededores del pozo, siendo de esta forma más aplicables para reparar el daño en la formación.

La acidificación matricial es utilizada para remover daño de la formación debido a la invasión del filtrado del lodo de perforación, hinchamiento y migración de lutitas. Normalmente reduce a cero el factor de daño. Para estimar el incremento de productividad se hace $S = 0$ en la ecuación de influjo. En cuanto a las etapas del tratamiento, se puede decir que son 3 esencialmente. Primero se usa un preflujo de ácido hidroclicórico (HCl) para remover impurezas de carbonato, luego un flujo de HCl o ácido fluorhídrico (HF) para remover las arcillas de la formación y finalmente un postflujo con fluido nativo del pozo para desplazar el ácido hacia la formación.

9.1.2 Acidificación a través de Fracturas Preexistentes

El propósito de este tipo de tratamientos es remover la deposición secundaria o partículas sueltas en la fractura y disolver las rocas que se encuentran en las caras de la fractura. La tasa de inyección es controlada durante cada tratamiento para no exceder la presión de fracturamiento de la formación. La penetración máxima del ácido dentro de la fractura depende del tiempo de consumo del mismo bajo condiciones de temperatura y presión del yacimiento, además de la tasa de inyección.

Para la evaluación de este tipo de tratamientos se asume:

1. Las fracturas son horizontales, de espesor uniforme y se extienden de forma radial alrededor del pozo.
2. El ácido que se filtra dentro de la formación se considera despreciable.
3. La tasa de reacción del ácido es proporcional a su concentración, y la cantidad de roca disuelta de la cara de fractura decrece con el incremento de la penetración del ácido hasta que este se consume totalmente. A una tasa de inyección constante, incrementos adicionales de ácido pasando a través de la fractura no agrandarán el área acidificada pero incrementará ligeramente el ancho de la fractura.

A una tasa de inyección q_i , la distancia radial a la que el ácido penetrará una fractura horizontal hasta que se consuma a un tiempo t , se puede obtener a partir de la siguiente relación.

Volumen de las fracturas = Volumen de ácido inyectado

Representándose con la ecuación 9.10

$$n \pi W (r_a^2 - r_w^2) = q_i t \quad (9.10)$$

Despejando r_a , se obtiene la ecuación 9.11

$$r_a = \sqrt{\frac{q_i t}{\pi n W} + r_w^2} \quad (9.11)$$

Si se expresa la tasa de inyección en bbls/min, el tiempo en segundos, y W en pulgadas, r_a se expresa en la ecuación 9.12

$$r_a = \sqrt{\frac{5,615 \times 12 q_i t}{60 \pi n W} + r_w^2} \quad (9.12)$$

O también,

$$r_a = \sqrt{\frac{1,123 q_i t}{\pi n W} + r_w^2} \quad (9.13)$$

Dónde:

q_i : tasa de inyección, bbl/min.

t : tiempo de desgaste, segundos.

W : espesor de la fractura, pulgadas.

n : número de fracturas.

r_a : distancia radial de penetración del ácido hasta consumirse, pies.

r_w : radio del pozo, pies.

En acidificación matricial, el tiempo de consumo de un ácido en una fractura depende del área de superficie específica. Con el fin de obtener s_ϕ , se considera una fractura de ancho W en pies, por un área de 1 pie^2 . El área expuesta al ácido es 2 pies^2 (1 pie^2 cada cara) y el volumen del ácido es V_a que está en pies^3 , por tanto:

$$s_\phi = \frac{2}{V_a} \quad \text{pies}^2 / \text{pies}^3 \quad (9.14)$$

Para fracturas naturales, es seguro asumir un ancho de 0,1 milímetros o menos. En este caso se obtuvo que el tiempo de desgaste o consumo para la mayoría de los ácidos es menos de 1 minuto. Como la mayoría de las fracturas son estrechas, tienen baja permeabilidad, y tal vez no se extiendan grandes distancias del pozo, se requerirán excesivos diferenciales de presión de fondo para alcanzar una penetración considerable antes de que el ácido se consuma. La máxima penetración no puede ser calculada con precisión porque es imposible determinar el número de fracturas expuestas alrededor del pozo, su inclinación, y el ancho promedio de las mismas.

9.1.3 Fracturamiento Químico usando Alta Presión de Acidificación a través de Fracturas

Este tipo de estimulación consiste en inyectar ácido dentro de fracturas o zonas de debilidad a presiones de inyección que exceden la presión de fracturamiento, con el fin de conectar canales de alta permeabilidad al pozo. Para la evaluación de este tipo de tratamientos se asume:

1. Sólo una fractura es creada, la cual puede ser vertical u horizontal.
2. La mayor cantidad de ácido entra a la fractura, y por consiguiente el ácido que entra a la matriz desde el pozo es despreciable.
3. Las soluciones ácidas no contienen agentes de soporte.
4. El volumen y el área de la fractura dependen del volumen de ácido, la tasa de inyección, el espesor de la fractura durante el tratamiento, la viscosidad y pérdida de fluido del ácido, las características físicas de la roca y el fluido de formación.

La profundidad de la penetración del ácido dependerá de la tasa de reacción, la velocidad a través de la fractura, y del área específica de superficie de la fractura. Como el ancho de fracturas formadas hidráulicamente es más grande que el ancho de fracturas naturales ($\approx 0,1$ pulg. comparado con $\approx 0,1$ mm), el área específica de superficie de fracturas hidráulicas es mucho menor que la de una fractura natural

$s_{\phi} = 2/V_a$; así que, el tiempo de desgaste será mayor al de una fractura hidráulica.

Los beneficios de la acidificación están definidos por la máxima penetración del ácido antes de consumirse. Aunque una extensión adicional de fractura sea obtenida por la acción hidráulica del consumo del ácido, no se obtiene un beneficio permanente porque puede esperarse que la fractura “sane” en la ausencia del agente de soporte. Sin embargo, en la parte de la fractura alcanzada antes de que el ácido se consuma, irregularidades de la formación debido a las diferencias en su composición, solubilidad, y la tasa de reacción dan como resultado una disolución no-uniforme de la cara de la fractura. Estas irregularidades impiden que la fractura se cierre completamente cuando se descarga la presión de fractura incluso en la ausencia de los agentes de soporte.

El ácido que se filtra dentro de la matriz de la formación durante el fracturamiento también proporcionará un beneficio adicional; sin embargo, ocurrirá muy poca penetración debido al corto tiempo de desgaste (acidificación matricial). En las presiones de acidificación a través de fracturas, la penetración obtenida es mucho mayor debido a:

- a) El tiempo de desgaste es incrementado debido una menor área específica de superficie.
- b) La tasa de inyección es mayor debido a la alta permeabilidad (mayor espesor).

Esta técnica es usada para incrementar la producción de yacimientos con permeabilidad extremadamente baja.

9.2 Diseño del Tratamiento de Acidificación

Este tipo de tratamiento es diseñado de la misma forma que el fracturamiento hidráulico, con la condición adicional del tiempo de desgaste del ácido. Así mismo, como en fracturamiento, el diseño es controlado por los factores económicos. La diferencia principal entre el diseño de fracturamiento y acidificación es la ausencia del agente de soporte. Para esto se ha sugerido calcular una tasa de productividad de acidificación considerando la capacidad de la fractura como infinita.

CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO

El presente capítulo expone los procedimientos, técnicas e instrumentos utilizados para lograr eficientemente cada uno de los objetivos planteados en el presente proyecto de investigación.

1 Niveles de la Investigación

1.1 La investigación descriptiva

Arias en 2012 define la *Investigación Descriptiva* como la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento.

El presente proyecto de investigación se considera como una investigación de tipo descriptiva, debido a que se fundamenta principalmente en la caracterización asociada a todos y cada uno de los fundamentos, propiedades y procesos de terminación e intervención de pozos

2 Diseño de la Investigación

El diseño de investigación se define como una estrategia general que adopta el investigador para responder al problema planteado, generalmente se clasifica en documental, de campo y experimental (Arias, 2012).

Para Arias (2012) “la Investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos”. Esta investigación se identifica con el diseño documental, ya que su desarrollo se basa principalmente en la revisión, en una profunda investigación y actualización de documentos teóricos que representan los temas de la asignatura Pozos II.

Adicionalmente presenta un diseño de investigación de campo aplicada por que se consideraron datos asociados a variables utilizadas para la solución de los problemas prácticos operacionales de los procesos de terminación e intervención de pozos representan las distintas situaciones que ocurren en campo.

2.1 Técnicas e Instrumentos para la Recolección y el Análisis de Datos

Según Arias (2012) se entiende por técnica al procedimiento o forma particular de obtener datos o información. En el presente trabajo se desarrollaron las siguientes técnicas de investigación:

El análisis documental, el cual se atribuye directamente al uso de las distintas fuentes bibliográficas para desarrollar el proceso del análisis del contenido asociado a los tópicos de terminación e intervención de pozos.

Adicionalmente, fue utilizada una herramienta computacional para el desenvolvimiento de las actividades y el alcance del objetivo de investigación asociado al desarrollo de un *software* que permita obtener soluciones prácticas a los problemas enfocados a la terminación e intervención de pozos petroleros, dicho instrumento fue el siguiente:

Visual Studio: es un *software* especializado cuya principal utilidad es la de permitir la codificación y/o programación de forma sistemática, de un conjunto de procesos planteados por los investigadores con la finalidad de obtener soluciones rápidas y efectivas asociados a los problemas prácticos operacionales de terminación e intervención de pozos.

3 Metodología de la Investigación Desarrollada

A continuación se explicará de forma detallada la metodología utilizada con el fin de alcanzar cada uno de los objetivos planteados en el trabajo de investigación.

3.1 Fase I: Revisión y recopilación de información

En la presente fase se realizó una amplia y rigurosa búsqueda y una detallada revisión y recopilación de información asociada a todos y cada uno de los tópicos que abarca la asignatura Pozos II de la escuela de petróleo, para ello se hizo uso de materiales bibliográficos tales como libros, artículos técnicos, páginas web especializadas, revistas técnicas, entre otros. Los temas investigados de manera sistemática fueron los siguientes:

1. Proceso de terminación, tipos de terminación y mecánica de tuberías dúctiles.
2. Proceso de asentamiento de revestimiento y tuberías de producción, selección de empaaduras de producción, su funcionamiento e importancia.
3. Fluidos de terminación, clasificación e importancia.
4. Proceso de cañoneo y selección del tipo requerido.
5. Operaciones de subsuelo y herramientas utilizadas en las mismas.
6. Intervención de pozos, identificación de los problemas en los pozos y del método más efectivo para solventarlos.
7. Diseño de empaque con grava, selección de rejilla o forro ranurado y requerimientos para el diseño del fluido de acarreo.
8. Diseño de fracturamiento hidráulico y químico.
9. Diseño de acidificación de pozos y lavado ácido.

3.2 Fase II: Actualización de los tópicos de la materia

Luego de obtener toda la información asociada a la fase anterior se llevó a cabo un proceso comparativo entre el material utilizado para impartir las clases en la asignatura Pozos II y el manual desarrollado en el trabajo especial de grado de los autores Paz y Guerra, el cual representa el antecedente fundamental del presente proyecto de investigación, en el cual se observó la carencia de información actualizada y la deficiencia de información relevante a los temas en general. Consecuentemente, se logró suplir esta falta de información y se integraron ambos contenidos obteniendo información completa y actual sobre las técnicas de terminación e intervención de pozos.

3.3 Fase III: Generación de *software*

Una vez terminado el desarrollo teórico del proyecto investigativo, se procedió a la creación del *software* especializado basado en la solución de los distintos problemas representativos de la terminación e intervención de pozos (enmarcado en la asignatura Pozos II). La figura 99 refleja el proceso que se llevó a cabo para lograr de manera óptima la generación de la herramienta computacional.



Figura 99 Fase III de la investigación. *Ramírez y Briceño*

3.3.1 Determinación de Patrones para solucionar problemas de terminación e intervención de pozos.

En este caso se observaron los diferentes problemas prácticos de la temática de interés, y en cada ejercicio se determinó el patrón representativo de la siguiente manera:

Primero se identificaron todos y cada uno de los datos reportados en los problemas, los cuales fueron discriminados como datos de entrada, estos variaban dependiendo específicamente de las condiciones de cada uno de los problemas. Luego se determinó cuáles eran las variables o incógnitas más comúnmente requeridas como resultados, finalmente se estableció el conjunto de variables que podían ser calculadas sin inconvenientes a través de ecuaciones, tablas o gráficos y a su vez fueron incluidas una sección denominada como procesos necesarios para hallar la solución a dichos problemas, lo que permitió la obtención del conjunto de patrones o procesos de solución para los distintos problemas.

3.3.2 Elaboración de esquemas generales que representen los patrones de solución

En esta sub etapa se sintetizó en forma de esquemas o diagramas cada uno de los patrones observados en la etapa anterior, para esto se realizó una descripción

detallada de las variables y de los procesos involucrados en la solución de problemas. En la figura 100 se puede observar una representación general de los diagramas realizados en la presente fase.



Figura 100 Diagrama de la generación de esquemas de solución, *Ramírez y Briceño*

Programación de los procesos de solución

Una vez finalizado el proceso de identificación de datos de entrada, de las incógnitas a determinar y los patrones de solución, se procedió a la codificación de cada uno de estos parámetros con el uso de la herramienta *Visual Studio*. Esta es una de las etapas más importante y que requirió mayor énfasis en el proyecto de investigación y para un logro eficiente se realizaron los siguientes pasos:

1. Se identificó con una simbología específica cada uno de los datos y variables asociadas a los patrones de solución.
2. Se estableció los rangos o límites superiores e inferiores de los datos de entradas con el fin de obtener repuestas viables y óptimas.
3. Se programó de manera rigurosa y detallada cada uno de los ciclos representativos de los patrones y diagramas planteados en las etapas anteriores, estableciéndose las distintas condiciones y combinaciones de las ecuaciones de acuerdo con los resultados que se deseaban obtener.
4. Diseño de la interface de usuario: Conjuntamente con el proceso de codificación y/o programación, se generó un conjunto de ventanas que representan el medio informativo y de interacción entre el *software* y el usuario que desee obtener soluciones rápidas y efectivas de los problemas asociados a la terminación e intervención de pozos petroleros.

3.4 Fase IV: Ejecutar pruebas con estudiantes de la escuela de ingeniería de petróleo

Se realizaron pruebas con estudiantes con objetivo de comprobar la utilidad, la eficiencia y la facilidad de trabajo de la herramienta computacional.

En esta fase se utilizó una encuesta como herramienta informativa y a partir de esta se realizaron las últimas mejoras a la herramienta computacional.

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANALISIS

En este capítulo se presentarán los resultados obtenidos de acuerdo a la metodología utilizada también se dejará en evidencia los objetivos que fueron cumplidos en este trabajo especial de grado:

A continuación se mostrarán las tablas (en las cuales se discriminaron los datos que se utilizan en la solución de los de los problemas prácticos operacionales de la materia Pozos II de la escuela de petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

1 ESTABILIDAD DE TUBULARES

En las tablas 32 y 33 se puede observar la sección de “DATOS DE ENTRADA” que representa todas aquellas variables que comúnmente son conocidas y necesarias para la solución de los problemas de mecánica de tuberías dúctiles y pandeo de tubulares, en la parte de “RESULTADOS” las incógnitas más comúnmente requeridas las cuales representan la solución a los problemas y por último la sección “PROCESOS” muestra los parámetros desconocidos que son necesarios para obtener la solución, sin embargo fueron discriminados como procesos debido a que pueden ser determinados directamente a través de los datos de entrada.

Tabla 32 Mecanica de Tuberías Ductiles

DATOS DE ENTRADA		PROCESOS	RESULTADOS
Mecánica de tuberías dúctiles	<p>Tubería:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Grado de la tubería • Peso lineal • Longitud de la tubería TVD o MD • Longitud de secciones • OD e ID • Tipo de conexiones • Esfuerzo axial y tensión axial • DLS • Densidad del lodo • Peso en el gancho • Elongación diferencial por tensión • Diámetro del packer 	<ul style="list-style-type: none"> • Cálculo de áreas • Cálculo de inercia • C. de fuerzas a distintas profundidades • Relación entra fuerza y esfuerzo • C. de esfuerzos radiales y tangenciales • Evaluación de límites: proporcional, elástico, cedente y ultima resistencia tensil • C. de resistencia de las juntas • C. de FD y FS • Estimación de PN 	<ul style="list-style-type: none"> • Elongación adicional • Fuerza de tensión • Esfuerzo de tensión • Cedencia de la tubería • Aplicación de ley de Hooke • Reducción del diámetro externo • Esfuerzo de doblez • Esfuerzo axial total • FD y FS • Esfuerzo de Von Misses • Deformaciones radiales y tangenciales • Longitud de tubería libre • Punto neutro axial • Deformación de tubería inmersa solamente

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

Tabla 33 Pandeo de Tubulares

DATOS DE ENTRADA		PROCESOS	RESULTADOS
Pandeo de tubulares	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones iniciales Pe, Pi, Ts, Tf, densidad de lodo interno y externo • Condiciones de servicio Pe, Pi, Ts, Tf, densidad de lodo interno y externo, variaciones de temperatura 	<ul style="list-style-type: none"> • Definición de las condiciones iniciales • C. de las cargas de servicio • C. de fuerza efectiva • C. de fuerza critica • Comparación de rangos de pandeo para determinar su tipo 	<ul style="list-style-type: none"> • Elongación o fuerzas de: Ballooning, Temperatura, Stretch , Slack off, Pandeo, Flotación • Esfuerzo torsional y desplazamiento angular • Fuerza efectiva • Punto neutro de pandeo • Fuerza crítica • Pitch • DLS • Radio de curvatura • Longitud máxima de la herramienta • Overpull

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

1.1 MECÁNICA DE TUBERIAS DUCTILES

En la figura 101 se obtuvo el patrón que mantuvieron los ejercicios prácticos operacionales relacionados a “Mecánica de Tuberías Dúctiles” donde en principio es necesario conocer los diámetros internos y externos de la tubería con la que se está trabajando (*tubing* ó revestidor), con dichos valores se obtienen las áreas transversal, interna y anular. Lo siguiente sería calcular las fuerzas a lo largo de la tubería como su propio peso y la flotabilidad por efecto del fluido en el pozo.

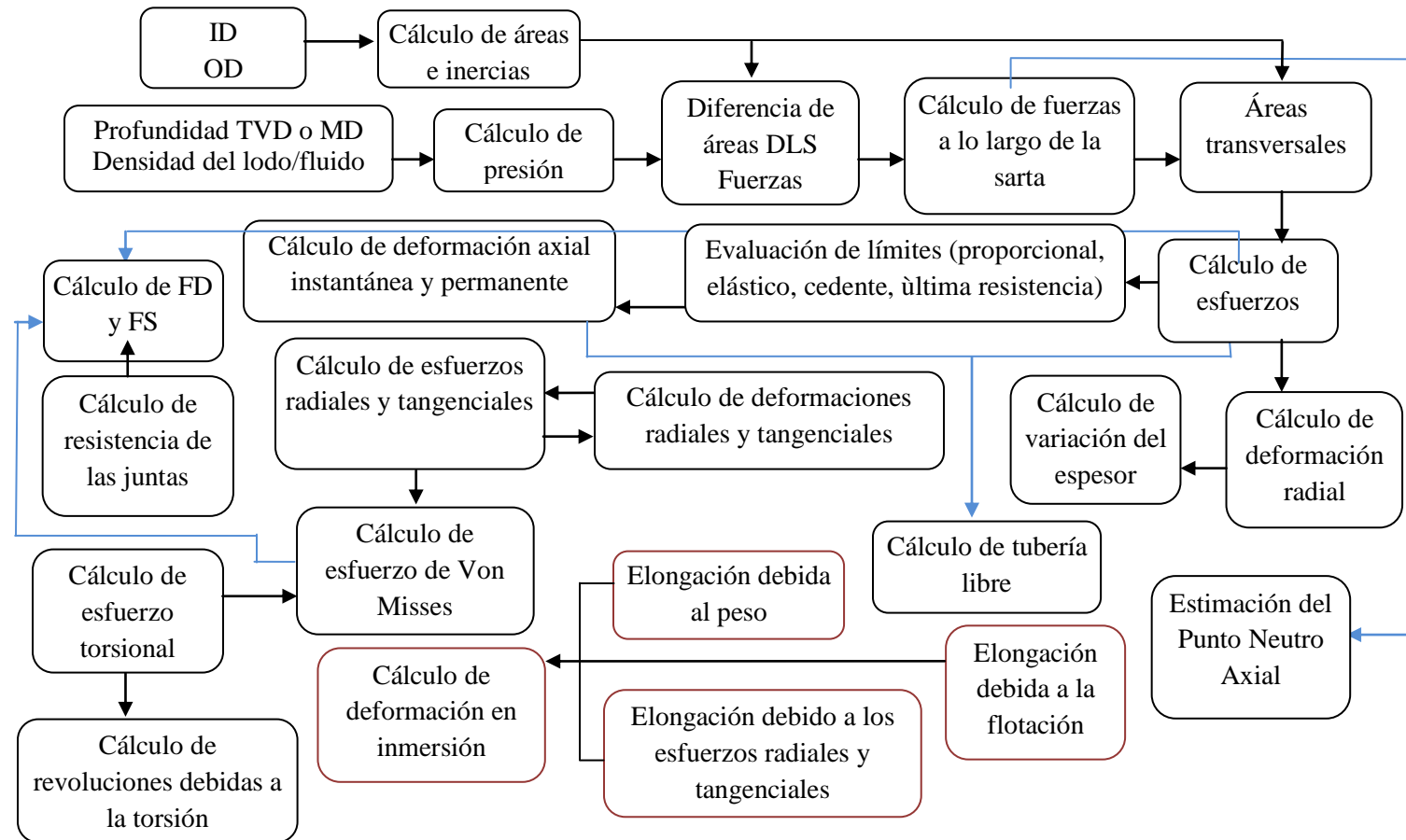


Figura 101 Mecánica de tuberías dúctiles *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

1.2 PANDEO DE TUBERIAS

En las figuras 102 y 103 se muestra la disposición de las variables inter-relacionadas en la solución de ejercicios relacionados con la estabilidad de tubulares en el proceso de terminación de pozos. En la misma se verifica el procedimiento que se debe seguir para conseguir determinados resultados dependiendo de cuales sean los objetivos planteados al momento de evaluar una configuración de fuerzas dispuestas en el pozo en estudio. Se muestra también la relación que existe entre la primera sección, mecánica de tuberías dúctiles y la sección actual.

Para la solución de ejercicios en los que se evalúa la estabilidad de tubulares sometidos a esfuerzos debido a los cambios en las diferentes condiciones operacionales lo primero que se debe conocer son las características de la tubería, diámetros, áreas transversales, peso lineal y resistencia de el acero asociado a la misma. De allí se parte para el cálculo de esfuerzos en la condición inicial o base, que será la referencia de estabilidad de los tubulares, sea tubería de producción o revestimiento, y se utilizará para verificar los cambios en esfuerzo o elongación que sufra la tubería.

Si la tubería se encuentra confinada acumulará esfuerzos, pero si en cambio tiene libertad de movimiento entonces dependiendo de el tipo y sentido de las fuerzas que la afectan se elongará o se acortará. Por ejemplo se existe un incremento en la temperatura promedio del pozo entonces si la tubería esta libre esta se elongará; sin embargo al estar confinada la tubería acumularía un esfuerzo compresivo.

En los escenarios en que la fuerza es de magnitud negativa o de acortamiento, si se encuentra libre la tubería, es donde se produce el pandeo de la misma y es allí donde se estima el punto neutro de pandeo para verificar que longitud de la tubería se ha visto a afectado por esta condición y así evaluar la severidad del pandeo y la posibilidad de que el mismo afecte el rendimiento del pozo u obstaculice los procedimientos operacionales; de ser así entonces se aplicarán fuerzas que mitiguen el pandeo para asegurar la estabilidad de los tubulares.

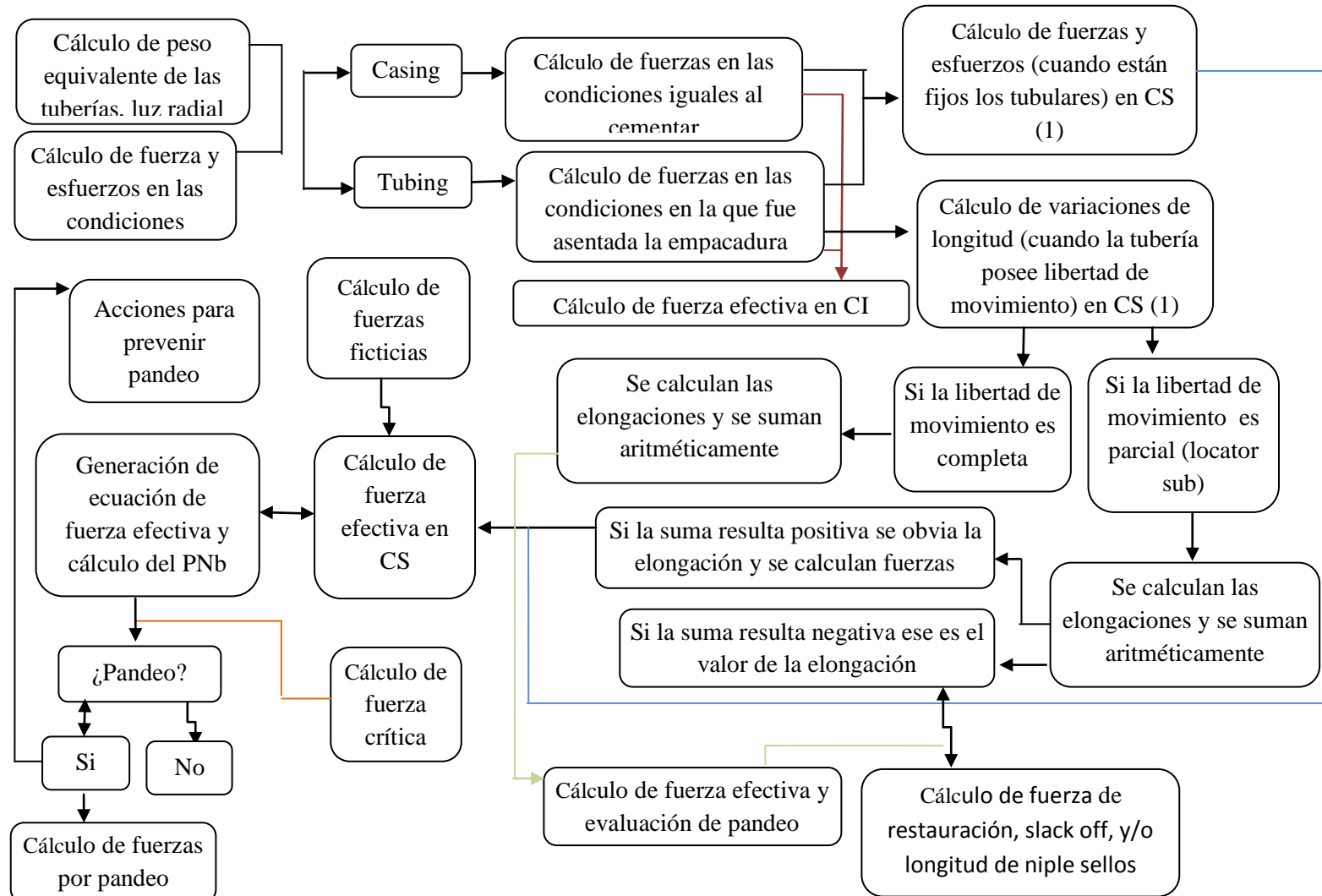


Figura 102 Pandeo de tubulares. Ramírez G. y Briceño L. 2014

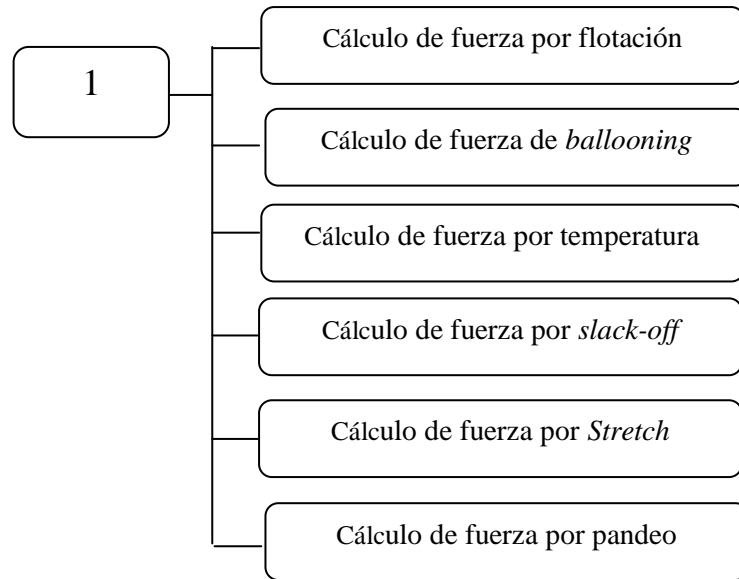


Figura 103 Pandeo de tubulares (Continuación).

1.3 Generación de la herramienta computacional

Para ingresar a la sección de mecánica de tuberías dúctiles se elige la opción enmarcada en el recuadro dorado de la figura 104 y luego se presiona el botón ‘Entrar’.

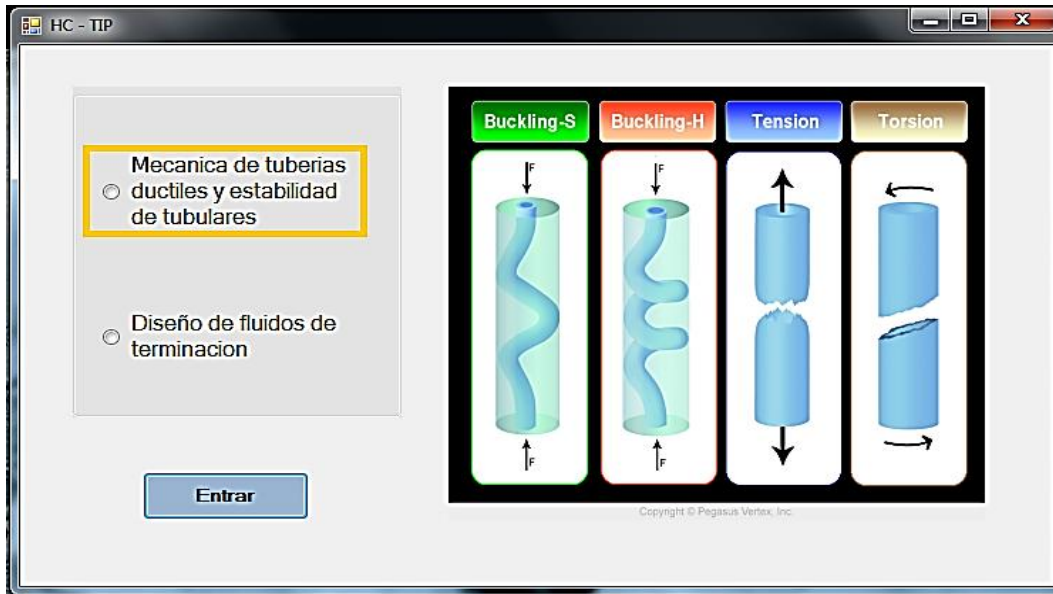


Figura 104 Ventana de inicio de la parte uno de HC – TIP. *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Aparecerá una ventana con distintas pestañas como se muestra en la figura 105, donde los primeros datos que deben ser rellenados son los correspondientes a la configuración de la sarta de revestimiento, se vaya o no a calcular los esfuerzos en el mismo. En el recuadro dorado se debe introducir la profundidad del TOC siempre que se vayan a realizar cálculos sobre la estabilidad de la sarta de revestimiento. La información referente al modo de colgamiento del revestimiento se considerará igual a las condiciones durante el proceso de cementación; en caso de no ser así se debe elegir el modo de colgamiento y la fuerza asociada a dicha condición.

Mecánica de tuberías dúctiles y evaluación de pandeo

Datos de entrada

Datos de tubería | Casos de estudio | Datos de pandeo | Datos a calcular

Tubería de revestimiento | Tubería de producción

Tipo de conexiones: 8rd, LTC, STC

Asentamiento de Casing

TOC (ft): 0.0

Condición de colgamiento: 0.0

	Longitud (pies)	Profundidad superior (ft)	Profundidad inferior (ft)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso lineal (lb/pies)	Grado de la tubería (Mib)
*							

Comprobar (1)

Figura 105 . Pestaña para ingresar configuración de tubería de revestimiento.

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Mecánica de tuberías dúctiles y evaluación de pandeo

Datos de entrada

Datos de tubería | Casos de estudio | Datos de pandeo | Datos a calcular

Tubería de revestimiento | Tubería de producción

Calculos de esfuerzo en tubería de producción

Tipo de conexiones: NUE, EUE, IJ

Empacadura

Diámetro (pulg): 0,00

Profundidad (ft): 0,0

Fuerza de asentamiento (lbf): 0,0

Asentamiento Latched

	Longitud (pies)	Profundidad superior (ft)	Profundidad inferior (ft)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso lineal (lb/pies)	Grado de la tubería (Mib)
*							

Comprobar (1)

Figura 106 . Pestaña de ingreso de configuración de tubería de producción.

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Si se van a realizar cálculos referentes a la estabilidad de la tubería de producción, después de agregar la configuración del revestimiento, se marca el *checkbox* que se encuentra dentro del rectángulo rojo y se procede a agregar los datos de configuración

de la sarta. Es necesaria la inserción de los dos datos que se aprecian dentro del rectángulo naranja que se ve en la figura 106, tomando en cuenta que la profundidad de la empaadura debe corresponderse con la profundidad inferior de la sarta de producción de la columna *Profundidad inferior* de la tabla de configuración en la parte baja de la pestaña.

Los datos que se encuentran dentro del recuadro verde (figura 106) son opcionales y representan la introducción de nuevos escenarios de esfuerzos respecto a la información agregada previa a estos.

Ya habiendo introducido los datos disponibles se procede a la comprobación de la interrelación de los datos por medio de las ecuaciones y relaciones presentadas en los capítulos previos. La comprobación se realiza presionando el botón *Comprobar (1)* de la parte inferior de la pestaña.

Datos de entrada

Datos de tubería | **Casos de estudio** | Datos de pandeo | Datos a calcular

Número de casos: 2

Condición inicial | **Condición de servicio 1** | Condición de servicio 2

Temperatura

Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Superficie	0.00
0.0	0.00
0.0	0.00

Gradiente 1 (°/ft)
 0.0
 Gradiente 2 (°/ft)
 0.0

Fuerza y esfuerzos

Fuerza (lbf)	Esfuerzo (lpc)	Profundidad	Magnitud
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.0	0.0
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.0	0.0
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.0	0.0
<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	0.0	0.0

Presión y densidad

Superficial externa: 0.0 Superficial interna: 0.0

Profundidad (ft)	Densidad interna (lpg)	Densidad anular (lpg)	Presión interna (lpc)	Presión externa (lpc)
*				

Comprobar (2)

Figura 107 Pestaña de casos de estudio. *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Después de la comprobación de los datos de configuración de las sarta se procede al ingreso en la pestaña *Casos de estudio* de las características de cada una de las condiciones operacionales a las que se someterán las sarta. El primer paso es definir

el número de condiciones de estudio en la sección correspondiente, a cual se encuentra enmarcada en el recuadro naranja.

Respecto a los datos de temperatura se pueden ingresar de dos maneras, la primera con temperaturas reportadas a una profundidad, y la segunda ingresando el gradiente de la zona que culmina en la profundidad asociada al gradiente en la sección remarcada con un cuadro dorado (figura 107).

Los datos de presión serán ingresados en la hoja de cálculo en la parte inferior de cada pestaña de condición de estudio, donde se debe reportar la densidad de los fluidos y/o las presiones a la profundidad base del mismo.

En el recuadro rojo (figura 107) se introducirán esfuerzos y/o fuerzas asociadas a las condiciones de estudio cuando no se posean datos de temperatura y presión.

Después de ingresar todos los datos disponibles se procede a comprobar dichos datos presionando el botón *Comprobar (2)*.

The screenshot shows a software interface for pipe mechanics and buckling evaluation. The window title is "Mecánica de tuberías dúctiles y evaluación de pandeo". The interface is organized into several sections:

- Datos de entrada:** Contains tabs for "Datos de tubería", "Casos de estudio", "Datos de pandeo", and "Datos a calcular".
- Condición de estudio:** Includes sub-tabs for "Condición inicial", "Condición de servicio 1", and "Condición de servicio 2".
- Fuerzas asociadas:** A table with columns for "Tipo de fuerza", "Prof (ft)", and "Magnitud (lbf)". It lists eight "Flotación" entries, each with a depth of 0.0 and a magnitude of 0.0.
- Pandeo:** A section for buckling parameters, including:
 - Fuerza crítica (lbf): 0.0
 - Pitch (pulg): 0.0
 - DLS (°/100 ft): 0.0
 - Tasa de desgaste (mils/año): 0.00
 - Radio de curvatura (pulg): 0.0
 - L tool (pulg): 0.0
- Esfuerzo de Von - Misses:** A section for stress calculations, including:
 - Magnitud: 0.0
 - Prof (ft): 0.0
 - Prof. PNa (ft): 0.0
 - Torque (lbf-ft): 0.0
 - Esfuerzo torsional (lpc): 0.0
 - Desplazamiento angular (rad): 0.0
 - Prof. PNb (ft): 0.0
- Comprobar (3):** A button at the bottom of the main data area.

Figura 108 Pestaña de datos para estimación de pandeo. *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Es en la pestaña *Datos de pandeo* donde el usuario tiene la oportunidad de ingresar los datos referentes a las fuerzas y características de pandeo, si lo hay, para la evaluación de la estabilidad de los tubulares en esas condiciones (figura 108).

De haber pandeo se pueden introducir la información de la condición de la sarta para evaluar las fuerzas que las causaron. También se podrán integrar los datos referentes al esfuerzo de Von Misses para una estimación más precisa de los esfuerzos que afectan dicha sarta.

Después del ingreso de dichos datos se deben comprobar pulsando el botón *Comprobar (3)*.

Profundidad (pies)	Condición inicial (lbf)	Condición de servicio (1) (lbf)	Condición de servicio (2) (lbf)	Condición de servicio (3) (lbf)	Fuer servi
0	73099,685888551	49913,4754679969	64773,5425136961		
1500	36411,5363872861	13225,325966732	28085,3930124312		
3000	22578,4571350428	-25,7732464338478	14252,3137601878		
4500	-10000	-32420,4472112416	-16610,8337859949		
Fuerza en la empacadura	10000	32420,4472112416	16610,8337859949		
Fuerza de Ballooning		1722,29963251426	-15938,7132483551		
Fuerza de Temperatura		-24142,7468437559	9327,87946236022		

Figura 109 Pestaña de resultados. *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Después de haber comprobado los datos ingresados se pulsa el botón *Calcular* en la pestaña *Datos a calcular*, donde se mostrarán los resultados que se puedan obtener con los datos ingresados como se muestra en la figura (figura 109). En el recuadro rojo se muestran las fuerzas axiales en cada una de las condiciones propuestas. En el

recuadro naranja se muestran las fuerzas debido a los cambios en las condiciones de servicios respecto de la condición inicial. Si se avanza hacia la derecha (flecha verde) de la tabla se podrán apreciar la fuerza efectiva en cada condición así como el punto neutro de pandeo, fuerza crítica entre otros parámetros asociados a la fuerza efectiva.

2 FLUIDOS DE TERMINACION Y EMPAQUE

En la tablas 34, 35 y 36 se puede observar la sección de “DATOS DE ENTRADA” que representa todas aquellas variables que comúnmente son conocidas y necesarias para la solución de los problemas de fluidos de terminación y empaque (Para cada uno de los casos planteados), en la parte de “RESULTADOS” las incógnitas más comúnmente requeridas las cuales representan la solución a los problemas y por último la sección “PROCESOS” muestra los parámetros desconocidos que son necesarios para obtener la solución, sin embargo fueron discriminados como procesos debido a que pueden ser determinados directamente a través de los datos de entrada.

Tabla 34 Diseño de fluidos de terminación (caso 1).

DISEÑO DE UNA SALMUERA.	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
<p>CASO 1: La selección es ideal y se formulará la salmuera que sea necesaria y se cuentan con todos los materiales para su diseño. (También para el caso en que se tengan 2 o más salmueras como candidatas a usar en la Terminación)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad de la salmuera requerida (ρ_{req}) • Barriles de salmuera requerida (Vol. req) • Profundidad ad de trabajo (Ft). • OD e ID del <i>tubing</i> (“) • Profundidad del revestidor (Ft). • Profundidad a la que se colgó el <i>liner</i>. • OD e ID del <i>liner</i>. • Densidad requerida en el fondo (lpg). • Exceso de volumen que se debe considerar por seguridad. • Temperatura promedio del pozo. • Temperatura ambiente promedio. • Presión. • Volumen de salmuera requerida. • Precio de la sal por barril de salmuera. • Concentración de la sal en la salmuera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar el volumen de Salmuera que se requiere en el pozo. • Se hace el ajuste por los efectos de la presión y temperatura en la densidad de la salmuera • Se evalúan los requerimientos de densidad. • Se evalúan los requerimientos de temperatura de cristalización. • Se seleccionaran las sales que cumplan con los requerimientos. • Se determinan las libras de sal o sales y los galones de agua por barril de salmuera necesario para elaborar cada una de las soluciones seleccionadas. • Por último se hace una evaluación de costos para seleccionar la salmuera más efectiva y menos costosa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Libras totales de sal a utilizar en el diseño. • Barriles de agua totales necesarios para el diseño de la salmuera. • Se habrá hecho el diseño de la salmuera que soporta las condiciones del pozo y tiene el menor costo. • Concentración de la sal.

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

2.1 Diseño de una salmuera

La figura 110 representa esquemáticamente el patrón de solución de los problemas prácticos operacionales del diseño de un fluido de empaque (salmuera), en este caso se supone ideal, lo que quiere decir que se cuenta con todos los materiales y recursos económicos para hacer el diseño. En primer lugar se observan los datos de entrada (densidad de la salmuera a condiciones de superficie, volumen de la salmuera requerido en el pozo, concentración de la salmuera, temperatura del pozo), luego partiendo de ello se debe hacer la evaluación por los criterios de diseño en cuanto a temperatura de cristalización y densidad (se asumirá la compatibilidad con la formación debido a que esto es un estudio realizado en un laboratorio. Revisar anexo A), seguidamente se realiza un primer descarte seleccionando todas aquellas sales que se ajustaron a los requerimientos, posteriormente se escoge la opción menos costosa (\$/lbs de sal) y por último a la sal seleccionada se determina la cantidad de agua necesaria para que la misma obtenga la concentración y densidad requeridas en el diseño.

Nota: en el caso de que no se conozca el valor de \$/lbs de sal, se debe seleccionar la sal que utilice menor cantidad de material (menor cantidad en libras de sal y menor cantidad de agua). Por otro lado si no son conocidos los valores de densidad de la salmuera a condiciones de superficie o el volumen de la salmuera requerido en el pozo se debe revisar la figura 113 y 114 respectivamente.

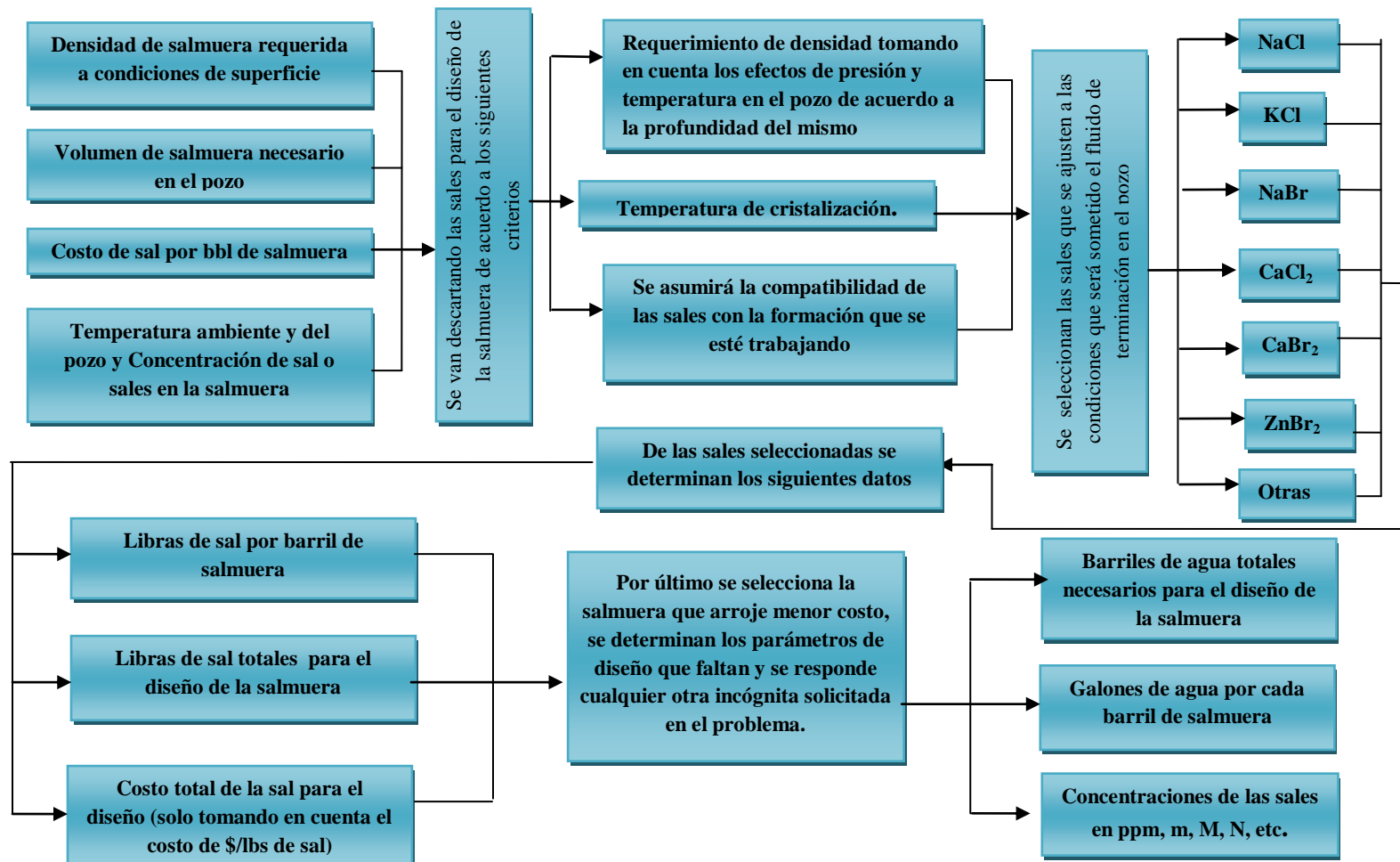


Figura 110 Esquema para el diseño de fluidos de terminación (caso 1)

Tabla 35 Diseño de fluido de terminación (caso 2)

DISEÑO DE UNA SALMUERA.	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
<p>Caso 2: Se debe hacer el diseño en base a una cantidad en volumen de salmuera disponible.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad de la salmuera requerida (en superficie) • Barriles de salmuera requerida (Vol req) • Profundidad ad de trabajo (Ft). • OD e ID del <i>tubing</i> (") • Profundidad del revestidor (Ft). • Profundidad a la que se colgó el liner. • OD e ID del <i>liner</i>. • Densidad requerida en el fondo (lpg). • Exceso de volumen que se debe considerar por seguridad. • Temperatura promedio del pozo. • Temperatura ambiente promedio. • Presión. • Sal o combinación de sales que se utilizara en el diseño. • Cantidad en barriles de salmuera disponible. • Densidad de la salmuera disponible. • Concentración de la salmuera disponible. 	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar el volumen de Salmuera que se requiere en el pozo. • Determinar el volumen de salmuera que se debe tomar de la cantidad disponible. • Se determina la cantidad de agua asociada al volumen de salmuera tomada. • Se determina la cantidad de agua que se debe agregar. 	<ul style="list-style-type: none"> • Libras totales de sal a utilizar en el diseño. • Barriles de agua totales necesarios para el diseño de la salmuera. • Se habrá hecho el diseño de la salmuera que soporta las condiciones del pozo y tiene el menor costo. • Concentración de la sal.

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

2.2 Diseño de una salmuera a partir de una existente en taladro

En el caso de la figura 111 se plasmó el comportamiento de los problemas prácticos operacionales del diseño de una salmuera, esta vez partiendo de una existente en taladro. Como se observa en primera instancia el procedimiento es similar, se tienen los datos de entrada, luego se verifica que la salmuera existente cumple con los requerimientos de densidad y temperatura de cristalización y se determina cantidad total de agua y sal que demanda el pozo de acuerdo al diseño. En función a lo anterior se determina la cantidad en barriles de salmuera existente que se va a incluir en el diseño y por último se determina si es necesario agregar agua (barriles de agua) o sal (libras de sal) a la porción de salmuera tomada de la existente, de manera que la salmuera resultante cumpla con el requerimiento de densidad y concentración.

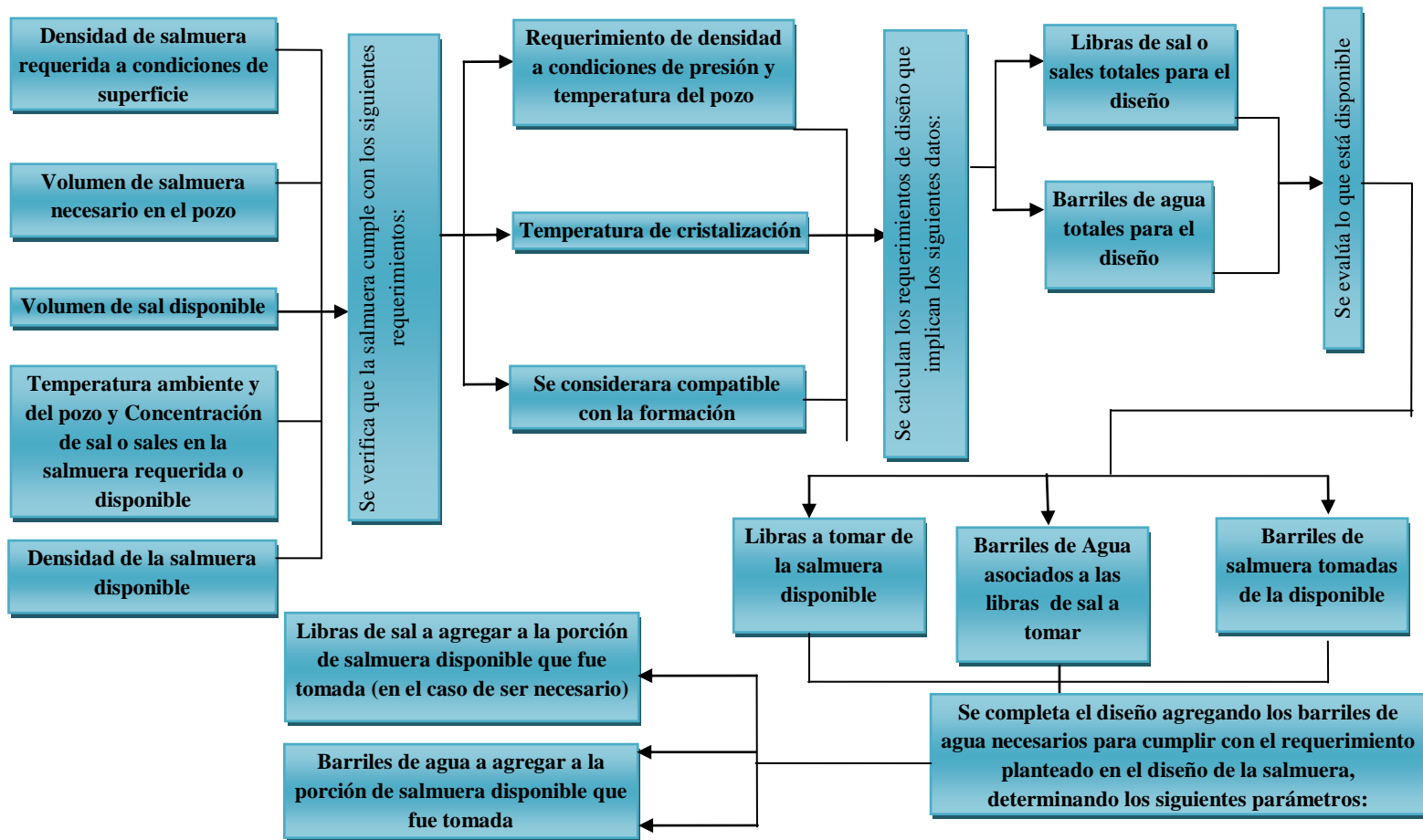


Figura 111 Esquema de diseño de fluidos de terminación (caso2). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Tabla 36 Caso 3: salmueras en base a formiatos

DISEÑO DE UNA SALMUERA.	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
<p>Caso 3: Se debe hacer el diseño con sal de formiato.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Densidad de la salmuera requerida (ρ_{req}) • Barriles de salmuera requerida (Vol req) • Profundidad ad de trabajo (Ft). • OD e ID del tubing (“) • Profundidad del revestidor (Ft). • Profundidad a la que se colgó el liner. • OD e ID del liner. • Densidad requerida en el fondo (lpg). • Exceso de volumen que se debe considerar por seguridad. • Temperatura promedio del pozo. • Temperatura ambiente promedio. • Presión. • Volumen de salmuera requerida. • Precio de la sal por barril de salmuera. • Concentración de la sal en la salmuera. • Sal o combinación de sales que se utilizara en el diseño. • Cantidad en barriles de salmuera disponible. • Densidad de la salmuera disponible. • Concentración de la salmuera disponible. • Factor de corrección de la sal. • Libras de sal de formiato por barriles de agua en la salmuera. 	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar el volumen de salmuera que se requiere en el pozo. • Se evalúan los requerimientos de densidad. • Se seleccionarán las sales que cumplan con los requerimientos. • Se hace el ajuste por los efectos de la presión y temperatura en la densidad de la salmuera. • Se determinan las libras de sal o sales y los galones de agua por barril de salmuera necesario para elaborar cada una de las soluciones seleccionadas. • Por último se hace una evaluación de costos para seleccionar la salmuera más efectiva y menos costosa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Libras totales de sal de formiato para el diseño de la salmuera requerida • Barriles de agua totales necesarios para el diseño de la salmuera. • Se habrá hecho el diseño de la salmuera que soporta las condiciones del pozo y tiene el menor costo. • Concentración de la sal.

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

2.3 Diseño de una salmuera en base a una sal de formiato

En la figura 112 se muestra el esquema de solución de los problemas prácticos operacionales del diseño de una salmuera a base de una sal de formiato. Estas son usadas cuando se trabaja con muy bajas temperaturas ($< 0^{\circ}\text{C}$). Como se observa en la figura 112, en primer lugar se tienen los datos de entrada (la densidad de la salmuera requerida en el pozo tomando en cuenta los efectos de presión y temperatura, volumen de salmuera necesario en el pozo, Factor de corrección de la sal y Libras de sal de formiato por barriles de agua en la salmuera). Para el caso de las sales de formiato solo se evalúa el requerimiento por densidad debido a que son resistentes a las bajas temperaturas y que se considera un hecho la compatibilidad con la formación, la sal que cumpla con dicho requerimiento será la seleccionada y a esta se le debe determinar el volumen de agua total y las libras totales de sal de formiato necesarios para el diseño.

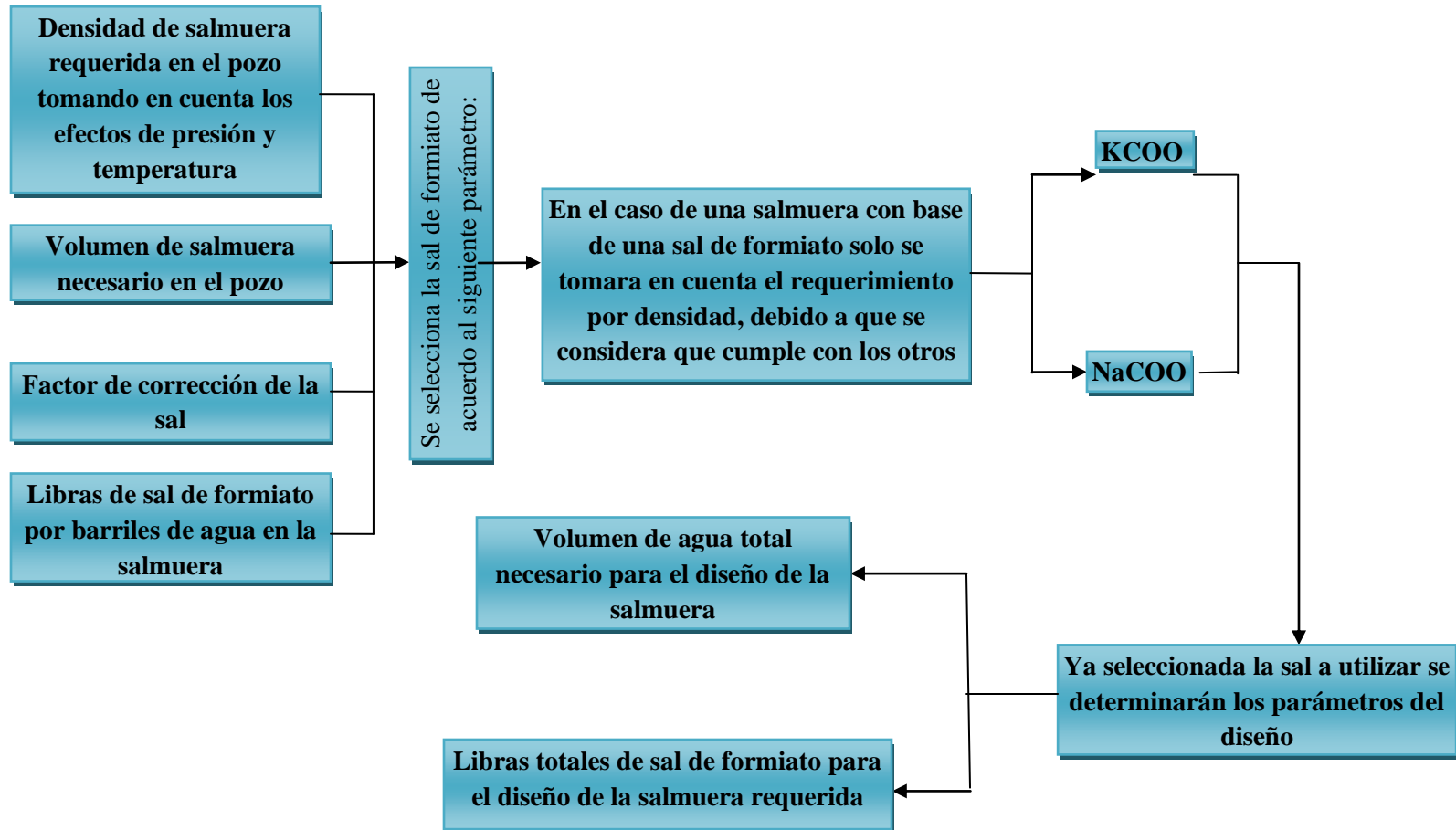


Figura 112 Diseño de fluidos con sales de formiatos

2.4 Cálculos Extras.

- *Cálculo del volumen de salmuera:* En el caso de que el volumen de salmuera requerido en el pozo se desconozca, la figura 113 nos ilustra cómo debe ser el procedimiento para calcular esta variable tan fundamental para el diseño de fluidos de terminación y empaque. En primera instancia debemos determinar los volúmenes internos de la sarta de tuberías, por lo cual se deben identificar las secciones donde los diferentes diámetros internos de la sarta se mantienen constantes y la longitud de dichas secciones, a partir de estos datos es posible obtener el volumen interno total. Para el caso del volumen anular el proceso es similar, conociendo los diámetros externos de la sarta de tuberías, el diámetro interno del revestidor y el hoyo si es el caso y las longitudes de las secciones anulares donde las diferencias de los diámetros (diámetro interno del revestidor y el hoyo y el diámetro externo de la sarta de tuberías) se mantienen constante es posible calcular el volumen anular total. Ahora bien, ya teniendo el volumen anular total y el volumen interno de la sarta total, solo resta obtener el volumen total del pozo mediante la suma de ambos, por último se debe tomar en cuenta un factor de seguridad de manera que se garantice que siempre haya fluido en la totalidad del pozo.
- *Cálculo de la densidad de la salmuera requerida en el pozo:* En el caso de que la densidad de salmuera requerida en el pozo se desconozca, la figura 114 nos muestra cómo obtenerla. Se deben conocer la profundidad del pozo o la profundidad de la formación de interés y el gradiente de presión de la formación, con ambos parámetros y considerando un factor de seguridad de 250 – 300 lpc se obtiene la densidad de la salmuera requerida. Sin embargo si la profundidad del pozo es mayor a 10000 pies se debe hacer el ajuste de densidad por los efectos de presión y temperatura, en caso contrario solo se debe hacer el ajuste por temperatura del pozo.

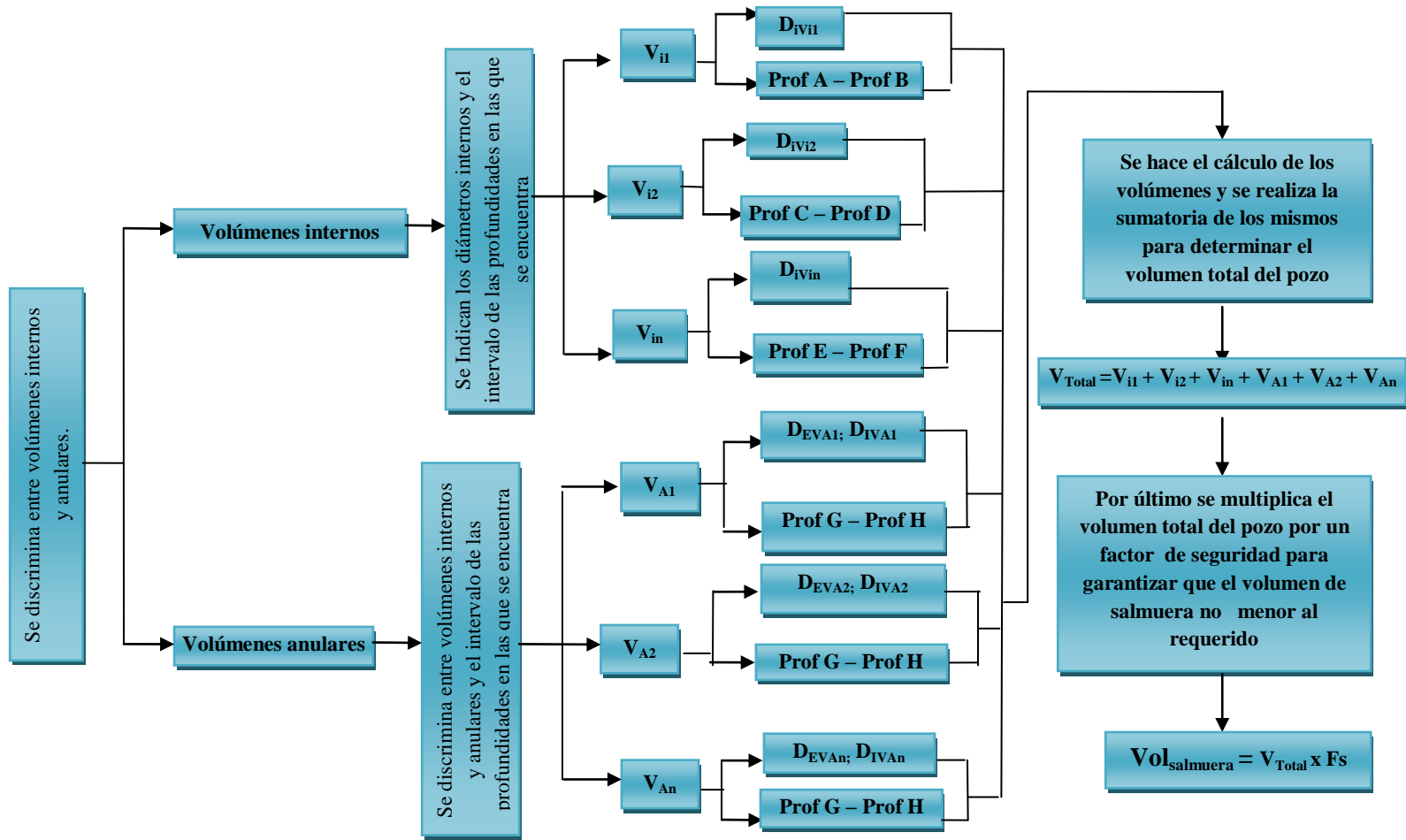


Figura 113 Cálculo del volumen de salmuera requerido

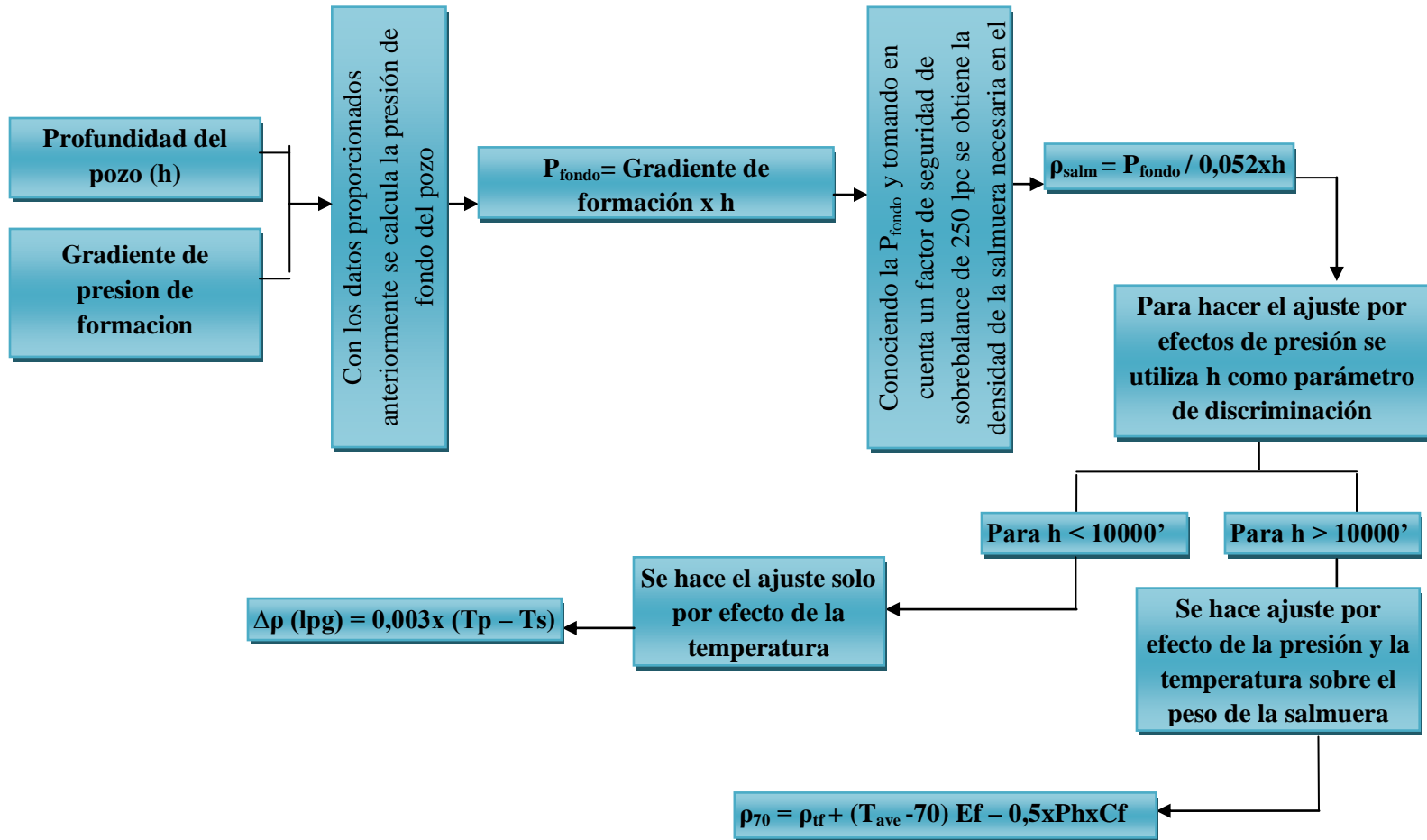


Figura 114 Cálculo de la densidad requerida en el pozo

2.5 Generación de la herramienta computacional

Para ingresar en la ventana de diseño de fluidos de terminación se debe elegir la opción correspondiente que se encuentra dentro del recuadro naranja en la figura 115, y se presiona el botón *Entrar*.

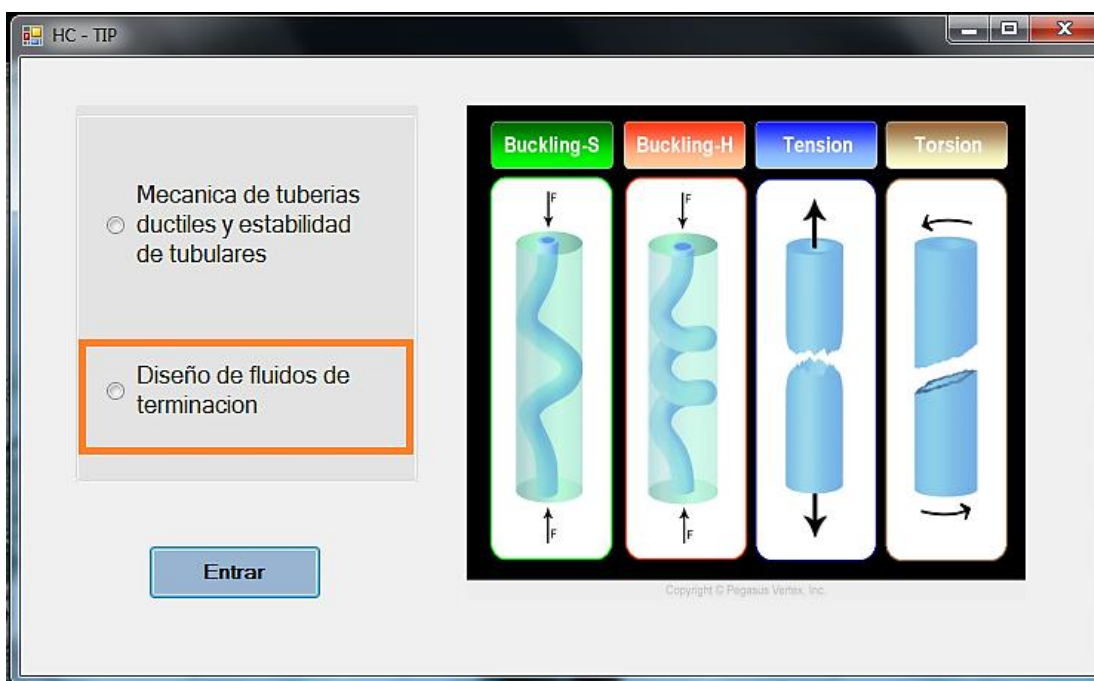


Figura 115 . Interfaz de inicio. Selección diseño de fluidos de terminación.

Al entrar en la interfaz de diseño se verá una ventana como en la figura (115). En dicha ventana se introducirán los datos referentes a la configuración del pozo, los volúmenes requeridos y la profundidad.

Si está instalada la tubería de producción debe elegirse en el *checkbox* dentro del recuadro dorado. Es obligatorio ingresar la profundidad de la base de la formación objetivo (recuadro rojo, figura 116). Y cuando se encuentra instalada la tubería de producción es necesaria la colocación de la profundidad de la empacadura (recuadro naranja, figura 116).

Los recuadros dentro del rectángulo azul deben ser seleccionados si se van a ingresar los datos asociados a los mismos. Por defecto el factor de seguridad de exceso de volumen será 10%. Después de ingresar todos los datos se procede a pulsar el botón "Calcular volúmenes".

Fluidos de terminación

Volumetría Condiciones de operación Diseño Resultados

Configuración de pozo

Tubería de revestimiento

	Profundidad (pies)	Diametro externo (pulg)	Diametro interno (pulg)	Peso lineal (lb/pie)
*				

Tubería de producción

Tubería instalada

	Profundidad (pies)	Diametro externo (pulg)	Diametro interno (pulg)	Peso lineal (lb/pie)
*				

Intervalo a cañonear

Tope (pies) 0.0

Base (pies) 0.0

Requerimientos volumetrico

<input type="checkbox"/> Volumen interno (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Volumen anular (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Volumen remanente en tanque (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Volumen empaadura - base objetivo (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Volumen de hoyo de rata (bbl)	0.00
<input checked="" type="checkbox"/> Prof. empaadura (ft)	0.0
<input type="checkbox"/> Prof. empaadura de sumidero (ft)	0.0
<input type="checkbox"/> Volumen requerido (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Factor de seguridad (%)	10.0
<input type="checkbox"/> Volumen de exceso (bbl)	0.00
<input type="checkbox"/> Volumen total (bbl)	0.00

Calcular volúmenes

Figura 116 . Ventana de diseño de salmueras. Pestaña de volumetría

Para la pestaña *Condiciones de operación* se deben haber ingresado y comprobado los datos de volumetría.

Al introducir los datos de temperatura y presión deben siempre ser reportados dichos datos en la superficie y en las filas subsiguientes colocar el resto de los datos disponibles. Para los datos de presión debe elegirse si lo que se reporta es presión hidrostática o de formación (recuadro naranja, figura 117). Al ser hidrostática es necesario la inserción de la diferencia de presión respecto a la formación en la columna marcada en el recuadro verde (figura 117).

Los resultados serán mostrados en el recuadro enmarcado en rojo (figura 117), reportados a las profundidades de base y tope de la formación objetivo.

Fluidos de terminación

Volumetría | Condiciones de operación | Diseño | Resultados

Temperatura

Profundidad (pie)	Temperatura (°F)	Gradiente (°F/pie)
0	80	
6000	200	0,02
*		

Datos de la formacion objetido

Temperatura (°F) Presion (lpc)

Tope (pies) 176 3600

Base (pies) 180 3750

Presión

Formacion Hidrostatica

Profundidad (pies)	Presion (lpc)	Densidad (lpg)	Gradiente de Presion (lpc/pie)	Balance (lpc)
0	0			
6000	4500	14,4230769230769	0,75	
*				

Comprobar datos

Figura 117 . Condiciones de operación.

En la pestaña de *Diseño* se introducirán los datos restantes y/o disponibles para la formulación de fluido requerido para las condiciones presentes en el pozo. Es importante recalcar la disponibilidad de las sales y/o salmueras para verificar cual de estas son de posible utilización en el diseño así como sus cantidades disponibles para su preparación (recuadros rojos, figura 118). Al elegir la sal/salmuera de las listas desplegables (recuadro naranja, figura 118), y elegir que requerimientos se conocen (recuadro azules, figura 118) si no se pueden calcular por los dos procesos en las pestañas previas se pulsa el botón *Diseñar* y se mostrarán los resultados en la pestaña *Resultados* como se muestra en la figura 119.

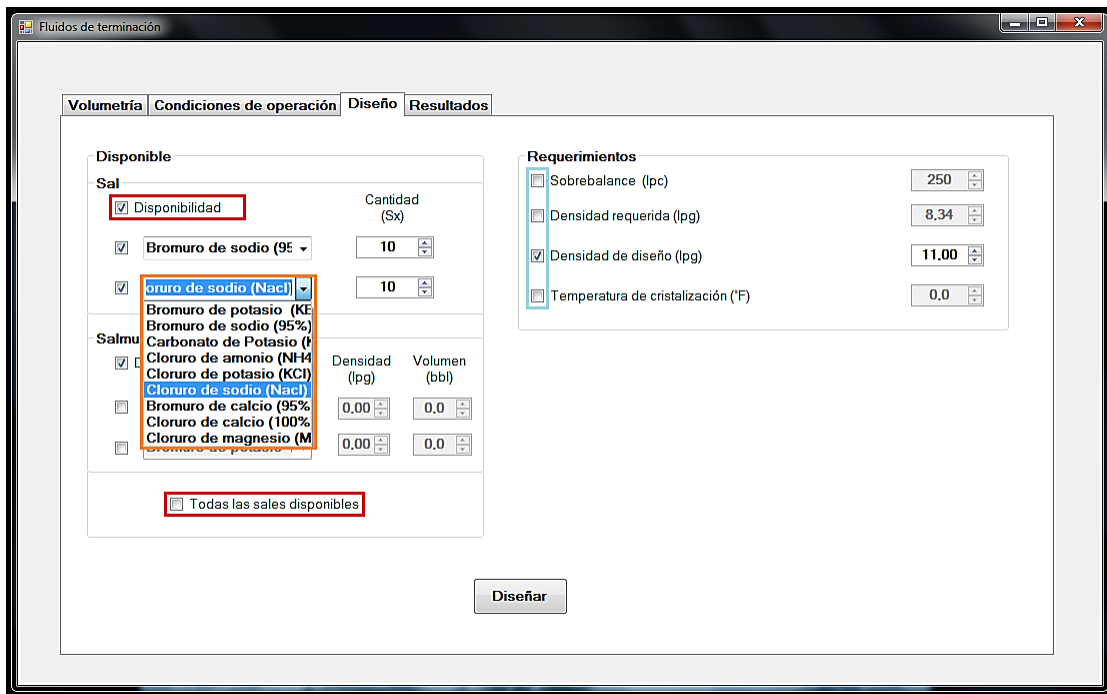


Figura 118 . Pestaña de Diseño de salmuera

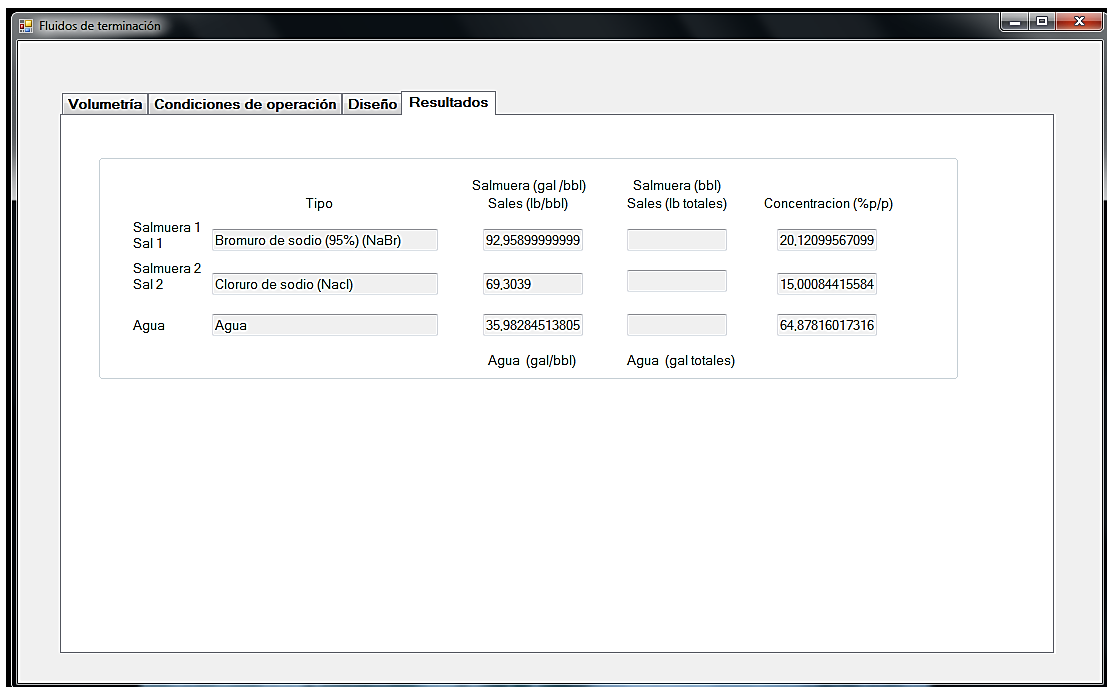


Figura 119 . Pestaña de Resultados de diseño de salmuera

3 OPERACIONES DE CAÑONEO

En las tablas 37, 38 y 39 se puede observar la sección de “DATOS DE ENTRADA” que representa todas aquellas variables que comúnmente son conocidas y necesarias para la solución de los problemas referentes a las operaciones de cañoneo de pozos, en la parte de “RESULTADOS” las incógnitas más comúnmente requeridas las cuales representan la solución a los problemas y por último la sección “PROCESOS” muestra los parámetros desconocidos que son necesarios para obtener la solución, sin embargo fueron discriminados como procesos debido a que pueden ser determinados directamente a través de los datos de entrada.

Tabla 37 Selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo

Cañoneo de Pozos	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
Selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de sobrebalance • Profundidad objetivo o de la arena • Porosidad • Saturación • Gradiente de temperatura • Temperatura de superficie • Resistencia compresiva de la formación • Tiempo de viaje de tuberías • Diámetro interno del <i>tubing</i> • Diámetro externo del <i>tubing</i> • De qué manera es bajado el cañón • Profundidad a la que fue asentado el <i>tubing</i> • Si la lechada con que fue cementado es de baja o alta pérdida de filtrado. • Si hay poca (<10cc/30min) o mucha invasión de fluido • Resistencia compresiva de la muestra. • Índice de productividad 	<ul style="list-style-type: none"> • Se verifica si la formación es consolidada o no. • Se hace el cálculo de permeabilidad • Se calcula el desbalance máximo y mínimo para la seguridad del cañoneo. • Se calcula el desbalance promedio • Se calcula la longitud de penetración. • Se calcula la densidad de cañoneo • Se determina el tipo de explosivo que debe utilizarse. • Se selecciona el cañón adecuado tomando en cuenta las prioridades de cada propiedad de acuerdo con el tipo de terminación que se hará en el pozo (estimulación, empaque con grava o natural) 	<ul style="list-style-type: none"> • Se habrá seleccionado un equipo de cañoneo que cumple con las demandas del pozo. • Se habrá seleccionado la técnica más adecuada para garantizar la productividad del pozo.

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

3.1 Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo:

La figura 120 muestra el esquema de solución de los problemas prácticos operacionales de selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo, a continuación se plantea el cálculo de los parámetros necesarios para obtener un criterio razonable al momento de seleccionar cual es el cañón que mejor se ajusta a las condiciones que se plantean. Dichos parámetros son los siguientes:

1. *Desbalance óptimo:* Para el valor del desbalance óptimo debemos determinar primero el desbalance mínimo y máximo. Para el desbalance mínimo de acuerdo a la figura 120 es necesario conocer la permeabilidad de la formación, si no es así, conociendo la saturación de agua y la porosidad de la formación se puede obtener la permeabilidad, luego de esto dependiendo de, si el yacimiento es de petróleo o de gas, el valor de desbalance mínimo será distinto, pero se podrá calcular. En el caso del desbalance máximo se debe contar con el registro sónico o el de densidad neutrón, para que mediante la figura 120 pueda determinarse su valor. Posteriormente conociendo ambos valores se calcula un promedio entre ambos, ahora bien si hay poca invasión de fluido o la lechada de cemento de bajo filtrado ($< 10\text{cc}/30\text{min}$) el desbalance óptimo que se debe utilizar será un promedio entre el promedio ya calculado y el desbalance mínimo, en el caso contrario el desbalance óptimo que se debe utilizar será un promedio entre el promedio ya calculado y el desbalance máximo.
2. *Longitud de penetración:* De acuerdo a la la figura 120 es necesario conocer la compresibilidad de la formación y el tipo de muestra utilizado, es decir, la compresibilidad y la longitud de penetración característica de dicha muestra. Estos datos son suficientes para obtener la longitud de penetración en la formación.
3. *Densidad de cañoneo:* Para la densidad de cañoneo de acuerdo a la la figura 120 se debe conocer la longitud de penetración en la formación y el índice de productividad, mediante estas variables se entra en la figura 120 y se obtienen la fase de cañoneo y la densidad de cañoneo. Sin embargo se debe conocer si la formación es consolidada o no para saber si tendrá una terminación con empaque

con grava ya que, de ser así la densidad de cañoneo será de 3 a 5 veces a lo leído en la figura 4.120, sino será de 2 a 3 veces a lo leído.

4. Por último se establece el orden de importancia de las características que debe tener el cañón que se va a seleccionar de acuerdo a los parámetros obtenidos con todo el proceso anteriormente descrito. Dicho orden se establece de acuerdo al tipo de terminación:

Para terminación natural:

- 1 ó 2 Densidad de cañoneo
- 1 ó 2 Diámetro del hueco
- 3 ó 4 Fase de cañoneo
- 3 ó 4 Longitud de penetración

Para terminación de empaque con grava:

- 1 Diámetro del hueco
- 2 Densidad de cañoneo
- 3 Fase de cañoneo
- 4 Longitud de penetración

Para terminación estimulada:

- 1 Fase de cañoneo
- 2 Densidad de cañoneo
- 3 Diámetro del hueco
- 4 Longitud de penetración

Finalmente, se tendrán argumentos suficientes y contundentes para seleccionar el cañón adecuado

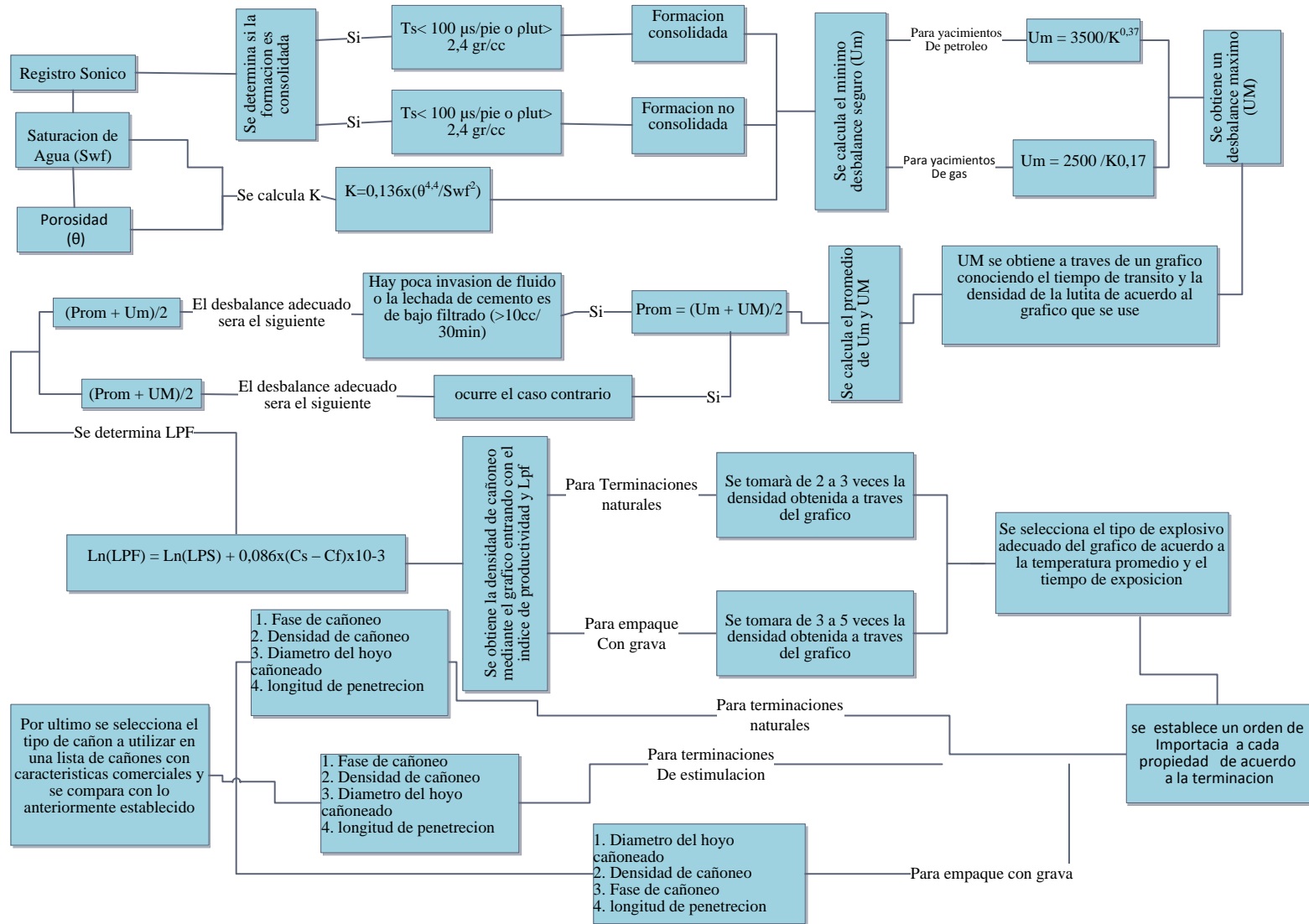


Figura 120 Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo

3.2 Generación de la herramienta computacional

En la figura 121 se observa la interface de entrada mediante la cual, seleccionando la opción “Diseño de Cañoneo de Pozos” que está señalada en el rectángulo color amarillo y haciendo *click* en el botón “Entrar” se podrá ingresar a las interfaces “Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo”, “Daño por cañoneo” y “Posicionamiento de los cañones transportados con guaya”.

Luego de ingresar, existen una serie de pestañas relacionadas a la solución de los problemas prácticos operacionales del cañoneo de pozos (ver figura 4.122) las cuales serán explicadas a continuación:

3.2.1 Selección del Cañón Adecuado a las Condiciones del Pozo:

- *Pestaña “Diseño de Cañoneo”*: En esta pestaña se observarán todos los resultados relacionados a la selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo. En la parte superior se observa dentro del rectángulo color naranja la opciones de selección Lectura del perfil sónico [$\mu\text{s}/\text{pies}$] y Lectura del perfil densidad neutrón [gr/cc]. En el instante que una de las opciones es elegida automáticamente el programa generará un cuadro numérico como el que se observa dentro del rectángulo color verde, en el cual se debe introducir el valor de la lectura obtenida a través del perfil y se debe hacer doble *click* sobre el mismo para que de esta forma el programa indique si la formación es consolidada o no consolidada.

En la parte inferior izquierda de forma descendente se observa dentro de un marco azul claro un cuadro de selección relacionado con la permeabilidad, que de estar seleccionado estará indicando que el valor de la permeabilidad es conocido y se deberá introducir dicho valor en el recuadro que ubicado a su derecha. En caso contrario cuando se haga *click* sobre el botón “Calcular” de la pestaña “Datos necesarios para el diseño de Cañoneo” el programa intentará calcular la permeabilidad con los datos correspondientes (saturación de agua y porosidad). Seguidamente dentro del marco rojo se encuentra un cuadro de selección relacionado con la longitud de penetración en la formación debido al cañoneo, que de estar seleccionado cuando se haga *click* sobre el botón “Calcular” de la pestaña “Datos

necesarios para el diseño de Cañoneo”, estará indicando al programa que calcule el valor de la longitud de penetración en la formación debido al cañoneo y dicho valor será mostrado en el recuadro que está ubicado a su derecha.

Finalmente para esta zona pero en la parte más baja dentro de un marco azul claro se encuentra un cuadro de selección relacionado con la temperatura promedio del pozo, que de estar seleccionado estará indicando al programa que dicho valor es conocido y debe insertarlo en el recuadro ubicado a su derecha, en caso contrario al hacer *click* sobre el botón “Calcular” de la pestaña “Datos necesarios para el diseño de Cañoneo” el programa realizará el cálculo de la temperatura promedio del pozo siempre y cuando se hayan insertado los datos necesarios.

Para la sección inferior derecha en forma descendente se observa en primer lugar un *link* en letras de color azul (“Tipo de explosivo”) que al hacer *click* sobre el mismo abrirá una nueva ventana en la cual se observará el gráfico a través del cual se podrá determinar el tipo de explosivo que se debe utilizar (ver figura 123) y a la derecha del *link* se ubica una lista desplegable donde se debe seleccionar el tipo de explosivo que se utilizará de acuerdo al gráfico. Por último, si se conoce el tipo de terminación que se realizará en el pozo se debe seleccionar la opción de “tipo de terminación” mediante el cuadro de selección señalado dentro del marco color morado y de esta forma se activará la función de la lista desplegable señalada dentro del rectángulo morado, la cual consiste en mostrar el índice de importancia de las propiedades “densidad de cañoneo”, “longitud de penetración”, “Fase de cañoneo” y “diámetro del hueco” para la selección del cañón adecuado, siendo 1 el más importante y 4 el menos importante.

Nota: Los cuadros numéricos que no fueron mencionados en la descripción anterior solo mostrarán resultados, no están hechos para insertar valores, de acuerdo con los objetivos de esta pestaña.

Pestaña “Datos necesarios para el diseño del cañoneo”: En esta pestaña se observarán todos los datos necesarios para obtener los resultados del diseño del cañoneo y poder hacer la selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo

con argumentos lógicos y contundentes. Ver figura 124. A simple vista en el lado derecho de la pestaña, en el centro y a la izquierda se observan 3 cuadros grandes donde se ubican cuadros de selección, listas desplegables, *links* y demás herramientas utilizadas en el programa para cumplir los objetivos.

En el cuadro de la izquierda de forma descendente se observa dentro de un marco azul claro un cuadro de selección relacionado con la porosidad, que de estar seleccionado estará indicando que el valor de la porosidad será utilizado para calcular la resistencia compresiva de la roca de la formación al hacer *click* sobre el botón “Calcular”. Seguidamente dentro del rectángulo amarillo se encuentran dos círculos de selección relacionados con la pérdida de filtrado de la lechada, “Lechada de alta pérdida de filtrado” y “Lechada baja pérdida de filtrado”, información necesaria para calcular correctamente el valor del desbalance óptimo que debe haber para realizar el cañoneo de la formación.

Dentro del rectángulo azul oscuro se encuentran dos cuadros de selección relacionados con el tipo de yacimiento al que se le hará el cañoneo (Gas o Petróleo), información necesaria para calcular correctamente el valor de desbalance mínimo (Um).

El *link* “UM [lpc]” permitirá mostrar un gráfico de acuerdo a la opción que esté elegida en los cuadros de selección que se encuentran señalados dentro del rectángulo marrón, en el momento que se haga *click* sobre el mismo (ver figuras 125 y 126).

Las opciones son las siguientes: “Ms” que se debe elegir cuando se cuenta con la información del perfil sísmico y “gr/cc” que se debe elegir cuando se cuenta con la información del perfil densidad neutrón.

El cuadro de selección relacionado con el tipo de muestra que está señalado dentro del rectángulo verde habilitará la lista desplegable ubicada a su lado derecho lo que automáticamente al hacer *click* sobre el botón “Calcular” asignará los valores de longitud de penetración y resistencia compresiva y los mostrará en los cuadros numéricos ubicados en la parte inferior y que están asociados a dichas variables.

Por último para este cuadro del lado izquierdo en la parte más baja se observa dentro del rectángulo rojo varias opciones seleccionables relacionadas con las variables:

Resistencia compresiva de la formación “Cf”, Resistencia compresiva de la muestra “Cs” y Longitud de penetración en la muestra “Lps”, que al ser elegida alguna de ellas se estará indicando que al hacer *click* en el botón “calcular” será calculada si se cuenta con los datos necesarios.

En el cuadro del centro y de forma descendente se observa en primer lugar una lista desplegable en la cual se debe seleccionar el tipo terminación (terminación natural o empaque con grava), información necesaria para obtener el valor de la densidad de cañoneo. Lo siguiente que se observa es el *link* “Densidad de cañoneo del gráfico [hpp]” que al hacer *click* sobre éste mostrará el gráfico mediante el cual se podrá determinar la fase y la densidad de cañoneo. Ver figura tal (ver figura 127).

Finalmente en la parte inferior se observan dos cuadros de selección señalados con un marco azul claro (“Calcular gradiente” y “Gradiente de temperatura”) los cuales están relacionados entre sí. Si “Calcular gradiente” es seleccionado, al hacer *click* en botón “Calcular” se estará indicando al programa que calcule el gradiente de temperatura del pozo siempre y cuando se hayan introducido los datos necesarios, sino, si “Gradiente de temperatura” es seleccionado se estará indicando que el gradiente de temperatura del pozo es conocido y debe insertar su valor en el cuadro numérico ubicado a la derecha de dicho cuadro de selección.

✓ Para el cuadro de la derecha y en forma descendente se observa el cuadro de selección “Temperatura de la formación” dentro de un marco azul claro, que de estar elegido indicará al programa que la temperatura de la formación es un dato y se deberá insertar su valor en el cuadro numérico ubicado a la derecha del cuadro de selección, sino se estará indicando al programa que al hacer *click* en el botón “Calcular” se realizará el cálculo de la temperatura de formación y se mostrará su valor en el cuadro numérico ubicado a la derecha del cuadro de selección.

Pestaña “Longitud de tubería seca”: Se decidió hacer la programación de este proceso a pesar de que no se realizó un esquema de solución, debido a que es una incógnita comúnmente solicitada en los problemas prácticos operacionales del diseño del cañoneo de pozos y lo que se hace es el cálculo de la longitud de la tubería seca

(sin fluido) que debe haber para que puede lograrse el desbalance óptimo. En esta pestaña como se muestra en la figura 128, existen dos secciones, la sección de “Datos requeridos” y la de “resultados”. En la sección de datos requeridos se observan señalados dentro de un rectángulo rojo dos círculos de selección en los que se indica la forma en la que se realizará el cañoneo si “Bajo balance” o “Sobre balance”, información que es pertinente para determinar la longitud de tubería seca, seguidamente en esta sección se observan señalados en el rectángulo color verde los datos necesarios para obtener todos los parámetros de la sección resultados señalados en el rectángulo color amarillo.

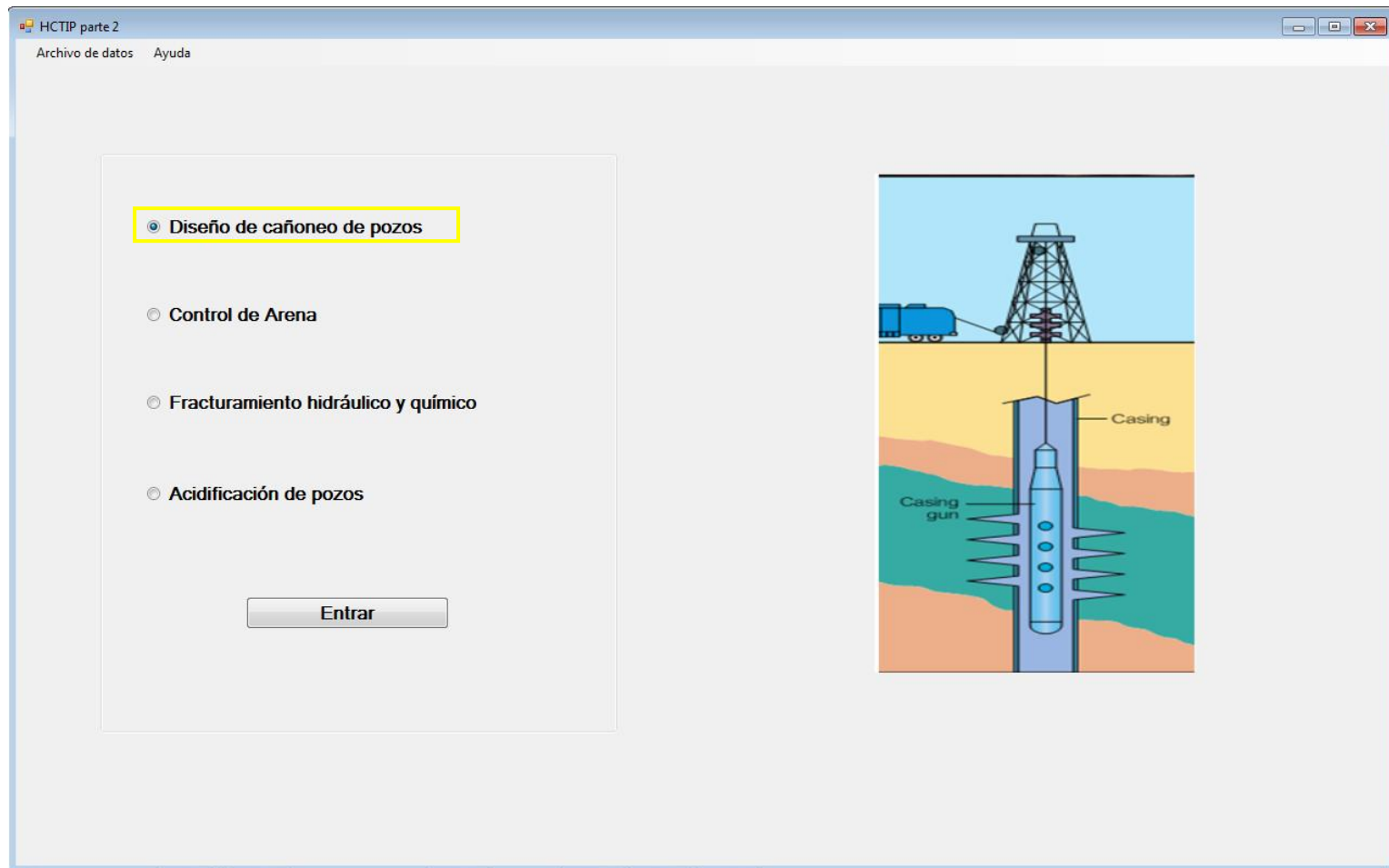


Figura 121 Interfaz inicial - Segunda parte de HC - TIP. "Diseño de Cañoneo de pozos".

FormDC

Diseño de Cañoneo | Datos necesarios para el diseño del cañoneo | Longitud de tubería seca | Daño Por cañoneo | Posicionamiento del cañon trasnport:

Lectura del perfil sonico [μ s/pies] Ó Lectura del perfil densidad neutron [gr/cc]

Formación:

K [mD] 0

Desbalance optimo [Psi] 0

lpf ["] 0,00

Fase de cañoneo [°]

Densidad de cañoneo de acuerdo al tipo de terminacion [spf] 0

Temperatura promedio [°F] 0

Numero de tubos 0

Tiempo de exposicion [horas] 0

Tipo de explosivo RDX

Tipo de terminación

Empaque con grava

4. Longitud de penetracion

3. Fase

1. Diametro del hueco

2. Densidad

Figura 122 Interface de la herramienta pestaña “Diseño de Cañoneo”.

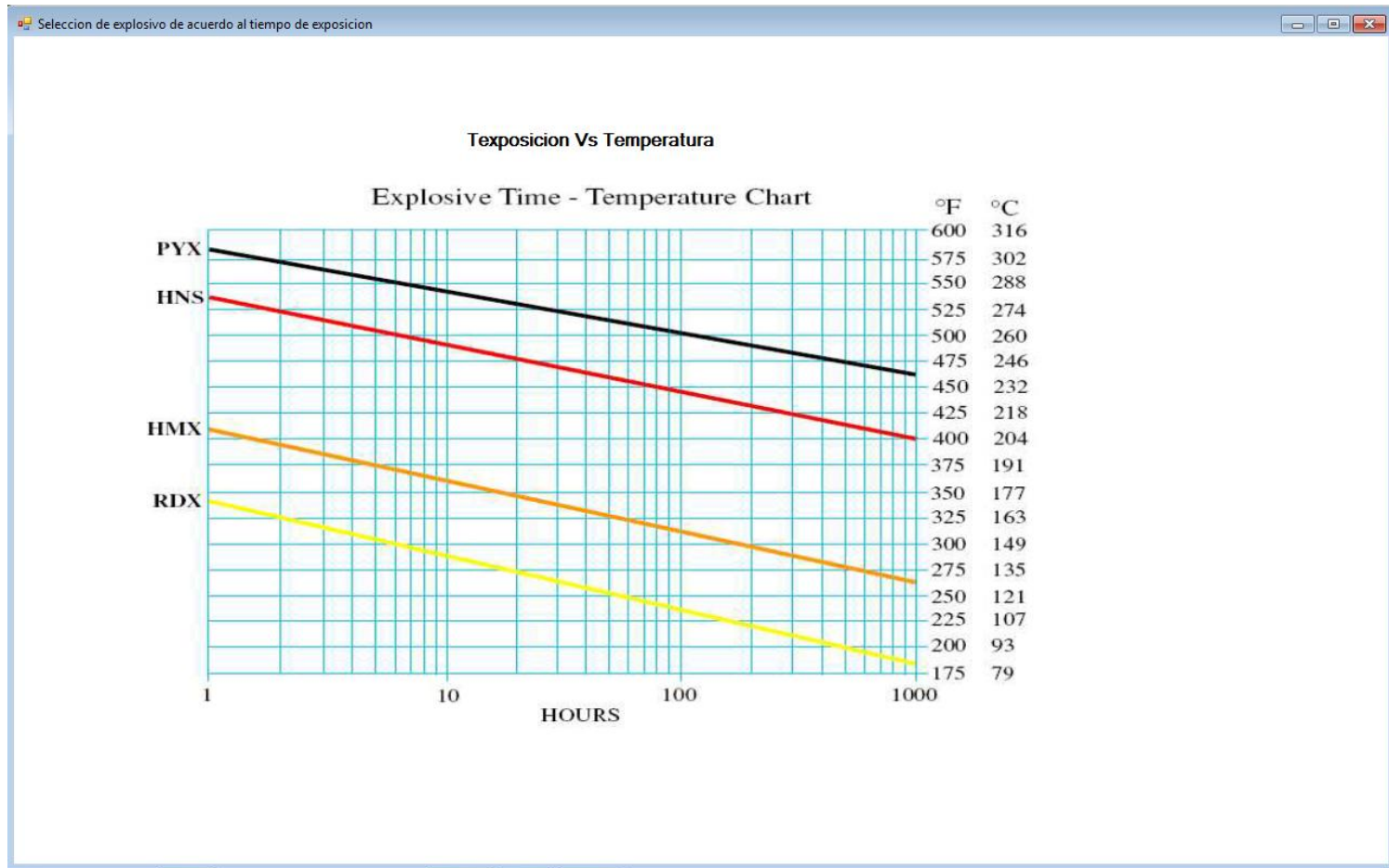


Figura 123 Selección de explosivo de acuerdo al tiempo de exposición

FormDC

Diseño de Cañoneo Datos necesarios para el diseño del cañoneo Longitud de tubería seca Daño Por cañoneo Posicionamiento del cañon transporta

Intervalo a cañonear : Prof. Superior: 0

Prof inferior: 0

θ [%] 0,0

Swf [%] 0

Lechada de alta perdida de filtrado

Lechada baja perdida de filtrado

Um [lpc] Petróleo 0

Gas

UM [lpc] Ms 0

gr/cc

Tipo de muestra Concreto

Cf [lpc] 0

Cs [lpc] 0

Lps ["] 0,00

Con el Indice de Productividad y la lpf obtenida se obtendra la densidad y la fase de cañoneo mediante el grafico correspondiente

Tipo de terminacion Terminacion natural

Fase [°]

Densidad de cañoneo Del grafico [hpp] 0

Calcular Gradiente

T1 [°F] Prof1 [pies]

T2 [°F] 0 Prof2 [pies] 0

Gradiente de Temperatura 0,00000 [°F/pies]

Temperatura de superficie

Temperatura de la formacion 0

Longitud de cada tubo [pies] 0

Tiempo de viaje [min/tubo] 0

Calcular

IZQUIERDA CENTRO DERECHA

Figura 124 Datos necesarios para el diseño del cañoneo

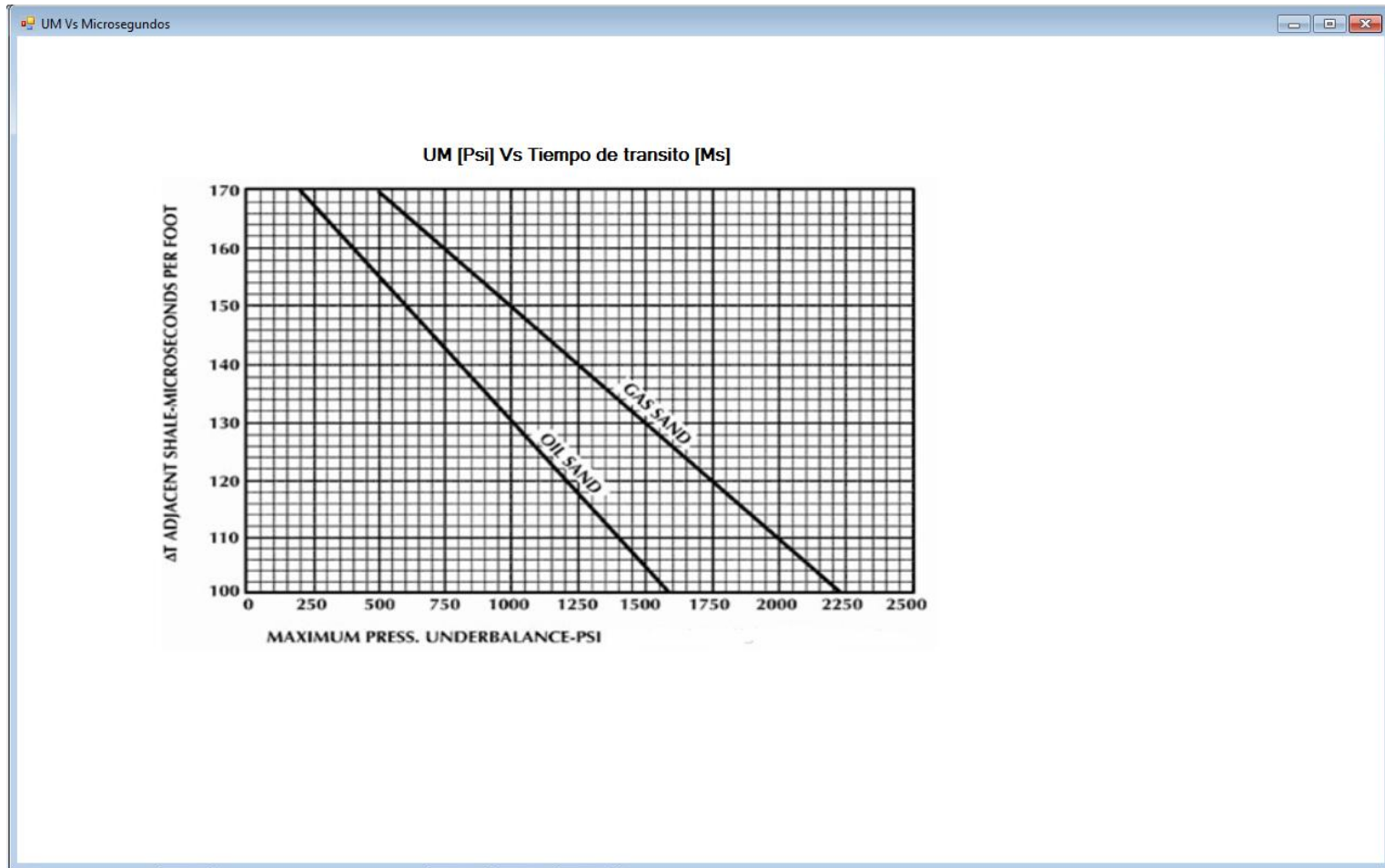


Figura 125 UM Vs Microsegundos

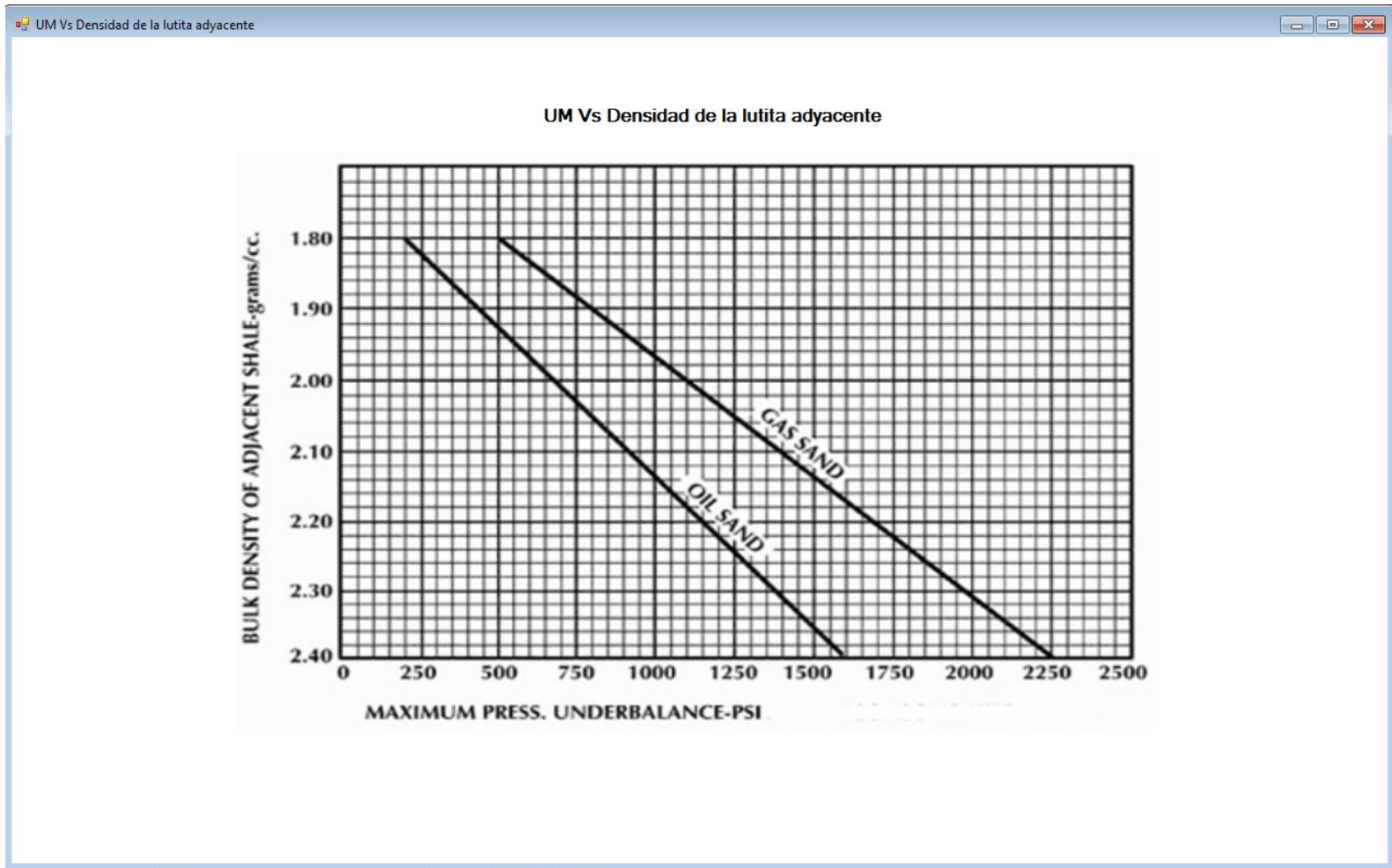


Figura 126 UM Vs Densidad bruta

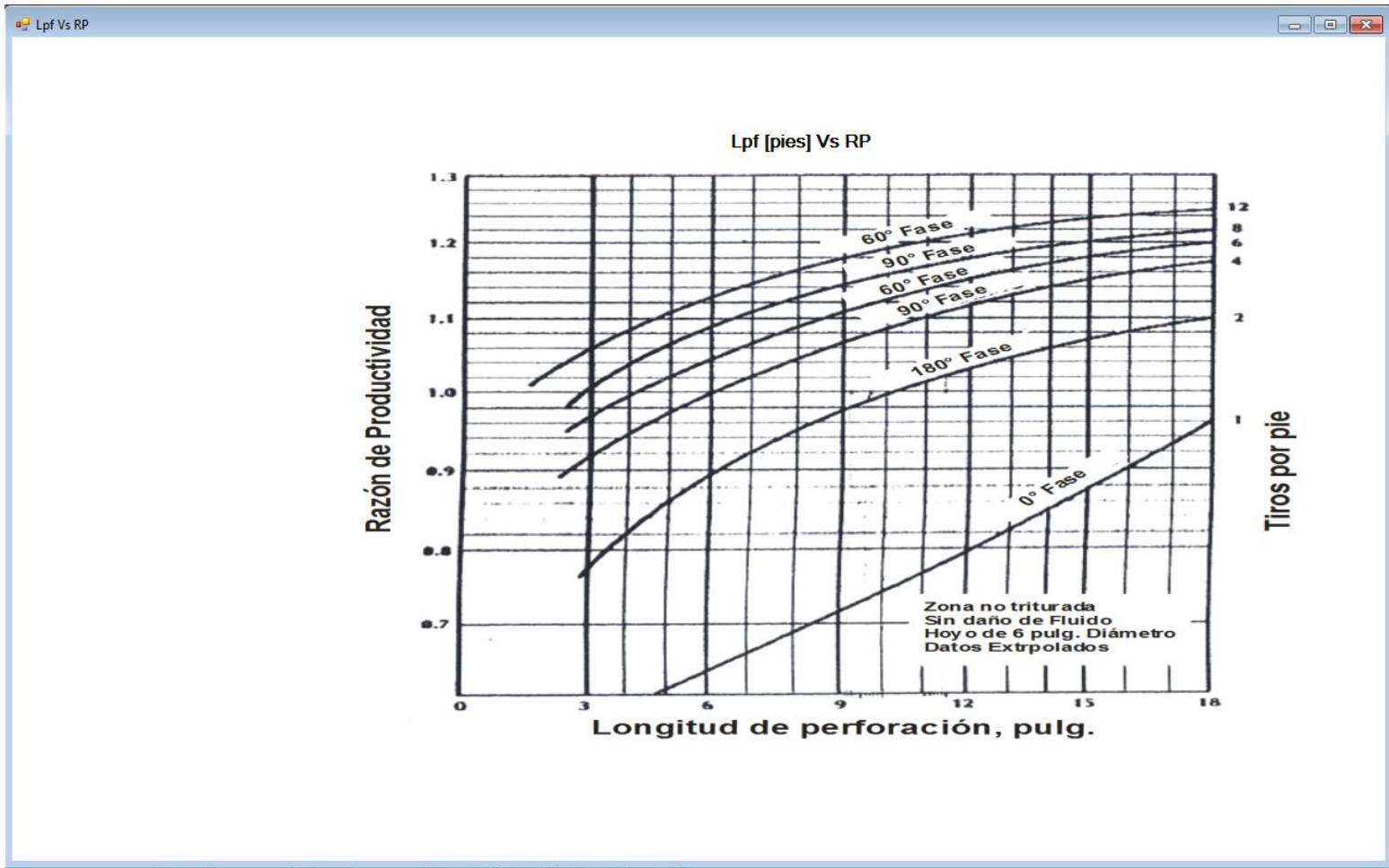


Figura 127 Lpf Vs RP

FormDC

Diseño de Cañoneo | Datos necesarios para el diseño del cañoneo | Longitud de tubería seca | Daño Por cañoneo | Posicionamiento del cañon trasport:

Datos requeridos

Sobre-balance

Bajo- balance ó arremetida

Profundidad tope de arena [pies] 0

profundidad base de arena [pies] 0

Densidad del lodo [lpg] 0,00

Diferencial de presion [Psi] 0

Profundidad de la empacadura 0

Desbalance optimo [Psi] 0

Diametro interno de Tubing ["] 0,00

Resultados

profundidad de interes [Psi] 0

Presion hidrostatica a la

Longitud entre la empacadura y el tope de la arena [pies] 0

Presion de formacion [Psi] 0

Longitud de tubería seca [pies] 0

Volumen de fluido a remover 0

Calcular

Figura 128 Longitud de Tubería seca

Tabla 38 Cálculo de daño por cañoneo

Cañoneo de Pozos	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
<p>Cálculo de daño por cañoneo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Ángulo de fase del cañoneo • Longitud de las perforaciones • la altura de las perforaciones • Permeabilidad vertical • Permeabilidad horizontal • Anisotropía • Radio de las perforaciones • Radio del pozo • Constantes para el cálculo del efecto de daño por cañoneo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se calculará el daño por efecto de flujo en el plano • Se calculará el daño por el efecto de convergencia vertical • Se calculará el daño por el efecto del diámetro del pozo 	<ul style="list-style-type: none"> • Se obtendrá el daño total por el cañoneo del pozo

3.2 Daño por Cañoneo (S_p): De acuerdo a la tabla 129 el daño por cañoneo se divide en 3 pseudo-daños: *Pseudo-daño por el efecto de flujo en el plano (S_H)*, *Pseudo-daño por el efecto de convergencia vertical (S_V)*, *Pseudo-daño por el efecto del diámetro del pozo (S_{wb})*. Debido a que la ilustración es lo bastante clara y explícita no se hará una descripción del proceso de cálculo del daño por cañoneo.

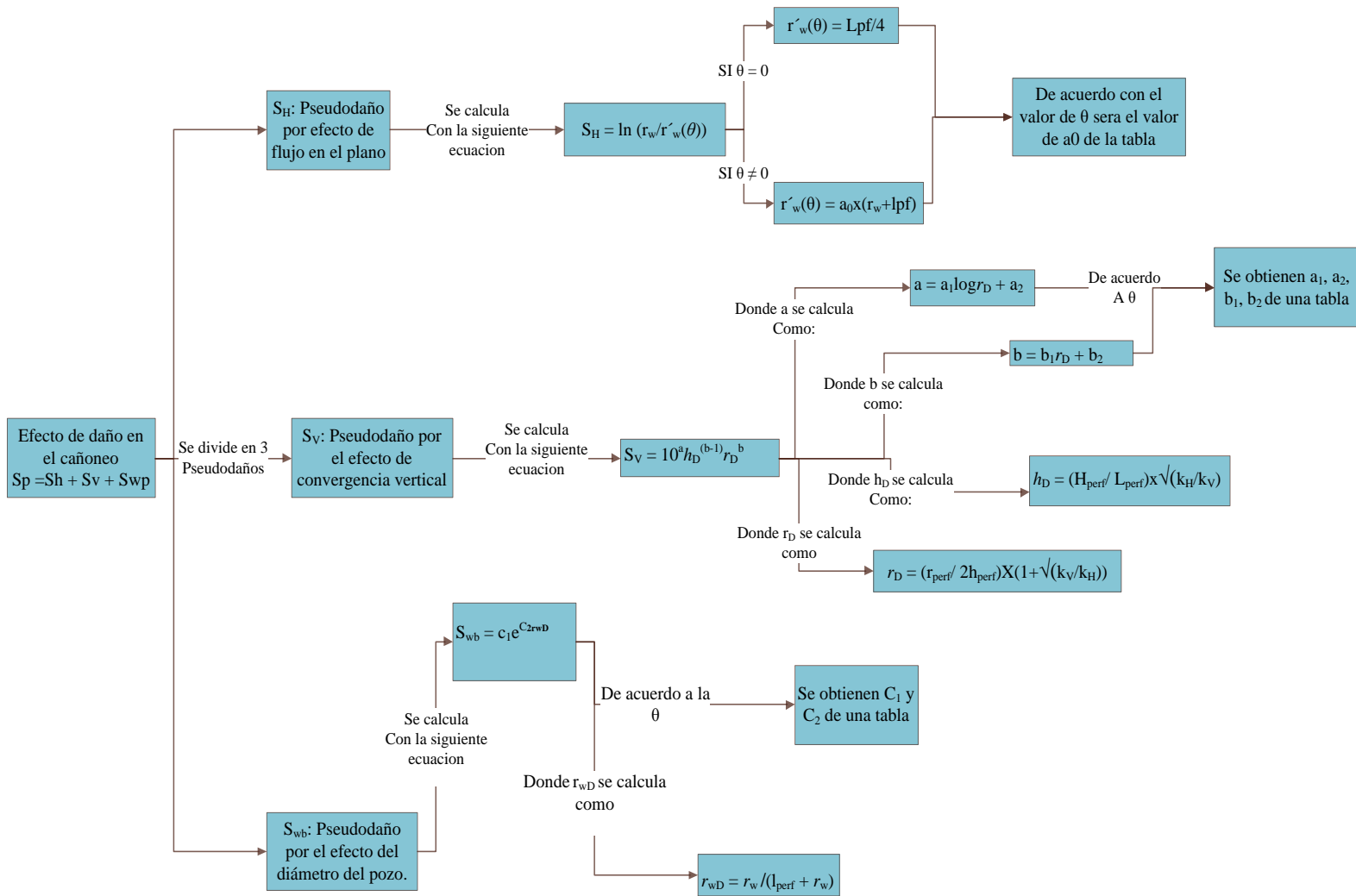


Figura 129 Cálculo de Daño por Cañoneo

3.2.1 Generación de la herramienta computacional

Pestaña “Daño por cañoneo”: Para esta pestaña como se aprecia en la figura 130 en primera instancia se observan dos secciones la primera enmarcada en el rectángulo amarillo y es denominada “Datos requeridos para el cálculo de S_p ”, donde la única novedad la representa el cuadro de selección “ $\sqrt{(K_h/K_v)}$ ” señalado por un rectángulo de color azul claro, que de estar seleccionado indicará al programa que el valor de raíz cuadrada de la anisotropía ($\sqrt{(K_h/K_v)}$) es conocido y se deberá introducir su valor en el cuadro numérico ubicado a la derecha del cuadro de selección. La segunda sección está enmarcada en el rectángulo rojo es denominada “Resultados” y es en ella donde se mostrarán los resultados calculados a través de los datos requeridos.

FormDC

Diseño de Cañoneo | Datos necesarios para el diseño del cañoneo | Longitud de tubería seca | Daño Por cañoneo | Posicionamiento de cañones trasnpo

Datos requeridos para el calculo de Sp

Densidad de cañoneo (Spf)	0
Fase [°]	
l _{pf} ["]	0,00
r _w ["]	0,000
H _{perf} ["]	0,000
r _{perf} ["]	0,000
K _v [mD]	0
K _h [mD]	0
$\sqrt{(K_h/K_v)}$	0,0000

Calcular

Resultados

r _w (θ) ["]	0,00
SH	0,000
r _D	0,000
h _D	0,000
A	0,0000
B	0,0000
S _v	0,00
r _{WD}	0,000
S _{wb}	0,000
Sp	0,000

Figura 130 Daño por cañoneo

Tabla 39 Posicionamiento de los cañones transportados con guaya

Cañoneo de Pozos	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
<p>Posicionamiento de los cañones transportados con guaya</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad del cuello de revestidor que se tomara como referencia para posicionar los cañones • Número de zonas a cañonear • Espesor de las zonas a cañonear • Intervalo de profundidades de las zonas a cañonear 	<ul style="list-style-type: none"> • Se ubicará el cuello de revestidor de referencia • Se determina la longitud adecuada del caño. • Se determina la configuración adecuada del cañón • Se determina la cantidad en pies de <i>Pup joint</i> o espaciadores que deben utilizarse. • Se determina el número de <i>Pup joint</i> o espaciadores necesarios en la configuración del cañón • Se posiciona el cañón frente a la arena que le corresponde (de manera ascendente desde la más profunda hasta la más somera) y se efectúan los disparos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se habrá cañoneado cada zona prospectiva garantizando haber ubicado en las posiciones precisas.

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

3.3 Posicionamiento de los cañones transportados con guaya: En la figura 131 se muestra el procedimiento para lograr el posicionamiento de los cañones transportados con guaya, el cual será descrito a continuación:

- 1) Definir el número de zonas a cañonear.
- 2) Ubicar un la profundidad del cuello del revestidor que utilizará como referencia.

- 3) Definir la longitud desde la profundidad del cuello del revestidor de referencia seleccionado hasta la profundidad del tope de la zona 1 a cañonear (D_{PZ1})
- 4) Se deben definir la cantidad en pies de espaciadores (*pup joints*)
- 5) Se debe establecer el número de espaciadores que tendrá la configuración de cañón.
- 6) Se define la longitud de cada uno de los espaciadores con la única condición de que cumplan con la longitud total de los mismos.

Con estos 6 pasos y teniendo la configuración del cañón como se muestra en la figura 132 se garantiza que al bajar el cañón y colocar el localizador de cuellos de revestidor en el cuello de referencia, el cañón estará posicionado frente a la primera zona a cañonear, es decir la más profunda.

- 7) Para posicionar el cañón frente a la siguiente zona se debe definir la longitud desde la profundidad del cuello del revestidor de referencia seleccionado hasta la profundidad del tope de la zona 2 a cañonear (D_{PZ2})
- 8) Se define la longitud del cañón que se debe tomar en cuenta para posicionarlo y cañonear la zona 2.
- 9) Se define la longitud que debe subir o bajar el cañón para colocarlo frente a la zona 2 y cañonearla. Tomando como referencia la profundidad del ccl. Si dicha longitud es negativa el cañón se debe bajar esa cantidad en pies, sino se debe subir.

Se debe hacer el mismo proceso de manera repetitiva hasta cañonear todas las zonas, recuerde considerar la configuración y la nomenclatura mostrada en la figura 132 y 133.

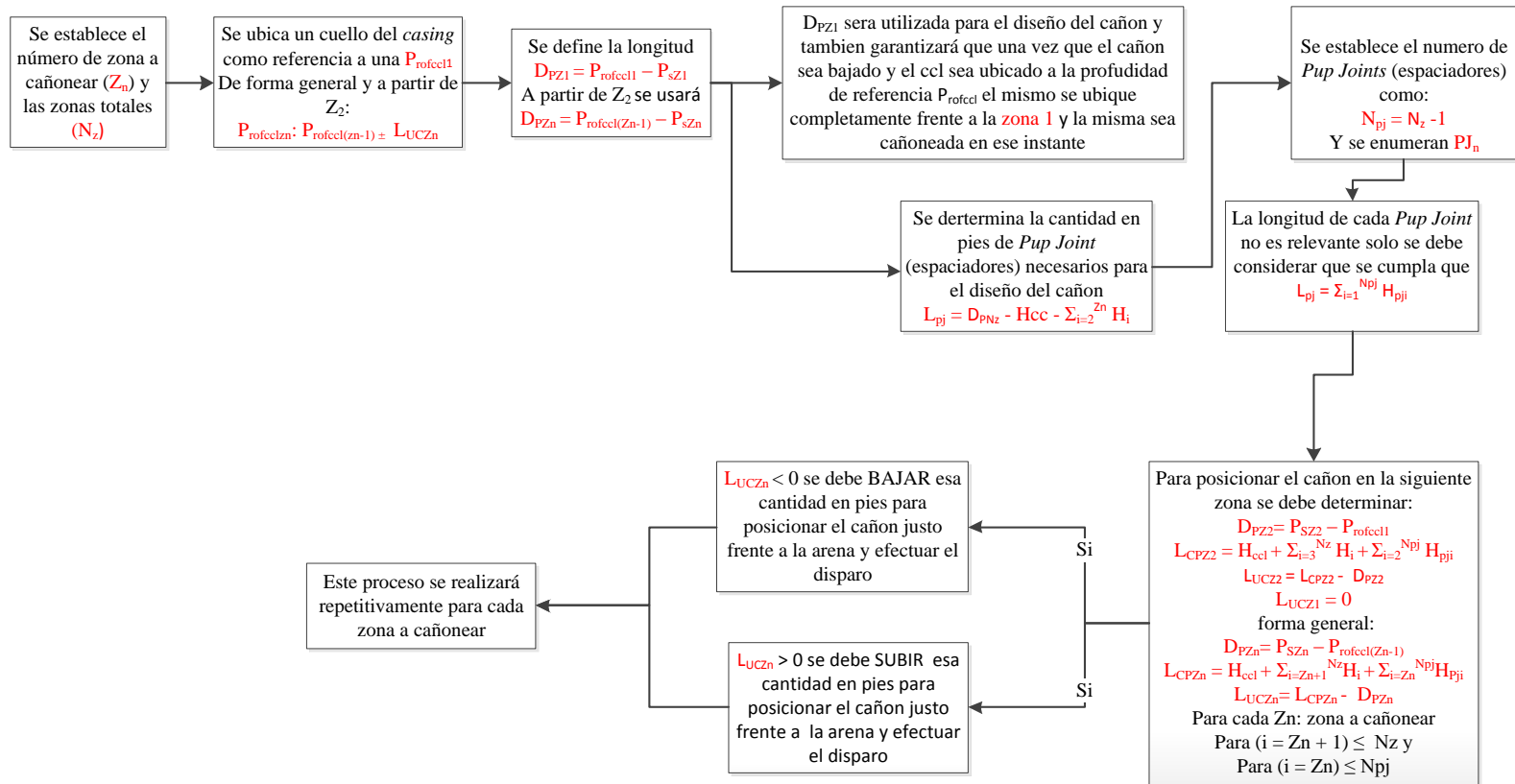


Figura 131 Posicionamiento de los cañones transportados con guaya

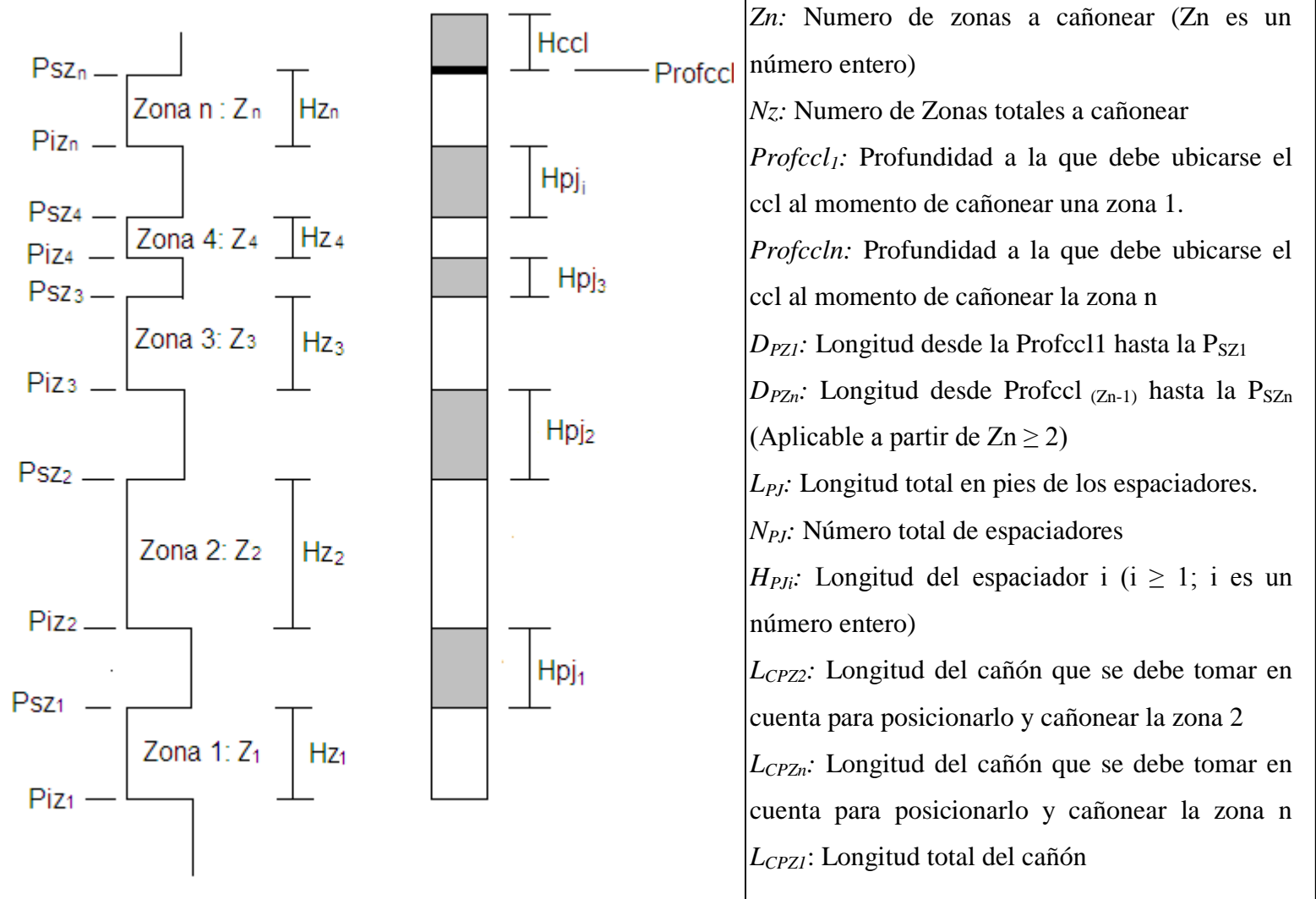


Figura 132 Gráfica para identificar cada elemento en el posicionamiento

<p>L_{UCZ2}: Longitud que debe subir o bajar el cañón para colocarse al frente y cañonear la zona 2. Tomando como referencia la profundidad del ccl.</p> <p>L_{UCZn}: Longitud que debe subir o bajar el cañón para colocarse al frente y cañonear la zona n. Tomando como referencia la profundidad del ccl.</p> <p>Si $L_{UCZn} \geq 0$ Se debe subir el cañón</p> <p>Si $L_{UCZn} \leq 0$ Se debe bajar el cañón</p> <p>Zona 1: Z_1 = Primera zona en el orden a cañonear</p> <p>P_{iz1} = Profundidad base de la zona 1</p> <p>P_{sz1} = Profundidad tope de la zona 1</p> <p>Zona 2: Z_2 = Segunda zona en el orden a cañonear</p> <p>P_{iz2} = Profundidad base de la zona 2</p> <p>P_{sz2} = Profundidad tope de la zona 2</p> <p>Zona 3: Z_3 = Tercera zona en el orden a cañonear</p> <p>P_{iz3} = Profundidad base de la zona 3</p> <p>P_{sz3} = Profundidad tope de la zona 3</p> <p>Zona 4: Z_4 = Cuarta zona en el orden a cañonear</p>	<p>P_{iz4} = Profundidad base de la zona 4</p> <p>P_{sz4} = Profundidad tope de la zona 4</p> <p>Zona n: Z_n = Última zona en el a cañonear</p> <p>P_{izn} = Profundidad base de la zona n</p> <p>P_{szn} = Profundidad tope de la zona n</p> <p>Hccl: Espesor del ccl (constante = 3 pies)</p> <p>H_{PJ3}: Espesor del espaciador 3</p> <p>H_{Z1}: Espesor de la zona 1</p> <p>H_{Z2}: Espesor de la zona 2</p> <p>H_{Z3}: Espesor de la zona 3</p> <p>H_{Z4}: Espesor de la zona 4</p> <p>H_{Zn}: Espesor de la zona n</p> <p>H_{PJ1}: Longitud del espaciador 1</p> <p>H_{PJ2}: Longitud del espaciador 2</p> <p>H_{PJ3}: Longitud del espaciador 3</p> <p>H_{PJ4}: Longitud del espaciador 4</p> <p>H_{PJn}: Espesor del espaciador n</p>
--	---

Figura 133 Gráfica para identificar cada elemento en el posicionamiento (cont.)

3.3.1 Generación de la herramienta computacional

Pestaña “Posicionamiento de cañones transportados con guaya”’: En esta pestaña se aprecia a simple vista de acuerdo a la figura 134 siete secciones, la primera denominada como “Datos requeridos” en la cual debe introducirse en el cuadro numérico enmarcado en un rectángulo rojo el número de zonas que se van a cañonear (Para el uso de esta herramienta se pueden posicionar un máximo de siete zonas). La segunda sección es denominada “Profundidad del ccl” en la cual solo se deberá introducir el valor de la profundidad del cuello de revestidor de referencia (Profundidad CCL1 [pies]) el resto de los valores en esta sección serán el resultado del posicionamiento que obtendrá la herramienta luego de hacer *click* en el botón “Calcular. La tercera sección es denominada “Profundidad del tope de las arenas” y en esta se deben insertar las profundidades a las cuales se encuentran los topes de todas las arenas o zonas a cañonear.

La cuarta sección es denominada “Profundidad de la base de las arenas” y en esta se deben insertar las profundidades a las cuales se encuentran las bases de todas las arenas o zonas a cañonear.

La quinta sección es denominada “Espesor de las arenas a cañonear” y en esta se deben insertar los espesores de todas las arenas o zonas a cañonear.

La sexta sección es denominada “Espesor de los espaciadores” y en esta se deben insertar los espesores de todos los espaciadores que se utilizarán. El espesor de los espaciadores está condicionado directamente a la longitud total de espaciadores requerida, es decir no es relevante el espesor de cada espaciador por separado solo se debe cumplir que la sumatoria de los espesores sea igual a la longitud total requerida. El valor predeterminado de los espesores es uno debido a que para realizar el correcto posicionamiento es necesario por lo menos un pie de espaciador.

La séptima sección es denominada “Características de los espaciadores” y en esta se mostrarán el número y la longitud total requerida de espaciadores luego de hacer *click* en el botón “Calcular”.

La última sección es denominada “Cañón” y en esta se mostrará la longitud total del cañón luego de hacer *click* en el botón “calcular”.

FormDC

Datos necesarios para el diseño del cañoneo Longitud de tubería seca Daño Por cañoneo Posicionamiento de cañones trasportados con guaya

1) Datos requeridos

Numero de zonas (Nz) 7

2) Profundidad del ccl

Profundidad CCL1 [pies] 0

Profundidad CCL2 [pies] 0

Profundidad CCL3 [pies] 0

Profundidad CCL4 [pies] 0

Profundidad CCL5 [pies] 0

Profundidad CCL6 [pies] 0

Profundidad CCL7 [pies] 0

3) Profundidad del tope de las arenas

Psz1 [pies] 0

Psz2 [pies] 0

Psz3 [pies] 0

Psz4 [pies] 0

Psz5 [pies] 0

Psz6 [pies] 0

Psz7 [pies] 0

4) Profundidad de la base de las arenas

Piz1 [pies] 0

Piz2 [pies] 0

Piz3 [pies] 0

Piz4 [pies] 0

Piz5 [pies] 0

Piz6 [pies] 0

Piz7 [pies] 0

5) Espesor de las arenas a cañonear

Hiz1 [pies] 0

Hiz2 [pies] 0

Hiz3 [pies] 0

Hiz4 [pies] 0

Hiz5 [pies] 0

Hiz6 [pies] 0

Hiz7 [pies] 0

6) Espesor de los espaciadores

Hpj1 [pies] 1

Hpj2 [pies] 1

Hpj3 [pies] 1

Hpj4 [pies] 1

Hpj5 [pies] 1

Hpj6 [pies] 1

7) Características de los espaciadores

Longitud total [pies] 0

Numero de espaciadores (Npj) 6

Cañon

Longitud del cañon [pies] 0

Calcular

Figura 134 Posicionamiento de cañones trasportados con guaya

4 CONTROL DE ARENA

En la tabla 40 se puede observar la sección de “DATOS DE ENTRADA” que representa todas aquellas variables que comúnmente son conocidas y necesarias para la solución de los problemas referentes al Control de Arena, en la parte de “RESULTADOS” las incógnitas más comúnmente requeridas las cuales representan la solución a los problemas y por último la sección “PROCESOS” muestra los parámetros desconocidos que son necesarios para obtener la solución, sin embargo fueron discriminados como procesos debido a que pueden ser determinados directamente a través de los datos de entrada.

Tabla 40 Problemas de control de arena

	DATOS DE ENTRADA	PROCESOS	RESULTADOS
SELECCIÓN DE LA GRAVA	Distribución granulométrica de la formación <ul style="list-style-type: none"> • Datos de tamizado • Tendencia de un tramo + un punto Caída de presión en los agujeros <ul style="list-style-type: none"> • Diámetro del cañón (BH) • Caída de presión • Tasa de flujo • Espesor cañoneado • Densidad de cañoneo 	<ul style="list-style-type: none"> • Métodos de selección de la grava comparación con grava comercial <ul style="list-style-type: none"> • Selección tras comparación • Comparación: G/G, G/F, F/G 	<ul style="list-style-type: none"> • Intervalo de grava para control óptimo de la arena de formación • Relación entre percentiles: G/G, G/F, F/G • Comportamiento de diferentes gravas • Caída de presión en las perforaciones
SELECCIÓN DE FORRO/REJILLA	<ul style="list-style-type: none"> • Grava a utilizar • DE Revestidor • De forro/rejilla • Área abierta al flujo • Tipo de terminación • Tipo de grava 	*puede requerir datos de Selección de la grava. <ul style="list-style-type: none"> • Cálculo de w \Rightarrow • Cálculo del calibre • Cálculo de L • Cálculo de N 	Diseño del forro/rejilla <ul style="list-style-type: none"> • w • Calibre • L • N • Área lineal abierta al flujo
DISEÑO DE LECHADA	Volúmenes, densidad y/o masas de <ul style="list-style-type: none"> • Lechada • Fluido viscoso • Grava Volumen de grava requerido <ul style="list-style-type: none"> • DI Revestidor u Hoyo • DE forro/rejilla • Longitud del forro/rejilla • Longitud de tubería lisa • Longitud del bolsillo/hoyo de rata • Espesor cañoneado • Factor de seguridad 	Cálculo de volúmenes <ul style="list-style-type: none"> • Volumen forro/revestidor u hoyo • Volumen tubería lisa/revestidor • Volumen del bolsillo u hoyo de rata • Volumen en las perforaciones • Factor de seguridad • Cálculo de la concentración 	<ul style="list-style-type: none"> • Masa y/o volumen de grava requerida • Concentración de grava a utilizar

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

4.1 Selección de la grava

La figura 135 nos ilustra el esquema de solución de los problemas prácticos operacionales del diseño y selección de la grava a utilizar en un empaque. En primer lugar, si se cuenta con una distribución granulométrica se debe generar una curva de distribución y a través de esta identificar los percentiles de peso acumulado 95%, 90%, 70%, 50%, 40%, 10% y % finos y los diámetros de grava asociados D_{f95} , D_{f70} , D_{f50} , D_{f40} y D_{f10} . Luego se debe calcular el coeficiente de uniformidad y el de ordenamiento y por consiguiente determinar si es necesario empacar el pozo tomando en cuenta la uniformidad, el ordenamiento, el porcentaje de finos y el tamaño del D_{f50} . De ser necesario empacar el pozo existen dos métodos para determinar el tamaño de grava óptimo a utilizar. El método de Saucier que solo es eficaz para establecer el tamaño de grava óptimo (D_{gm} y D_{gM}) para arenas uniformes y el método de Schwartz que es eficaz para establecer el tamaño de grava óptimo (D_{gm} y D_{gM}) para arenas uniformes, no uniformes y extremadamente no uniformes. Finalmente el rango de tamaño de grava arrojado por alguno de los métodos mencionados se comparará con los tamaños de grava comercial y se seleccionará el que este más cercano a lo obtenido en el diseño.

Nota: En el caso de que no se posea una distribución granulométrica, se debe conocer los percentiles y sus diámetros de grava asociados.

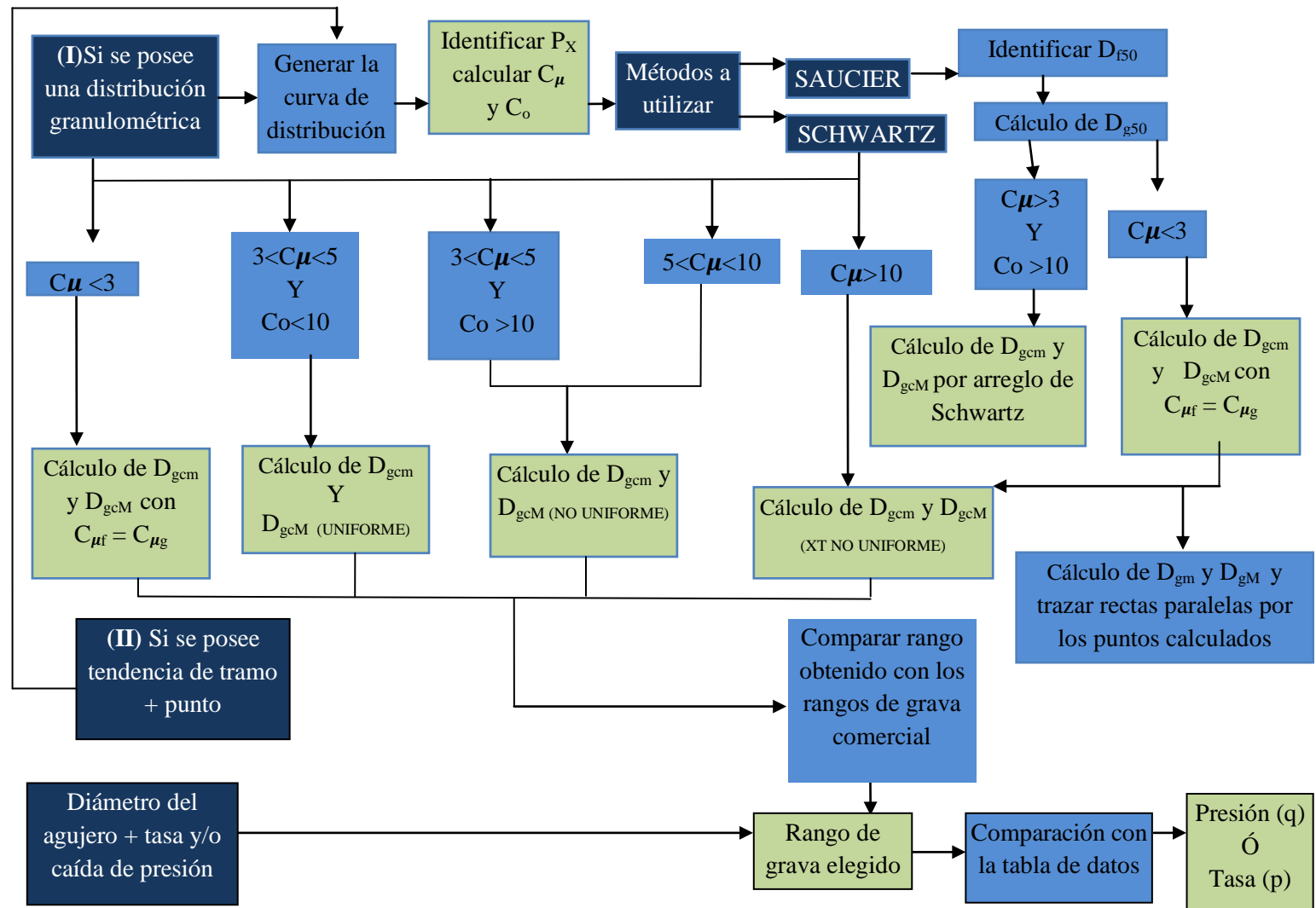


Figura 135 Selección de la grava

4.1.1 Generación de la herramienta computacional

En la figura 136 se observa la interface de entrada mediante la cual, seleccionando la opción “Control de arena” que está señalada en el rectángulo color amarillo y haciendo *click* en el botón “Entrar” se podrá ingresar a las interfaces “Selección de grava”, “Diseño Forro/Rejilla” y “Volumen de grava”.

Luego de ingresar, existen una serie de pestañas relacionadas a la solución de los problemas prácticos operacionales del control de arena (ver figura 137) las cuales serán explicadas a continuación:

- Pestaña “selección de grava”: Como se aprecia en la figura 138 esta pestaña está dividida en dos partes, la primera consta de la pestaña denominada “Granulometría” y la segunda denominada “Métodos de selección de grava”.
- Pestaña “Granulometría”: En esta observamos la sección “Distribución granulométrica” en la cual mediante el cuadro de selección “Recta” resaltado con un rectángulo azul claro, es posible seleccionar dicha opción en el caso de que se posea una regresión lineal que represente el comportamiento de la distribución granulométrica. Se deberá ingresar el valor de la pendiente, el termino independiente de la ecuación de la recta y simultáneamente se debe seleccionar una de las opciones resaltadas en el rectángulo rojo, de manera que al hacer *click* en el botón calcular se calcularán los diámetros de arena asociados a los porcentajes de peso acumulados que se muestran en la sección “tamaños de grava”. Si la opción recta no es seleccionada se deberán ingresar directamente calcularán los diámetros de arena asociados a los porcentajes de peso acumulados.
- Pestaña “métodos de Selección de grava”: En esta pestaña como se aprecia en la figura 139 hay tres secciones con un botón “calcular” en cada una. Para la sección “Evaluar si es necesario o no empacar el pozo”, al hacer *click* en el botón calcular el programa indicará el nivel de uniformidad y el coeficiente de ordenamiento de la arena, además mostrará un mensaje señalando si es necesario o no empacar el pozo. Ver figura 139. En la sección “Método de Saucier”, al

hacer *click* en el botón “Calcular” el programa establecerá y mostrará los rangos de gravas que se deben utilizar en el empaque de acuerdo al método de Saucier los cuales serán comparados con los tamaños de grava comercial y se escogerá el más parecido a lo obtenido Saucier. Finalmente en la sección “Método de Schwartz”, al hacer *click* en el botón “Calcular” el programa establecerá y mostrará los rangos de gravas que se deben utilizar en el empaque de acuerdo al método de Schwartz los cuales serán comparados con los tamaños de grava comercial y se escogerá el más parecido a lo obtenido con Schwartz.

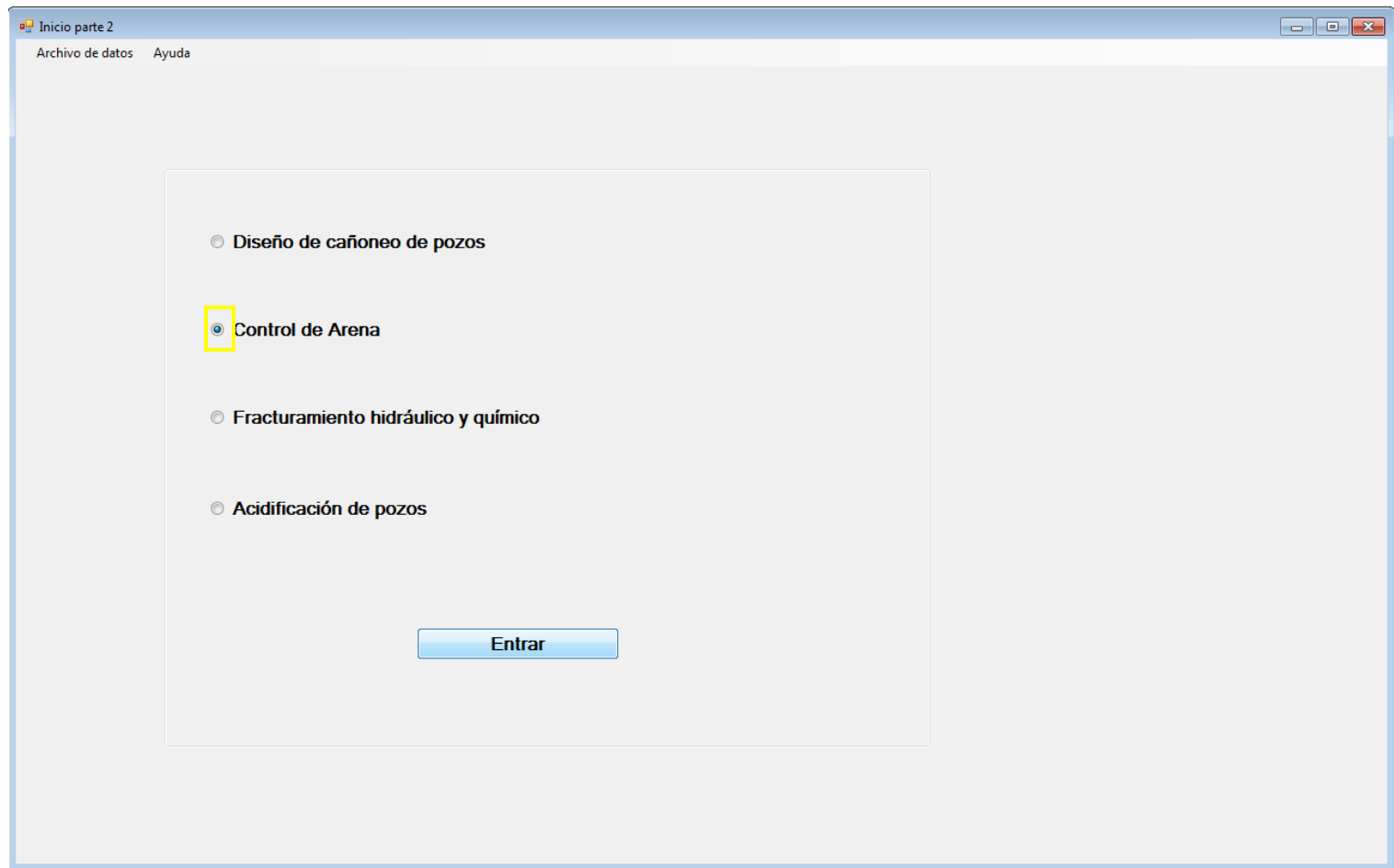


Figura 136 Ventana de inicio: selección "Control de arena".

Control de arena

Datos de entrada

Selección de grava: Diseño Forro/Rejilla Volumen de grava

Granulometría: Métodos de selección de grava

Distribución granulométrica

Recta

Recta

$D_f : m \times \%Pa + b$

Pendiente (m) [pulg] 0,0000

b [pulg] 0,0000

Punto

%PA 0,0000

Df [pulg] 0,0000

Tamaño de Grava

% Peso acumulado	Tamaño de grava [pulg]
<input type="checkbox"/> Df95 [pulg]	0,0000
<input type="checkbox"/> Df90 [pulg]	0,0000
<input type="checkbox"/> Df70 [pulg]	0,0000
<input type="checkbox"/> Df50 [pulg]	0,0000
<input type="checkbox"/> Df40 [pulg]	0,0000
<input type="checkbox"/> Df10 [pulg]	0,0000
% Finos ó Df < 325 mesh	0,0000

Calcular

Figura 137 Granulometría

Control de arena

Selección de grava Diseño Forro/Rejilla Volumen grava y fluido de acarreo

Granulometría Metodos de seleccion de grava

Evaluar si es necesario o no empacar el pozo

Cu 0,0000

Co 0,0000

Grado de uniformidad de la arena:

Calcular

Metodo de Saucier

Dg50 [pulg] 0,0000

Rango de grava

Dgmin [pulg] 0,0000

Dgmax [pulg] 0,0000

Calcular

Metodo de Schwartz

Dgc [pulg] 0,0000

Para la recta de uniformidad

Dg40 [pulg] 0,0000000

Dg90 [pulg] 0,0000000

Pendiente [1/Ln(pulg)] 0,0000000

Dgmax 0,0000

Dgmin 0,0000

Calcular

Figura 138 Metodos de selección de grava

Control de arena

Selección de grava Diseño Forro/Rejilla Volumen de grava

Granulometría Metodos de seleccion de grava

Evaluar si es necesario o no empacar el pozo

Cu 2,2222

Co 4,9333

Grado de uniformidad de la arena: Uniforme

Calcular

Metodo de Saucier

Dg50 [pulg] 0,0000

Rango de grava

Dgmin [pulg] 0,0000

Dgmax [pulg] 0,0000

Calcular

Metodo de Swartz

Dgc [pulg] 0,0000

Para la recta de uniformidad

Dg40 [pulg] 0,0000000

Dg90 [pulg] 0,0000000

Pendiente [1/Ln(pulg)] 0,0000000

Calcular

Empaque a utilizar

Rango de grava

Grava 1

Dgmin 0,0000

Dgmax 0,0000

Tendencia

Pendiente

0,0000

WindowsApplication1parte2

No es necesario empacar el pozo. Sin embargo, si la experiencia en pozos vecinos indica que habrá producción mas adelante debe empacarse el pozo

Aceptar

Figura 139 Metodos de selección de grava: Necesidad de empaque.

4.2 Diseño de forro/rejilla:

Para la selección del forro o rejilla que se utilizará en el empaque con grava como lo muestra la figura 140 se debe identificar si la grava que se va a utilizar es sintética o natural. Luego se debe determinar si es necesario usar rejilla, forro ranurado o ambos (Para la rejilla se debe determinar el calibre). Por último se considera el tipo de terminación que se realizará en el pozo para luego calcular la longitud y el número de las ranuras y el área lineal abierta al flujo que caracterizarán al forro y a la rejilla.

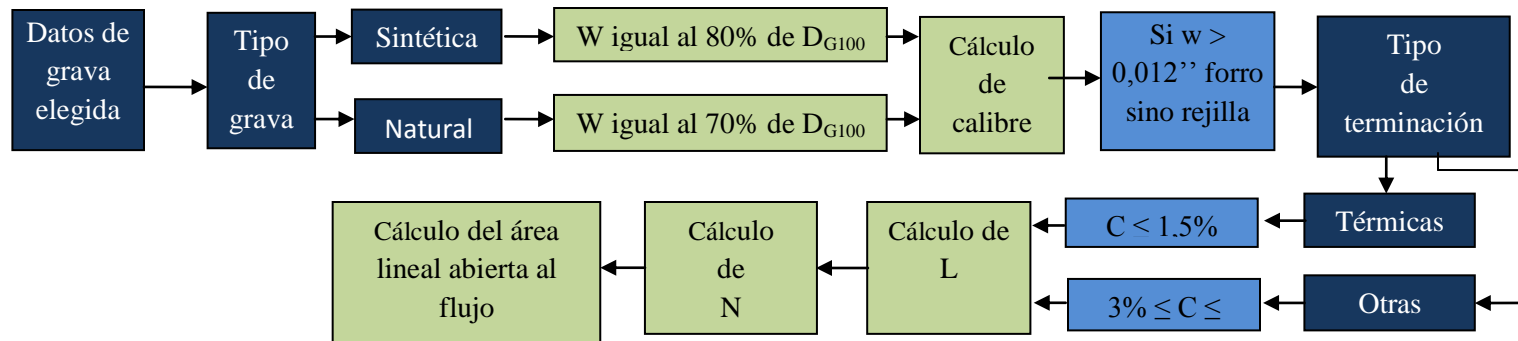


Figura 140 Diseño de forro/rejilla.

4.2.1 Generación de la herramienta computacional

Pestaña “Diseño de forro/rejilla”: En esta pestaña como se observa en la figura 141, existen cinco secciones que comprenden el diseño de forros o rejillas ranuradas, las cuales serán descritas a continuación:

- “Mecanismo de restricción” debido a que en esta se debe seleccionar el mecanismo de selección que se debe utilizar, si forro ranurado o rejilla ranurada de acuerdo a los cuadros de selección señalados mediante el rectángulo azul claro.
- “Grava de Empaque”: Se debe utilizar para señalar el tipo de grava de acuerdo a la lista desplegable enmarcada en el rectángulo amarillo en “Natural” ó “Sintética”, en los cuadros numéricos que se aprecian en la parte inferior de esta sección se deben insertar los rangos de gravas seleccionados de los tamaños comerciales para el diseño.
- “Diseño Forro”: Esta sección muestra dos características de los forros (diámetro externo y el porcentaje de área abierta al flujo) necesarias para hacer el diseño de estos. Seguidamente se observa un cuadro de selección enmarcado con un rectángulo rojo que de estar seleccionado le indicará al programa que calcule el área lineal abierta al flujo y el *link* “Área lineal abierta al flujo [pulg2/pies]” que mostrará la tabla con la cual se podrá obtener el valor dicha propiedad de los forros. Ver figura 142.
- “Diseño Forro o rejilla”: Esta sección muestra en primera instancia un cuadro numérico donde se debe insertar el valor del diámetro externo del revestidor y se podrán utilizar los cuadros de selección enmarcados en el rectángulo rojo relacionados a, el ancho de la ranura (W), longitud de las ranuras (L) y el número de las ranuras (N) para indicar al programa que calcule estos valores cuando una de esas opciones sea elegida y se haga *click* en el botón “Calcular”.
- “Diseño rejilla”: En esta sección se observan diversas características importantes. Lo más resaltante resultan ser los cuadros de selección enmarcados en el rectángulo rojo, que de estar seleccionados indicarán al programa que calcule la opción u opciones que fueron elegidas en el instante que se haga *click* en el botón

“calcular”. También se observa el *link* “DE Tubería Base [pulg]” que al hacer *click* sobre este mostrará la figura 143 donde se aprecia la tabla en la cual se puede determinar el diámetro externo que debe tener la tubería base de la rejilla, el *link* “Calibre”, figura 144 que mostrará la figura tal donde se aprecia la tabla a través de la cual se podrá determinar el calibre de la rejilla y por último el *link* “Área lineal abierta al flujo [pulg²/pies]” que mostrará la figura 145 donde se aprecia la tabla a través de la cual se podrá determinar el área lineal abierta al flujo que tendrá la rejilla de acuerdo al diseño.

Control de arena

Selección de grava Diseño Forro/Rejilla Volumen de grava

Mecanismo de restricción

Forro Ranurado Rejilla

Grava de empaque

Tipo de grava: Grava Natural

DgM [pulg] 0,0000

Dgm [pulg] 0,0000

Diseño Forro

DE Forro [pulg] 0,0000

Área abierta al flujo [%] 0,0000

Área lineal abierta al flujo [pulg²/pies] 0,0000

Diseño Forro ó rejilla

DE Revestidor 0,0000

w [pulg] 0,0000

L [pulg] 0,0000

N 0,0000

Diseño rejilla

DE Tubería Base [pulg] 0,0000

Luz radial 0,0000

DE rejilla 0,0000

Calibre 0,0000

Área lineal abierta al flujo [pulg²/pies] 0,0000

Area de superficie de la rejilla 0,0000

Área abierta al flujo [%] 0,0000

Calcular

Figura 141 Pestaña: Diseño Forro/Rejilla

Area abierta al flujo

Tabla 6.1
Ranuras por pie requeridas para 3% y 6% de área de flujo

Ancho (pulg.)	Forro 3½"		Forro 4½"		Forro 6½"		Forro 7"	
	3% 4.0 pulg ² /pie	6% 7.9 pulg ² /pie	3% 5.1 pulg ² /pie	6% 10.2 pulg ² /pie	3% 6.2 pulg ² /pie	6% 12.4 pulg ² /pie	3% 7.9 pulg ² /pie	6% 15.8 pulg ² /pie
0.012	224	440	288	568	352	696	440	880
0.015	176	352	232	456	280	560	352	704
0.018	152	296	192	384	232	464	296	592
0.020	136	264	176	344	208	416	264	528
0.025	112	216	136	272	168	336	216	424
0.028	96	192	128	248	152	304	192	384
0.040	56	104	64	128	80	160	104	200
0.060	40	72	48	88	56	104	72	136
0.125	16	32	24	48	28	56	32	64
0.250	8	16	12	24	16	28	16	32

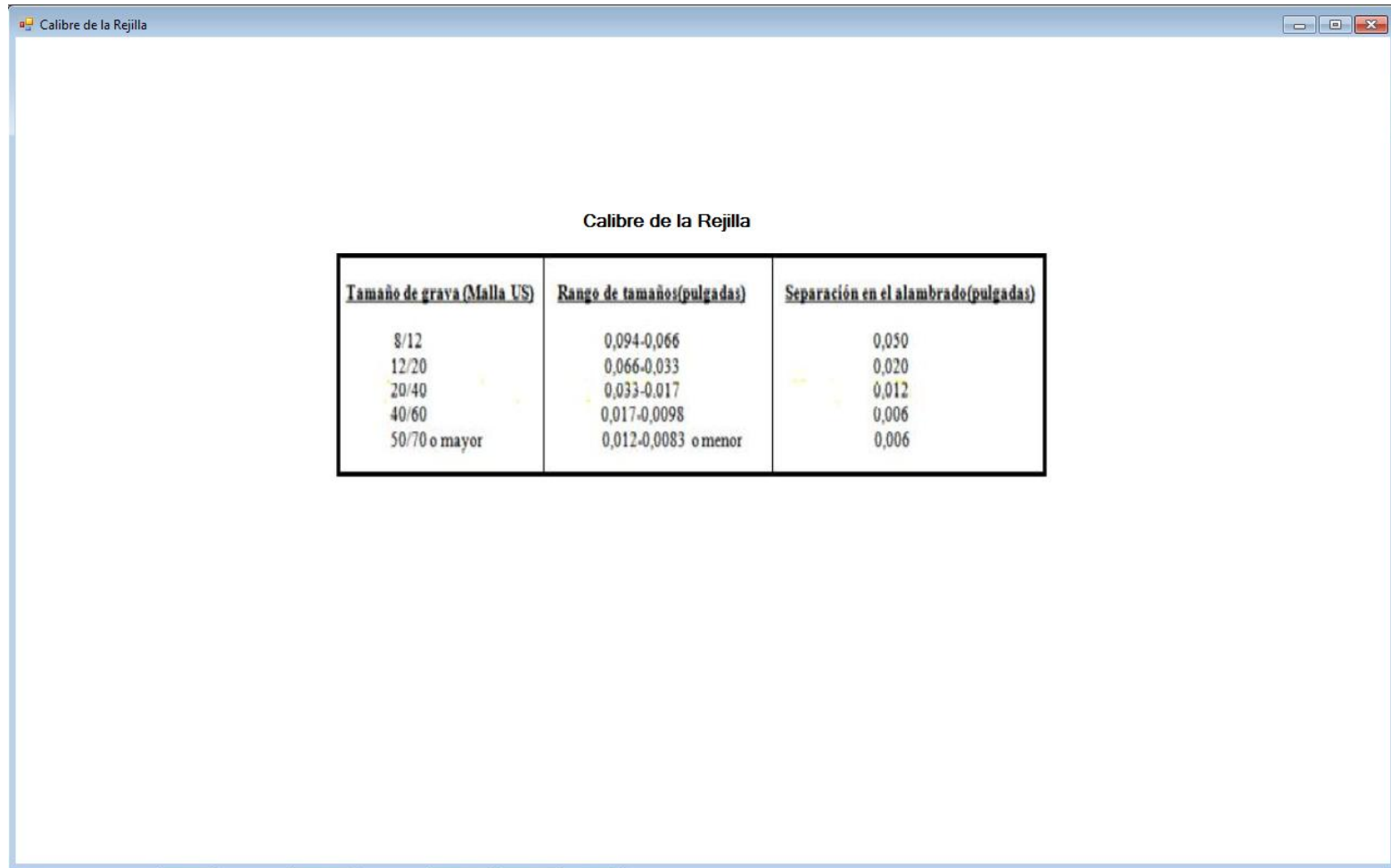
Figura 142 Área abierta al flujo

Diametro externo Tuberia base y Luz radial

Diametro externo Tuberia base y Luz radial de acuerdo al diametro externo del casing

	4 1/2		5		5 1/2	
Casing OD (in.)	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID
	4.09	3.826	4.56	4.00	5.044	4.548
Base pipe OD (in.)	1.66	1.315	1.9	1.66	2.375	1.90
Screen Wire-Wrap OD (in.)	2.26	1.94	2.55	2.26	2.97	2.55
Clearance (in.)	0.92	0.94	1.01	0.87	1.04	1.00
	6		6 5/8		7	
Casing OD (in.)	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID
	5.524	5.132	6.135	5.675	6.538	5.92
Base pipe OD (in.)	2.875	2.375	3.50	2.875	4.00	3.50
Screen Wire-Wrap OD (in.)	3.48	2.97	4.13	3.48	4.5	4.13
Clearance (in.)	1.02	1.08	1.00	1.10	1.02	0.90
	7 5/8		8 5/8		9 5/8	
Casing OD (in.)	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID	Max. ID	Min. ID
	7.125	6.435	8.097	7.511	9.063	8.125
Base pipe OD (in.)	4.50	4.00	5.50	5.00	6.625	5.50
Screen Wire-Wrap OD (in.)	5.12	4.50	6.19	5.64	7.23	6.19
Clearance (in.)	1.00	0.97	0.96	0.95	0.92	0.97

Figura 143 Diámetro externo Tubería base y luz radial



Calibre de la Rejilla

<u>Tamaño de grava (Malla US)</u>	<u>Rango de tamaños(pulgadas)</u>	<u>Separación en el alabrado(pulgadas)</u>
8/12	0,094-0,066	0,050
12/20	0,066-0,033	0,020
20/40	0,033-0,017	0,012
40/60	0,017-0,0098	0,006
50/70 o mayor	0,012-0,0083 o menor	0,006

Figura 144 Calibre de la rejilla

Area efectiva al flujo

Tabla 6.2
Áreas Efectivas de entrada en las camisas de las rejillas (pulg²/pie)

OD Tubo Base	Calibre Rejilla						
	6	8	10	12	15	20	30
1.050	3.91	5.21	6.51	7.82	9.78	13.03	19.55
1.315	4.52	6.03	7.54	9.05	11.30	15.08	22.62
1.660	5.35	7.13	8.91	10.7	13.37	17.83	26.72
1.900	5.91	7.86	9.86	11.83	14.79	19.71	29.57
2.063	6.29	8.39	10.49	12.58	15.73	20.97	31.46
2.375	7.02	9.36	11.70	14.04	17.55	23.40	35.11
2.875	8.20	10.93	13.67	16.40	20.50	27.33	40.99
3.500	9.68	12.91	16.14	19.37	24.21	32.28	48.42
4.000	10.86	14.48	18.10	21.72	27.16	36.21	54.31
4.500	12.04	16.05	20.07	24.08	30.10	40.13	60.20
5.000	13.22	17.62	22.03	26.44	33.05	44.06	66.09
5.500	14.40	19.20	23.99	28.79	35.99	47.99	71.98
6.625	17.03	22.71	28.39	34.07	42.59	56.78	85.16
7.000	17.93	23.91	29.88	35.86	44.83	59.77	89.65
7.625	19.39	25.86	32.32	38.78	48.48	64.64	96.96
8.625	21.75	28.99	36.25	43.50	54.37	72.49	108.74
9.625	24.10	32.14	40.17	48.21	60.21	80.35	120.52

Figura 145 Área efectiva al flujo

4.3 Diseño de la lechada de grava

La figura 146 nos ilustra el esquema de solución de los problemas prácticos operacionales del diseño de la lechada que sirve de transporte a la grava que se utilizará en el empaque. En principio se determina el volumen de grava necesaria, luego se identifica el tipo de fluido de acarreo es que se utilizará, se determina la concentración de la lechada y se utiliza un factor de seguridad de manera que se garantice que el volumen de lechada sea suficiente para transportar la grava, finalmente se determina la masa y volumen de grava requerido, concentración de grava a utilizar y volumen de lechada a utilizar.

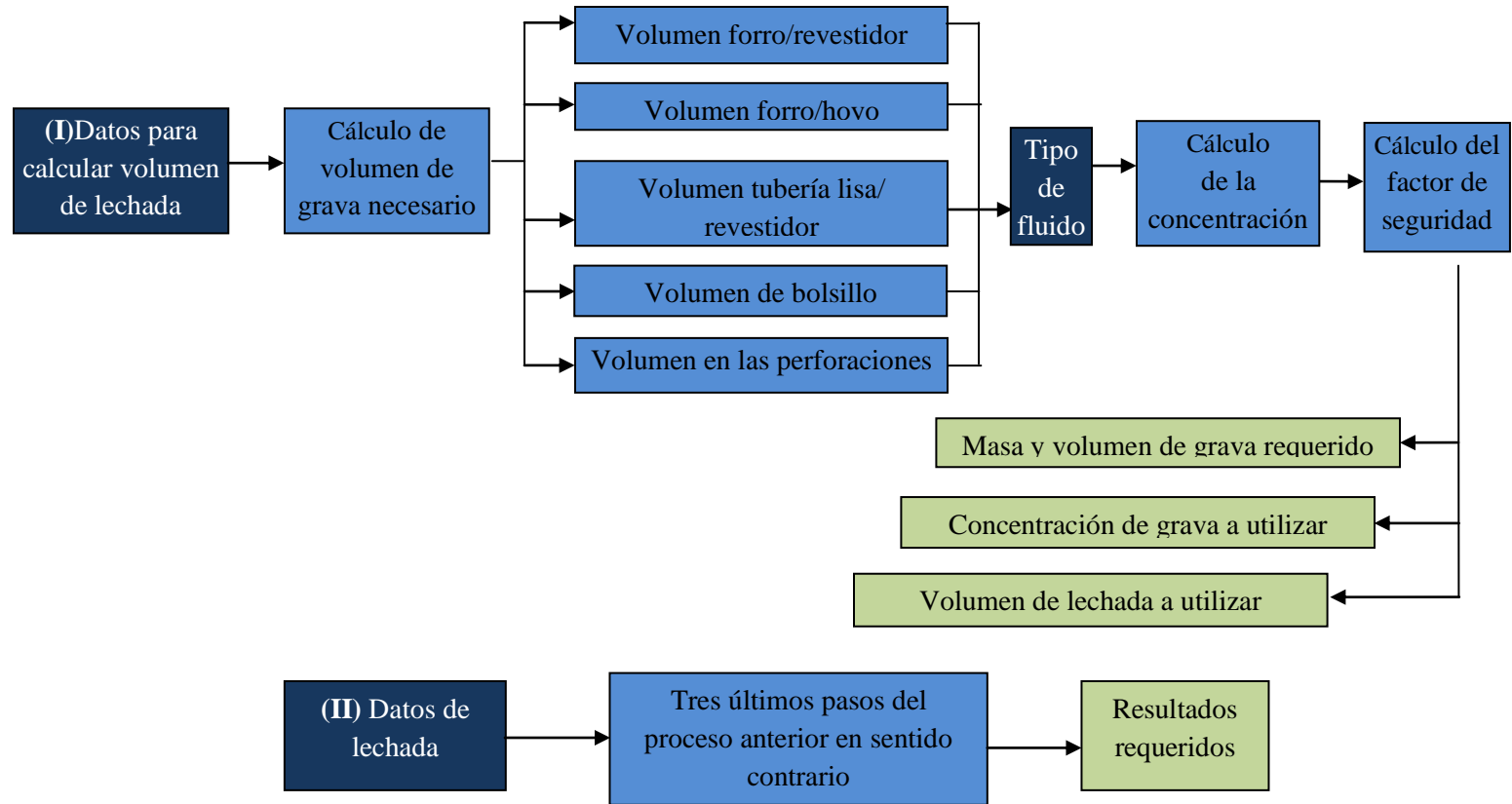


Figura 146 Diseño de la lechada de grava

4.3.1 Generación de la herramienta computacional

Pestaña “Volumen grava y fluido de acarreo”: En esta pestaña se identifican los datos más importantes para lograr el diseño de la lechada de grava mediante el rectángulo verde que se observa en la parte superior izquierda de la figura 147, se consideran los más importantes debido a que para efectos del programa no hay manera de calcularlos, es necesario conocer el valor de por lo menos uno de estos parámetros para conocer los otros dos, los cuales serán calculados al hacer *click* en el botón “Calcular”. Los parámetros enmarcados en los rectángulos rojos son aquellos que serán calculados y mostrados en sus respectivos cuadros numéricos.

El cuadro de selección “Grava” enmarcado en un rectángulo azul claro al estar elegido indica al programa que los valores de volumen y peso de la grava son conocidos, en caso contrario le indicará al programa que calcule dichos parámetros en el instante en que se haga *click* sobre el botón “Calcular”.

El cuadro de selección “Empacadura de sumidero” al estar elegido indica al programa que existe una empacadura de sumidero por lo cual no debe considerarse el volumen del hoyo de rata para la estimación del volumen de grava necesaria para empacar el pozo, en el caso contrario al hacer *click* en el botón “calcular” el programa procederá a calcular el volumen del hoyo de rata.

Control de arena

Selección de grava | Diseño Forro/Rejilla | **Volumen grava y fluido de acarreo**

Para 10 pies cubicos de grava

Concentracion de la grava [Lb/gal] 0,000

Volumen del fluido de acarreo 0,000

Volumen total de lechada 0,000

ID casing [pulg] 0,0000

Espesor cañoneado [pies] 0

Resultados Finales Totales

	Volumen [bbl]
Fluido de acarreo	0,000
Lechada	0,000

Para la grava

	Volumen [bbl]	Peso [Lb]
<input checked="" type="checkbox"/> Grava	0,000	0,000

Calculador

Volumen de arena requerido para la formacion

Volumen de arena para la formacion [pies3] 0

Volumen de arena requerido para llenar el espacio anular

Volumen espacio anular [pies3] 0,0000

Long. forro/rejilla [pies] 0,0000

Long. de tubería lisa [pies] 0,0000

OD forro/rejilla [pulg] 0,0000

Volumen requerido para llenar el hoyo de rata

Empacadura de sumidero

Volumen hoyo de rata [pies3] 0,0000

Long. de bolsillo/hoyo de rata [pies] 0,0000

Figura 147 Volumen grava y fluido de acarreo

5 FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

En las tablas 41, 42 y 43 se puede observar la sección de “DATOS DE ENTRADA” que representa todas aquellas variables que comúnmente son conocidas y necesarias para la solución de los problemas referentes al Fracturamiento Hidráulico, en la parte de “RESULTADOS” las incógnitas más comúnmente requeridas las cuales representan la solución a los problemas y por último la sección “PROCESOS” muestra los parámetros desconocidos que son necesarios para obtener la solución, sin embargo fueron discriminados como procesos debido a que pueden ser determinados directamente a través de los datos de entrada.

Tabla 41 Fracturamiento hidráulico

DATOS DE ENTRADA			PROCESOS	RESULTADOS
Forma de la Fractura			<ul style="list-style-type: none"> • Cálculo de esfuerzo efectivo vertical • C. del esfuerzo compresivo horizontal • C. del gradiente de esfuerzo/fract 	<ul style="list-style-type: none"> • Rango de presiones de fractura • Profundidad de cambio de orientación de la fractura • Tipo de fractura • Presión de fractura
Generación de la fractura	Coefficiente de pérdida de filtrado	C_v	<ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento • Diferencial de presión entre la presión de fractura y la de formación • Porosidad de la formación • Viscosidad del fluido de fracturamiento • Gradiente de fractura • Profundidad • Presión del yacimiento 	C_v

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

Tabla 42 Fracturamiento hidráulico. (Continuación 1)

DATOS DE ENTRADA			PROCESOS	RESULTADOS	
Generación de la fractura	Coeficiente de pérdida de filtrado	C_c	<ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento • Diferencial de presión entre la presión de fractura y la de formación • Porosidad de la formación • Viscosidad del fluido de formación • Compresibilidad isotérmica de los fluidos $C_f(C_oS_o, C_wS_w, C_gS_g)$ • Datos para Darcy 	Determinación de S_w , S_o y S_g <ul style="list-style-type: none"> • Ecuación de gases naturales • Relación con Ec. de Darcy • Movilidad • Gráfica $S_o + S_w$ vs K_g/K_o C. de compresibilidad isotérmica	C_c
		C_w	<ul style="list-style-type: none"> • Datos para generar la curva de tiempo vs pérdida de filtrado • Pendiente de la curva de tiempo vs pérdida de filtrado • Área transversal del papel de filtrado • Diferencial de presión real en formación y de la prueba de pérdida de filtrado • Ancho de fractura • Pérdida de filtrado inicial 	Corrección del ancho de la fractura	C_w

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

Tabla 43 Fracturamiento hidráulico. (Continuación 2)

DATOS DE ENTRADA		PROCESOS	RESULTADOS
Generación de la fractura	<ul style="list-style-type: none"> Factor X(t) Tasa de inyección del fluido de fracturamiento Coefficiente de pérdida de filtrado total Ancho de la fractura Error complementario de X(t) Espesor de la formación Permeabilidad de la fractura Radio de drenaje Volumen inyectado 	<ul style="list-style-type: none"> Radio de fractura C. del error C. del error complementario C. de X(t) C. de A(t) Relación de eficiencia Gráfica de variación de K con P C. de razón de productividad 	<ul style="list-style-type: none"> Área de fractura Eficiencia de la fractura Fractura de alta capacidad Relación de productividad
Agente apuntalante	<ul style="list-style-type: none"> Concentración recomendada de grava 	<ul style="list-style-type: none"> Cálculos uniecuacionales 	<ul style="list-style-type: none"> Tasa de inyección de fluido Tasa total de fluido con grava Volumen total de fluido Volumen total de grava y su peso
Potencia hidráulica en superficie	<ul style="list-style-type: none"> Presión hidrostática pérdidas por fricción Presión en superficie Tasa de bombeo Densidad aparente del fluido de fracturamiento Concentración de grava 	<ul style="list-style-type: none"> C. de presión de fractura Caída de presión a través de las perforaciones C. de densidad aparente C. de densidad real 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de fractura Presión de fractura Densidad real del fluido de fracturamiento

Nota: Ramírez G. y Briceño L. 2014

5.1 Forma de la fractura:

En primer lugar para determinar el tipo de fractura que se va a generar lo que se debe conocer es la profundidad de la formación objetivo ya que el esfuerzo efectivo de la misma es directamente proporcional a la profundidad.

En segundo lugar es importante determinar el tipo de formación ya sea consolidada o no consolidada. Con estos datos se determina el esfuerzo compresivo horizontal y el rango de resistencia tensil para posteriormente obtener la presión de fractura de la formación a fracturar. Al calcular el gradiente de fractura partiendo de la presión de fractura y la profundidad según el rango establecido se podrá prever que forma de fractura se generará al realizar la operación (figura 148).

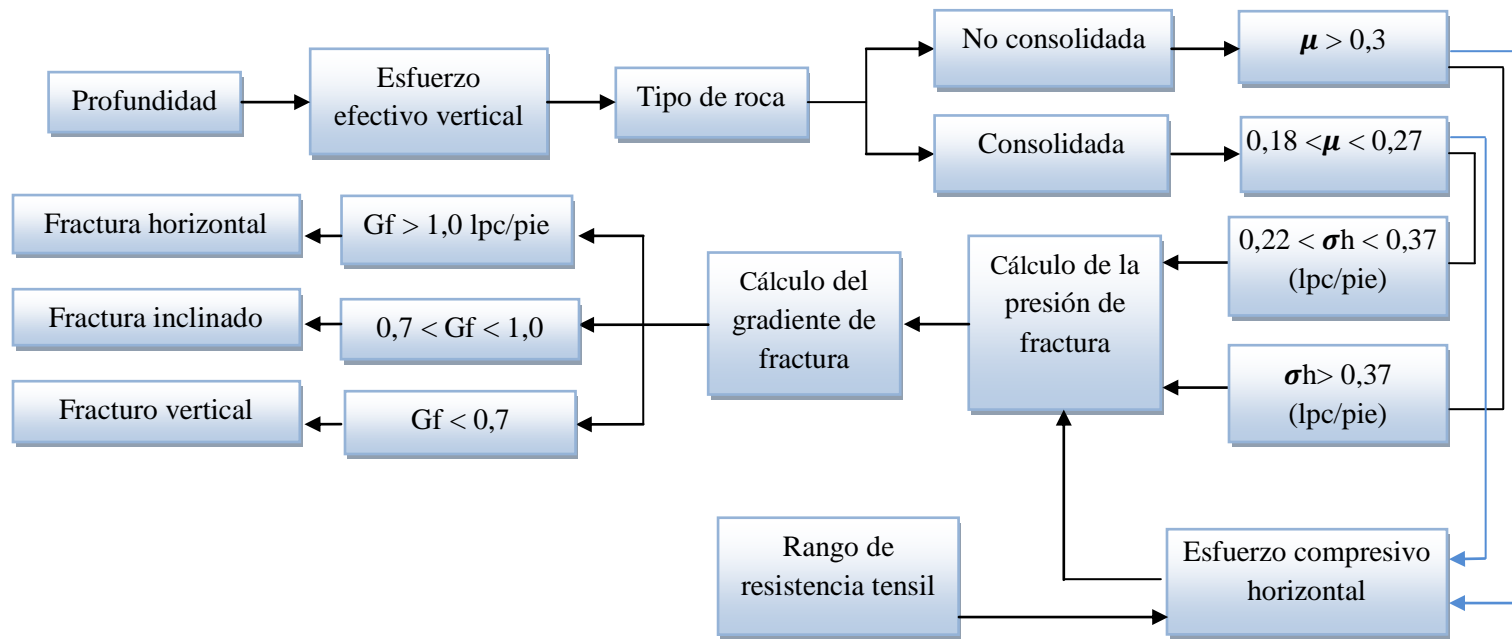


Figura 148 Forma de la fractura

5.1.1 Generación de la herramienta computacional

En la figura 149 se observa la interface de entrada mediante la cual, seleccionando la opción “Fracturamiento hidráulico y químico” que está señalada en el rectángulo color amarillo y haciendo *click* en el botón “Entrar” se podrá ingresar a las interfaces de “Forma de la Fractura”, “Área de la fractura” y “Potencia Hidráulica”. Luego de ingresar, existen una serie de pestañas relacionadas a la solución de los problemas prácticos operacionales del control de arena (ver figura 150) las cuales serán explicadas a continuación:

Pestaña “Forma de la fractura”: En la pestaña forma de la fractura se aprecia dentro del rectángulo amarillo la sección donde deben introducir los datos necesarios para determinar el rango de presiones de fractura y la profundidad a la cual la fractura comienza a cambiar su orientación. Dentro del rectángulo rojo están enmarcados lo que son los resultados, que incluyen los rangos de presión de fractura, la profundidad a partir de la cual inicia el cambio de orientación de la fractura y el tipo de fractura, estos serán mostrados luego de hacer *click* en el botón “Calcular.

Nota: La resistencia tensil que se utiliza para determinar la profundidad a partir de la cual inicia el cambio de orientación de la fractura para efectos del programa es la señalada dentro del rectángulo verde.

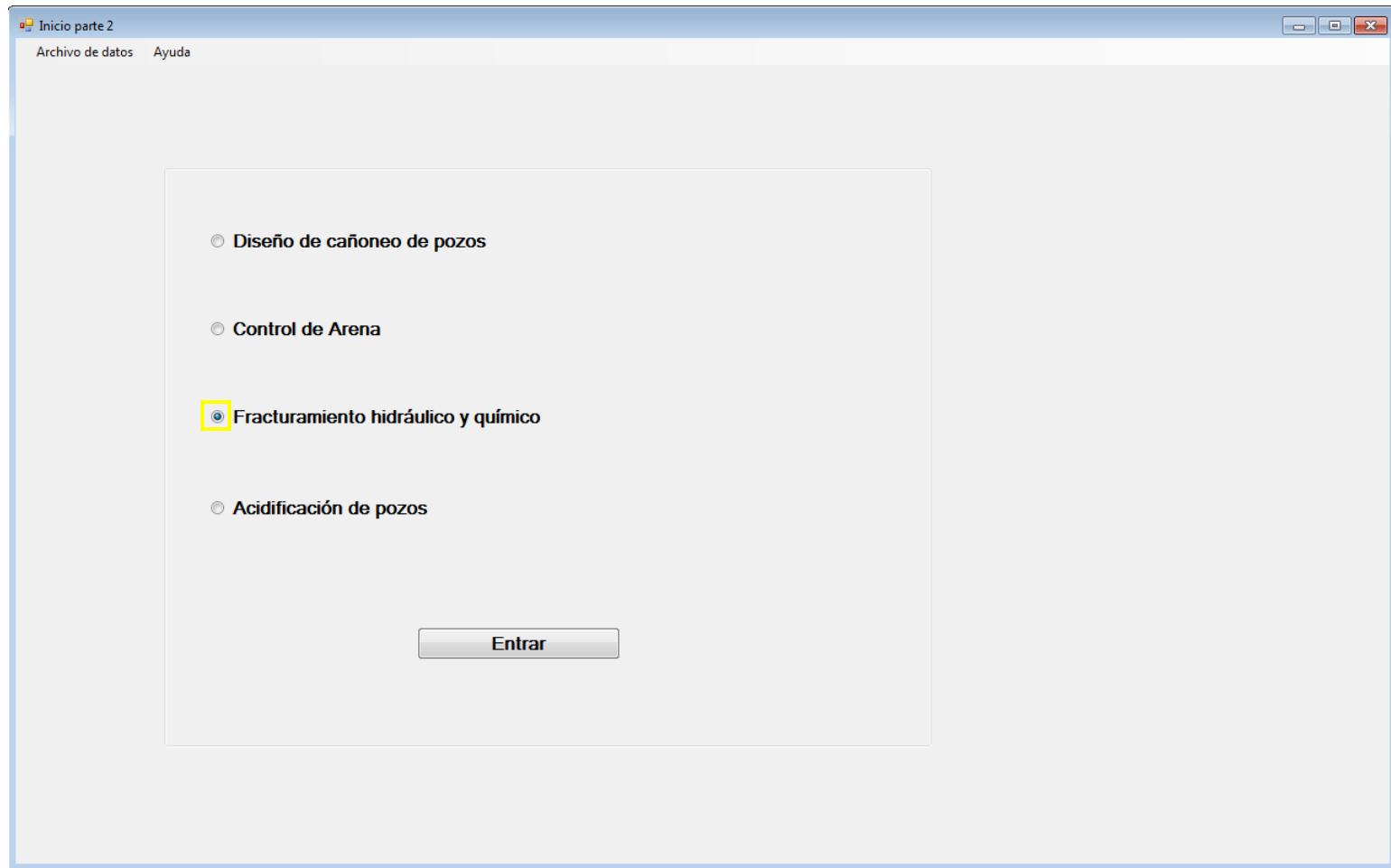


Figura 149 Fracturamiento hidráulico y químico

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Serial

Relación de Poisson
0,00

Profundidad [pies]
0

Resistencia tensil [psi]

Max. 0

Min. 0

Resultante

Rango de presiones de fractura [psi]

Max. 0

Min. 0

Profundidad del cambio de orientación de la fractura [pies] 0

Tipo de fractura:

calcular

Figura 150 Pestaña: Forma de la fractura

5.2 Coeficiente de pérdida de filtrado Cv

Como se muestra en la figura 151 el procedimiento para calcular el coeficiente de pérdida de filtrado controlada por el fluido de fracturamiento (Cv) en primera instancia se identifican los datos de entrada (Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento, gradiente de Fractura, presión de formación, porosidad de la formación y viscosidad del fluido de fracturamiento), luego se calcula el diferencial de presión de fracturamiento y por último se determina el coeficiente de pérdida de filtrado Cv.

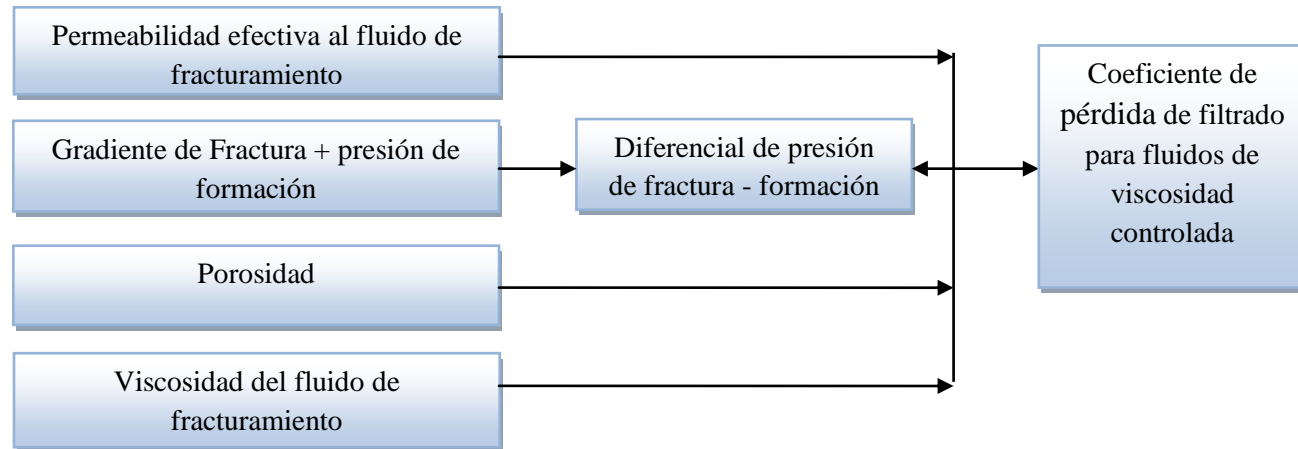


Figura 151 Coeficiente de pérdida de filtrado C_v

5.2.1 Generación de la herramienta computacional

Área de la fractura: Para determinar el área de la fractura y las variables asociadas a esta es necesario conocer diversos parámetros es por ello que se generaron las pestañas “Coeficientes C_v , C_c y C_w ”, “Área de la fractura” y “Razón de Productividad”.

Pestaña “Coeficientes C_v , C_c y C_w ”: En la pestaña Coeficientes C_v , C_c y C_w se aprecia dentro del rectángulo rojo como muestra la figura 152 la sección mediante la cual se podrá determinar el diferencial de presión entre fractura y formación. Esta sección está comprendida por dos cuadros de selección enmarcados en rectángulos azules relacionados entre sí de la siguiente manera: si la opción “Gradiente de fractura [lpc/pies]” es seleccionada, indicará al programa en el momento de hacer *click* sobre el botón “Calcular” que deberá determinar el valor de presión de fractura utilizando el gradiente de fractura y deberá ingresar dicho valor en su cuadro numérico asociado y si la opción “Presión de fractura [Psi]” es seleccionada indicará al programa que el valor de presión de fractura es conocido y deberá ingresarlo en su cuadro numérico asociado.

Por otro lado se observa dentro del rectángulo verde la sección que permitirá calcular el coeficiente de pérdida de filtrado “C” mediante el botón “Calcular C”.

Dentro de esta pestaña se encuentra otras tres “ C_v ”, “ C_c ” y “ C_w ” las cuales serán descritas a continuación:

Pestaña “ C_v ”: En esta pestaña se observan rectángulos de color morado y amarillo, los parámetros que están resaltados en los rectángulos amarillos son aquellos que serán calculados y mostrados en sus respectivos cuadros numéricos en el momento en que se haga *click* sobre el botón “calcular” y los resaltados en los rectángulos morados son los parámetros requeridos para realizar dichos cálculos.

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura Coeficientes Cv, Cc y Cw Área de la fractura Razon de Productividad Propiedades Grava Potencia hidráulica Potencia Hidraulica 2

Presiones

Gradiente de fractura [lpc/pies] 0,00 Presion de la formacion [psi] 0

Profundidad [pies] 0 Presion de fractura [Psi] 0

Coeficiente de perdida de filtrado C:
0,000000
Calcular C

Cv Cc Cw

Entrada

Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento [mD] 0,0

Diferencia de presión entre fractura y formación [lpc] 0

Porosidad [Fraccion] 0,000

Viscosidad del fluido de fracturamiento [cp] 0,00

Resultado

Cv 0,000000

Calcular

408

Figura 152 “Coeficientes Cv, Cc y Cw” y de la pestaña “Cv”.

5.3 Coeficiente de pérdida de filtrado Cc.

Como se muestra en la figura 153 el procedimiento para calcular el coeficiente de pérdida de filtrado controlada por los fluidos de formación (Cc) es similar en primera instancia se identifican los datos de entrada (Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento, gradiente de Fractura, presión de formación, porosidad de la formación, viscosidad del fluido de fracturamiento y Compresibilidad y Saturación del petróleo, el agua y si es el caso el gas), luego se calcula el diferencial de presión de fracturamiento y la Compresibilidad isotérmica de los fluidos y finalmente se determina el coeficiente de pérdida de filtrado Cc.

Nota: Se debe hacer una consideración especial respecto a las saturaciones de los fluidos si hay gas en el yacimiento. Como se muestra en la figura 4.154 se debe conocer los valores PVT relación gas petróleo en solución y relación gas petróleo producido para poder determinar el volumen de gas libre y a su vez con este determinar el factor volumétrico de formación del gas, el cual es necesario para obtener la relación K_g/K_o . Mediante este último parámetro se entra en la figura 155 y se determina el valor de la saturación de gas.

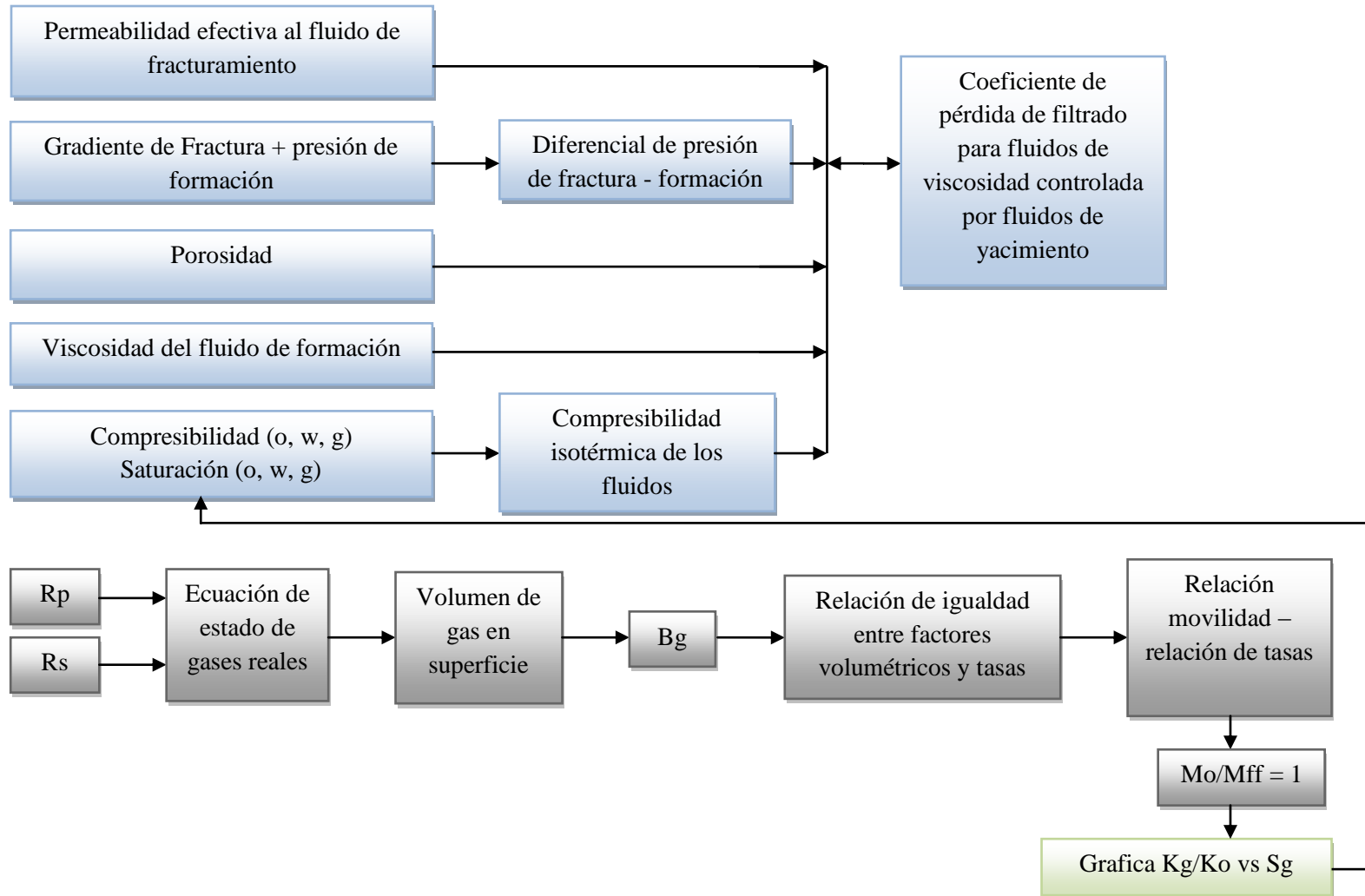


Figura 153 Coeficiente de pérdida de filtrado Cc

5.3.1 Generación de la herramienta computacional

Pestaña “Cc”: En esta pestaña se observan rectángulos de color verde, morado amarillo y rojo, los parámetros resaltados mediante el rectángulo verde ya fueron explicados por lo tanto solo se hará la descripción de los demás.

Los parámetros que están resaltados en los rectángulos amarillos son aquellos que serán calculados y mostrados en sus respectivos cuadros numéricos en el momento en que se haga *click* sobre el botón “calcular” y los resaltados en los rectángulos morados son los parámetros requeridos para realizar dichos cálculos.

Para los datos resaltados mediante el rectángulo rojo denominados “Datos del gas” deberán ser insertados si la opción “Gas” que indica que hay gas en el yacimiento es seleccionada de lo contrario no será necesario utilizar esta sección.

El *link* “SL [%]” ilustra el gráfico donde se podrá determinar la saturación de líquido necesaria para conocer la saturación de gas como se observa en la figura 155.

Por último, si el cuadro de selección “Cf [lpc-1]” indicará al programa que de estar seleccionado la compresibilidad isotérmica de los fluidos de formación es conocida, en el caso contrario se le estará indicando a programa me obtenga su valor al hacer sobre el botón “calcular”.

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Presiones

Gradiente de fractura [lpc/pies] 0,00 Presion de la formacion [psi] 0

Profundidad [pies] 0 Presion de fractura [Psi] 0

Coeficiente de perdida de filtrado C: 0,000000

Calcular C

Cv | Cc | Cw

Entrada

Permeabilidad efectiva al fluido de fracturamiento [mD] 0,00

Diferencia de presión entre fractura y formación [lpc] 0

Porosidad [Fraccion] 0,000

Viscosidad del fluido de fracturamiento [cp] 0,00

Compresibilidad y saturación

Fluido	Saturación [%]	Compresibilidad [lpc-1]	<input type="checkbox"/> Cf [lpc-1]
Petróleo	0,0	0,0000000	0,0000000
Agua	0,0	0,0000000	
<input checked="" type="checkbox"/> Gas	0,0	0,0000000	

Darcy Kg/KO 0,00000

Resultado Cc 0,000000

Datos para el gas libre

Zg 0,000000 Viscosidad del gas [cp] 0,00000

Rs [Scf/Stb] 0 Bo [bb/BN] 0,00

Rp [Scf/Stb] 0 Viscosidad del fluido de formacion [cp] 0,00

Temperatura de formación [°F] 0

Bg [Bn/By] 0,0000000

SL [%] 0

Calcular

Figura 154 “Coeficientes Cv, Cc y Cw” y de la pestaña “Cc”.

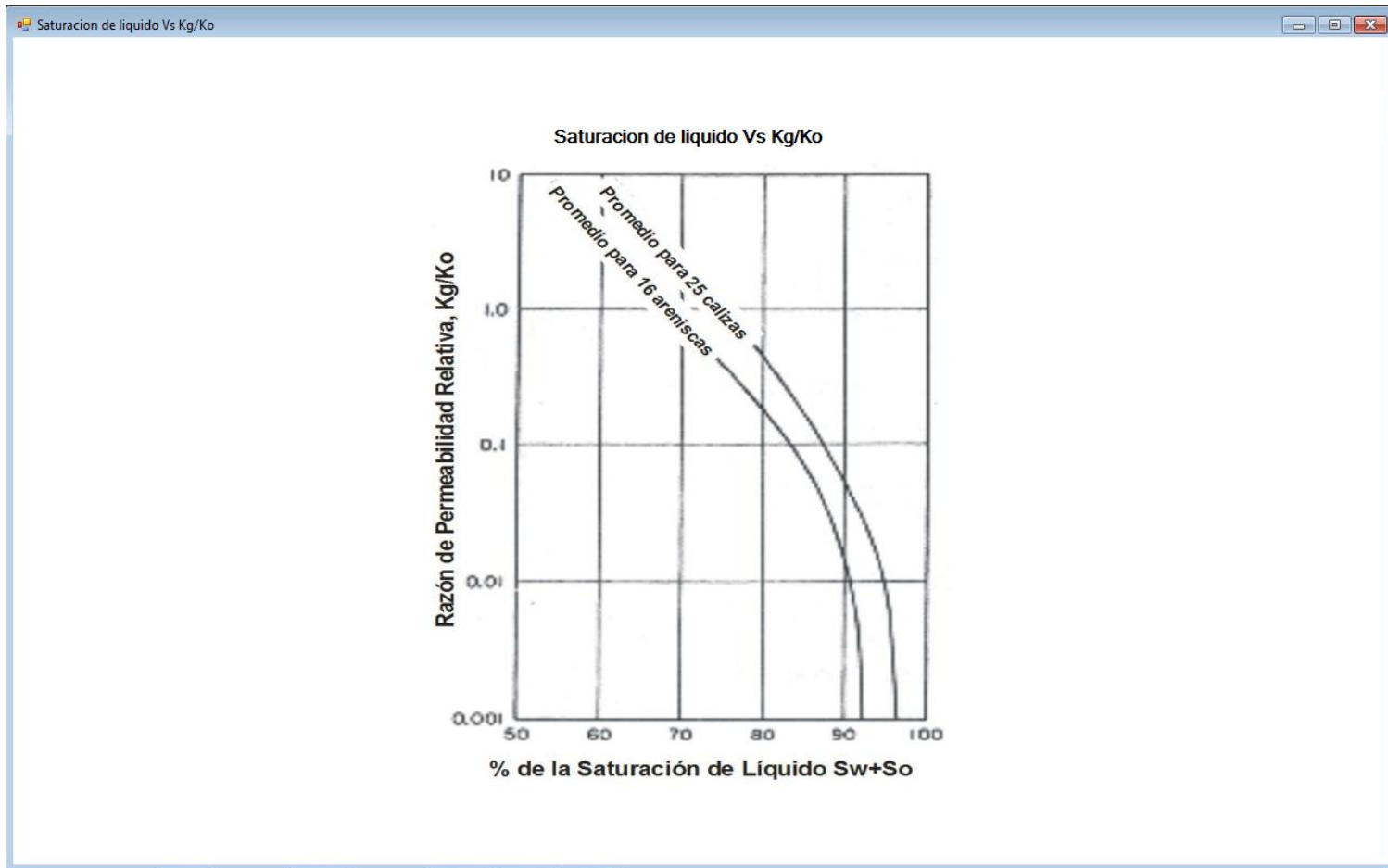


Figura 155 “Saturacion de liquido Vs Kg/Ko”.

5.4 Coeficiente de pérdida de filtrado C_w

Como se muestra en la figura 156 el procedimiento para calcular el coeficiente de pérdida de filtrado controlada por los fluidos constructores de revoque (C_w) es similar en primera instancia se identifican los datos de entrada (Área transversal del papel de filtro de la prueba y pendiente de la curva del gráfico de volumen de filtrado de una prueba de filtro prensa de alta presión y alta temperatura), con estos datos es suficiente para obtener C_w . Sin embargo es necesario calcular C_w actual, considerando el diferencial de presión en la prueba de filtro prensa y el diferencial de presión en la formación.

En este procedimiento también es posible corregir el ancho de la fractura (w') con los datos que se muestran en la figura 157.

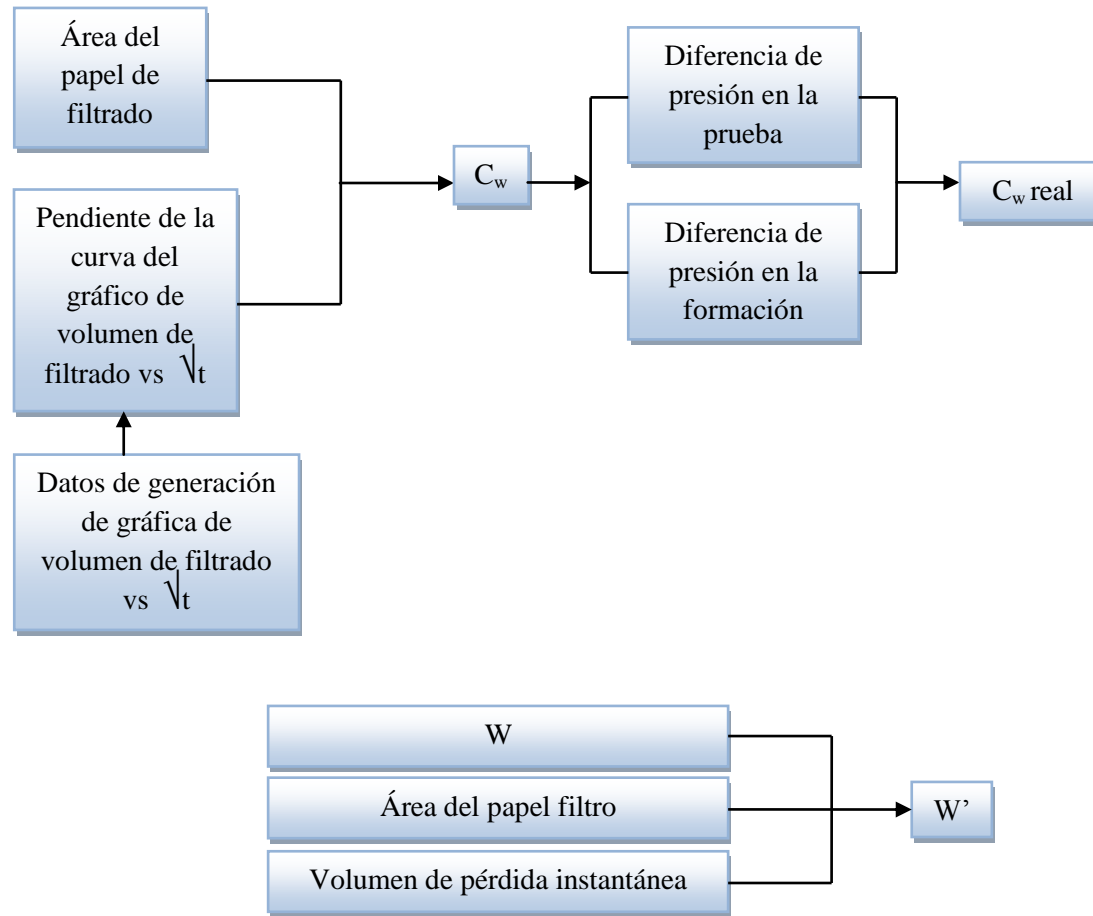


Figura 156 Coeficiente de pérdida de filtrado C_w

5.4.1 Generación de la herramienta

Pestaña “Cw”: En esta pestaña los parámetros resaltados mediante el rectángulo verde ya fueron explicados por lo tanto solo se hará la descripción de los demás.

Los cuadros de selección “Calcular m” y “Pendiente (m)” señalados mediante rectángulos azules están relacionados entre sí. Cuando la opción “Calcular m” este elegida se le estará indicando al programa que calcule la pendiente de la Curva tiempo vs pérdida de filtrado en el momento de hacer *click* sobre el botón “Calcular”, en caso que la opción elegida sea “Pendiente (m)”, se le estará indicando al programa que la pendiente de la Curva tiempo vs pérdida de filtrado es conocida y deberá ingresar su valor. El cuadro de selección “Ancho de la fractura corregida [pulg]” si es elegido indicará que se calcule el valor de ancho de la fractura corregido al hacer *click* en el botón “Calcular”.

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Presiones

Gradiente de fractura [lpc/pies] 0,00 Presion de la formacion [psi] 0

Profundidad [pies] 0 Presion de fractura [Psi] 0

Coeficiente de perdida de filtrado C: 0,000000

Calcular C

Cv | Cc | Cw

Entrada

Área transversal del papel filtro [cm2] 0,00

Diferencial de presión en fracturamiento [lpc] 0

Diferencial de presión en la prueba [lpc] 0

Ancho de fractura [pulg] 0,00

Resultado

Cw 0,0000000

Cwactual 0,0000000

Ancho de la fractura corregida [pulg] 0,000

Calcular

Curva tiempo vs perdida de filtrado

Calcular m

	Perdida de filtrado [cc]	Tiempo [min]	<input type="checkbox"/> Pendiente (m)
Punto 1	0,00	0,00	0,00
Punto 2	0,00	0,00	

Perdida inicial [cc] 0,0

Calcular

Figura 157 “Coeficientes Cv, Cc y Cw” y de la pestaña “Cw”.

5.5 Área de la fractura

En el proceso de cálculo del área de la fractura que se va a realizar es necesario conocer de antemano el coeficiente de pérdida de fluido equivalente, el ancho real de la fractura y el tiempo de inyección ya que el área de la fractura es función del mismo. Con dichos datos se procede a la estimación de el factor $X(t)$ que es una función de como evoluciona la fractura en el tiempo; el error complementario asociado a esta función debe ser considerado para un cálculo más preciso del área debido a que no todo el volumen de fluido que se inyecta se transforma en volumen de fractura y se entiende como eficiencia de la fractura.

Para estimar la razón de productividad que expresa la diferencia entre la tasa antes y después del tratamiento se evalúa la relación entre la permeabilidad original de la formación y la de la fractura (Permeabilidad de la grava que actúa como agente apuntalante), así como la presión a la que se efectuó la operación a profundidad de yacimiento. Con esta información y dependiendo del la forma de la fractura se entrará en los gráficos correspondientes o se empleará la formula de cálculo de razón de productividad (figura.158).

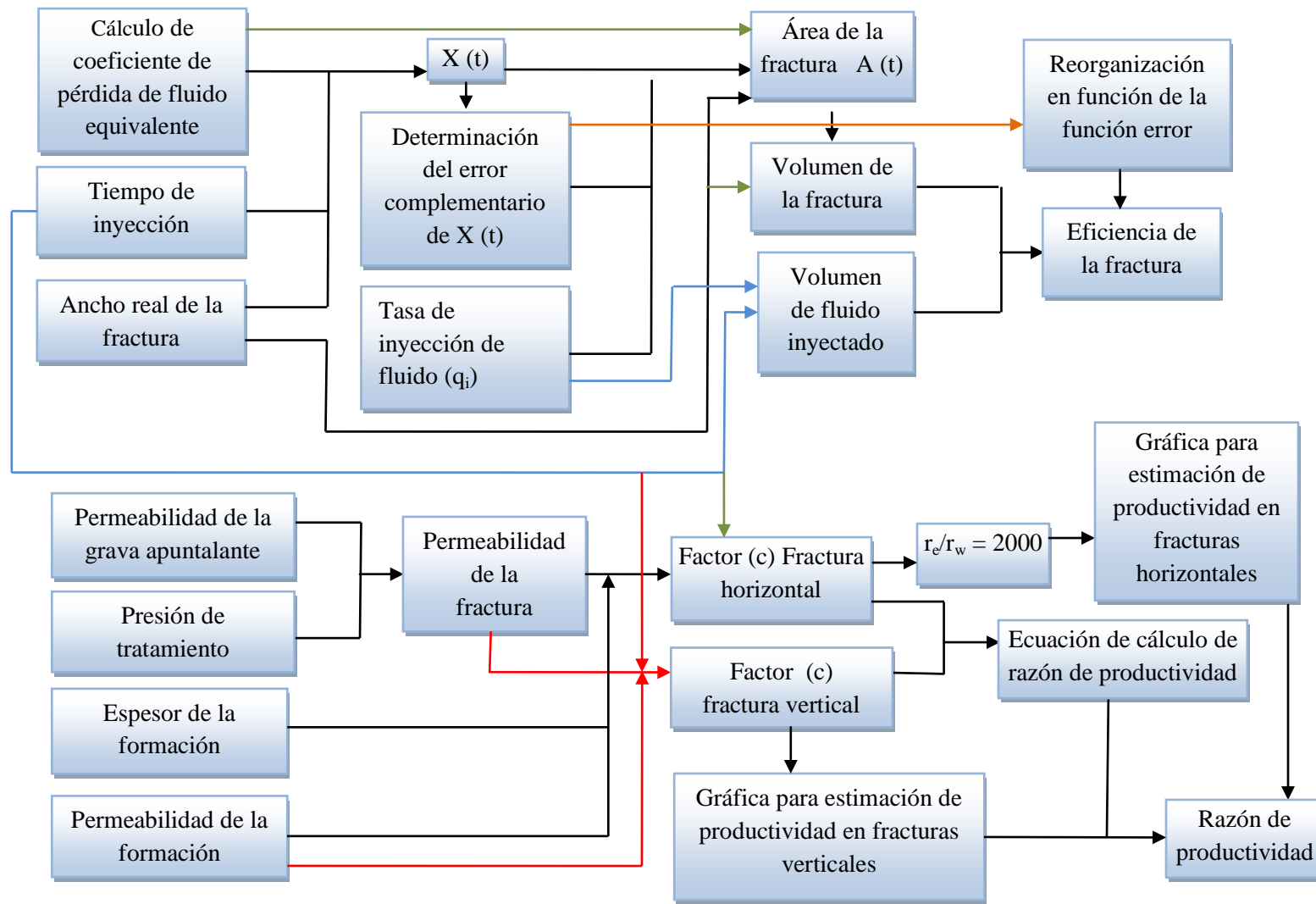


Figura 158 Área de la fractura

5.5.1 Generación de la herramienta

Pestaña “Área de la fractura”: En esta pestaña como se aprecia en la figura tal se observan secciones de la interface señaladas mediante rectángulos verdes, rojos y uno amarillo, se ilustró de esta manera debido a que en esta pestaña los rectángulos agrupan herramientas con diferentes funciones.

Si están elegidos los cuadros de selección enmarcados con rectángulos rojos indicará al programa que calcule el parámetro escogido al hacer *click* sobre el botón “Calcular”. Los rectángulos color verde enmarcan las diversas maneras de calcular la variable que tienen asociada y las mismas son ilustradas mediante la herramienta denominada *Tool tip*. Por ejemplo para el ancho de la fractura observe las figuras 159, 160 y 161 para el área de la fractura observe las figuras 162, 163 y 164; para la eficiencia de fracturamiento observe las figura 165 y 166; para el tiempo de fracturamiento observe las figura 167 y 168; para el volumen de fractura observe las figuras 169, 170 y 171; y para “X” observe las figuras 172 y 173.

Por otro lado se observa el *link* “Eficiencia de Fracturamiento [Fracción]” que al hacer *click* sobre el ilustra la figura tal que muestra el gráfico $X(t)$ Vs Eficiencia de Fracturamiento a través del cual se podrá determinar la eficiencia de fracturamiento si se conoce el valor de “ $X(t)$ ” y el *link* “Error complementario de X” que al hacer *click* sobre este mostrará la figura 174 en la cual se aprecia la tabla “Función error complementario de X” a través de la cual es posible obtener el valor de $X(t)$ si se conoce el de “error complementario de x” y viceversa.

Pestaña “Razón de productividad”: Esta pestaña como se observa en la figura 175, se señalan cuadros de selección con rectángulos rojos y amarillos y eso es debido a que cumplen roles distintos. En primer lugar en esta pestaña se debe establecer el tipo de fracturamiento que se realizará y eso se logra mediante los cuadros de selección enmarcados en un rectángulo amarillo “Fracturamiento Hidráulico” y “Fracturamiento Químico”, el otro rectángulo amarillo que se aprecia es solo para indicar el tamaño de grava con la que se está trabajando. Por otra parte Si están elegidos cualquiera de los cuadros de selección enmarcados con rectángulos rojos le

indicará al programa que calcule la variable asociada al cuadro de selección en el instante que se haga *click* sobre el botón “Calcular”.

En esta pestaña también se destacan los *links* “Razón de productividad”, “Tamaño de Grava [mesh]” y la lista desplegable “Tipo de Fractura”. Para el caso del *link* “razón de productividad” al hacer *click* sobre el mismo el programa mostrará la figura 178 si la fractura es horizontal donde se evidencia el gráfico “Penetración de la fractura Vs Razón de productividad (Fractura horizontal)” o mostrará la figura 179 si la fractura es vertical que evidencia el mismo gráfico para fracturas verticales y el *link* “Tamaño de Grava [mesh]”. En el caso de la tabla desplegable se debe elegir el tipo de fractura si horizontal o vertical.

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Presiones de fractura | Coeficientes Cv, Cc, Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 W3 0,000000

Area de fractura

A(t) [pies2] A(t)1 A(t)2 A(t)3 0

Coeficiente de perdida de fluido 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X 0,0000000

Espesor de la formación [pies] 0

Longitud de Fractura [pies] 0

Radio de fractura [pies] 0,00

Tasa de inyección [pies3/min] 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 Vfract3 0

Volumen inyectado de fluido [Pies3] 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 159 Pestaña “Área de la fractura”

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | **Área de la fractura** | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Ancho de la fractura

W1

W2

W3

Para esta opción se considera que la fractura es horizontal o vertical y se busca calcular el ancho de la fractura mediante la siguiente ecuaciones:

Si es horizontal : $w = \sqrt{V_{fract} / (\pi \cdot R_{fract}^2)}$

Si es vertical : $w = V_{fract} / (2 \cdot R_{fract} \cdot \text{espesor})$

Ancho de la Fractura w [pies]: 0

Area de fractura

A(t)1

A(t)2: 0

A(t)3

Tiempo [min]: 0,00

T2: 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Vfract1

Volumen de la fractura [Pies3]: 0

Vfract2

Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion]: 0,00

Eff1

Eff2

Error complementario de X: 0,0000000

X(t)

X1: 0,000

X2

Espesor de la formación [pies]: 0

Calcular

Figura 160 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W1

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | **Área de la fractura** | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]: W1 W2 0,000000

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Para esta opción se busca obtener el ancho de la fractura mediante la ecuacion de X(t):

$$W = 2 \cdot c \cdot \sqrt{(\pi \cdot t) / X(t)}$$

Area de fractura

A(t) [pies2]: A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Tiempo de Fracturamiento [min]: T1 T2 0,00

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Volumen de fractura [pies3]: Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Efficiencia de Fracturamiento

Efficiencia de Fracturamiento [Fraccion]: Eff1 Eff2 0,00

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

Error complementario de X: 0,0000000

X(t): X1 X2 0,000

Espesor de la formación [pies]: 0

Calcular

Figura 161 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W2

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | **Área de la fractura** | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1

W2 0,000000

W3

Area de fractura

A(t)1

A(t) [pies2] A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Para la siguiente opcion se calculara el ancho de la fractura si se conoce el area de la fractura:
 $w = \text{Eff} * \text{Vinyectado} / \text{At}$

Calcular

Figura 162 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip W3

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t)1

A(t) [pies2] A(t) A(t)3

Esta opción pretende calcular el area de fractura mediante la siguiente ecuacion:

$$A_t = (Q_{inyec} * w * (e^{(\lambda(t)^2)} * \text{erf}(\lambda * \sqrt{t}) + 2 * \lambda * t / \sqrt{(\pi)}) - 1) / (4 * \pi * C_2)$$

Coeficiente de perdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

[Eficiencia de Fracturamiento \[Fraccion\]](#) Eff1 Eff2 0,00

[Error complementario de X](#) 0,000000

Espesor de la formación [pies] 0

Longitud de Fractura [pies] 0

Radio de fractura [pies] 0,00

Tasa de inyección [pies3/min] 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3] 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 163 “Área de la fractura”: uso del Tool Tip A(t)1

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 0,000000 W3

Área de fractura

A(t) [pies2] A(t)2 0 A(t)1 A(t)3

Esta opción pretende calcular el área de fractura mediante la siguiente ecuación:
 $A_t = \text{Eff} * V_{\text{inyectado}} / w$

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 164 Área de la fractura: uso del Tool Tip A(t)2

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t)1 A(t) [pies2] A(t)2 0 A(t)3

Esta opción pretende calcular el area de fractura mediante la siguiente ecuacion:
 $A_t = V_{fract} / w$

Coeficiente de perdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 165 Área de la fractura”: uso del Tool Tip A(t)3

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1

Para esta opción se basa en obtener la X(t) y luego mediante el grafico correspondiente obtener la eficiencia de fracturamiento.
nota: En este caso se podría considerar calcular primero X(t)

Error complementario de X: 0,0000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 166 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Eff1

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1

W2: 0,000000

W3

Area de fractura

A(t) [pies2]

A(t)1

A(t)2: 0

A(t)3

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion]

Eff1: 0,00

Eff2

Error complementario de X: 0,0000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min]

T1: 0,00

T2

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3]

Vfract1

Vfract2: 0

Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X1: 0,000

X2

Esta opción pretende calcular el valor de eficiencia de fracturamiento mediante la siguiente ecuación:

$$Eff = V_{fract} / V_{inyectado}$$

Calcular

Figura 167 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Eff2

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t) [pies2] A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

[Eficiencia de Fracturamiento \[Fraccion\]](#) Eff1 Eff2 0,00

[Error complementario de X](#) 0,0000000

Espesor de la formación [pies] 0

Longitud de Fractura [pies] 0

Radio de fractura [pies] 0,00

Tasa de inyección [pies3/min] 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo T1

Esta opción pretende calcular el tiempo de fracturamiento mediante la siguiente ecuacion:

$$t_{\text{Area}} = \text{Vinyectado} / \text{Qinyec}$$

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3] 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 168 Área de la fractura”: uso del Tool Tip T1

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t) A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,0000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcula

Esta opcion pretende calcular el tiempo de fracturamiento mediante la siguiente ecuacion:

$$t = ((Xt * w) / (2 * Carea))^2 / \pi$$

Figura 169 Área de la fractura”: uso del Tool Tip T2

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t) [pies2] A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de pérdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de fractura **Vfract1** Vfract3

Esta opción pretende calcular el volumen de fractura mediante la siguiente ecuación:
Vfract = Vinyectado * Eff

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Calcular

Figura 170 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Vfract1

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: **Fractura horizontal**

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 W3

W2: 0,000000

Area de fractura

A(t) A(t)1 A(t)2 A(t)3

A(t) [pies2]: 0

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

[Eficiencia de Fracturamiento \[Fraccion\]](#) Eff1 Eff2

[Error complementario de X](#): 0,0000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2

T1: 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2

Vfract2: 0

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2

X1: 0,000

Esta opcion pretende calcular el volumen de fractura tomando en cuenta que la fractura sea horizontal o vertical mediante las siguientes ecuaciones:
 Si es horizontal : $V_{fract} = \pi * R_{fract}^2 * w$
 Si es vertical: $V_{fract} = 2 * R_{fract} * espesor * w$

Calcular

Figura 171 "Área de la fractura": uso del Tool Tip Vfract2

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t) [pies2] A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

[Eficiencia de Fracturamiento \[Fraccion\]](#) Eff1 Eff2 0,00

[Error complementario de X](#) 0,0000000

Espesor de la formación [pies] 0

Longitud de Fractura [pies] 0

Radio de fractura [pies] 0,00

Tasa de inyección [pies3/min] 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

volumen inyectado de fluido [Pies3] 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Esta opción pretende calcular el volumen de fractura en el caso de que el area de fractura sea conocido, mediante la siguiente ecuacion:
 $V_{fract} = A_t * w$

Calcular

Figura 172 Área de la fractura”: uso del Tool Tip Vfract3

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies]

W1

W2: 0,000000

W3

Area de fractura

A(t) [pies2]

A(t)1

A(t)2: 0

A(t)3

Coeficiente de perdida de fluido: 0,0000000

Eficiencia de Fracturamiento

[Eficiencia de Fracturamiento \[Fraccion\]](#)

Eff1

Eff2: 0,00

[Error complementario de X](#): 0,0000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min]

T1

T2: 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3]

Vfract1

Vfract2: 0

Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t)

X1

X2: 0,000

Para esta opcion se basa en obtener la eficiencia de fracturamiento y luego mediante el grafico correspondiente obtener X(t).
nota: En este caso se podría considerar calcular primero la eficiencia de fracturamiento

Calcular

Figura 173 Área de la fractura”: uso del Tool Tip X1

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Tipo de Fractura: Fractura horizontal

Ancho de la fractura

Ancho de la Fractura w [pies] W1 W2 0,000000 W3

Area de fractura

A(t) A(t)1 A(t)2 0 A(t)3

Coeficiente de perdida de fluido: 0,000000

Eficiencia de Fracturamiento

Eficiencia de Fracturamiento [Fraccion] Eff1 Eff2 0,00

Error complementario de X: 0,000000

Espesor de la formación [pies]: 0

Longitud de Fractura [pies]: 0

Radio de fractura [pies]: 0,00

Tasa de inyección [pies3/min]: 0,00

Tiempo de Fracturamiento [min]

Tiempo [min] T1 T2 0,00

Volumen de fractura [pies3]

Volumen de la fractura [Pies3] Vfract1 Vfract2 0 Vfract3

Volumen inyectado de fluido [Pies3]: 0

X(t)

X(t) X1 X2 0,000

Para esta opcion se pretende calcular X(t) mediante a la siguiente ecuacion:

$$X(t) = 2 \cdot c \cdot \sqrt{(\pi \cdot t) / W}$$

Calcular

Figura 174 Área de la fractura”: uso del Tool Tip X2

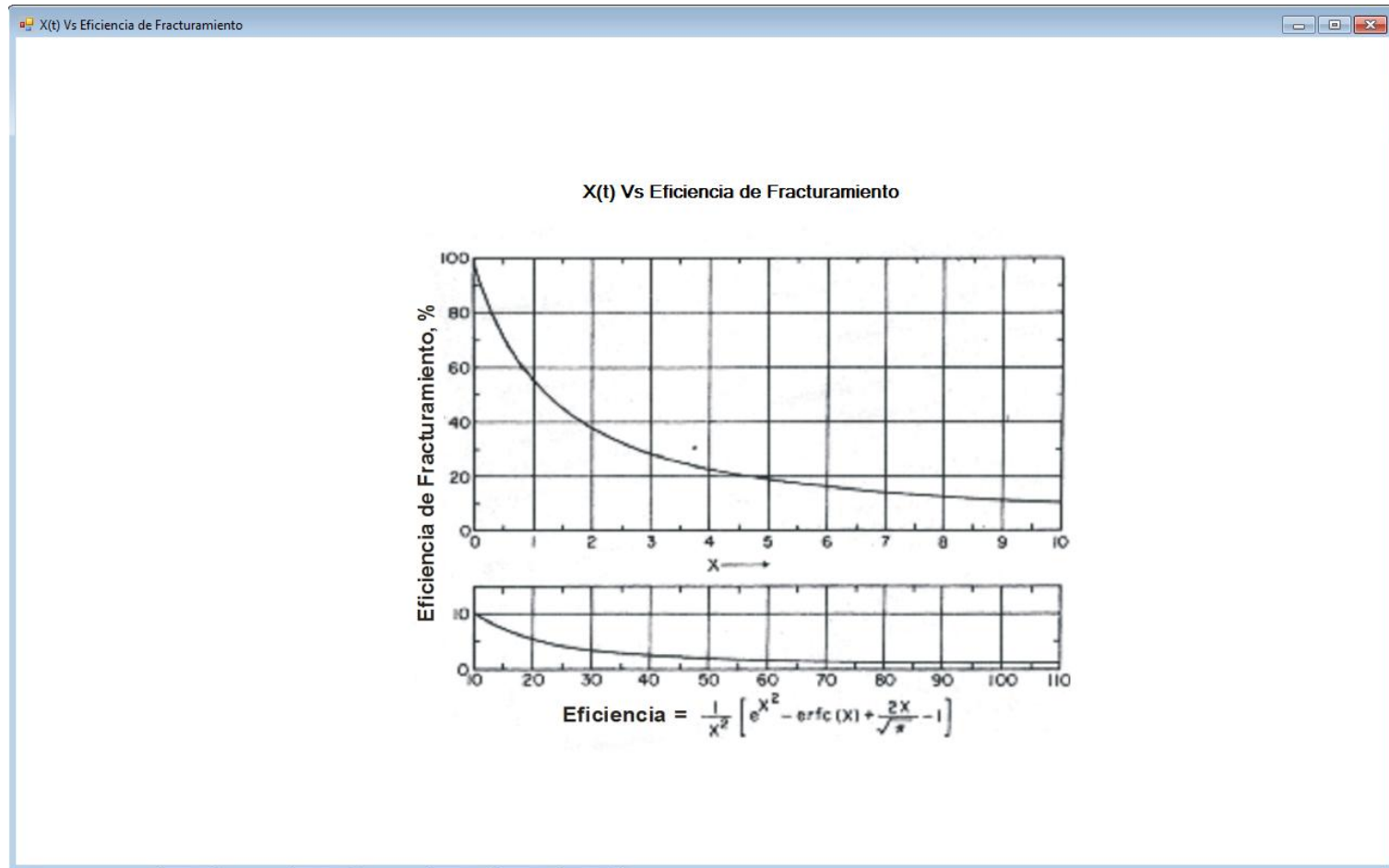


Figura 175 “X(t) Vs Eficiencia de fracturamiento”.

Funcion Error complementario de X

Funcion error complementario de X

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	1.0000	0.9887	0.9774	0.9662	0.9549	0.9436	0.9324	0.9211	0.9099	0.8987
0.1	0.8875	0.8764	0.8652	0.8541	0.8431	0.8320	0.8210	0.8100	0.7991	0.7882
0.2	0.7773	0.7665	0.7557	0.7450	0.7343	0.7237	0.7131	0.7026	0.6921	0.6817
0.3	0.6714	0.6611	0.6509	0.6407	0.6306	0.6206	0.6107	0.6008	0.5910	0.5813
0.4	0.5716	0.5620	0.5525	0.5431	0.5338	0.5245	0.5153	0.5063	0.4973	0.4883
0.5	0.4795	0.4708	0.4621	0.4535	0.4451	0.4367	0.4284	0.4202	0.4121	0.4041
0.6	0.3961	0.3883	0.3806	0.3730	0.3654	0.3580	0.3506	0.3434	0.3362	0.3292
0.7	0.3222	0.3153	0.3086	0.3019	0.2953	0.2888	0.2825	0.2762	0.2700	0.2639
0.8	0.2579	0.2520	0.2462	0.2405	0.2349	0.2293	0.2239	0.2186	0.2133	0.2082
0.9	0.2031	0.1981	0.1932	0.1884	0.1837	0.1791	0.1746	0.1701	0.1658	0.1615
1.0	0.1573	0.1532	0.1492	0.1452	0.1414	0.1376	0.1339	0.1302	0.1267	0.1232
1.1	0.1198	0.1165	0.1132	0.1100	0.1069	0.1039	0.1009	0.0980	0.0952	0.0924
1.2	0.0897	0.0870	0.0845	0.0819	0.0795	0.0771	0.0748	0.0725	0.0703	0.0681
1.3	0.0660	0.0639	0.0619	0.0600	0.0581	0.0562	0.0544	0.0527	0.0510	0.0493
1.4	0.0477	0.0461	0.0446	0.0431	0.0417	0.0403	0.0389	0.0376	0.0363	0.0351
1.5	0.0339	0.0327	0.0316	0.0305	0.0294	0.0284	0.0274	0.0264	0.0255	0.0245
1.6	0.0237	0.0228	0.0220	0.0212	0.0204	0.0196	0.0189	0.0182	0.0175	0.0168
1.7	0.0162	0.0156	0.0150	0.0144	0.0139	0.0133	0.0128	0.0123	0.0118	0.0114
1.8	0.0109	0.0105	0.0101	0.0097	0.0093	0.0089	0.0085	0.0082	0.0078	0.0075
1.9	0.0072	0.0069	0.0066	0.0063	0.0061	0.0058	0.0056	0.0053	0.0051	0.0049
2.0	0.00468	0.00448	0.00428	0.00409	0.00391	0.00374	0.00358	0.00342	0.00327	0.00312
2.1	0.00298	0.00285	0.00272	0.00259	0.00247	0.00236	0.00225	0.00215	0.00205	0.00195
2.2	0.00186	0.00178	0.00169	0.00161	0.00154	0.00146	0.00139	0.00133	0.00126	0.00120
2.3	0.00114	0.00109	0.00103	0.00098	0.00094	0.00089	0.00085	0.00080	0.00076	0.00072
2.4	0.00069	0.00065	0.00062	0.00059	0.00056	0.00053	0.00050	0.00048	0.00045	0.00043
2.5	0.00041	0.00039	0.00037	0.00035	0.00033	0.00031	0.00029	0.00028	0.00026	0.00025
2.6	0.00024	0.00022	0.00021	0.00020	0.00019	0.00018	0.00017	0.00016	0.00015	0.00014
2.7	0.00013	0.00013	0.00012	0.00011	0.00011	0.00010	0.00009	0.00009	0.00008	0.00008
2.8	0.000075	0.000071	0.000067	0.000063	0.000059	0.000056	0.000052	0.000049	0.000046	0.000044
2.9	0.000041	0.000039	0.000036	0.000034	0.000032	0.000030	0.000028	0.000027	0.000025	0.000023

Figura 176 Funcion Error complementario de X

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Presiones de fractura | Coeficientes Cv, Cc, Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Fracturamiento Hidraulico Fracturamiento Quimico

Tipo de Fractura: **Fractura horizontal**

Razon de productividad: 0,00

Radios

Radio del pozo [pulg]: 0,00

Radio de drenaje

Radio de drenaje [pies]: 0,00

Area de drenaje [Acres]: 0,00

Radio de fractura [pulg]: 0,00

Radio efectivo del pozo [pulg]: 0,00

Permeabilidades

Pemeabilidad de la fractura [mD]: 0,00

Pemeabilidad de la formacion [mD]: 0,00

Longitud de la fractura [pies]: 0,00

Ancho de la fractura [pies]: 0,000000

Calcular

Tamaño de Grava [mesh]

10 - 20 Mesh
 20 - 40 Mesh

C: 0,00

Tasas de produccion

Tasa de produccion esperada [Bbls/min]: 0

Tasa de produccion actual [Bbls/min]: 0

Relaciones

Penetracion de la fractura (rf / re): 0,00

(re / rw): 0,00

Presion de fractura

Gradiente de fractura [lpc/pies]: 0,00

Profundidad [pies]: 0

Presion de fractura [Lpc]: 0

Espesor de la formacion: 0

Capacidad de la fractura:

Figura 177 “Razon de Productividad”.

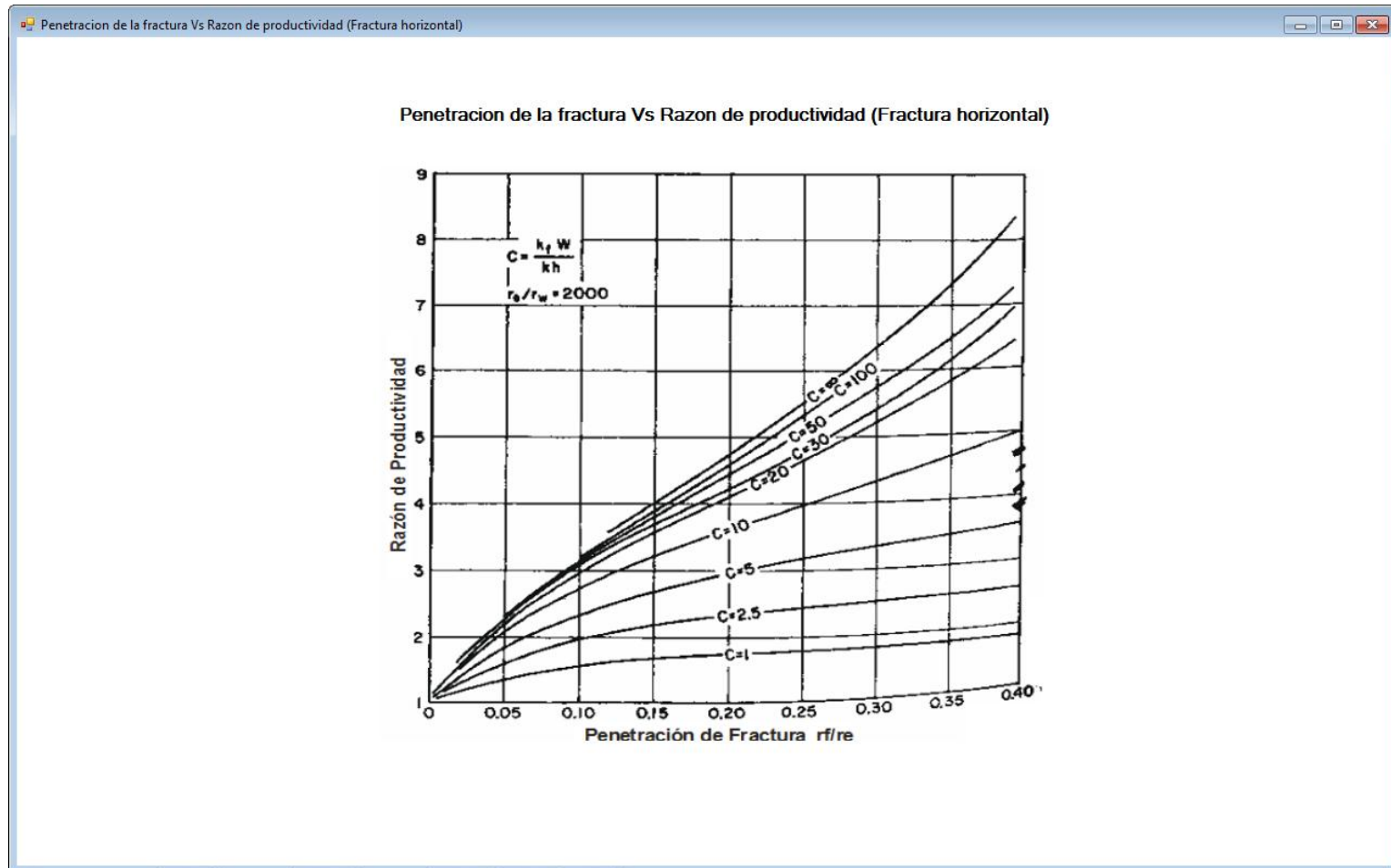


Figura 178 Penetracion de la fractura Vs Razon de productividad (Fractura horizontal)

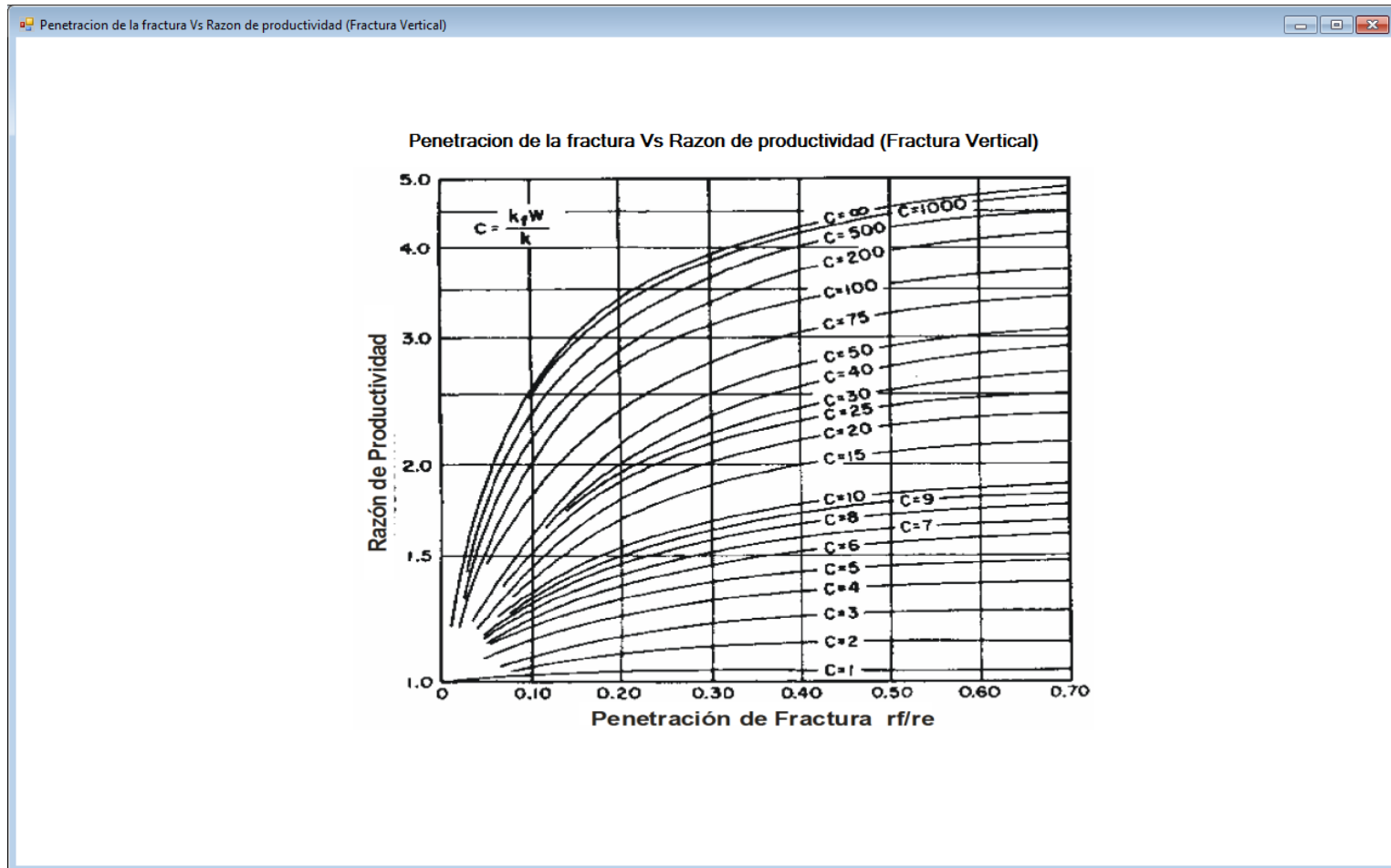


Figura 179 “Penetracion de la fractura Vs Razon de productividad (Fractura vertical)”.

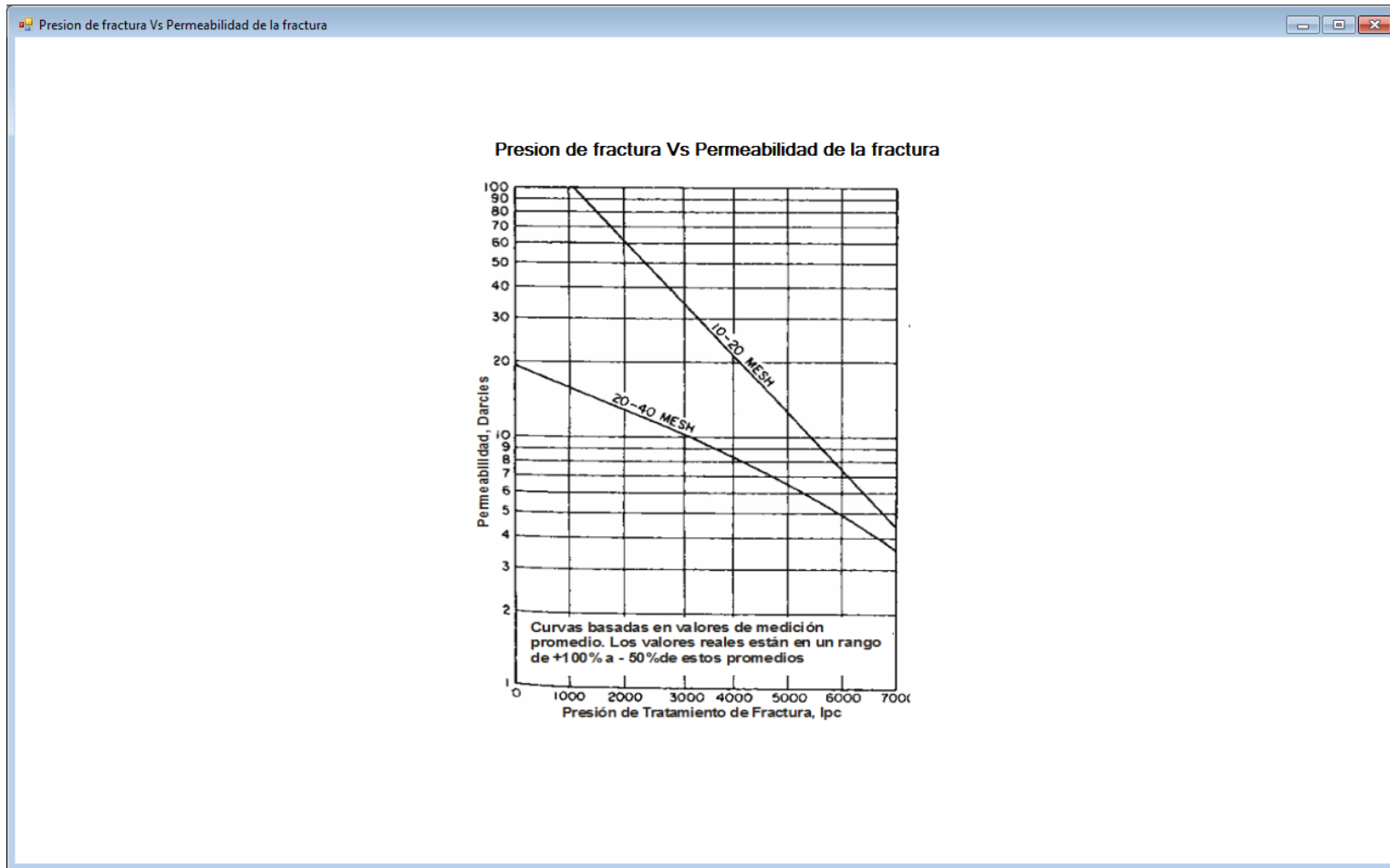


Figura 180 Penetracion de fractura Vs Permeabilidad de fractura

5.6 Potencia hidráulica

Para la estimación de potencia hidráulica requerida para la operación de fracturamiento y por ende la la presión se inyección en superficie se debe conocer la presión de tratamiento, la presión hidrostática del fluido, las caídas de presión a través de las perforaciones y la caída de presión por fricción a lo largo de la tubería.

Es necesario conocer el gradiente de fractura y la profundidad de la formación para conocer la presión de tratamiento. En el cálculo de la presión hidrostática es menester saber la densidad real de la lechada inyectada. Respecto a la caída de presión a través de las perforaciones se debe conocer la tasa de inyección, el tamaño de grava utilizada y se ingresa en la tabla correspondiente. En la deducción de las pérdidas por fricción se requiere en primer lugar si el flujo es dentro de la tubería de producción o por el anular de la misma con el revestimiento. En el segundo caso se debe estimar el diámetro equivalente de flujo y para posteriormente calcular la velocidad equivalente de flujo. Si fluye dentro de la tubería se calcula directamente la velocidad de flujo con el diámetro interno de esta. Se calcula el número de Reynolds y se entra en la grafica correspondiente para obtener el factor de Fanning con que se calcula la pérdida por fricción (figura 181)

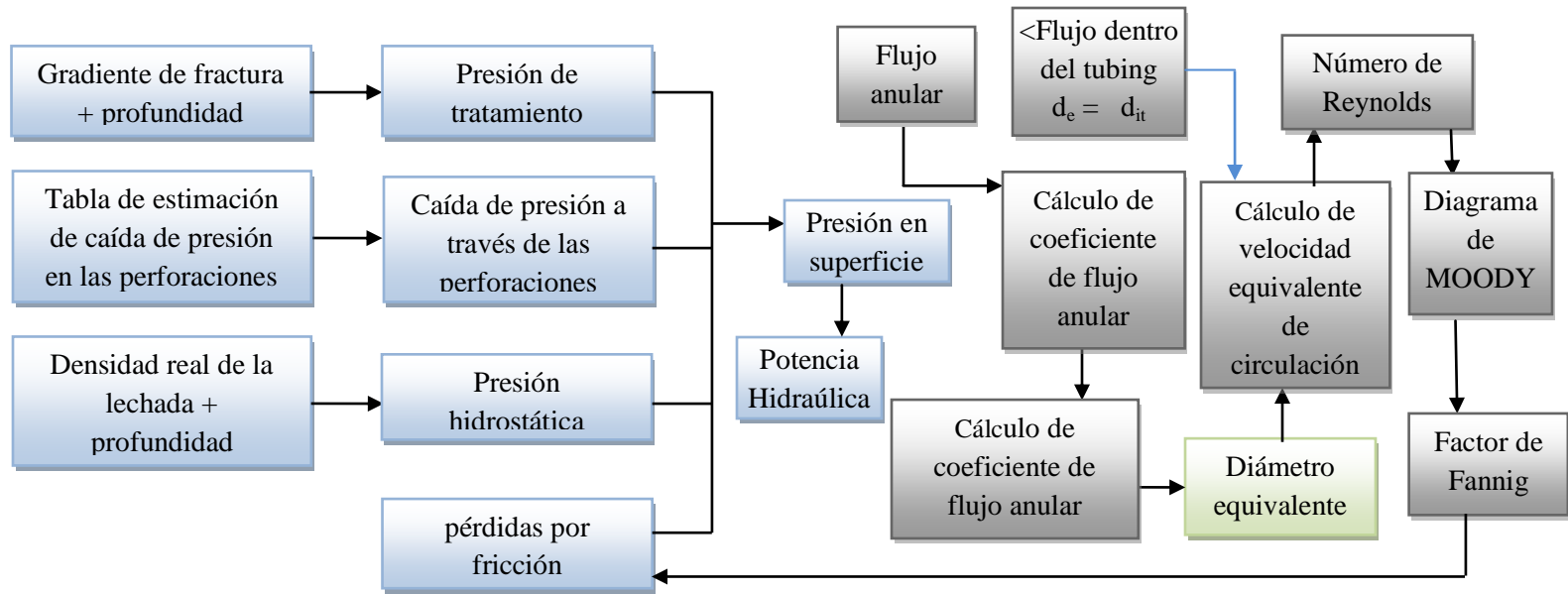


Figura 181 Potencia hidráulica

5.6.1 Generación de la herramienta computacional

Potencia hidráulica: Para determinar la potencia hidráulica y las variables asociadas a esta es necesario conocer diversos parámetros es por ello que se generaron las pestañas “Propiedades Grava”, “Potencia hidráulica” y “Potencia hidráulica 2”.

Pestaña “Propiedades Grava”: En esta pestaña de acuerdo con la figura 182 podemos notar que los parámetros que en ella intervienen están señalados en rectángulos rojos y verdes. Los parámetros enmarcados en los rectángulos rojos son aquellos que representan los resultados para esta pestaña y los enmarcados con los rectángulos verdes son aquellos que son necesarios para obtener los resultados.

Pestaña “Potencia hidráulica”: Para esta pestaña de acuerdo con la figura 183 se observan rectángulos de diversos colores enmarcando los parámetros asociados al cálculo de la potencia hidráulica, Están los rectángulos color naranja los cuales señalan los parámetros que representan los resultados que por ende son el objetivo de esta interface. También observan rectángulos de color amarillo, los cuales encierran los cuadros de selección que permitirán elegir cuales son las presiones que se van a considerar para hacer el cálculo de la potencia hidráulica en el momento de hacer *click* en el botón “calcular”. Por último se observan rectángulos color rojo, estos discriminan a todas aquellas variables necesarias para obtener cada una de las presiones que serán consideradas.

Como agregado a esta pestaña se adicionan el *link* “de/do” que al hacer sobre él mostrará la figura 184 donde se aprecia el gráfico “Coeficiente de flujo en el anular Vs De/Do” mediante el cual podrá obtenerse la relación de/do y el *link* “Factor de Fanning” a través del cual podrá obtenerse el factor de fricción de Fanning.

Pestaña “Potencia hidráulica 2”: Para esta pestaña (figura 186) los rectángulos señalan las variables de igual manera que en la anterior por lo cual por analogía se puede inferir la descripción. Sin embargo lo único extra en esta pestaña lo representa el *link* “ ΔP perforaciones [lpc]” a través del cual se mostrará la figura 187 y podrán obtenerse los valores de caída de presión a través de los túneles de cañoneo.

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Forma de la fractura | Coeficientes Cv, Cc y Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Fracturamiento hiraúlico

Concentración de la grava [lbs /pies3] 0

Volumen de fluido inyectado [gal] 0,00

Tasa total de inyección [Bbls/min] 0,00

Peso del material apuntalante [lbs] 0,00

Volumen total de lechada [Bbls] 0,00

Volumen de grava

Volumen de grava [pies3] 0,00

Volumen de Fractura [Pies3] 0,00

Porosidad de la grava [Fraccion] 0,000

Tiempo de Fracturamiento [min] 0,00

Calcular

447

Figura 182 Propiedades Grava

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Presiones de fractura | Coeficientes Cv, Cc, Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Perdidas por fricción

Propiedades de la tubería

de [pulg] 0,000

Coefficiente de flujo anular 0,000

Dext Tubing [pulg] 0,000

Dint Casing [pulg] 0,000

de/do 0,00

Variables para el calculo de la perdida por friccion

Ve [ft/seg] 0,000

Numero de Reynolds 0

Factor de Fanning 0,000000

Longtud de la tubería [ft] 0

ΔP Perdidas por friccion [lpc] 0

W Grava [lbs/gal] 0,00

ρ (lpg) 0,000

Vt 0,000

Gravedad especifica 0,000

β [°F-1] 0,00000

Tpromedio [°F] 0

Volumen inyectado [gal] 0

Peso de la grava [lbs] 0

Viscosidad [Cp] 0,00

Presion de fractura

Gradiente de fractura (lpc/pies) 0,00

Profundidad [pies] 0

Presion de fractura [Lpc] 0

Presión de tratamiento [lpc] 0

Tasa de inyeccion [BPD] 0,00

Potencia Hidraulica [Hp] 0

Calcular

Figura 183 Potencia hidráulica

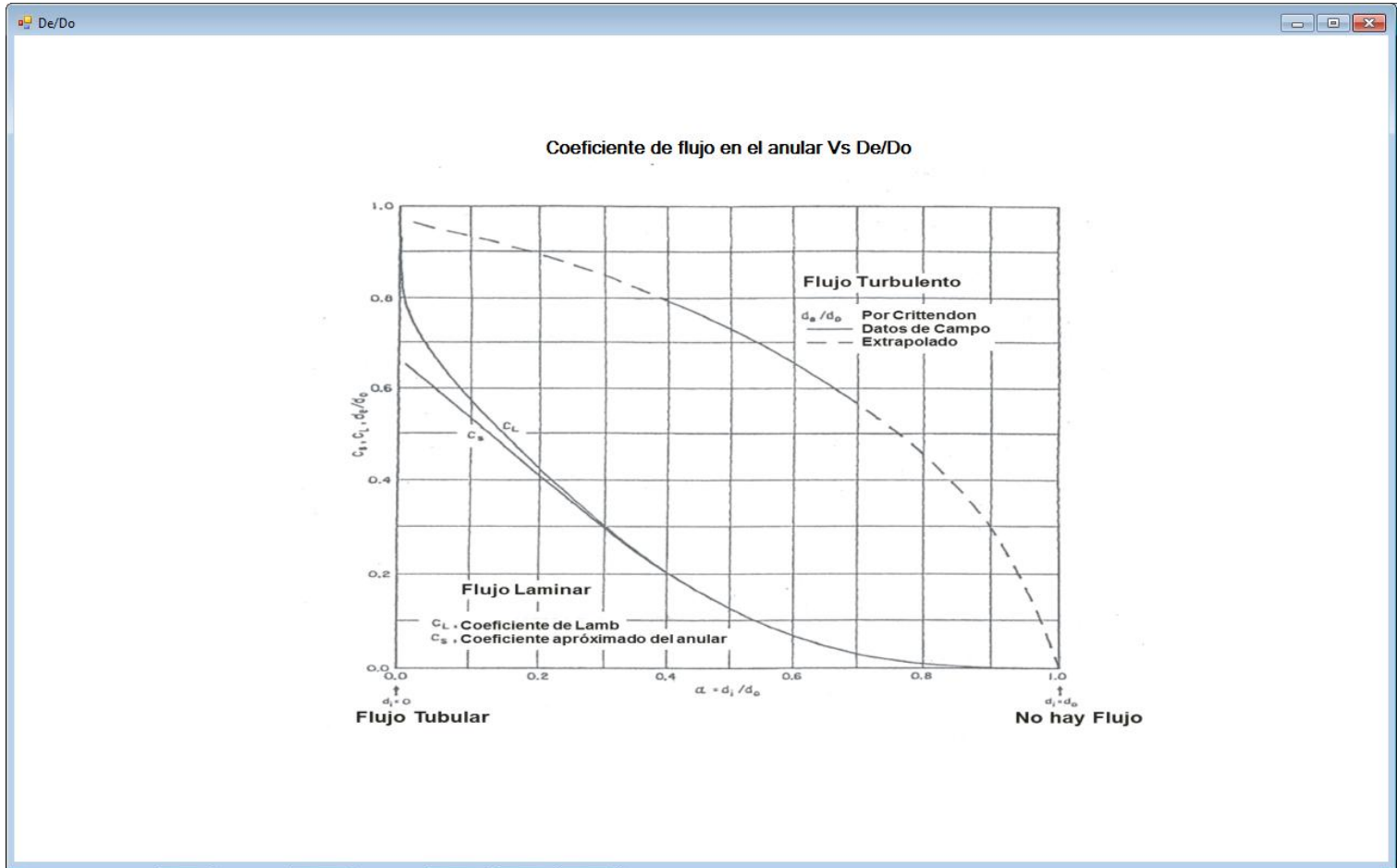


Figura 184 De/Do

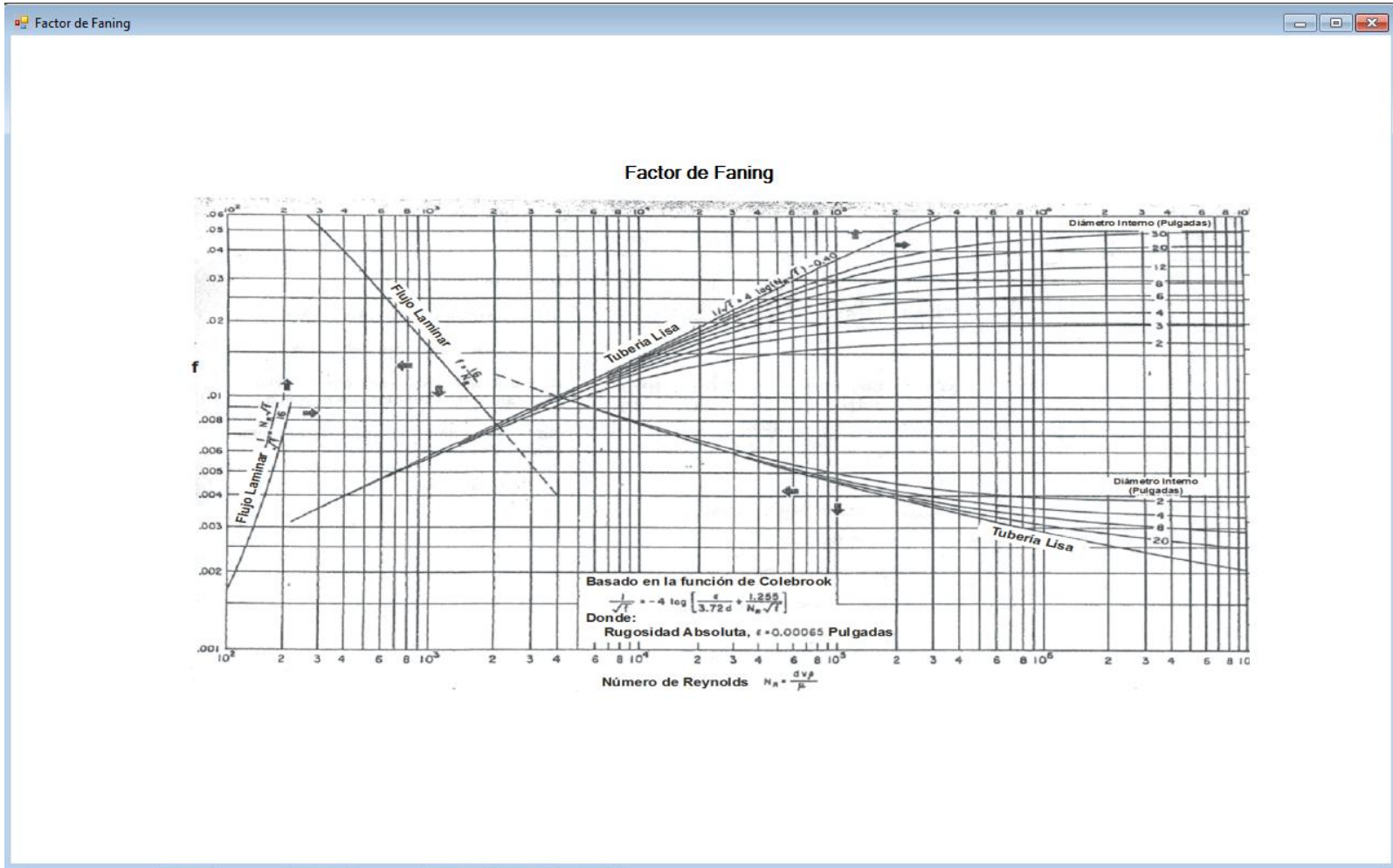


Figura 185 Factor de Fanning

Fracturamiento Hidráulico

Fracturamiento Hidráulico

Presiones de fractura | Coeficientes Cv, Cc, Cw | Área de la fractura | Razon de Productividad | Propiedades Grava | Potencia hidráulica | Potencia Hidraulica 2

Presión hidrostática

Gravedad específica @Tamb	0,0000
Gravedad específica @Tpozo	0,0000
Densidad de fluido de fracturamiento [lbs/pies3]	0,00
Temperatura promedio del pozo [°F]	0
Coefficiente de expansión térmica [1/°F]	0,000000
Profundidad de fracturamiento [pies]	0
Concentración de la grava [lbs/pies3]	0,00
Volumen inyectado [pies3]	0
Peso de la grava [lbs]	0
<input type="checkbox"/> Presión hidrostática [lpc]	0

Caída de presión en las perforaciones

Diámetro de las perforaciones [pulg]	0,00
Tamaño de grava	<input type="checkbox"/> 10 - 20
Tamaño de grava [Mesh]	<input type="checkbox"/> 20 - 40
	<input type="checkbox"/> 40 - 60
	<input type="checkbox"/> Arena de formacion
Tasa de profuccion del pozo [BPD]	0
<input type="checkbox"/> <u>ΔP perforaciones[lpc]</u>	0

Figura 186 Potencia hidráulica 2

Caida de Presion a traves de los tuneles de cañoneo

CAÍDA DE PRESIÓN A TRAVÉS DE UN TÚNEL DE CAÑONEO LLENO DE GRAVA

TAMAÑO DE GRAVA	TASA DE FLUJO (BPD/PERFORACIÓN)	ΔP (LPC) CON DIÁMETRO DE AGUJERO DE			
		3/8"	1/2"	3/4"	1"
US 10/20 MESH, 500 DARCIES	1	0,6	0,2	0,1	0,05
	10	24	8	2,3	1
	25	132	44	10	4
	50	495	175	37	13
	100	2079	666	137	48
US 20/40 MESH, 119 DARCIES	1	2	1	0,4	0,2
	10	55	21	6	3
	25	272	99	25	11
	50	983	357	81	31
	100	4037	1298	282	104
US 40/60 MESH, 40 DARCIES	1	6	3	1,3	9
	10	177	67	20	33
	25	893	324	80	98
	50	3250	1178	260	323
	100	13400	4360	927	
ARENA DE FORMACIÓN, 1 D	1	450	190	64	32
	10	27760	9280	2091	808

Figura 187 Caída de presión a través de los túneles de cañoneo

6 ACIDIFICACION DE POZOS

6.1 Generación de la herramienta computacional

En la figura 188 se observa la interface de entrada mediante la cual, seleccionando la opción “Acidificación de pozos” que está señalada en el rectángulo color amarillo y haciendo *click* en el botón “Entrar” se podrá ingresar a las interface de “acidificación de pozos”. Luego de ingresar, existen una serie de pestañas relacionadas a la solución de los problemas prácticos operacionales de la acidificación de pozos (ver figura 189) las cuales serán explicadas a continuación:

Pestaña “En general”: En esta pestaña se aprecian dos secciones una denominada área de superficie específica (S_0) y la sección distancia radial de penetración (r_a). Para la primera sección mediante el uso del cuadro de selección “ S_0 [cm²/cm³]” y el botón calcular se podrá obtener dicho parámetro y para la otra sección lo primero que se debe hacer es seleccionar el tipo de tratamiento que se efectuará en el pozo mediante la lista desplegable enmarcada en el rectángulo color naranja, lo siguiente será seleccionar el parámetro que quiere determinarse al hacer *click* en el botón calcular a través de cualquiera de los cuadros de selección señalados con rectángulos rojos.

Pestaña “Para Caliza o Dolomita”: En esta pestaña se observa en la parte superior dos cuadros de selección enmarcados en un rectángulo amarillo, que permitirán definir si la formación es caliza o dolomita. Lo siguiente es la sección enmarcada en el rectángulo verde el cual contempla las características del ácido y el rectángulo rojo señala las características de peso o volumen de caliza o dolomita que corroerá el ácido como se observa en las figuras 190 y 191, dichas características serán calculadas cuando se haga *click* en el botón calcular.

Pestaña “Lavado ácido”: En esta pestaña lo primero que debe hacerse es elegir el tipo de tratamiento que se efectuará en el pozo mediante la lista desplegable enmarcada en el rectángulo color naranja como se observa en la figura 4.192 luego solo se debe elegir mediante los cuadros de selección los parámetros que desean obtenerse al hacer *click* en el botón calcular.

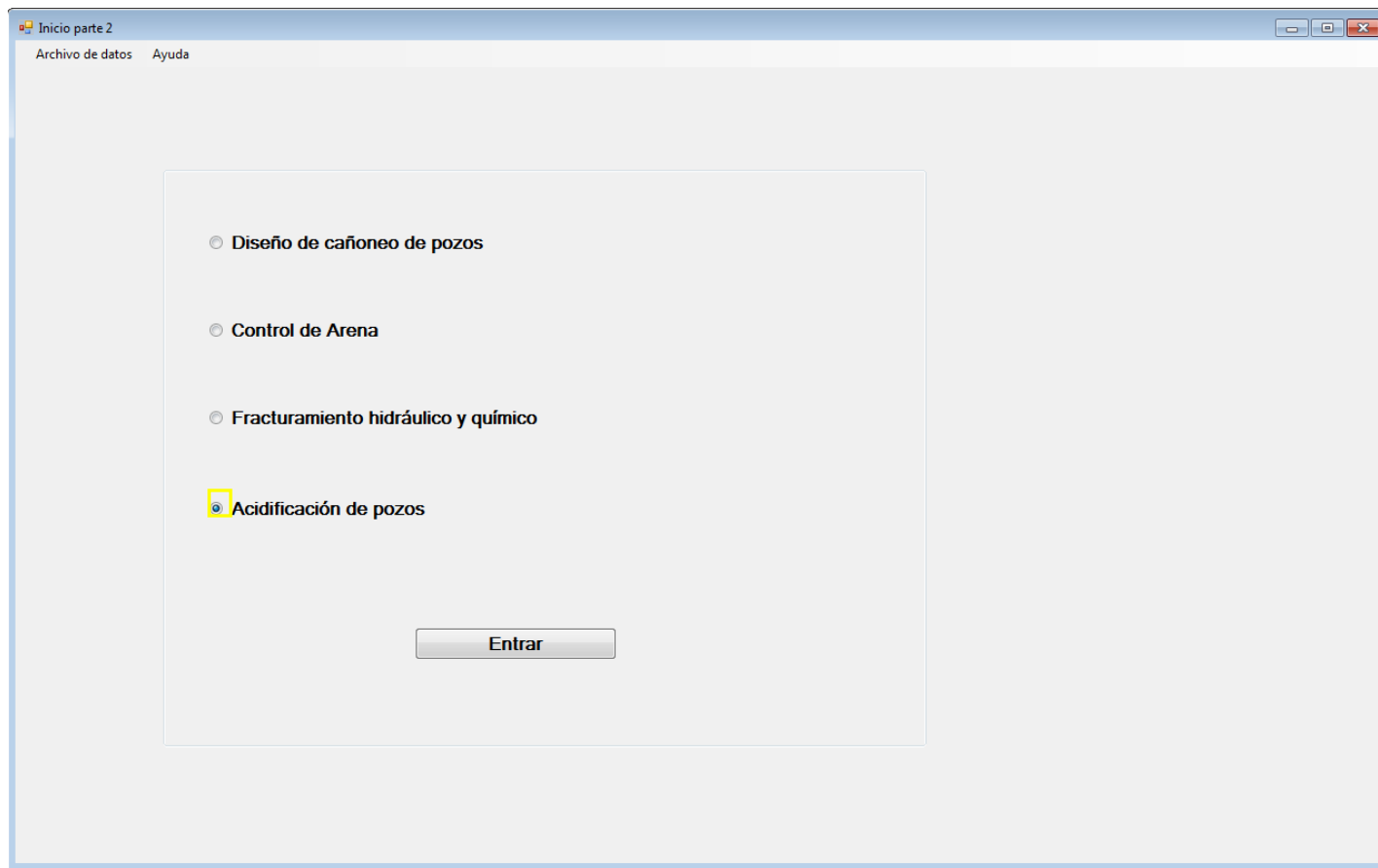


Figura 188 Acidificación de pozos

Acidificación de pozos

Acidificación de pozos

En general Para Caliza o Dolomita Lavado Acido

Area de superficie especifica

S₀ [cm²/cm³] 0,00

K [Darcies] 0,000

Factor de resistividad de la formacion

F 0,00

Factor de cementacion 0,00

Distancia radial de penetracion

Tipo de tratamiento: A través de los poros y canales de flujos naturales

ra [pies] 0,000

Tasa de inyeccion [Bbls/min] 0,000

Porosidad [Fracción] 0,000

Radio del pozo (r_w) [pies] 0,000

Espesor de la formacion [pies] 0

Tiempo de desgaste [seg] 0,00

Numero de fracturas 0

Ancho de la fractura [pulg] 0,000

Numero de lotes

Numero de lotes 0,00

Tiempo de bombeo [seg] 0,00

Calcular

Figura 189 “En general” que pertenece a la pestaña “Acidificación de pozos”.

Acidificación de pozos

Acidificación de pozos

En general Para Caliza o Dolomita Lavado Acido

Tipo de Formacion

Caliza Dolomita

Características del acido

Volumen de Acido [Gal] 0

Masa del acido 0

Concentracion de acido [fraccion] 0,000

Gravedad especifica del acido 0,0000

Para Calizas Para Dolomitas

$2\text{HCl} + \text{CaCO}_3 \Rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$

73 100 111 18 44

Concetracion de la caliza [lbs/pies3] 0

Volumen de caliza [gal] 0

Peso de caliza [Lbs] 0

Calcular

Figura 190 “Para Caliza o Dolomita” y la pestaña “Para Calizas

Acidificación de pozos

Acidificación de pozos

En general Para Caliza o Dolomita Lavado Acido

Tipo de Formacion

Caliza Dolomita

Características del acido

Volumen de Acido [Gal] 0

Masa del acido 0

Concentracion de acido [fraccion] 0,000

Gravedad especifica del acido 0,0000

Para Calizas Para Dolomitas

$$4\text{HCl} + \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 \implies \text{CaCl}_2 + \text{MgCl}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + 2\text{CO}_2$$

146	184.3	111	95.3	36	88
-----	-------	-----	------	----	----

Concetracion de la Dolomita [lbs/pies3] 0

Peso de Dolomita [Lbs] 0

Volumen de Dolomita [Gal] 0

Calcular

457

Figura 191 “Para Caliza o Dolomita” y la pestaña “Para Dolomitas”.

Acidificación de pozos

Acidificación de pozos

En general Para Caliza o Dolomita Lavado Acido

Distancia radial de penetración

Tipo de tratamiento: A través de los poros y canales de flujos naturales

<input type="checkbox"/> Ra [pies]	0,000	<input type="checkbox"/> Volumen de acido a inyectar [pies3]	0,000
<input type="checkbox"/> Tasa de inyeccion [Bbls/min]	0,000	Volumen de poro a invadir [pies3]	0,000
Porosidad [Fracción]	0,000	Factor de seguridad [fraccion]	0,000
Radio del pozo (rw) [pies]	0,000	<input type="checkbox"/> Tiempo de remocion [min]	0,000
Espesor de la formacion [pies]	0		
Tiempo de desgaste [seg]	0,00		
<input type="checkbox"/> Numero de fracturas	0		
Ancho de la fractura [pulg]	0,000		
Numero de lotes			
<input type="checkbox"/> Numero de lotes	0,00		
Tiempo de bombeo [seg]	0,00		

Calcular

Figura 192 Lavado Ácido

7 Ejemplo del funcionamiento de la herramienta

Un pozo con terminación natural fue perforado a 7000' con lodo de 12,5 lpg, el cual permitía mantener un sobrebalance de 200 lpc sobre la presión de la arena objetivo. Después de tomarse los perfiles se le entregó copia del registro sónico al ingeniero de terminación para que diseñara el cañoneo más apropiado, observando un tiempo de tránsito de 120 μ S. El ingeniero de yacimientos decidió terminar el pozo en la arena ubicada entre 5600' y 5700'. La porosidad estimada es de 20% y la saturación de agua del 26%. El gradiente de temperatura determinado fue de 0.03707°F/pie (Temp. de superficie 85°F). El pozo fue cementado con una lechada de baja pérdida de filtrado con un revestimiento de 7". Por experiencias de campo se determinó la resistencia compresiva de la formación en 6500 lpc.

a) Diseñe el tipo de cañoneo para estas condiciones. Considere que el tiempo para bajar la tubería de terminación es de 10 minutos por tubo de 3 1/2" (D.I: 2,776")

En primer lugar se deben tomar los datos:

Profundidad del pozo: 7000'

Densidad del lodo: 12,5 lpg

Sobre-balance: 200 Lpc

Grad. de temperatura: 0.03707°F/pie

Tiempo de tránsito: 120 μ S

T Superficie: 85°F

Intervalo a cañonear: 5600' - 5700'

Lechada de baja pérdida de filtrado

Θ = 20%

D.E revestidor: 7"

S_w = 26%

Cf: 6500 lpc

T viaje = 10 min.

Se debe ingresar a la interfaz HC-TIP parte 2 donde debe seleccionar la opción Diseño de cañoneo de pozos y hacer *click* en el botón "Entrar" como se muestra en la siguiente figura (193).

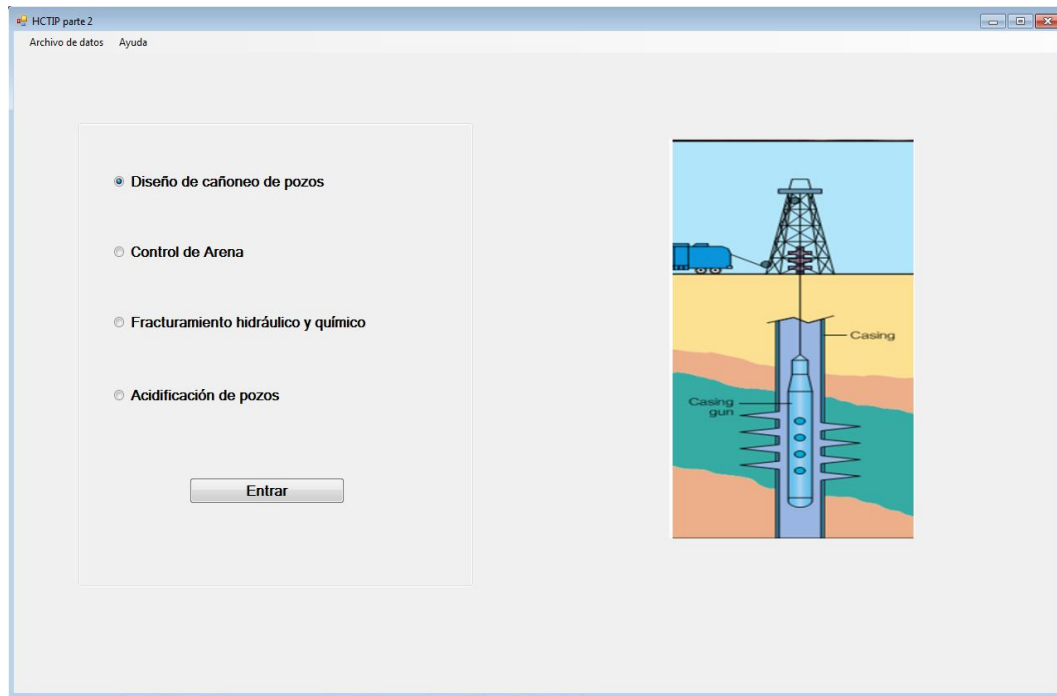


Figura 193 Ventana de inicio HC-TIP parte 2

Lo siguiente será ubicar la pestaña diseño de cañoneo para determinar si la formación es consolidada o no seleccionando la opción “lectura del perfil sónico” que aplica en este caso, se introduce el valor del tiempo de tránsito y se hace doble *click* en el cuadro numérico y el programa indicara si la formación es consolidada o no.

Se deben seleccionar las siguientes opciones utilizando los cuadros de selección asociados

- “lpf”, debe ser calculado por ser parte del diseño
- Fase de cañoneo, debe ser calculado por ser parte del diseño
- Densidad de cañoneo de acuerdo al tipo de terminacion, debe ser calculado por ser parte del diseño
- “Tipo de explosivo”, pues es un parámetro determinate

- “Tipo de terminación” y de la lista desplegable escoger el tipo de terminación, de manera que el programa establezca el orden de relevancia de los parámetros de diseño (figura 194).

Todo lo descrito anteriormente se ilustra en la siguiente figura y es aplicable para este problema:

Figura 194 Selección del tipo de terminación

Ahora se deben ingresar los datos que se poseen y son necesarios, se debe seleccionar la opción “tipo de muestra” para calcular lpf y la opción “Gradiente de temperatura” (figura 195) porque es conocido y hacer *click* en el boton calcular. Los valores de fase y densidad de cañoneo se deben obtener del gráfico que se mostrará al hacer *click* sobre el *link* “Densidad de cañoneo del gráfico” , luego de haber calculado lpf (figura 196).

Es necesario hacer *click* en el *link* Tipo de explosivo para observar el gráfico donde se determinará el tipo de explosivo de acuerdo al tiempo de exposicion y la temperatura promedio. Ya se cuenta con los valores lpf, Fase y densidad de cañoneo y el explosivo adecuado y el orden de relevancia de los parametros para seleccionar un

cañon

FormDC

Diseño de Cañoneo | Datos necesarios para el diseño del cañoneo | Longitud de tubería seca | Daño Por cañoneo | Posicionamiento de cañones trasnpo

Intervalo a cañonear : Prof. Superior: 5600
Prof inferior: 5700

Desbalance óptimo
 θ [%] 0,0
Swf [%] 0

Lechada de alta pérdida de filtrado
 Lechada baja pérdida de filtrado

Um [lpc] Petróleo 0
 Gas
 Ms
UM [lpc] gr/cc 0

Longitud de penetración
 Tipo de muestra Berea no consolidada

Cf [lpc] 6500
 Cs [lpc] 7000
 Lps ["] 10,25

Densidad y Fase de cañoneo
Con el Índice de Productividad y la lpf obtenida se obtendra la densidad y la fase de cañoneo mediante el grafico correspondiente

Tipo de terminación Terminación natural

Fase [°] 180
Densidad de cañoneo Del grafico [hpp] 2

Tipo de explosivo
 Calcular Gradiente
T1 [°F] Prof1 [pies]
T2 [°F] 0 Prof2 [pies] 0
 Gradiente de Temperatura 0,03707 [°F/pies]
Temperatura de superficie 85
 Temperatura de la formacion 296
Longitud de cada tubo [pies] 30
Tiempo de viaje [min/tubo] 10

Calcular

Figura 195 Ingreso de datos de tipo de muestra

FormDC

Diseño de Cañoneo | Datos necesarios para el diseño del cañoneo | Longitud de tubería seca | Daño Por cañoneo | Posicionamiento de cañones trasnpo

Lectura del perfil sonico [us/pies] Lectura del perfil densidad neutron [gr/cc]

Formación:

K [mD] 0
 Desbalance optimo [Psi] 0
 lpf ["] 10,70
 Fase de cañoneo [°] 180
 Densidad de cañoneo de acuerdo al tipo de terminación [spf] 6
 Temperatura promedio [°F] 191

Numero de tubos 190
Tiempo de exposicion [horas] 48
 Tipo de explosivo RDX
 Tipo de terminación Terminación natural
(1 ó 2). Longitud de penetracion
(3 ó 4). Fase
(3 ó 4). Diametro del hueco
(1 ó 2). Densidad

Figura 196 Resultado de la longitud de penetración en la formación

CONCLUSIONES

1. La Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de Universidad Central de Venezuela cuenta con un manual completo, de calidad y en español de Ingeniería de Terminación y Rehabilitación de Pozos. En este se desarrollaron los tipos de terminación, el colgamiento de tuberías de revestimiento, la colocación y liberación de herramientas, pandeo de tuberías, empaaduras de producción, fluidos de terminación y empaque, operaciones de cañoneo, los diferentes métodos para controlar la producción de arena, el fracturamiento hidráulico y químico y la acidificación.
2. Se obtuvieron los esquemas de solución de los problemas prácticos operacionales relacionados con: mecánica de tuberías dúctiles, pandeo de tuberías, diseño de una salmuera, diseño de una salmuera a partir de una existente en taladro, diseño de una salmuera en base a una sal de formiato, cálculo del volumen y la densidad de salmuera requeridos en el pozo, selección del cañón adecuado a las condiciones del Pozo, daño debido al Cañoneo, posicionamiento de los cañones transportados con guaya, selección de la grava, diseño de forro ò rejilla para empaque con grava, diseño de la lechada de grava, forma de la fractura, coeficientes de pérdida de filtrado C_v , C_c y C_w , área de la fractura y la potencia hidráulica necesaria para hacer el fracturamiento.
3. La herramienta computacional determina:
 - Las condiciones de esfuerzo a las que se encuentran sometidas las sartas de terminación en las diversas operaciones de terminación e intervención de pozos. Factor de diseño y de seguridad, punto neutro axial y de pandeo, la fuerza efectiva y la fuerza en la empaadura, así como los diferentes tipos de esfuerzos también son determinadas.
 - Los requerimientos necesarios para el diseño de fluidos de terminación de acuerdo a las condiciones presentes en el pozo y las necesidades para cañoneo.

- La longitud de penetración de cañoneo en la formación, establece el índice de prioridad de los parámetros de cañoneo de acuerdo con el tipo de formación, determina el desbalance óptimo de cañoneo y la cantidad de tubería libre de fluido que debe existir para lograr el desbalance, contribuye con la determinación de la fase, la densidad y el tipo de explosivo que se debe utilizar para el cañoneo. Por lo tanto la herramienta aporta información contundente y suficiente para hacer la selección del cañón adecuado a las condiciones del pozo a partir de una lista de cañones comerciales.
 - El daño debido al cañoneo.
 - Las profundidades a la cual debe ubicarse el cañón para hacer el cañoneo de hasta siete zonas.
 - Los rangos de diseño óptimo de la grava para el empaque mediante los métodos de Saucier y Schwartz.
 - El diseño de la rejilla o forro ranurado para el empaque con grava.
 - La cantidad total de grava en peso y volumen que se requiere en el empaque y el volumen de fluido de acarreo para el transporte de la grava.
 - La forma de la fractura, los coeficientes de pérdida de filtrado C_v , C_c y C_w , la razón de productividad debido al fracturamiento, el área de la fractura y la potencia hidráulica requerida para realizar el fracturamiento.
 - Área de superficie específica y la distancia radial de penetración en formaciones de dolomita y caliza cuando se realiza la acidificación matricial.
 - Distancia radial de penetración, el volumen de ácido a inyectar y tiempo de remoción para los procesos de lavado ácido.
4. Con el manual y la herramienta computacional la asignatura Pozos II, de la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería cuenta con un material para que el estudiantado tenga herramientas útiles que les ayude a comprender y visualizar mejor como se realiza la terminación y rehabilitación de un pozo en la industria petrolera.

RECOMENDACIONES

1. Resolver la guía de ejercicios de la materia Pozos II mediante la herramienta computacional de manera que los estudiantes se familiaricen con la misma.
2. Como complemento a la herramienta desarrollada, generar una sección que realice la estimación de los costos aproximados de las operaciones descritas en este trabajo de investigación, determine el tipo de intervención o rehabilitación que se debe realizar en el pozo y que sea capaz de hacer la clasificación de los tipos de terminación de pozos.
3. Complementar la herramienta con una aplicación que sea capaz de graficar las fuerzas aplicadas en sartas de revestimientos y producción, y la distribución granulométrica de la arena de formación.
4. Mantener actualizado los conocimientos abarcados en este proyecto mediante la investigación de textos y artículos que desarrollen temas de avances tecnológicos relacionados con la terminación y reacondicionamiento de pozos.
5. Incentivar a los estudiantes a elaborar manuales para las diferentes asignaturas que existen en la Escuela de Petróleo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Central de Venezuela y así poder tener acceso a material bibliográfico de calidad, bajo costo y en español.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Guerra J. y Paz D. **Manual de Terminación y Rehabilitación de Pozos de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.** Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [2] Martorano, P. (2014). *Clases de pozos II.* Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [4] Schlumberger. (2003). *Manual de completación de pozos.*

- [5] ESP oil engineering consultants. (2006) Completación y reacondicionamiento de pozos. Talara, Perú

- [6] Sparlin, D. y Hagen, Jr. W., SAND CONTROL MANUAL. Internacional Completion consultants incorporated, Houston, Texas, 1998.

- [7] Díaz C. y Díaz Y. (2002) .Desarrollo de una metodología para la selección del método más adecuado para su control en el área mayor de socororo. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [8] Zambrano P., Sonia L. (2003) Estudio de la factibilidad técnica de fracturamiento hidráulico en arenas altamente compactadas de los pozos p1-01, p1-02 y p1-03 del campo de gas yucal – placer, edo. Guárico, Venezuela. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [9] Anderson, A. (2005). *Integration of Intelligent Wells with Multi-Laterals, Sand Control, and Electric Submersible Pumps.* International Petroleum Technology Conference. Baker Oil Tools. Artículo IPTC 10975.

- [10] Economides, M. Watters, L. y Dunn-Norman, S. (1998). *Petroleum Well Construction*. John Wiley & Sons Ltd, West Sussex. 622 p.
- [11] Carlson, J. y otros. (1992). *Completion / Stimulation. Sand Control: Why and How?*. Oilfield Review: 41-53.
- [12] Craft, Holden & Graves. (1962). *Well design: Drilling & Production*. Prentice Hall, Inc.
- [13] Barberii, E. (1998). *El Pozo Ilustrado.*, cuarta edición. Lagoven S.A., Caracas. 587 p.
- [14] Baker & Hughes. (1998). *Manual de Fluidos*. Baker Hughes INTEQ., Texas. 531 p.
- [15] CIED PDVSA. (1997). *Completación y Reacondicionamiento de Pozos*. Maracaibo, Venezuela.
- [16] Autor n.d., (2010). Extraído el 20 de noviembre de 2013 desde <http://www.pdvsa.com>.
- [17] Autor n.d., (2010). Extraído el 10 de agosto de 2013 desde <http://www.glossary.oilfield.slb.com>
- [18] Autor n.d., (2010). Extraído el 10 de agosto de 2013 desde <http://www.linkedin.com/groups/CAUSAS-PRODUCCION-ARENA-4453821.S.117184336>

APÉNDICES

APÉNDICE A
REGRESIONES DE DENSIDAD REQUERIDA Vs
TEMPERATURA DE CRISTALIZACIÓN.

Tabla A.1. Ajuste de ρ_{req} Vs Tc del cloruro de sodio (NaCl Lb/gal). Para densidades entre (8,4 lpg y 9,8 lpg).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) lineal	Error Relativo C. lineal	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
8,4	31	33,0228	6,525161	30,666976	1,074270968	31,1090112	0,35164903
8,46	30	31,50732	5,0244	29,76734836	0,775505467	30,01414204	0,04714014
8,52	28,8	29,99184	4,138333	28,81215184	0,042193889	28,90780122	0,3743098
8,58	27,7	28,47636	2,802744	27,80138644	0,366016029	27,78583545	0,30987528
8,65	26,5	26,7083	0,786038	26,55192725	0,195951887	26,45158626	0,18269335
8,7	25,3	25,4454	0,574704	25,613149	1,237743083	25,4784159	0,70520119
8,76	24,1	23,92992	0,705726	24,43567696	1,392850456	24,28465553	0,76620553
8,83	22,9	22,16186	3,223319	22,99172669	0,400553231	22,85089808	0,21441886
8,89	21,5	20,64638	3,970326	21,69385541	0,90165307	21,58203917	0,38157751
8,95	20,2	19,1309	5,292574	20,34041525	0,695125	20,27194334	0,35615514
9,01	18,8	17,61542	6,300957	18,93140621	0,698969202	18,91645731	0,61945375
9,08	17,3	15,84736	8,396763	17,21732944	0,477864509	17,27214783	0,16099518
9,14	15,7	14,33188	8,71414	15,68792116	0,076935287	15,80406826	0,66285518
9,2	14,1	12,8164	9,103546	14,102944	0,020879433	14,2774464	1,25848511
9,27	12,4	11,04834	10,90048	12,18357109	1,745394435	12,41685568	0,1359329

Tabla. A.1 Ajuste de ρ_{req} Vs Tc del cloruro de sodio (NaCl Lb/gal) Para densidades entre 8,4 lpg y 9,8 lpg. (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) lineal	Error Relativo C. lineal	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
9,33	10,6	9,53286	10,06736	10,47819469	1,149106698	10,74914409	1,40701968
9,4	8,7	7,7648	10,74943	149,9816	1623,926437	8,7125752	0,14454253
9,46	6,7	6,24932	6,726567	6,59258036	1,603278209	6,884276481	2,75039524
9,53	4,6	4,48126	2,581304	4,39227589	4,515741522	4,648982468	1,06483626
9,6	2,4	2,7132	13,05	2,116336	11,81933333	2,2972608	4,2808
9,66	0	1,19772	100	0,10533076	100	0,183833129	100
9,73	-2,5	-0,57034	77,1864	-2,31107491	7,5570036	-2,40160899	3,9356404
9,8	-5,2	-2,3384	55,03077	-4,803116	7,632384615	-5,1223224	1,4938
		Error promedio (%)	15,29787		76,88283438		5,28712965

Para el cloruro de sodio el ajuste de ρ_{req} de NaCl Vs Tc de NaCl se utilizaron dos tendencias debido al comportamiento de la temperatura cristalización. El primer ajuste es válido para densidades entre 8,4 lpg y 9,8 lpg y la regresión que mejor representa dicho comportamiento es una polinómica de grado 3:

$$Tc \text{ NaCl} = -3,2047 \times \rho_{req}^3 + 79,742 \times \rho_{req}^2 - 679,47 \times \rho_{req} + 2011,5 \quad (\text{A.1})$$

Tabla A.1 Ajuste de ρ_{req} Vs Tc del cloruro de sodio (NaCl Lb/gal). Para densidades entre 9,8 lpg y 10,01 lpg. (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2
9,8	-5,2	-4,221124	18,8245385
9,87	11,4	8,49900426	25,4473311
9,94	15	17,91913344	19,4608896
10,01	25	24,03926354	3,84294584
		Error promedio (%)	12,18779162

Para este rango de densidades el único comportamiento que arrojo un error relativamente bajo como se observa en la tabla. Fue uno polinómico de grado 2 y la relación obtenida fue la siguiente:

$$Tc_{NaCl} = 336,73 \times \rho_{req}^2 + 6805,3 \times \rho_{req} - 34456 \quad (A.2)$$

Tabla A.2. Ajuste de ρ_{req} Vs T_c del cloruro de calcio (Lb/gal) Para densidades entre 8,42 lpg y 10,71 lpg.

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
8,42	31,1	29,0230024	6,67844887	30,91997655	0,578853528
8,49	30,4	29,0563966	4,41974803	30,18786126	0,697824796
8,56	29,5	28,9346176	1,91655051	29,42299689	0,261027493
8,63	28,6	28,6576654	0,20162727	28,61734304	0,060639985
8,7	27,7	28,22554	1,89725632	27,7628593	0,226928881
8,77	26,8	27,6382414	3,12776642	26,85150528	0,192183889
8,84	25,9	26,8957696	3,84467027	25,87524058	0,095596207
8,91	24,6	25,9981246	5,68343333	24,8260248	0,9188
8,98	23,5	24,9453064	6,15024	23,69581754	0,833266107
9,05	22,3	23,737315	6,44535874	22,47657839	0,791831334
9,3	20,8	18,15634	12,7099038	17,2734667	16,95448702
9,2	19,3	20,62624	6,87170984	19,5267328	1,174781347
9,28	17,6	18,6756544	6,11167273	17,74390661	0,8176512
9,36	15,5	16,5223936	6,59608774	15,79978639	1,934105765
9,44	13,5	14,1664576	4,93672296	13,68237015	1,350890003

Tabla A.2 Ajuste de ρ_{req} Vs T_c del cloruro de calcio (Lb/gal) Para densidades entre 8,42 lpg y 10,71 lpg (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
9,52	11,2	11,6078464	3,64148571	11,37965588	1,6040704
9,6	8,6	8,84656	2,86697674	8,8796416	3,251646512
9,68	5,9	5,8825984	0,29494237	6,170325299	4,581784732
9,76	2,8	2,7159616	3,00137143	3,239704986	15,70374949
9,85	-0,4	-1,088765	172,19125	-0,336714212	15,82144688
9,93	-3,9	-4,6860866	20,1560667	-3,777455933	3,142155556
10,01	-7,8	-8,4860834	8,79594103	-7,477007907	4,140924271
10,1	-11,9	-13,00334	9,27176471	-11,9633069	0,531990756
10,18	-16,2	-17,2340216	6,38284938	-16,25268104	0,32519161
10,27	-21	-22,2357986	5,88475524	-21,43301551	2,061978632
10,36	-25,8	-27,4940864	6,56622636	-27,00546433	4,67234235

Tabla A.2 Ajuste de ρ_{req} Vs T_c del cloruro de calcio (Lb/gal) Para densidades entre 8,42 lpg y 10,71 lpg (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
10,44	-31,2	-32,3834624	3,79314872	-32,30174937	3,531247979
10,53	-37,8	-38,1262706	0,86314974	-38,66148355	2,279057014
10,62	-49,4	-44,1255896	10,6769441	-45,46269966	7,970243597
10,71	-50,8	-50,3814194	0,82397756	-52,72248649	3,784422216
		Error promedio (%)	11,0934016		3,343037318

El mejor ajuste del comportamiento de ρ_{req} de CaCl_2 Vs T_c CaCl_2 para densidades entre 8,42 lpg y 10,71 lpg fue de tipo polinómico de grado 3 y la relación obtenida fue la siguiente:

$$T_c\text{CaCl}_2 = -3,9069 \times \rho_{req}^3 + 96,16 \times \rho_{req}^2 - 798,76 \times \rho_{req} + 2270,8 \quad (\text{A.3})$$

Tabla A.3 Ajuste de ρ_{req} Vs T_c del cloruro de calcio (Lb/gal) Para densidades entre 10,71 lpg y 11,67 lpg.

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
10,71	-50,8	-49,5947555	2,37252854	-46,54695092	8,372143866
10,81	-33,2	-33,6447155	1,33950452	-29,4079056	11,4219711
10,9	-19,5	-20,28755	4,03871795	-15,550724	20,25269744
10,99	-6,9	-7,8757355	14,1410942	-3,047233844	55,83719067
11,08	4,3	3,590728	16,4946977	8,229603328	91,38612391
11,18	14,4	15,222498	5,71179167	19,47526941	35,24492644
11,27	24,1	24,6932205	2,46149585	28,57969385	18,58794129

Tabla A.3 Ajuste de ρ_{req} Vs Tc del cloruro de calcio (Lb/gal) Para densidades entre 10,71 lpg y 11,67 lpg (continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
11,37	33,4	34,1075005	2,11826497	37,72611453	12,95243872
11,47	42,1	42,3546805	0,60494181	46,02035201	9,312000028
11,57	49,6	49,4347605	0,33314415	53,63667029	8,138448169
11,67	55,9	55,3477405	0,98794186	60,74933337	8,675014977
		Error promedio (%)	4,60037484		10,53211626

La regresión que mejor simuló el comportamiento de ρ_{req} de CaCl₂ Vs Tc de CaCl₂ fue la de un polinomio de grado 2 y la ecuación que representa dicha relación fue la siguiente:

$$Tc \text{ de CaCl}_2 = - 58,355 \times \rho_{req}^2 + 1415,3 \times \rho_{req} - 8513,9 \quad (\text{A.4})$$

Tabla A.4 Ajuste de ρ_{req} Vs Tc la combinación de la salmuera CaCl₂ 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr₂ 14,2 lbm/gal y CaCl₂ en sacos.

Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 4	Error Relativo polinomio de grado 4
11,7	45	50,178501	11,50778	48,8191624	8,487027556	46,22978394	2,7328532
11,8	51	50,988716	0,02212549	50,1529536	1,660875294	48,28879264	5,316092863
11,9	52	51,779749	0,423559615	51,3883832	1,176186154	50,04823594	3,753392423
12	54	52,5516	2,682222222	52,5304	2,721481481	51,5424	4,551111111
12,1	55	53,304269	3,083147273	53,5839528	2,574631273	52,80367834	3,993312109
12,2	55	54,037756	1,749534545	54,5539904	0,810926545	53,86257184	2,0680512
12,3	56	54,752061	2,2284625	55,4454616	0,990247143	54,74768874	2,236270107
12,4	56	55,447184	0,987171429	56,2633152	0,470205714	55,48574464	0,918313143
12,5	57	56,123125	1,538377193	57,0125	0,021929825	56,1015625	1,57620614
12,6	58	56,779884	2,103648276	57,6979648	0,520750345	56,61807264	2,382633379
12,7	58	57,417461	1,004377586	58,3246584	0,559755862	57,05631274	1,627047
12,8	58	58,035856	0,06182069	58,8975296	1,547464828	57,43542784	0,973400276
12,9	59	58,635069	0,618527119	59,4215272	0,714452881	57,77267034	2,080219763

Tabla A.4 Ajuste de ρ_{req} Vs T_c la combinación de la salmuera CaCl_2 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr_2 14,2 lbm/gal y CaCl_2 en sacos
(continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 4	Error Relativo polinomio de grado 4
13	59	59,2151	0,364576271	59,9016	1,528135593	58,0834	1,553559322
13,1	60	59,775949	0,373418333	60,3426968	0,571161333	58,38108394	2,698193433
13,2	60	60,317616	0,52936	60,7497664	1,249610667	58,67729664	2,2045056
13,3	60	60,840101	1,400168333	61,1277576	1,879596	58,98171994	1,697133433
13,4	61	61,343404	0,562957377	61,4816192	0,789539672	59,30214304	2,783372066
13,5	61	61,827525	1,356598361	61,8163	1,338196721	59,6444625	2,222192623
13,6	62	62,292464	0,471716129	62,1367488	0,220562581	60,01268224	3,205351226
13,7	62	62,738221	1,190679032	62,4479144	0,722442581	60,40891354	2,566268484
13,8	63	63,164796	0,261580952	62,7547456	0,389292698	60,83337504	3,439087238
13,9	63	63,572189	0,908236508	63,0621912	0,09871619	61,28439274	2,723186127
14	64	63,9604	0,061875	63,3752	0,97625	61,7584	3,5025
14,1	64	64,329429	0,514732813	63,6987208	0,47074875	62,24993754	2,734472594
14,2	64	64,679276	1,06136875	64,0377024	0,05891	62,75165344	1,9505415
14,3	65	65,009941	0,015293846	64,3970936	0,927548308	63,25430314	2,685687477
14,4	65	65,321424	0,494498462	64,7818432	0,335625846	63,74674944	1,928077785
14,5	65	65,613725	0,944192308	65,1969	0,302923077	64,2159625	1,206211538
14,6	66	65,886844	0,171448485	65,6472128	0,534526061	64,64701984	2,049969939

Tabla A.4 Ajuste de ρ_{req} Vs Tc de la combinación de las salmueras CaCl₂ 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr₂ 14,2 lbm/gal y CaCl₂ en sacos (continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (Tc)	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3	Temperatura de Cristalización (Tc) polinomio de grado 4	Error Relativo polinomio de grado 4
14,7	66	66,140781	0,213304545	66,1377304	0,208682424	65,02310634	1,480141909
14,8	67	66,375536	0,932035821	66,6734016	0,487460299	65,32551424	2,499232478
14,9	67	66,591109	0,610285075	67,2591752	0,386828657	65,53364314	2,188592328
15	67	66,7875	0,317164179	67,9	1,343283582	65,625	2,052238806
15,1	68	66,964709	1,522486765	68,6008248	0,883565882	65,57519914	3,565883618
		Error promedio (%)	1,208249465		0,884127793		2,571753006

Para el comportamiento de ρ_{req} Vs Tc de la combinación de las salmueras CaCl₂ 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr₂ 14,2 lbm/gal y CaCl₂ en sacos y la regresión que mejor representó dicha relación, como se observa en la tabla fue una de tipo polinómica de grado 3 y la ecuación obtenida fue la siguiente:

$$Tc = 0,8248 \times \rho_{req}^3 - 34,116 \times \rho_{req}^2 + 473,44 \times \rho_{req} - 2141,3 \quad (A.5)$$

Tabla A.5 Ajuste de ρ_{req} Vs T_c de la solución de $CaCl_2$ de 11,6 Lpg y $CaBr_2$ de 14,2lpg. Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} (lbm/gal)	Temperatura de Cristalización (T_c)	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 2	Error Relativo polinomio de grado 2	Temperatura de Cristalización (T_c) polinomio de grado 3	Error Relativo polinomio de grado 3
11,9	23	23,44254	1,924086957	20,1653	12,32478261
12	28	27,356	2,3	25,4	9,285714286
12,1	32	31,48374	1,6133125	29,0127	9,3353125
12,2	36	35,82576	0,484	32,2256	10,48444444
12,3	39	40,38206	3,54374359	36,2609	7,023333333
12,4	46	45,15264	1,842086957	42,3408	7,954782609
		Error promedio (%)	1,951205		9,401394964

Para el Ajuste de ρ_{req} Vs T_c de la solución de $CaCl_2$ de 11,6 Lpg y $CaBr_2$ de 14,2lpg se observó que la regresión que mejor simula el comportamiento es una de tipo polinómica de grado 2 y la ecuación que mejor representa esta relación es la siguiente:

$$T_c = 10,714 \times \rho_{req}^2 - 216,93 \times \rho_{req} - 1087,7 \quad (A.6)$$

APENDICE B

**TABLAS DE LAS SALES UTILIZADAS PARA EL DISEÑO DE
LAS SALMUERAS CON SU RESPECTIVOS AJUSTES
LINEALES NECESARIOS PARA HACER LA
AUTOMATIZACION DE LOS PROCESOS.**

Tabla A.6 Propiedades de las soluciones de cloruro de amonio y simulación del comportamiento de NH₄Cl Vs ρ_{req} .

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Cloruro de Amonio (NH ₄ Cl)											
Comportamiento Real				Reproducción del Comportamiento							
				Relación Densidad – Requerimiento							
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	NH ₄ Cl (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	NH ₄ Cl (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	NH ₄ Cl (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	NH ₄ Cl (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3	NH ₄ Cl (lb/bbl) polinomio grado 4	Error Relativo C. polinomio grado 4
1,007	8,40	7,0	41,580	6,436	8,057	6,353	9,241	6,181	11,700	3,998	42,882
1,013	8,45	10,5	41,202	12,283	16,981	12,238	16,556	12,146	15,675	9,893	5,778
1,02	8,50	19,0	40,698	18,13	4,579	18,120	4,633	18,087	4,806	15,783	16,931
1,031	8,60	30,0	39,480	29,824	0,587	29,870	0,432	29,905	0,318	27,537	8,211
1,044	8,70	42,0	38,598	41,518	1,148	41,605	0,940	41,651	0,832	39,243	6,564
1,055	8,80	53,0	37,800	53,212	0,400	53,324	0,612	53,341	0,643	50,895	3,971
1,068	8,90	65,0	37,002	64,906	0,145	65,028	0,043	64,991	0,014	62,493	3,857
1,079	9,00	77,0	36,120	76,6	0,519	76,715	0,370	76,617	0,497	74,046	3,836
1,128	9,10	88,0	35,280	88,294	0,334	88,387	0,440	88,236	0,268	85,572	2,759
1,103	9,20	100,0	34,398	99,988	0,012	100,043	0,043	99,863	0,137	97,096	2,904
1,139	9,50	135,0	31,500	135,07	0,052	134,915	0,063	134,953	0,035	132,033	2,198
				Error promedio (%)	2,983	3,034		3,175		9,081	

Por lo Tanto el ajuste lineal es el más indicado para trabajar con el diseño de las salmueras, la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl NH}_4\text{Cl} = 116,94x\rho_{req} - 975,86 \quad (\text{A.7})$$

Tabla A.7 Propiedades Físicas de la Solución de Cloruro de Sodio (NaCl) a 20°C [14].

% Peso	Densidad Específica	ρ_{req} (lbm/gal)	NaCl (lbm/bbl)	H₂O (gal/bbl)	NaCl (mg/l)	Cloruros (mg/l)	Factor de Incremento Volumen	Punto de Cristalización (T)	Aw
1,0	1,007	8,40	3,5	41,87	10,070	6,108	1,003	31,0	0,996
2,0	1,014	8,46	7,1	41,75	20,286	12,305	1,006	30,0	0,989
3,0	1,021	8,52	10,7	41,63	30,630	18,580	1,009	28,8	0,983
4,0	1,029	8,58	14,4	41,46	41,144	24,957	1,013	27,7	0,976
5,0	1,036	8,65	18,2	41,34	51,800	31,421	1,016	26,5	0,970
6,0	1,043	8,70	21,9	41,10	62,586	37,963	1,020	25,3	0,964
7,0	1,050	8,76	25,8	41,02	73,500	44,584	1,024	24,1	0,957
8,0	1,058	8,83	29,7	40,86	84,624	51,331	1,028	22,9	0,950
9,0	1,065	8,89	33,6	40,70	95,850	58,141	1,032	21,5	0,943
10,0	1,073	8,95	37,6	40,54	107,26	65,062	1,036	20,2	0,935
11,0	1,080	9,01	41,6	40,38	118,80	72,062	1,040	18,8	0,927
12,0	1,088	9,08	45,7	40,19	130,512	79,166	1,045	17,3	0,919
13,0	1,095	9,14	49,9	40,00	142,35	86,347	1,050	15,7	0,910
14,0	1,103	9,20	54,1	39,85	154,392	93,651	1,054	14,1	0,901
15,0	1,111	9,27	58,4	39,66	166,65	101,087	1,059	12,4	0,892
16,0	1,118	9,33	62,7	39,44	178,912	108,524	1,065	10,6	0,882
17,0	1,126	9,40	67,1	39,25	191,42	116,112	1,070	8,7	0,872

Tabla A.8 Propiedades Físicas de la Solución de Cloruro de Sodio (NaCl) a 20°C [14].

% Peso	Densidad Específica	ρ_{req} (lbm/gal)	NaCl (lbm/bbl)	H2O (gal/bbl)	NaCl (mg/l)	Cloruros (mg/l)	Factor de Incremento Volumen	Punto de Cristalización (T)	Aw
18,0	1,134	9,46	71,5	39,03	204,102	123,804	1,076	6,7	0,861
19,0	1,142	9,53	76,0	38,85	216,98	131,616	1,081	4,6	0,850
20,0	1,150	9,60	80,6	38,64	229,96	139,489	1,087	2,4	0,839
21,0	1,158	9,66	85,2	38,43	243,18	147,508	1,090	0	0,827
22,0	1,166	9,73	89,9	38,22	256,52	155,600	1,999	-2,5	0,815
23,0	1,174	9,80	94,6	37,97	270,02	163,789	1,106	-5,2	0,802
24,0	1,183	9,87	99,5	37,74	283,80	172,147	1,113	+11,4	0,788
25,0	1,191	9,94	104,4	37,50	297,75	180,609	1,120	+15,0	0,774
26,0	1,199	10,01	109,3	37,27	311,818	189,143	1,127	+25,0	0,759

Tabla A.9 Ajuste de NaCl (lb/bbl) Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Reproducción de Comportamiento					
		Relación Densidad – Requerimiento					
ρ_{req} (lb/gal)	NaCl (lb/bbl)	NaCl (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	NaCl (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	NaCl (lb/bbl) Logarítmica	Error Relativo C. Logarítmica
8,4	3,5	1,9824	43,36	3,353872	4,17508571	0,54990277	84,2884922
8,46	7,1	5,93406	16,4216901	6,9933533	1,50206592	4,84984975	31,692257
8,52	10,7	9,88572	7,61009346	10,657226	0,39975626	9,11940816	14,7718864
8,58	14,4	13,83738	3,90708333	14,34549	0,37853972	13,3590045	7,2291354
8,65	18,2	18,44765	1,36071429	18,679293	2,6334794	18,2678882	0,37301184
8,7	21,9	21,7407	0,72739726	21,795193	0,47857078	21,7499727	0,68505606
8,76	25,8	25,69236	0,4172093	25,556632	0,94328868	25,902154	0,3959458
8,83	29,7	30,30263	2,02905724	29,975805	0,92863478	30,7105705	3,40259438
8,89	33,6	34,25429	1,94729167	33,790091	0,56574753	34,8018277	3,57686816
8,95	37,6	38,20595	1,61156915	37,628769	0,07651396	38,865565	3,36586435
9,01	41,6	42,15761	1,34040865	41,491839	0,26000296	42,9021502	3,13016867
9,08	45,7	46,76788	2,33671772	46,029581	0,72118442	47,5776627	4,10867117
9,14	49,9	50,71954	1,64236473	49,945499	0,0911802	51,5566453	3,31993041
9,2	54,1	54,6712	1,05582255	53,885808	0,39591867	55,5095929	2,60553208
9,27	58,4	59,28147	1,50936644	58,513663	0,19462899	60,0889109	2,89197078
9,33	62,7	63,23313	0,85028708	62,506821	0,30810123	63,9866019	2,05199661
9,4	67,1	67,8434	1,10789866	67,196332	0,14356483	68,5023517	2,08994289
9,46	71,5	71,79506	0,41267133	71,242337	0,36036738	72,3463095	1,18364966

Tabla A.9 Ajuste de NaCl (lb/bbl) Vs ρ_{req} (Continuación)

Comportamiento Real		Reproducción de Comportamiento						C.
ρ_{req} (lb/gal)	NaCl (lb/bbl)	Relación Densidad – Requerimiento						
		NaCl (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	NaCl (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	NaCl (lb/bbl) Logarítmica	Error Relativo Logarítmica	
9,53	76	76,40533	0,53332895	75,993505	0,00854614	76,8002317	1,05293649	
9,6	80,6	81,0156	0,51563275	80,777872	0,22068486	81,2215583	0,77116416	
9,66	85,2	84,96726	0,27316901	84,905182	0,34603038	84,9856826	0,2515462	
9,73	89,9	89,57753	0,35869855	89,751205	0,16551131	89,3477232	0,61432342	
9,8	94,6	94,1878	0,43572939	94,630428	0,0321649	93,6784945	0,97410731	
9,87	99,5	98,79807	0,70545729	99,54285	0,04306546	97,9784415	1,52920456	
9,94	104,4	103,40834	0,9498659	104,48847	0,08474303	102,248	2,06130281	
10,01	109,3	108,01861	1,17236048	109,46729	0,15305834	106,487596	2,57310502	
		Error promedio (%)	3,63814944		0,600401379		6,96117938	

Evidentemente la regresión polinómica de grado dos es la que mejor se ajusta al comportamiento de Lb/bbl NaCl Vs ρ_{req} y la ecuación correspondiente es la siguiente:

$$\text{Lb/bbl NaCl} = 3,3877x \rho_{req}^2 + 3,5414x \rho_{req} - 265,43 \quad (\text{A.8})$$

Tabla A.10: Propiedades Físicas de la Soluciones de Cloruro de Calcio (CaCl₂) a 20° [14].

% Peso	Densidad Específica	ρ_{req} (lbm/gal)	100 % CaCl ₂ (lbm/bbl)	95 % CaCl ₂ (lbm/bbl)	H ₂ O con 100 % CaCl ₂ (gal/bbl)	H ₂ O con 95 % CaCl ₂ (gal/bbl)	CaCl ₂ (mg/l)	Cloruros (mg/l)	Factor de Incremento Volumen 100 % CaCl ₂	Factor de Incremento Volumen 95 % CaCl ₂	Punto de Cristalización (°F)	Aw
1,0	1,009	8,42	3,53	3,72	41,93	41,91	10,085	6,454	1,002	1,002	31,1	0,998
2,0	1,017	8,49	7,13	7,50	41,85	41,81	20,340	13,018	1,004	1,004	30,4	0,996
3,0	1,026	8,56	10,78	11,35	41,78	41,71	30,765	19,690	1,006	1,007	29,5	0,993
4,0	1,034	8,63	14,50	15,26	41,69	41,60	41,360	26,470	1,008	1,010	28,6	0,989
5,0	1,043	8,70	18,27	19,23	41,60	41,48	52,125	33,360	1,011	1,013	27,7	0,984
6,0	1,051	8,77	22,11	23,27	41,49	41,35	63,060	40,358	1,013	1,016	26,8	0,979
7,0	1,060	8,84	25,99	27,36	41,38	41,22	74,165	47,466	1,016	1,019	25,9	0,973
8,0	1,068	8,91	29,94	31,52	41,27	41,08	85,440	54,682	1,018	1,022	24,6	0,967
9,0	1,077	8,98	33,95	35,74	41,14	40,93	96,885	62,006	1,021	1,026	23,5	0,959
10,0	1,085	9,05	38,03	40,03	41,01	40,77	108,500	69,440	1,024	1,030	22,3	0,951
11,0	1,094	9,3	42,18	44,40	40,90	40,63	120,340	77,018	1,027	1,034	20,8	0,942
12,0	1,103	9,20	46,39	48,83	40,76	40,47	132,360	84,710	1,030	1,038	19,3	0,933
13,0	1,113	9,28	50,69	53,36	40,65	40,33	144,625	92,560	1,034	1,041	17,6	0,923
14,0	1,122	9,36	55,05	57,95	40,53	40,18	157,080	100,531	1,037	1,045	15,5	0,912
15,0	1,132	9,44	59,49	62,62	40,40	40,02	169,725	108,624	1,041	1,049	13,5	0,900
16,0	1,141	9,52	63,98	67,35	40,25	39,85	182,560	116,838	1,044	1,054	11,2	0,888
17,0	1,151	9,60	68,55	72,16	40,10	39,67	195,585	125,174	1,048	1,059	8,6	0,875
18,0	1,160	9,68	73,18	77,03	39,95	39,49	208,800	133,632	1,051	1,064	5,9	0,862
19,0	1,170	9,76	77,91	82,01	39,80	39,31	222,300	142,272	1,056	1,068	2,8	0,847
20,0	1,180	9,85	82,72	87,07	39,65	39,13	236,000	151,040	1,060	1,073	-0,4	0,832

Tabla A.10 Propiedades Físicas de la Soluciones de Cloruro de Calcio (CaCl₂) a 20° (Continuación) ^[14].

% Peso	Densidad Específica	ρ_{req} (lbm/gal)	100 % CaCl ₂ (lbm/bbl)	95 % CaCl ₂ (lbm/bbl)	H ₂ O con 100 % CaCl ₂ (gal/bbl)	H ₂ O con 95 % CaCl ₂ (gal/bbl)	CaCl ₂ (mg/l)	Cloruros (mg/l)	Factor de Incremento Volumen 100 % CaCl ₂	Factor de Incremento Volumen 95 % CaCl ₂	Punto de Cristalización (°F)	Aw
21,0	1,190	9,93	87,59	92,20	39,48	38,93	249,900	159,936	1,065	1,079	-3,9	0,816
22,0	1,200	10,01	92,53	97,40	39,31	38,73	264,000	168,960	1,069	1,084	-7,8	0,800
23,0	1,210	10,10	97,55	102,68	39,14	38,52	278,300	178,112	1,074	1,090	-11,9	0,783
24,0	1,220	10,18	102,62	108,02	38,95	38,30	292,800	187,392	1,078	1,097	-16,2	0,765
25,0	1,231	10,27	107,82	113,49	38,76	38,08	307,625	196,880	1,084	1,103	-21,0	0,746
26,0	1,241	10,36	113,09	119,04	38,57	37,86	322,660	206,502	1,089	1,109	-25,8	0,727
27,0	1,252	10,44	118,44	124,67	38,37	37,62	337,905	216,259	1,095	1,116	-31,2	0,707
28,0	1,262	10,53	123,85	130,37	38,16	37,38	353,360	226,150	1,100	1,124	-37,8	0,686
29,0	1,273	10,62	129,39	136,20	37,96	37,14	369,170	236,269	1,107	1,131	-49,4	0,665
30,0	1,284	10,71	135	142,11	37,75	36,90	385,200	246,528	1,113	1,138	-50,8	0,643
31,0	1,295	10,81	140,70	148,11	37,53	36,64	401,450	256,928	1,120	1,146	-33,2	0,620
32,0	1,306	10,90	146,48	144,19	37,30	36,38	417,920	267,469	1,126	1,155	-19,5	0,597
33,0	1,317	10,99	152,32	160,34	37,06	36,10	434,610	278,150	1,134	1,163	-6,9	0,573
34,0	1,328	11,08	158,25	166,58	36,81	35,81	451,520	288,973	1,141	1,173	+4,3	0,548
35,0	1,340	11,18	164,32	172,97	36,57	35,53	468,825	300,048	1,149	1,182	+14,4	0,522
36,0	1,351	11,27	170,47	179,44	36,32	35,24	486,360	311,270	1,156	1,192	+24,1	0,496
37,0	1,363	11,37	176,76	186,06	36,06	34,95	504,310	322,758	1,165	1,202	+33,4	0,469
38,0	1,375	11,47	183,13	192,07	35,81	34,65	522,500	334,400	1,173	1,212	+42,1	0,441
39,0	1,387	11,57	189,53	199,50	35,53	34,33	540,735	346,060	1,183	1,224	+49,6	0,413
40,0	1,398	11,67	195,99	206,31	35,23	33,99	559,200	357,888	1,192	1,236	+55,9	0,384

Tabla A.11 Ajuste de CaCl₂ (lb/bbl) Vs ρ_{req} . Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Reproducción de Comportamiento					
		Relación Densidad – Requerimiento					
ρ_{req} (lb/gal)	CaCl ₂ (lb/bbl)	CaCl ₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
8,42	3,53	-0,15714	43,79026128	3,27577428	3,019307838	3,737223066	2,461081549
8,49	7,13	3,99267	36,9532391	6,96025977	1,999295995	7,30004297	2,002861834
8,56	10,78	8,14248	30,81214953	10,66569472	1,335342056	10,89753812	1,373108935
8,63	14,5	12,29229	25,58180765	14,39207913	1,250531518	14,52908146	0,336980986
8,7	18,27	16,4421	21,01034483	18,139413	1,501	18,1940459	0,873035632
8,77	22,11	20,59191	17,31003421	21,90769633	2,306769327	21,89180437	2,487977481
8,84	25,99	24,74172	14,12081448	25,69692912	3,315281448	25,62172981	4,165952362
8,91	29,94	28,89153	11,76734007	29,50711137	4,858458249	29,38319514	6,249212836
8,98	33,95	33,04134	10,11870824	33,33824308	6,812437862	33,17557328	8,623905595
9,05	38,03	37,19115	9,269060773	37,19032425	9,278185083	36,99823716	11,40069434
9,3	42,18	52,0119	105,7193548	51,118773	96,11583871	50,8883321	93,63797957
9,2	46,39	46,0836	3,330434783	45,515328	9,507304348	45,2887264	11,97036522
9,28	50,69	50,82624	1,468103448	49,99466368	7,492848276	49,76387587	9,979785931
9,36	55,05	55,56888	5,543589744	54,50136192	5,861517949	54,27507208	8,279144479
9,44	59,49	60,31152	8,702542373	59,03542272	4,815437288	58,821379	7,082849627
9,52	63,98	65,05416	11,28319328	63,59684608	4,02472605	63,40186058	6,072893042

Tabla A.11 Ajuste de CaCl₂ (lb/bbl) Vs ρ_{req} (Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Comportamiento Real		Reproducción de Comportamiento					
		Relación Densidad – Requerimiento					
ρ_{req} (lb/gal)	CaCl ₂ (lb/bbl)	CaCl ₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
9,6	68,55	69,7968	12,9875	68,185632	3,7955	68,0155808	5,566866667
9,68	73,18	74,53944	14,04380165	72,80178048	3,907226446	72,66160361	5,355334612
9,76	77,91	79,28208	14,05819672	77,44529152	4,761357377	77,33899297	5,850481836
9,85	82,72	84,61755	19,26446701	82,70194825	0,183266497	82,63738336	0,838747589
9,93	87,59	89,36019	17,82668681	87,40360473	1,877092346	87,37831871	2,131735024
10,01	92,53	94,10283	15,71258741	92,13262377	3,969792507	92,1476955	3,819225821
10,1	97,55	99,4383	18,6960396	97,485477	0,638841584	97,5460753	0,038858416
10,18	102,62	104,18094	15,33339882	102,2726415	3,412166208	102,3727822	2,428465721
10,27	107,82	109,51641	16,518111	107,6909083	1,256978286	107,8332808	0,129316357
10,36	113,09	114,85188	17,00656371	113,1438059	0,519362162	113,3247407	2,265837035
10,44	118,44	119,59452	11,05862069	118,0198987	4,023958621	118,2309532	2,002363648
10,53	123,85	124,92999	10,25631529	123,5382099	2,960969326	123,7772594	0,69079413
10,62	129,39	130,26546	8,243502825	129,0911519	2,814012429	129,3506767	0,370276286
10,71	135	135,60093	5,61092437	134,6787246	2,999770588	134,9498723	0,468045581
10,81	140,7	141,52923	7,670952821	140,927755	2,106891489	141,1998137	4,623623749
10,9	146,48	146,8647	3,529357798	146,588437	0,994834862	146,8490537	3,385813761

Tabla A.11 Ajuste de CaCl₂ (lb/bbl) Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Reproducción de Comportamiento					
		Relación Densidad – Requerimiento					
ρ _{req} (lb/gal)	CaCl ₂ (lb/bbl)	CaCl ₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	CaCl ₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
10,99	152,32	152,20017	1,090354868	152,2837498	0,329847407	152,5199257	1,819160097
11,08	158,25	157,53564	6,447292419	158,0136933	2,13273213	158,211097	0,351110527
11,18	164,32	163,46394	7,65706619	164,4209135	0,902625045	164,5568073	2,118133717
11,27	170,47	168,79941	14,82333629	170,2239663	2,183084916	170,2864559	1,628607809
11,37	176,76	174,72771	17,87414248	176,7124191	0,418477309	176,6716189	0,777318022
11,47	183,13	180,65601	21,56922406	183,2436259	0,990635833	183,0748956	0,480421605
11,57	189,53	186,58431	25,45972342	189,8175867	2,485624287	189,4944578	0,307192715
11,67	195,99	192,51261	29,79768638	196,4343015	3,807211054	195,9284772	0,527187456
		Error promedio (%)	17,23292078		5,424163518		5,62431869

Evidentemente la regresión polinómica de grado dos es las que mejor se ajusta al comportamiento de Lb/bbl CaCl₂ Vs ρ_{req} y la ecuación correspondiente es la siguiente:

$$\text{Lb/bbl NaCl} = 3,3877x \rho_{\text{req}}^2 + 3,5414x \rho_{\text{req}} - 265,43 \quad (\text{A.9})$$

Tabla A.12 Requerimientos para soluciones de cloruro de calcio – bromuro de calcio utilizando salmuera de CaCl₂ 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr₂ 14,2 lbm/gal y CaCl₂ en sacos (formulación para 1 barril) ^[14].

ρ_{req} a 60 °F (lbm/gal)	11,6 lbm/gal CaCl₂ (bbls)	14,2 lbm/gal CaBr₂ (bbls)	94 a 97 % CaCl₂ (lbs) (hojuelas)	Punto de Cristalización (°F)
11,7	0,9714	0,0246	3,5	+45
11,8	0,9429	0,0429	6,9	+51
11,9	0,9143	0,0738	10,4	+52
12,0	0,8857	0,0984	13,9	+54
12,1	0,8572	0,1229	17,4	+55
12,2	0,8286	0,1475	20,8	+55
12,3	0,8000	0,1722	24,3	+56
12,4	0,7715	0,1967	27,8	+56
12,5	0,7429	0,2213	31,2	+57
12,6	0,7143	0,2459	34,7	+58
12,7	0,6857	0,2705	38,2	+58
12,8	0,6572	0,2951	41,7	+58
12,9	0,6286	0,3197	45,1	+59
13,0	0,6000	0,3443	48,6	+59
13,1	0,5714	0,3689	52,1	+60
13,2	0,5429	0,3935	55,5	+60
13,3	0,5143	0,4181	59,0	+60
13,4	0,4851	0,4432	62,6	+61
13,5	0,4572	0,4672	66,0	+61
13,6	0,4286	0,4919	69,4	+62
13,7	0,4000	0,5165	72,9	+62
13,8	0,3714	0,5411	75,4	+63

Tabla A.12 Requerimientos para soluciones de cloruro de calcio – bromuro de calcio utilizando salmuera de CaCl₂ 11,6 lbm/gal, salmuera de CaBr₂ 14,2 lbm/gal y CaCl₂ en sacos (formulación para 1 barril) ^[14]. (Continuación).

ρ_{req} a 60 °F (lbm/gal)	11,6 lbm/gal CaCl₂ (bbls)	14,2 lbm/gal CaBr₂ (bbls)	94 a 97 % CaCl₂ (lbs) (hojuelas)	Punto de Cristalización (°F)
13,9	0,3429	0,5656	79,8	+63
14,0	0,3143	0,5903	83,3	+64
14,1	0,2857	0,6149	86,8	+64
14,2	0,2572	0,6394	90,3	+64
14,3	0,2286	0,6640	93,7	+65
14,4	0,2000	0,6886	97,2	+65
14,5	0,1715	0,7132	100,7	+65
14,6	0,1429	0,7378	104,2	+66
14,7	0,1143	0,7624	107,6	+66
14,8	0,0858	0,7869	111,1	+67
14,9	0,0572	0,8116	114,6	+67
15,0	0,0286	0,8361	118,0	+67
15,1	0,000	0,8608	121,5	+68

Tabla A.13 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl₂ @ 11,6 lpg (gal), CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal), CaCl₂ @ 94% - 97% (lb/bbl) Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl₂ @ 11,6 lpg		CaBr₂ @ 14,2 lpg		CaCl₂ @ 94% - 97%	
ρ_{req} (lpg)	CaCl₂ @ 11,6 lpg (gal)	CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal)	CaCl₂ @ 94% - 97% (lb/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
11,7	40,7988	1,0332	3,5	40,8	0,00294126	1,0293	0,37746806	3,4602	1,13714286
11,8	39,6018	2,0664	6,9	39,6	0,00454525	2,0622	0,20325203	6,9308	0,44637681
11,9	38,4006	3,0996	10,4	38,4	0,00156248	3,0951	0,14518002	10,4014	0,01346154
12,0	37,1994	4,1328	13,9	37,2	0,00161293	4,128	0,11614402	13,872	0,20143885
12,1	36,0024	5,1618	17,4	36	0,00666622	5,1609	0,01743578	17,3426	0,32988506
12,2	34,8012	6,1950	20,8	34,8	0,00344816	6,1938	0,01937046	20,8132	0,06346154
12,3	33,6000	7,2324	24,3	33,6	6,3441E-14	7,2267	0,07881201	24,2838	0,06666667
12,4	32,4030	8,2614	27,8	32,4	0,0092584	8,2596	0,02178807	27,7544	0,16402878
12,5	31,2018	9,2946	31,2	31,2	0,0057689	9,2925	0,02259376	31,225	0,08012821
12,6	30,0006	10,3278	34,7	30	0,00199996	10,3254	0,02323825	34,6956	0,01268012
12,7	28,7994	11,3610	38,2	28,8	0,00208338	11,3583	0,02376551	38,1662	0,08848168
12,8	27,6024	12,3942	41,7	27,6	0,0086949	12,3912	0,02420487	41,6368	0,15155875
12,9	26,4012	13,4274	45,1	26,4	0,00454525	13,4241	0,02457661	45,1074	0,01640798
13,0	25,2000	14,4606	48,6	25,2	1,8327E-13	14,457	0,02489523	48,578	0,04526749
13,1	23,9988	15,4938	52,1	24	0,00500025	15,4899	0,02517136	52,0486	0,09865643
13,2	22,8018	16,5270	55,5	22,8	0,00789411	16,5228	0,02541296	55,5192	0,03459459

Tabla A.13 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl₂ @ 11,6 lpg (gal), CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal), CaCl₂ @ 94% - 97% (lb/bbl) Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl₂ @ 11,6 lpg		CaBr₂ @ 14,2 lpg		CaCl₂ @ 94% - 97%	
ρ_{req} (lpg)	CaCl₂ @ 11,6 lpg (gal)	CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal)	CaCl₂ @ 94% - 97% (lb/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
13,3	21,6006	17,5602	59,0	21,6	0,0027777	17,5557	0,02562613	58,9898	0,01728814
13,4	20,3742	18,6144	62,6	20,4	0,12663074	18,5886	0,13860237	62,4604	0,22300319
13,5	19,2024	19,6224	66,0	19,2	0,01249844	19,6215	0,00458659	65,931	0,10454545
13,6	18,0012	20,6598	69,4	18	0,00666622	20,6544	0,02613772	69,4016	0,00230548
13,7	16,8000	21,6930	72,9	16,8	4,0179E-13	21,6873	0,02627576	72,8722	0,03813443
13,8	15,5988	22,7262	75,4	15,6	0,0076929	22,7202	0,02640125	76,3428	1,25039788
13,9	14,4018	23,7552	79,8	14,4	0,01249844	23,7531	0,00884017	79,8134	0,01679198
14,0	13,2006	24,7926	83,3	13,2	0,00454525	24,786	0,02662085	83,284	0,01920768
14,1	11,9994	25,8258	86,8	12	0,00500025	25,8189	0,02671747	86,7546	0,05230415
14,2	10,8024	26,8548	90,3	10,8	0,02221729	26,8518	0,01117119	90,2252	0,08283499
14,3	9,6012	27,8880	93,7	9,6	0,01249844	27,8847	0,01183305	93,6958	0,00448239
14,4	8,4000	28,9212	97,2	8,4	1,4169E-12	28,9176	0,01244762	97,1664	0,0345679
14,5	7,2030	29,9544	100,7	7,2	0,04164931	29,9505	0,01301979	100,637	0,06256207
14,6	6,0018	30,9876	104,2	6	0,029991	30,9834	0,01355381	104,1076	0,08867562
14,7	4,8006	32,0208	107,6	4,8	0,01249844	32,0163	0,01405337	107,5782	0,02026022
14,8	3,6036	33,0498	111,1	3,6	0,0999001	33,0492	0,00181544	111,0488	0,04608461
14,9	2,4024	34,0872	114,6	2,4	0,0999001	34,0821	0,01496163	114,5194	0,07033159

Tabla A.13 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl₂ @ 11,6 lpg (gal), CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal), CaCl₂ @ 94% - 97% (lb/bbl) Vs ρ_{req} (continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl₂ @ 11,6 lpg		CaBr₂ @ 14,2 lpg		CaCl₂ @ 94% - 97%	
ρ_{req} (lpg)	CaCl ₂ @ 11,6 lpg (gal)	CaBr ₂ @ 14,2 lpg (gal)	CaCl ₂ @ 94% - 97% (lb/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
15,0	1,2012	35,1162	118,0	1,2	0,0999001	35,115	0,00341723	117,99	0,00847458
15,1	0,0000	36,1536	121,5	0	0	36,1479	0,01576606	121,4606	0,03242798
				Error Promedio	0,0189396	0,0455759		0,146426219	

Debido a que para la regresión lineal el error es bastante pequeño se decidió no evaluar con los otros ajustes, y las ecuaciones obtenidas fueron las siguientes:

$$\text{Gal/bbl CaCl}_2 @ 11,6 \text{ lpg} = -12x\rho_{req} + 181,2 \quad (\text{A.10})$$

$$\text{Gal/bbl CaBr}_2 @ 14,2 \text{ lpg} = 10,329x\rho_{req} - 119,82 \quad (\text{A.11})$$

$$\text{Lb/bbl CaCl}_2 @ 95 \% = 34,706x \rho_{req} - 402,6 \quad (\text{A.12})$$

Dónde:

Gal/bbl: Es el volumen en galones por cada barril de salmuera.

Lb/bbl: libras por cada barril de salmuera.

Tabla A.14 Preparación de las soluciones con base de bromuro de calcio utilizando CaCl₂ sólido al 94% y CaBr₂ líquido 14,2 lbs/gal ^[14].

CaCl₂/ CaBr₂ ρ_{req} a 60 °F (lbs/gal)	CaCl₂/ CaBr₂ Densidad a 60 °F (lbs/pie³)	lbs CaCl₂ por cada bbl de Salmuera	bbls 14,2 CaBr₂ por cada bbl de Salmuera	bbls agua dulce por cada bbl de Salmuera
11,7	87,52	193,39	0,0254	0,8163
11,8	88,26	191,00	0,0507	0,7924
11,9	89,01	188,42	0,0762	0,7683
12,0	89,76	185,85	0,1016	0,7443
12,1	90,51	183,28	0,1269	0,7203
12,2	91,26	180,70	0,1524	0,6963
12,3	92,00	178,13	0,1778	0,6723
12,4	92,75	175,56	0,2032	0,6483
12,5	93,50	172,99	0,2286	0,6243
12,6	94,25	170,41	0,2540	0,6003
12,7	95,00	167,83	0,2794	0,5762
12,8	95,74	165,27	0,3048	0,5523
13,0	97,24	160,12	0,3556	0,5042
13,1	97,99	157,54	0,3810	0,4802
13,2	98,74	154,97	0,4064	0,4562
13,3	99,48	152,40	0,4318	0,4322
13,4	100,23	149,82	0,4572	0,4082
13,5	100,98	147,26	0,4826	0,3842
13,6	101,73	144,68	0,5080	0,3602
13,7	102,48	142,12	0,5334	0,3361
13,8	103,22	139,54	0,5589	0,3121
13,9	103,97	136,98	0,5842	0,2882
14,0	104,72	134,40	0,6069	0,2641
14,1	105,47	131,84	0,7351	0,2401
14,2	106,22	129,26	0,6604	0,2161
14,3	106,96	126,68	0,6858	0,1921
14,4	107,71	124,11	0,7113	0,1681
14,5	108,46	121,54	0,7366	0,1441
14,6	109,21	118,97	0,7620	0,1201
14,7	109,96	116,39	0,7875	0,0961
14,8	110,70	113,82	0,8128	0,0721
14,9	111,45	111,25	0,8382	0,0481
15,0	112,20	108,67	0,8637	0,0241
15,1	112,95	106,10	0,8891	0,0000

Tabla A.15 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl₂ @ 94% (lb/bbl), CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal) Vs ρ_{req} .

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl₂ @ 94%		CaBr₂ @ 14,2 lpg		Agua	
ρ_{req} (lpg)	CaCl₂ @ 94% (lb/bbl)	CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal)	Agua Requerida (gal/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
11,7	193,39	1,0668	34,2846	193,5428	0,07901132	1,0639	0,27184102	34,2872	0,00758358
11,8	191	2,1294	33,2808	190,9712	0,01507853	2,1306	0,0563539	33,2788	0,00600947
11,9	188,42	3,2004	32,2686	188,3996	0,01082688	3,1973	0,09686289	32,2704	0,00557818
12,0	185,85	4,2672	31,2606	185,828	0,0118375	4,264	0,07499063	31,262	0,00447848
12,1	183,28	5,3298	30,2526	183,2564	0,01287647	5,3307	0,01688619	30,2536	0,0033055
12,2	180,7	6,4008	29,2446	180,6848	0,00841173	6,3974	0,05311836	29,2452	0,00205166
12,3	178,13	7,4676	28,2366	178,1132	0,00943131	7,4641	0,04686914	28,2368	0,0007083
12,4	175,56	8,5344	27,2286	175,5416	0,01048075	8,5308	0,04218223	27,2284	0,00073452
12,5	172,99	9,6012	26,2206	172,97	0,01156136	9,5975	0,03853685	26,22	0,00228828
12,6	170,41	10,668	25,2126	170,3984	0,00680711	10,6642	0,03562055	25,2116	0,00396627
12,7	167,83	11,7348	24,2004	167,8268	0,00190669	11,7309	0,03323448	24,2032	0,01157006
12,8	165,27	12,8016	23,1966	165,2552	0,00895504	12,7976	0,03124609	23,1948	0,00775976
13,0	160,12	14,9352	21,1764	160,112	0,00499625	14,931	0,02812148	21,178	0,00755558
13,1	157,54	16,002	20,1684	157,5404	0,0002539	15,9977	0,02687164	20,1696	0,0059499
13,2	154,97	17,0688	19,1604	154,9688	0,00077434	17,0644	0,02577803	19,1612	0,00417528
13,3	152,4	18,1356	18,1524	152,3972	0,00183727	18,1311	0,02481307	18,1528	0,00220357
13,4	149,82	19,2024	17,1444	149,8256	0,00373782	19,1978	0,02395534	17,1444	1,0361E-13

Tabla A.15 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl₂ @ 94 % (lb/bbl), CaBr₂ @ 14,2 lpg (gal) Vs ρ_{req} (continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl₂ @ 94 %		CaBr₂ @ 14,2 lpg		Agua	
ρ_{req} (lpg)	CaCl ₂ @ 94 % (lb/bbl)	CaBr ₂ @ 14,2 lpg (gal)	Agua Requerida (gal/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
13,5	147,26	20,2692	16,1364	147,254	0,00407443	20,2645	0,02318789	16,136	0,00247887
13,6	144,68	21,336	15,1284	144,6824	0,00165883	21,3312	0,02249719	15,1276	0,00528807
13,7	142,12	22,4028	14,1162	142,1108	0,0064734	22,3979	0,02187227	14,1192	0,02125218
13,8	139,54	23,4738	13,1082	139,5392	0,00057331	23,4646	0,03919263	13,1108	0,01983491
13,9	136,98	24,5364	12,1044	136,9676	0,00905242	24,5313	0,02078545	12,1024	0,01652292
14,0	134,4	25,4898	11,0922	134,396	0,00297619	25,598	0,42448352	11,094	0,01622762
14,1	131,84	26,6742	10,0842	131,8244	0,01183252	26,6647	0,03561494	10,0856	0,0138831
14,2	129,26	27,7368	9,0762	129,2528	0,00557017	27,7314	0,01946872	9,0772	0,01101783
14,3	126,68	28,8036	8,0682	126,6812	0,00094727	28,7981	0,01909484	8,0688	0,0074366
14,4	124,11	29,8746	7,0602	124,1096	0,00032229	29,8648	0,03280379	7,0604	0,00283278
14,5	121,54	30,9372	6,0522	121,538	0,00164555	30,9315	0,01842442	6,052	0,00330458
14,6	118,97	32,004	5,0442	118,9664	0,00302597	31,9982	0,01812273	5,0436	0,01189485
14,7	116,39	33,075	4,0362	116,3948	0,00412407	33,0649	0,03053666	4,0352	0,02477578

Tabla A.15 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de CaCl2 @ 94 % (lb/bbl), CaBr2 @ 14,2 lpg (gal) Vs ρ_{req} (continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				CaCl2 @ 94 %		CaBr2 @ 14,2 lpg		Agua	
ρ_{req} (lpg)	CaCl2 @ 94 % (lb/bbl)	CaBr2 @ 14,2 lpg (gal)	Agua Requerida (gal/bbl)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)	Lineal	Error relativo (%)
14,8	113,82	34,1376	3,0282	113,8232	0,00281146	34,1316	0,01757593	3,0268	0,04623209
14,9	111,25	35,2044	2,0202	111,2516	0,0014382	35,1983	0,01732738	2,0184	0,08910009
15,0	108,67	36,2754	1,0122	108,68	0,00920217	36,265	0,02866957	1,01	0,21734835
15,1	106,1	37,3422	0	106,1084	0,00791706	37,3317	0,02811832	0,0016	0
				Error Promedio (%)	0,00801264	0,051325239		0,017216147	

Debido a que para la regresión lineal el error es bastante pequeño se decidió no evaluar con los otros ajustes, y las ecuaciones obtenidas fueron las siguientes:

$$\text{Lb/bbl CaCl2 @ 95\%} = -25,716x \rho_{req} + 494,42 \quad (\text{A.13})$$

$$\text{Gal/bbl CaBr2 @ 14,2 lpg} = 10,667x \rho_{req} + 123,74 \quad (\text{A.14})$$

**Tabla A.16 Preparación de las, soluciones de bromuro de calcio utilizando
CaBr₂ seco al 95% ^[14].**

ρ_{req} (lbs/gal)	ρ_{req} (lbs/pie ³)	bbls agua dulce por cada bbl de Salmuera	lbs 95 % CaBr ₂ por cada bbl de Salmuera
11,0	82,28	0,889	150,8
11,1	83,03	0,887	155,9
11,2	83,78	0,884	160,9
11,3	84,52	0,878	167,4
11,4	85,27	0,869	174,5
11,5	86,02	0,867	179,6
11,6	86,77	0,864	184,7
11,7	87,52	0,863	188,9
11,8	88,26	0,849	198,3
11,9	89,01	0,849	202,6
12,0	89,76	0,848	207,0
12,1	90,51	0,840	214,1
12,3	92,00	0,831	225,8
12,4	92,75	0,830	230,3
12,5	93,50	0,821	237,7
12,6	94,25	0,819	242,4
12,7	95,00	0,810	250,0
12,8	95,74	0,808	254,8
12,9	96,49	0,797	266,5

**Tabla A.16 Preparación de las, soluciones de bromuro de calcio utilizando
CaBr₂ seco al 95% ^[14] (Continuación).**

ρ_{req} (lbs/gal)	ρ_{req} (lbs/pie3)	bbbs agua dulce por cada bbl de Salmuera	lbs 95 % CaBr ₂ por cada bbl de Salmuera
13,0	97,24	0,796	267,4
13,1	97,99	0,794	272,3
13,2	98,74	0,791	277,3
13,3	99,48	0,789	282,4
13,4	100,23	0,778	290,4
13,5	100,98	0,775	295,6
13,6	101,73	0,772	300,8
13,7	102,48	0,761	309,0
13,8	103,22	0,758	314,3
13,9	103,97	0,755	319,7
14,0	104,72	0,751	325,1
14,1	105,47	0,748	330,5
14,2	106,22	0,744	335,9
14,3	106,96	0,740	341,5

Tabla A.17 Ajuste de CaBr₂ 95 % (lb/bbl) Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Bromuro de Calcio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	CaBr ₂ al 95% (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	CaBr ₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	CaBr ₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	CaBr ₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,320	11,0	150,8	37,338	150,096	0,467	149,889	0,604	150,565	0,156
1,332	11,1	155,9	37,254	155,927	0,017	155,760	0,090	156,226	0,209
1,344	11,2	160,9	37,128	161,757	0,533	161,629	0,453	161,917	0,632
1,356	11,3	167,4	36,876	167,588	0,112	167,496	0,057	167,637	0,142
1,368	11,4	174,5	36,498	173,418	0,620	173,360	0,653	173,383	0,640
1,380	11,5	179,6	36,414	179,249	0,195	179,221	0,211	179,153	0,249
1,392	11,6	184,7	36,288	185,080	0,206	185,080	0,206	184,946	0,133
1,404	11,7	188,9	36,246	190,910	1,064	190,937	1,078	190,758	0,984
1,416	11,8	198,3	35,685	196,741	0,786	196,790	0,761	196,588	0,863
1,428	11,9	202,6	35,658	202,571	0,014	202,641	0,020	202,434	0,082
1,440	12,0	207,0	35,616	208,402	0,677	208,490	0,720	208,293	0,625
1,452	12,1	214,1	35,280	214,233	0,062	214,336	0,110	214,164	0,030
1,476	12,3	225,8	34,902	225,894	0,042	226,020	0,098	225,932	0,058
1,476	12,4	230,3	34,860	231,724	0,618	231,859	0,677	231,824	0,662
1,488	12,5	237,7	34,482	237,555	0,061	237,694	0,002	237,719	0,008
1,500	12,6	242,4	34,398	243,386	0,407	243,528	0,465	243,616	0,501
1,512	12,7	250,0	34,020	249,216	0,314	249,358	0,257	249,510	0,196
1,524	12,8	254,8	33,936	255,047	0,097	255,186	0,152	255,402	0,236
1,536	12,9	266,5	33,474	260,877	2,110	261,012	2,059	261,288	1,956
1,548	13,0	267,4	33,432	266,708	0,259	266,835	0,211	267,166	0,088
1,560	13,1	272,3	33,348	272,539	0,088	272,655	0,130	273,034	0,270
1,572	13,2	277,3	33,222	278,369	0,386	278,473	0,423	278,890	0,574
1,584	13,3	282,4	33,138	284,200	0,637	284,288	0,668	284,733	0,826
1,596	13,4	290,4	32,676	290,030	0,127	290,100	0,103	290,559	0,055
1,608	13,5	295,6	32,550	295,861	0,088	295,910	0,105	296,367	0,259
1,620	13,6	300,8	32,424	301,692	0,296	301,718	0,305	302,154	0,450

Tabla A.17 Ajuste de CaBr₂ (lb/bbl) Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Bromuro de Calcio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	CaBr₂ al 95% (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	CaBr₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	CaBr₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	CaBr₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,632	13,7	309,0	31,962	307,522	0,478	307,523	0,478	307,918	0,350
1,644	13,8	314,3	31,836	313,353	0,301	313,325	0,310	313,658	0,204
1,656	13,9	319,7	31,710	319,183	0,162	319,125	0,180	319,371	0,103
1,668	14,0	325,1	31,542	325,014	0,026	324,922	0,055	325,056	0,014
1,680	14,1	330,5	31,416	330,845	0,104	330,717	0,066	330,709	0,063
1,692	14,2	335,9	31,248	336,675	0,231	336,509	0,181	336,328	0,128
1,704	14,3	341,5	31,080	342,506	0,295	342,298	0,234	341,913	0,121
				Error promedio (%)	0,360	0,367		0,360	

Se observa que la aproximación de la regresión lineal y la polinómica de grado poseen el menor error relativo y en ambos casos es el mismo por lo tanto se decidirá trabajar con la regresión lineal por la mayor facilidad de manejo, pues esta es una ecuación más sencilla:

$$\text{Lb/bbl CaBr}_2 = 58,306 \times \rho_{\text{req}} - 491,27 \quad (\text{A.15})$$

Tabla A.18 Preparación de soluciones con base de bromuro de sodio utilizando 10 Lbs/gal de solución de NaCl y 12,4 lbs/gal de solución de NaBr ^[14].

ρ_{req} (lbs/gal)	bbls 10,0 NaCl por cada bbl de Salmuera	bbls 12,4 NaBr por cada bbl de Salmuera	Punto de Cristalización n (°F) (LCTD)
10,0	1,000	0,000	30
10,1	0,958	0,042	*
10,2	0,917	0,083	*
10,3	0,875	0,125	*
10,4	0,833	0,167	*
10,5	0,792	0,208	*
10,6	0,750	0,250	*
10,7	0,708	0,292	*
10,8	0,667	0,333	*
10,9	0,625	0,375	*
11,1	0,583	0,417	*
11,2	0,500	0,500	*
11,3	0,458	0,542	*
11,4	0,417	0,583	*
11,5	0,375	0,625	*
11,6	0,333	0,667	*
11,7	0,292	0,708	*
11,8	0,250	0,750	*
11,9	0,208	0,792	23
12,0	0,167	0,833	28
12,1	0,125	0,875	32
12,2	0,083	0,917	36
12,3	0,042	0,958	39
12,4	0,000	1,000	46

(* Datos que se están reconfirmando)

Tabla A.19 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento de gal/bbl NaCl @ 10 lpg y Gal/bbl NaBr @ 12,4 lpg Vs ρ_{req} Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad						
comportamiento Real			NaCl @ 10 lpg		NaBr @ 12,4 lpg	
ρ_{req} (lpg)	NaCl @ 10 lpg (gal/bbl)	NaBr @ 12,4 lpg (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Lineal	Error Relativo (%)
10,0	42,000	0	42,000	6,767E-14	0	0
10,1	40,236	1,764	40,250	3,504E-02	1,7499	0,79931973
10,2	38,514	3,486	38,500	3,583E-02	3,4998	0,39586919
10,3	36,750	5,25	36,750	8,163E-04	5,2497	0,00571429
10,4	34,986	7,014	35,000	4,116E-02	6,9996	0,20530368
10,5	33,264	8,736	33,251	4,058E-02	8,7495	0,15453297
10,6	31,500	10,5	31,501	1,905E-03	10,4994	0,00571429
10,7	29,736	12,264	29,751	4,944E-02	12,2493	0,11986301
10,8	28,014	13,986	28,001	4,712E-02	13,9992	0,09438009
10,9	26,250	15,75	26,251	3,429E-03	15,7491	0,00571429
11,0	24,486	17,514	24,501	6,126E-02	17,499	0,08564577
11,2	21,000	21	21,001	5,714E-03	20,9988	0,00571429
11,3	19,236	22,764	19,251	7,954E-02	22,7487	0,06721139
11,4	17,514	24,486	17,501	7,194E-02	24,4986	0,05145798
11,5	15,750	26,25	15,752	9,524E-03	26,2485	0,00571429
11,6	13,986	28,014	14,002	1,115E-01	27,9984	0,05568644
11,7	12,264	29,736	12,252	1,003E-01	29,7483	0,041364
11,8	10,500	31,5	10,502	1,714E-02	31,4982	0,00571429
11,9	8,736	33,264	8,752	1,820E-01	33,2481	0,04779942
12,0	7,014	34,986	7,002	1,711E-01	34,998	0,03429943
12,1	5,250	36,75	5,252	4,000E-02	36,7479	0,00571429
12,2	3,486	38,514	3,502	4,647E-01	38,4978	0,04206263
12,3	1,764	40,236	1,752	6,633E-01	40,2477	0,02907844
12,4	0,000	42	0,002	0,000E+00	41,9976	0,00571429
			Error Promedio (%)	9,306E-02		9,457E-02

Debido a que para la regresión lineal el error es bastante pequeño se decidió no evaluar con otros ajustes, y las ecuaciones obtenidas fueron las siguientes:

$$\text{Gal/bbl NaCl @ 10 lpg: } 17,499x \rho_{req} + 216,99 \quad (\text{A.16})$$

$$\text{Gal/bbl NaBr @ 12,4 lpg} = 17,499x \rho_{req} + 174,99 \quad (\text{A.17})$$

Tabla A.20 Preparación de las soluciones con base de bromuro de sodio utilizando NaCl sólido, NaBr concentrado granular y agua ^[14].

Densidad (lbs/gal)	bbls de agua por bbl de Salmuera	bbls de NaCl por bbl de Salmuera	Bbls de NaBr por bbl de Salmuera	Punto de Cristalización (°F) (LCTD)
10,0	0,886	110,0	0	30
10,1	0,883	106,0	9,3	*
10,2	0,880	102,0	18,6	*
10,3	0,877	97,8	27,9	*
10,4	0,874	93,7	37,1	*
10,5	0,871	89,6	46,4	*
10,6	0,868	85,6	55,7	*
10,7	0,865	81,5	65,0	*
10,8	0,862	77,4	74,3	*
10,9	0,859	73,4	83,6	*
11,0	0,856	69,3	92,8	*
11,1	0,853	65,2	102,0	*
11,2	0,850	61,2	111,0	*
11,3	0,847	57,1	121,0	*
11,4	0,844	52,9	130,0	*
11,5	0,841	48,8	139,0	*
11,6	0,838	44,8	149,0	*
11,7	0,835	40,7	158,0	*
11,8	0,832	36,6	167,0	*
11,9	0,829	32,6	177,0	*
12,0	0,826	28,5	186,0	37
12,1	0,823	24,4	195,0	41
12,2	0,820	20,4	204,0	47
12,3	0,818	16,3	214,0	49
12,4	0,815	12,2	223,0	53
12,5	0,812	8,1	232,0	56
12,6	0,809	4,1	242,0	60
12,7	0,806	0	251,0	63

(* Datos que se están reconfirmando)

Tabla A.21 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento lb/bbl /bbl NaCl, lb/bbl NaBr y gal/bbl Agua Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				NaCl Puro		NaBr Puro		Agua	
ρ_{req} (lpg)	NaCl (lb/bbl)	NaBr (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Lineal	Error Relativo (%)	Lineal	Error Relativo (%)
10,0	110,0	0,0	37,212	110,0709	0,06445455	0	0	37,231	0,0510588
10,1	106,0	9,3	37,086	105,9942	0,0054717	9,2959	0,04408602	37,10632	0,05479157
10,2	102,0	18,6	36,96	101,9175	0,08088235	18,5918	0,04408602	36,98164	0,05854978
10,3	97,8	27,9	36,834	97,8408	0,04171779	27,8877	0,04408602	36,85696	0,06233371
10,4	93,7	37,1	36,708	93,7641	0,06840982	37,1836	0,22533693	36,73228	0,06614362
10,5	89,6	46,4	36,582	89,6874	0,09754464	46,4795	0,17133621	36,6076	0,06997977
10,6	85,6	55,7	36,456	85,6107	0,0125	55,7754	0,13536804	36,48292	0,07384244
10,7	81,5	65,0	36,33	81,534	0,04171779	65,0713	0,10969231	36,35824	0,0777319
10,8	77,4	74,3	36,204	77,4573	0,07403101	74,3672	0,09044415	36,23356	0,08164844
10,9	73,4	83,6	36,078	73,3806	0,02643052	83,6631	0,07547847	36,10888	0,08559233
11,0	69,3	92,8	35,952	69,3039	0,00562771	92,959	0,17133621	35,9842	0,08956386
11,1	65,2	102,0	35,826	65,2272	0,04171779	102,2549	0,24990196	35,85952	0,09356333
11,2	61,2	111,0	35,7	61,1505	0,08088235	111,5508	0,49621622	35,73484	0,09759104
11,3	57,1	121,0	35,574	57,0738	0,04588441	120,8467	0,12669421	35,61016	0,10164727
11,4	52,9	130,0	35,448	52,9971	0,18355388	130,1426	0,10969231	35,48548	0,10573234
11,5	48,8	139,0	35,322	48,9204	0,24672131	139,4385	0,31546763	35,3608	0,10984655
11,6	44,8	149,0	35,196	44,8437	0,09754464	148,7344	0,17825503	35,23612	0,11399023
11,7	40,7	158,0	35,07	40,767	0,16461916	158,0303	0,01917722	35,11144	0,11816367
11,8	36,6	167,0	34,944	36,6903	0,24672131	167,3262	0,19532934	34,98676	0,12236722
11,9	32,6	177,0	34,818	32,6136	0,04171779	176,6221	0,21350282	34,86208	0,12660118

Tabla A.21 Ajuste del Comportamiento de Requerimiento lb/bbl /bbl NaCl, lb/bbl NaBr y gal/bbl Agua Vs ρ_{req} (continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento de Requerimiento vs Densidad									
Comportamiento Real				NaCl Puro		NaBr Puro		Agua	
ρ_{req} (lpg)	NaCl (lb/bbl)	NaBr (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Lineal	Error Relativo (%)	Lineal	Error Relativo (%)
12,0	28,5	186,0	34,692	28,5369	0,12947368	185,918	0,04408602	34,7374	0,13086591
12,1	24,4	195,0	34,566	24,4602	0,24672131	195,2139	0,10969231	34,61272	0,13516172
12,2	20,4	204,0	34,44	20,3835	0,08088235	204,5098	0,24990196	34,48804	0,13948897
12,3	16,3	214,0	34,356	16,3068	0,04171779	213,8057	0,09079439	34,36336	0,02142275
12,4	12,2	223,0	34,23	12,2301	0,24672131	223,1016	0,04556054	34,23868	0,02535787
12,5	8,1	232,0	34,104	8,1534	0,65925926	232,3975	0,17133621	34,114	0,02932207
12,6	4,1	242,0	33,978	4,0767	0,56829268	241,6934	0,12669421	33,98932	0,03331567
12,7	0,0	251,0	33,852	0	0	250,9893	0,00426295	33,86464	0,03733901
				Error Promedio (%)	0,13004353	0,137779132		0,082607608	

Debido a que para la regresión lineal el error es bastante pequeño se decidió no evaluar con otros ajustes, y las ecuaciones obtenidas fueron las siguientes:

$$\text{Lb/bbl NaCl} = -40,767x\rho_{req} + 517,7409 \quad (\text{A.18})$$

$$\text{Lb/bbl NaBr} = 92,959x\rho_{req} - 929,59 \quad (\text{A.19})$$

$$\text{Gal/bbl Agua} = -1,2468x\rho_{req} + 49,699 \quad (\text{A.20})$$

Tabla A.22 Propiedades Físicas de una Solución Combinada de NaCl y CaCl₂ ^[14].

Gravedad Específica @ 60°F	Peso de la Solución		Materiales para Preparar 1 Barril de Solución						Punto de Cristalización (°F)	Lpc / pie de Profundidad
	ρ _{req} @ 60°F	ρ _{req} @ 60°F	Usando Pastillas (94-97% CaCl ₂)			Usando Hojuelas (77-80% CaCl ₂)				
			Pastillas (lbs.)	NaCl (lbs.)	Agua Fresca (gal.)	Hojuelas (lbs.)	NaCl (lbs.)	Agua Fresca (gal.)		
1,211	10,1	75,56	29	88	36,8	36	88	35,8	-4	0,524
1,223	10,2	76,31	52	70	36,8	64	70	35,1	-10	0,529
1,235	10,3	77,05	72	54	36,8	89	54	34,3	-15	0,535
1,247	10,4	77,80	89	41	36,8	110	41	33,8	-21	0,540
1,259	10,5	78,55	104	32	36,7	128	32	32,8	-26	0,545
1,271	10,6	79,30	116	25	36,5	143	25	32,6	-32	0,550
1,283	10,7	80,05	126	20	36,4	155	20	32,2	-38	0,555
1,295	10,8	80,79	135	16	36,3	167	16	31,7	-42	0,561
1,307	10,9	81,54	144	13	36,2	178	13	31,3	-24	0,566
1,319	11,0	82,29	151	10	36,1	186	10	31,0	-12	0,571
1,331	11,1	83,04	159	8	36,0	196	8	30,6	0	0,576

Tabla A.23 Ajuste del comportamiento de Lb/bbl de NaCl Vs ρ_{req} Cuando se utiliza en soluciones combinadas con el CaCl_2 @ 95% y 78 % de pureza. Ramírez G. y Briceño L. 2014

ρ_{req} @ 60°F	NaCl (lb/bbl) C. Exponencial	Error Relativo (%)	NaCl(lb/bbl) C. Polinómico de grado 3	Error Relativo (%)	NaCl (lb/bbl) C. Potencial	Error Relativo (%)
10,1	89,08878035	1,237250402	92,758571	5,40746705	86,5423571	1,65641243
10,2	70,07971674	0,11388105	73,667368	5,23909714	67,3626071	3,7677042
10,3	55,12665768	2,08640311	58,266017	7,90003148	52,5618485	2,66324344
10,4	43,36416482	5,766255654	46,094144	12,4247415	41,1115107	0,27197744
10,5	34,11146022	6,598313181	36,691375	14,6605469	32,2312671	0,72270974
10,6	26,83302499	7,332099956	29,597336	18,389344	25,3275453	1,31018126
10,7	21,10760505	5,538025265	24,351653	21,758265	19,9476522	0,26173882
10,8	16,60383022	3,773938844	20,493952	28,0872	15,7454527	1,59092038
10,9	13,06103545	0,469503443	17,563859	35,1066077	12,4556218	4,1875248
11	10,27417438	2,741743775	15,101	51,01	9,8742762	1,25723797
11,1	8,081951815	1,024397685	12,645001	58,0625125	7,844367	1,94541246
	Error Promedio (%)	3,334710215		23,4587103		1,78500572

Al observar los errores relativos se observa que el ajuste que mejor simula el comportamiento de Lb/bbl de NaCl Vs ρ_{req} Cuando se utiliza en soluciones combinadas con el CaCl_2 @ 95% y 78 % de pureza es una regresión potencial y la ecuación arrojada es la siguiente:

$$\text{Lb/bbl NaCl} = 3 \times 10^{27} \times \rho_{req}^{-25,43} \quad (\text{A.21})$$

Tabla A.24 Ajuste del comportamiento de Lb/bbl de CaCl₂ @ 95% de pureza Vs ρ_{req} cuando se utiliza en soluciones combinadas con el NaCl. Ramírez G. y Briceño L. 2014

Usando Pastillas (95% CaCl₂)							
ρ_{req} @ 60°F	CaCl₂ (lb/bbl)	CaCl₂ @ 95% (lb/bbl) c. polinomio de grado 2	Error Relativo (%)	CaCl₂ @ 95% (lb/bbl) c. polinomio de grado 3	Error Relativo (%)	CaCl₂ @ 95% (lb/bbl) c. Polinomio de grado 4	Error Relativo (%)
10,1	29	31,55154	8,79841379	30,238053	4,26914828	28,5429583	1,576005863
10,2	52	51,95016	0,09584615	53,648824	3,17081538	51,7016528	0,573744615
10,3	72	70,59586	1,95019444	73,647231	2,28782083	71,7022823	0,413496806
10,4	89	87,48864	1,6981573	90,648192	1,85190112	88,8130048	0,210106966
10,5	104	102,6285	1,31875	105,066625	1,02560096	103,3439375	0,630829327
10,6	116	116,01544	0,01331034	117,317448	1,13573103	115,6471568	0,304175172
10,7	126	127,64946	1,30909524	127,815579	1,44093571	126,1166983	0,092617698
10,8	135	137,53056	1,87448889	136,975936	1,4636563	135,1885568	0,139671704
10,9	144	145,65874	1,15190278	145,213437	0,84266458	143,3406863	0,457856736
11	151	152,034	0,68476821	152,943	1,28675497	151,093	0,061589404
11,1	159	156,65634	1,474	160,579543	0,99342327	159,0073703	0,004635409
		Error Promedio (%)	1,85172065		1,79713204		0,405884518

Como se observa en la tabla el menor error relativo promedio se obtuvo al utilizar una regresión polinómica de grado 4 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de CaCl}_2 \text{ @ 95\% de pureza} = 17,483x \rho_{req}^4 - 672,11x \rho_{req}^3 + 9494,9x \rho_{req}^2 - 57914x \rho_{req} + 126932 \quad (\text{A.22})$$

Tabla A.25 Ajuste del comportamiento de Lb/bbl de CaCl₂ @ 78% de pureza Vs ρ_{req} cuando se utiliza en soluciones combinadas con el NaCl. Ramírez G. y Briceño L. 2014

Usando Hojuelas (78% CaCl₂)						
ρ_{req} (lpg) @ 60°F	CaCl₂ @ 78% (lb/bbl) c. polinomio de grado 2	Error Relativo (%)	CaCl₂ @ 95% (lb/bbl) c. polinomio de grado 3	Error Relativo (%)	CaCl₂ @ 95% (lb/bbl) c. Polinomio de grado 4	Error Relativo (%)
10,1	38,2807	6,335277778	38,300479	6,39021944	32,5674761	9,534788528
10,2	63,4028	0,933125	66,989032	4,6703625	61,0736021	4,57249675
10,3	86,3663	2,959213483	91,556333	2,87228427	85,5846585	3,837462326
10,4	107,1712	2,571636364	112,493056	2,26641455	106,517905	3,165540655
10,5	125,8175	1,705078125	130,289875	1,78896484	124,311581	2,881577148
10,6	142,3052	0,485874126	145,437464	1,70452028	139,424904	2,500066797
10,7	156,6343	1,054387097	158,426497	2,21064323	152,338072	1,717372819
10,8	168,8048	1,080718563	169,747648	1,6452982	163,55226	2,064514683
10,9	178,8167	0,458820225	179,891591	1,06269157	173,589625	2,477738803
11	186,67	0,360215054	189,349	1,80053763	182,9933	1,616505376
11,1	192,3647	1,854744898	198,610549	1,33191276	192,327399	1,873775852
	Error Promedio (%)	1,799917337		2,52216812		3,294712703

Como se observa en la tabla el menor error relativo promedio se obtuvo al utilizar una regresión polinómica de grado 2 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de CaCl}_2 \text{ @ 78\% de pureza} = -107,93x\rho_{req}^2 + 2442,2x \rho_{req} - 13618 \quad (\text{A.23})$$

Tabla A.26 Requerimientos para soluciones de cloruro de potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de KCl Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Requerimientos para Soluciones de Cloruro de Potasio									
				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
ρ_{req} (lb/gal)	KCl (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	factor de incremento de vol.	KCl (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	KCl (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	KCl (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
8,37	3,5	41,8	1,005	2,892	17,380	3,374	3,602	3,477	0,666
8,42	7,1	41,6	1,009	6,462	8,983	6,831	3,793	6,864	3,318
8,47	10,7	41,4	1,013	10,033	6,236	10,297	3,771	10,275	3,973
8,53	14,4	41,3	1,017	14,317	0,574	14,467	0,468	14,396	0,028
8,59	18,1	41,1	1,022	18,602	2,773	18,651	3,046	18,546	2,465
8,64	21,8	40,9	1,026	22,172	1,708	22,148	1,596	22,026	1,035
8,69	25,6	40,7	1,031	25,743	0,558	25,653	0,209	25,523	0,301
8,75	29,4	40,5	1,035	30,028	2,134	29,872	1,606	29,741	1,161
8,80	33,3	40,4	1,039	33,598	0,895	33,397	0,293	33,274	0,079
8,86	37,3	40,2	1,045	37,883	1,562	37,640	0,911	37,531	0,619
8,90	41,2	40,0	1,050	40,739	1,119	40,476	1,758	40,379	1,992
8,97	45,3	39,8	1,055	45,738	0,966	45,452	0,335	45,382	0,181
9,03	49,4	39,6	1,061	50,022	1,260	49,731	0,670	49,686	0,580
9,08	53,5	39,4	1,066	53,593	0,173	53,307	0,361	53,283	0,405
9,12	57,6	39,1	1,072	56,449	1,998	56,174	2,475	56,166	2,489
9,20	61,9	38,9	1,078	62,162	0,423	61,927	0,043	61,945	0,072

Tabla A.26 Requerimientos para soluciones de cloruro de potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de KCl Vs ρ_{req}
(continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Requerimientos para Soluciones de Cloruro de Potasio									
Comportamiento real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
ρ_{req} (lb/gal)	KCl (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	factor de incremento de volumen	KCl (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	KCl (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	KCl (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
9,26	66,1	38,7	1,084	66,447	0,524	66,256	0,236	66,287	0,283
9,32	70,5	38,5	1,090	70,731	0,328	70,598	0,139	70,635	0,192
9,38	74,9	38,3	1,097	75,016	0,155	74,953	0,071	74,987	0,116
9,44	79,3	38,0	1,104	79,300	0,001	79,322	0,027	79,339	0,049
9,51	83,9	37,8	1,111	84,299	0,476	84,434	0,637	84,416	0,615
9,56	88,4	37,6	1,117	87,870	0,600	88,097	0,342	88,040	0,407
9,64	93,1	37,4	1,125	93,582	0,518	93,977	0,942	93,832	0,786
9,68	97,7	37,1	1,132	96,439	1,291	96,925	0,793	96,724	0,999
				Error promedio (%)	2,193	1,172		0,951	

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajustó al comportamiento de lb/bbl de KCl Vs ρ_{req} fue una polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de KCl} = 1,5165x\rho_{req}^3 + 42,861x\rho_{req}^2 - 331,25x\rho_{req} + 662,57 \quad (\text{A.24})$$

Tabla A.27 Requerimientos para soluciones de carbonato de potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de K_2CO_3 Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Requerimientos de las Soluciones de Carbonato de Potasio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	K₂CO₃ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	K₂CO₃ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	K₂CO₃ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	K₂CO₃ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,01	8,42	3,535	41,88	-0,524	114,825	3,497	1,080	3,529	0,169
1,02	8,49	7,105	41,83	3,457	51,341	6,914	2,690	6,929	2,481
1,03	8,57	10,780	41,77	8,007	25,721	10,850	0,647	10,847	0,622
1,04	8,64	14,490	41,71	11,989	17,263	14,320	1,170	14,304	1,281
1,05	8,72	18,270	41,64	16,539	9,476	18,318	0,261	18,288	0,100
1,05	8,80	22,120	41,57	21,089	4,662	22,347	1,028	22,307	0,846
1,06	8,87	26,005	41,49	25,070	3,595	25,900	0,402	25,852	0,589
1,07	8,95	29,995	41,40	29,620	1,250	29,992	0,012	29,936	0,198
1,08	9,03	34,055	41,31	34,170	0,339	34,115	0,177	34,054	0,004
1,09	9,11	38,150	41,22	38,720	1,495	38,272	0,320	38,206	0,147
1,10	9,19	42,350	41,12	43,270	2,173	42,461	0,262	42,393	0,100
1,11	9,27	46,620	41,01	47,821	2,575	46,683	0,135	46,613	0,015

Tabla A.27 Requerimientos para soluciones de carbonato de potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de K_2CO_3 Vs ρ_{req}
 (Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Requerimientos de las Soluciones de Carbonato de Potasio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	K₂CO₃ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	K₂CO₃ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	K₂CO₃ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	K₂CO₃ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,12	9,35	50,925	40,90	52,371	2,839	50,938	0,025	50,868	0,113
1,13	9,43	55,335	40,79	56,921	2,866	55,225	0,199	55,156	0,323
1,14	9,52	59,815	40,66	62,040	3,719	60,087	0,455	60,021	0,344
1,15	9,60	64,330	40,54	66,590	3,513	64,444	0,177	64,380	0,078
1,16	9,68	68,950	40,41	71,140	3,176	68,833	0,169	68,773	0,256
1,17	9,77	73,675	40,27	76,259	3,507	73,811	0,184	73,755	0,109
1,18	9,85	78,435	40,13	80,809	3,026	78,269	0,211	78,219	0,275
1,19	9,94	83,300	39,98	85,927	3,154	83,325	0,030	83,280	0,024
1,21	10,11	93,205	39,66	95,596	2,566	92,987	0,234	92,953	0,271
1,23	10,29	103,495	39,32	105,834	2,260	103,378	0,113	103,355	0,135
1,26	10,47	114,065	38,96	116,072	1,759	113,934	0,115	113,920	0,127
1,28	10,66	124,985	38,57	126,878	1,515	125,257	0,218	125,249	0,211
1,30	10,84	136,290	38,16	137,116	0,606	136,154	0,100	136,145	0,106
1,32	11,03	147,910	37,71	147,922	0,008	147,835	0,050	147,820	0,061

Tabla A.27 Requerimientos para soluciones de carbonato de potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de K₂CO₃ Vs ρ_{req}
 (Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Requerimientos de las Soluciones de Carbonato de Potasio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ _{req} (lb/gal)	K ₂ CO ₃ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	K ₂ CO ₃ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	K ₂ CO ₃ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	K ₂ CO ₃ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,35	11,22	159,880	37,24	158,729	0,720	159,702	0,112	159,670	0,131
1,37	11,42	172,200	36,74	170,104	1,217	172,391	0,111	172,331	0,076
1,39	11,62	184,905	36,20	181,479	1,853	185,285	0,206	185,182	0,150
1,42	11,81	197,960	35,63	192,286	2,866	197,724	0,119	197,566	0,199
				Error promedio (%)	9,196		0,367		0,318

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajustó al comportamiento de lb/bbl de K₂CO₃ Vs ρ_{req} fue una polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de K}_2\text{CO}_3 = -0,0419 \times \rho_{\text{req}}^3 + 3,8151 \times \rho_{\text{req}}^2 + 6,9603 \times \rho_{\text{req}} - 183,33 \quad (\text{A.25})$$

Tabla A.28 Requerimientos para soluciones de cloruro de magnesio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de MgCl₂ Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Cloruro de Magnesio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	Densidad (lb/gal)	MgCl₂ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	MgCl₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,008	8,41	7,54	41,71	3,296	56,285	6,852	9,129	7,505	0,470
1,016	8,48	15,15	41,45	11,921	21,315	14,793	2,355	15,186	0,237
1,024	8,55	22,92	40,87	20,545	10,360	22,779	0,615	22,953	0,146
1,033	8,62	30,76	40,28	29,170	5,168	30,809	0,160	30,805	0,145
1,041	8,69	38,82	39,69	37,795	2,641	38,884	0,164	38,736	0,216
1,050	8,76	46,96	39,06	46,420	1,151	47,002	0,090	46,746	0,456
1,058	8,83	55,24	38,43	55,044	0,354	55,165	0,136	54,831	0,741
1,067	8,90	63,60	37,80	63,669	0,108	63,372	0,358	62,988	0,963
1,076	8,98	72,11	37,17	73,526	1,963	72,806	0,965	72,395	0,395
1,085	9,05	80,85	36,50	82,151	1,609	81,108	0,319	80,698	0,188
1,094	9,13	89,73	36,16	92,007	2,538	90,650	1,025	90,264	0,595

Tabla A.28 Requerimientos para soluciones de cloruro de magnesio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de MgCl₂ Vs ρ_{req} (Continuación).

Propiedades de las Soluciones de Cloruro de Magnesio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	MgCl₂ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	MgCl₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,103	9,20	98,61	35,83	100,632	2,051	99,046	0,442	98,699	0,091
1,112	9,28	107,76	35,13	110,489	2,532	108,697	0,869	108,410	0,603
1,121	9,35	116,90	34,44	119,114	1,893	117,188	0,246	116,965	0,056
1,130	9,43	126,35	33,73	128,970	2,074	126,947	0,472	126,806	0,361
1,139	9,50	135,79	33,01	137,595	1,329	135,533	0,189	135,468	0,237
1,148	9,58	145,53	31,48	147,452	1,321	145,400	0,089	145,423	0,073
1,157	9,66	155,27	29,95	157,309	1,313	155,325	0,035	155,434	0,106
1,167	9,73	165,28	29,13	165,933	0,395	164,057	0,740	164,236	0,632
1,176	9,81	175,28	28,31	175,790	0,291	174,090	0,679	174,339	0,537
1,186	9,90	185,66	27,47	186,879	0,657	185,446	0,115	185,756	0,052
1,196	9,98	196,03	26,63	196,736	0,360	195,602	0,218	195,947	0,042
1,206	10,06	206,78	25,77	206,593	0,091	205,816	0,466	206,172	0,294
1,216	10,15	217,53	24,91	217,682	0,070	217,375	0,071	217,711	0,083
1,227	10,24	228,58	24,00	228,770	0,083	229,008	0,187	229,282	0,307

Tabla A.28 Requerimientos para soluciones de cloruro de magnesio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de MgCl₂ Vs ρ_{req} (Continuación).

Propiedades de las Soluciones de Cloruro de Magnesio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	MgCl₂ (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	MgCl₂ (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 2	Error Relativo C. polinomio grado 2	MgCl₂ (lb/bbl) polinomio grado 3	Error Relativo C. polinomio grado 3
1,237	10,32	239,63	23,10	238,627	0,418	239,409	0,092	239,590	0,017
1,248	10,41	251,02	22,18	249,716	0,519	251,180	0,064	251,207	0,074
1,258	10,50	262,40	21,25	260,805	0,608	263,024	0,238	262,839	0,167
1,269	10,59	274,12	20,29	271,894	0,812	274,941	0,300	274,480	0,131
1,279	10,67	285,84	19,32	281,751	1,431	285,595	0,086	284,830	0,353
				Error promedio (%)	4,058	0,697		0,292	

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajustó al comportamiento de lb/bbl de MgCl₂ Vs ρ_{req} fue una polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de MgCl}_2 = -1,3577 \times \rho_{\text{req}}^3 + 43,344 \times \rho_{\text{req}}^2 - 331,86 \times \rho_{\text{req}} + 540,1 \quad (\text{A.26})$$

Tabla A.29 Requerimientos para soluciones de Bromuro de Potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de KBr Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Bromuro de potasio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	KBr (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	KBr (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	KBr (lb/bbl) polinómica de grado 2	Error Relativo C. Polinómico de grado 2	KBr (lb/bbl) polinómica de grado 3	Error Relativo C. Polinómico de grado 3
1,032	8,6	15,1	41,370	15,610	3,380	16,28994	7,880397351	16,6238632	10,09180927
1,044	8,7	21,9	41,160	21,737	0,745	22,257335	1,631666667	22,7931641	4,078374886
1,056	8,8	28,1	40,908	27,863	0,843	28,23656	0,485978648	28,9417184	2,995439146
1,068	8,9	34,8	40,614	33,990	2,329	34,227615	1,644784483	35,0719543	0,781477874
1,080	9,0	40,8	40,404	40,116	1,676	40,2305	1,395833333	41,1863	0,946813725
1,092	9,1	47,0	40,152	46,242	1,612	46,245215	1,605925532	47,2871837	0,611029149
1,104	9,2	52,6	40,068	52,369	0,440	52,27176	0,624030418	53,3770336	1,47725019
1,116	9,3	58,6	39,774	58,495	0,179	58,310135	0,494650171	59,4582779	1,464638055
1,128	9,4	64,7	39,564	64,622	0,121	64,36034	0,524976816	65,5333448	1,288013601
1,140	9,5	70,6	39,354	70,748	0,210	70,422375	0,251593484	71,6046625	1,423034703
1,152	9,6	76,6	39,144	76,874	0,358	76,49624	0,135456919	77,6746592	1,402949347
1,164	9,7	82,3	38,976	83,001	0,852	82,581935	0,342569866	83,7457631	1,756698785
1,176	9,8	88,5	38,724	89,127	0,709	88,67946	0,202779661	89,8204024	1,491980113
1,188	9,9	94,8	38,472	95,254	0,478	94,788815	0,011798523	95,9010053	1,161397996
1,200	10,0	100,8	38,262	101,380	0,575	100,91	0,109126984	101,99	1,180555556
1,212	10,1	106,9	38,010	107,506	0,567	107,043015	0,13378391	108,0898147	1,113016558
1,224	10,2	112,7	37,842	113,633	0,828	113,18786	0,432883762	114,2028776	1,333520497
1,236	10,3	119,0	37,590	119,759	0,638	119,344535	0,28952521	120,3316169	1,119005798
1,248	10,4	125,4	37,296	125,886	0,387	125,51304	0,090143541	126,4784608	0,860016587
1,260	10,5	131,4	37,086	132,012	0,466	131,693375	0,223268645	132,6458375	0,948125951
1,272	10,6	137,6	36,876	138,138	0,391	137,88554	0,207514535	138,8361752	0,89838314
1,284	10,7	143,8	36,624	144,265	0,323	144,089535	0,201345619	145,0519021	0,870585605
1,296	10,8	150,6	36,330	150,391	0,139	150,30536	0,19564409	151,2954464	0,461783798
1,308	10,9	157,0	36,036	156,518	0,307	156,533015	0,297442675	157,5692363	0,362570892
1,320	11,0	162,6	35,868	162,644	0,027	162,7725	0,106088561	163,8757	0,784563346

Tabla A.29 Requerimientos para soluciones de Bromuro de Potasio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de KBr Vs ρ_{req}
 (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Propiedades de las Soluciones de Bromuro de potasio									
Comportamiento Real				Reproducción de Comportamiento					
				Relación Densidad – Requerimiento					
Densidad específica	ρ_{req} (lb/gal)	KBr (lb/bbl)	agua (gal/bbl)	KBr (lb/bbl) lineal	Error Relativo C. lineal	KBr (lb/bbl) polinómica de grado 2	Error Relativo C. Polinómico de grado 2	KBr (lb/bbl) polinómica de grado 3	Error Relativo C. Polinómico de grado 3
1,332	11,1	169,2	35,574	168,770	0,254	169,023815	0,104128251	170,2172657	0,601220863
1,344	11,2	175,5	35,364	174,897	0,344	175,28696	0,121390313	176,5963616	0,624707464
1,356	11,3	181,2	35,070	181,023	0,098	181,561935	0,199743377	183,0154159	1,001885155
1,368	11,4	188,2	34,818	187,150	0,558	187,84874	0,18664187	189,4768568	0,678457386
1,380	11,5	194,2	34,608	193,276	0,476	194,147375	0,027098352	195,9831125	0,918183574
				Error promedio (%)	0,677		0,672		1,491

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajustó al comportamiento de lb/bbl KBr Vs ρ_{req} fue una polinómica de grado 2 sin embargo en vista que la diferencia en cuanto al error de dicha regresión respecto a la lineal es muy pequeña por la comodidad de trabajar con una ecuación con menor número de términos se decidió trabajar con el ajuste lineal y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl KBr} = 61,264x\rho_{req} - 511,26 \quad (\text{A.27})$$

Tabla A.30 Requerimientos para soluciones de Bromuro de Sodio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de NaBr Vs ρ_{req} . *Ramírez*

G. y Briceño L. 2014

Requerimientos para salmueras de Bromuro de Sodio								
Comportamiento Real			Modelo de Requerimiento NaBr					
ρ_{req} (lpg)	NaBr @ 95% (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
8,4	4,08	41,81	2,94	27,85	3,93	3,57	4,03	1,31
8,5	9,60	41,66	8,67	9,67	9,48	1,24	9,53	0,73
8,6	15,07	41,51	14,40	4,45	15,04	0,20	15,05	0,13
8,7	20,60	41,35	20,13	2,29	20,61	0,04	20,59	0,05
8,8	26,15	41,18	25,86	1,13	26,19	0,15	26,14	0,02
8,9	31,70	41,02	31,58	0,37	31,78	0,26	31,72	0,05
9,0	37,39	40,85	37,31	0,21	37,38	0,01	37,31	0,23
9,1	42,92	40,69	43,04	0,28	43,00	0,18	42,91	0,02
9,2	48,55	40,51	48,77	0,45	48,63	0,15	48,53	0,04
9,3	54,20	40,34	54,49	0,54	54,26	0,12	54,16	0,07
9,4	59,84	40,17	60,22	0,64	59,91	0,12	59,81	0,04
9,5	65,52	39,99	65,95	0,66	65,57	0,08	65,48	0,07
9,6	71,21	39,81	71,68	0,66	71,24	0,05	71,15	0,08

Tabla A.30 Requerimientos para soluciones de Bromuro de Sodio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de NaBr Vs ρ_{req}

(Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Requerimientos para salmueras de Bromuro de Sodio								
Comportamiento Real				Modelo de Requerimiento NaBr				
ρ_{req} (lpg)	NaBr @ 95% (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
9,7	76,91	39,64	77,41	0,65	76,92	0,02	76,84	0,09
9,8	82,58	39,46	83,13	0,67	82,62	0,05	82,55	0,04
9,9	88,33	39,27	88,86	0,60	88,32	0,01	88,26	0,08
10,0	94,05	39,09	94,59	0,57	94,04	0,01	93,99	0,06
10,1	99,81	38,90	100,32	0,51	99,77	0,04	99,73	0,08
10,2	105,56	38,72	106,05	0,46	105,51	0,05	105,48	0,08
10,3	111,33	38,53	111,77	0,40	111,26	0,07	111,24	0,08
10,4	117,09	38,34	117,50	0,35	117,02	0,06	117,01	0,07
10,5	122,86	38,16	123,23	0,30	122,79	0,06	122,79	0,06
10,6	128,62	37,97	128,96	0,26	128,58	0,03	128,58	0,03
10,7	134,41	37,78	134,69	0,20	134,37	0,03	134,38	0,02
10,8	140,19	37,59	140,41	0,16	140,18	0,01	140,19	0,00
10,9	146,02	37,40	146,14	0,08	146,00	0,02	146,00	0,01
11,0	151,87	37,20	151,87	0,00	151,83	0,03	151,82	0,03
11,1	157,71	37,00	157,60	0,07	157,67	0,03	157,65	0,04
11,2	163,58	36,80	163,32	0,16	163,52	0,04	163,49	0,05
11,3	169,40	36,61	169,05	0,21	169,38	0,01	169,33	0,04
11,4	175,28	36,41	174,78	0,28	175,26	0,01	175,18	0,06

Tabla A.30 Requerimientos para soluciones de Bromuro de Sodio y el mejor ajuste al comportamiento de lb/bbl de NaBr Vs ρ_{req}
 (Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Requerimientos para salmueras de Bromuro de Sodio								
Comportamiento Real				Comportamiento Real				
ρ_{req} (lpg)	NaBr @ 95% (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
11,5	181,14	36,21	180,51	0,35	181,14	0,00	181,04	0,06
11,6	186,98	36,02	186,24	0,40	187,04	0,03	186,90	0,04
11,7	192,83	35,81	191,96	0,45	192,95	0,06	192,76	0,04
		Error Promedio (%)		1,66		0,20		0,11

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajustó al comportamiento de lb/bbl de NaBr Vs ρ_{req} fue una polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de NaBr: } -0,0719x\rho_{req}^3 + 2,7319x\rho_{req}^2 + 24,263x\rho_{req} - 349,93 \quad (\text{A.28})$$

Tabla A.31 Salmuera de formiato de sodio ^[14].

HCOONa (% en peso)	HCOONa (g/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	lbs HCOONa /bbl H2O	Actividad
1	10,05	996,6	1	8,371	1,0034	3397	3,53	0,992
2	20,2	991,7	1,0102	8,415	1,0083	6829	7,13	0,986
3	30,47	987	1,0157	8,461	1,0131	10301	10,81	0,979
4	40,86	982,4	1,0215	8,509	1,0179	13813	14,56	0,972
5	51,38	977,9	1,0275	8,559	1,0226	17367	18,39	0,965
6	62,02	973,4	1,0337	8,611	1,0273	20966	22,3	0,958
7	72,8	968,9	1,04	8,663	1,0321	24609	26,3	0,951
8	83,71	964,4	1,0464	8,716	1,0369	28297	30,38	0,946
9	94,75	958,8	1,0528	8,77	1,0419	32030	34,55	0,938
10	105,83	956,1	1,0593	8,824	1,047	35808	38,82	0,932
11	117,24	950,3	1,0668	8,878	1,0523	39631	43,18	0,925
12	128,68	945,4	1,0724	8,933	1,0578	43600	47,64	0,919
13	140,26	940,4	1,0789	9,987	1,0634	47413	52,2	0,913
14	151,97	935,2	1,0855	9,042	1,0693	51372	56,87	0,906
15	163,81	930	1,0921	9,097	1,0763	55375	61,65	0,9
16	175,79	924,5	1,0987	9,152	1,0816	59424	66,55	0,893
17	187,91	919,1	1,1053	9,207	1,088	63519	71,56	0,887
18	200,16	913,5	1,112	9,263	1,0947	67660	76,69	0,88

Tabla A.31 Salmuera de formiato de sodio. (Continuación)

HCOONa (% en peso)	HCOONa (g/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	lbs HCOONa /bbl H2O	Actividad
19	212,56	907,7	1,1187	9,318	1,1016	71848	81,95	0,873
20	226,08	901,9	1,1254	9,374	1,1087	76084	87,34	0,866
21	237,75	896	1,1322	9,431	1,116	80369	92,87	0,859
22	250,58	890	1,139	9,488	1,1236	84704	98,54	0,852
23	253,56	883,9	11,459	9,546	1,1313	89092	104,36	0,844
24	276,69	877,8	1,1529	9,604	1,1392	93532	110,33	0,836
25	289,99	871,5	1,16	9,663	1,1474	98027	116,46	0,828
26	303,46	865,2	1,1671	9,722	1,1557	102579	122,75	0,819
27	317,09	858,9	1,1744	9,783	1,1643	107188	129,22	0,81
28	330,9	852,4	1,1818	9,844	1,1731	111857	135,87	0,8
29	344,89	845,9	1,1893	9,907	1,1822	116586	142,7	0,79
30	359,08	839,3	1,1969	9,97	1,1914	121376	149,73	0,78
31	373,42	832,7	1,2046	10,034	1,201	126228	156,96	0,77
32	387,96	826,9	1,2124	10,099	1,2108	131143	164,41	0,759
33	402,68	819	1,2202	10,165	1,221	136119	172,08	0,748
34	417,58	812,1	1,2282	10,231	1,2314	141157	179,98	0,736
35	432,66	806	1,2362	10,297	1,2423	146253	188,12	0,725
36	447,9	797,7	1,2442	10,364	1,2536	151407	196,52	0,713
37	463,3	790,3	1,2522	10,431	1,2654	156613	205,19	0,702
38	478,85	782,7	1,2601	10,497	1,2776	161868	214,13	0,691
39	494,52	774,9	1,268	10,562	1,2905	167165	223,37	0,68
40	510,29	766,8	1,2757	10,627	1,3041	172497	232,91	0,67

Tabla A.31 Salmuera de formiato de sodio. (Continuación)

HCOONa (% en peso)	HCOONa (g/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Sodio (mg/L)	lbs HCOONa /bbl H2O	Actividad
41	526,14	758,5	1,2833	10,69	1,3184	177855	242,78	0,66
42	542,04	749,9	1,2906	10,75	1,3336	183227	252,99	0,651
43	557,93	740,9	1,2975	10,808	1,3497	188601	263,56	0,643
44	573,79	731,6	1,3041	10,863	1,3669	193962	274,51	0,636
45	589,58	721,9	1,3101	10,913	1,3863	199293	286,86	0,63
46	605,19	711,7	1,3156	10,959	1,4051	204574	297,61	0,626
47	620,59	701,1	1,3204	10,999	1,4264	209782	309,82	0,622
48	635,71	689,9	1,3244	11,032	1,4494	214891	322,5	0,619
49	650,45	678,2	1,3274	11,058	1,4746	219874	335,67	0,617
49,5	657,65	672,1	1,3286	11,067	1,4878	222307	342,45	0,616

Tabla A.32 Ajuste de factor de corrección de formiato de sodio Vs ρ_{req}

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio			
Densidad (lpg)	Factor de corrección	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
8,371	1,0034	1,0050391	0,16335493	1,12254332	11,8739603
8,415	1,0083	1,01146952	0,31434263	1,12568428	11,6418015
8,461	1,0131	1,01795997	0,4797124	1,12968748	11,5079934
8,509	1,0179	1,02449511	0,6479137	1,13458333	11,4631431
8,559	1,0226	1,03106235	0,82753279	1,14039272	11,518944
8,611	1,0273	1,03765223	1,00771272	1,14712659	11,6642256
8,663	1,0321	1,04401827	1,15475913	1,15449092	11,8584363
8,716	1,0369	1,05029831	1,29215104	1,16257132	12,1199078
8,77	1,0419	1,05650352	1,40162379	1,17132741	12,4222487
8,824	1,047	1,06253715	1,48396856	1,18054185	12,7547139
8,878	1,0523	1,06842293	1,53216058	1,19014964	13,0998418
8,933	1,0578	1,07429023	1,55891794	1,2002778	13,4692569
8,987	1,0634	1,0799498	1,55630995	1,21050259	13,8332324
9,042	1,0693	1,08563592	1,52772049	1,22115133	14,2010033
9,097	1,0763	1,09126796	1,39068654	1,23199047	14,4653417
9,152	1,0816	1,09687099	1,41188868	1,24297896	14,9203918
9,207	1,088	1,10247006	1,32996853	1,2540813	15,264825
9,263	1,0947	1,10819276	1,23255325	1,26547158	15,5998522
9,318	1,1016	1,11386015	1,11294037	1,27671837	15,896729
9,374	1,1087	1,11970437	0,99254734	1,28821123	16,1911454
9,431	1,116	1,12575657	0,87424489	1,29993835	16,4819314
9,488	1,1236	1,13194104	0,74234922	1,31168673	16,7396518
9,546	1,1313	1,13839856	0,62746901	1,32366131	17,0035636

Tabla A.32 Ajuste de factor de corrección de formiato de sodio Vs ρ_{req} (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio			
Densidad (lpg)	Factor de corrección	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
9,663	1,1474	1,15204931	0,40520435	1,34790645	17,4748516
9,722	1,1557	1,15931068	0,31242334	1,36021019	17,6957855
9,783	1,1643	1,16712795	0,24288801	1,37302167	17,9267945
9,844	1,1731	1,17529395	0,18702115	1,38596343	18,1453784
9,907	1,1822	1,18413003	0,16325727	1,39951615	18,3823509
9,97	1,1914	1,1934122	0,16889393	1,41331908	18,6267483
10,034	1,201	1,20333725	0,1946083	1,42767015	18,8734515
10,099	1,2108	1,21396898	0,26172594	1,4426713	19,1502559
10,165	1,221	1,22537537	0,35834335	1,45844383	19,4466692
10,231	1,2314	1,23744061	0,49054796	1,4748758	19,7722753
10,297	1,2423	1,25020798	0,63655964	1,49209402	20,1073827
10,364	1,2536	1,26393148	0,82414515	1,51051963	20,4945458
10,431	1,2654	1,27846848	1,03275457	1,53005509	20,9147377
10,497	1,2776	1,29362793	1,25453444	1,55054872	21,3641763
10,562	1,2905	1,3094143	1,46565668	1,57211355	21,8220496
10,627	1,3041	1,3260923	1,68639668	1,59522705	22,3239822
10,69	1,3184	1,3431471	1,87705521	1,61928433	22,8219303
10,75	1,3336	1,36023906	1,99753018	1,64387734	23,2661476
10,808	1,3497	1,37758001	2,06564488	1,66936641	23,6842566
10,863	1,3669	1,39479447	2,04071004	1,69523758	24,0206001
10,913	1,3863	1,41111628	1,79010878	1,72031146	24,093736
10,959	1,4051	1,42671459	1,53829539	1,74478271	24,174985

Tabla A.32 Ajuste de factor de corrección de formiato de sodio Vs ρ_{req} (Continuación).

Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio			
Densidad (lpg)	Factor de corrección	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
10,999	1,4264	1,44074364	1,00558318	1,76722456	23,894038
11,032	1,4494	1,45265065	0,22427532	1,78659689	23,2645845
11,058	1,4746	1,46224781	0,83766368	1,8024299	22,2317846
11,067	1,4878	1,46561478	1,49114292	1,808031	21,5237933
	Error Promedio (%)	0,99		19,88	

Como se observa en la tabla el mejor ajuste del comportamiento de factor de corrección de formiato de sodio Vs ρ_{req} . Se obtuvo a través de una regresión polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Factor de corrección de HCOONa} = 0,0251x\rho_{req} - 0,6898x\rho_{req} + 6,4208x\rho_{req} - 19,13 \quad (\text{A.29})$$

Tabla A.33 Ajuste de lbs HCOONa /bbl H2O Vs ρ_{req} . *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio					
Densidad (lpg)	lbs HCOONa /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
8,371	3,53	10,953655	210,301842	-1,25772921	135,629723	0,46144083	86,92802174
8,415	7,13	13,0685911	83,2901981	3,16450448	55,6170479	2,17703821	69,46650478
8,461	10,81	15,3823534	42,2974413	7,68459906	28,9121271	4,29402087	60,27732771
8,509	14,56	17,9086342	22,9988613	12,2966149	15,5452272	6,82509184	53,12436923
8,559	18,39	20,6617212	12,3530245	16,9960529	7,57991914	9,77847117	46,8272367
8,611	22,3	23,6564974	6,082948	21,780071	2,3315204	13,157723	40,99675784
8,663	26,3	26,785419	1,84569979	26,4691154	0,64302452	16,8158642	36,06135283
8,716	30,38	30,1125521	0,88034207	31,1615672	2,57263739	20,7968966	31,54411925
8,77	34,55	33,6457845	2,61712156	35,863997	3,80317516	25,0813385	27,40567732
8,824	38,82	37,3236797	3,85450881	40,4989167	4,3248755	29,5639276	23,84356621
8,878	43,18	41,1462376	4,70996383	45,0781823	4,39597567	34,2145965	20,76286136
8,933	47,64	45,1882896	5,14632736	49,6973023	4,31843474	39,0955889	17,93537166
8,987	52,2	49,302852	5,55009187	54,2003485	3,83208517	44,0038321	15,70147112
9,042	56,87	53,642316	5,67554771	58,7664381	3,33468989	49,0974451	13,66723203
9,097	61,65	58,1318502	5,70665005	63,3244461	2,71605204	54,2651005	11,97875023
9,152	66,55	62,7714547	5,67775399	67,8868993	2,00886448	59,4879665	10,61162056
9,207	71,56	67,5611294	5,58813661	72,4663249	1,26652442	64,7498229	9,516737136
9,263	76,69	72,592077	5,34349062	77,1593995	0,61207393	70,1333546	8,549544167
9,318	81,95	77,6846208	5,20485562	81,8112309	0,16933385	75,4351515	7,949784617

Tabla A.33 Ajuste de lbs HCOONa /bbl H2O Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio					
Densidad (lpg)	lbs HCOONa /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
9,374	87,34	83,0239442	4,94167142	86,6040034	0,8426799	80,8393344	7,442942022
9,431	92,87	88,6183816	4,57803208	91,5543426	1,41666562	86,3400696	7,03125922
9,488	98,54	94,3740019	4,22772283	96,5911629	1,97771174	91,8375233	6,801782764
9,546	104,36	100,396047	3,79834479	101,819515	2,43434733	97,4277061	6,642673296
9,604	110,33	106,584981	3,3943797	107,166538	2,86727307	103,016968	6,628325756
9,663	116,46	113,051849	2,92645626	112,742667	3,19194007	108,70792	6,656431098
9,722	122,75	119,69141	2,49172332	118,472259	3,48492166	114,414009	6,791031642
9,783	129,22	126,737613	1,92105507	124,573871	3,59551822	120,343575	6,869234709
9,844	135,87	133,968414	1,39956246	130,873148	3,67767126	126,32207	7,027254035
9,907	142,7	141,630068	0,74977684	137,604586	3,57071766	132,571852	7,097510785
9,97	149,73	149,488625	0,16120717	144,583918	3,43690765	138,927054	7,214950844
10,034	156,96	157,673535	0,45459644	151,947241	3,19365373	145,525787	7,284794204
10,099	164,41	166,194324	1,0852891	159,727665	2,8479624	152,415858	7,29526322
10,165	172,08	175,060666	1,73213978	167,960396	2,39400516	159,6542	7,220943498
10,231	179,98	184,14311	2,31309568	176,549811	1,90587209	167,191034	7,105770469
10,297	188,12	193,441654	2,8288615	185,517558	1,38339454	175,0864	6,92834339
10,364	196,52	203,102123	3,34934016	195,030406	0,75798592	183,535425	6,607253643
10,431	205,19	212,985292	3,79906019	204,97809	0,10327501	192,495581	6,186665508
10,497	214,13	222,938688	4,11371048	215,224481	0,5111294	201,899492	5,711721032
10,562	223,37	232,95249	4,28996303	225,770564	1,07470293	211,801078	5,179264199
10,627	232,91	243,175895	4,40766598	236,788897	1,66540587	222,421675	4,503166634

Tabla A.33 Ajuste de lbs HCOONa /bbl H2O Vs ρ_{req} . (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de requerimiento formiato de sodio					
Densidad (lpg)	lbs HCOONa /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
10,69	242,78	253,284761	4,32686403	247,938412	2,12472709	233,485134	3,8285138
10,75	252,99	263,095313	3,99435254	259,004734	2,37745934	244,804727	3,235413826
10,808	263,56	272,748612	3,48634524	270,132941	2,49390701	256,546895	2,660913842
10,863	274,51	282,056765	2,74917673	281,090217	2,39707734	268,475163	2,198403394
10,913	286,86	290,648949	1,32083561	291,403949	1,58403017	280,044946	2,375742219
10,959	297,61	298,663297	0,35391862	301,197514	1,2054413	291,344756	2,105186042
10,999	309,82	305,717625	1,32411568	309,957065	0,04424032	301,714037	2,616345899
11,032	322,5	311,5972	3,38071308	317,357749	1,59449636	310,669786	3,668283432
11,058	335,67	316,267644	5,78018768	323,301331	3,68477055	317,992402	5,266362078
11,067	342,45	317,89215	7,17122218	325,382144	4,98404333	320,583496	6,385312908
	Error Promedio (%)	10,56		6,97		15,35	

Como se observa en la tabla el mejor ajuste del comportamiento de factor de corrección de formiato de sodio Vs ρ_{req} . Se obtuvo a través de una regresión polinómica de grado 3 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{lbs HCOONa /bbl H2O} = 0,0251x\rho_{req} - 0,6898x\rho_{req} + 6,4208x\rho_{req} - 19,13 \quad (\text{A.30})$$

Tabla A.34 Salmuera de formiato de potasio. ^[14]

HCOOK (% en peso)	HCOOK (gk/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK /bbl H2O	Actividad
1	10,6	998	1,0063	8,382	1,002	4677	3,53	0,944
2	20,25	994	1,0124	8,433	1,0061	9411	7,13	0,991
3	30,55	989,7	1,0164	8,484	1,0106	14201	10,81	0,987
4	40,97	985,1	1,0243	8,533	1,0161	19044	14,56	0,984
5	51,51	980,4	1,0302	8,581	1,02	23841	18,39	0,98
6	62,16	975,5	1,0359	8,629	1,0261	18890	22,3	0,975
7	72,92	970,5	1,0417	8,677	1,0304	33892	26,3	0,971
8	83,79	966,3	1,0474	8,725	1,0359	38946	30,38	0,968
9	94,78	960,1	1,0531	8,772	1,0416	44063	34,55	0,961
10	105,88	954,7	1,0588	8,82	1,0476	49214	38,82	0,956
11	117,11	949,2	1,0646	8,868	1,0535	54430	43,18	0,951
12	128,45	943,6	1,0704	8,916	1,0597	59700	47,64	0,946
13	139,91	938	1,0762	8,965	1,0661	65028	52,2	0,94
14	151,49	932,3	1,0821	9,014	1,0726	70413	56,87	0,934
15	163,21	928,5	1,0881	9,063	1,0793	75858	61,65	0,928
16	175,05	920,7	1,0941	9,114	1,0862	81363	66,55	0,922
17	187,03	918,8	1,1002	9,164	1,0931	86930	71,56	0,915
18	199,14	908,9	1,1064	9,216	1,1003	92561	76,68	0,908
19	211,4	902,9	1,1126	9,268	1,1076	98257	81,95	0,901
20	223,8	896,8	1,119	9,321	1,1151	104019	87,34	0,894
21	236,34	890,7	1,1254	9,375	1,1227	109850	92,87	0,886

Tabla A.34 Salmuera de formiato de potasio (continuación).

HCOOK (% en peso)	HCOOK (gk/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK /bbl H2O	Actividad
22	249,04	884,5	1,132	9,429	1,1305	116750	98,54	0,878
23	261,88	878,3	1,1386	9,485	1,1386	121721	104,36	0,87
24	274,88	872	1,1453	9,541	1,1467	127763	110,33	0,862
25	288,04	865,7	1,1522	9,598	1,1552	133880	116,46	0,854
26	301,36	859,3	1,1591	9,666	1,1638	140071	122,75	0,845
27	314,84	852,8	1,1661	9,714	1,1726	146337	129,22	0,836
28	328,49	846,2	1,1732	9,773	1,1817	152680	135,87	0,827
29	342,3	839,6	1,1804	9,832	1,1911	159100	142,7	0,818
30	356,29	832,8	1,1876	9,883	1,2007	165599	149,73	0,809
31	370,44	826	1,195	9,954	1,2106	172176	156,96	0,799
32	384,76	819,1	1,2024	10,016	1,2209	178883	164,41	0,789
33	399,25	812,1	1,2099	10,078	1,2314	185569	172,08	0,78
34	413,92	804,9	1,2174	10,141	1,2423	192386	179,98	0,77
35	428,76	797,7	1,225	10,204	1,2536	199283	188,12	0,76
36	443,77	790,3	1,2327	10,268	1,2653	206261	196,52	0,75
37	458,96	782,9	1,2404	10,333	1,2773	213320	205,19	0,74
38	474,32	775,3	1,2482	10,398	1,2899	220459	214,13	0,73
39	489,85	767,6	1,256	10,463	1,3028	227679	223,37	0,719
40	505,56	759,7	1,2639	10,528	1,3163	234981	232,91	0,709
41	521,44	751,7	1,2718	10,594	1,3303	242363	242,78	0,699
42	537,5	743,6	1,2798	10,66	1,3448	249826	252,99	0,689

Tabla A.34 Salmuera de formiato de potasio (continuación).

HCOOK (% en peso)	HCOOK (gk/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK /bbl H2O	Actividad
43	553,73	735,3	1,2877	10,727	1,3599	257369	263,56	0,678
44	570,13	726,9	1,2958	10,794	1,3756	264993	274,51	0,668
45	586,71	718,4	1,3038	10,861	1,392	272697	285,85	0,658
46	603,46	709,7	1,3119	10,928	1,4091	280482	297,61	0,648
47	620,38	700,8	1,32	10,996	1,4269	288348	309,82	0,638
48	637,48	691,8	1,3281	11,063	1,4454	296296	322,5	0,627
49	654,76	682,7	1,3362	11,131	1,4648	304325	335,67	0,617
50	672,21	673,5	1,3444	11,199	1,485	312436	349,37	0,607
51	689,84	664	1,3526	11,267	1,5081	320630	363,63	0,597
52	707,65	654,4	1,3609	11,336	1,5281	328908	378,48	0,587
53	725,64	644,7	1,3691	11,405	1,5754	337272	393,97	0,576
54	743,82	634,8	1,3774	11,474	1,6007	345722	410,13	0,566
55	762,19	624,7	1,3858	11,544	1,6272	354262	427,01	0,556
56	780,76	614,6	1,3942	11,614	1,655	362893	444,65	0,546
57	799,54	604,2	1,4027	11,684	1,6841	371618	463,12	0,535
58	818,52	593,8	1,4112	11,756	1,7147	380440	482,46	0,526
59	837,71	583,2	1,4199	11,827	1,7469	389363	502,75	0,514
60	857,14	572,5	1,4286	11,9	1,7807	398391	527,06	0,504
61	876,8	561,6	1,4374	11,973	1,8162	407529	546,45	0,493
62	896,71	550,6	1,4463	12,048	1,8537	416783	570,02	0,482
63	916,88	539,5	1,4564	12,123	1,8932	426167	594,87	0,471
64	937,32	528,2	1,4646	12,2	1,8932	435661	621,1	0,459

Tabla A.34 Salmuera de formiato de potasio (continuación).

HCOOK (% en peso)	HCOOK (gk/L)	H2O inicial (mL/L)	Densidad (S.G.)	Densidad (lpg)	Factor de corrección	Potasio (mg/L)	lbs HCOOK /bbl H2O	Actividad
65	958,06	516,8	1,4739	12,278	1,9349	445300	648,83	0,447
66	979,11	505,3	1,4835	12,358	1,979	455083	678,19	0,436
67	1000,49	493,7	1,4933	12,439	2,0267	465020	709,33	0,423
68	1022,22	481,9	1,5033	12,522	2,0751	476121	742,41	0,409
69	1044,33	470	1,5135	12,608	2,1275	486397	777,63	0,396
70	1066,84	458	1,5249	12,695	2,1832	495861	815,2	0,381
71	1089,79	445,9	1,5349	12,788	2,2425	506525	855,35	0,366
72	1113,2	433,7	1,5461	12,879	2,3058	517405	898,38	0,35
73	1137,1	421,3	1,5677	12,976	2,3734	528517	944,59	0,333
74	1181,54	408,8	1,5697	13,075	2,4459	539876	994,36	0,314
75	1186,56	398,2	1,5821	13,179	2,5238	551503	1048,11	0,294

Tabla A.35 Ajuste de factor de corrección de formiato de Potasio Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	Factor de corrección HCOOK	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
8,382	1,002	1,04754953	4,54586112	0,96927905	3,26556396	0,85418388	14,7521076
8,433	1,0061	1,04699574	4,06477934	0,97496517	3,09460573	0,85753565	14,7663603
8,484	1,0106	1,04677541	3,57959723	0,9806026	2,96827617	0,86069607	14,833161
8,533	1,0161	1,0468778	3,02901337	0,98598086	2,96419082	0,86356313	15,0119936
8,581	1,02	1,04727656	2,67417256	0,99122039	2,8215306	0,86622067	15,0764054
8,629	1,0261	1,04797069	2,13143827	0,99643827	2,89072527	0,86873834	15,3358992
8,677	1,0304	1,04896019	1,80126057	1,00164146	2,79100692	0,87112561	15,4575305
8,725	1,0359	1,05024506	1,38479221	1,00683695	2,80558497	0,87339185	15,6876296
8,772	1,0416	1,05178937	0,97824255	1,01192341	2,84913457	0,87550255	15,9463757
8,82	1,0476	1,05365884	0,57835433	1,01712416	2,90910997	0,8775566	16,2317101
8,868	1,0535	1,05582368	0,22056748	1,02233795	2,95795403	0,87951712	16,5147493
8,916	1,0597	1,05828389	0,13363314	1,02757175	3,0318248	0,88139316	16,8261622
8,965	1,0661	1,06110002	0,46899705	1,03294246	3,11017144	0,8832305	17,1531279
9,014	1,0726	1,06422396	0,7809096	1,03834869	3,19329715	0,88499869	17,490333
9,063	1,0793	1,06765571	1,078874	1,04379786	3,289367	0,88670712	17,8442399
9,114	1,0862	1,07155444	1,34832963	1,04952302	3,37663209	0,88843186	18,2073416
9,164	1,0931	1,07570043	1,59176346	1,05519693	3,46748414	0,89007978	18,572886
9,216	1,1003	1,08035225	1,81293742	1,06117039	3,55626722	0,891759	18,9531038
9,268	1,1076	1,08535072	2,0087831	1,06722662	3,64512308	0,8934136	19,3378835
9,321	1,1151	1,09080203	2,17899488	1,07349365	3,73117674	0,89508581	19,7304449

Tabla. A.35 Ajuste de factor de corrección de formiato de Potasio Vs ρ_{req} (Continuación). *Ramírez G. y Briceño L. 2014*

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	Factor de corrección HCOOK	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
9,375	1,1227	1,09672656	2,31347978	1,07998652	3,80453163	0,89678638	20,12235
9,429	1,1305	1,10302493	2,43034692	1,08659786	3,8834267	0,89849543	20,5222975
9,485	1,1386	1,10995142	2,51612309	1,0935898	3,95311823	0,9002892	20,9301603
9,541	1,1467	1,11727995	2,56562727	1,10073086	4,00881984	0,90211748	21,3292511
9,598	1,1552	1,12515222	2,6010893	1,10816403	4,07167335	0,90402699	21,7428162
9,666	1,1638	1,13508854	2,4670442	1,11726501	3,99853814	0,90638746	22,11828
9,714	1,1726	1,14245932	2,57041416	1,12385221	4,15723976	0,90811904	22,5550877
9,773	1,1817	1,15192391	2,51976738	1,13214534	4,19350591	0,91033443	22,9639981
9,832	1,1911	1,16183476	2,45699283	1,14066717	4,23413879	0,91265906	23,3767897
9,883	1,2007	1,17076136	2,49343176	1,14822774	4,37013883	0,91476728	23,813835
9,954	1,2106	1,18374384	2,21841768	1,15906962	4,25659855	0,91787244	24,1803701
10,016	1,2209	1,19560921	2,07148746	1,16885428	4,26289762	0,92076281	24,5832739
10,078	1,2314	1,20796738	1,90292477	1,17895034	4,25935173	0,92383631	24,9767494
10,141	1,2423	1,22102967	1,71217322	1,18954367	4,24666555	0,92716285	25,3672345
10,204	1,2536	1,23460079	1,5155723	1,20048978	4,23661603	0,93071035	25,7569918
10,268	1,2653	1,24890832	1,29547788	1,21198707	4,21346141	0,93455662	26,1395229
10,333	1,2773	1,26397688	1,04306859	1,22407028	4,16736214	0,93872973	26,506715
10,398	1,2899	1,2795871	0,79951187	1,23658013	4,13364367	0,94318835	26,878956
10,463	1,3028	1,29573895	0,54199011	1,24953391	4,08858498	0,94794898	27,2375667
10,528	1,3163	1,31243245	0,29381946	1,26294894	4,05310807	0,95302789	27,5979722
10,594	1,3303	1,32993699	0,02728801	1,27706008	4,00209892	0,95852705	27,9465493

Tabla A.35 Ajuste de factor de corrección de formiato de Potasio Vs ρ_{req} . (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	Factor de corrección HCOOK	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
10,66	1,3448	1,34799996	0,23795062	1,29168271	3,94982838	0,96438734	28,2876756
10,727	1,3599	1,36690781	0,51531796	1,30706869	3,88494109	0,97072244	28,6181012
10,794	1,3756	1,38639115	0,78446842	1,32301938	3,82237679	0,97746306	28,9427842
10,861	1,392	1,40644998	1,038073	1,33955375	3,76769019	0,98462557	29,2654046
10,928	1,4091	1,42708429	1,27629653	1,35669074	3,71934306	0,99222605	29,5844118
10,996	1,4269	1,44861503	1,52183234	1,37471914	3,65693859	1,00040404	29,8896883
11,063	1,4454	1,47040891	1,73024166	1,39312791	3,61644465	1,00893469	30,1968527
11,131	1,4648	1,49311652	1,93313218	1,41248612	3,57140112	1,01808837	30,4964249
11,199	1,485	1,51641692	2,11561778	1,43254372	3,53240958	1,02775694	30,7907787
11,267	1,5081	1,54031012	2,1358083	1,45332052	3,63235049	1,03795568	31,1746115
11,336	1,5281	1,56516063	2,42527541	1,47515836	3,46454021	1,04886173	31,3617084
11,405	1,5754	1,5906215	0,96619922	1,4977778	4,92714207	1,06034442	32,6936382
11,474	1,6007	1,61669273	0,99910861	1,52119955	4,96660546	1,07241875	33,003139
11,544	1,6272	1,6437655	1,01803697	1,54580181	5,00234695	1,08528771	33,3033611
11,614	1,655	1,67146644	0,99495127	1,57127271	5,05905092	1,09879566	33,6075132
11,684	1,6841	1,69979557	0,93198561	1,59763385	5,13426484	1,11295724	33,9138272
11,756	1,7147	1,72958946	0,86834184	1,62569968	5,19043117	1,12822038	34,2030452
11,827	1,7469	1,75962035	0,72816698	1,65434332	5,29833872	1,1439783	34,5138071
11,9	1,7807	1,791171	0,58802718	1,6848195	5,38442747	1,16092684	34,8050295
11,973	1,8162	1,82340483	0,39669799	1,71635988	5,49719853	1,17864734	35,1036591
12,048	1,8537	1,85723329	0,19060724	1,74989847	5,59969395	1,19767266	35,3901571

Tabla A.35 Ajuste de factor de corrección de formiato de Potasio Vs ρ_{req} . (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	Factor de corrección HCOOK	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
12,123	1,8932	1,89178287	0,07485374	1,78461283	5,73564198	1,2175436	35,6885908
12,2	1,8932	1,928004	1,8383689	1,821504	3,78702726	1,23883984	34,5637101
12,278	1,9349	1,9654705	1,57995268	1,86019584	3,86087943	1,26135348	34,8104049
12,358	1,979	2,00470791	1,29903549	1,90129266	3,92659624	1,28544441	35,0457598
12,439	2,0267	2,04527172	0,9163525	1,94439361	4,06110374	1,31088487	35,3192444
12,522	2,0751	2,08770962	0,60766346	1,99014934	4,09381057	1,33806486	35,5180543
12,608	2,1275	2,13261306	0,24033196	2,03929533	4,14593058	1,36743185	35,7258823
12,695	2,1832	2,1790034	0,19222231	2,09085145	4,2299629	1,39840605	35,9469561
12,788	2,2425	2,22966611	0,57230277	2,14805492	4,21159765	1,43294435	36,1005864
12,879	2,3058	2,28031259	1,10536091	2,20616811	4,32092492	1,46818777	36,3263177
12,976	2,3734	2,33546732	1,59824212	2,27049733	4,335665	1,50735281	36,4897273
13,075	2,4459	2,39300306	2,16267785	2,33874849	4,38086217	1,54904717	36,6676002
13,179	2,5238	2,45479793	2,73405468	2,41333724	4,37684303	1,59474365	36,8118055
	Error Promedio (%)	1,51		3,97		26,33	

Como se observa en la tabla el mejor ajuste del comportamiento de factor de corrección de formiato de Potasio Vs ρ_{req} . se obtuvo a través de una regresión polinómica de grado 2 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{lbs HCOONa / bbl H}_2\text{O} = 0,0251x\rho_{req} - 0,6898x\rho_{req} + 6,4208x\rho_{req} - 19,13 \quad (\text{A.31})$$

Tabla. A.36 Ajuste de lbs HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} . Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	lbs HCOOK /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
8,382	3,53	36,9551755	946,888826	-4,22744498	219,757648	0,29577474	91,6211121
8,433	7,13	36,9470609	418,191598	1,29065147	81,8982963	4,86223964	31,8058957
8,484	10,81	37,1574615	243,732299	6,71872998	37,8470862	9,43369212	12,7318028
8,533	14,56	37,5654405	158,004399	11,8555487	18,5745279	13,8323715	4,99744875
8,581	18,39	38,1606734	107,50774	16,8190029	8,54267033	18,1492289	1,30925032
8,629	22,3	38,9494698	74,6612998	21,7204098	2,59905925	22,475758	0,78815238
8,677	26,3	39,93183	51,8320531	26,5655072	1,00953305	26,8138402	1,95376503
8,725	30,38	41,1077538	35,3118952	31,360033	3,22591512	31,1654437	2,58539742
8,772	34,55	42,4467359	22,855965	36,0111919	4,22920947	35,4414675	2,58022438
8,82	38,82	44,0057544	13,3584606	40,7225441	4,90093789	39,8259739	2,59138048
8,868	43,18	45,7583365	5,97113604	45,4004188	5,14223896	44,2303797	2,4325606
8,916	47,64	47,7044823	0,13535335	50,0505538	5,05993664	48,6569984	2,13475735
8,965	52,2	49,8908273	4,42370239	54,7749136	4,93278475	53,2012439	1,91809173
9,014	56,87	52,2788852	8,07299951	59,4824494	4,59372145	57,7737861	1,58921423
9,063	61,65	54,8686558	10,9997473	64,1792651	4,10261974	62,3773663	1,17983174
9,114	66,55	57,778362	13,180523	69,0629732	3,7760679	67,204865	0,98401951

Tabla A.36 Ajuste de lbs HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	lbs HCOOK /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
9,164	71,56	60,8431454	14,9760406	73,8527055	3,20389248	71,9765175	0,58205354
9,216	76,68	64,2533199	16,2058947	78,8429171	2,82070571	76,9832813	0,39551548
9,268	81,95	67,8906629	17,155994	83,8493949	2,31774854	82,038848	0,10841728
9,321	87,34	71,8317182	17,7562191	88,9764446	1,87364845	87,2458514	0,10779555
9,375	92,87	76,0898438	18,0684357	94,2333984	1,46807197	92,6117218	0,27810724
9,429	98,54	80,5929482	18,212961	99,5319491	1,00664609	98,0433446	0,50401401
9,485	104,36	85,5215913	18,051369	105,079414	0,68935822	103,750649	0,58389332
9,541	110,33	90,7136961	17,7796646	110,689512	0,32585161	109,539189	0,71676859
9,598	116,46	96,2690776	17,3372165	116,473523	0,01161197	115,520302	0,80688496
9,666	122,75	103,253601	15,8830132	123,484354	0,59825195	122,781805	0,02591012
9,714	129,22	108,417743	16,0983263	128,51396	0,54638617	127,995622	0,94751422
9,773	135,87	115,030517	15,3378103	134,797329	0,78948332	134,510497	1,00059104
9,832	142,7	121,935737	14,5509899	141,202236	1,04958958	141,149387	1,08662411
9,883	149,73	128,14031	14,4190809	146,844814	1,92692585	146,993798	1,82742373
9,954	156,96	137,141905	12,6262075	154,877598	1,32670843	155,303163	1,05557916
10,016	164,41	145,348834	11,5936783	162,074172	1,42073354	162,73369	1,0195913
10,078	172,08	153,878705	10,5772289	169,453421	1,5263711	170,336753	1,01304457
10,141	179,98	162,876951	9,50274959	177,151542	1,57154026	178,249142	0,96169464

Tabla A.36 Ajuste de lbs HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	lbs HCOOK /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
10,204	188,12	172,208642	8,45808968	185,064019	1,62448493	186,360072	0,93553489
10,268	196,52	182,029879	7,37335694	193,334932	1,62073499	194,814016	0,86809689
10,333	205,19	192,356793	6,25430414	201,989201	1,55991938	203,63282	0,75889648
10,398	214,13	203,038658	5,17972333	210,913741	1,50201246	212,69842	0,66855657
10,463	223,37	214,075474	4,16104481	220,122798	1,45373242	222,023392	0,60285986
10,528	232,91	225,467241	3,19555163	229,630621	1,40800249	231,620606	0,55360187
10,594	242,78	237,397449	2,21704876	239,605069	1,3077399	241,657562	0,46232702
10,66	252,99	249,693614	1,30297103	249,917153	1,21461204	252,002858	0,39019019
10,727	263,56	262,550399	0,38306299	260,746163	1,06762665	262,835083	0,27504836
10,794	274,51	275,784315	0,46421428	271,954095	0,9310791	274,015284	0,18021767
10,861	285,85	289,39536	1,24028684	283,556552	0,80232561	285,559181	0,10173848
10,928	297,61	303,383535	1,93996677	295,56914	0,68574975	297,482817	0,04273467
10,996	309,82	317,966104	2,62930221	308,196414	0,52404182	309,989533	0,05471968
11,063	322,5	332,714168	3,16718382	321,082781	0,4394476	322,728398	0,07082104
11,131	335,67	348,067967	3,69349866	334,629026	0,31011833	336,097275	0,12729009
11,199	349,37	363,810238	4,13322197	348,66251	0,20250458	349,927363	0,15953361
11,267	363,63	379,94098	4,48559792	363,199547	0,11837661	364,237173	0,16697539
11,336	378,48	396,706021	4,81558375	378,481837	0,00048542	379,267152	0,20797707
11,405	393,97	413,871044	5,05141106	394,316441	0,08793593	394,830559	0,21843265

Tabla A.36 Ajuste de lbs HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	lbs HCOOK /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
11,474	410,13	431,436048	5,19494991	410,720403	0,14395511	410,947839	0,19940962
11,544	427,01	449,664336	5,30534077	427,961399	0,22280491	427,886046	0,20515817
11,614	444,65	468,304282	5,31975306	445,823714	0,26396352	445,437841	0,17718221
11,684	463,12	487,355887	5,23317653	464,325143	0,26022252	463,625738	0,10920231
11,756	482,46	507,381293	5,16546309	484,040692	0,32763173	483,021041	0,11628765
11,827	502,75	527,555056	4,9338748	504,181863	0,28480612	502,854434	0,02077245
11,9	527,06	548,73866	4,11312943	525,634205	0,27051857	524,005153	0,57960142
11,973	546,45	570,369964	4,37733816	547,860691	0,25815556	545,952147	0,09110678
12,048	570,02	593,060174	4,04199393	571,523584	0,26377734	569,358957	0,11596844
12,123	594,87	616,222951	3,58951549	596,046813	0,19782693	593,666296	0,20234747
12,2	621,1	640,49504	3,122692	622,142026	0,16777099	619,591437	0,24288564
12,278	648,83	665,590204	2,58314253	649,548489	0,11073615	646,889695	0,29904675
12,358	678,19	691,859789	2,01562821	678,699955	0,07519359	676,009328	0,3215429
12,439	709,33	719,005544	1,36403991	709,318104	0,00167701	706,690335	0,37213493
12,522	742,41	747,393351	0,67123973	741,871531	0,07252989	739,422464	0,40241058
12,608	777,63	777,417738	0,02729602	776,892158	0,09488346	774,767555	0,36809857
12,695	815,2	808,423478	0,83127108	813,689798	0,18525541	812,05689	0,38556304
12,788	855,35	842,270726	1,52911374	854,587224	0,08917706	853,684967	0,19466101
12,879	898,38	876,093424	2,48075159	896,206764	0,24190607	896,249332	0,23716776

Tabla A.36 Ajuste de lbs HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} . (Continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real		Modelo de Requerimiento HCOOK					
Densidad (lpg)	lbs HCOOK /bbl H2O	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 4	Error Relativo (%)
12,976	944,59	912,912211	3,35360194	942,359105	0,23617599	943,688448	0,0954437
13,075	994,36	951,305234	4,32989725	991,414414	0,29622935	994,387894	0,00280518
13,179	1048,11	992,524128	5,30343874	1045,12517	0,28478215	1050,22529	0,20181986
	Error Promedio (%)	33,82		6,08		2,51	

Como se observa en la tabla A.36 la regresión que mejor se ajustó al comportamiento HCOOK /bbl H2O Vs ρ_{req} . fue el de tipo polinómico de grado 4 y se presenta a continuación:

$$\text{lbs HCOOK /bbl H2O} = 0,6813x(\rho_{req})^4 - 20,615x(\rho_{req})^3 + 231,79x(\rho_{req})^2 - 1056x(\rho_{req}) + 1343,8 \quad (\text{A.32})$$

Tabla A.37 Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C) ^[14].

Ca(NO ₃) ₂ (% en peso)	Densidad esp. (g/cm ³)	Densidad (lb/gal)	85% Ca(NO ₃) ₂	H ₂ O con 85% Ca(NO ₃) ₂ (L/m ³)	Ca(NO ₃) ₂ (mg/l)	Calcio (mg/L)	Factor de inc. De vol. 85% Ca(NO ₃) ₂	Actividad
1	1,005	8,39	10	997	10089	2080	1,002	0,998
2	1,012	8,45	20	993	20043	4191	1,007	0,995
3	1,019	8,5	30	989	30762	5327	1,011	0,993
4	1,026	8,56	41	985	41349	8490	1,016	0,99
5	1,033	8,62	51	980	52105	10680	1,021	0,988
6	1,04	8,68	62	976	63036	12987	1,025	0,985
7	1,047	8,74	73	972	74143	15142	1,03	0,983
8	1,054	8,8	84	968	85429	17416	1,034	0,98
9	1,061	8,85	95	963	96898	19718	1,039	0,977
10	1,068	8,91	106	959	108552	22050	1,044	0,974
11	1,075	8,97	118	954	120395	24411	1,049	0,972
12	1,082	9,03	129	950	132429	26802	1,054	0,969
13	1,09	9,09	141	945	144657	29224	1,059	0,966
14	1,097	9,15	152	940	157083	31676	1,064	0,963
15	1,104	9,21	164	935	169708	34160	1,069	0,96
16	1,111	9,27	175	930	182538	36676	1,074	0,956
17	1,119	9,34	189	925	195573	39224	1,08	0,953
18	1,126	9,4	201	920	208818	41805	1,086	0,95
19	1,134	9,46	214	915	222274	44419	1,092	0,948
20	1,141	9,52	226	910	235946	47067	1,098	0,942

Tabla A.37 Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C) (continuación).

Ca(NO3)2 (% en peso)	Densidad esp. (g/cm3)	Densidad (lb/gal)	85% Ca(NO3)2	H2O con 85% Ca(NO3)2 (L/m3)	Ca(NO3)2 (mg/l)	Calcio (mg/L)	Factor de inc. De vol. 85% Ca(NO3)2	Actividad
21	1,149	9,58	239	905	249836	49748	1,104	0,939
22	1,156	9,65	252	899	263948	52464	1,111	0,935
23	1,164	9,71	265	894	278283	56215	1,117	0,931
24	1,171	9,78	279	888	292846	58001	1,124	0,927
25	1,179	9,84	292	882	307538	60823	1,132	0,922
26	1,187	9,91	306	876	322664	63681	1,139	0,918
27	1,195	9,97	320	871	337925	66576	1,147	0,913
28	1,203	10,04	334	865	353426	69508	1,155	0,909
29	1,211	10,1	348	858	369169	72477	1,163	0,904
30	1,219	10,17	362	852	385156	75484	1,172	0,898
31	1,227	10,24	377	846	401392	78530	1,181	0,893
32	1,235	10,31	392	839	417878	81614	1,19	0,888
33	1,243	10,38	406	833	434618	84738	1,2	0,882
34	1,252	10,44	421	826	451615	87901	1,21	0,876
35	1,26	10,51	437	820	468872	91105	1,22	0,87
36	1,268	10,59	452	813	486392	94349	1,231	0,864
37	1,277	10,66	468	806	504178	97634	1,242	0,857
38	1,286	10,73	484	799	522232	100961	1,253	0,851
39	1,294	10,8	500	791	540558	104329	1,265	0,844
40	1,303	10,87	516	784	559159	107740	1,278	0,837

Tabla A.37 Propiedades de las soluciones de nitrato de calcio al 85% (a 25°C) (continuación).

Ca(NO3)2 (% en peso)	Densidad esp. (g/cm3)	ρ_{req} (lb/gal)	85% Ca(NO3)2	H2O con 85% Ca(NO3)2 (L/m3)	Ca(NO3)2 (mg/l)	Calcio (mg/L)	Factor de inc. De vol. 85% Ca(NO3)2	Actividad
41	1,312	10,95	532	776	578038	111193	1,291	0,829
42	1,321	11,02	549	769	597197	114690	1,304	0,821
43	1,33	11,1	566	761	616640	118230	1,318	0,814
44	1,339	11,17	583	753	636370	121815	1,332	0,805
45	1,348	11,25	600	745	656389	125444	1,347	0,797
46	1,357	11,33	617	737	676701	129117	1,362	0,788
47	1,367	11,41	635	729	697308	132837	1,377	0,779
48	1,376	11,49	653	720	718214	136602	1,394	0,77
49	1,386	11,57	671	712	739421	140413	1,41	0,76
50	1,396	11,65	689	703	760933	144271	1,428	0,751

Tabla A.38 Propiedades físicas de las soluciones de CaCl₂ @ 95 y 78% ^[14].

ρ_{req} (LPG)	Densidad (lb/Ft ³)	Usando Pastillas @ 95% CaCl ₂		Usando Hojuelas @ 95% CaCl ₂		Temperatura de Cristalización (°F)
		Pastillas (lbs.)	Agua (gal.)	Hojuelas (Lbs.)	Agua (gal.)	
8,4	62,84	3	41,9	4	41,8	31
8,6	64,33	13	41,7	16	41,3	28
8,8	65,83	24	41,5	30	40,6	25
9	67,33	35	41,1	43	39,9	21
9,2	68,82	46	40,8	57	39,2	17
9,4	70,32	58	40,4	72	38,4	12
9,6	71,82	70	39,9	86	37,6	6
9,8	73,31	81	39,6	100	36,9	0
10	74,81	94	39,1	116	35,9	-8
10,2	76,31	106	38,6	131	35	-18
10,4	77,8	118	38,3	146	34,3	-29
10,6	79,3	130	37,8	160	33,4	-43
10,8	80,79	142	37,5	175	32,7	-59
11	82,29	154	36,9	190	31,7	-22
11,2	83,79	167	36,3	206	30,6	0
11,4	85,28	180	35,9	222	29,8	27
11,6	86,78	192	35,4	237	28,9	44
11,8	88,3	206	34,7	254	27,7	60
12	89,79	221	34	273	26,4	70

Tabla A.39 Ajuste del comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 95% pureza Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real			Modelo de Requerimiento CaCl ₂ @ 95%					
ρ_{req} (lpg)	CaCl ₂ @ 95% (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
8,4	3	41,9	-1,2472	141,5733333	2,374448	20,85173333	2,2034656	26,5511467
8,6	13	41,7	10,8212	16,76	13,233468	1,795907692	13,1795504	1,38115692
8,8	24	41,5	22,8896	4,626666667	24,234752	0,978133333	24,2633568	1,09732
9	35	41,1	34,958	0,12	35,3783	1,080857143	35,4592	1,312
9,2	46	40,8	47,0264	2,231304348	46,664112	1,443721739	46,7713952	1,67694609
9,4	58	40,4	59,0948	1,887586207	58,092188	0,158944828	58,2042576	0,35216828
9,6	70	39,9	71,1632	1,661714286	69,662528	0,482102857	69,7621024	0,33985371
9,8	81	39,6	83,2316	2,755061728	81,375132	0,463125926	81,4492448	0,55462321
10	94	39,1	95,3	1,382978723	93,23	0,819148936	93,27	0,77659574
10,2	106	38,6	107,3684	1,290943396	105,227132	0,729120755	105,228683	0,72765736
10,4	118	38,3	119,4368	1,217627119	117,366528	0,536840678	117,32961	0,56812746
10,6	130	37,8	131,5052	1,157846154	129,648188	0,270624615	129,577094	0,325312
10,8	142	37,5	143,5736	1,108169014	142,072112	0,050783099	141,975453	0,01728676
11	154	36,9	155,642	1,066233766	154,6383	0,414480519	154,529	0,34350649

Tabla A.39 Ajuste del comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 95% pureza Vs ρ_{req} (continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real			Modelo de Requerimiento CaCl ₂ @ 95%					
ρ_{req} (lpg)	CaCl ₂ @ 95% (lb/bbl)	Densidad (lpg)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
11,2	167	36,3	167,7104	0,425389222	167,346752	0,207635928	167,242051	0,14494084
11,4	180	35,9	179,7788	0,122888889	180,197468	0,109704444	180,118922	0,06606756
11,6	192	35,4	191,8472	0,079583333	193,190448	0,620025	193,163926	0,60621167
11,8	206	34,7	203,9156	1,01184466	206,325692	0,158102913	206,381381	0,18513631
12	221	34	215,984	2,269683258	219,6032	0,632036199	219,7756	0,55402715
		Error Promedio (%)	9,62		1,79		1,98	

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajusta al comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 95% pureza Vs ρ_{req} es el polinómico de grado 2 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{Lb/bbl de CaCl}_2 \text{ @ 95\% pureza} = 1,7783x \rho_{req}^2 + 24,064x \rho_{req} - 325,24 \quad (\text{A.33})$$

Tabla A.40 Ajuste del comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 78% pureza Vs ρ_{req} , Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real			Modelo de Requerimiento CaCl ₂ @ 78%					
Densidad (lpg)	CaCl ₂ @ 78% (lb/bbl)	Agua (gal/bbl)	Lineal	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 2	Error Relativo (%)	Polinomio Grado 3	Error Relativo (%)
8,4	4	41,8	-1,3964	134,91	3,176576	20,5856	2,8782816	28,04296
8,6	16	41,3	13,4844	15,7225	16,531016	3,31885	16,4348864	2,71804
8,8	30	40,6	28,3652	5,449333333	30,065024	0,216746667	30,1115808	0,371936
9	43	39,9	43,246	0,572093023	43,7786	1,810697674	43,9158	2,12976744
9,2	57	39,2	58,1268	1,976842105	57,671744	1,178498246	57,8549792	1,49996351
9,4	72	38,4	73,0076	1,399444444	71,744456	0,354922222	71,9365536	0,08812
9,6	86	37,6	87,8884	2,195813953	85,996736	0,003795349	86,1679584	0,19530047
9,8	100	36,9	102,7692	2,7692	100,428584	0,428584	100,556629	0,5566288
10	116	35,9	117,65	1,422413793	115,04	0,827586207	115,11	0,76724138
10,2	131	35	132,5308	1,168549618	129,830984	0,892378626	129,835507	0,8889258
10,4	146	34,3	147,4116	0,966849315	144,801536	0,820865753	144,740586	0,8626126
10,6	160	33,4	162,2924	1,43275	159,951656	0,030215	159,83267	0,104581
10,8	175	32,7	177,1732	1,241828571	175,281344	0,160768	175,119197	0,06811246
11	190	31,7	192,054	1,081052632	190,7906	0,416105263	190,6076	0,31978947
11,2	206	30,6	206,9348	0,453786408	206,479424	0,232730097	206,305315	0,14821126

Tabla A.40 Ajuste del comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 78% pureza Vs ρ_{req} (continuación). Ramírez G. y Briceño L. 2014

Comportamiento Real			Modelo de Requerimiento CaCl ₂ @ 78%					
Densidad (lpg)	CaCl ₂ @ 78% (lb/bbl)	Densidad (lpg)	CaCl ₂ @ 78% (lb/bbl)	Densidad (lpg)	CaCl ₂ @ 78% (lb/bbl)	Densidad (lpg)	CaCl ₂ @ 78% (lb/bbl)	Densidad (lpg)
11,4	222	29,8	221,8156	0,083063063	222,347816	0,156673874	222,219778	0,09899892
11,6	237	28,9	236,6964	0,128101266	238,395776	0,588935021	238,358422	0,57317401
11,8	254	27,7	251,5772	0,953858268	254,623304	0,245395276	254,728685	0,28688378
12	273	26,4	266,458	2,396336996	271,0304	0,721465201	271,338	0,60879121
		Error Promedio (%)	9,28		1,27		1,51	

Como se observa en la tabla la regresión que mejor se ajusta al comportamiento de lb/bbl de CaCl₂ @ 78% pureza Vs ρ_{req} es el polinómico de grado 2 y la ecuación arrojada fue la siguiente:

$$\text{lb/bbl de CaCl}_2 \text{ @ 78\% pureza} = 2,2446x\rho_{req}^2 + 28,614x\rho_{re} \quad (\text{A.33})$$

APENDICE C
TABLAS DE LAS REGRESIONES NECESARIOS PARA
OBTENER LOS REQUERIMIENTOS DE LA GRAVA DE
EMPAQUE.

Tabla A.41 Requerimientos de grava y fluido de acarreo ^[2].

Grava/gal fluido	Volumen total de lechada (gal)	Volumen total de lechada teórica (gal)	Volumen del Fluido de transporte (gal)	Volumen del Fluido de transporte teórico (gal)
1	1122,91	1026,9	1074,29	1074,1
2	585,77	583,6986749	537,14	537,05
3	406,72	419,4443331	358,1	358,0333333
4	317,2	331,7792804	268,57	268,525
5	263,48	276,609824	214,87	214,82
6	227,67	238,4157186	179,05	179,0166667
7	202,09	210,2680326	153,47	153,4428571
8	182,91	188,5861587	134,29	134,2625
9	167,99	171,3249085	119,36	119,3444444
10	156,05	157,2273714	107,43	107,41
11	146,29	145,476591	97,66	97,64545455
12	138,15	135,5175178	89,52	89,50833333
13	131,26	126,9592423	82,64	82,62307692
14	125,36	119,5181342	76,74	76,72142857
15	120,24	112,9831757	71,62	71,60666667

A partir de la tabla A.41 se determinaron las siguientes regresiones para determinar de manera directa el volumen de lechada total, la concentración de la grava y el volumen del fluido de acarreo evitando el uso de las tabla:

Para la curva Concentración de grava Vs volumen de lechada total:

$$\text{Vol. de lechada total} = 1026,9x(\text{Concentración de grava})^{-0,815} \quad (\text{A.34})$$

Con un factor $R^2 = 0,9954$

Para la curva volumen de lechada total Vs Concentración de grava:

$$\text{Vol. de lechada total} = 4796,6x(\text{Concentración de grava})^{-1,221} \quad (\text{A.35})$$

Con un factor $R^2 = 0,9954$

Para la curva Concentración de la grava Vs Volumen del fluido de transporte:

$$\text{Conc. de la grava} = 1074,3x(\text{Vol. del fluido de transporte})^{-1} \quad (\text{A.36})$$

Con un factor $R^2 = 1$

Para la curva Volumen del Fluido de Transporte Vs Volumen Total de lechada:

$$\text{Vol. del Fluido de Transporte} = \text{Vol. Total de lechada} + 48,623 \quad (\text{A.37})$$

Con un factor $R^2 = 1$

Para la curva Volumen Total de lechada Vs Volumen del Fluido de Transporte:

$$\text{Vol. del Fluido de Transporte} = \text{Vol. Total de lechada} - 48,623 \quad (\text{A.38})$$

Con un factor $R^2 = 1$

Para la curva Volumen del fluido de transporte Vs Concentración de la grava:

$$\text{Vol. del fluido de transporte} = 1074,3x(\text{Conc. de la grava})^{-1} \quad (\text{A.39})$$

Con un factor $R^2 = 1$

ANEXOS

ANEXO A
ENSAYOS DE COMPATIBILIDAD DEL FLUIDO DE EMPAQUE
Y LA FORMACIÓN

Ensayo de retorno de permeabilidad

Descripción. El ensayo de retorno de permeabilidad se usa para medir el efecto de un fluido de prueba (lodo entero, filtrado de lodo, o salmuera) sobre la permeabilidad de una formación productora. El ensayo utiliza testigos cortados de un núcleo de muestra. Después de medida la permeabilidad básica (KI), el testigo es expuesto al fluido de prueba. La permeabilidad se mide nuevamente (Kf) después de su exposición al fluido de prueba, calculándose el porcentaje de retorno ($Kf / KI \times 100$). Un 100 por ciento de retorno indica que no hay daño a la formación. Para realizar el ensayo, el laboratorio requiere lo siguiente:

- ✓ Muestra del núcleo.
- ✓ Requisitos de densidad.
- ✓ Presión de la formación o sobrepresión prevista.
- ✓ Tipo de producción.
- ✓ Análisis del agua de la formación.
- ✓ Todos los demás antecedentes o información disponible de la región

Interpretación. Los datos de retorno de permeabilidad se indican comúnmente como gráfico de permeabilidad en función del flujo. (pensando si colocar la figura)

Ensayo de compatibilidad de una salmuera y el agua de la formación

Descripción: El ensayo de compatibilidad se puede usar para evaluar si una propuesta salmuera de terminación reaccionará con el agua de la formación con daño para la formación. Se mezcla una muestra del agua de la formación o agua sintética de la formación con la salmuera deseada y luego se rola en caliente a la temperatura del yacimiento. La salmuera y el agua de la formación se mezclan a diversas proporciones para determinar la máxima contaminación que la salmuera puede tolerar antes que se forme un precipitado.

Interpretación: Si se forma un precipitado durante el mezclado o después del rolado en caliente, los dos medios acuosos se consideran incompatibles. La salmuera para la formación se altera hasta haber identificado un par no reactivo.

Ensayo de difracción por rayos X para mineralogía de la formación:

Descripción: Se puede usar un análisis de difracción por rayos X para determinar la mineralogía de recortes y núcleos de una muestra relativamente pequeña. Se bombardean con rayos X muestras finamente molidas y se miden las reflexiones resultantes. Esto proporciona un análisis semicuantitativo de los componentes minerales de la muestra.

Interpretación: Los resultados del ensayo se pueden usar para evaluar la reactividad de una formación, especialmente una formación de tipo arcilloso. Los resultados del ensayo se dan generalmente en porcentaje por peso y dictan el grado de inhibición requerido para la estabilidad del pozo. Los tipos comunes de arcilla incluyen la esmectita, caolinita, illita y clorita.

ANEXO B

ENSAYO UTILIZADO PARA DETERMINAR LA

TEMPERATURA DE CRISTALIZACION DE UN FLUIDO DE

EMPAQUE

Punto de Cristalización:

Objetivo: Determinar la temperatura de cristalización de un fluido de terminación/reparación de alta densidad, incluyendo:

- ✓ Primer cristal en aparecer (FCTA)
- ✓ Exacta temperatura de cristalización (TCT)
- ✓ Ultimo cristal en disolverse (LCTD)Manual de fluidos Baroid

Unidad: F (°C)

Ejemplo

Punto de cristalización = 50°F (10°C)

Equipo

Nota: Hay disponibles kits de cristalización en la FANN Instrument Company.

- ✓ Termómetro digital (-50 to 100°F [-46 a 38°C]) con sonda termométrica.
- ✓ Tubo de ensayo 25 × 150-mm
- ✓ Tubo de ensayo 20 × 150-mm
- ✓ Material de siembra (p.ej., carbonato de calcio, diatomita)Ç
- ✓ Uno o más de los baños refrigerantes de la tabla que sigue

Nota: La temperatura del baño refrigerante no debe ser de más de 20°F (11°C) por debajo del FCTA previsto. Enfriar las muestras a razón de no más de 1°F (0.5°C) por minuto.

Si el FCTA previsto es:	Usar	Nota
> 35°F (> 2°C)	Hielo/agua (50/50)	La temperatura del baño de enfriamiento será 32°F (0°C).
> 10°F (> -12°C)	Hielo/NaCl/agua (50/50)	La temperatura del baño de enfriamiento será de unos 5 – 10°F (-15 – -12°C). Las soluciones de NaCl deben contener 30 g NaCl en 90 cm de agua.
> -49°F (> -45°C)	Hielo/CaCl /agua El baño de enfriamiento (50/50) Nota: 29.8% de peso por volumen de CaCl	El baño de enfriamiento es enfriado poniendo el baño de hielo seco/acetona. El baño debe ser enfriado a 15°F (9°C) por debajo del FCTA. previsto
		El baño de enfriamiento enfriará la salmuera a -40°F (-40°C).

1. Transferir 25 mL de la salmuera de muestra a un tubo de ensayo de 20 × 150-mm.
2. Agregar a la salmuera 0.03 g de material de siembra.
3. Colocar el tubo de ensayo que contiene la mezcla dentro del tubo de ensayo de 25 × 150-mm; poner luego los tubos de ensayo en el baño refrigerante.
4. Poner el termómetro en la mezcla de salmuera y usar el termómetro para revolver despacio la mezcla a medida que se enfría.
5. Registrar las temperaturas siguientes. Manual de fluidos Baroid Revisado Agosto 1, 1997 5-36

C FCTA: La temperatura mínima alcanzada justo antes de ocurrir la cristalización.

C TCT: La temperatura máxima alcanzada justo antes de ocurrir la cristalización.

Nota: La salmuera se mantendrá a la temperatura TCT por espacio de unos 10 a 20 segundos. Si la temperatura no se estabiliza, suspéchese supe enfriamiento y repítase el ensayo usando un baño de enfriamiento con una temperatura inicial más tibia.

6. Sacar los tubos del baño y revolver la mezcla a medida que se entibia. Registrar como temperatura LCTD la temperatura de la salmuera justo después que se han disuelto todos los cristales.
7. Repetir el ensayo por lo menos tres veces más. Se puede usar la misma muestra.
8. Registrar el promedio de tres ensayos. Si el primer ensayo está en discrepancia con los demás ensayos, no lo incluya en el promedio.