

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO Y DISEÑO DE ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN PARA LOS POZOS A SER PERFORADOS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs.  
Peñaranda Castillo Juan Miguel  
Trejo Indriago Ely Daniel

Caracas, Noviembre 2002

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO Y DISEÑO DE ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN PARA LOS POZOS A SER PERFORADOS EN EL ÁREA MAYOR DE SOCORORO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luís Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Ing., José Barrera

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de  
Venezuela para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo  
Por los Brs.  
Peñaranda Castillo Juan Miguel  
Trejo Indriago Ely Daniel

**Caracas, Noviembre 2002**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por salvarnos tantas veces y por el milagro de la vida, a nuestras familias y amigos por su apoyo incondicional, a nuestra querida UCV por haber sido nuestra casa, a la escuela de petróleo por darnos las herramientas profesionales, a nuestro profesor y tutor Norberto por su ayuda y enseñanzas, a José Barrera por ser más que tutor un hermano, al profesor Escalona por su mano amiga en PetroUCV; a PetroUCV por la oportunidad que nos brindó, a Hamilton y su familia por su colaboración indispensable, a Carlos Chavarría por sus valiosos consejos, a Jesús Salazar por su comprensión, a José Gamboa y Abraham Salazar por su asesoría, a la dirección de la escuela por darnos un espacio para trabajar. Muchas gracias a Maritza, Sugei y Carmen por darnos su apoyo, ayuda y solucionarnos los problemas de la mejor manera. Al laboratorio de fluidos por permitirnos usar sus equipos, a Juan Carlos Chávez a la señora Lidia Méndez por su paciencia, a los señores Adolfo Alzuru y Jesús Patino por sus recomendaciones, a la señora Capello por darnos una segunda oportunidad. A Fonseca (el Vega) a Jinny (la plaga) a Pedro (Pedrín) a Cristian, a Yoslery, a David y Marialex, a Juan y Gabriela, a Bockh, al personal de la pericia de manejo integral de producción en INTEVEP, a la gente de PDVSA por su generosidad y calidez y finalmente a todos ustedes que no hemos nombrado, pero que han hecho posible este trabajo.

A Dios por su misericordia, a Mamá Upa y Papa Lelo por su amor y por tantos años de sacrificio, a Paola por comprometer parte de su vida para sacar adelante este sueño, a Fredy por ser un hermano, a mi amigo por siempre Hamilton, a Daniel por su paciencia a mis hermanos Gonzalo y Mauricio, a Jairo a Manuel, a Maikell, a Veroes a Cristian a Fefa a la Gorda, a todos mis amigos y a los que a lo largo de mi vida han sido instrumentos de la gracia de Dios para permitirme estar aquí hoy.

Juan Miguel Peñaranda Castillo

Primeramente tengo que darle muchísimas gracias a Dios por concederme la sabiduría para realizar este trabajo, porque siempre me cuida y está conmigo en todo momento. A mi familia por alentarme y siempre darme esperanzas. Particularmente a mi mama por apoyarme, consolarme y regañarme en los momentos precisos. A mis hermanas por su apoyo moral y financiero. A Lola por sacarme de apuros en el último momento. Muchas gracias a HAZAM por ayudarnos en todo lo que podía. A mi compañero de tesis por analizar los problemas desde un punto de vista diferente al mío y por soportarme por un año. A Carlos por prestarme su computadora. A Gabriela por auxiliarnos a última hora en todo lo que pudo. A Alejandra por estar pendiente del trabajo y por brindarme su apoyo. En fin, A la infinidad de personas que nos ofrecieron apoyo técnico, moral y monetario. MUCHAS GRACIAS

Ely Daniel Trejo Indriago

**Peñaranda C. Juan M,  
Trejo I. Ely D.**

**ESTUDIO Y DISEÑO DE ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN PARA  
LOS POZOS A SER PERFORADOS EN EL AREA MAYOR DE  
SOCORORO**

**Tutor Académico: Prof. Luís Bueno. Tutor Industrial: Ing. José Barrera. Tesis.  
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2002, nº  
pág. 581**

**Palabras Claves:** Esquemas de completación, Análisis de productividad, Análisis mecánico, Area Mayor de Socororo, Matriz de escenarios.

**Resumen.** El propósito de este trabajo fue generar esquemas de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo en función del diseño de una metodología que involucrará: información del Área, aspectos específicos de la construcción de pozos, potencial productivo, método de levantamiento y operaciones de estimulación requeridas en los mismos. Esta metodología se enfocó desde el punto de vista práctico, hacia la aplicación de conceptos de ingeniería integral para el logro de los siguientes objetivos: Caracterizar el estado actual de la completación de los pozos en el Área, evaluar el comportamiento productivo de un determinado esquema de completación como función de la variación de ciertos parámetros en el mismo; Seleccionar procedimientos de completación técnicamente favorables para el Área; Determinar el diámetro óptimo de la sarta de producción con base en el potencial productivo del pozo y las necesidades que impongan los métodos de levantamiento apropiados para el mismo; por último, analizar y validar la competencia mecánica además del movimiento de la sarta eductora frente a los escenarios de operación y producción más exigentes que pudieran presentarse durante la vida del pozo. Para alcanzar el propósito y objetivos antes mencionados se realizó un estudio de carácter cualitativo a la localización E-PJ, la cual constituye la primera propuesta de perforación contemplada en los planes de desarrollo que la compañía PetroUCV ha

concebido para el Área Mayor de Socororo. Las principales herramientas para la realización de este trabajo fueron: el Análisis nodal y el Análisis estructural o mecánico; para el primero se empleó el programa computacional Wellflo perteneciente a la compañía Edinburgh Services, mientras que para el segundo se empleó el Wellcat perteneciente a Landmark Haliburton. Adicionalmente se utilizaron los siguientes paquetes: MAEP, para análisis económico, SEDLA, para selección del método de levantamiento artificial y BCPi, para la preselección de bombas de cavidades progresivas, todos pertenecientes a PDVSA. Entre los alcances más resaltantes del trabajo se tienen: Estadísticas sobre el estado mecánico actual de los pozos en el Área Mayor de Socororo y diagnóstico (con propuestas de solución) de los problemas asociados a la completación en los mismos. Selección de técnicas de cañoneo optimas para cada esquema de completación, determinación del diámetro de la sarta de producción técnica y económicamente favorable, para cada uno de los esquemas de completación propuestos para la localización E-PJ, con base en estimados de producción para flujo natural y bombeo por cavidades progresivas. Evaluación mecánica de las sartas de producción propuestas con base en los factores de seguridad impuestos por PDVSA. Determinación del tipo y condiciones de asentamiento para las empacaduras y anclas de tubería seleccionadas en cada esquema de completación, y en síntesis: el diseño de los esquemas de completación basados en la metodología aquí lograda.

## **LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 Ingeniería de completación .....	2
Figura 2 Corte transversal de un pozo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación (izquierda) .....	4
Figura 3 Trayectoria del hoyo intencionalmente desviado.(derecha).....	4
Figura 4 Principio de las bombas de cavidad progresiva.....	34
Figura 5 Perdidas de presión en el sistema .....	39
Figura 6 continuidad del flujo másico a través de un elemento diferencial de volumen.....	42
Figura 7 Regímenes de Presión para una prueba de abatimiento .....	45
Figura 8 Esquema de permeabilidades relativas.....	56
Figura 9 curvas de permeabilidades relativas con coeficientes de Corey iguales a uno .....	60
Figura 10 Pozo vertical completado parcialmente.....	77
Figura 11 Pozo desviado respecto a la arena completada parcialmente .....	77
Figura 12 geometría de la fractura (modelo elíptico) .....	86
Figura 13 Modelo de invasión de Mathur et al.....	93
Figura 14 Definición de términos .....	124
Figura 15 Efecto pandeo .....	126
Figura 16 Localización del punto neutro .....	128
Figura 17 Efecto de abombamiento o balón .....	130
Figura 18 Elipse de esfuerzos Triaxiales .....	133
Figura 19 Balance de fuerzas, cálculo de asentamiento de empacadura .....	145
Figura 20 Límites de diseño.....	147
Figura 21 Límite de diseño zona segura .....	148
Figura 22 Área Mayor de Socororo .....	164
Figura 23 Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo.....	167
Figura 24 Diámetros de revestimiento de superficie .....	178
Figura 25 Diámetros de revestimientos de producción .....	178
Figura 26 Diámetros de tuberías de producción.....	179
Figura 27 Tipos de completación.....	179
Figura 28 Método de Levantamiento.....	179

Figura 29 Empaque de grava interno (EGI).....	179
Figura 30 Densidad de cañoneo.....	179
Figura 31 Pozo modelo para el Área Mayor de Socororo .....	180
Figura 32 Registro de rayos gamma pozo SOC-4 .....	187
Figura 33 Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	191
Figura 34 Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	193
Figura 35 “Frac Pack” Hoyo Revestido.....	199
Figura 36 Data para el análisis nodal de un pozo petrolero a ser perforado.....	203
Figura 37 Curvas de Comportamiento de Afluencia y Tubería.....	204
Figura 38 Área de Drenaje y Dimensiones.....	205
Figura 39 Área de Drenaje y ubicación del Pozo en el Yacimiento .....	206
Figura 40 Modelo de permeabilidades relativas .....	208
Figura 41 Propiedades de los fluidos para la arena U1U.....	210
Figura 42 Propiedades de los fluidos para la arena U1M. ....	212
Figura 43 Modelo de invasión radial .....	222
Figura 44 Modelo conceptual de la invasión radial y en la cara de la fractura .....	224
Figura 45 Modelo asumido de la invasión radial y en la cara de la fractura .....	225
Figura 46 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.....	233
Figura 47 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	236
Figura 48 Modelo de flujo hacia las perforaciones.....	242
Figura 49 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido .....	244
Figura 50 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido .....	247
Figura 51 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido .....	248
Figura 52 Diagrama esquemático de los nodos del pozo.....	256
Figura 53 Definición del cabezal .....	257
Figura 54 Selección del Pozo y tipo de flujo .....	258

Figura 55 Perfil de desviación del pozo.....	259
Figura 56 Configuración general de la sarta de producción .....	260
Figura 57 Perfil de desviación de la línea de superficie .....	261
Figura 58 Configuración general de la línea de superficie .....	262
Figura 59 Módulo de análisis para la construcción de la curva TPR .....	263
Figura 60 Secciones de la sarta y correlaciones aplicables. ....	268
Figura 61 Sensibilidad diámetro interno de la tubería eductora. ....	278
Figura 62 pantalla inicial del BCPi.....	300
Figura 63 Pantalla principal del Wellcat configuración de pozos .....	310
Figura 64 Diagrama de cuerpo libre para fuerzas sobre la empacadura.....	316
Figura 65 Fuerza de la empacadura hacia el revestimiento .....	317
Figura 66 Límites de diseño para pozos bajo condiciones de producción con tubería de 3 ½" permitiendo movimiento .....	322
Figura 67 Límites de diseño para pozos bajo condiciones de producción con tubería de 3 ½" sin movimiento en la empacadura.....	330
Figura 68 Presión máxima de cabezal durante el proceso de fractura.....	336
Figura 69 Límites de diseño para tubería de 3 1/2" Frac Screen Out permitiendo movimiento .....	343
Figura 70 Límite de diseño para pozo a ser fracturado sin movimiento con 1000lbs de presión anular.....	349
Figura 71 Sensibilidad a la fase y densidad de disparo .....	373
Figura 72 Sensibilidad a la longitud media de la fractura .....	375
Figura 73 Prueba de flujo natural hasta el múltiple de separación .....	385
Figura 74 Oferta demanda. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	386
Figura 75 Oferta demanda. Completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	387
Figura 76 Oferta demanda. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido.....	388
Figura 77Declinación de la Curva de Afluencia. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	396

Figura 78 Declinación de la Curva de Afluencia. Completación Hoyo ampliado con Empaque de Grava Interno .....	397
Figura 79 Declinación de la Curva de Afluencia. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido .....	398
Figura 80 Líneas de diseño. Tubería de 2 7/8” revestimiento de 5 ½” .....	409
Figura 81 Límites de diseño. Tubería de 3 ½” asentada con 10000lbs .....	420
Figura 82 Límites de diseño. Tubería de 3 ½” asentada con 5000lbs .....	421
Figura 83 Límites de diseño. Tubería de 4 ½” asentada con 10000lbs .....	422
Figura 84 Límites de diseño. Tubería de 4 1/2" con 5000lbs .....	422
Figura 85 Límites de diseño para tubería de 2 7/8” con 1000lbs de presión anular .....	436
Figura 86 Comparación entre los VPN obtenidos en la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno para los diferentes diámetros de tubería eductora .....	470
Figura 87 Comparación entre los VPN obtenidos en la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava para los diferentes diámetros de tubería eductora .....	471
Figura 88 Comparación entre los VPN obtenidos para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido con los diferentes diámetros de tubería eductora .....	472
Figura 89 Comparación Económica entre Esquemas de Completación. Flujo natural .....	473
Figura 90 Comparación económica entre esquemas Levantamiento Artificial .....	475
Figura 91 Esquema de completación tipo “Frac Pack” Hoyo Revestido flujo natural revestimiento de producción de 7” .....	478
Figura 92 Esquema de completación tipo Hoyo Abierto Ampliado Flujo Natural revestimiento de 7” .....	479
Figura 93 completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno Flujo Natural revestimiento de 7” .....	481
Figura 94 Completación Frac Pack Hoyo Revestido con BCP revestimiento de producción de 7” .....	483
Figura 95 Completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava con BCP revestimiento de producción de 7” .....	485
Figura 96 Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno con BCP revestimiento de producción de 7” .....	487

Figura 97 Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido por Flujo Natural con revestimiento de 5 ½” .....	489
Figura 98 Completación Hoyo Abierto Ampliado flujo natural revestimiento de 5 ½” ....	491
Figura 99Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interna Flujo Natural revestimiento de 5 ½” .....	492
Figura 100 Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido por sistema de levantamiento artificial revestimiento de 5 ½” .....	494
Figura 101 Completación Hoyo Abierto Ampliado por sistema de levantamiento artificial revestimiento de 5 ½” .....	496
Figura 102 Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno con levantamiento artificial con revestimiento de 5½” .....	497
Figura 103 Metodología seguida para seleccionar un esquema de completación .....	498
Figura 104 Esquema particular empleado para la evaluación de los esquemas de completación basados en localización E-PJ.....	499
Figura 105 Salida del programa SEDLA .....	531
Figura 106 Salida del programa SEDLA .....	532
Figura 107 Modelo de Declinación de Presión en Función del Recobro, para Determinar el Horizonte Económico .....	534

## **LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 Tipo de elementos sellantes .....	8
Tabla 2 Unidades Sellantes para empacaduras permanente .....	13
Tabla 3 Aplicaciones recomendadas para operaciones más comunes con tapones .....	18
Tabla 4 Comparación de las cabillas continuas frente a las cabillas convencionales.....	30
Tabla 5 Rangos de aplicación de la correlación .....	64
Tabla 6 constantes en función de la fase de disparo .....	81
Tabla 7 factores de seguridad empleados por PDVSA .....	135
Tabla 8 formulas para el cálculo del impuesto de explotación.....	159
Tabla 9 Características principales de l Área Mayor de Socororo .....	165
Tabla 10 Matriz genérica de escenarios.....	218
Tabla 11 Valores utilizados en la ecuación .....	221
Tabla 12 Modelo de matriz de escenarios .....	231
Tabla 13 Preselección de BCP completación tipo Hoyo Ampliado tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 1247lbs .....	304
Tabla 14 Resumen de movimiento en Condiciones Iniciales .....	318
Tabla 15 Resumen de movimiento para la condición Producción por ½ año .....	319
Tabla 16 Resumen de movimiento para la condición Cierre de Pozo .....	319
Tabla 17 Resumen de movimiento para la condición Prueba de Tubería .....	320
Tabla 18 Resumen de movimiento para la condición Anular vacío .....	320
Tabla 19 Fuerza resultante sobre la empacadura para condiciones iniciales tubería de 3 ½" .....	323
Tabla 20 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición producción por ½ año con tubería de 3½" .....	324
Tabla 21 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición prueba de tubería con tubería de 3½" .....	324
Tabla 22 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición Anular Vacío con tubería de 3 ½" .....	324
Tabla 23 Resumen de movimiento para condición inicial (sin movimiento) tubería de 3 ½" .....	325

Tabla 24 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de producción por $\frac{1}{2}$ año para tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	326
Tabla 25 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de cierre para tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	326
Tabla 26 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de Anular Vacío para tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	327
Tabla 27 Resumen de fuerza en la tubería (sin movimiento en la empacadura) para la condición Anular vacío eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	328
Tabla 28 Resumen de factores de seguridad (sin movimiento en la empacadura) para la condición anular vacío eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	329
Tabla 29 Fuerza resultante sobre la empacadura para la condición de Frac Screen-Out (permitiendo movimiento en la empacadura) Tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	338
Tabla 30 Resumen de movimiento para Frac Screen-Out (Permitiendo el movimiento en la empacadura) tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	339
Tabla 31 Resumen de fuerza en la tubería (permitiendo el movimiento en la empacadura) para Frac Screen-Out eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	339
Tabla 32 Resumen de factores de seguridad (permitiendo el movimiento en la empacadura) para la condición Frac Screen-Out eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	340
Tabla 33 Fuerza resultante sobre la empacadura para las condiciones iniciales (sin movimiento en la empacadura) Tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	345
Tabla 34 Fuerza resultante sobre la empacadura para Frac Pack (sin movimiento en la empacadura) Tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	346
Tabla 35 Fuerza resultante sobre la empacadura para Frac Screen Out (sin movimiento en la empacadura) Tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	347
Tabla 36 Resumen de movimiento para Frac Screen-Out (Permitiendo el movimiento en la empacadura) tubería de $3 \frac{1}{2}''$ .....	347
Tabla 37 Resumen de fuerza en la tubería (sin movimiento en la empacadura) para Frac Screen-Out eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	348
Tabla 38 Resumen de factores de seguridad (sin movimiento en la empacadura) para la condición Frac Screen-Out eductor de $3 \frac{1}{2}''$ .....	349
Tabla 39 Matriz genérica de escenarios para tasas en función de la tubería eductora .....	365

Tabla 40 Matriz de escenarios. Arena U1U Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava.....	378
Tabla 41 Matriz de escenarios. Arena U1M completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	379
Tabla 42 Matriz de escenarios. Arena U1U completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.....	380
Tabla 43 Matriz de escenarios. Arena U1M completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.....	381
Tabla 44 Matriz de escenarios. Arena U1U completación “Frac Pack” Hoyo Revestido..	382
Tabla 45 Matriz de Escenarios. Arena U1M Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido	383
Tabla 46 Matriz de escenarios para tasa en función de la tubería eductora. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	390
Tabla 47 Matriz de escenarios para tasa en función de la tubería eductora. Completación Hoyo Abierto con Empaque de Grava .....	391
Tabla 48 Matriz de escenarios para tasas en función de la tubería eductora. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido .....	392
Tabla 49 Tasa Mínima de Producción para obtener una TIR de 15%.....	395
Tabla 50 Análisis de movimiento. Tubería de 2 3/8” revestimiento de 5 ½” .....	404
Tabla 51 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8” revestimiento de 5 ½” .....	408
Tabla 52 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8” tensionada con 5000lbs revestimiento de 5 ½” .....	410
Tabla 53 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8” tensionada con 5000lbs carga de producción .....	411
Tabla 54 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8” tensionada con 5000lbs carga de anular vacío.....	411
Tabla 55 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8” tensionada con 7000lbs revestimiento de 5 ½” .....	412
Tabla 56 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8” tensionada con 7000lbs carga de producción .....	413
Tabla 57 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8” tensionada con 7000lbs carga de anular vacío.....	413

Tabla 58 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" tensionada con 10000lbs revestimiento de 5 1/2" .....	414
Tabla 59 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 10000lbs carga de producción .....	414
Tabla 60 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 7000lbs carga de anular vacío.....	415
Tabla 61 Análisis de movimiento. Tubería de 2 3/8" revestimiento de 7" permitiendo movimiento .....	417
Tabla 62 Análisis de movimiento. Tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" permitiendo movimiento .....	418
Tabla 63 Análisis de movimiento. Tubería de 3 1/2" revestimiento de 7" permitiendo movimiento .....	418
Tabla 64 Análisis de movimiento. Tubería de 4 1/2" revestimiento de 7" permitiendo movimiento .....	418
Tabla 65 Fuerza sobre la empacadura tubería de 3 1/2" asentada con 5000lbs.....	423
Tabla 66 Análisis de movimiento. Tubería de 4 1/2" revestimiento de 7" asentada con 10000lbs.....	424
Tabla 67 Análisis de movimiento. Tubería de 3 1/2" revestimiento de 7" asentada con 10000lbs.....	424
Tabla 68 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 1/2" con 10000lbs de peso carga de producción .....	425
Tabla 69 Análisis de fuerza. Tubería de 3 1/2" con 10000lbs de peso carga de producción .....	425
Tabla 70 Análisis de fuerzas. tubería de 4 1/2" con 10000lbs de peso carga de anular vacío .....	426
Tabla 71 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 1/2" con 10000lbs de peso carga anular vacío .....	426
Tabla 72 Análisis de movimiento. Tubería de 4 1/2" revestimiento de 7" asentada con 7000lbs.....	427
Tabla 73 Análisis de movimiento. Tubería de 3 1/2" revestimiento de 7" asentada con 7000lbs.....	428

Tabla 74 Análisis de fuerzas Tubería de 3 ½" asentada con 7000lbs carga de producción	428
Tabla 75 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 7000lbs carga de producción	429
Tabla 76 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 ½" asentada con 7000lbs carga de anular vacío	429
Tabla 77 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 7000lbs carga de anular vacío	429
Tabla 78 Análisis de movimiento. Tubería de 4 ½" revestimiento de 7" asentada con 5000lbs	430
Tabla 79 Análisis de movimiento. Tubería de 3 ½" revestimiento de 7" asentada con 5000lbs	430
Tabla 80 Análisis de fuerzas Tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs carga de producción	431
Tabla 81 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 5000lbs carga de producción	431
Tabla 82 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs carga de anular vacío	431
Tabla 83 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 5000lbs carga de anular vacío	432
Tabla 84 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 1000lbs	437
Tabla 85 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 1000lbs anular	438
Tabla 86 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular	438
Tabla 87 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 2000lbs	439
Tabla 88 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular	440

Tabla 89 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular .....	440
Tabla 90 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular.....	440
Tabla 91 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular.....	441
Tabla 92 Fuerza sobre la empacadura tubería de 2 7/8" asentada con 5000lbs.....	442
Tabla 93 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 2000lbs.....	442
Tabla 94 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	443
Tabla 95 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular.....	443
Tabla 96 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	444
Tabla 97 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000 anular .....	444
Tabla 98 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 2000lbs.....	445
Tabla 99 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular .....	445
Tabla 100 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular .....	446
Tabla 101 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular .....	446
Tabla 102 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular.....	446
Tabla 103 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs.....	448
Tabla 104 Análisis de movimiento tubería de 3 ½" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs.....	448

Tabla 105 Análisis de movimiento tubería de 4 ½" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs.....	449
Tabla 106 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	449
Tabla 107 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	449
Tabla 108 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	449
Tabla 109 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	450
Tabla 110 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	450
Tabla 111 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	451
Tabla 112 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	452
Tabla 113 Factores de seguridad tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	452
Tabla 114 Factores de seguridad tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular .....	452
Tabla 115 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	453
Tabla 116 Factores de seguridad tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	453
Tabla 117 Factores de seguridad tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular .....	453
Tabla 118 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc.....	454
Tabla 119 Análisis de movimiento tubería de 3 ½" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc.....	454

Tabla 120 Análisis de movimiento tubería de 4 ½" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc.....	454
Tabla 121 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular .....	455
Tabla 122 Factores de seguridad tubería 3 1/2 " revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular .....	455
Tabla 123 Factores de seguridad tubería 4 ½" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular .....	456
Tabla 124 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular.....	456
Tabla 125 Factores de seguridad tubería 3 ½" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular .....	456
Tabla 126 Factores de seguridad tubería 4 ½" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular .....	457
Tabla 127 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc anular .....	458
Tabla 128 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc anular .....	458
Tabla 129 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc.....	458
Tabla 130 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular .....	459
Tabla 131 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular .....	459
Tabla 132 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular .....	459
Tabla 133 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lpps anular .....	460
Tabla 134 Factores de seguridad tubería 3 ½" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular .....	460
Tabla 135 Factores de seguridad tubería 4 ½" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular .....	460

Tabla 136 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular .....	461
Tabla 137 Factores de seguridad tubería 3 ½" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular .....	461
Tabla 138 Factores de seguridad tubería 4 ½" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular .....	462
Tabla 139 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	467
Tabla 140 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	468
Tabla 141 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación "Frac Pack" Hoyo Revestido.....	469
Tabla 142 Tasas y valores de VPN obtenidos para cada esquema de completación con los diámetros de tubería considerados en el estudio de levantamiento artificial.....	474
Tabla 143 Tasa Total por Yacimiento Para bombeo por cavidades progresivas "Frac Pack" Hoyo Revestido.....	535
Tabla 144 Tasa total por yacimiento para bombeo por cavidades progresivas Hoyo Abierto Ampliado .....	535
Tabla 145 Tasa total por yacimiento para bombeo por cavidades progresivas Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	536
Tabla 146 Preselección de BCP completación Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 1247lbs.....	537
Tabla 147 Preselección de BCP completación Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 3 ½" presión estática de 1147lbs.....	538
Tabla 148 Preselección de BCP completación tipo Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 4 ½" presión estática de 1147lbs.....	539
Tabla 149 Preselección de BCP completación tipo Hoyo abierto ampliado tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 1147lbs.....	540
Tabla 150 Preselección de BCP completación tipo Hoyo abierto ampliado tubería de 3 ½" presión estática de 1147lbs .....	541

Tabla 151 Preselección de BCP completación tipo Hoyo Ampliado tubería de producción de 4 ½" presión estática de 1147lbs.....	542
Tabla 152 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 847lbs .....	543
Tabla 153 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 3 ½" presión estática de 847lbs .....	544
Tabla 154 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 4 ½" presión estática de 847lbs .....	545
Tabla 155 Tabla de Fabricantes.....	547
Tabla 156 Costos detallados para tubería de 4 ½" Frac Pack flujo natura .....	558
Tabla 157 Costos detallados para tubería de 3 ½" Frac Pack flujo natura .....	559
Tabla 158 Costos detallados para tubería de 2 7/8" Frac Pack flujo natura .....	560
Tabla 159 Costos detallados para tubería de 2 3/8" Frac Pack flujo natura .....	561
Tabla 160Costos detallados para tubería 4 ½" Hoyo revestido empacado flujo natural....	562
Tabla 161 Costos detallados para tubería de 3 ½" Hoyo revestido empacado flujo natural .....	563
Tabla 162Costos detallados para tubería de 2 7/8" hoyo revestido empacado flujo natural. ....	564
Tabla 163 Costo detallado para tubería de 2 3/8" hoyo revestido empacado flujo natural	565
Tabla 164 Costos detallados para tubería de 4 ½" hoyo desnudo ampliado flujo natural..	566
Tabla 165 Costos detallados para tubería de 3 ½" hoyo desnudo ampliado flujo natural..	567
Tabla 166 Costos detallados para tubería de 2 7/8" hoyo desnudo ampliado flujo natural	568
Tabla 167 Costos detallados para tubería de 2 3/8" hoyo desnudo ampliado flujo natural	569
Tabla 168 Propiedades del lodo bentonítico.....	571
Tabla 169 Propiedades del lodo polimérico .....	572
Tabla 170 Geometría de pozo revestido empacado .....	574
Tabla 171 Geometría del pozo hoyo Abierto ampliado con Empaque de Grava .....	575
Tabla 172 Geometría del pozo revestido fracturado.....	575

# INDICE

<b>AGRADECIMIENTOS.....</b>	<b>3</b>
<b>LISTA DE FIGURAS.....</b>	<b>I</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>VI</b>
<b>INDICE .....</b>	<b>XVI</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>3</b>
<b>POZO PETROLÍFERO.....</b>	<b>3</b>
Elementos que conforman un pozo .....	5
Revestimientos .....	5
Empacadura de producción .....	7
Mecanismo básico. ....	7
Componentes básicos.....	7
Tipos de empacaduras.....	9
Empacaduras Recuperables .....	10
Empacaduras recuperables de compresión.....	10
Empacaduras recuperables de tensión.....	11
Empacaduras Recuperables de compresión – tensión: .....	11
Empacaduras recuperables sencillas y duales de asentamiento hidráulico .....	11
Empacaduras permanentes.....	12
Unidades Sellantes para empacaduras permanentes .....	12
Selección de empacaduras.....	13
Equipos de Subsuelo.....	14
Clasificación de los equipos de subsuelo.....	14
Niples de asiento .....	15
Niples de asiento selectivo:.....	15
Niple de Asiento no selectivo: .....	16
Niples pulidos .....	17
Tapones recuperables de eductor .....	17
Mangas deslizantes .....	19
Mandriles con bolsillo lateral.....	20
Cabezales de pozo .....	20
Equipo de control de arena .....	21
Tubería ranurada.....	21
Tuberías preempacadas.....	21
Grava .....	22
Métodos de control de arena.....	22
Creación de puentes de arena.....	22
Análisis de tamices .....	22
Selección del tamaño de la grava .....	24
Estabilización de arena no consolidada .....	24
Consolidación de la arena .....	25
Sistema de levantamiento artificial .....	26
Bombeo mecánico .....	26
Bombas de subsuelo .....	27
Sarta de cabillas .....	27
Levantamiento artificial por gas .....	31
Inyección continua de gas.....	31

Inyección intermitente o alterna de gas .....	31
Bombeo electrosumergible .....	32
Bombeo por cavidades progresivas o bomba de tornillo .....	32
<b>COMPLETACIÓN de pozos .....</b>	<b>35</b>
Tipos de completación de pozos .....	36
Completación a Hoyo Abierto .....	36
Completación con tubería ranurada no cementada .....	36
Completación a hoyo revestido y cañoneado .....	36
<b>Esquema de completación .....</b>	<b>36</b>
<b>Productividad en función de la Completación .....</b>	<b>37</b>
Análisis Nodal .....	37
Influjo al Nodo: .....	38
Eflujo al Nodo .....	38
Comportamiento de afluencia .....	39
Porosidad ( $\Phi$ ) .....	49
Presión capilar ( $P_c$ ) .....	51
Permeabilidad ( $K$ ) .....	52
Permeabilidad Relativa ( $K_r$ ) .....	56
Espesor de la zona productora ( $h$ ) .....	61
Presión Promedio del Yacimiento o Arena Productora ( $\bar{P}$ ) .....	61
Viscosidad ( $\mu$ ) .....	62
Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ ) .....	66
Presión de Burbujeo ( $P_b$ ) .....	68
Forma del área de drenaje .....	68
Caracterización del Daño .....	69
Daño por Disminución de la Permeabilidad .....	72
Daño Originado por los Fluidos de Operación: .....	74
Daño por completación parcial y desviación del pozo .....	76
Daño causado por el cañoneo ( $S_p$ ) .....	78
Daño por Efectos de la Zona Triturada “Crushed Zone” .....	82
Pseudo Daños .....	83
Daño Asociado a la Fractura .....	85
Correlaciones Para flujo Bifásico en el Yacimiento .....	94
Comportamiento de tubería .....	97
Flujo laminar o turbulento .....	97
Perfiles de velocidad .....	99
Pérdidas de Presión .....	100
Pérdidas de Presión por Cambios en la Energía Potencial ( $\Delta p_{ep}$ ) .....	101
Pérdidas de Presión por Cambios en la Energía Cinética ( $\Delta p_e$ ) .....	102
Pérdidas de Presión por Fricción ( $\Delta p_f$ ) .....	103
Flujo Bifásico .....	104
“Holdup” .....	104
Regímenes de Flujo Bifásico .....	107
Modelos de Gradiente Bifásico .....	108
Correlación de Hagedorn & Brown Modificada .....	112
Flujo Bifásico en Tuberías Horizontales (Correlación de Beggs & Brill) .....	116
<b>Análisis mecánico .....</b>	<b>121</b>
Factores .....	121
Efectos .....	123
Movimiento de tubería .....	134
Factores de seguridad o diseño .....	134
Diseño de cargas que afectan mecánicamente al pozo .....	136
Pozos bajo condición de producción .....	136

Cargas temporales de tubería .....	137
Producción .....	137
Cierre de pozo .....	137
Cargas instantáneas o puntuales .....	137
Condición inicial .....	138
Prueba de tubería .....	138
Anular vacío .....	138
Pozos a ser fracturados .....	139
Frac Pack .....	139
Frac Screen-Out .....	140
Fuerza resultante sobre la empacadura .....	140
Análisis de fuerza en la tubería .....	145
Límites de diseño .....	146
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>149</b>
Depreciación .....	150
Depreciación en línea recta: .....	151
Método de las unidades producidas: .....	151
Método de depreciación de la suma de los dígitos de los años: .....	152
Método de doble saldo decreciente: .....	152
Interés .....	153
El interés simple .....	153
Valor presente .....	154
Interés compuesto .....	154
Valor presente neto VPN .....	156
Flujo de caja .....	157
Ingresos .....	157
Egresos .....	158
Aporte legal PDVSA: .....	158
Regalía .....	158
Flujo antes del impuesto sobre la renta .....	159
Impuesto sobre la renta ISLR .....	160
Flujo de caja después del ISLR .....	160
Tasa interna de retorno TIR .....	161
Período o tiempo de recuperación .....	162
<b>INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA .....</b>	<b>164</b>
<b>FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS.....</b>	<b>165</b>
Marco Estructural .....	165
Estratigrafía .....	166
Principales características litológicas de las unidades de interés .....	168
Formación Oficina .....	168
Formación Merecure .....	168
Arenas U1 .....	169
<b>METODOLOGÍA.....</b>	<b>171</b>
<b>RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN .....</b>	<b>171</b>
<b>PROPUESTAS DE COMPLETACIÓN.....</b>	<b>183</b>
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava (Ventana) .....	186
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno .....	192
“Frac Pack” Hoyo Revestido .....	194
<b>INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL .....</b>	<b>200</b>
<b>ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.....</b>	<b>205</b>
Ubicación .....	205

Arenas objetivo .....	207
Propiedades de los fluidos.....	210
Selección del Modelo para la Construcción de la Curva de afluencia.....	213
Metodología para la caracterización del daño .....	213
Metodología para la caracterización de la invasión a la formación y la permeabilidad en dicha zona .....	215
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.....	232
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	235
“Frac Pack” Hoyo Revestido.....	243
<b>ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE TUBERÍA .....</b>	<b>254</b>
Definición del cabezal .....	257
Definición de la vía de flujo que posee el pozo.....	258
Perfil de desviación .....	259
Configuración general de la sarta de producción .....	260
Perfil de desviación de la línea de superficie .....	261
Configuración general de la línea de superficie .....	262
Análisis para la construcción de la curva TPR .....	263
<b>METODOLOGÍA DE ANÁLISIS .....</b>	<b>271</b>
Estudio para flujo natural .....	274
Estudio para levantamiento artificial.....	280
Elección del método de levantamiento artificial.....	281
Consideraciones para el bombeo por cavidades progresivas.....	284
Selección de la tasa objetivo.....	285
Preselección de Bombas de Cavidades Progresivas .....	296
<b>ANÁLISIS MECÁNICO.....</b>	<b>307</b>
Simulación del pozo bajo condiciones de producción.....	311
Cargas temporales de tubería .....	312
Cargas instantáneas o puntuales .....	313
Factores de diseño.....	314
Parámetros operativos.....	314
Permitiendo movimiento de la tubería en la empacadura.....	315
Fuerza resultante sobre la empacadura .....	315
Análisis de movimiento de tubería .....	318
Fuerza en la Tubería .....	320
Factores de diseño.....	321
Límites de diseño .....	321
Sin movimiento en la empacadura.....	322
Condiciones de asentamiento de la empacadura .....	322
Fuerza resultante sobre la empacadura .....	323
Análisis de movimiento .....	325
Fuerza en la Tubería .....	327
Factores de Diseño.....	328
Safety Factor Summary – Anular Vacío – 3 ½” Production Tubing .....	329
Límites de diseño .....	329
Simulación del pozo a ser fracturado .....	330
Cargas instantáneas o puntuales .....	333
Diseño de cabezal .....	334
Parámetros operativos.....	337
Permitiendo movimiento en la empacadura.....	337
Fuerza resultante .....	338
Análisis de movimiento .....	338
Fuerza en la tubería.....	339
Factores de diseño.....	340
Límites de diseño .....	340

---

Sin movimiento en la empacadura.....	344
Condiciones de asentamiento.....	344
Fuerza resultante sobre la empacadura .....	344
Análisis de movimiento .....	347
Fuerza en la tubería.....	348
Factores de diseño.....	348
Límites de diseño .....	349
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>351</b>
Parámetros Generales Involucrados Para la Determinación del VPN y la TIR.....	355
Año base.....	355
Horizonte económico.....	355
Horizonte económico para la evaluación del flujo natural.....	356
Horizonte económico para la evaluación del levantamiento artificial .....	356
Fecha de Inicio del Proyecto .....	356
Tasa de Descuento.....	357
Tasa de Cambio. ....	357
Porcentaje de Impuesto Sobre la Renta (% ISLR).....	357
Regalías Crudo y Gas .....	357
Aporte Legal a PDVSA .....	358
Escenario de Evaluación.....	358
Unidad Evaluadora .....	359
Tipo de fluido .....	359
Costos de Apoyo y Gestión Corporativo.....	360
Porcentaje de costo de producción variable.....	360
Inversiones No Generadoras.....	360
Costo de Reparación y Rehabilitación (RA/RC) .....	360
Aspectos Relacionados con el Gas .....	360
Poder calorífico del gas combustible .....	361
Consumo de gas en operaciones .....	361
Poder calorífico del gas producido .....	361
Factor de merma por gas.....	361
Financiamiento .....	361
Parámetros Asociados con el Pozo .....	361
Segregación o campo.....	362
Actividad .....	362
Días de taladro.....	362
Costo del Pozo.....	363
Inversiones Asociadas .....	363
Grados API de Formación .....	363
Relación Gas Petróleo. ....	363
Producción inicial.....	364
Porcentaje Anual de Declinación de la Tasa .....	364
Metodología de Análisis Para flujo Natural.....	364
Metodología de Análisis Para Levantamiento Artificial (BCP).....	369
<b>RESULTADOS .....</b>	<b>371</b>
<b>RESULTADOS PRELIMINARES .....</b>	<b>372</b>
Cañoneo.....	372
Longitud de la Fractura .....	375
Matriz de Escenarios para el Potencial del Pozo .....	376
Tasas por Flujo Natural .....	384
Determinación de las Tasas Objetivo para la Selección de las Bombas.....	394
Bombeo por cavidades progresivas .....	399
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	399
Hoyo Ampliado con Empaque de Grava .....	400

---

“FRAC PACK” Hoyo Revestido.....	400
<b>ANÁLISIS MECÁNICO.....</b>	<b>402</b>
Simulación del pozo bajo condiciones de producción.....	403
Pozos con revestimientos de producción de 5 ½” .....	403
Permitiendo movimiento en la tubería .....	403
Sin movimiento en la empacadura.....	409
5000lbs de tensión.....	409
7000lbs de tensión.....	412
10000lbs de tensión.....	414
Pozos con revestimiento de producción de 7” .....	416
Permitiendo movimiento en la tubería .....	417
Sin movimiento en la empacadura.....	419
10000lbs de compresión.....	424
7000lbs de compresión.....	427
5000lbs de compresión.....	430
Simulación de pozos a ser fracturados .....	435
Pozos con revestimientos de producción de 5 ½” .....	435
Permitiendo movimiento de tubería.....	436
1000lppc de presión anular .....	437
2000lppc de presión anular .....	439
Sin movimiento en la tubería .....	441
1000lppc de presión anular .....	442
2000lppc de presión anular .....	445
Pozos con revestimiento de producción de 7” .....	447
Permitiendo movimiento en la tubería .....	448
1000lppc de presión anular .....	448
2000lppc de presión anular .....	454
Sin movimiento en la tubería .....	457
2000lppc de presión anular .....	457
<b>ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>463</b>
Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas.....	466
<b>ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN.....</b>	<b>476</b>
Revestimientos de producción de 7” .....	477
Producindo por Flujo natural .....	477
“Frac Pack” Hoyo Revestido .....	477
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	479
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	480
Producindo por bombeo de cavidades progresivas .....	482
“Frac Pack” Hoyo Revestido .....	482
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	485
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	486
Revestimiento de producción de 5 ½” .....	488
Flujo Natural.....	488
“Frac Pack” Hoyo Revestido .....	488
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	490
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	492
Producindo con sistema de levantamiento artificial.....	493
“Frac Pack” Hoyo Revestido .....	493
Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava .....	495
Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.....	497
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>501</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>506</b>

<i>ANEXO A VALORES PARA EL DISEÑO DE LA FRACTURA .....</i>	509
<i>ANEXO B PETROFÍSICO .....</i>	510
<i>ANEXO C CÀLCULO DE LA CONSTANTE C .....</i>	517
<i>ANEXO D PÉRDIDAS DE CALOR EN EL POZO.....</i>	523
<i>ANEXO E SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL .....</i>	528
<i>ANEXO F MODELO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN ASUMIDO PARA EL HORIZONTE ECONÓMICO .....</i>	533
<i>ANEXO G TABLAS DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS .....</i>	537
<i>ANEXO H COSTOS DE LOS ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN.....</i>	558
<i>ANEXO I LODOS DE PERFORACIÓN.....</i>	571
<i>ANEXO J DATOS PARA EL ANÁLISIS MECÁNICO .....</i>	573
<i>REFERENCIAS .....</i>	577

## INTRODUCCIÓN

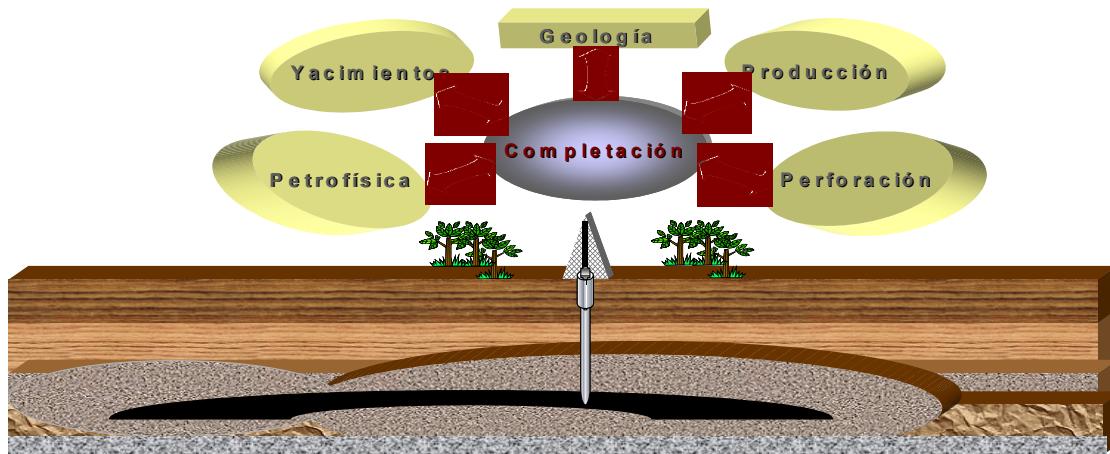
“El destino de un pozo descansa en años de exploración, meses de planeación y semanas de perforación. Pero finalmente depende del desempeño óptimo de la completación, la cual comienza con el milisegundo del cañoneo.”<sup>1</sup> Como lo expresa esta cita, la completación de un pozo a ser perforado representa la concreción de muchos estudios que, aunque realizados por separado, convergen en un mismo objetivo: la obtención de hidrocarburos. La base sobre la cual se genera la matriz de conocimiento que permite estudiar y diseñar el o los esquemas de completación posibles para un pozo a ser perforado, descansa sobre datos provenientes de la ingeniería Petrofísica, ingeniería de yacimientos y de las ciencias de producción y construcción de pozos; dichos datos se derivan de las investigaciones realizadas por diferentes pericias; las cuales han venido interactuando en los últimos años, bajo una filosofía de trabajo en equipo, dando paso a una sinergia entre las ramas que conforman la ingeniería de petróleo, para hacer de la completación de un pozo una labor llevada a cabo por una mesa de trabajo.

La síntesis final que significa la completación, posee una repercusión más que trascendental sobre el desempeño operativo y productivo de un pozo, ya que la eficiencia y la seguridad del vínculo establecido entre el yacimiento y la superficie dependen de la correcta y estratégica disposición de todos los parámetros que la constituyen; de tal manera que podría hablarse de la productividad del pozo en función de la completación, con el consecuente impacto económico, y de su estabilidad garantizada por un análisis mecánico que contemple el efecto de diversas condiciones aplicadas a su existencia. Considerando lo anterior es posible afirmar que la elección y el adecuado diseño de los esquemas de completación para los pozos a ser perforados en un área o campo determinado, constituyen parte decisiva dentro de sus proyectos de desarrollo.

La situación operacional del Área Mayor de Socororo, está representada por 93 pozos, de los cuales 35 se encuentran abandonados, 55 inactivos y solo tres en condición productora. La compañía PetroUCV, operadora del convenio que regenta el área, tiene estipulado un plan de desarrollo a ser ejecutado en el período 2002-2020, que en principio abarca, entre otras cosas, la perforación de 42 pozos. Es por ello que surge la imperiosa necesidad de

generar esquemas de completación enmarcados por estrategias operacionales básicas que aseguren la competencia en el desempeño mecánico y productivo de los mismos, adicionalmente dichos esquemas deben ser producto o resultado de una metodología que involucre la realidad técnica y económica del Área Mayor de Socororo, bajo el concepto de completación derivado de los criterios y consideraciones que imperan actualmente en la industria petrolera.

Dado que la localización E-PJ (Piloto I) constituye el inicio de los proyectos de perforación para el Área, es necesario que su construcción sea regida por el manejo de conceptos óptimos de ingeniería que posibiliten su empleo como patrón de estudio y referencia para la completación de futuros pozos.



**Figura 1 Ingeniería de completación**

Es entonces, el objetivo principal de este trabajo especial de grado, generar esquemas de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo en función del diseño de una metodología que involucre información del área, aspectos específicos de la construcción de pozos, potencial productivo, método de levantamiento y operaciones de estimulación en los mismos; lo que constituye la integración de los conceptos expuestos anteriormente. Para lograr este objetivo se empleó como patrón de estudio a la localización E-PJ (Piloto I).

## MARCO TEÓRICO

En busca de proporcionarle facilidades al lector y hacer más comprensible este trabajo, se presentan a continuación una serie de conceptos, ecuaciones y en algunos casos ejemplos, sin los cuales sería complicado apreciar con claridad, de una forma coherente, articulada y estructurada, el texto aquí presentado.

Como se muestra en la introducción y a lo largo del trabajo; este consiste en el estudio y diseño de esquemas de completación para pozos. Es necesario como consecuencia conocer qué es un pozo petrolífero, qué elementos lo componen y cómo se presenta su esquema de completación.

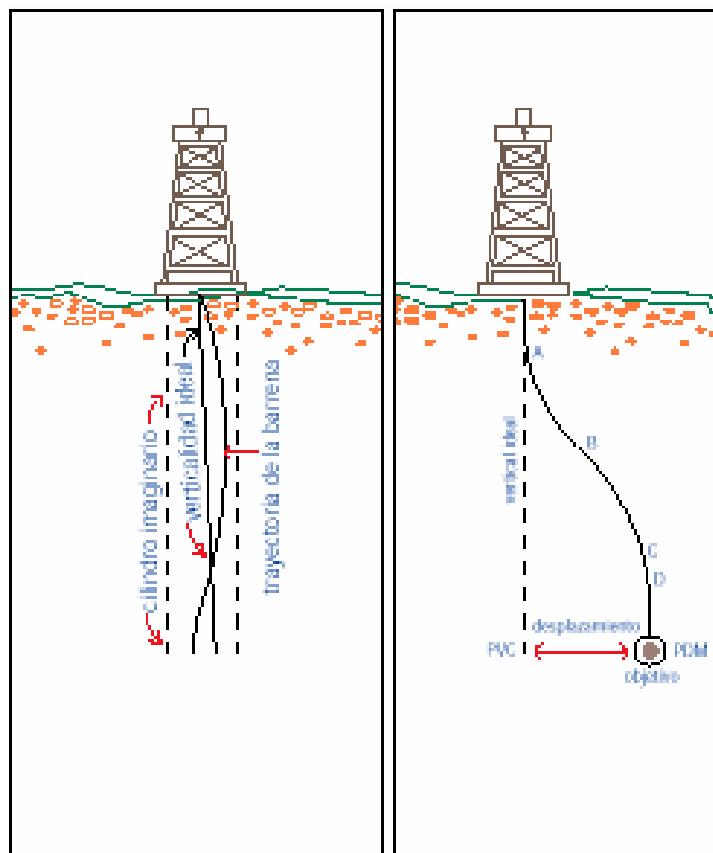
### **POZO PETROLÍFERO.**

Se conoce con el nombre de pozo petrolífero, el hoyo que se perfura desde la superficie hasta la profundidad total deseada, siendo el encargado de comunicar el mundo exterior “superficie” con los elementos presentes en el subsuelo “yacimiento”, teniendo como objetivo conducir los fluidos presentes en el yacimiento, petróleo, gas y/o agua, especialmente el petróleo, hasta la superficie y de esta forma explotar los recursos presentes. Dichos pozos pueden clasificarse de acuerdo a su profundidad, arquitectura, tipo de completación, acción que realizan entre otras.

De acuerdo con su profundidad pueden clasificarse en someros, menos de 6000 pies, y profundos, más de 6000 pies de profundidad.

Con base en su arquitectura, se clasifican en: verticales y direccionales. Es interesante acotar que no existe un pozo totalmente vertical, siempre se presentan factores mecánicos y geológicos que afectan la construcción de los pozos, “En la práctica se acepta una cierta desviación del hoyo Figura 2. Desde los comienzos de la perforación rotatoria se ha tolerado que un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayectoria no rebasa los límites del perímetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la

superficie hasta la profundidad total y cuyo radio, desde el centro de la colisa, toca las cuatro patas de la cabria”<sup>2</sup>. Los pozos direccionales consisten en “Imprimir controlada e intencionalmente el grado de inclinación, el rumbo y el desplazamiento lateral que finalmente debe tener el hoyo desviado con respecto a la vertical ideal para llegar al objetivo seleccionado”<sup>2</sup> Figura 3.



**Figura 2 Corte transversal de un pozo para mostrar la trayectoria de la barrena de perforación (izquierda)**

**Figura 3 Trayectoria del hoyo intencionalmente desviado.(derecha)**

Los pozos pueden clasificarse en dos grandes grupos: los pozos a hoyo entubado, en los cuales el hoyo está revestido desde la superficie hasta la profundidad total. Permitiendo el flujo de fluido desde el yacimiento hacia el pozo, a través de hoyos realizados en el revestimiento producidos por los cañones orientados en la dirección deseada. Y el segundo gran grupo, son los pozos completados a hoyo abierto o desnudo. En estos, el pozo es revestido hasta una determinada profundidad, y luego de ahí en adelante el hoyo desnudo

deja expuesta la zona de interés, permitiendo que los fluidos del yacimiento fluyan libremente hacia el pozo.

Una vez conocido qué es un pozo y cómo se clasifican de una forma general, es necesario ir a más detalles. Es imperante conocer cómo está compuesto un pozo y cuales elementos lo conforman, es por ello que se presenta la sección a continuación.

### **Elementos que conforman un pozo**

A medida que se pone en marcha la perforación, es necesario introducir tubulares que soporten las paredes del hoyo. Este grupo de tubulares se denomina revestimientos y se definen a continuación:

#### **Revestimientos**

Son cuerpos tubulares de diferentes diámetros, los cuales son cementados y han sido diseñados para evitar el derrumbe de estratos someros deleznables y prevenir la contaminación de mantos de agua dulce que pueden ser utilizados para consumo humano, entre otras.

Estos se dividen en:

- Revestimiento de superficie: “Por ser la primera que se cementará dentro del hoyo, su diámetro será mayor que la otras. Su longitud es corta en comparación con otras de un mismo pozo”<sup>2</sup>. Este es muy importante dado que sirve para contener las formaciones someras deleznables, impide la contaminación de mantos de agua dulce. A su vez “juega un papel importante como asiento del equipo de control del hoyo (impiderreventones, válvulas, etc) durante toda la perforación de formaciones más profundas y posteriormente para la instalación de equipos de control (cabezal) del pozo productor”.<sup>2</sup>
- Revestimiento intermedio: Una vez cementado y habiendo fraguado el cemento de la primera sarta, se continúa la perforación con una mecha de menor diámetro. “A medida que se profundiza el hoyo puede presentar estratos deleznables que a mediana profundidad pueden comprometer la estabilidad del hoyo. Puede también ocurrir la presencia de estratos

cargados con fluidos a cierta presión que podrían impedir la seguridad y el avance de la perforación. Algunas veces los fluidos también pueden ser corrosivos. Por todo esto se procede entonces a la selección e inserción de una segunda sarta. El número de sartas intermedias difiere de un campo a otro. Puede que una sea suficiente o que dos sean requeridas<sup>2</sup>. “Si las condiciones lo permiten, no es raro que una sarta pueda hacer la doble función de sarta intermedia y sarta final. En este caso se ahorraría en los gastos de tubería y los gastos afines”<sup>2</sup>.

- Revestimiento de producción: “Esta sarta tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra los derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes. En los pozos de terminación doble o triple, la sarta final sirve así mismo de tubería de producción”<sup>2</sup>

Finalmente la última sarta de tubería, la cual no se considera revestimiento debido a que no está cementada, es la tubería de producción o eductora.

- Sarta de producción o eductor: Estas constituyen arreglos de tubulares y equipos de fondo; pueden ir desde arreglos sencillos hasta arreglos muy complicados. Su objetivo primordial es conducir los fluidos desde la boca de las perforaciones hasta la superficie. Los grados API para tubería mayormente empleados son: J-55, C-75, C-95 y P-105. Los grados C-75 y C-95 son diseñados para soportar ambientes ácidos, son más resistentes y costosos que el J-55, este último presenta un buen comportamiento en ambientes básicos. Existen dos tipos de conexiones, para tuberías de producción, abaladas por la API. La conexión API “NU” NOT-UPSET, que consta de una rosca de 10 vueltas, siendo la conexión menos fuerte que la tubería. La conexión de tubería “EUE” EXTERNAL UP-SET, dicha conexión posee mayor resistencia que el cuerpo de la tubería y es ideal para los servicios de alta presión.

La sarta de producción a diferencia de los revestimientos, no es cementa, lo que sugiere la pregunta de ¿cómo se fijan o asientan a la profundidad de interés?. La respuesta es sencilla.

Se asienta por medio de obturadores o empacaduras el cual es el próximo tema de interés, a comentar.

### **Empacadura de producción**

Es una herramienta de fondo que se usa para proporcionar un sello entre la tubería eductora y el revestimiento de producción, a fin de evitar el movimiento vertical de los fluidos, desde la empacadura por el espacio anular, hacia arriba.

Estas empacaduras son utilizadas bajo las siguientes condiciones:

- Para proteger la tubería de revestimiento del estallido bajo condiciones de alta producción o presiones de inyección.
- Para proteger la tubería de revestimiento de algunos fluidos corrosivos.
- Para aislar perforaciones o zonas de producción en completaciones múltiples.
- En instalaciones de levantamiento artificial por gas.
- Para proteger la tubería de revestimiento del colapso, mediante el empleo de un fluido sobre la empacadura en el espacio anular entre la tubería eductora y el revestimiento de producción.

### **Mecanismo básico.**

Para que una empacadura realice el trabajo para el cual ha sido diseñada, dos cosas deben suceder: primero un cono debe ser empujado hacia las cuñas a fin de que ellas se peguen a la pared del revestidor y segundo el elemento de empaque (gomas) debe ser comprimido y efectuar un sello contra la pared del revestidor.

### **Componentes básicos.**

- Elementos sellantes: Estos elementos son normalmente construidos de un producto de goma de nitrilo. Mientras otros compuestos sellantes se usan en aplicaciones tales como: instalaciones térmicas, pozos cretácicos y pozos productores de gas seco. Los sellos de

goma de nitrilo, se ha comprobado que, son superiores cuando se utilizan en rangos de temperaturas normales a medias. Cuando se asienta una empacadura, el elemento sellante se comprime de manera tal que forma un sello contra la pared de la tubería de revestimiento. Durante esta compresión, el elemento de goma se expande entre el cuerpo de la empacadura y la pared de la tubería. Esta expansión junto con la maleabilidad del mencionado elemento ayudan a que estos vuelvan a su forma original al ser eliminada la compresión sobre la empacadura. Algunas empacaduras incluyen resortes de acero retráctiles moldeados dentro del elemento sellante para resistir la expansión y ayudar en la retracción cuando se desasiente la empacadura.

- Tipo de elementos sellantes: Cuatro tipos de elementos sellantes se usan de acuerdo al tipo de servicio: ligero, mediano, duro y especiales. ( I, II, III y IV, respectivamente)

Tabla 1 Tipo de elementos sellantes

TIPOS DE ELEMENTOS SELLANTES			
Tipos	Elementos sellantes	Presión de trabajo (lpc)	Temperatura de trabajo (°F)
I	Un solo Elemento	5000	250
II	Dos o más	6800-7500	275
III	Dos o más	10000	325
IV	Especiales para H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub>	15000	450

- Cuñas: Las cuñas pueden ser de una variedad amplia de formas. Es deseable que posean un área superficial adecuada para mantener la empacadura en posición, bajo los diferenciales de presión previstos a través de esta. Las cuñas deben ser reemplazadas si ya se han utilizado una vez en el pozo.

- Elementos de asentamiento y desasentamiento: El mecanismo más simple de asentamiento y desasentamiento es el arreglo de cerrojo en “J” y pasador de cizallamiento que requiere solamente una ligera rotación de la tubería de producción al nivel de la empacadura para el asentamiento y puede, generalmente, ser desasentada por un simple levantamiento sobre la empacadura. Este procedimiento es aplicable a las empacaduras recuperables.
- Dispositivos de fricción: Los elementos de fricción son una parte esencial de muchos tipos de empacaduras para asentarlas y en algunos casos para recuperarlas. Pueden ser flejes, en resortes o bloque de fricción, y si están diseñados apropiadamente, cada uno de estos proporciona la fuerza necesaria para asentar la empacadura.
- Anclas hidráulicas: Las anclas hidráulicas o sostenedores hidráulicos proporcionan un método confiable para prevenir el movimiento que tiende a producirse al presentarse una fuerza en la dirección opuesta de las cuñas principales. Por ejemplo, una empacadura de uñas simple que se asiente con peso puede moverse hacia arriba en el hoyo, cuando se lleva a cabo una acidificación o fractura, sin embargo, este movimiento se puede evitar mediante el uso de sostenedores hidráulicos o de una ancla hidráulica.

### Tipos de empacaduras.

Los diferentes tipos de empacaduras pueden ser agrupados en clases principales; luego se pueden subdividir de acuerdo a métodos de asentamientos, dirección de la presión a través de la empacadura y número de orificios a través de la empacadura.

De esta forma se tienen:

- Recuperables
- Permanentes
- Permanentes – recuperables

En la industria petrolera nacional hay alrededor de 10 fabricantes de empacaduras, sin embargo, las más utilizadas son de las marcas, Baker, Otis, Camco, en diámetros de 4 ½", 5 ½", 7" y 9 5/8".

### **Empacaduras Recuperables**

Se bajan con la tubería de producción o tubería de perforación y se pueden asentar: por compresión, mecánicamente e hidráulicamente. Despues de asentadas pueden ser desasentadas y recuperadas con la misma tubería. Las empacaduras recuperables son parte integral de la sarta de producción, por lo tanto, al sacar la tubería es necesario sacar la empacadura.

Las empacaduras recuperables se pueden clasificar tomando en cuenta la dirección del diferencial de presión en:

- a) Empacaduras de compresión.
- b) Empacaduras de tensión.
- c) Empacaduras de compresión – tensión
- d) Empacaduras sencillas y duales de asentamiento hidráulico.

#### Empacaduras recuperables de compresión

Una empacadura de compresión se asienta aplicando peso de la tubería de producción sobre la empacadura y se recupera tensionando. Por estas razones, no se desasienta aplicando una fuerza hacia abajo, bien aplicando peso de la tubería de producción (compresión) o bien aplicando presión por el espacio anular sobre la empacadura. Estas características las hacen apropiadas para resistir diferenciales de presión hacia abajo. Son principalmente utilizadas en pozos verticales, relativamente someros y de baja presión. Pueden soportar presiones diferenciales desde abajo si se les incorpora un anclaje hidráulico de fondo dentro del ensamblaje de la empacadura.

### Empacaduras recuperables de tensión

Estas empacaduras se asientan rotando la tubería de producción  $\frac{1}{4}$  de vuelta a la izquierda y luego tensionando. Para recuperarla, se deja caer peso de la tubería de manera tal de compensar la tensión y luego se rota la tubería a la derecha  $\frac{1}{4}$  de vuelta, de manera que las cuñas vuelvan a su posición original. Se usan en pozos someros y donde se anticipen presiones diferenciales moderadas desde abajo. Presiones desde abajo solo sirven para incrementar la fuerza de asentamiento sobre la empacadura. Son usadas preferiblemente en pozos de inyección de agua y en pozos someros, donde el peso de la tubería de producción no es suficiente para comprimir el elemento sellante de una empacadura de asentamiento por peso o empacadura a compresión.

### Empacaduras Recuperables de compresión – tensión:

Estas empacaduras se asientan por rotación de la tubería más peso o con rotación solamente. No se desasientan por presiones aplicadas en cualquier dirección, por lo tanto pueden soportar un diferencial de presión desde arriba o desde abajo. Para recuperarlas, solamente se requiere rotación de la tubería de producción hacia la derecha. Cuando se usan en pozos de bombeo mecánico se dejan en tensión y actúan como anclas de tubería. Cuando se utilizan en pozos de inyección de agua permiten mantener la tubería de producción en peso neutro, lo que elimina la posibilidad de que se desasienten debido a la elongación de la tubería o por contracción de la misma. Su mayor desventaja se debe a que como deben ser liberadas por rotación de la tubería, si hay asentamiento de partículas sólidas sobre el tope de la empacadura se hace imposible realizar cualquier trabajo de rotación, sin embargo, eso se soluciona usando un fluido libre de partículas sólidas como fluido de empacadura.

### Empacaduras recuperables sencillas y duales de asentamiento hidráulico

El asentamiento de las empacaduras sencillas se realiza cuando existe un diferencial de presión entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento. La principal ventaja de las empacaduras recuperables con asentamiento hidráulico, es que la tubería eductora puede ser corrida en el pozo y el cabezal de producción instalado antes del asentamiento de la

empacadura. Estas empacaduras son particularmente apropiadas en pozos altamente desviados donde la manipulación de la tubería de producción puede presentar dificultades. Las empacaduras duales se utilizan en completaciones múltiples cuando se requiere producir una o más arenas.

### **Empacaduras permanentes**

Estas se pueden correr con la tubería de producción o se pueden colocar con equipos de guaya fina. En este último caso, se toman como referencia los cuellos registrados en el perfil de cementación para obtener un asentamiento preciso. En caso de formaciones con temperatura de fondo alta (400°F-450°F), el método más seguro de asentamiento consiste en utilizar un asentador hidráulico bajado junto con la tubería de producción. Una vez asentada la empacadura, se desasienta el asentador hidráulico y se saca la tubería junto con la tubería de producción. Las empacaduras permanentes se pueden considerar como una parte integrante de la tubería de revestimiento, ya que la tubería de producción se puede sacar y dejar la empacadura permanente asentada en el revestidor. Usualmente para destruirla es necesario fresarla, por lo que frecuentemente se denomina empacadura perforable.

### Unidades Sellantes para empacaduras permanentes

Las unidades sellantes que se corren con la tubería de producción, se empacan en el orificio de la empacadura permanente Tabla 2. Adicionalmente existen los niples sellantes con ancla. Este último arreglo permite que la tubería de producción sea colgada bajo tensión.

**Tabla 2Unidades Sellantes para empacaduras permanente**

Tipo	Componente del elemento sellante	Diferenciales de presión (lppc)	Temperatura de fondo (°F)
Normales	NITRILO	5000	325
V-RYTE	VITON-TEFLON	10000	400
MOLDEADOS	NITRILO/VITON	5000	350
K-RYTE	KALREZ	15000	450

### Selección de empacaduras.

Para la selección de empacaduras es necesario considerar diversos factores tanto técnicos como económicos. Generalmente, se escoge la empacadura menos costosa que puede realizar las funciones para la cual se selecciona. Sin embargo, el costo inicial de la empacadura no debe ser el único criterio de selección. Es necesario tomar en cuenta los requerimientos presentes y futuros de los pozos para la selección de la empacadura, por ejemplo, las empacaduras más económicas son generalmente las de compresión y las de tensión. Las empacaduras hidráulicas suelen ser las más costosas. Es necesario tomar en cuenta facilidades de reparación y disponibilidad. Las empacaduras con sistemas complejos para el asentamiento y desasentamiento deben evitarse, así por ejemplo, las empacaduras recuperables que se liberan con simple tensión son deseables en muchos casos.

La selección de una empacadura para un trabajo en particular, debe por lo tanto basarse en el conocimiento de las diferentes clases de empacaduras. Sin embargo, para hacer una selección preliminar es necesario recabar la siguiente información y verificar que la empacadura seleccionada cumpla con cada uno de los parámetros:

- Tipo de empacadura
- Tipo de completación
- Dirección de la presión

- Procedimiento de asentamiento de la empacadura
- Procedimiento de desasentamiento de la empacadura

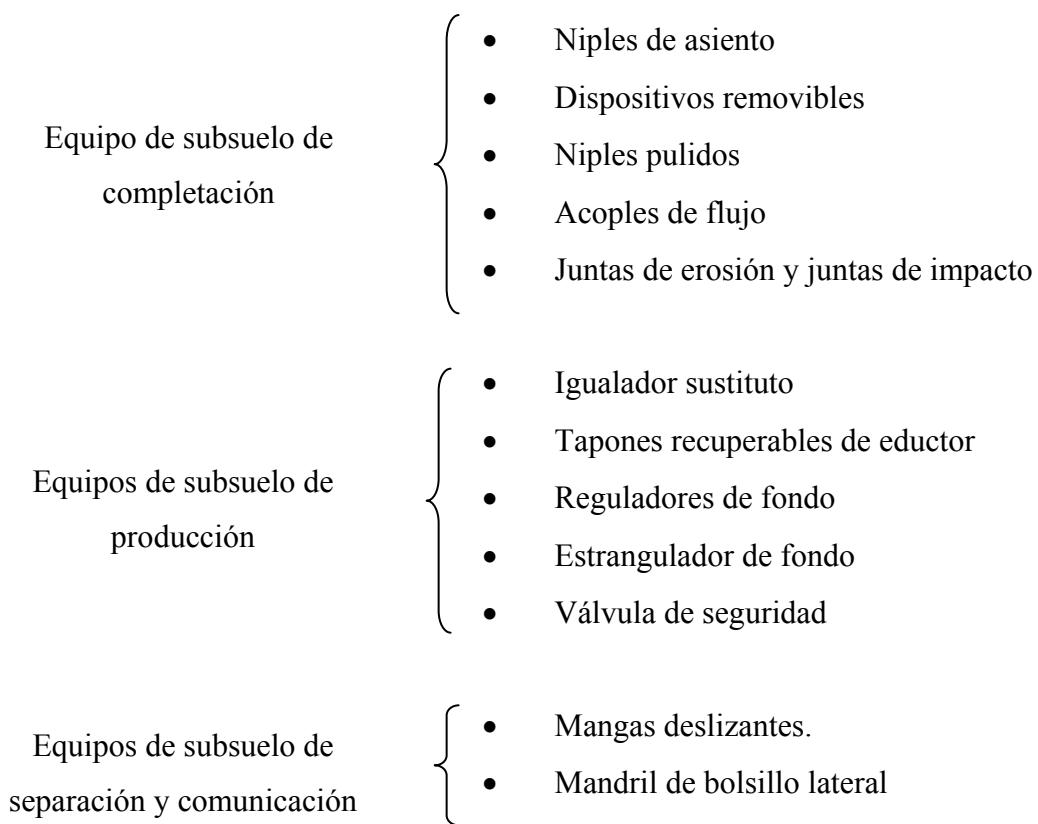
La selección final de la empacadura se basará en un balance entre los beneficios mecánicos y las ganancias económicas, resultando preponderante de dicho balance lo que genere mayor seguridad para el pozo.

### **Equipos de Subsuelo**

Son aquellos que se bajan con la tubería de producción y permiten llevar a cabo trabajos de mantenimiento en subsuelo, sin tener que matar el pozo o sacar la tubería de producción. También proporcionan facilidades para instalar equipos de seguridad en el subsuelo.

### **Clasificación de los equipos de subsuelo**

Los equipos de subsuelo se dividen de acuerdo a su función en la completación, lo cual se muestra en el esquema siguiente:



Debido a que son demasiados equipos de subsuelo, solo se definirán los que son representativos para este trabajo, esto en busca de sintetizar la cantidad de conceptos presentes en esta sección.

### Niples de asiento

Son dispositivos tubulares insertados en la tubería de producción y comunes en el pozo a una determinada profundidad. Internamente son diseñados para alojar un dispositivo de cierre para controlar la producción de la tubería.

Los niples de asiento están disponibles en dos tipos básicos que son:

- Niples de asiento selectivo.
- Niples de asiento no selectivo.

#### Niples de asiento selectivo:

Su principio de funcionamiento está basado en la comparación del perfil del niple, con un juego de llaves colocado en un mandril de cierre. Pueden ser colocados más de uno en una corrida de tubería de producción, siempre que tenga la misma dimensión interna.

Las ventajas de este tipo de niple son:

- Taponar el pozo hacia arriba o hacia abajo o en ambas direcciones.
- Permite probar la tubería de producción.
- Permite colocar válvulas de seguridad.
- Permite colocar reguladores en fondo.
- Permite colocar un niple de parada.
- Permite colocar empacaduras hidráulicas.

Existen básicamente dos tipos de niples de asiento selectivo:

- Niple de asiento selectivo por la herramienta de corrida
- Niple de asiento selectivo por el mandril de localización

Entre las marcas comerciales disponibles en el mercado se tienen el OTIS S el BAKER modelo F, selectivos por el mandril de localización y la empacadura de corrida.

El modelo OTIS S, ha sido diseñado para ofrecer 7 localizaciones de asentamiento selectivo predeterminadas en la tubería de producción de sección transversal constante, iniciando su montaje desde el fondo.

El niple de asiento selectivo por la herramienta de corrida BAKER modelo F, ha sido diseñado con el receptáculo de localización y anclaje combinados.

#### Niple de Asiento no selectivo:

Este tipo de niple es un receptor para dispositivos de cierre. Su principio de funcionamiento es de no permitir pasar herramientas de diámetro no deseado a través de él, NO-GO, para localizar los dispositivos de cierre, por lo tanto el diámetro exterior del dispositivo debe ser ligeramente mayor que el diámetro interno más pequeño del niple. Estos niples son colocados, generalmente, en el punto más profundo de la tubería de producción.

En el mercado existen múltiples marcas disponibles, entre ellas, la OTIS, con sus modelos “XN” y “RN”. Están son las versiones con tope NO-GO de los X y R, y son empleados para evitar bajar sartas de herramientas con guaya fina, por debajo de la tubería de producción. En los pozos completados en Socororo se presentan principalmente los niples marca OTIS X.

El niple X obtiene su nombre debido al perfil que asemeja a una X, ya que este presenta una reducción justo en el medio del niple. Es muy empleado al final de la tubería de

producción especialmente en los pozos que presentan sistemas de levantamiento que impliquen el uso de sartas de cabillas como bombeo mecánico o bombeo por cavidades progresivas.

### Niples pulidos

Son pequeños niples tubulares construidos del mismo material que el niple de asiento, el cual no tiene receptáculo de cierre pero es pulido internamente para recibir una sección de sellos. Estos niples pueden ser usados al mismo tiempo que los niples de asiento, las camisas deslizantes, juntas de erosión y otros equipos de completación. Su función primordial radica en la posibilidad de aislar en caso de filtraciones en la junta de erosión, haciendo uso de herramientas de guaya fina y mediante un ensamblaje.

### Tapones recuperables de eductor

Son empleados para taponar la tubería de producción y tener la posibilidad de realizar así trabajos de mantenimiento y reparación de subsuelo.

Existen tres tipos básicos de tapones recuperables, los cuales son asentados en nipes o en la tubería de producción. Estos tres tipos radican en la dirección en que son capaces de soportar presión.

- Primero se presentan los que son capaces de soportar presión por encima o en sentido descendente.
- En segundo lugar, los que soportan presión en sentido ascendente o por debajo
- Finalmente los que soportan presión en ambas direcciones, bajo condiciones de operación.

En la Tabla 3, se muestran en forma esquemática las aplicaciones recomendadas para taponar la tubería eductora. Se presenta en forma funcional las aplicaciones de los tipos de tapones, las direcciones de las presiones que deben soportar cuando se realiza determinada operación en el pozo y finalmente cual de ellos es aplicable para la operación presentada.

**Tabla 3 Aplicaciones recomendadas para operaciones más comunes con tapones**

Operaciones	Tipos de tapón		
	De presión por encima	De presión por debajo	Presión por ambos sentidos
Reparar equipos de superficie	-----	Aplicable	Aplicable
Probar tubería eductora por presurización hacia arriba	Aplicable	-----	-----
Desairear tubería eductora a la entrada o salida del pozo	-----	Aplicable	-----
Asentamiento de empacadura hidráulica	Aplicable	-----	-----
Circular por encima fluidos	Aplicable	-----	Aplicable
Separación de zonas en completaciones selectivas	-----	-----	Aplicable
Fracturamiento en completaciones	Aplicable	-----	Aplicable
Matar pozos	-----	Aplicable	-----
Mover un montaje dentro o fuera de localización	-----	Aplicable	Aplicable
Para uso como válvula de pie	Aplicable	-----	-----
Para probar empacaduras	-----	-----	Aplicable
Acidificación en completaciones selectivas	Aplicable	-----	Aplicable
Taponamiento de cabezal en completaciones	-----	Aplicable	Aplicable
Taponamiento del cabezal para trabajos de reparación	-----	Aplicable	Aplicable

Los tapones son piezas indispensables al momento de reparar y completar un pozo, debido su aplicabilidad durante la prueba de tubería y las operaciones con equipos de superficie.

El tapón que soporta presión por debajo consiste en un ensamblaje con un tapón de cabezal cargado con un resorte, el cual sella sobre un asiento metal dispuesto en el sustituto igualador, pudiéndose realizar este sello también con un asiento de goma en adición con el metal.

El tapón de circulación soporta presión solamente por encima y puede ser circulado a través de él. Su diseño varía de acuerdo a los requerimientos, teniendo así dispositivos de cierre con bola y asiento, válvula de sello o tipo válvula check de goma. Para finalizar se tiene el tapón de cierre en ambas direcciones el cual es comúnmente empleado para separación de zonas de completaciones del tipo selectivas.

### Mangas deslizantes

Son equipos de comunicación o separación, los cuales son instalados en la tubería de producción. Pueden ser abiertos o cerrados mediante guaya fina. Entre las funciones que cumplen estos dispositivos tenemos:

- Traer pozos a producción.
- Matar pozos.
- Lavar arena
- Producción de pozos en múltiples zonas

Existe una gran variedad de estos equipos con diferentes aplicaciones, pero con un mismo principio de funcionamiento. Entre ellos tenemos:

- Tubería de producción con orificios.
- Con receptáculos de asiento y ancla para mandril.
- Con una sección de sello.
- Con camisa recuperable con guaya.
- Con válvula recuperable con guaya.

### Mandriles con bolsillo lateral

Estos son diseñados para instalarse en ellos controles de flujo, como válvulas para levantamiento artificial con gas, en la tubería de producción.

Existen dos tipos básicos de estos mandriles. El primer tipo, consiste en un mandril estándar, con perforaciones en el lado exterior de la camisa hacia el revestidor y el fondo de la misma está comunicada con la tubería de producción. En el segundo tipo, las perforaciones están en el interior hacia la tubería de producción y el fondo de la misma está en contacto con el espacio anular.

Las válvulas que se instalan en estos mandriles se clasifican en dos grupos: recuperables con guaya fina y no recuperables con guaya fina. Las no recuperables con guaya son poco usadas debido a que el reemplazo de alguna de ellas ameritaría sacar la tubería de producción, sustituirla y luego introducirla de nuevo en el hoyo.

### Cabezales de pozo

Son equipos de superficie encargados de: controlar y dirigir la entrada y salida de fluidos bajo condiciones de presión en varias sartas de tubería, suspender la tubería de producción y los revestimientos de superficie, sellar los espacios anulares entre tuberías, entre otras misiones.

Los cabezales de pozos, poseen una nomenclatura estandarizada, por el API, y cada una de ellas indica la presión que es capaz de soportar dicho cabezal. No es recomendable operar más allá de la presión de trabajo.

Los cabezales más empleados en la industria petrolera son:

S/600: Este cabezal es capaz de soportar 2000lbs como presión de trabajo, es empleado principalmente en pozos someros, los cuales manejan presiones de fondo relativamente bajas.

S/900: soporta 3000lbs de presión, es empleado para procesos de fractura y en pozos generalmente profundos con presiones de cabezal mayores a las 2000lbs.

S/1500: Este es un cabezal para operaciones de envergadura, soporta 5000lbs de presión de trabajo. Es empleado para fracturar arenas en pozos profundos con presiones de fondo altas.

Existen cabezales capaces de soportar 10000lbs de presión y hasta 15000lbs de presión. Estos son cabezales inusuales y muy costosos, están reservados para trabajos especiales que impliquen presiones de superficie realmente muy altas. Generalmente no están asociados a procesos de producción de petróleo.

### **Equipo de control de arena**

“A medida que el yacimiento descarga petróleo hacia el pozo, con el tiempo se va acumulando arena y sedimento en el fondo del pozo. Esta acumulación puede ser de tal magnitud y altura que puede disminuir drásticamente o impedir completamente la producción del pozo. Los casos de arenamiento son más graves y frecuentes cuando los estratos son deleznables”.<sup>2</sup> Como es el caso de las arenas de Socororo. La producción de arena desde el yacimiento hacia el pozo es difícil de evitar, en consecuencia lo que se desea es “que el flujo de arena y sedimentos sea lo más leve por el más largo tiempo posible”.<sup>2</sup>

### **Tubería ranurada**

Estos son tubulares que como su nombre lo indica poseen ranuras, en los cuales las ranuras están especialmente cortadas, pueden ser cortes verticales u horizontales, simples o dobles de afuera hacia adentro con apariencia cuneiforme, diseñados para evitar el paso de los granos de arena.

### **Tuberías preempacadas**

Consiste en dos cilindros concéntricos entre los cuales se encuentra material sintético de alta permeabilidad. El cilindro externo, está conformado por tubería ranurada que posee

buená área de flujo y un cilindro interno con orificios tales que la sumatoria de sus áreas es igual al área de flujo del externo.

## Grava

Puede ser natural o sintética, con dimensiones determinadas por el tamaño de la arena de la formación, diseñada para evitar el paso de los granos, es decir, filtrar el petróleo proveniente del yacimiento.

## Métodos de control de arena

Tres métodos son usados para controlar la producción de arena.<sup>3</sup>

- Creación de puentes mecánicos de arena por medio de tubería ranurada, mallas y empaques con gravas.
- Estabilización de la consolidación de la arena por el desarrollo de arcos naturales.
- Consolidación de la arena.

### Creación de puentes de arena

“La creación de puentes o puenteo, es la capacidad de los granos de arena de depositarse a través de los poros abiertos de una manera tal que permita solo el paso de fluidos a través del poro abierto.”<sup>3</sup>

Los trabajos realizados por Sage y Lacey<sup>4</sup> muestran que un puenteo eficiente puede lograrse con granos de la mitad del diámetro del poro abierto. El método de puenteo de control de arena utiliza mallas, tuberías ranuradas o empaques con grava y es necesario conocer la distribución de la arena de formación. Esta distribución es determinada por medio de muestras representativas y análisis de tamices.

### Análisis de tamices

El análisis de tamices<sup>5</sup>, es un método empleado para determinar el tamaño de la arena de la formación de una muestra cualquiera. El material desarreglado a ser medido, es ubicado en

un tamiz y es agitado hasta que todos los granos, más pequeños que los orificios, caigan a través de ellos. Usando progresivamente tamices con orificios más pequeños, las muestras pueden ser separadas en tantos números como tamaños de tamices existan. Luego de la agitación, la arena retenida en cada tamaño de tamiz y los finos que cayeron a través del tamiz de menor diámetro son pesados. El análisis de los tamices expresa la distribución del tamaño de los granos ubicándolos en percentiles. El porcentaje de peso acumulado es determinado y graficado en papel semi-log; colocando tamaño de grano en la escala horizontal y porcentaje de peso acumulado en la escala vertical. Por medio de esta gráfica es posible determinar: tamaño de las ranuras, tamaño de grava, además del tamaño de la arena. Coberly<sup>6</sup> establece que el límite inferior de la ranura no debe exceder dos veces el percentil 10, este trabajo se desarrolló con muestras de California y se expresa en la ecuación 1:

$$W = 2d_{10} \quad (1)$$

donde :

W: es el ancho de la ranura en la tubería en pulgadas.

$d_{10}$ : diámetro del punto del percentil 10 en la curva de distribución en pulgadas.

Esta ecuación fue determinada para un área en específico, lo que le resta generalidad para diferentes áreas. Varios autores recomiendan que el ancho de la ranura debe determinarse mediante la ecuación (2)

$$W \leq d_{100} \quad (2)$$

donde:

W: ancho de la ranura en pulgadas.

$d_{100}$ : diámetro de punto percentil 100 en la curva de distribución del análisis del tamiz.

La apertura de la ranura no debe ser mayor a dos tercios de la grava más pequeña.

### Selección del tamaño de la grava

Un efectivo empaque con grava es requerido para retener la migración de la arena, es por ello que su selección debe estar bien definida. Ya ha sido desarrollado un trabajo referente al tamaño de la grava.<sup>7</sup> La selección de una grava ineficiente produce reducción en la capacidad de contener el arenamiento y disminuciones considerables en la producción.

Resultados de los estudios de Saucier<sup>8</sup> y Schwartz establece un método para la selección del tamaño de la grava para el Área Mayor de Socororo<sup>7</sup>. Estos recomiendan que el diámetro medio de la grava debe ser 5 o 6 veces el diámetro de la arena de la formación.

$$D_{50} = 5 \text{ a } 6 d_{50} \quad (3)$$

donde:

$D_{50}$ : el diámetro medio del tamaño de la grava en el empaque en pulgadas

$d_{50}$  : diámetro medio del tamaño de la arena de la formación, percentil 50 en la curva de distribución.

5 veces  $d_{50}$  es preferible si las tasas son no constantes y si hay variaciones en el corte de gas. El método de Saucier es generalmente aceptado para la selección del tamaño de la grava. Schwartz recomienda prácticamente lo mismo que Saucier, sin embargo Schwartz considera velocidades de flujo.

### **Estabilización de arena no consolidada**

Es ampliamente conocido que algunos pozos no producen arena a bajas tasas, pero sí a tasas más altas. En algunas áreas, existen pozos que han estado produciendo con pequeñas cantidades o sin contenido de arena, a medida que aumenta gradualmente la tasa de flujo en varios meses. Cuando el abertura de los estranguladores es mayor, la producción de arena incrementa inicialmente y luego disminuye. Este comportamiento continúa hasta que la tasa crítica es superada y la arena continua produciéndose, con el incremento de su volumen en el tiempo.

Pruebas, de esfuerzos a condiciones de yacimiento, realizadas en laboratorio muestran que la estructura de la arena forma arcos provenientes de la arena consolidada en una pequeña región alrededor de una arena sin esfuerzos. Con el pozo completado, la arena al nivel de las perforaciones está libre de esfuerzos; la arena que principalmente debe producirse es ocasionada por la presión de sobrecarga. Arcos formados alrededor de cada perforación, estabilizan la arena y previenen la producción de la misma. Fallas en los arcos permiten la producción de arena; dando como resultado la formación de arcos más grandes para tasas de flujo mayores. La tasa crítica de producción de arena depende de la historia de producción y del tamaño del arco.<sup>8</sup>

Este método no emplea ninguna herramienta de fondo ni completaciones costosas. Los pozos deben ser abiertos con tasas bajas de manera tal que se establezca la máxima producción libre de arena. Abrir repentinamente el pozo a una alta tasa puede causar que los arcos fallen y se produzca la arena. La producción se puede ajustar a cualquier valor por debajo de una tasa a la cual los arcos de arena se hayan formado. Si se selecciona una tasa superior se romperán los arcos y se producirá arena, para luego formarse un arco mayor y la producción de arena posiblemente sea detenida.

Las fuerzas de cohesión son necesarias para formar y mantener un arco. Esta fuerza es dada por la angularidad y la tensión superficial de la fase mojante. El desplazamiento de la arena con el fluido mojante causa fallas en los arcos. Esta relación puede ser controlada para campos donde sus pozos no produzcan arena con alto corte de agua.

### **Consolidación de la arena**

Consiste en consolidar la arena incrementando la fuerza de cohesión por medio de resina plástica. Este método reduce la permeabilidad debido a que la resina que une los granos de arena ocupa parte del espacio poroso. La inyección de resinas requiere supervisión cuidadosa debido a que cada pozo posee características propias.

Es importante resaltar que el método aplicado en el Área es la creación de puentes mecánicos de arena por medio de tuberías ranuradas y empaques con grava. Se espera que

con la perforación del pozo piloto se tomen las muestras de núcleos necesarias para determinar la granulometría de la formación y por ende determinar el tamaño correcto de la grava al igual que la abertura de las ranuras.

### **Sistema de levantamiento artificial**

Una vez que se ha perforado, cementado y completado el pozo, este se abre a producción. Dependiendo de diversos parámetros, entre ellos la presión del yacimiento, el pozo puede estar en capacidad de fluir por sí solo; A esta condición se le denomina producción por flujo natural y es la menos costosa. Una vez que el sistema yacimiento-pozo no está en capacidad de levantar los fluidos desde las perforaciones hasta la superficie, es necesario aplicar algún método que permita extraer los fluidos del pozo. Estos se denominan métodos de levantamiento artificial. La selección del método a aplicar, depende de gran variedad de factores, entre ellas: características del fluido, características del pozo, facilidades del área, entre otras. Hay gran diversidad de sistemas de levantamiento artificial, no obstante se mencionarán los de mayor aplicabilidad en los campos Venezolanos. Estos son:

- Bombeo mecánico
- Levantamiento artificial por gas
- Bombeo electro sumergible.
- Bombeo por cavidades progresivas.

### **Bombeo mecánico**

Este método se basa en la instalación de una bomba de acción reciprocase ubicada al final de la tubería de producción, a la cual le es transmitida la energía a través de una sarta de cabillas, dicha energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, el cual moviliza una unidad de superficie, denominada balancín, mediante correas y engranajes.

Este sistema está compuesto principalmente por:

- La bomba de subsuelo
- Sartas de cabillas.

### **Bombas de subsuelo**

Estas consiste en una bomba de pistón de desplazamiento positivo, asentado a determinada profundidad dentro o al final de la tubería de producción, permitiendo la entrada de fluidos, sellando la entrada de los mismos y luego desplazándolos hasta la superficie en forma periódica o cíclica.

### **Sarta de cabillas**

Son cuerpos tubulares macizos, de poco diámetro, que transmiten la energía necesaria para producir la acción reciproque de la bomba, soportando las cargas de la succión, la fricción y el desplazamiento de fluidos, desde el fondo hasta la superficie.

Existen diversas clases de cabillas de succión, las mas utilizadas son:

- Las convencionales (API)
- Las continuas.

La sarta de cabillas convencional está compuesta por cuerpos tubulares separados que se fabrican de 25 y 30 pies de longitud, unidos por acoplos enroscables. Se encuentran clasificados según la API por grados, a saber C, D, K; Esta clasificación depende fundamentalmente de los materiales de construcción de las cabillas y por ende del ambiente y el fluido donde esta se desenvuelva.

Las cabillas de grado C están compuestas de carbón y manganeso, recomendadas para el bombeo de crudos pesados en ambientes no corrosivos. Manufacturadas con las especificaciones API AISI 1036 modificadas con acero al carbón y templadas para máxima resistencia a la fatiga.

Las de grado D están compuestas de níquel cromo, recomendado para el bombeo de crudos pesados en ambientes corrosivos y en pozos que producen CO<sub>2</sub>, realizadas bajo las

especificaciones API con una aleación especial de acero inoxidable y templadas para obtener resistencia a la fatiga y al esfuerzo.

Las cabillas de grado K están compuestas de níquel y molibdeno, para bombeo de crudos pesados en ambientes corrosivos, excelente balance de esfuerzo, dureza y resistencia a la fatiga.

La sarta de cabilla continua está constituida por un cuerpo único desde la superficie hasta el fondo, de ahí el nombre de continua. Han sido empleadas con éxito en algunas áreas de Venezuela, en levantamiento de crudo pesado y extrapesado en pozos direccionales y desviados. Entre sus ventajas resaltantes se encuentran:

- Minimiza significativamente los problemas asociados a las cabillas, reduciendo las fallas en un 67%.
- La cabilla continua, produce mejoras sobre el comportamiento de la bomba, debido al incremento del área de flujo anular, entre la cabilla y la tubería, el cual reduce la carga de presión de la bomba.
- Ofrece alta resistencia a la torsión, ideal para bombeo con BCP y alta resistencia a la tensión.
- Pueden utilizarse cabillas de mayor diámetro en tuberías más pequeñas por la “carencia” de acoplos.
- La distribución de esfuerzos es uniforme a lo largo de la sarta de cabilla y al no haber conexiones se disminuye significativamente las probabilidades de fallas.
- Reduce los tiempos de instalación y desinstalación de cabilla por pozo.
- Reduce las caídas de presión adicionales en la tubería de producción, siendo esto más significativo en sistemas rotatorios con bombas de cavidad progresiva.
- Reduce el desgaste mecánico en las tuberías de producción sobre todo en pozos desviados, inclinados y horizontales. Prolongando la vida útil.
- Minimiza significativamente los problemas con los acoplos de conexión entre cabillas, debido a que solamente utiliza dos, uno en el tope y otro en el fondo.

Existen dos tipos de cabillas continuas, la semi-elíptica y la redonda: La semi-elíptica ofrece mayor diversidad en diámetros de cabillas, 7 en total. Sus diámetros son:  $\frac{3}{4}$ ",  $\frac{7}{16}$ ",  $\frac{7}{8}$ ",  $\frac{15}{16}$ ", 1",  $1\frac{1}{16}$ " y  $1\frac{1}{8}$ ". A cada diámetro se le asignó un número, desde el 2 hasta el 8 respectivamente. Por su parte la cabilla redonda es poseedora de tres diámetros diferentes:  $\frac{13}{16}$ ",  $\frac{7}{8}$ " y 1", conocidas también como 3R, 4R y 6R, respectivamente.

Al igual que la cabilla convencional, la continua está clasificada en grados por la API los cuales están representados por: CR, DR, DRL, DER y SMR.

Grado CR compuesto de acero al carbón recomendada para ambientes no corrosivos para producción de crudos medios y pesados.

DR con la misma composición del grado anterior, diseñadas para soportar alta torsiones empleados en pozos direccionales y altamente desviados en ambientes no corrosivos.

DRL compuesta por una aleación de cromo molibdeno, especial para pozos direccionales con producción de crudos pesados.

DER es una versión que ofrece mayor resistencia a la abrasión y la torsión que la anterior, recomendada en ambientes agresivos con emanaciones de CO<sub>2</sub>.

Finalmente el grado SMR, empleado en servicios especiales en ambientes hostiles con presencia de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S.

La tabla realiza una comparación entre las ventajas y beneficios de las cabillas continuas y las convencionales:

**Tabla 4 Comparación de las cabillas continuas frente a las cabillas convencionales**

<b>CABILLA CONTINUA</b>	<b>CABILLA CONVENCIONAL</b>
➤ Puede ser extraída de un pozo y con una simple inspección visual se puede reinstalar en otro pozo.	Debe ser inspeccionada una a una y se deben inspeccionar ambos extremos de cada cuello, al igual que los terminales roscados de cada cabilla.
➤ No utiliza cuellos por lo que incrementa el área de flujo al aumentar el espacio entre la tubería y la cabilla, permitiendo el incremento de la producción por pozo.	Utiliza cuellos que causan un punto probable de falla, por mala operación durante la instalación, por torsión excesiva en el sistema o por desgastes de los mismos contra la tubería de producción.
➤ La distribución de esfuerzos es uniforme a lo largo de la sarta de cabilla y al no haber conexiones se disminuye significativamente las probabilidades de fallas.	Los esfuerzos son distribuidos directamente sobre los cuellos y en la parte media de la cabilla, ocasionando que estos puntos se encuentren sometidos a mayores esfuerzos que otros, incrementando las probabilidades de fallas.
➤ Ofrece mayor resistencia a la torsión y a la tensión.	Para lograr mayor resistencia a la torsión y a la tensión se requieren cabillas convencionales de mayor diámetro que una cabilla continua.
➤ Es la solución más adecuada en pozos desviados con unidades de bombeo convencionales, ya que reducen la probabilidad de falla al no tener cuellos y en pozos con BCP debido a que ofrecen mayor resistencia a la torsión y a la tensión	En pozos desviados con unidades de bombeo convencionales, aumenta la probabilidad de falla, ya que los cuellos tienden a desgastarse en las zonas desviadas al igual que la tubería y con BCP ofrecen alta torsión que obligan el uso de cabillas de alta resistencia, como solución alterna se pueden usar cabillas convencionales especiales o con mayores diámetros, pero con un costo similar a la continua y se siguen teniendo los problemas occasionados por la presencia de los cuellos en la sarta.

Finalmente, el sistema de levantamiento por bombeo mecánico es recomendado para crudos medios y pesados, yacimientos de baja presión, con tasas de producción de los 100 a los 1000 BN/D, para profundidades inferiores a los 10000 pies. Es capaz de tolerar producción de arena a pesar de disminuir su vida útil. Es aplicado principalmente en pozos verticales y de baja inclinación.

### **Levantamiento artificial por gas**

Es un método que consiste en aligerar el peso de la columna de fluidos mediante la inyección de gas a alta presión en determinados puntos de la tubería de producción. Existen dos modalidades de inyección de gas:

- Inyección continua de gas.
- Inyección intermitente.

#### **Inyección continua de gas**

Consiste en inyectar gas de forma permanente, con el propósito de aligerar la columna de fluido mediante la disolución de gas en el crudo, a través de un punto de la tubería de producción. Esto causa un aumento de la relación gas líquido por encima del punto de inyección permitiendo desplazar los fluidos hasta la próxima válvula, la cual se abre inyectando gas nuevamente y repitiendo el proceso hasta que el fluido llegue a la superficie.

#### **Inyección intermitente o alterna de gas**

Consiste en la inyección “cíclica” de gas en la cual una válvula permite pasar un volumen alto de gas a la tubería, levantando el fluido acumulado por encima de la válvula aumentando la velocidad del flujo de forma que se minimice el deslizamiento y retorno de fluido por las paredes de la tubería.

El levantamiento artificial por gas es el método que más se asemeja al flujo natural, con la diferencia de que es posible controlar la relación gas líquido en la tubería. La principal limitante de este método, se fundamenta en el volumen de gas necesario, aunado con las plantas de inyección y manejo de gas. Para el Área Mayor de Socororo no sería un problema los volúmenes de gas requerido, debido a la gran cantidad de yacimientos de gas existentes. El problema radicaría en la inexistencia de plantas de manejo e inyección de gas y algunas líneas de superficie.

### **Bombeo electrosumergible**

La bomba electrosumergible es un mecanismo que opera para levantar el crudo desde el fondo del pozo hasta la superficie, valiéndose de impulsores de subsuelo que giran a gran velocidad. Es aplicada para producir grandes volúmenes en pozos medianamente profundos, con gran potencial, baja presión de fondo, alta relación agua petróleo y baja relación gas líquido.

Está compuesto principalmente de:

- Motor eléctrico: Que genera el movimiento de la bomba y gira a una velocidad constante de 3500RPM.
- Protector o sello: Se encuentra entre el motor y la bomba, permitiendo conectar el eje de la bomba al eje del motor, evita la entrada de fluidos al motor.
- Sección de admisión o succión: está compuesta por la válvula de retención y una válvula de drenaje. La válvula de retención es colocada para disminuir la presión hidrostática de la bomba, La válvula de drenaje es utilizada para realizar circulaciones inversas o producir a través del revestimiento.
- Bomba electrosumergible: Es una del tipo centrífuga multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ella.
- Cables trifásicos: Se extienden desde la superficie hasta la profundidad de la bomba y son los encargados de transmitir la energía al motor que le proporciona rotación a la bomba.

### **Bombeo por cavidades progresivas o bomba de tornillo**

El principio de la bomba de cavidad progresiva, fue inventado en el año 1932 por René Moineau y se ha utilizado durante muchos años como bomba de transferencia de fluidos.

El diseño consiste en un rotor helicoidal sencillo de metal dentro de un estator helicoidal elastomérico, él cual constituye una doble hélice. La geometría del ensamblaje determina una serie de cavidades separadas, pero idénticas. Cuando el rotor realiza un giro dentro del estator, estas cavidades se desplazan axialmente de una punta del estator a otra, desde la

succión a la descarga creando la acción de bombeo. La geometría definida por Moineau se presenta a continuación<sup>9</sup>:

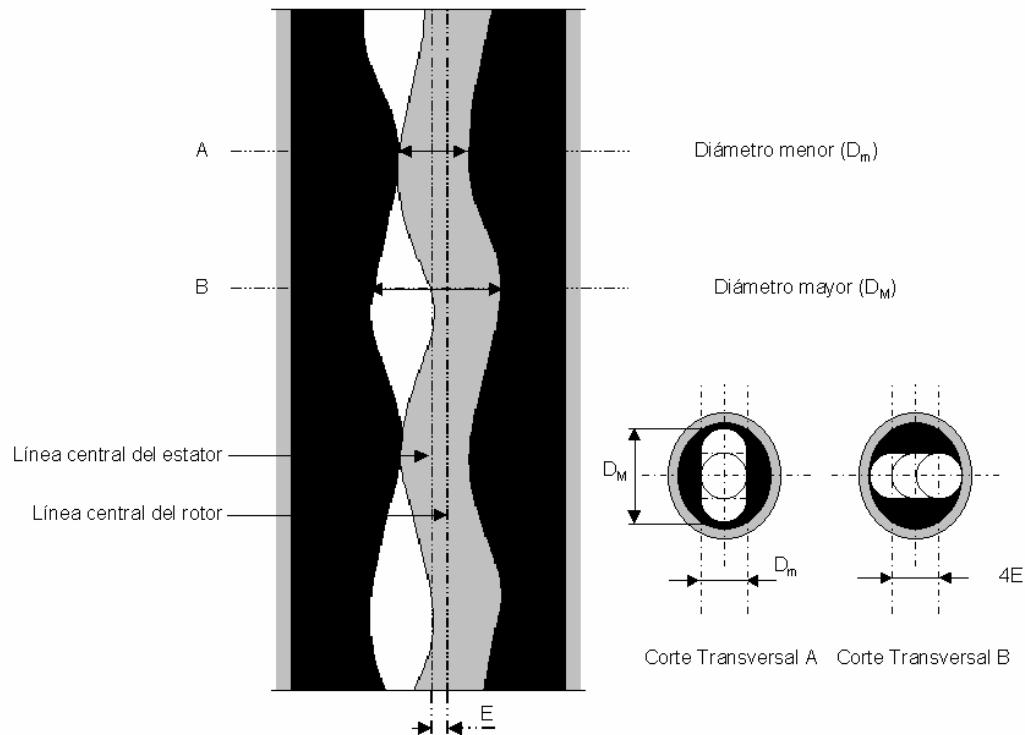
Inicialmente define el movimiento que realiza el rotor de las BCP, este movimiento es básicamente la combinación de dos:

- Una rotación sobre su propio eje.
- Otra rotación, en la dirección opuesta al anterior, alrededor del eje del estator

La geometría del engranaje helicoidal formado por el rotor y el estator es definida por los parámetros siguientes y que se muestran en la Figura 4:

- Diámetro el rotor ( $D_m$ ): Definido como la longitud de la línea que pasando por el centro de una sección transversal, une dos puntos opuestos de la misma sección del rotor.
- Excentricidad de la bomba (E): Es la distancia entre la línea central del eje del rotor y la del estator. Es también la distancia entre la línea central del eje del rotor y el centro de su área transversal.
- Longitud o paso del estator “Pitch” (P): Es la longitud de una cavidad.

Una vez definidos los componentes de la bomba, es necesario determinar el movimiento lateral del rotor. Como lo muestra la Figura 4, corte transversal A, el desplazamiento del rotor es igual a  $D_M$ .



**Figura 4 Principio de las bombas de cavidad progresiva**

Finalmente el movimiento lateral de bomba puede definirse como:

$$D_M = 4E + D_m \quad (4)$$

Las bombas de cavidades progresivas forman parte, generalmente, de la tubería de producción y el rotor es introducido en ella por medio de las cabillas. El sistema de levantamiento esta compuesto de:

- Cabezal giratorio: Es el encargado de rotar la sarta de cabillas. Se recomienda<sup>9</sup> para alargar la vida útil de la bomba, trabaja en un rango de 100 a 350RPM.
- Motor: Acciona el cabezal giratorio a través de un conjunto de poleas y cadenas; puede ser eléctrico, de combustión o hidráulico.

- Barra pulida: Es un tubo sólido que se conecta a la sarta de cabillas y es soportado por la parte superior del cabezal.
- Sarta de cabillas: Es el conjunto de cabillas que transmiten el movimiento de rotación al rotor de la bomba. Sus especificaciones son similares a las desarrolladas en la sección de bombeo mecánico.
- Estator: Es una doble hélice interna, fabricada de acero endurecido, comúnmente, recubierta con elastómeros sintéticos adheridos internamente, generalmente está conectado a la tubería de producción
- Rotor: Es la única pieza móvil de la bomba, se encuentra suspendido y rotado por las cabillas, es fabricado de acero endurecido y cromado para darle resistencia contra la abrasión

Estos constituyen algunos de los sistemas de levantamientos más empleados, pero existen otros sistemas y en algunas ocasiones la fusión de dos métodos.

Estos sistemas de levantamiento, a excepción del levantamiento artificial por gas, se valen del uso de bombas, las cuales son más eficientes al fluir por ellas fluidos con bajo contenido de gas. Buscando la manera de disminuir el gas que fluye a través de la bomba, se emplean anclas de gas, las cuales son tubulares perforados con caminos de flujo; los hoyos y los cambios en la dirección del flujo crean variaciones de velocidad que permiten la liberación de parte del gas. El gas se dirige hacia arriba a través del ancla de tubería posibilitando, de esta forma, la liberación del gas a través del espacio anular.

## **COMPLETACIÓN DE POZOS**

La completación de pozos abarca, desde la terminación de la perforación del pozo hasta que este se encuentre preparado para producir. Luego de cementados los revestimientos, las operaciones sucesivas corresponden a la completación del pozo.

## **Tipos de completación de pozos**

Existen diversidad de tipos de completación, las más comunes son:

### **Compleción a Hoyo Abierto**

En la completación a Hoyo Abierto, el revestidor de producción se asienta por encima de la zona productora, dejando expuesta de esta manera, dicho intervalo de producción.

### **Compleción con tubería ranurada no cementada**

En la completación con tubería ranurada no cementada, el revestidor de producción es asentado y cementado por encima de la zona productora; luego una tubería ranurada se instala al revestidor mediante un colgador. Este método permite efectuar empaques con grava.

### **Compleción a hoyo revestido y cañoneado**

En la completación a hueco revestido y cañoneado, el revestidor se asienta a través de la formación productora y se cementa. Posteriormente, se cañonea para establecer comunicación entre el hoyo y la formación

## **ESQUEMA DE COMPLETACIÓN**

Una vez conocidos los principales equipos e implementos con los cuales se completa un pozo, es posible definir qué es un esquema de completación. Los esquemas de completación incluyen en su visualización todo lo que constituye la arquitectura del pozo: incluyendo tubería de producción, revestimientos y equipos de fondo así como sus profundidades de asentamiento. Pueden presentarse gráficamente como un corte longitudinal, agradable a la vista, de fácil interpretación en el cual se muestran todos los equipos de fondo y las profundidades a las que son asentados. Muestra de forma rápida el tipo de completación realizada, los diámetros de los revestimientos usados y todas las características que se consideren resaltantes del pozo estudiado.

## **PRODUCTIVIDAD EN FUNCIÓN DE LA COMPLETACIÓN**

El objetivo de esta sección es servir de apoyo o base, para facilitar la comprensión del segmento de la metodología denominado: Productividad en Función de la Completación. De este modo, se muestran los fundamentos teóricos inherentes a cada una de las secciones tratadas en esa parte de la metodología; siguiendo el mismo orden en que allí aparecen.

### **Análisis Nodal.**

El sistema de análisis, en cada uno de los puntos, conocido como Análisis Nodal, ha sido aplicado durante muchos años para analizar el comportamiento de sistemas y la interacción entre sus componentes, tales como circuitos eléctricos, redes complejas de tubería, sistemas de bombas centrífugas. La aplicación a la producción de pozos petroleros fue propuesta por Gilbert en el año (1954), posteriormente analizada por Nind en (1964) y en (1978) por Kermit y Brown.

El procedimiento consiste en seleccionar un conjunto de puntos o “Nodos” en la configuración del pozo y dividir el sistema en cada uno de esos puntos. Todos los componentes aguas arriba del nodo solución constituyen la sección de influjo; la sección de aflujo está constituida por los componentes aguas abajo del nodo solución.

Se debe determinar la tasa de flujo a través del sistema, teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- El flujo que entra en el nodo es igual al flujo que sale de él.
- Existe una presión única en el nodo.

En un tiempo en particular en la vida de un pozo, siempre permanecerán dos presiones fijas, la presión de salida del sistema y la presión promedio del yacimiento, la primera de ellas es función de la tasa. El punto de salida del sistema usualmente se ubica en el cabezal del pozo o en la entrada al múltiple de separación.

Una vez que se selecciona el nodo que se tomará como nodo solución del sistema, se calcula la presión en ambos sentidos aguas abajo y aguas arriba. De este modo se tiene:

### **Influjo al Nodo:**

$$P_{NODO} = \bar{P} - \Delta P \quad (5)$$

Donde:

$\bar{P}$ : Presión Promedio del Yacimiento.

$\Delta P$ : Caída de Presión de los Componentes Aguas Arriba.

$P_{Nodo}$ : Presión del nodo solución.

### **Eflujo al Nodo**

$$P_{NODO} = P_{SALIDA} + \Delta P \quad (6)$$

Donde:

$P_{salida}$ : Presión en el Nodo de Salida

$\Delta P$ : Caída de Presión en los Componentes Aguas Abajo.

La caída de presión ( $\Delta P$ ) es uno de los componentes que varía con la tasa de flujo. En cualquier sentido que se realicen los cálculos; ya sea aguas arriba del nodo, o aguas abajo del Nodo. Los cálculos de presión llevados a cabo en ambos sentidos originan dos curvas una de afluencia u oferta y otra de eflujo o demanda, mejor conocidas por sus siglas en inglés IPR “Inflow Relation Ship” y TPR “Tubing Performance Relation Ship” respectivamente, donde la intersección de dichas curvas será la condición que satisface a ambas y representa la capacidad de producción del sistema.<sup>10, 11</sup>

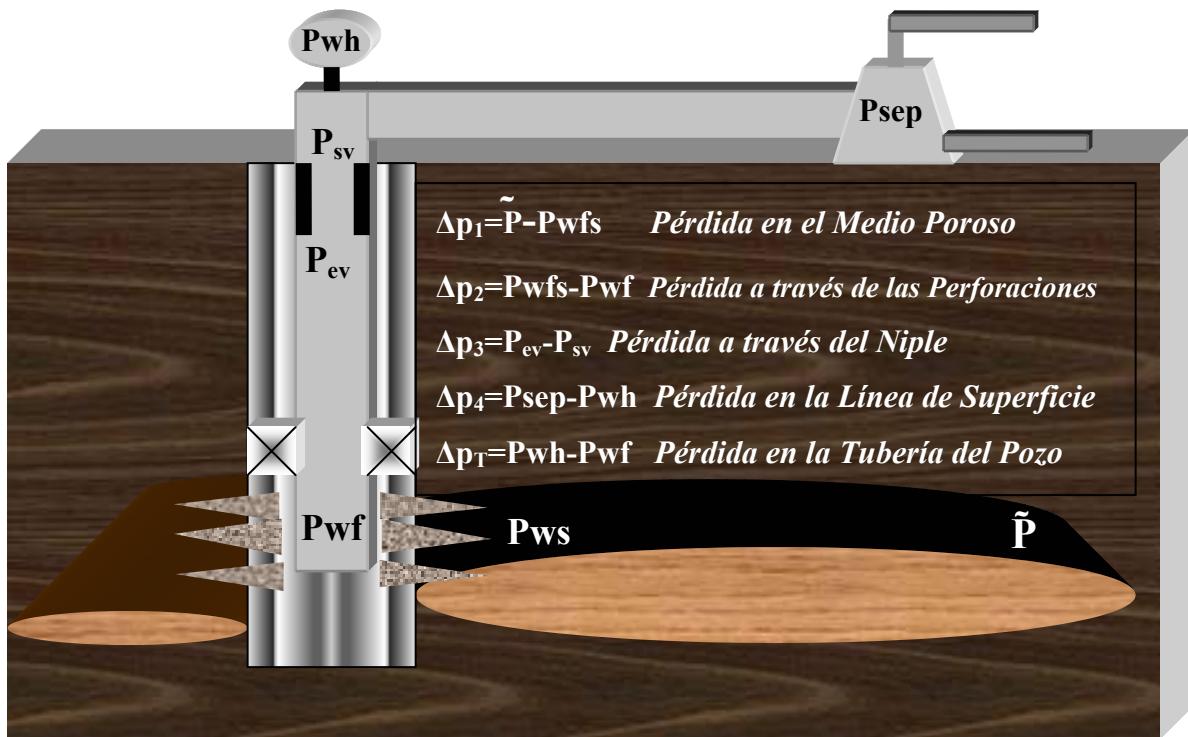


Figura 5 Perdidas de presión en el sistema

### Comportamiento de afluencia

La curva de comportamiento de afluencia para un pozo productor de petróleo es producto o consecuencia de la relación funcional entre la presión, a nivel del fondo del pozo, en la zona productora, y la tasa líquida que se desplaza a través del medio poroso constituido por la porción de yacimiento que forma el área de drenaje del pozo.

Este flujo a nivel del yacimiento puede verse o no afectado por la presencia de gas libre. En el caso de no presentarse gas libre la tasa líquida obtenida es proporcional a la caída de presión que la produce, es decir a la diferencia entre la presión estática promedio de la arena  $\bar{P}$  y la presión a nivel del pozo  $P_{wf}$  “drawdown”. Esto se visualiza a través de la siguiente relación.

$$q_o = J \times (\bar{P} - P_{wf}) \quad (7)$$

Este tipo de relación se da cuando la presión fluyente del pozo se encuentra por encima de la presión de burbujeo del yacimiento o arena. Es evidente que la constante de proporcionalidad, en esta función lineal, es representada por el parámetro **J** conocido como índice de productividad o **IP**. Para el caso, este valor equivale al inverso de la pendiente de la recta para un gráfico donde los valores de **Pwf** se ubican en el eje de las ordenadas, mientras los valores de **q<sub>o</sub>** en el eje de las abscisas. Los parámetros que constituyen esta relación de proporcionalidad provienen de la ecuación que rige el movimiento de fluidos en un medio poroso, bajo la condición de flujo monofásico.

Por el contrario, si se presenta gas libre, como consecuencia de valores de **Pwf** por debajo de la presión de saturación del yacimiento, esta relación entre el “drawdown” y la tasa de producción ya no será una función lineal, sino una curva cuya descripción puede realizarse mediante varios modelos experimentales, propuestos por distintos autores. En este caso el valor de **IP** ya no representa la pendiente de una recta sino más bien el inverso de la pendiente de la recta tangente a la curva, para un gráfico similar al anterior, en un punto dado.

De forma independiente sí la función es lineal o no, el flujo de fluidos en un medio poroso puede describirse en forma simplificada por medio de alguna de las soluciones de la ecuación parcial diferencial de difusividad. La ecuación de difusividad, aplicada al flujo de hidrocarburos, surge a partir de la combinación de la ecuación de continuidad (conservación del flujo másico) y la ley de Darcy.

En general el flujo monofásico de líquidos de densidad constante en un medio homogéneo, isotrópico satisface la ecuación de Laplace para la presión:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = 0 \quad (8)$$

Por el contrario si se trata de un líquido ligeramente compresible, en el mismo medio, se satisface la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\Phi \times \mu \times c}{k} \times \frac{\partial P}{\partial t} \quad (9)$$

Donde los siguientes parámetros representan constantes:

$\Phi$ : porosidad de la formación.

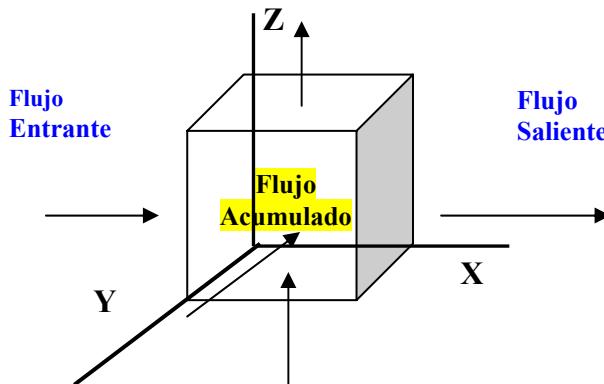
$\mu$ : viscosidad del fluido.

$c$ : compresibilidad roca fluido.

$k$ : Permeabilidad isotrópica de la formación.

La presión del fluido  $P$  constituye la variable dependiente, mientras las coordenadas cartesianas  $x$ ,  $y$ ,  $z$  y el tiempo  $t$  constituyen las variables independientes. Esta forma de ecuación fue primero derivada y resuelta en el contexto de la transferencia de calor, con los respectivos cambios en los parámetros constantes, y posteriormente aplicada, como ya se dijo, al modelaje del flujo en yacimientos de petróleo; partiendo del hecho que la compresibilidad del fluido ocasiona que la presión se propague difusamente, en modo similar a la difusión de la temperatura en los sólidos.

En forma general, la ecuación de continuidad se puede derivar, para flujo tridimensional, simulando un elemento diferencial de volumen donde se presenta el flujo másico a través de todas las caras, y para el cual se cumple que:



**Figura 6 continuidad del flujo másico a través de un elemento diferencial de volumen**

Donde:

$$\text{Flujo M\'asico que entra} - \text{Flujo M\'asico que sale} = \text{Flujo M\'asico Acumulado}$$

Luego si se considera el flujo másico, entrante o saliente, expresado de la siguiente forma:

$$\text{Flujo m\'asico} = \text{Densidad del fluido} * \text{\'Area diferencial atravesada} * \text{velocidad del flujo}$$

Si adem\'as el flujo másico acumulado, se toma para las condiciones espec\'ificas de un medio poroso como:

$$\text{Flujo M\'asico acumulado} = \frac{\text{Densidad fluido} * \text{volumen diferencial} * \text{porosidad} * \text{saturaci\'on}}{\text{delta de tiempo}}$$

Tomando un l\'imite donde los diferenciales de \'area tienden a cero se obtiene en modo general la siguiente ecuaci\'on:

$$\frac{\partial(V_x \times \rho)}{\partial x} + \frac{\partial(V_y \times \rho)}{\partial y} + \frac{\partial(V_z \times \rho)}{\partial z} = \frac{\partial(\Phi \times \rho \times S)}{\partial t} \quad (10)$$

Donde  $\mathbf{V}$  representa la velocidad del fluido en cada una de las componentes cartesianas,  $\rho$  representa la densidad del fluido,  $\Phi$  la porosidad del medio y  $S$  la saturación del fluido. Esta es la parte donde se realiza la introducción de la ley de Darcy a la ecuación de continuidad a través de la velocidad.

La ley de Darcy permitió establecer que la velocidad, en una determinada dirección, de un fluido que se desplaza a través de un medio poroso viene dada por la siguiente derivada direccional:

$$V = -\left(\frac{Ks}{\mu}\right) \times \frac{\partial P}{\partial s} \quad (11)$$

Donde  $P$  representa la presión  $K$  representa la habilidad del medio para transmitir el fluido, conocida como permeabilidad,  $\mu$  representa la viscosidad del fluido y  $s$  la dirección del flujo. Los experimentos del francés Henri Darcy (1856), introdujeron por primera vez el concepto de permeabilidad y se convirtieron posteriormente en la base para modelar el flujo de los fluidos en los yacimientos de hidrocarburos. La principal condición que caracteriza a la ley de Darcy, desde su forma elemental hasta las posteriores adaptaciones, es que modela o caracteriza un flujo no turbulento e isotérmico. Por lo demás los estudios de Darcy, en sus consideraciones iniciales, han sufrido modificaciones que han permitido su aplicación a situaciones más reales; de este modo, las consideraciones de fluido incompresible, de flujo lineal y de flujo horizontal se han estructurado.

Tomando la ecuación básica (9) para obtener  $V_x$ ,  $V_y$ , y  $V_z$ , asumiendo que la permeabilidad es la misma en todas las direcciones, que la porosidad es constante y que la viscosidad no cambia con la presión ni con el tiempo, al sustituir las expresiones para la velocidad en la ecuación (10) se obtiene la ecuación:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\Phi \times \mu \times S}{k} \times \frac{\partial p}{\partial t} \quad (12)$$

Si se considera, adicionalmente, un factor de variación para la densidad del fluido, relacionado con su saturación, y para la porosidad, por medio del factor de compresibilidad  $\mathbf{c}$ , el cual se asume constante, se llega a la ecuación (9)

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{\Phi \times \mu \times c}{k} \times \frac{\partial p}{\partial t}$$

Esta ecuación, se puede expresar para modelar de una mejor forma el flujo en el yacimiento por medio de coordenadas cilíndricas. De esta forma se tiene:

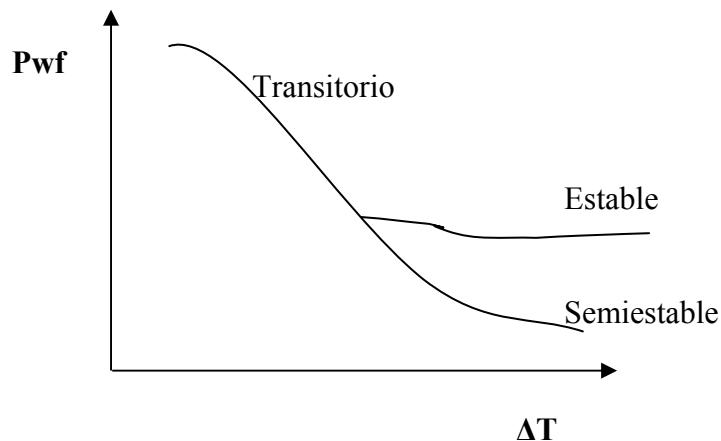
$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \times \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\Phi \times \mu \times c}{k} \times \frac{\partial p}{\partial t} \quad (13)$$

Las soluciones a esta ecuación diferencial, obtenidas bajo ciertas consideraciones de borde, en cuanto a la presión, permiten describir el flujo en el medio poroso para condiciones específicas. Dichas condiciones, en cuanto a la presión, se relacionan con el comportamiento de la misma asociado al tiempo. De este modo, para caracterizar dicho aspecto, existen dos posibilidades generales: el estado estable y el estado no estable.

Una forma conveniente de visualizar dichos estados, los cuales corresponden a regímenes de flujo, es a través del estudio del comportamiento de una prueba de abatimiento de presión en un pozo, en la cual se registra la presión fluyente **Pwf** en función del tiempo de producción. Allí pueden distinguirse tres regímenes: el transitorio, el estable y el

semiestable. El primero se asocia a una onda de presión que se propaga por el yacimiento y donde no se perciben aun los efectos de un posible límite, en esta etapa la presión de fondo se expresa como una función lineal del tiempo transcurrido. Posterior al estado transitorio viene el régimen de estado estable, el cual implica básicamente que la presión no varía a través del tiempo por lo cual la derivada parcial de la presión respecto al tiempo es igual a cero. Esta condición se asocia a yacimientos que presentan un aporte de energía, como un acuífero, lo suficientemente activo de modo que la presión estática se mantiene constante.

Como alternativa al estado estable puede darse el estado semiestable, el cual involucra una onda de presión que al propagarse ha alcanzado los límites del yacimiento y por ende comienza a declinar, es decir, el valor de la presión promedio cambia a través del tiempo. Los tres regímenes se representan en la siguiente figura:



**Figura 7 Regímenes de Presión para una prueba de abatimiento**

Las condiciones de régimen semiestable y estable son de particular interés para describir el flujo de fluidos en el área de drenaje de los pozos, tomando en consideración el mecanismo de producción del yacimiento, y de este modo realizar cálculos de tasa. La elección de uno u otro estado depende de las condiciones específicas que deseen modelarse.

Para este estudio en particular, se empleó la solución para régimen semiestable debido a que bajo la situación o condición planteada en el presente trabajo, la presión de las arenas varía en función del agotamiento y por ende del tiempo, lo cual se detalla en la metodología, por otro lado el análisis de las curvas **IPR** realizado en la mayoría de los casos, con propósitos de predicción del comportamiento productivo de los pozos, implica el empleo de la condición Semiestable. De este modo el simulador que se manejó para la realización de la parte correspondiente a análisis nodal, asume dicha condición para la caracterización de las curvas de afluencia.

Las condiciones que intervienen en la solución de la ecuación de difusividad en coordenadas radiales ecuación (13) bajo la consideración de estado semiestable, son las siguientes:

- La presión promedio del yacimiento (área de drenaje del pozo) es función del tiempo.
- $\partial p / \partial t$  es constante
- El valor de  $\partial^2 p / \partial r^2$  puede asumirse como cero.
- Fluye un solo fluido. (agua o petróleo)

Así se obtiene la siguiente relación planteada por Dake (1978), expresada en unidades de campo, para la presión de fondo fluyente de un pozo, con área de drenaje circular que produce una tasa de petróleo  $q_o$ :

$$P_{wf} = \frac{\bar{P} - 141,2 \times q_o \times \mu_o \times \beta_o}{K \times h} \times [Ln(re/rw) - 0,75 + S] \quad (14)$$

Esta ecuación puede despejarse para obtener el valor de la tasa de petróleo, de esta forma:

$$q_o = \frac{0,00708 \times K \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times [Ln(re/rw) - 0,75 + S]} \quad (15)$$

La expresión anterior constituye la base para el cálculo de las tasas de petróleo al nivel de yacimiento y es producto de un grupo de suposiciones, dentro de las cuales se encuentra que en las inmediaciones del pozo existe una zona donde la caída de presión se acentúa. Este factor se toma en consideración por medio del parámetro daño (**S**) introducido por Van Everdingen & Hurst (1949) para la consideración de una caída de presión adicional en condiciones de estado estable. Adicionalmente, trabajos desarrollados por autores como Mathews, Diezt y Earlougher han planteado la ecuación generalizada para otras geometrías para el área de drenaje del pozo, distintas a la circular. De este modo se tiene la siguiente relación:

$$q_o = \frac{0,00708 \times K \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times [0,5 \times \ln(X) - 0,75 + S]} \quad (16)$$

Donde:

$$X = \frac{10,06 \times A}{C_A \times r_w^2} \quad (17)$$

Estos parámetros, relacionados a la variable **X** se explican más adelante.

Esta ecuación constituye la herramienta principal para caracterizar la curva de comportamiento de afluencia a partir de las propiedades específicas de un yacimiento y de los fluidos que lo saturan. Bajo las condiciones planteadas en la ecuación (16) se contempla el flujo de una sola fase y un solo fluido. Sin embargo el estudio de los procesos de flujo en los yacimientos de hidrocarburos ha permitido establecer que nunca se presenta un solo fluido ocupando o saturando los espacios porosos de la roca, sino que por lo menos existen dos, de los cuales uno es el agua y el otro petróleo, gas o ambos, lo que implicaría la coexistencia de dos fases. Más aun, en muchas ocasiones todos los fluidos que saturan la roca se desplazan, inclusive fases diferentes. De tal forma que se puede tener petróleo, agua y gas movilizándose a través del medio poroso. Este hecho se considera para la determinación de la tasa, por medio de un factor adimensional menor que uno que multiplica al numerador. De tal forma que la ecuación (16) se expresa del siguiente modo:

$$q_o = \frac{0,00708 \times K \times Kro \times h \times (\bar{P} - Pwf)_o}{\mu_o \times \beta_o \times [0,5 \times \ln(X) - 0,75 + S]} \quad (18)$$

El subíndice **o** en el delta de presión indica que al coexistir las fases, el gradiente se particulariza para cada una, afectado por parámetros como la viscosidad.

Donde esta ecuación representa el desplazamiento del crudo en un medio saturado por petróleo además de otros fluidos (agua y posiblemente gas).

Adicionalmente podría adaptarse esta ecuación para determinar la tasa de agua en presencia de crudo saturando el medio poroso:

$$q_w = \frac{0,00708 \times K \times Krw \times h \times (\bar{P} - Pwf)_w}{\mu_w \times \beta_w \times [0,5 \times \ln(X) - 0,75 + S]} \quad (19)$$

Es importante destacar que además de agua y petróleo, para los dos casos anteriores, podría presentarse una saturación de gas.

Con base en estas ecuaciones se puede construir la curva de afluencia para el pozo considerando la tasa líquida total formada por el agua y el petróleo. En el caso de construirse esta curva, el índice de productividad obtenido incluiría la tasa de agua producida.

Si se observan los parámetros involucrados directamente en la ecuación (18) y (19) se puede establecer que para la determinación de la curva de comportamiento de afluencia del pozo y por ende de su potencial se requiere de la caracterización de cada uno de ellos; proceso que se llevó a cabo en la metodología. Adicionalmente a los parámetros que se muestran en forma explícita existen otros de los cuales, a su vez, estos son función. Ejemplo de ello es la porosidad **Φ** la cual aparece en las ecuaciones (10) y (13) pero no se

presenta en las ecuaciones solución. A continuación se describen cada uno de los parámetros que intervienen explícita e implícitamente en las ecuaciones (18) y (19) la cual permite obtener la tasa de petróleo y la tasa de agua respectivamente. La mayoría de los parámetros de la ecuación (18) son los mismos para la ecuación (19), a excepción de la viscosidad del agua y su factor de compresibilidad.<sup>12, 13, 14</sup>

### **Porosidad ( $\Phi$ )**

La porosidad determina la cantidad de espacio disponible para la acumulación de hidrocarburos, se define como la fracción de volumen de roca que corresponde a espacio vacío y se expresa como un porcentaje de dicho volumen.

La porosidad se divide en dos clases la absoluta y la efectiva. La primera considera todo el espacio vacío, mientras la segunda solo toma en cuenta el espacio interconectado, por lo cual es la que reviste mayor importancia.

La porosidad en los sedimentos se origina a causa de procesos geológicos, los cuales pueden luego modificarla. Debido a esto la porosidad se clasifica, de acuerdo al grado de intervención de las condiciones geológicas, en porosidad primaria y porosidad secundaria. La porosidad primaria es producto de los vacíos que existen entre los granos y fragmentos minerales después de la acumulación en la cuenca. La porosidad secundaria es consecuencia de la acción de agentes geológicos como la lixiviación y fracturamiento que se produce después que los sedimentos han pasado a constituir el cuerpo de la roca.

Las areniscas son consideradas como las rocas más porosas y permeables. La porosidad de las areniscas se presenta de dos maneras, la íntergranular y la de fracturas. La porosidad íntergranular es el espacio neto que queda después de que la porosidad ha sido afectada por agentes geológicos como la consolidación, cementación, recristalización, entre otras.

La porosidad primaria de una roca clástica depende significativamente de su grado de escogimiento es decir de la uniformidad de tamaño de los granos y de la distribución de

estos. Sedimentos redondeados de tamaño uniforme, dan lugar a un arreglo con porosidades de hasta 40%, por el contrario cuando existen sedimentos de tamaños variados y formas irregulares, los granos de menor tamaño tienden a ubicarse en los espacios porosos que existen entre los granos de menor tamaño, reduciendo en alto grado la porosidad. Adicionalmente la porosidad en las rocas clásicas como areniscas y limonitas es alterada por fracturas.

La compactación es otro factor que afecta la porosidad, las fuerzas compactantes son función de la máxima profundidad de enterramiento de la roca. En calizas la porosidad se ve afectada porque los canales que la original se rompen.

La compresibilidad de la roca determina la reducción del volumen de la roca a causa de una contracción de los granos y disminución del espacio entre ellos, producida por la presión de las capas de roca suprayacentes; la compresibilidad de los fluidos dentro de los poros, también influye en la resistencia que estos opondrán a la presión ejercida sobre la roca.

La cementación es el agente que afecta en un mayor grado a la porosidad, debido a la deposición de cuarzo, calcita, dolomita, que puede llegar a obstruir los canales vacíos. En el caso de rocas no consolidadas se presenta un cemento de arcilla que se deposita al mismo tiempo que los granos de arena y generalmente se adhieren a ellos de manera que la porosidad persiste después de la deposición. El efecto que ocasiona este tipo de cemento es un tipo de unión floja que es la responsable de la poca consistencia de la roca.

Existen dos formas básicas de obtener la porosidad, la primera de ellas es a través de diversas pruebas realizadas en muestras de núcleos basadas en la medición de volúmenes de fluido inyectados y extraídos de las muestras, así como de la diferencia en peso de las mismas al ser sumergidas en un líquido estando ya saturadas de este. La otra forma, y la más generalizada, es a través de perfiles o registros petrofísicos como el sónico, el neutrónico y el de densidad. Estos perfiles permiten calcular la porosidad a partir de parámetros como el tiempo de tránsito de las ondas compresionales en la formación, o la

medición de los rayos gamma que regresan de la formación luego de haber sido emitidos hacia ella, por la herramienta.<sup>15</sup>

### **Presión capilar (Pc)**

Se define como la presión entre dos fluidos separados por una interfase. Este fenómeno evidenciado a través de pruebas en tubos capilares se presenta en el yacimiento a través de las conexiones de los poros, los cuales pueden aproximarse a pequeños capilares debido a las tensiones interfaciales entre los líquidos que ocupan la roca (agua y petróleo). La tensión interfacial es por definición: el trabajo en Ergios necesario para crear un centímetro cuadrado de superficie interfacial entre dos líquidos o un líquido y un gas. Si se idealiza el yacimiento y se asume que los granos que lo componen son esféricos la presión capilar puede expresarse en función de la tensión y la curvatura de la interfase agua petróleo.

La presión capilar es una función de la distribución y disposición física de los líquidos que conforman la interfase. A este respecto existe una fase que ocupa los espacios porosos más pequeños, a esta fase se le conoce como fase mojante o humectante. Esta fase usualmente es la que se encuentra presente durante la formación de la roca, y la que se adhiere preferencialmente a ella, por otro lado la fase o fluido que ocupa los espacios porosos más grandes y que usualmente migra a la roca después de que esta se ha formado, se conoce como fase no mojante. El fluido no mojante es el que se desplaza con mayor facilidad a través de la roca. Un concepto importante en este sentido es el de saturación. La saturación es el porcentaje del espacio poroso de la roca que ocupa un fluido determinado. De este modo existen dos posibilidades generales para el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento. Una de ellas conocida como imbibición, en la cual la fase mojante desplaza a la fase no mojante. Y la otra conocida como drenaje, donde la fase no mojante desplaza a la fase mojante. La presión capilar es entonces la presión que se requiere para llevar a cabo dichos desplazamientos. En el caso de drenaje la fase no mojante (usualmente petróleo) comienza a ocupar los espacios porosos mas grandes ocupados por la fase mojante (usualmente agua). La presión necesaria para el desplazamiento aumenta en la medida que se ocupan un mayor número de canales capilares penetrados, a su vez que estos disminuyen de tamaño. Este proceso llega a un punto donde no es viable disminuir la saturación de la

fase mojante independientemente del diferencial de presión que se aplique. A esta saturación se le denomina saturación irreducible de la fase mojante. Un proceso análogo se lleva acabo cuando la fase mojante desplaza a la fase no mojante (imbibición), en este caso el proceso es inverso al anterior, comenzando por los canales más pequeños y se requiere de una disminución en la presión para ocasionar el movimiento hasta llegar a un punto donde independientemente de las presiones negativas que se apliquen (succión) la saturación no disminuirá. Esta saturación corresponde a la saturación irreducible de la fase no mojante.

Dado lo anterior el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso está gobernado por la saturación de los mismos y por las presiones que entre ellos se originan, como función de estas.<sup>16</sup>

### **Permeabilidad (K)**

Este parámetro representa como, ya se mencionó, la habilidad del medio poroso para permitir el desplazamiento de los fluidos, y tuvo su origen a partir de los estudios de Darcy. Básicamente, desde el punto de las unidades, un Darcy se tiene cuando a un medio poroso de un centímetro cuadrado de área y un centímetro de longitud se le aplica una presión diferencial de una atmósfera y se obtiene el flujo de un fluido de un centipoise de viscosidad a razón de un centímetro cúbico por segundo. La permeabilidad posee una analogía física con la conductividad eléctrica y o el inverso de la resistencia eléctrica.

En la ingeniería de yacimientos, la ley de Darcy elemental se ha generalizado en función de la dirección del flujo y dependiendo de si este atraviesa una sola capa o varias capas contiguas dispuestas de distintas maneras. Por lo general se asume que el flujo en la roca tiene una dirección radial y que los estratos o capas que atraviesa se encuentran dispuestos en serie o paralelas entre sí, otra condición real importante es que los estratos poseen buzamientos o ángulos de inclinación respecto a la horizontal.

Darcy realizó sus experimentos empleando agua como fluido de prueba en arenas saturadas 100% con dicho fluido. Por lo cual el concepto inicial de permeabilidad se derivó para medios saturados en su totalidad por un solo fluido. En este caso la permeabilidad se denomina permeabilidad absoluta o específica a dicho fluido y corresponde al parámetro **K** presentado en las ecuaciones anteriores. Se dice esto puesto que en un principio se pensaba que la permeabilidad de un medio saturado en su totalidad con un fluido era la misma, independientemente de la naturaleza del mismo. Respecto a esto, Klinkenberg determinó que cuando se realizaban mediciones de la permeabilidad utilizando un gas, existían ciertas discrepancias respecto a mediciones hechas con un líquido no reactivo. Esto se debe a que cuando un líquido fluye a través de un medio poroso las moléculas adyacentes a las paredes quedan inmovilizadas por la fuerza de atracción y por lo tanto su velocidad es cero. En cambio cuando fluye un gas estas moléculas adyacentes poseen cierta velocidad.

Dado que en los yacimientos los hidrocarburos nunca un solo fluido satura en un porcentaje total la roca, es necesario introducir el concepto de permeabilidad efectiva; si un medio poroso está saturado con dos o más fluidos inmiscibles, entonces cada uno de ellos tendrá su propia conductancia, distinta a la de las demás y condicionada por la presencia de estos y su relación individual con la roca que los contiene.

Desde el punto de vista geológico existen factores que afectan la permeabilidad. La permeabilidad depende del nivel de interconexión existente entre los poros, además de su geometría, dimensiones y distribución. En otras palabras la permeabilidad de la roca es función de la textura, empaque y cementación de los granos. La textura está determinada por la orientación espacial de los granos que componen la roca; cuando esta se forma, los granos adquieren orientaciones preferenciales (paralela a la línea de corriente que los depositó), de este modo, la permeabilidad tendrá valores altos en direcciones paralelas a la estratificación y valores más bajos en direcciones perpendiculares a ella. De allí deriva el concepto de permeabilidad horizontal y permeabilidad vertical siendo la primera la paralela a la estratificación y la segunda perpendicular. Es conveniente señalar que la permeabilidad en el plano de estratificación puede presentar valores diferentes, es decir si se toma este como un plano XY, la permeabilidad puede presentar valores diferentes si se mide en la

dirección X, a los obtenidos en la dirección Y; a esto se le denomina anisotropía areal. De igual modo, si los fluidos se desplazan en una dirección formada por la dirección perpendicular a los estratos y la dirección horizontal, pudiera establecerse un valor de permeabilidad derivado de la resultante de estas dos componentes, conocido como permeabilidad esférica. Adicionalmente a la textura, la cementación al influir en la porosidad efectiva, afecta a la permeabilidad, a si mismo la presencia de fracturas naturales influye sobre la interpretación de la permeabilidad en el medio. Otro factor que afecta la interpretación de la permeabilidad es la presencia de intercalaciones de lutita, lo cual genera variaciones en la permeabilidad a escala del yacimiento.

La determinación de la permeabilidad es un factor crítico para el pronóstico del comportamiento productivo de un pozo. La permeabilidad absoluta usualmente se determina en muestras de núcleos, mediante pruebas de laboratorio realizadas con gas y corregidas para determinar su equivalente líquido. La razón de emplear gas obedece a los problemas que se presentan para saturar la roca con un líquido, mientras que con un gas solo se requiere secar la muestra en un horno; además del riesgo que existe de que el líquido reaccione con la muestra de roca. Otra forma de encontrar la permeabilidad absoluta es a través de correlaciones empíricas como las de Wyllie & Rose, Timur y Coates, basadas todas en parámetros petrofísicos como la saturación de agua y la porosidad. Esta es la forma más común debido a que no siempre se cuenta con núcleos; aunque los valores estimados de este modo por lo general se encuentran por encima de los valores medidos en estos. La permeabilidad absoluta es un valor de extrema importancia, sin embargo dado que el crudo o el gas no saturan la roca por completo, este valor no describe por si solo la conductividad del medio al fluido de interés, por lo que se debe encontrar la permeabilidad efectiva. [Ko]

Para determinar la permeabilidad efectiva existen dos posibilidades. La primera de ellas se basa en el estudio de pruebas de presión en pozos. Dichas pruebas están enfocadas a identificar el régimen transitorio basándose en la relación lineal, entre la presión y el tiempo, de manera de obtener el valor de la pendiente de la recta en un gráfico de la presión contra el logaritmo del tiempo o una relación adimensional de este. Con esta

pendiente es viable despejar el valor de la permeabilidad a partir de solución de la ecuación de difusividad para régimen transitorio o transeúnte.

Los métodos anteriores se orientan básicamente a la determinación de la permeabilidad horizontal, de este modo el estudio convencional del análisis de presiones determina la permeabilidad horizontal. En forma similar las pruebas efectuadas en núcleos, en la mayoría de las ocasiones, se hacen desplazando el fluido en la dirección de la estratificación, por lo que se consiguen los valores de permeabilidad horizontal. Para determinar la permeabilidad vertical puede recurrirse a pruebas de presiones del tipo DST (Drill Stem Test). Las pruebas del tipo DST encaminadas a determinar la permeabilidad vertical deben realizarse en pozos completados parcialmente, es decir que el intervalo abierto a producción sea menor que el espesor neto de la arena. Estas pruebas se basan en la convergencia del flujo originada por la completación parcial, y se efectúan en arenas de espesor grande. A la convergencia formada por el desplazamiento del fluido en dirección a una resultante entre la componente vertical y horizontal se le llama flujo esférico. Al determinarse la permeabilidad esférica se puede encontrar la permeabilidad vertical si se conoce la permeabilidad horizontal.

La permeabilidad vertical también puede medirse de muestras de núcleos, desplazando para ello el fluido en la dirección Apropriada.

Otra forma de hallar el valor de la permeabilidad efectiva es si se conocen los valores de permeabilidad relativa la cual resulta de la normalización de la permeabilidad efectiva entre la permeabilidad absoluta de manera que la permeabilidad efectiva podría calcularse como la permeabilidad absoluta multiplicada por la permeabilidad relativa.<sup>15, 17, 18</sup>

### Permeabilidad Relativa ( $K_r$ )

Las permeabilidades relativas pueden expresarse de la siguiente forma:

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad K_{rw} = \frac{K_w}{K} \quad K_{rg} = \frac{K_g}{K} \quad (20)$$

Donde:

$K_{ro}$  Representa la permeabilidad relativa al petróleo.

$K_{rw}$ : Representa la permeabilidad al agua.

$K_{rg}$  : La permeabilidad relativa al gas.

Se supone que las permeabilidades relativas dependen únicamente de la saturación. En la realidad también dependen de la dirección en que se desatura el medio poroso; Es decir si la saturación de agua está aumentando (imbibición) no se obtienen los mismos valores que si la saturación de petróleo esta aumentando (drenaje).

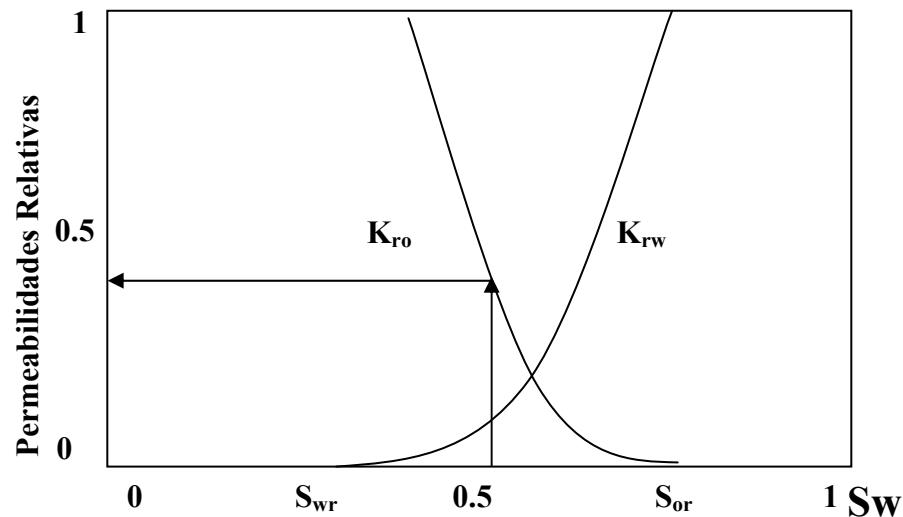


Figura 8 Esquema de permeabilidades relativas

En esta figura se presentan curvas típicas de permeabilidades relativas para el agua y el petróleo en función de la saturación. El valor de la saturación para el cual  $K_{rw}$  es cero corresponde a la saturación irreducible de agua en la curva de drenaje de presión capilar. El valor cuando  $K_{ro}$  es cero indica la saturación irreducible de la fase no mojante.

El comportamiento de las curvas depende de la humectabilidad de la roca. La humectabilidad o mojabilidad determina qué fluido se adhiere con preferencia a la roca, de allí que la permeabilidad en la roca tienda a ser mayor al fluido que no se adhiere a la roca, es decir que no moja la roca. La humectabilidad es una propiedad inherente a las condiciones de exposición de la roca a un fluido, es decir si la roca se depositó bajo el agua, entonces será mojada por agua.

La saturación aunque no es una propiedad geológica en sí, determina la movilidad de los fluidos en el yacimiento, la cual es además función de la humectabilidad, por consiguiente, cuando existen saturaciones altas de un fluido en la roca este podrá desplazarse con mayor facilidad, por ende se puede decir que la roca tiene una mayor permeabilidad relativa a dicho fluido.

Puede notarse en la Figura 8 que para saturaciones iguales de las fases (0,5 petróleo 0,5 agua) la fase mojante tiene un valor de permeabilidad menor. Esto se explica debido a que aunque los volúmenes de fluido en la roca son los mismos en uno y otro caso, el agua ocupa un gran número de canales finos que ofrecen más resistencia que los pocos canales gruesos que ocupa el mismo volumen de petróleo.

La suma de permeabilidades relativas es menor que uno debido a la existencia de interfases que impiden el flujo a través de los canales en que se encuentran, haciendo que el medio poroso sea menos permeable que cuando solo un fluido lo satura.

Las curvas de permeabilidad relativa requieren para su construcción del estudio de muestras de la arena o yacimiento de interés, de donde se puedan obtener mediante pruebas de laboratorio, como mínimo, los valores de saturación irreducible de agua y la saturación

irreducible de petróleo. Con estos valores pueden emplearse relaciones obtenidas experimentalmente, como la de Jones Parra (1953)<sup>7</sup>, para calcular los valores de permeabilidad relativa para cada fase. De este modo se tienen las siguientes formulaciones para el flujo simultáneo de petróleo agua y gas:

$$K_{rw} = X_1 \times V^3 \quad (21)$$

$$K_{ro} = (X_1 + X_2) \times Z^3 \quad (22)$$

$$K_{rg} = (1 + X_2) \times (1 - Y)^3 \quad (23)$$

Donde:

$$X_1 = \frac{S_w - (S_{wc} + S_{or})}{1 - (S_{wc} + S_{or})} \quad (24)$$

$$X_2 = \frac{(S_w + S_o) - (S_{wc} + S_{or})}{1 - (S_{wc} + S_{or})} \quad (25)$$

$$V = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - (S_{wc} + S_{or})} \quad (26)$$

$$Z = \frac{S_o - S_{or}}{1 - (S_{wc} + S_{or})} \quad (27)$$

$$Y = \frac{(S_w + S_o) - (S_{wc} + S_{or})}{1 - (S_{wc} + S_{or})} \quad (28)$$

$$S_{or} = S_{wc} \times (1 - S_{wc}) \quad (29)$$

Se observa que las permeabilidades relativas a cada fase pueden expresarse en función de la saturación de agua connata la cual, en realidad corresponde a la saturación irreducible. Otra forma de caracterizar las curvas de permeabilidad relativa es a través del trabajo de Corey<sup>19</sup>, el cual experimentalmente determinó que el inverso cuadrado de la presión capilar varía linealmente en función de la saturación de petróleo, de manera tal que, mediciones a las saturaciones intermedias se pueden extrapolar a cero para conseguir  $S_{or}$ .

Corey<sup>19</sup> caracterizó las curvas mediante las siguientes relaciones:

$$K_{rw} = K_{ro} \times S_{ro} \times \left[ \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^{nw} \quad (30)$$

$$K_{ro} = \left[ \frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right]^{no} \quad (31)$$

Donde los exponentes **nw** y **no** pueden determinarse mediante el ajuste de estas funciones contra los datos de  $K_{rw}$  y  $K_{ro}$  obtenidos, para saturaciones puntuales, a partir de las pruebas en muestras de núcleos. De este modo cuando se cuenta con muestras de campo pueden caracterizarse las curvas con número limitado de mediciones. Así cuando se conocen los coeficientes de Corey se pueden describir las permeabilidades relativas para distintas

saturaciones de agua. Si los coeficientes de Corey se igualan a uno entonces la curva de permeabilidades relativas al agua y al petróleo corresponderán a líneas rectas, lo cual implica una sobreestimación de los valores de permeabilidad relativa para las distintas saturaciones. Lo cual se visualiza en la siguiente figura.

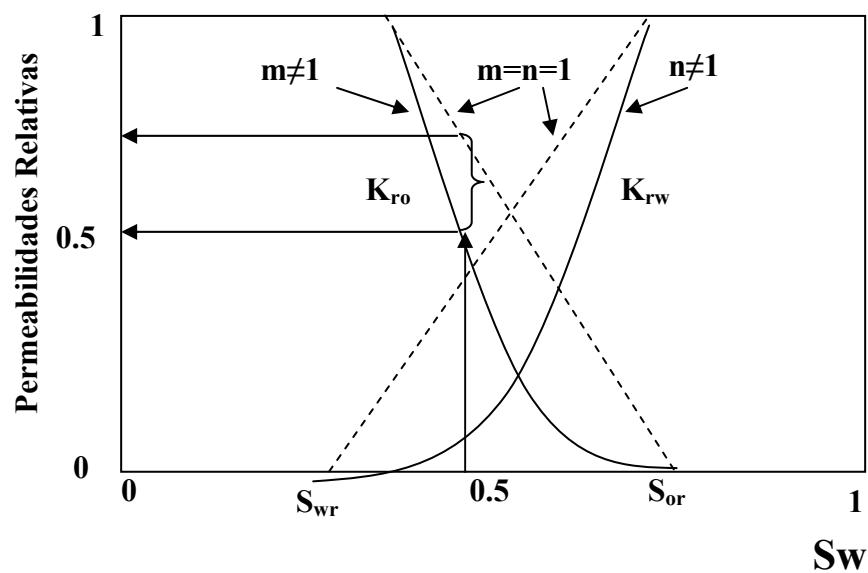


Figura 9 curvas de permeabilidades relativas con coeficientes de Corey iguales a uno

En la figura anterior se puede observar la diferencia en el valor de permeabilidad relativa obtenido para una determinada saturación, cuando se asume un coeficiente de Corey igual a uno.

El otro parámetro en orden de aparición que interviene en las ecuaciones (18) y (19) es el espesor (**h**) de la zona productora.<sup>16, 19, 20</sup>

### **Espesor de la zona productora (h)**

El espesor de la zona productora puede obtenerse de registros de pozos o en algunos casos de registros de perforación y núcleos convencionales donde la zona completa ha sido perforada para tomar núcleos. La letra (**h**) representa el espesor completo de la zona y no el intervalo cañoneado o abierto al flujo. Es decir la ley de Darcy se aplica en todo el espesor que puede aportar el fluido cuya tasa se está calculando y por ende donde se genera desplazamiento del mismo. Cualquier restricción que en realidad exista en el flujo se considera en el término (**S**) asociado al daño el cual se explica más adelante.

Además (**h**) representa el espesor vertical de la formación, aun cuando el hoyo perforado tome un ángulo en la zona atravesada, es decir el espesor considerado es perpendicular al buzamiento del estrato. En zonas donde existe un contacto de agua petróleo de fondo, debe tomarse solo el espesor de la zona petrolífera.<sup>10</sup>

### **Presión Promedio del Yacimiento o Arena Productora ( $\bar{P}$ )**

La presión constituye la energía que permite el movimiento de los fluidos desde el yacimiento hasta el interior del pozo e inclusive hasta la superficie. Como se ha observado a través del desarrollo implicado en la obtención de las ecuaciones (18) y (19), la presión es el parámetro con base en el cual se genera un modelo para el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso (y en general en cualquier medio) como variable dependiente del comportamiento de otros parámetros (ver ecuación 9). La presión es uno de los parámetros más evidenciables para medir el estado de agotamiento de un yacimiento.

Existen diversas formas para hallar el valor de la presión promedio en un yacimiento. La primera de ellas es por medio de una prueba de restauración de presión, donde al extrapolar la recta correspondiente al estado transeúnte hasta un valor correspondiente a un tiempo de cierre infinito, se obtiene el valor de la presión estática promedio actual del yacimiento, la cual puede considerarse como la presión promedio en el área de drenaje del Pozo, aunque por lo general es mayor que ésta. También se puede estimar la presión por medio de la información proporcionada por perfiles acerca de la distribución de la porosidad y densidad

de la formación, asumiendo que la presión de poro es equivalente a la presión de sobrecarga. Sin embargo este método, desde el punto de vista predictivo, solo es aplicable si se cuenta con información reciente de otros pozos perforados en la misma formación.

Otra forma es por medio de niveles de fluido estático, donde la presión promedio del área de drenaje se asume como la presión hidrostática más la presión de cierre. En modo opcional puede realizarse un balance de materiales.<sup>21,22</sup>

Un grupo de parámetros de suma importancia son los conocidos como PVT, los cuales se denominan de ese modo por estar involucrados con la presión, el volumen y la temperatura del fluido. Estos parámetros permiten relacionar las condiciones de fluido en yacimiento en cuanto a presión y temperatura, con otras condiciones. La mayoría de estos parámetros no se expresan explícitamente en las ecuaciones para el cálculo de las tasas pero intervienen en forma directa, sobre el comportamiento del sistema, tal es el caso del gas disuelto en el petróleo  $R_s$  el cual no figura en forma directa en las ecuaciones, pero sin embargo condiciona uno de los parámetros de mayor importancia, como lo es la viscosidad.

### **Viscosidad ( $\mu$ )**

La viscosidad en términos generales puede calificarse como la resistencia que un fluido ofrece al flujo ocasionado por el roce interno de sus moléculas. En este caso particular las viscosidades que se involucran en las ecuaciones (18) y (19) son la viscosidad del petróleo y la viscosidad del agua respectivamente. Como se observa en las ecuaciones la tasa de flujo es inversamente proporcional al valor de la viscosidad. En el caso del petróleo la disminución de la presión origina la salida del gas en solución del petróleo lo que origina un incremento en la viscosidad como resultado del menor volumen de gas en solución. La caída progresiva de la presión mecánica tiene un efecto contrapuesto: menos presión mecánica menos viscosidad pero esa disminución en la viscosidad por presión mecánica es irrelevante frente al incremento originado por la salida del gas en solución. En el caso del agua, al no poseer una cantidad de gas en solución significativa, mantiene su viscosidad básicamente constante.

Lo anterior sucede al nivel de yacimiento, al nivel de tubería la viscosidad es responsable en gran medida de las mayores pérdidas por fricción y en ese punto la viscosidad aumenta en la medida que aumenta el corte de agua. Adicionalmente la viscosidad de la mezcla agua petróleo se ve incrementada por la formación de emulsiones, por lo cual este factor debe considerarse. La viscosidad es una propiedad que se ve afectada por la temperatura del fluido, a medida que el flujo de fluidos asciende por la tubería este sufre pérdidas de calor hacia el espacio anular y la formación, en la medida que esto sucede, el flujo se hace más viscoso.

La viscosidad es una propiedad PVT y por lo tanto puede determinarse a través de pruebas efectuadas sobre las muestras de fluido; sin embargo, si no se dispone de estas, existe un grupo de correlaciones empíricas originadas por varios autores, las cuales son función de parámetros como la gravedad API del petróleo, la temperatura, el gas en solución y la presión; variando fundamentalmente las relaciones que estos parámetros poseen entre sí y los rangos de aplicabilidad de las mismas. Dado esto, en el momento de elegir una correlación para caracterizar el comportamiento de la viscosidad debe considerarse el rango de aplicación de la misma.

Para la realización de este trabajo se empleó correlación de Beggs y Robinson la cual se presenta a continuación:

Para la viscosidad por encima de la presión de burbujeo:

$$\mu_{od} = 10^X - 1 \quad (32)$$

Donde:

$$X = Y \times T^{-1,163} \quad (33)$$

$$Y = 10^z \quad (34)$$

$$Z = 3,30324 - 0,02023 \times ^{\circ} API \quad (35)$$

Para la viscosidad a la presión de burbujeo:

$$\mu_{ob} = a \times \mu_{od}^b \quad (36)$$

Donde:

$$a = 10,715 * (Rs + 100)^{-0.515} \quad (37)$$

$$b = 5,44 * (Rs + 150)^{-0.338} \quad (38)$$

**Tabla 5 Rangos de aplicación de la correlación**

<i>Presión (lpc)<sub>a</sub></i>	<b>15-5265</b>
<i>Rs (pies<sup>3</sup>std/Bls std)</i>	<b>20-2070</b>
<i>Temperatura (°F)</i>	<b>70-295</b>
<i>°API</i>	<b>16-58</b>

Se puede observar que esta correlación se expresa en función de la gravedad API del petróleo, de su gas en solución (**Rs**) y de la temperatura. (**T**). Asimismo se hace una diferencia entre el cálculo por encima y por debajo de la presión de burbujeo lo cual se debe a que es hasta esta presión cuando empieza a liberarse el gas que se encuentra disuelto en el petróleo; de este modo antes de la presión de burbujeo el único efecto es el de la

temperatura y por debajo de ella intervienen tanto la liberación del gas como la temperatura. Usualmente se asume al nivel de yacimiento una temperatura promedio invariable, por lo cual el valor de  $\mu_{0d}$  es una constante. La variación en la temperatura interviene, en el caso de un pozo que no será sometido a inyección de vapor, en el flujo a través de la sarta de producción.

La viscosidad del agua puede aproximarse empleando la misma correlación, para el caso correspondiente a presiones por encima de la presión de burbujeo y considerando una gravedad API de 10.

La viscosidad de la mezcla agua petróleo se determina de la siguiente manera:

$$\text{Viscosidad de la Mezcla} = f_w * \mu_w + [1 - f_w] * \mu_o \quad (39)$$

Donde  $f_w$  representa el corte de agua en sitio y de la ecuación de flujo fraccional se tiene:

$$f_w = \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{\beta_o}{\beta_w} \right) \times \left( \frac{1}{\%AyS} - 1 \right) \right]} \quad (40)$$

Se observa que esta ecuación se expresa en función del factor volumétrico del agua del petróleo y del corte de agua en superficie.

La corrección por emulsión requiere de un grupo de valores conocidos para cada corte de agua a fin de determinar el incremento de la viscosidad de la mezcla agua petróleo, producto de la formación de emulsiones.

$$\mu_{\text{Emulsión}}(f_w, P, T) = \mu_{\text{Mezcla}}(f_w, P, T) * \text{multiplicador}(f_w) \quad (41)$$

Se observa que la viscosidad de la mezcla y la viscosidad de la emulsión se ven afectadas por los mismos parámetros. Respecto al papel que desempeña la presión sobre la viscosidad, el cual ya se mencionó, conviene recordar que una de las consideraciones para el planteamiento de la ecuación de difusividad y sus respectivas soluciones es que la viscosidad es independiente de la presión.

En cuanto a la viscosidad del gas, esta es análoga a la viscosidad de los líquidos pero con dimensiones mucho menores debido a la separación de las moléculas del gas. Para el cálculo de la viscosidad del gas se empleó la correlación de Lee, González y Eakin<sup>14, 21</sup>.

$$\mu_g = K * 10^{-4} * e^{X * \rho_g^Y} \quad (42)$$

Donde:

$$K = \frac{(9,4 + (0,02 \times M_g)) \times (T + 460)^{1,5}}{(209 + (19 \times M_g) + T + 460)} \quad (43)$$

$$X = 3,5 + \frac{986}{T + 460} + 0,01 \times M_g \quad (44)$$

$$Y = 2,4 - 0,2 * X \quad (45)$$

$\rho_g$ : Densidad del gas (gr./cm<sup>3</sup>)

$M_g$ : Peso molecular del Gas (lbm/lb.-mol)

### Factor Volumétrico del Petróleo ( $\beta_o$ )

Representa el volumen ocupado por un barril normal más el gas en solución, a otra presión y temperatura. Básicamente esta propiedad refleja el cambio de volumen que sufre el

petróleo al salir del yacimiento producto de la liberación del gas en solución; permite expresar en condiciones de superficie los valores de tasas calculados al nivel de yacimiento y análogamente llevar volúmenes de producción acumulados a condiciones de yacimiento; a fin de realizar balance de materiales. El factor volumétrico del petróleo puede calcularse mediante una prueba realizada en una celda PVT sobre una muestra de fluido. En caso de no contar con valores obtenidos a partir de muestras pueden emplearse correlaciones empíricas como la de Katz, Standing, Glaso etc. las cuales se basan en la temperatura, el gas disuelto y las gravedades específicas del petróleo y el gas.

Para la realización de este trabajo, se utilizó la correlación de Standing la cual, a diferencia de otras, consta de una sola expresión para calcular los valores de  $\beta_o$  para presiones por encima y por debajo de la presión de burbujeo.

$$\beta_o = 0,9759 + 1,2 \times 10^{-4} * [Rs * (\gamma_g/\gamma_o)^{0.5} + 1.25 * T]^{1,2} \quad (46)$$

Donde:

$$Rs = \gamma_g \times \left[ P \times 10^{\frac{0,0125 \times API}{18 \times 10^{0,00091 \times T}}} \right]^{\frac{1}{0,83}} \quad (47)$$

$\gamma_g$ : Gravedad Específica del Gas.

P: Presión Promedio del Área de Drenaje.

Se puede observar que esta propiedad es función de la presión promedio, de la gravedad específica del gas y de la gravedad específica del petróleo la cual puede obtenerse de una muestra de fluido.<sup>14, 21</sup>

### Presión de Burbujeo (P<sub>b</sub>)

Corresponde a la presión donde comienza a liberarse el gas disuelto en el petróleo. Este parámetro determina si una o dos fases (gas y líquido) se desplazan por el medio poroso, debido a que esta presión representa la presión mínima requerida para mantener el gas contenido, inicialmente en el petróleo, en solución bajo las condiciones de yacimiento. Según la correlación de Standing se tiene:

$$P_b = 18 \times \left[ \frac{R_s}{\gamma_g} \right]^{0.83} \times 10^{(0.00091*T) - (0.0125*API)} \quad (48)$$

Donde:

**R<sub>s</sub><sub>b</sub>**: Gas en solución a la presión de burbujeo

Una vez se definen los parámetros vinculados al yacimiento y a los fluidos a producir corresponde caracterizar los parámetros que se relacionan con la construcción del pozo. El primero de ellos que se visualiza en las ecuaciones (18 y 19) es la variable **x** la cual se incluye para extender la solución de la ecuación de difusividad a otras geometrías distintas a la cilíndrica.<sup>14, 21</sup>

### Forma del área de drenaje

Retomando la expresión (17) se tiene:

$$X = \frac{10,06 \times A}{C_A \times r_w^2}$$

Donde:

**A**: Área de drenaje del pozo.

$C_A$ : Factor de posición del pozo en el área de drenaje.

$rw$ : Radio del hoyo perforado.

Respecto a áreas de drenaje distintas a la circular, donde el pozo se encuentra centrado, se han realizado varios trabajos por diversos autores. En general las expresiones conseguidas son similares y en ellas se encuentra un factor particular que considera la geometría del área y la posición relativa del pozo. De este modo se tiene el trabajo de Dietz, Oden, Mathews & Russel y Earlougher.

Una vez definidos todos los parámetros anteriores queda por caracterizar uno de los factores que tienen una mayor incidencia sobre el comportamiento productivo de un pozo y la cual es consecuencia del efecto que sobre la formación productora tiene la construcción del pozo. Dicho parámetro introducido en la ecuación (16) es el daño ( $S$ ).<sup>10, 14</sup>

### **Caracterización del Daño.**

El daño se origina principalmente, por el efecto que posee la construcción del pozo sobre la porción del yacimiento adyacente al mismo. La resultante de un grupo de factores que intervienen dependiendo del tipo de completación, es lo que origina el valor final de  $S$  el cual puede ser: cero, si el potencial “natural” del pozo se mantiene intacto (completación hoyo abierto en todo el intervalo productor sin disminución o aumento de la permeabilidad en sus inmediaciones), positivo si el potencial natural se ve disminuido, y negativo si el pozo se estimula, es decir, el comportamiento de declinación de la presión presente en las inmediaciones o área estimulada se atenúa respecto al comportamiento en la formación original, en otras palabras, las pérdidas de presión son menores en el área de drenaje influenciada por la completación del pozo que en el resto del yacimiento.

Si se parte de la solución a la ecuación de difusividad correspondiente al estado estable, para el flujo de petróleo y una geometría radial se tiene:

$$\bar{P} - P_{wf} = \frac{q_o \times \mu_o}{2\pi \times K_o \times h} \times \ln(r/r_w) \quad (49)$$

Esta ecuación sugiere que la condición en la región cercana al hoyo dada por un valor de  $r$  es crítica. Van Everdingen & Hurst (1949) introdujeron el efecto de daño “Skin” como una forma de caracterizar esta región, mediante un diferencial adicional proporcional al valor de  $S$ . Este parámetro no posee dimensiones físicas y es análogo al coeficiente de película en la transferencia de calor, puede incluirse, como ya se mostró en la solución de Estado Semiestable a pesar de que fue derivado originalmente bajo las condiciones de Estado Estable.

El parámetro daño es una variable compuesta. En general cualquier fenómeno que ocasione una distorsión en las líneas de flujo en la dirección ideal perpendicular a la dirección del pozo, o una restricción en el flujo causada por una alteración en la permeabilidad de la zona adyacente al pozo resultará en un valor de “Skin” positivo, es decir en un daño.

Un daño positivo puede ser creado por causas mecánicas, tales como completación parcial, efectos del cañoneo, disminución de la permeabilidad, y turbulencia.

Un valor de  $S$  negativo denota que la caída de presión en las inmediaciones del pozo es menor a la caída de presión a través de la formación original. Este efecto puede obtenerse mediante procesos de estimulación como el fracturamiento hidráulico o la acidificación matricial.

Un concepto que facilita la comprensión del efecto del parámetro  $S$ , es el de radio efectivo del pozo. El radio efectivo del pozo transforma la alteración en el patrón de flujo ocasionada por el daño, por medio de un radio equivalente  $r_w$ . De este modo se tiene:

$$\bar{P} - P_{wf} = \left( \frac{q_o \times \mu_o}{2\pi \times K_o \times h} \right) \times \left( \ln(r/r_w) + S \right) \quad (50)$$

Mediante la siguiente manipulación

$$\bar{P} - P_{wf} = \left( \frac{q_o \times \mu_o}{2\pi \times K_o \times h} \right) \times \left( \ln(r/r_w) + Lne^s \right) \quad (51)$$

$$\bar{P} - P_{wf} = \left( \frac{q_o \times \mu_o}{2\pi \times K_o \times h} \right) \times \left( \ln\left(\frac{r}{r_w \times e^{-s}}\right) \right) \dots \dots \dots \quad (52)$$

Donde:

$$Radio Efectivo = r_w * e^{-s} \quad (53)$$

De este modo se tiene que valores positivos de  $S$  corresponden a radios efectivos menores al radio  $r_w$  del pozo, lo que implica que la onda de presión debe recorrer una mayor distancia  $r$  por lo cual la caída de presión es mayor. Por el contrario, valores negativos corresponden a un radio efectivo mayor al radio del pozo  $r_w$  lo que implica lo opuesto al caso anterior.<sup>14</sup>

El daño como se ha mencionado responde a la influencia de la construcción del pozo sobre la formación que se encuentra en las inmediaciones del pozo. De esta manera los componentes del daño que afectaran el desempeño productivo del pozo dependen del tipo de completación que se emplee. En general los componentes del daño son los siguientes:

- Daño causado por disminución de la permeabilidad.
- Daño debido a completación parcial y desviación del pozo.
- Daño debido al cañoneo.

- Daño asociado a Flujo no Darciano.

A continuación se explican cada uno de estos componentes del daño total:

## Daño por Disminución de la Permeabilidad

El primero y más evidente de esos componentes es el ocasionado por la disminución de la permeabilidad natural de la formación en una región cilíndrica de radio  $r_s$  que rodea al hoyo del pozo. Este efecto fue caracterizado por Hawkin's (1956) de la siguiente manera:

Si en las inmediaciones del pozo se tiene que no existe ninguna alteración en la permeabilidad que ocasione un efecto de caída adicional de la presión entre un límite próximo al pozo  $r_s$ , y el radio  $r_w$ ; se presenta una presión de fondo fluyente ideal  $P_{wf\ ideal}$ . Entonces para la solución de Estado Estable se tiene:

$$P_S - P_{wfideal} = \left( \frac{q \times \mu}{2\pi \times K \times h} \right) \times \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (54)$$

Si por el contrario se considera que en la región de radio  $r_s$  se tiene una permeabilidad alterada  $K_s$  la ecuación anterior se expresa del siguiente modo:

$$P_S - P_{w\text{ Real}} = \left( \frac{q \times \mu}{2\pi \times K_S \times h} \right) \times \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \dots \dots \dots \quad (55)$$

La diferencia entre  $P_{wf}$  ideal y  $P_{wf}$  real es exactamente la caída de presión debida al “Skin”, entonces restando las ecuaciones (52) y (53) y agrupando adecuadamente se tiene para  $S$ :

$$S = \left[ \frac{K}{K_s} - 1 \right] \times \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right) \quad (56)$$

Esta ecuación permite visualizar los efectos del daño originados por la disminución de la permeabilidad, en las inmediaciones del pozo, y por el espesor de dicha zona. Estos dos factores, por la importancia que revisten deben analizarse por separado.<sup>14</sup>

#### Factores que Afectan la Permeabilidad de la Formación.

Sobre el origen de la disminución de la permeabilidad original de la formación, que da paso al término  $K_s$ , involucrada en el cálculo de este tipo de daño, se han hecho múltiples estudios, debido a que es el factor al que se le asigna la mayor responsabilidad en cuanto a la merma en el desempeño productivo de los pozos. Muchos de los elementos a los cuales se les califica como causantes del daño “Skin”, por reducción en la permeabilidad, son consecuencia de la acción de la construcción del pozo, otros se asocian a fenómenos “naturales” del sistema roca fluido como consecuencia de cambios en las condiciones originales del yacimiento en las inmediaciones del pozo; ejemplo de ello es la deposición de asfáltenos. A continuación se presentan dichos elementos:

#### *Taponamiento de los espacios porosos:*

Los estudios realizados han determinado que la estructura del medio poroso se compone de un ensamblaje irregular de granos de diversas formas. El complejo sistema de canales formados por la porosidad, por los cuales se desplazan los fluidos, puede visualizarse, como cámaras grandes, el cuerpo de los poros, unidas entre sí por aberturas más estrechas.

Son precisamente estas conexiones de menor tamaño entre los poros conocidas, como gargantas, las más susceptibles a sufrir un taponamiento por la acción de partículas desplazadas por los fluidos que recorren el sistema poroso. Estas partículas pueden ser parte de la formación (finos), o provenientes del fluido de perforación, cementación y completación.

La migración de finos se da con frecuencia en formaciones poco consolidadas donde las tasas de producción poseen una velocidad que provoca el arrastre de dichas partículas. A la velocidad a la cual se inicia la movilización de finos se le denomina velocidad crítica. La determinación de la velocidad y tasa críticas, requiere de pruebas de laboratorio efectuadas núcleos.

Otra causa de la migración de finos puede atribuirse a cambios en la composición química del agua contenida en la formación. Dichos cambios pueden ser producto de una disminución en la salinidad del agua intersticial, la cual provoca la dispersión de los finos. Esto se origina frecuentemente cuando un fluido de trabajo penetra dentro de la formación, por lo cual deben tomarse las consideraciones pertinentes tales como emplear salmueras en lugar de agua fresca.

Otra causa de taponamiento de las gargantas de los poros, se debe a la precipitación por causas químicas de sólidos provenientes del crudo o la salmuera. Así se tiene precipitado de carácter inorgánico, y precipitado de origen orgánico. Estos precipitados pueden darse por cambios en la temperatura y/o la presión. Entre los precipitados de carácter orgánico se encuentran las parafinas y asfáltenos. Las primeras son cadenas largas de hidrocarburos que se precipitan por la disminución en la temperatura o por cambios en la composición del crudo producto de la salida del gas en solución. Los asfáltenos son partículas de aromáticos de gran peso molecular las cuales se encuentran dispersos coloidalmente en el crudo. Cambios en las condiciones del crudo pueden ocasionar que dichas partículas se floculen y formen partículas de un tamaño suficiente como para tapar las gargantas de los poros.<sup>14, 23</sup>

#### Daño Originado por los Fluidos de Operación:

Los fluidos de perforación, completación y cementación al penetrar en la formación ocasionan cambios en las condiciones de la misma. El primer efecto corresponde al taponamiento de los poros, este mecanismo se da en la forma descrita, por taponamiento producto de la invasión de partículas presentes en los fluidos, las cuales forman un revoque interno, y por migración de finos de la formación por el efecto ya descrito.

Otra forma de alteración causada por los fluidos se debe a cambios en la humectabilidad de la formación; cuando el filtrado de un lodo base aceite, invade una formación mojada por agua, los surfactantes de ciertos tipos de polímeros presentes en el filtrado, pueden cambiar la humectabilidad de la roca. Lo cual disminuye la permeabilidad efectiva al petróleo en las inmediaciones del pozo.

Adicionalmente el filtrado del cemento, por su alto contenido en iones de calcio puede ocasionar daño por precipitación.<sup>14</sup>

### Invasión a la formación

La invasión a la formación es un fenómeno que ha sido estudiado por muchos autores desde (1963), comenzando por Outmans, el cual aplicó ecuaciones diferenciales parciales, basados en métodos de filtración para modelar la invasión estática y dinámica en el hoyo del pozo. En este estudio de flujo monofásico se asume flujo lineal, e incompresibilidad del revoque, lo que implica que la presión ejercida, la cual induce la filtración, es soportada por el revoque.

Esta consideración básica implica que la formulación inicial propuesta por Outmans no puede aplicarse en casos cuando la resistencia ofrecida por la formación sea comparable con la del revoque, es decir, revoques delgados originados en formaciones muy permeables. De igual forma sucede con revoques gruesos en formaciones poco permeables. Muchos modelos se han derivado bajo estas consideraciones lo cual redunda en ocasiones en errores cuando estos se aplican para condiciones no adecuadas. De igual forma la mayoría de los modelos desarrollados no contemplan flujo bifásico bajo condiciones de flujo miscible o inmiscible. Otra de las limitaciones que poseen los modelos de invasión es que no involucran el crecimiento del revoque con su consecuente disminución en la tasa de filtrado.

La invasión a la formación puede darse bajo dos condiciones básicas: Estáticas y Dinámicas. Las condiciones dinámicas se dan en la presencia de flujo de fluido de perforación en el espacio anular que da origen a esfuerzos de corte. Dichos esfuerzos de

corte originan la erosión del revoque, de modo que el crecimiento o formación del revoque se ve afectada.

Este fenómeno en el revoque implica la existencia de una tasa crítica de invasión a partir de la cual esta se vuelve constante. Esta tasa depende de si el flujo en el espacio anular es turbulento o no.

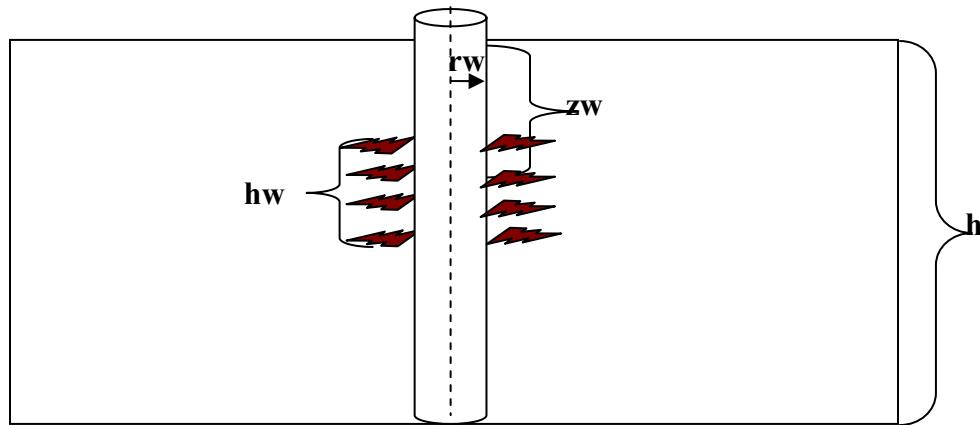
La filtración estática implica flujo anular paralelo al hoyo. La invasión estática implica la mayor dificultad para el modelaje matemático. El crecimiento del revoque está en este caso regulado por la permeabilidad de la formación y la relación de movilidades de los fluidos involucrados.

La diferencia entre el modelaje del proceso estático y dinámico, puede no ser tan drástica. Una vez caracterizada la invasión estática, puede definirse la invasión dinámica incluyendo el efecto de la erosión sobre el revoque.

El fenómeno de la invasión, el cual se define como el proceso en el cual los fluidos penetran en la formación permeable, puede describirse de la siguiente manera: en la medida que el filtrado invade la formación, se genera un frente de saturación que separa los fluidos que originalmente ocupaban la formación (agua, petróleo; gas) del fluido de invasión en la medida que ocurre el desplazamiento va quedando agua de la formación, con su salinidad original, atrapada detrás del frente. Si el agua del filtrado y el agua de la formación poseen salinidades diferentes ocurre una difusión iónica. Estos cambios en la salinidad influyen en la interpretación de los perfiles resistivos.<sup>24</sup>

### Daño por completación parcial y desviación del pozo

Este tipo de daño se origina por el efecto que ocasiona sobre el patrón ideal de flujo (perpendicular al pozo) un intervalo abierto a producción menor al espesor de la formación productora, y/o la desviación del mismo respecto a la perpendicular del estrato. Esto se visualiza en las siguientes figuras.



**Figura 10 Pozo vertical completado parcialmente**

Donde:

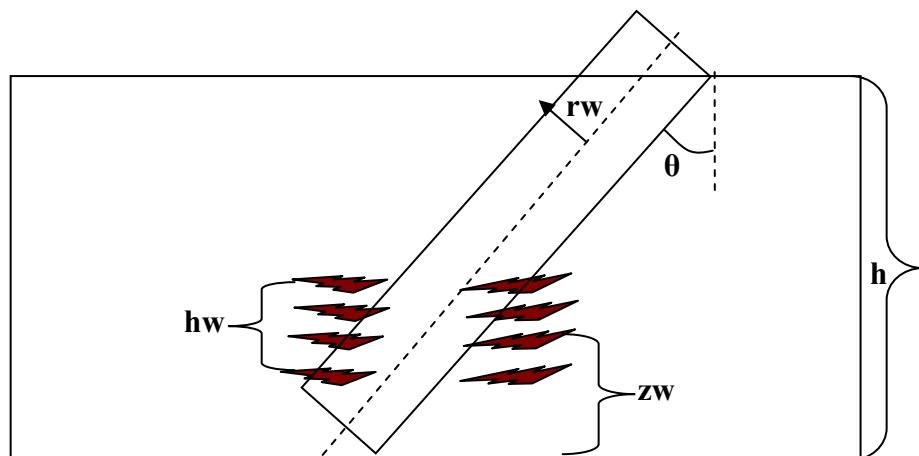
**hw**: Intervalo abierto al flujo

**Zw**: Menor distancia del punto medio del intervalo productor, al tope o base de la formación. Puede calcularse sumando la menor distancia del tope o base de la formación al tope o base del intervalo abierto al flujo más la mitad de este.

**h**: Espesor de la formación productora.

**rw**: Radio del Pozo.

Para un pozo desviado se tiene:



**Figura 11 Pozo desviado respecto a la arena completada parcialmente**

Donde:

$\theta$ : ángulo de desviación

Estos dos casos son opuestos; básicamente la completación parcial origina un daño positivo, mientras la desviación del pozo genera un daño negativo. Este problema fue tratado en forma semianalítica por Cinco & Ley (1975). De este modo se tienen dos componentes para el daño:  $S_c$  para la completación parcial y  $S_\theta$  para la desviación los cuales se determinan independientemente para conformar un solo término  $S_{c+\theta}$ . Cada una de las componentes anteriores fue tipificada en función de los siguientes parámetros:  $h_D = h/rw$ ,  $hw/rw$  y  $zw/rw$ . El parámetro  $h_D$  se aproxima a 100 o a 1000 dependiendo de su valor. De este modo se tienen cifras para  $S_c$  y  $S_\theta$  correspondientes a varias combinaciones de los parámetros  $hw/rw$  y  $zw/rw$ , ya sea para  $h_D$  igual a 100 o a 1000 según el caso.<sup>14</sup>

#### Daño causado por el cañoneo ( $S_p$ )

El cañoneo es un proceso principalmente asociado a las completaciones a Hoyo Revestido, el cual se requiere en estas para establecer la comunicación entre el yacimiento y el pozo. Esta técnica ofrece múltiples beneficios dentro de los que puede encontrarse la capacidad de sobrepasar la zona alterada o dañada, dependiendo de las características de las cargas y la facilidad para controlar el flujo por medio del número de disparos por pie de formación (densidad). Sin embargo este proceso no está exento de alterar el patrón de flujo hacia el pozo. Para visualizar esto, puede realizarse una comparación entre la completación cañoneada y la completación a hoyo abierto. Allí se establece el comportamiento del flujo, en función de diversos parámetros asociados al cañoneo, que de una u otra forma acentúan la caída de presión respecto a la completación a hoyo abierto.

Tariq & Karakas (1988) han presentado una solución semianalítica para calcular el efecto de daño asociado al cañoneo. Esta solución implica la división del daño en Tres componentes: una componente de flujo plano, una componente de flujo vertical y el efecto de hoyo. Así se tiene:

$$S_p = S_H + S_V + S_{wb} \quad (57)$$

Donde

**S<sub>p</sub>**: Daño causado por el cañoneo.

**S<sub>H</sub>**: Daño asociado al flujo en un solo plano (el horizontal).

**S<sub>wb</sub>**: Daño asociado al efecto de hoyo.

**S<sub>V</sub>**: Daño asociado al flujo en la dirección vertical.

Los parámetros anteriores, integrantes del daño asociado al cañoneo son función a su vez de un grupo de variables típicas del proceso. A continuación se definen dichas variables:

Radio de la perforación (**r<sub>perf</sub>**): Asumiendo que el orificio de entrada originado por la penetración del disparo es circular esta variable corresponde a su radio.

Longitud de la perforación (**l<sub>perf</sub>**): Este valor corresponde a la penetración del disparo.

Ángulo de disparo (**θ**): Es el ángulo de separación entre las cargas y por lo tanto entre la longitud de las perforaciones.

Densidad de Disparo: Es el número de perforaciones o disparos por pie de formación.

Separación de los disparos (**h<sub>perf</sub>**): Es la distancia lineal de separación entre las cargas, esta distancia es el valor inverso de la densidad de disparo.

Cálculo de **S<sub>H</sub>**

$$S_H = \ln\left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)}\right) \quad (58)$$

Donde

**r'w(θ)**: Es el radio efectivo del hoyo y es una función del ángulo de disparo o fase

$$r'_{\text{w}}(\theta) = l_{\text{perf}}/4 \quad \text{Para } \theta=0$$

$$r'_{\text{w}}(\theta) = a_{\theta} (r_w + l_{\text{perf}}) \quad \text{Para } \theta \neq 0$$

Donde la constante  $a_{\theta}$  depende de la fase de disparo.

Cálculo de  $S_V$ : Para calcular este valor deben determinarse dos variables adimensionales:

$$h_D = \frac{h_{\text{perf}}}{l_{\text{perf}}} \times \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (59)$$

Donde  $K_h$  y  $K_v$  son las componentes horizontal y vertical de la permeabilidad de la formación.

$$r_D = \frac{r_{\text{perf}}}{2h_{\text{perf}}} \times \left( 1 + \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \right) \quad (60)$$

Dado lo anterior se tiene:

$$S_V = 10^a \times h_D^{b-1} \times r_D^b \quad (61)$$

Donde

$$a = a_1 \times \log(r_D) + a_2 \quad (62)$$

$$b = b_1 \times r_D + b_2 \quad (63)$$

Todas las constantes  $a_1$ ,  $a_2$ ,  $b_1$  son función del ángulo o fase de perforación

Cálculo de  $S_{wb}$ : Para determinar el efecto de flujo alrededor del hoyo se requiere de la determinación de la siguiente variable adimensional:

$$r_{WD} = \frac{r_w}{l_{perf}} + r_w \quad (64)$$

Entonces:

$$S_{wb} = c_1 \times e^{c_2 * r_{WD}} \quad (65)$$

Donde las constantes  $c_1$  y  $c_2$  son función de la fase.

A continuación se presenta una tabla con las constantes función de la fase entre los disparos:

**Tabla 6 constantes en función de la fase de disparo**

Perforación Fase	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$b_1$	$b_2$	$c_1$	$c_2$
0 (360)	0,250	-2,091	0,0453	5,1313	1,8672	1,6E-1	2,675
180	0,500	-2,025	0,0943	3,0373	1,8115	2,6E-2	4,532
120	0,648	-2,018	0,0634	1,6163	1,7770	6,6E-3	5,320
90	0,726	-1,905	0,1038	1,5674	1,6935	1,9E-3	6,155
60	0,813	-1,898	0,1023	1,3654	1,6490	3,0E-4	7,509
45	0,860	-1,788	0,2398	1,1915	1,6392	4,6E-5	8,791

Adicionalmente a las tres componentes planteadas para el daño por cañoneo, existe una cuarta componente, la cual corresponde al daño por trituración de la formación que origina la penetración de los disparos dentro de la formación.<sup>14</sup>

### Daño por Efectos de la Zona Triturada “Crushed Zone”

Según Tariq & Karakas, la acción de la carga origina una compactación de la formación que circunda los túneles formados por el cañoneo. Esta compactación origina una disminución de la permeabilidad de la formación que induce una resistencia adicional al flujo en la dirección perpendicular a las perforaciones. En una dirección paralela, el efecto es despreciable. El cálculo de esta componente del daño, la cual se adiciona a las otras tres mencionadas, se efectúa mediante la siguiente fórmula:

$$S_c = \frac{h}{l_{perf}} \times \left[ \frac{K}{K_c} - 1 \right] \times \ln\left(\frac{r_c}{r_{perf}}\right) \quad (66)$$

Donde:

**Kc** = Corresponde a la permeabilidad de la “Crushed Zone”

**r<sub>c</sub>** = Radio de la “Crushed Zone”

Las otras variables son las mismas definidas anteriormente.<sup>25</sup>

El daño originado por la disminución en la permeabilidad y por el efecto del cañoneo puede agruparse en una sola componente, del siguiente modo:

$$(S_d)_p = \left[ \frac{K}{K_s} - 1 \right] \times \left[ \ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + S_p \right] + S_p = (S_d)_o + \frac{K}{K_s} \times S_p \quad (67)$$

Si las perforaciones originadas por el cañoneo terminan dentro de la zona invadida o alterada ( $l_{perf} < r_s$ ) entonces en la ecuación (67)  $(S_d)_o$  es el efecto de daño equivalente para hoyo abierto dado por la ecuación (56).

Si las perforaciones terminan fuera de la zona dañada, entonces se tiene:

$$(S_d)_p = S_p' \quad (68)$$

Donde  $S_p'$  es evaluada para una longitud de perforación modificada  $l_{perf}'$  y un radio modificado  $r_w'$ .

$$l_{perf}' = l_{perf} - \left[ 1 - \frac{K_s}{K} \right] \times r_s \quad (69)$$

$$r_w' = r_w + \left[ 1 - \frac{K_s}{K} \right] \times r_s \quad (70)$$

Estas variables se emplean en las ecuaciones (57) a (65) para realizar los cálculos del efecto compuesto ecuación (68).

### Pseudo Daños

En este punto es conveniente abordar el concepto de pseudo Daño. Los tipos de daño que se califican como pseudo daño dependen del autor que realice la consideración. De este modo, algunos como Economides consideran solo pseudos daños aquellos originados por la turbulencia y los cambios en la permeabilidad debido a cambios de fase. Otros como Patton & William consideran también pseudo daño cualquier efecto que ocasiona una restricción al flujo no asociada a cambios en la permeabilidad, tales como el daño por completación parcial y el daño por perforación, no asociado a “Crushed Zone”.

### Daño por Flujo No Darciano

Este tipo de daño es acotado en la mayoría de los casos como un pseudo daño, debido a que no es consecuencia de una alteración de la permeabilidad. El flujo no Darciano es en esencia flujo turbulento, es decir un flujo cuya velocidad se encuentra por encima de la

velocidad asociada al número adimensional de Reynolds, el cual establece que por encima de valores de 2200, el flujo pasa a una condición de turbulencia.

La turbulencia ocurre cuando el flujo no es proporcional a la caída de presión, debido a que se origina un diferencial adicional de la presión producto de los efectos inerciales del fluido, al pasar por los espacios porosos más pequeños.

Como se ha mencionado la ley de Darcy no se ajusta a las condiciones de flujo turbulento, por lo cual, este factor debe considerarse aparte. Usualmente este efecto se capta, en pruebas de abatimiento de presión efectuadas con varias tasas, cuando se verifican valores distintos de **S** para las diferentes tasas de prueba. Estos valores al graficarse versus la tasa de prueba, proporcionan una relación lineal, cuya pendiente **D** corresponde al coeficiente no Darciano.

De este modo se tiene:

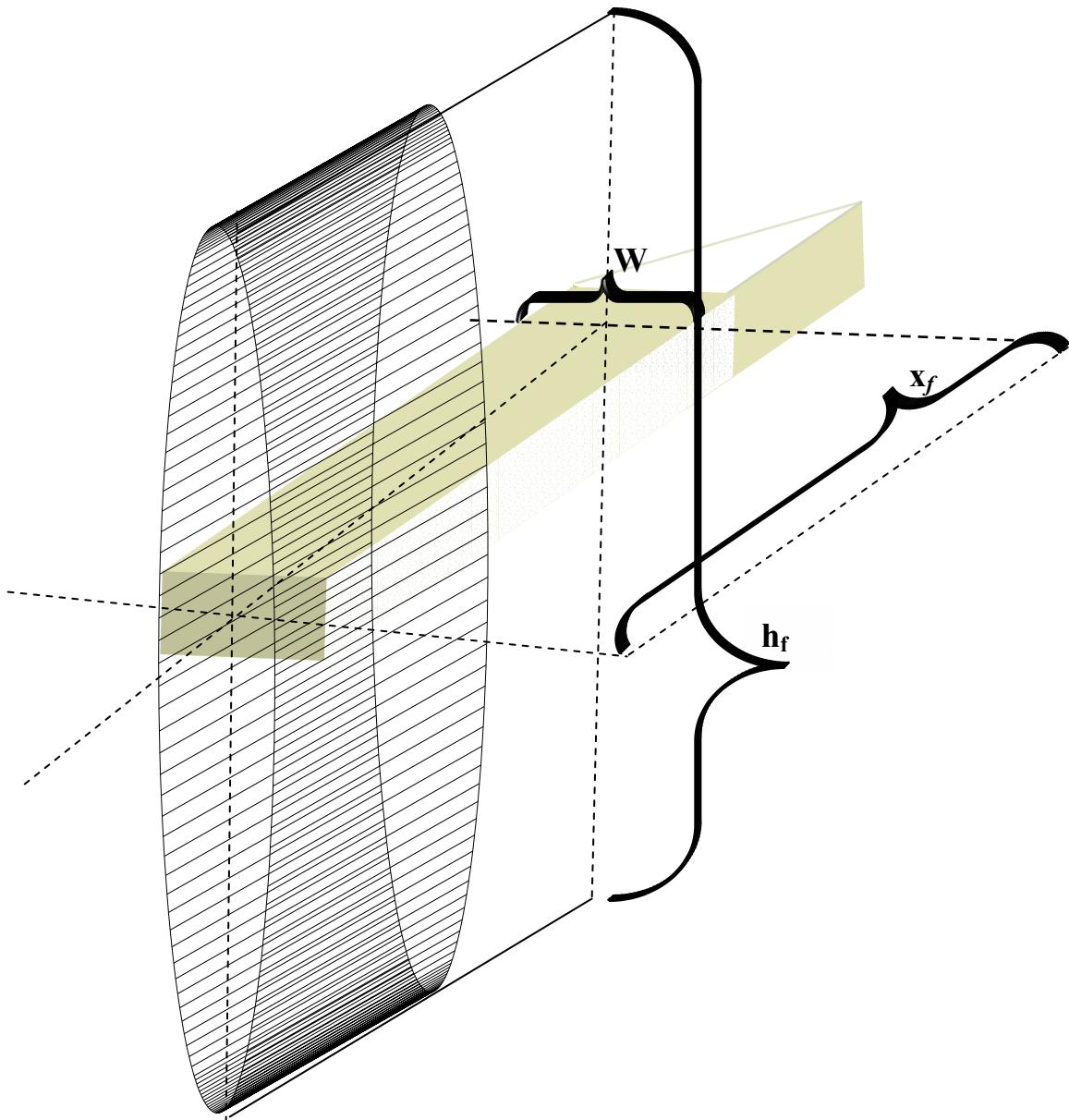
$$S' = S + D * q \quad (71)$$

Donde **S** corresponde al daño para flujo que cumple con la ley de Darcy, el cual ya se explicó, y **D** es el coeficiente para flujo no Darciano, el cual no es adimensional como **S** y posee unidades inversas a la tasa **q**.

Los tipos de daño mencionados con anterioridad corresponden a completaciones a hoyo abierto o revestido no fracturado. Cuando se estudian completaciones que implican procesos de fracturamiento hidráulico, aparecen un grupo de parámetros los cuales se asocian a la configuración física de la fractura. Dichos parámetros regulan el flujo dentro de la misma hacia el hoyo del pozo, de tal forma que el efecto que genera este tipo de completación se incorpora, en el caso del flujo de petróleo y/o agua a través del parámetro daño **S**.<sup>14</sup>

### Daño Asociado a la Fractura

Para explicar los parámetros que intervienen en la formación del daño asociado a la fractura, es pertinente definir algunos aspectos relacionados a la misma. El fracturamiento hidráulico consiste en inyectar fluido dentro de la formación con una presión determinada de tal manera que se produce un partimiento de la formación. Para mantener la fractura abierta después de que cesa la presión de fracturamiento, se emplea un material apuntalante “proppant”. La fractura llena con apuntalante crea un conducto estrecho pero muy conductor, hacia el pozo. En la mayoría de los casos gran parte de la producción ingresa al pozo a través de la fractura, la cual está prevista para superar la zona invadida por los fluidos de perforación y cementación. Por lo cual este tipo de daño tiene una incidencia muy baja.



**Figura 12 geometría de la fractura (modelo elíptico)**

La figura anterior representa la geometría de una fractura según el modelo de Perkins & Kern (modelo elíptico).

Donde:

**x<sub>f</sub>**: Representa la longitud media de la fractura, es decir dado que se asume que la fractura consta de dos brazos o alas que se propagan en sentidos opuestos a partir del pozo, el cual constituye el centro del sistema; este valor equivale a una de las alas de la fractura

**W**: Constituye el espesor de la fractura. Como se puede observar en la figura, este valor perpendicular al plano de crecimiento vertical, no es constante y tiene su valor máximo al nivel del hoyo del pozo, de allí comienza a sufrir un adelgazamiento hasta estrangularse en la punta de la fractura. De igual modo sucede en la dirección vertical. Para fines de cálculos se asume un valor promedio entre el comienzo de la fractura a nivel del pozo y la punta del ala.

**h<sub>f</sub>**: Corresponde a la altura creada por el crecimiento vertical de la fractura, si se asume la fractura como una elipse (ver figura) este valor correspondería al diámetro mayor.

Las fracturas pueden caracterizarse por medio de su longitud, conductividad y efecto de “Skin” relacionado. La conductividad de la fractura fue definida por Cinco-Ley & Samaniego, por medio de la siguiente expresión:

$$F_{CD} = K_f * W/K * x_f \quad (72)$$

Donde:

**K<sub>f</sub>**: Es la permeabilidad del material apuntalante. El material apuntalante constituye el elemento que da soporte a la fractura y el sistema o canal conductor por donde se desplazan los fluidos hacia el pozo.

**K**: Es la permeabilidad de la formación.

Las otras dos variables corresponden al espesor y longitud media de la fractura respectivamente.

Otro concepto de importancia es el de radio efectivo adimensional para un pozo fracturado, introducido por Prats (1961).

$$r'_{wD} = r'_w / x_f \quad (73)$$

Donde:

$$r'_w = r_w * e^{-S_f} \quad (74)$$

Donde

$S_f$ : El daño equivalente generado como resultado de una fractura hidráulica de cierta longitud y conductividad y puede ser sumado a las ecuaciones para calcular las tasas.

Adicionalmente Prats introdujo a partir del estudio de perfiles de presión en fracturas el parámetro capacidad:

$$a = \pi * K * x_f / 2 * K_f * w \quad (75)$$

Realizando un gráfico de esta variable contra el radio efectivo adimensional, determinó que para valores pequeños de  $a$  o fracturas de alta conductividad (infinita), el radio efectivo se aproxima a:

$$r'_w = x_f / 2 \quad (76)$$

Lo anterior permite visualizar cual es el efecto que la fractura podría generar sobre el comportamiento productivo del pozo. De allí se deduce la importancia de la adecuada caracterización del daño.

Sustituyendo la ecuación (76) en la ecuación (74) puede obtenerse el valor de  $S_f$  este valor representa la componente negativa del daño para la fractura por conductividad infinita. Las

demás componentes, las cuales se suman algebraicamente a este valor, representan las componentes positivas, y es la resultante de esta suma la que aporta el valor final de daño que debe ser sustituido en las ecuaciones para el cálculo de la tasa.

Puede visualizarse que el daño asumiendo conductividad infinita no considera en forma directa las propiedades conductivas particulares de la fractura, las cuales vienen dadas por la permeabilidad del material apuntalante y por el espesor de la misma; sino solo involucra la longitud media de la fractura.<sup>14, 26</sup>

*Daño Asociado a las Propiedades Conductivas del Apuntalante (Proppant) Conductividad finita*

Otra forma de expresar la ecuación (73) es a través de la siguiente expresión, la cual se deriva de la pendiente del gráfico  $r'_{WD}$  contra  $a$ , para valores de  $a$  por encima de uno es decir, conductividad finita:

$$r'_{WD} = (1/4) * F_{CD} \quad (77)$$

De forma análoga se tiene:

$$r'_w = (K_f * w) / (4 * K) \quad (78)$$

Una forma de estipular un valor de daño por conductividad finita, es por medio del trabajo de Wilkinson & Hammond (1989) basado en el análisis de presión bajo condiciones transitorias en pozos fracturados. Estos definen el valor inverso a la conductividad adimensional como:

$$\varepsilon = 1 / F_{CD} \quad (79)$$

De este modo empleando un razonamiento similar al propuesto por Prats, para conductividad finita ( $a > 1$ ), determinaron la siguiente relación:

$$S(\varepsilon) = \ln(\varepsilon) + \gamma \quad (80)$$

Donde  $\gamma$  representa la constante de Euler 0,577215.

Esta ecuación permite encontrar el valor del daño asociado a la conductividad de la fractura la cual viene dada básicamente por el producto  $K_f^*W$ , este valor representa las condiciones de conductividad estipuladas para el espesor de la fractura y la permeabilidad del proppant utilizado. Este tipo de daño considera el efecto de la resistencia al flujo (Darciano) a lo largo de la fractura, ocasionada por la conductividad finita del material apuntalante.<sup>20</sup>

#### Daño asociado a flujo turbulento.

Este daño considera el efecto de la resistencia inercial al flujo a lo largo de la fractura ocasionado por la conductividad finita del material apuntalante, bajo condiciones de flujo no Darciano.<sup>20</sup>

#### Daño por Estrangulamiento de la Fractura. “Choked Fracture”

La permeabilidad de la fractura es frecuentemente más baja que la permeabilidad ideal del “proppant” debido a los efectos de los esfuerzos; adicionalmente en las proximidades del pozo se da un efecto de reducción de la permeabilidad ocasionado por el “Drawdown” perpendicular al camino de la fractura que se presenta en las cercanías del pozo, resultando en un mayor esfuerzo sobre el apuntalante. Adicionalmente el sobre desplazamiento de las lechadas de proppant, en las cercanías del pozo ocasiona una disminución en la permeabilidad.

Estos factores generan lo que se conoce como estrangulamiento de la fractura, como lo denominó Cinco-Ley & Samaniego. El daño por estrangulamiento se genera del siguiente modo<sup>14</sup>:

$$S_{ch} = \frac{\pi * x_s * K}{W_s * K_{fs}} \quad (81)$$

Donde:

**x<sub>s</sub>**: Longitud del ala de la fractura estrangulada.

**W<sub>s</sub>**: Espesor promedio de la fractura en la zona estrangulada.

**K<sub>fs</sub>**: Permeabilidad del proppant en la zona estrangulada.

#### *Daño por Completación Parcial*

Este tipo de daño es análogo al daño por completación descrito con anterioridad, y considera la convergencia del flujo hacia el plano de fractura, cuando la altura de este es menor que la altura de la formación productora.<sup>14</sup>

#### *Daño por Cañoneo y Empaque*

El daño por cañoneo en la fractura es despreciable en cuanto a la zona triturada, por otro lado la convergencia del flujo en la dirección vertical puede generarse más por la completación parcial que por el verdadero aporte de la componente **S<sub>v</sub>**, es conveniente destacar que el cañoneo para procesos de fractura requiere consideraciones especiales, las cuales se explican en la metodología. El número de perforaciones que en efecto se conectan con las dos alas de la fractura depende de la fase de disparo; de este modo si se cañonea con una densidad distribuida uniformemente respecto a la fase, parte de los disparos no se conectarán con la fractura. En cuanto al empaque con grava, de igual forma que para los otras completaciones, este representa una capa de una determinada permeabilidad dispuesta paralelamente cuyo espesor se calcula por medio de la diferencia entre el radio externo de la tubería ranurada, y el radio del pozo o revestimiento.<sup>20</sup>

#### *Daño en la Cara de la Fractura*

Los procesos de fracturamiento hidráulico, llevan implícita una componente de daño asociada a la invasión del fluido empleado para realizar la operación de fractura. La invasión del fluido se da normal al plano de fractura y genera una disminución en la permeabilidad en modo similar al ya discutido anteriormente.

La pérdida de filtrado “leak off” está implicada, aparte del origen del daño en la cara de la fractura en el crecimiento de la misma, debido a que como se sabe la fractura cesa su propagación una vez que todo el fluido de fractura se ha filtrado hacia la formación. El estudio de la invasión para procesos de fractura al igual que la invasión en el hoyo convencional ha sido abordado por diversos autores como: Carter (1957), Mayerhofer (1993), Chin (1993) Fan y Economides (1996) y posee alto grado de complejidad asociado a la invasión bajo condiciones estáticas donde el revoque presenta un crecimiento, es compresible y la tasa de invasión disminuye como consecuencia de ello, en esencia la invasión en la cara de la fractura presenta las características del desplazamiento lineal de los fluidos (tipo pistón). Los modelos anteriores establecen distintas consideraciones, pero de ellos el más simple y de uso más generalizado en la industria es el de Carter el cual se explica a continuación.

Usualmente los fluidos que se emplean como material para realizar la fractura contienen un alto contenido de polímeros, los cuales se desplazan dentro de la formación. El fenómeno se visualiza como el desarrollo de una capa delgada formada por el filtrado, la cual produce una resistencia al flujo que se incrementa progresivamente a medida que el revoque se desarrolla.

En la formación, la pérdida de filtrado está regulada por un sistema complejo del cual el revoque es solo una parte. Una aproximación realizada por Carter considera el efecto combinado de diferentes fenómenos. De acuerdo a este modelo la velocidad de filtrado viene dada por:

$$V_1 = C_L / \sqrt{t} \quad (82)$$

Donde  $C_L$  es el coeficiente de pérdida de filtrado y  $t$  corresponde al tiempo transcurrido desde el comienzo del proceso de filtrado. La forma integrada de esta ecuación es:

$$\frac{V_{filtrado}}{A_L} = \left(2 \times C_L \times \sqrt{t}\right) + S_p \quad (83)$$

Donde  $V_{filtrado}$  es el volumen de filtrado que pasa a través de la superficie  $A_L$  en un tiempo  $t$ . La constante de integración  $S_p$ , corresponde al volumen del “Spurt” o pérdida instantánea, es decir, al volumen que se filtra antes de la formación del revoque. El valor de  $S_p$ , en la ecuación (83), representa el espesor de invasión atribuido al “Spurt.” El término  $(2 \times CL \times \sqrt{t})$  corresponde al espesor debido al filtrado. El factor 2 aparece por la integración y no está relacionado a las dos alas de la fractura. Estos dos coeficientes  $CL$  y  $S_p$  pueden determinarse por medio de pruebas de laboratorio.

Una vez que se establece el espesor de la invasión en la cara de la fractura, el cual lleva implícito una disminución de la permeabilidad, es posible determinar el valor del daño atribuido a esta causa. Mathur (1995) provee la siguiente representación para calcular el daño efectivo resultante de la combinación de la invasión radial en el hoyo del pozo y la invasión en la cara de la fractura:

$$S_d = \frac{\pi}{2} \times \left\{ \left[ \frac{b_2 \times k_r}{b_1 \times k_3} + (X_f - b_1) \times k_2 \right] + \left[ \frac{(b_1 - b_2) \times k_r}{b_1 \times k_1} + (X_f - b_1) \times k_r \right] - \frac{b_1}{X_f} \right\} \quad (84)$$

Estas variables se visualizan en la siguiente figura:

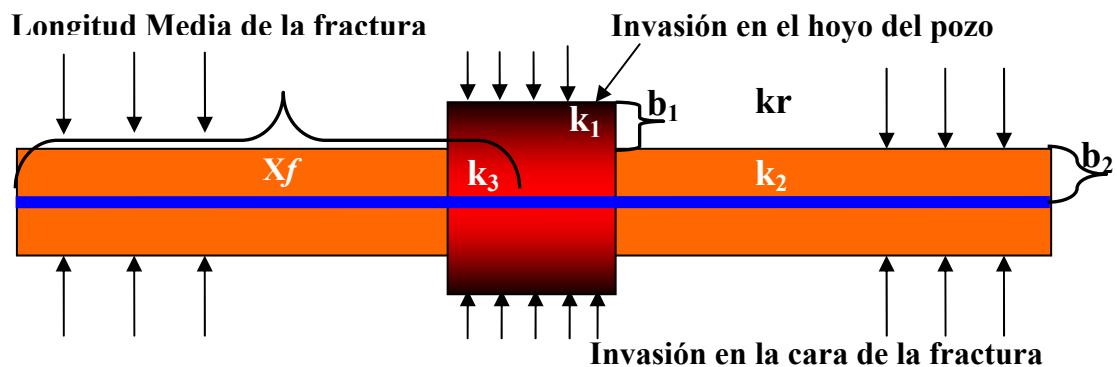


Figura 13 Modelo de invasión de Mathur et al.

Donde:

**kr**: Permeabilidad de la Formación

**K<sub>1</sub>**: Permeabilidad de la Zona Invadida por los Fluidos de Perforación.

**K<sub>2</sub>**: Permeabilidad en la cara de la fractura.

**K<sub>3</sub>**: Permeabilidad en la zona invadida por los fluidos de fractura y por los fluidos de perforación.

**b<sub>1</sub>**: Espesor de la Invasión causada solo por los fluidos de perforación.

**b<sub>2</sub>**: Espesor de la Invasión en la Cara de la Fractura

**b<sub>3</sub>**: Espesor de la Invasión Causada por los fluidos de perforación y por los fluidos de fractura.

Este valor de daño se suma directamente a los otros efectos de daño encontrados para la fractura a fin de hallar el valor final de daño que se empleará en las ecuaciones para el cálculo de la tasa.

Una vez se definen todos los parámetros que intervienen en la ecuación (18) y (19) es posible obtener las tasas de petróleo y agua asociadas a dichos parámetros, además del índice de productividad, con el cual se puede caracterizar toda la curva de afluencia si se emplea alguna correlación. Usualmente la data para caracterizar la curva de afluencia es de muy difícil adquisición, adicionalmente la tipificación del comportamiento de los parámetros que regulan el flujo bifásico en el yacimiento requiere de considerables estudios que implican el seguimiento detallado del comportamiento de producción.<sup>24, 26, 27</sup>

### **Correlaciones Para flujo Bifásico en el Yacimiento.**

Para solucionar el problema que representa la tipificación del término  $K^*K_{ro}/\mu_o^*\beta_o$ , el cual es una función de la presión y la saturación de los fluidos en el yacimiento, Vogel llegó a una expresión matemática de segundo grado, la cual representa la normalización de la tasa respecto a la tasa máxima, en función de la normalización de la presión de fondo respecto a la presión promedio del yacimiento. Esta relación fue determinada a partir de pruebas realizadas en distintos yacimientos con empuje de gas en solución. La solución de

Vogel es aplicable con un buen grado de efectividad para pozos que presentan cortes de agua de hasta 50%.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}}{P} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad (85)$$

Posteriormente la ecuación de Vogel fue extendida para considerar el comportamiento productivo del yacimiento antes de la presión de burbujeo. De esta forma se tiene que antes de la presión de burbujeo la tasa es proporcional al diferencial de presión como se expresa en la ecuación (7).

$$q_o = J \times (\bar{P} - P_{wf}) \quad (86)$$

Esto también se cumple para **Pwf = Pb**

El parámetro J representa el inverso de la pendiente en un gráfico **Pwf Vs qo** cuando el yacimiento está subsaturado.

Una vez la presión de fondo fluyente ha cruzado la presión de burbujeo, si se emplea la ecuación de Vogel el parámetro **J** corresponderá a la derivada **dq/dPwf** de la expresión (85), evaluada para una determinada presión **Pwf**, es decir ya no es lineal. Como en el caso de un yacimiento subsaturado. De este modo se tiene:

$$\frac{dq}{dP_{wf}} = q_{o\max} \times \left[ \left( 0,2 \times \frac{P_{wf}}{P} \right) + \left( 1,6 \times \frac{P_{wf}}{P} \right) \right] \quad (87)$$

La presión de burbujeo posee la particularidad de que puede ser evaluada, tanto en la ecuación (86) como (87); dado que esta puede ser atribuida tanto a la parte subsaturada como saturada. De este modo, si se evalúa ( $P_{wf} = Pb$ ) en la ecuación (87) y dado que  $\tilde{P}$  se toma como la presión inicial, en el caso la presión de burbujeo, se llega a la siguiente expresión:

$$J = 1.8 * q_{omax} / Pb \quad (88)$$

Alternativamente:

$$q_{omax} = J * Pb / 1.8 \quad (89)$$

de este modo la ecuación (84) puede expresarse como:

$$q_o = \left( J \times Pb / 1,8 \right) \left[ 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}}{\tilde{P}} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}}{\tilde{P}} \right)^2 \right] \quad (90)$$

Si se toma la parte subsaturada y saturada se tiene que la tasa máxima es:

$$Q_{omax} = q_b + \frac{J \times P_b}{1,8} \quad (91)$$

Entonces la expresión (85) puede tomarse como:

$$q_o = q_b + (q_{omax} - q_b) \left[ 1 - 0,2 \times \left( \frac{P_{wf}}{\tilde{P}} \right) - 0,8 \times \left( \frac{P_{wf}}{\tilde{P}} \right)^2 \right] \quad (92)$$

Por lo tanto si se conoce  $\mathbf{J}$  puede determinarse  $q_{\text{omax}}$  y asumiendo otras presiones calcularse las tasas de flujo correspondientes para construir la curva de comportamiento de afluencia.<sup>10, 14</sup>

### **Comportamiento de tubería.**

El flujo en el pozo puede dividirse en varias categorías dependiendo de la geometría del flujo, las propiedades del fluido, y la tasa de flujo. Primero el flujo puede ser monofásico o bifásico. En la mayoría los pozos el flujo es bifásico con al menos dos fases fluyendo (gas y líquido). En cuanto a la geometría del flujo este puede darse a través de la tubería circular o a través del espacio anular entre el revestimiento de producción y la tubería eductora. Las propiedades de los fluidos, PVT y reológicas, deben ser consideradas para la descripción del comportamiento del flujo. Además dependiendo de la tasa y las propiedades del fluido, el flujo puede ser laminar o turbulento.

El estudio del comportamiento de tubería tiene como objeto principal determinar la presión en función de la posición entre dos puntos de la misma, como el fondo y la entrada al múltiple de separación o el cabezal del pozo.

A continuación se explican algunas propiedades básicas, mediante la consideración de flujo monofásico para un fluido Newtoniano las cuales se aplican también al flujo bifásico y posteriormente se hacen las consideraciones necesarias para este. Se consideran fluidos Newtonianos aquellos en los cuales al aplicárseles algún tipo de esfuerzo cortante, por mínimo que sea se deforman. Este comportamiento se ajusta al comportamiento del agua y la mayoría de los hidrocarburos líquidos.<sup>10, 14</sup>

### **Flujo laminar o turbulento**

El flujo monofásico puede caracterizarse por ser laminar o turbulento dependiendo del número adimensional de Reynolds. Este número es el cociente entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas:

$$N_{Re} = \frac{D \times u \times \rho}{\mu} \quad (93)$$

Donde:

**D**: Diámetro de la tubería por donde se desplaza el fluido.

**u**: Velocidad del flujo

**ρ**: Densidad del fluido

**μ**: Viscosidad del fluido

Otra forma de presentar la ecuación es por medio de la siguiente relación para una tubería de diámetro **D** por donde circula una tasa de flujo **q**:

$$N_{Re} = \frac{4 \times q \times \rho}{\pi \times D \times \mu} \quad (94)$$

Que en unidades de campo se expresa como:

$$N_{Re} = (1,48 * q * \rho) / (D * \mu) \quad (95)$$

Cuando el flujo es laminar el fluido se mueve en láminas o capas separadas, sin movimiento del flujo en la dirección transversal a la dirección principal del movimiento del flujo. Por el contrario el flujo turbulento se caracteriza por poseer corrientes que causan la fluctuación de las componentes de la velocidad en todas las direcciones. Si el flujo en la tubería es laminar o no, posee una influencia marcada sobre el perfil de velocidad en la misma y sobre las pérdidas de presión por fricción.

La transición entre flujo laminar y turbulento en tuberías circulares se establece generalmente para un número de Reynolds de 2200. Para calcular el número de Reynolds por su puesto deben emplearse unidades consistentes.<sup>14</sup>

### Perfiles de velocidad.

El perfil de velocidad, o variación de la velocidad con la posición radial en la tubería, es una consideración importante cuando se analiza el flujo en un pozo. En flujo laminar el perfil de velocidad puede expresarse para una tubería circular de la siguiente manera:

$$u(r) = \frac{(\Phi_o - \Phi_L) \times r^2}{4 \times \mu} \times \left[ 1 - \left( \frac{r}{R} \right)^2 \right] \quad (96)$$

Donde:

$$\Phi_o = P_o + \rho * g * z_o \quad . \quad (97)$$

$$\Phi_L = P_L + \rho * g * z_L \quad (98)$$

**P<sub>o</sub>** y **P<sub>L</sub>** son presiones en posiciones longitudinales separadas por una distancia **L**, **z<sub>o</sub>** y **z<sub>L</sub>** son las correspondientes alturas, respecto a un nivel de referencia, a estas posiciones axiales. **R** corresponde al radio interno de la tubería, y **r** corresponde a la distancia radial desde el centro de la tubería; **u(r)** es la velocidad como función de la posición radial.

Esta ecuación muestra que el perfil de velocidad es parabólico en flujo laminar, con la máxima velocidad en el centro de la tubería. También puede establecerse que la velocidad promedio **u** y la máxima **u<sub>max</sub>** son respectivamente:

$$u = \frac{(\Phi_o - \Phi_L) \times R^2}{8 \times \mu \times L} \quad (99)$$

$$u_{\max} = \frac{(\Phi_o - \Phi_L) \times R^2}{4 \times \mu \times L} \quad (100)$$

De este modo la relación entre la velocidad promedio y la máxima en flujo laminar para una tubería circular es:

$$(u/u_{\max}) = 0,5 \quad (101)$$

El análisis del flujo turbulento no es tan simple en este aspecto, debido a su naturaleza fluctuante. Se han desarrollado por medio de experimentos algunas expresiones para la descripción del perfil de velocidad, una de estas expresiones que tiene una buena aplicabilidad para:  $10^5 > N_{Re} > 3000$

$$\frac{u(r)}{u_{\max}} = \left[ 1 - \frac{r}{R} \right]^{\frac{1}{7}} \quad (102)$$

De ahí:

$$(u/u_{\max}) \approx 0,8 \quad (103)$$

El perfil de velocidad en flujo turbulento es mucho más variable que el perfil en flujo laminar y la velocidad promedio está mucho más cerca de la velocidad máxima.<sup>14</sup>

### Pérdidas de Presión

Las pérdidas de presión sobre una distancia  $L$  de un flujo monofásico en una tubería, pueden ser obtenidas por medio de la ecuación de balance para la energía mecánica.

$$\frac{dp}{\rho} + u du \Big/ g_c + \left( \frac{g}{g_c} \right) dz + \frac{2 \times f_f \times u^2 \times dL}{g_c \times D} + dW_s = 0 \quad (104)$$

Si se asume fluido incompresible, y no se encuentra ningún instrumento que realice trabajo sobre el fluido, la ecuación puede integrarse de la siguiente manera:

$$\Delta p = p_1 - p_2 = \frac{g}{g_c} \times \rho \times \Delta z + \frac{\rho}{2 \times g_c} \times \Delta u^2 + \frac{2 \times f_f \times \rho \times u^2 \times L}{g_c \times D} \quad (105)$$

Para fluidos moviéndose de la posición **1** a la **2** los tres términos del lado derecho corresponden a: energía potencial, energía cinética, y energía disipada por la fricción. De este modo se tiene:

$$\Delta p = \Delta p_{ep} + \Delta p_{ec} + \Delta p_f \quad (106)$$

A continuación se explica cada uno de estos términos.

### Pérdidas de Presión por Cambios en la Energía Potencial ( $\Delta p_{ep}$ )

Este valor corresponde al cambio de presión debido al peso de la columna de fluido, es decir es la presión necesaria para vencer la presión de la columna hidrostática. Este valor es cero para flujo en tuberías horizontales. De este modo la caída de presión por energía potencial corresponde a:

$$\Delta p_{ep} = (g/g_c) * \rho * \Delta z \quad (107)$$

En esta ecuación  $\Delta z$  corresponde a la diferencia de elevación entre las posiciones **1** y **2** y puede expresarse de la siguiente forma:

$$\Delta z = L * \operatorname{sen}\theta \quad (108)$$

Donde  $\theta$  es el ángulo medido respecto a la horizontal y corresponde a  $90^\circ$  (positivo), para flujo vertical ascendente,  $0^\circ$  para flujo horizontal y  $90^\circ$  (negativo) para flujo descendente vertical. Otro valor implica una tubería inclinada.<sup>14</sup>

### Pérdidas de Presión por Cambios en la Energía Cinética ( $\Delta p_e$ )

Estas pérdidas de presión corresponden a un cambio en la velocidad del fluido desde la posición **1** y **2**. Este valor será cero en el caso de un fluido incompresible, a menos que se presente un cambio en la sección transversal de la tubería entre los dos puntos.

$$\Delta p_{ec} = (\rho/2 * g_c) * \Delta u^2 \quad (109)$$

$$\Delta p_{ec} = (\rho/2 * g_c) * (u_2^2 - u_1^2) \quad (110)$$

Si el fluido es incompresible, la tasa volumétrica de flujo es constante, por lo cual la velocidad solo varía con el área de la sección transversal de la tubería.<sup>14</sup> Así se tiene:

$$u = q/A \quad (111)$$

Dado que  $A = \pi * D^2/4$  se tiene:

$$u = 4 * q / \pi * D^2 \quad (112)$$

Combinando las ecuaciones (110) y (112) se tiene:

$$\Delta p_{ec} = \frac{8 \times \rho \times q^2}{\pi^2 \times g_c} \times \left( \frac{1}{D_2^4} - \frac{1}{D_1^4} \right) \quad (113)$$

### Pérdidas de Presión por Fricción ( $\Delta p_f$ )

La caída de presión por fricción, se obtiene de la ecuación de Fanning:

$$\Delta p_f = 2 * f_f * \rho * u^2 * L / g_c * D \quad (114)$$

Donde  $f_f$  representa el factor de fricción de Fanning. Para flujo laminar el factor de fricción es función del número de Reynolds.

$$f_f = 16/N_{Re} \quad (115)$$

Mientras que para flujo turbulento este factor depende tanto del número de Reynolds como de la rugosidad relativa de la tubería  $\epsilon$ . La rugosidad relativa es una medida del tamaño de las irregularidades o protuberancias en las paredes de la tubería, frente al diámetro de la misma.

$$\epsilon = k/D \quad (116)$$

Donde  $k$  es la longitud promedio de las protuberancias en las paredes de la tubería. Los valores comunes de rugosidad relativas se pueden determinar fácilmente por medio del diagrama de Moody (1944). Donde se presentan valores para diversos tipos de tubería en función de su diámetro.

El diagrama de Moody se puede obtener mediante la carta de factor de fricción de Moody (1944). La cual se derivó de la ecuación de Colebrook-White:

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = 4 \log \left[ \frac{\epsilon}{3,7065} + \frac{1,2613}{N_{Re} \times \sqrt{f_f}} \right] \quad (117)$$

Esta ecuación requiere de un método iterativo para su resolución. Una ecuación explícita para este valor, es la de Chen (1979):<sup>14</sup>

$$(1/\sqrt{f_f}) = -4 * \log \{ (\varepsilon / 3,7065) - (5,0452 / N_{Re}) [(\varepsilon^{1,1098} / 2,8257) + (7,149 / N_{Re})^{0,8981}] \} \quad (118)$$

### **Flujo Bifásico**

El flujo bifásico, es el que se presenta en la mayoría de los pozos. En un pozo de petróleo una vez que la presión cae por debajo de la presión de burbujeo, se presentará un desplazamiento de gas libre. Por lo que ocurrirá un flujo de gas y líquido. De igual forma en un pozo que produce en un yacimiento que está sobre el burbujeo, se presentara flujo de gas y líquido, a menos que la presión de cabezal se encuentre por encima de la presión de burbujeo. Adicionalmente muchos pozos producen agua además de hidrocarburos.

El comportamiento del flujo bifásico depende en gran medida de la distribución de las fases en la tubería, la cual depende a su vez de la dirección del flujo respecto al campo gravitacional. A continuación se presentan los aspectos relacionados a flujo en tuberías verticales e inclinadas.<sup>14</sup>

#### “Holdup”

En el flujo bifásico la porción de espacio ocupado por una de las fases dentro de la tubería es en ocasiones diferentes a su proporción dentro del volumen total ocupado respecto a la tasa de producción. Como un ejemplo del comportamiento bifásico, considere la dirección ascendente de dos fases A y B, donde A es la menos densa. Comúnmente la fase A por ser menos densa, en movimiento ascendente es más veloz que la fase más densa. Debido a este fenómeno llamado fenómeno de “Holdup” el volumen, en sitio, de la fase más densa será mayor que el volumen que ingresa de esta misma fase. Es decir la fase más densa permanece retenida en la tubería respecto a la fase menos densa. El “Holdup” se define por medio de la siguiente relación:

$$yB = VB / V \quad (119)$$

Donde  $VB$  es el volumen de la fase más densa en un segmento de tubería y  $V$  es el volumen del segmento de tubería.

El “Holdup” puede definirse en términos de un “Holdup” local  $yBl$ :

$$yB = \frac{1}{A} \times \int yBl \times dA \quad (120)$$

El “Holdup” es un promedio en función del tiempo;  $yBl$  representa la fracción de volumen que ocupa la fase  $B$  en una fracción de tiempo.

El “Holdup” para la fase menos densa se define de forma idéntica:

$$yA = VA / V \quad (121)$$

De otro modo como la tubería esta ocupada en su totalidad por las dos fases se tiene:

$$yA = I - yB \quad (122)$$

En flujo de gas líquido el “Holdup” de la fase de gas  $yA$  se denomina fracción vacía.

Otro tipo de parámetro usado para la descripción del flujo de dos fases es la fracción de ingreso de cada fase  $\lambda$ .

$$\lambda B = qB/qA + qB \quad (123)$$

$$\lambda A = I - \lambda B \quad (124)$$

Donde  $\mathbf{qA}$  y  $\mathbf{qB}$  son las tasas volumétricas de flujo de las dos fases. Las fracciones volumétricas de entrada  $\lambda A$  y  $\lambda B$  se denominan “no Slip Holdups”.

Otra medida del “Holdup” comúnmente usada es la “Slip Velocity,” velocidad de deslizamiento,  $\mathbf{u}_s$ . Esta velocidad se define como la diferencia entre las velocidades promedio de ambas fases.

$$u_s = \tilde{u}_A - \tilde{u}_B \quad (125)$$

Donde  $\tilde{u}_A$  y  $\tilde{u}_B$  son las velocidades promedio en sitio de las dos fases. La velocidad de deslizamiento no es una propiedad independiente del “Holdup”, sino que es otra forma de representarlo. La relación entre el “Holdup” y la velocidad de deslizamiento se puede establecer a través de la siguiente relación, definida como velocidad superficial:

$$u_{sA} = qA/A \quad (126)$$

$$u_{sB} = qB/A \quad (127)$$

La velocidad superficial no es una velocidad real sino que representa la velocidad de la fase si ocupara por completo la tubería.

Las velocidades promedio en sitio están relacionadas a las velocidades superficiales y al “Holdup” por:

$$\tilde{u}_A = u_{sA}/yA \quad (128)$$

$$\tilde{u}_B = u_{sB}/yB \quad (129)$$

Sustituyendo estas expresiones en la ecuación (125) se tiene la velocidad de deslizamiento:

$$u_s = \frac{1}{A} \times \left( \frac{qA}{1-yB} - \frac{qB}{yB} \right) \quad (130)$$

Los parámetros anteriores intervienen en los cálculos del gradiente de presión bifásico.<sup>14</sup>

### Regímenes de Flujo Bifásico

La forma como las dos fases se distribuyen dentro de la tubería, afecta significantemente los otros aspectos del flujo bifásico, tales como el deslizamiento entre las fases y el gradiente de presión. El régimen de flujo o patrón de flujo es una descripción cualitativa de la distribución de las fases. En un flujo vertical ascendente compuesto por gas y líquido se presentan cuatro regímenes según Govier & Aziz a saber: Burbuja, Tapón, Espuma o Neblina y flujo anular. Estos regímenes pueden presentarse consecutivamente a medida que aumenta el volumen de gas. Respecto a una determinada tasa de líquido.<sup>14</sup>

#### Flujo Burbuja

Burbujas dispersas de gas en una fase continua de líquido<sup>14</sup>.

#### Flujo Tapón

A tasas altas de gas, las burbujas se juntan en una de mayor tamaño que pueden abarcar toda la sección transversal de la tubería. Entre las grandes burbujas de gas se encuentran tapones de líquido que contienen pequeñas burbujas de líquido.<sup>14</sup>

#### Flujo Neblina

Con un incremento en la tasa de gas, las grandes burbujas de gas colapsan dispersándose de tal forma que el líquido queda mezclado entre el gas.<sup>14</sup>

### Flujo Anular

A tasas altas de gas, este se convierte en la fase continua ocupando la parte central de la tubería, mientras que el líquido se desplaza cubriendo las paredes de la tubería.

El régimen de flujo, puede predecirse con un mapa de régimen de flujo, el cual relaciona el régimen de flujo a las tasas de flujo de cada fase, propiedades del fluido, y diámetro de la tubería. Uno de los mapas de regímenes de flujo de los cuales se dispone es el de Duns & Ros (1963). En este se relacionan el régimen de flujo con dos números adimensionales. De la siguiente forma:

$$N_{vl} = u_{sl} \times \sqrt[4]{\rho_L / g \times \sigma} \quad (131)$$

$$N_{vg} = u_{sg} \times \sqrt[4]{\rho_L / g \times \sigma} \quad (132)$$

Donde  $N_{vl}$  y  $N_{vg}$  corresponden a los números adimensionales de velocidad para líquido y gas respectivamente,  $\rho_l$  es la densidad de líquido  $g$  es la aceleración de la gravedad y  $\sigma$  es la tensión interfacial del sistema gas líquido.<sup>14</sup>

### **Modelos de Gradiente Bifásico**

Los estudios realizados en el comportamiento de flujo bifásico en tuberías verticales, tienen como objetivo predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción, lo cual es de suma importancia.

Las correlaciones desarrolladas mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo, poseen sus limitaciones al aplicarse a condiciones diferentes a su deducción. Los factores más importantes tomados en cuenta son: el cálculo de la densidad de la mezcla, el factor de entrampamiento “Holdup”, los regímenes de flujo, el factor de fricción entre otros.

La primera aproximación para el flujo vertical bifásico fue reportada en 1914 por Davis y Weidner. Sin embargo es a partir de 1930, con el estudio de Versluys sobre la teoría básica del flujo vertical cuando se obtuvo una forma de estimar la presión de fondo sin tener que cerrar el pozo.

En 1931 Moore & Wilde intentaron expresar la pérdida de presión en flujo bifásico como una combinación de las pérdidas hidrostáticas y por fricción.

En 1952 Poettmann & Carpenter desarrollaron una correlación basada en la ecuación general de la energía, donde la pérdida de energía total se debe a las pérdidas por fricción y elevación. Los fluidos se consideraron como una mezcla homogénea de petróleo gas y agua para el cálculo de la densidad del fluido y de la velocidad de flujo. Para la pérdida por fricción se usa un factor de fricción el cual está relacionado con el numerador del número de Reynolds, despreciando los efectos de la viscosidad. Esta correlación permite calcular presiones de fondo con buena aproximación cuando la tasa de flujo es alta y la relación gas líquido baja.

En 1954 Gilbert presentó por primera vez un conjunto de curvas de gradiente para uso práctico, las cuales son aplicables para distintos diámetros de tubería, tasas de flujo y relaciones gas líquido.

En 1961, Ros demostró que una correlación de gradiente de presión debe considerar el factor de entrampamiento líquido “Holdup” y la fricción en las paredes de la tubería. Relacionó los factores anteriores con parámetros adimensionales y por medio de un programa experimental determinó tres regímenes de flujo, los cuales dividió en baja, media y alta presencia de gas. El “Holdup” se relacionó con la velocidad de deslizamiento del fluido, la cual es la diferencia promedio entre las velocidades del gas y el líquido.

En 1961 Baxendell & Thomas utilizaron registradores electrónicos de presión con la finalidad de calcular gradientes de presión para altas tasas de flujo. Aplicaron la correlación de Poettmann & Carpenter a tubería de  $2\frac{3}{8}$  y  $3\frac{1}{2}$  pulgadas recalculando los factores de

pérdida de energía por fricción. Correlacionaron estos dos factores con el numerador del número de Reynolds y encontraron además que la pérdida de energía por fricción permanece casi constante para altas tasas de flujo.

En 1963 Fancher y Brown utilizaron la correlación de Poettmann & Carpenter, pero consideraron la relación gas líquido como parámetro adicional en el cálculo de las caídas de presión. Esta correlación predice las pérdidas por presión con una aproximación del 10%.

En 1963 Duns & Ros desarrollaron una correlación con base en datos de laboratorio obtenidos en tubos plásticos, y observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo. Presentaron relaciones para calcular la densidad de la mezcla, factor de entrampamiento, y factor de fricción de acuerdo con el régimen de flujo. Determinaron la dependencia del régimen de flujo con ciertos valores adimensionales y derivaron una correlación para la velocidad de deslizamiento entre las fases.

En 1964 Hagedorn & Brown presentaron dos trabajos. En el primero se estudió el efecto de la viscosidad en la tubería de 1¼ de pulgada de diámetro y 1500 pies de longitud. Para ello utilizaron cuatro fluidos de viscosidades diferentes, cada uno de los cuales se probó para distintas tuberías y relaciones gas líquido. Concluyeron que para valores de viscosidad líquida menores de 12 centipoises la misma tiene poco efecto sobre los gradientes de presión en flujo vertical bifásico. En el segundo trabajo presentaron una correlación similar a la de Poettmann & Carpenter. En el cálculo de la densidad de la mezcla emplearon una aproximación del factor de entrampamiento líquido cuando no existe deslizamiento entre las fases. El “Holdup” cuando existe tal deslizamiento fue correlacionado con varios parámetros de flujo y propiedades de los fluidos.

En 1967 Orkiszewski combinó el trabajo de Griffith para flujo burbuja, el de Griffith y Wallis para flujo tapón y el de Duns & Ros para flujo neblina. Desarrolló nuevas correlaciones para el cálculo de la densidad de la mezcla y el factor de fricción para el flujo tapón utilizando un coeficiente denominado de distribución de líquido, el cual se

correlacionó con el diámetro de la tubería, la velocidad superficial y la viscosidad líquida, usando datos de Hagedorn & Brown.

En 1972 Aziz, Govier y Fogarasi Extendieron el trabajo publicado por Govier y Azis, Fortens y Settati. Para identificar los diferentes regímenes de flujo utilizaron el mapa modificado por Govier, Radford y Dunn. Los autores derivaron nuevas relaciones para el factor de entrampamiento líquido y la densidad de la mezcla para los regímenes de flujo tapón y burbuja, a partir de la velocidad de levantamiento de la burbuja. Los resultados de Zuber & Findlay, Neal, Wallis y Griffith fueron utilizados para derivar las relaciones formuladas. Los autores utilizaron el esquema de Duns & Ros para los regímenes de transición y neblina.

En 1973 Beggs & Brill publicaron un esquema para calcular las caídas de presión que ocurren durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tuberías horizontales e inclinadas. Dicha correlación se desarrolló usando una mezcla de aire y agua fluyendo en tuberías horizontales e inclinadas. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrampamiento líquido, y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

En 1974 Chierichi presentó un mapa de identificación de regímenes de flujo similar al de Orkiszewski. La única diferencia radica en el valor de la constante para definir los límites entre el flujo tapón y burbuja. Los autores utilizaron para los regímenes de flujo burbuja, transición y neblina el esquema de Orkiszewski.

Lawson y Brill presentaron una evaluación estadística de las correlaciones de Poettmann & Carpenter, Baxeendell & Thomas, Fancher y Brown, Hagedorn & Brown, Duns & Ros y Orkiszewski. Concluyeron que la Correlación de Hagedorn & Brown resulta la mejor. Esto se determinó en un estudio realizado en 726 pozos.<sup>10</sup>

### Correlación de Hagedorn & Brown Modificada.

La correlación de Hagedorn & Brown modificada es una correlación empírica para flujo bifásico, basada en el trabajo original de estos autores (1965). El principio del método es una correlación para el “Holdup”; las modificaciones al método original incluyen el empleo del “No Slip Holdup”, mientras que el principio original predice valores líquidos de “Holdup” menores. Además el método original implica el uso de la correlación de Griffith & Wallis (1961) para el régimen de flujo burbuja.

Estas correlaciones están basadas en el régimen de flujo. El flujo burbuja se presenta si la fracción de entrada del gas es:  $\lambda_g < LB$  donde:

$$LB = 1.071 - 0.2218 * (u_m^2 / D) \quad (133)$$

Donde además  $LB \geq 0.13$ . Así, si el valor calculado de  $LB$  es menor que **0,13**,  $LB$  se toma como **0,13**. Si se determina que el régimen de flujo es burbuja, entonces se aplica la correlación de Griffith.

La forma para el balance de la energía mecánica empleado en la correlación de Hagedorn & Brown es la siguiente:

$$\frac{dp}{dz} = \left( \frac{g}{g_c} \times \bar{\rho} \right) + \left( 2 \times f \times \bar{\rho} \times u_m^2 \right) \frac{1}{g_c \times D} + \bar{\rho} \times \frac{\Delta(u_m^2 / 2 \times g_c)}{\Delta z} \quad (134)$$

La cual puede expresarse en unidades de campo:

$$144 \times \frac{dp}{dz} = \bar{\rho} + \left( f \times M^2 \right) \frac{1}{7,413 \times 10^{10} \times D^5 \times \bar{\rho}} + \bar{\rho} \times \left( \frac{\Delta(u_m^2 / 2 \times g_c)}{\Delta z} \right) \quad (135)$$

Donde  $f$  es el factor de fricción.  $\mathbf{M}$  es flujo másico (lbm/d),  $\tilde{\rho}$  es la densidad promedio en sitio (lbm/pie<sup>3</sup>),  $D$  diámetro de la tubería (pies),  $u_m$  es la velocidad promedio de la mezcla (pie/s) y el gradiente de presión en (lppc/pie). Para el caso se tiene:

$$u_m = u_{sl} + u_{sg} \quad (136)$$

Donde  $u_m$  representa la suma de las velocidades superficiales de las dos fases.

Para calcular el gradiente de presión por medio de la ecuación (135) se debe obtener el “Holdup” por medio de una correlación y el factor de fricción a través del número de Reynolds para la mezcla. El “Holdup” líquido se obtiene de una serie de cartas mediante los siguientes números adimensionales, los dos primeros ya definidos:

Número de Velocidad Líquida

$$N_{vl} = u_{sl} \times \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \times \sigma}} \quad (137)$$

Número de Velocidad Gas

$$N_{vg} = u_{sg} \times \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{g \times \sigma}} \quad (138)$$

Número de diámetro de Tubería

$$N_D = D \times \sqrt{\frac{\rho_L}{g \times \sigma}} \quad (139)$$

Numero de Viscosidad Líquida

$$N_L = \mu_l \times \sqrt[4]{\frac{g}{\rho_L \times \sigma^3}} \quad (140)$$

En unidades de campo se tiene:

Número de Velocidad Líquida

$$N_{vl} = 1.938 * u_{sl} \times \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (141)$$

Número de Velocidad Gas

$$N_{vg} = 1,938 * u_{sg} \times \sqrt[4]{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (142)$$

Número de diámetro de Tubería

$$N_D = 120,872 * D \times \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma}} \quad (143)$$

## Número de Viscosidad Líquida

$$N_L = 0,1572 * \mu_l * \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_l * \sigma^3}} \quad (144)$$

Donde las velocidades superficiales se encuentran en (pie/s), la densidad (lbm/pie<sup>3</sup>), la tensión superficial está en (dinas/cm), la viscosidad en centipoises, y el diámetro en pie.<sup>14</sup>

*Flujo burbuja: Correlación de Griffith*

Esta correlación usa una correlación de “Holdup” diferente, y basa el gradiente por fricción en la velocidad de la fase líquida promedio en sitio y deprecia el gradiente de presión por energía cinética. Así se tiene:

$$(dp/dz) = (g/g_c) * \tilde{\rho} + (2 * f * \tilde{\rho} * \tilde{u}_l^2 / g_c * D) \quad (145)$$

$$\tilde{u}_l = (u_{sl}/y_l) = q_l / A * y_l \quad (146)$$

En unidades de campo se tiene:

$$144 * (dp/dz) = \tilde{\rho} + [f * M_l^2 / (7.413 \times 10^{10} * D^5) * \rho_l * y_l^2] \quad (147)$$

Donde **M<sub>l</sub>** representa el flujo másico líquido. Para el “Holdup” líquido se tiene:

$$y_l = 1 - 0.5 \times \left\{ \left( 1 + \frac{u_m}{u_s} \right) - \sqrt{\left[ 1 + \frac{u_m}{u_s} \right]^2 - 4 \times \frac{u_{sg}}{u_s}} \right\} \quad (148)$$

Donde  $u_s = 0,8$  pie/s. El número de Reynolds usado para obtener el factor de fricción se basa en la velocidad promedio en sitio.<sup>14</sup>

$$N_{RE} = D * \tilde{u}_l * \rho_l / \mu_l \quad (149)$$

### Flujo Bifásico en Tuberías Horizontales (Correlación de Beggs & Brill)

El flujo bifásico en líneas es un problema difícil de modelar matemáticamente; no obstante varias correlaciones empíricas han sido propuestas por diversos autores, donde el cálculo se lleva acabo considerando el sistema de hidrocarburos compuestos de dos partes, petróleo y gas, cada uno de los cuales tiene una composición fija.

Se considera que el gas se disuelve en el petróleo y que la misma disminuye al bajar la presión. Las propiedades físicas de los fluidos dependen de la presión y temperatura y se supone que el gradiente de temperatura es lineal, o se considera que el flujo es isotérmico.

Los factores que intervienen en el flujo bifásico en tuberías horizontales son esencialmente los mismos tomados en cuenta en tuberías verticales, con la diferencia de que las pérdidas de energía por efectos gravitacionales no son considerados.

Las caídas de presión en flujo bifásico horizontal pueden llegar a ser 5 a 10 veces mayores que las ocurridas en flujo monofásico, esto se debe a que la fase gaseosa se desliza sobre la fase líquida, separadas ambas por una interfase que puede ser lisa o irregular dependiendo del régimen de flujo existente.

Los tipos de regímenes que pueden darse en flujo bifásico horizontal dependen de las variaciones de presión o de la velocidad de flujo de una fase con respecto a la otra; y son:

Flujo Burbuja: Las burbujas de gas se mueven a lo largo de la parte superior de la tubería, la fase continua es el líquido.

Flujo Tapón: Las burbujas aumentan de tamaño hasta llenar la parte superior de la tubería.

Flujo Anular: una película del líquido cubre las paredes de la tubería y el gas fluye por el interior de la misma llevando partículas de gas en suspensión.

Flujo Neblina: El líquido está completamente disperso en el gas, la fase continua es el gas que lleva en suspensión las gotas de líquido.

Entre las correlaciones para flujo bifásico que cubren todos los rangos de tasa de producción y tamaño de tubería, se encuentran las de: Duckler, Eaton, Beggs & Brill. De las cuales esta última es la más empleada en la industria.

La correlación de Beggs & Brill difiere significativamente de la de Hagedorn & Brown, dado que la primera puede aplicarse para cualquier tubería, inclinación y sentido de flujo. Este método se basa en el régimen de flujo que se daría si la tubería fuera horizontal, por lo cual se considera el comportamiento del “Holdup” con la inclinación. Debe considerarse que el régimen de flujo determinado como parte de esta correlación, es el régimen que ocurriría si la tubería fuese horizontal, por lo que para el caso de no serlo, es probable que el régimen determinado no sea el real.

La correlación de Beggs & Brill utiliza un balance de energía mecánica y una densidad promedio en sitio. El cálculo del gradiente de presión requiere de los siguientes parámetros:

$$N_{FR} = u_m / g * D \quad (150)$$

$$\lambda = u_{sl}/u_m \quad (151)$$

$$L_1 = 316 * \lambda_l \quad (152)$$

$$L_2 = 0,0009252 * \lambda_l^{-2.4684} \quad (153)$$

$$L_3 = 0,10 * \lambda_l^{-1,4516} \quad (154)$$

$$L_4 = 0,5 * \lambda_l^{-6,738} \quad (155)$$

Los regímenes de flujo horizontal usados como correlación son: segregados, de transición, intermitente y distribuido. El régimen de transición se da por las siguientes relaciones.

El flujo *segregado* existe sí:

$$\lambda_l < 0,01 \text{ y } N_{FR} < L_1 \quad \text{ó} \quad \lambda_l \geq 0,01 \text{ y } N_{FR} < L_2$$

El flujo de *Transición* ocurre sí:

$$\lambda_l \geq 0,01 \quad \text{y} \quad L_2 < N_{FR} \leq L_3$$

El flujo *Intermitente* existe sí:

$$0,01 \leq \lambda_l < 0,4 \quad \text{y} \quad L_3 < N_{FR} \leq L_1 \quad \text{ó} \quad \lambda_l \geq 0,4 \quad \text{y} \quad L_3 < N_{FR} \leq L_4$$

El flujo *Distribuido* existe sí:

$$\lambda_l < 0,4 \quad \text{y} \quad N_{FR} \geq L_1 \quad \text{ó} \quad \lambda_l \geq 0,4 \quad \text{y} \quad N_{FR} > L_4$$

Las mismas ecuaciones son usadas para calcular el “Holdup” líquido, y a partir de allí la densidad promedio para cada uno de los regímenes anteriores <sup>10, 14</sup>.

$$y_l = y_{lo} * \Psi \quad (156)$$

$$y_{lo} = a * \lambda_l^b / N_{FR}^c \quad (157)$$

Con la limitante de  $y_{lo} \geq \lambda_l$  y:

$$\Psi = 1 + C * [\operatorname{Sen}(1.8 * \theta) - 0.333 * \operatorname{Sen}^3(1.8 * \theta)] \quad (158)$$

Donde:

$$C = (1 - \lambda_l) * \ln(d * \lambda_l^e * N_{vl}^f * N_{FR}^g) \quad (159)$$

Los valores **a**, **b**, **c**, **d**, **e**, **f**, y **g** dependen del régimen de flujo y se estipulan en tablas. **C** debe ser mayor que cero.

Si el régimen de flujo es de transición, el “Holdup” líquido se calcula usando las ecuaciones para régimen *Segregado* e *Intermitente* y se interpola de la siguiente manera:

$$y_l = A * y_l(\text{Segregado}) + B * y_l(\text{Intermitente}) \quad (160)$$

Donde:

$$A = (L_3 - N_{FR}) / (L_3 - L_2) \quad (161)$$

$$B = 1 - A \quad (162)$$

El gradiente de fricción es:

$$(dp/dz)_f = 2 * f_{tp} * \rho_m * u_m^2 / g_c * D \quad (163)$$

$$\rho_m = \rho_l * \lambda_l + \rho_g * \lambda_g \quad (164)$$

$$f_{tp} = f_n * (f_{tp}/f_n) \quad (165)$$

El factor de no deslizamiento No-Slip,  $f_n$  surge al asumir tubería lisa ( $\varepsilon/D = 0$ ) y el número de Reynolds:

$$N_{REm} = \rho_m * u_m * D / \mu_m \quad (166)$$

Donde:

$$\mu_m = \mu_l * \lambda_l + \mu_g * \lambda_g \quad (167)$$

El factor de fricción bifásico:

$$f_{tp} = f_n * e^s \quad (168)$$

$$S = \ln(x) / [-0,0523 + 3,182 * \ln(x) - 0,8725 * \ln(x)^2 + 0,01853 * \ln(x)^4] \quad (169)$$

$$X = \lambda_l / y_l^2 \quad (170)$$

Dado que  $S$  no esta limitada en el intervalo  $1 < x < 1,2$  para este intervalo se tiene:

$$S = \ln(2,2 * x - 1,2) \quad (171)$$

La contribución de la energía cinética al gradiente de presión se toma de la siguiente manera:

$$(dp/dz) = [(dp/dz)_{EP} + (dp/dz)_F / 1-E_c] \quad (172)$$

$$E_c = \rho_m * u_m * u_{sg} / g_c * D \quad (173)$$

## **ANÁLISIS MECÁNICO**

El análisis mecánico, consiste en validar el diseño de los modelos estructurales ó mecánicos en los esquemas de completación de los pozos a ser perforados o a rehabilitar. En un pozo de petróleo, siempre ocurren eventos desde su perforación hasta su abandono, entre los que se encuentran: completación, evaluación, estimulación, trabajos de reparación y cierres, entre otros; el período de tiempo en el que se cumplen todas las etapas, se denomina vida productiva del pozo. Una vez puesta en marcha, la conceptualización y diseño de un pozo, es de suma importancia establecer e identificar las condiciones que podrían generarse a través de su vida productiva. Esto permite establecer los parámetros de trabajo a los cuales se verá sometido el mismo, garantizando la confiabilidad operacional de los equipos y actividades seleccionadas. Para lograr dicha confiabilidad operacional, es necesario valerse de herramientas de ingeniería, que permitan simular las condiciones a la que estará sometido el pozo. La herramienta de ingeniería seleccionada, para este caso fue el software desarrollado por la compañía Landmark, de nombre WELLCAT, este simulador mecánico es ampliamente usado por PDVSA al momento de diseñar y validar los esquemas de pozos.

El marco teórico cubrirá los principales rasgos del análisis mecánico, debido a que una explicación exhaustiva de todos los procedimientos del simulador ocasionaría un desarrollo teórico excesivamente largo y de alta complejidad. Por ello se definirán los rasgos fundamentales del análisis mecánico de manera que sea posible comprender la metodología y los resultados.

Una de las principales causas de fallas en tuberías y empacaduras es el movimiento de la sarta de producción. Este se produce como consecuencia de la variación de la presión y la temperatura al nivel de la empacadura. Estas variaciones llevan asociadas factores y efectos, que influyen en el desempeño de la tubería, serán definidos a continuación.

### **Factores**

Se denominan factores, a todos los elementos que influyen de una manera u otra en el comportamiento de un individuo u objeto, en este caso la tubería de producción. Entre los

factores fundamentales que influyen en el comportamiento de la tubería de producción se encuentran<sup>28</sup>:

- Tensión: Representa la fuerza real aplicada en superficie sobre la tubería, como resultado de la tracción de los elevadores sobre la misma. Se expresa en lbf. Está definida por convención como una fuerza negativa (-). Una tensión excesiva tiende alargar la tubería.
- Compresión: Representa la fuerza real aplicada sobre la tubería en dirección descendente, es también conocida como peso sobre la tubería y por convención posee signo positivo (+). Peso excesivo produce pandeo y aplastamiento de la tubería.
- 
- Presión: Es la fuerza aplicada por unidad de área. Puede ser ocasionada por una fuerza puntual, un conjunto de fuerzas o por una columna hidrostática. Existen diversidad de expresiones matemáticas que expresan relación entre la presión y la fuerza como se mostrará más adelante; pero su expresión más sencilla viene dada por:

$$P = \frac{F}{A} \quad (174)$$

Donde:

F: representa una fuerza.

A: corresponde al área en estudio o de interés.

P: La presión resultante.

La presión ejercida por una columna de fluido en condición estática viene dada, en unidades de campo por:

$$P = 0,052 * \rho * H \quad (175)$$

Donde:

$\rho$ : es la densidad del fluido en [lbs/gal]

H: la altura de la columna de fluido [pies]

P: la presión resultante en [lbs/pul<sup>2</sup>]

La presión es una de las principales causas de fallas en tubería; una presión excesiva, dentro de la tubería, mayor a la resistencia del acero y a la presión externa, produce el fenómeno llamado estallido. Mientras que una presión externa excesiva, mayor a la resistencia del material que constituye la tubería y a la presión interna, produce el fenómeno llamado colapso. Estos dos fenómenos están bien explicados en el efecto de abombamiento o balón.

### **Efectos**

En una completación, la tubería de producción sufrirá deformaciones en forma de acortamiento o alargamiento, en función de los factores que estén presentes para determinada condición. Estas deformaciones están directamente relacionadas con sus efectos correspondientes. Estos son: el efecto pistón también conocido como “Ley de Hooke”, efecto de pandeo, balón o abombamiento y temperatura todos estos efectos son capaces de producir movimiento en la tubería de producción.

➤ Efecto pistón o ley de Hooke aplicada al movimiento de tubería: Es originado por la acción de fuerzas hidrostáticas que actúan sobre las superficies planas, perpendiculares o inclinadas con respecto al eje imaginario de la tubería de producción, tanto en el interior como en el exterior de la misma.<sup>29</sup> Figura 14. El efecto consiste en un alargamiento o acortamiento de la tubería de producción en función del valor de la fuerza resultante sobre la empacadura. El efecto pistón o ley de Hooke puede expresarse matemáticamente como:

$$\Delta L_1 = -\frac{L * \Delta F}{E * A_s} \quad (176)$$

donde:

$\Delta L_1$ : cambio de longitud por efecto pistón [pulg.]

L: longitud de la tubería de producción [pies]

$\Delta F$ : fuerza resultante sobre la empacadura [lbf]

E: módulo de elasticidad del material de la tubería

$A_s$ : Área transversal de la tubería [pulg<sup>2</sup>]

$\Delta F$  puede definirse en la expresión que sigue:

$$\Delta F = (A_p - A_i)\Delta P_i - (A_p - A_o)\Delta P_o \quad (177)$$

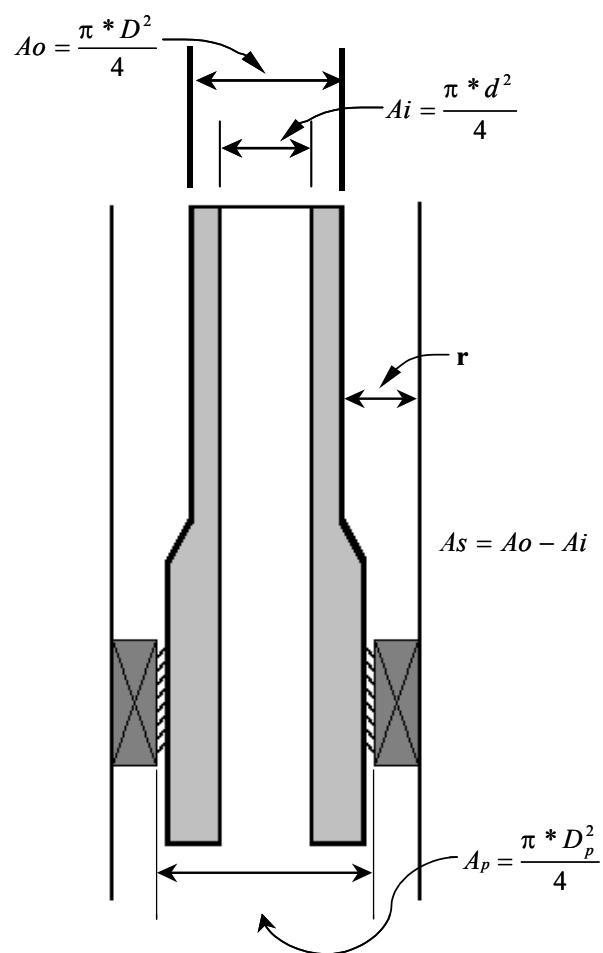


Figura 14 Definición de términos

Donde:

Ap: Área transversal interior de la empacadura [pulg<sup>2</sup>]

Ai: es el área transversal interior de la tubería [pulg<sup>2</sup>]

Ao: Área transversal exterior de la tubería [pulg<sup>2</sup>]

ΔPo: Cambio de presión fuera de la tubería al nivel de empacadura [lpc]

ΔPi: Cambio de presión dentro de la tubería al nivel de empacadura [lpc]

La convención de signos acordados para la fuerza es:

Positivo (+) = Fuerza de compresión

Negativo (-) = Fuerza de tensión

Esta convención de signos fue desarrollada e implementada por Lubinski en 1962 y Hammerlindl 1980. Aun en día suele usarse esta convención de signos. Contrariamente a estos autores, R.F. Mitchell a través de su gran variedad de trabajos considera contrarias estas fuerzas estableciendo una convención de valores positivos para la tensión y negativos para la compresión. La aplicación de ingeniería WELLCAT de igual forma emplea la convención establecida por Mitchell, en consecuencia

Positivo (+) = Fuerza de tensión

Negativo (-) = Fuerza de compresión

Las ecuaciones (176) y (177) aplican en tuberías de sección transversal constante; el estudio aquí desarrollado, de igual manera, trabaja con tuberías de producción de sección constante. En consecuencia no se considera necesario reflejar las ecuaciones desarrolladas por diversos autores<sup>29, 30</sup> para tuberías de producción de secciones variables.

➤ Efecto pandeo: Consiste en una deformación helicoidal de la tubería de producción ver Figura 15, originada por la fuerza producida por un cambio de presión entre el interior y el exterior de la tubería al nivel de la empacadura. Se expresa matemáticamente como:

$$F_f = Ap \times (Pi - Po) \quad (178)$$

donde:

$F_f$ : fuerza que genera el pandeo [lbf]

$Ap$ : Área transversal interna de la empacadura [pulg<sup>2</sup>]

$Pi$ : Presión dentro de la tubería al nivel de la empacadura [lppc]

$Po$ : Presión fuera de la tubería al nivel de la empacadura. [lppc]

Como producto de esta deformación la tubería se acorta, resultando el signo de la fuerza negativo. Es de resaltar que si el valor de la fuerza es menor o igual a cero entonces el cambio de longitud por efecto pandeo es igual a cero.

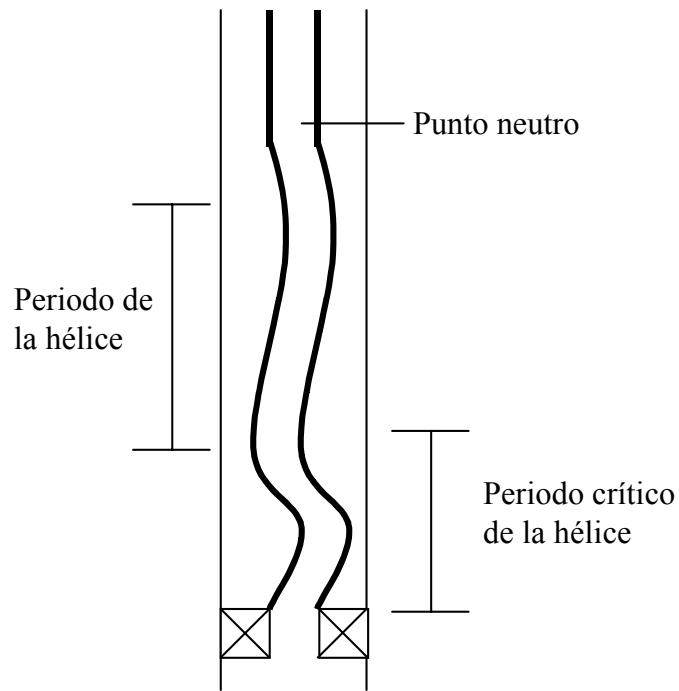


Figura 15 Efecto pandeo

Para determinar el valor exacto de la deformación es necesario conocer la longitud de pandeo, la cual representa la distancia medida desde la empacadura hasta el punto a partir del cual la tubería no está deformada helicoidalmente, este punto es conocido como punto neutro. El punto neutro es lugar donde los esfuerzos principales se igualan<sup>29</sup>

Dependiendo de la longitud pandeada, el punto neutro debe localizarse dentro de la sarta de producción o a una distancia tal que esté ubicado fuera de la sarta de producción. Estas distancias se expresan por las formulas:

1 Longitud de la sección pandeada si el punto neutro esta ubicado dentro de la sarta de producción Figura 16a:

$$\Delta L_2 = -\frac{r^2 * F_f^2}{8 * E * I * W} \quad (179)$$

2 Longitud de la sección pandeada si el punto neutro está fuera de la sarta de producción  
Figura 16b:

$$\Delta L_2 = -\frac{r^2 * F_f^2}{8 * E * I * W} * \left[ \frac{L * W}{F_f} * \left( 2 - \frac{L * W}{F_f} \right) \right] \quad (180)$$

donde:

$\Delta L$ : longitud pandeada [pulg]

r: Holgura o distancia radial entre la pared interna del revestidor de producción y la tubería eductora [pulg]

$F_f$ : Fuerza que origina el pandeo [lbf]

E: Módulo de elasticidad del material de la tubería

I: es el momento de inercia [pulg<sup>4</sup>]

W: Peso de la tubería en el fluido. [lb/pie]

El punto neutro es calculado mediante la ecuación:

$$n = \frac{F_f}{W} \quad (181)$$

$$W = Wa + (\rho_i * Ai - \rho_o * Ao) \quad (182)$$

Donde:

W: peso de la tubería en el fluido. [lb/pie]

Wa: Peso de la tubería en el aire. [lb/pie]

$\rho_i$ : densidad final dentro de la tubería. [lpc]

$\rho_o$ : densidad final fuera de la tubería. [lpc]

Ai: Área transversal interior de la tubería. [pulg<sup>2</sup>]

Ao: Área transversal exterior de la tubería. [pulg<sup>2</sup>]

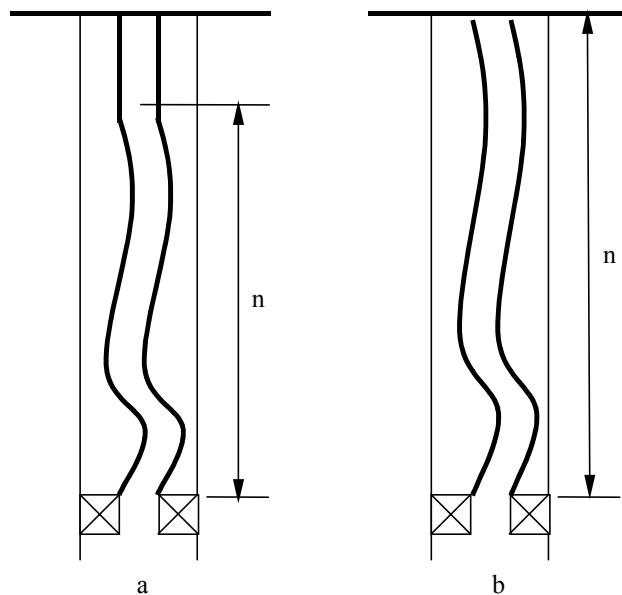


Figura 16 Localización del punto neutro

Otro parámetro por considerar en el cálculo del pandeo en tuberías de producción es el período del hélice o pitch, el cual representa la distancia entre dos crestas consecutivas de la hélice. Para fines de cálculo se considera el pitch crítico, cuyo valor indica el mínimo valor del periodo de la hélice inmediatamente por encima de la empacadura; siendo este valor considerado para determinar la longitud máxima de la herramienta que fuese empleada en operaciones a futuro. Se expresan matemáticamente mediante las ecuaciones:

$$p = \pi * \sqrt{\frac{8 * E * I}{F_f}} \quad (183)$$

$$Lt = \frac{p}{\pi} * \arccos \left[ 1 - \frac{D_d - D_h}{r + \frac{D_d}{2}} \right] \quad (184)$$

Donde

p: periodo critico de la hélice [pies]

Lt: longitud máxima de la herramienta a emplear dentro de la tubería [pies]

D<sub>d</sub>: Diámetro desviado de la tubería de producción [pulg]

D<sub>h</sub>: Diámetro exterior de la herramienta de guaya [pulg]

- Efecto balón o de abombamiento: Consiste en un abombamiento, estallido, o en un aplastamiento, colapso, de la tubería de producción, por efecto de las presiones dentro y fuera de la misma ver Figura 17. Si la presión interna de la tubería es menor a la exterior, ocurre el aplastamiento, balón inverso, de la tubería y en consecuencia la misma se alarga. Si por el contrario la presión interna es mayor a la externa la tubería se ensancha o abomba conocido como efecto balón, produciendo un acortamiento en la tubería.

&gt;

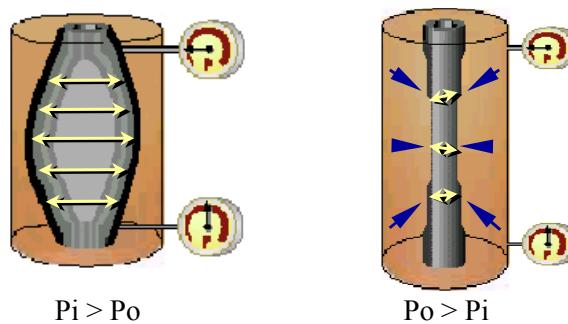


Figura 17 Efecto de abombamiento o balón

La expresión original para el cálculo de este efecto considera las fuerzas de fricción que se originan entre la pared interna de la tubería y el fluido que contiene, lo cual produce una caída de presión en el sistema. Sin embargo esta no será considerada en el diseño para establecer así una condición crítica obteniéndose la siguiente expresión:

$$\Delta L_3 = -\frac{\mu * L^2}{E} * \left( \frac{\Delta \rho_i - R^2 * \Delta \rho_o}{R^2 - 1} \right) + \frac{2 * \mu * L}{E} * \left( \frac{\Delta P_i - R^2 * \Delta P_o}{R^2 - 1} \right) \quad (185)$$

Donde:

$\mu$ : Coeficiente de Poisson 0,3 para el acero.

R: Relación de diámetros de la tubería de producción OD/ID.

$\Delta \rho_i$ : Cambio de densidad del fluido dentro de la tubería al nivel de la empacadura. [lpc]

$\Delta \rho_o$ : Cambio de densidad del fluido fuera de la tubería al nivel de la empacadura. [lpc]

$\Delta P_i$ : Cambio de presión dentro de la tubería al nivel de la superficie. [lpc]

$\Delta P_o$ : Cambio de presión fuera de la tubería al nivel de la superficie. [lpc]

L: longitud de la tubería de producción.

➤ Efecto temperatura: Este efecto representa el mayor porcentaje de deformación en aquellas operaciones donde estén implicadas variaciones de temperatura, tales como desplazamiento, estimulación y producción. En cada caso el material de la tubería se somete a cambios de temperatura, que dan origen a tal deformación. Cuando la tubería experimenta una reducción abrupta en su perfil de temperatura, entonces la tubería se contrae o se acorta. Si por el contrario se presenta un incremento en la temperatura, entonces la tubería se dilata y se alarga. Para determinar el cambio de temperatura promedio en un pozo, debe aplicarse la ecuación siguiente:

➤

$$\Delta T = \frac{(Tfs + Tff)}{2} - \frac{(Tis + Tif)}{2} \quad (186)$$

Donde:

$Tfs$ : Temperatura final de superficie [°F]

$Tff$ : Temperatura final de fondo del pozo [°F]

$Tis$ : Temperatura inicial de superficie [°F]

$Tif$ : Temperatura inicial de fondo [°F]

Finalmente con el valor obtenido en la ecuación anterior, calculamos el cambio de longitud por efecto del cambio de temperatura mediante la expresión:

$$\Delta L_4 = L * B * \Delta T \quad (187)$$

Donde:

$\beta$ : Coeficiente de expansión térmica del material de la tubería.

$L$ : Longitud de la tubería de producción.

Además de estos efectos, se produce un movimiento adicional el cual se genera cuando la tubería se asienta inicialmente a compresión y es llamado como efecto de peso sobre la tubería.

- Efecto de peso sobre la tubería: También conocido como efecto “Slackoff”, se produce cuando se aplica una fuerza mecánica sobre la tubería de producción. Esta fuerza generará dos efectos.<sup>29</sup> Los cuales son: son: el efecto pistón y efecto pandeo. Con respecto al pistón ahora la fuerza que origina la deformación corresponde a la fuerza mecánica aplicada; por lo tanto, para su cálculo se debe sustituir este valor en la ecuación (176) y obtener el valor del cambio de longitud correspondiente  $\Delta L_{1S}$ . Para los cálculos del efecto pandeo como consecuencia del peso aplicado sobre la tubería se debe tomar en cuenta la localización del punto neutro y sustituir el valor de la fuerza impuesta en superficie en las ecuaciones (179) ó (180), en la que corresponda, produciéndose el correspondiente cambio de longitud  $\Delta L_{2S}$ . Para finalizar, el movimiento total del efecto del peso sobre la tubería es igual a la sumatoria del efecto pistón, más el efecto pandeo calculado.<sup>29</sup>
- 
- Esto es:

$$\Delta L_5 = \Delta L_{1S} + \Delta L_{2S} \quad (188)$$

Este cambio de longitud solo se presenta cuando se asienta la tubería a compresión.

- Esfuerzo Triaxial: El esfuerzo Triaxial, no es realmente un esfuerzo. Consiste en una evaluación teórica, la cual permite generar el comportamiento de los esfuerzos en tres dimensiones para ser comparados con esfuerzo uniaxiales.<sup>31</sup> El esfuerzo Triaxial está basado en la teoría de Hencky-von Mises de “Strain energy of distortion”. Los esfuerzos Triaxiales frecuentemente se llaman esfuerzo equivalente de Von Mises (VME). Se representa matemáticamente por la ecuación:

$$Y_p = \sigma_{VME} = \frac{1}{\sqrt{2}} \left[ (\sigma_z - \sigma_\theta)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (189)$$

Donde:

$Y_p$ : “yield strength” o esfuerzo de cedencia mínimo

$\sigma_{VME}$ : Esfuerzo Triaxial

$\sigma_z$ : Esfuerzo axial

$\sigma_\theta$ : Esfuerzo tangencial

$\sigma_r$ : Esfuerzo radial

Asumiendo que  $\sigma_z$  y  $\sigma_\theta \gg \sigma_r$  la ecuación anterior se simplifica a la ecuación elíptica que se expresa a continuación:

$$Y_p = \left[ \sigma_z^2 - \sigma_z \sigma_\theta + \sigma_\theta^2 \right]^{\frac{1}{2}} \quad (190)$$

Generalmente se presenta como se muestra en la Figura 18.

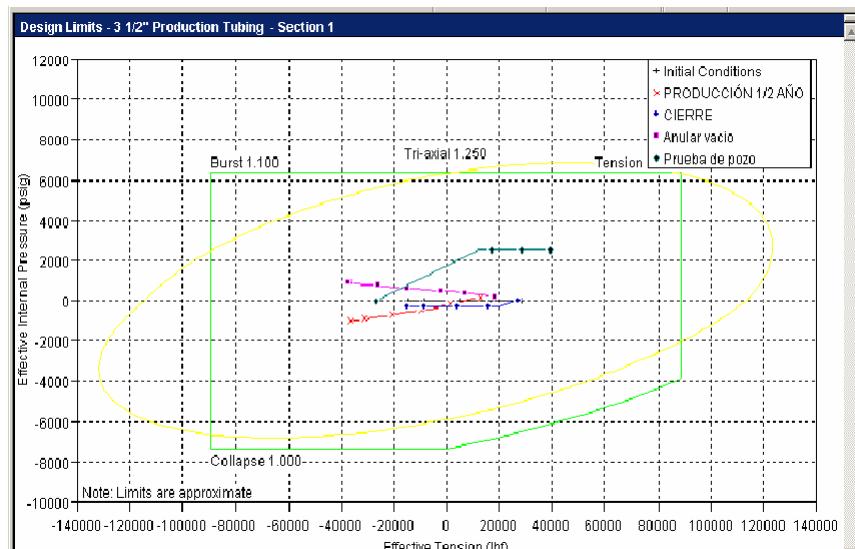


Figura 18 Elipse de esfuerzos Triaxiales

### **Movimiento de tubería**

Es referido al desplazamiento neto o total, de acortamiento o alongamiento, que sufre la tubería como consecuencia de los factores y efectos presentes en las mismas. Analíticamente el movimiento total es la suma algebraica del movimiento parcial producido por todos los efectos: pistón, pandeo balón y temperatura.<sup>29</sup> descritos anteriormente.

Se expresa como sigue:

$$\Delta L_{Total} = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 + \Delta L_4 + \Delta L_5 \quad (191)$$

Se puede expresar también como:

$$\Delta L_{Total} = \text{Ecuación 176} + \text{Ecuación 179} + \text{Ecuación 185} + \text{Ecuación 187} + \text{Ecuación 188}$$

Esto se presenta si la tubería posee la capacidad de moverse en la empacadura. Forzosamente si la tubería está anclada el movimiento total será igual a cero, debido a la incapacidad de la tubería de moverse, provocando como consecuencia un mayor grado de pandeo por aumento de la fuerza de compresión o aumento de la fuerza axial por aumento de la fuerza de tensión.

Un movimiento total positivo indica un alargamiento de la tubería, mientras que un acortamiento estaría representado por  $\Delta L_{Total}$  menor que cero.

### **Factores de seguridad o diseño**

Los factores de diseño son, la relación entre la carga a que esta sometido el tubular y la carga máxima recomendada por el fabricante. Estos factores son generalmente mayores que uno, el valor decimal presente constituye un porcentaje de sobre diseño o seguridad del valor real.

Estos factores son muy empleados al realizar la validación de las sartas de revestimientos y tuberías de producción, con ellos se establecen los límites de fuerzas y presiones que deben soportar los tubulares. Los valores límites son siempre menores al valor máximo recomendado por el fabricante. Para establecer las líneas límites se divide el máximo valor dado por el fabricante entre el factor de diseño o seguridad y el resultado será el nuevo valor límite. Es decir, por ejemplo la tubería de diámetro 2 7/8", grado J-55 y peso 6,5lbs/pie, posee una resistencia al estallido recomendada por el fabricante, de 7265lppc. Si el factor de diseño empleado por PDVSA es de 1,1 entonces el valor límite de diseño será igual a 6605lppc. Es decir, se diseña con una condición límite menor lo que da como consecuencia un equipo más seguro.

Existen factores de seguridad tanto para el cuerpo de la tubería como para las conexiones y todas están estandarizadas en PDVSA y sus valores se muestran a continuación:

**Tabla 7 factores de seguridad empleados por PDVSA**

<u>Para el cuerpo de la tubería</u>	<u>Para las conexiones entre tuberías</u>
Triaxiales: 1,250	Estallido: 1,100
Estallido: 1,100	Fuga: 1,100
Colapso: 1,000	Tensión: 1,600
Axial: 1,600	Compresión: 1,600

Esto indica que a excepción del colapso todas las fuerzas y presiones que influyen sobre la tubería están sobre diseñadas, y poseen un factor de seguridad que se encuentra en un rango que oscila desde un 10% hasta un 60% del valor recomendado por el fabricante. Esta sobre estimación se realiza para prevenir posibles fallas tanto en el cuerpo de la tubería como en las conexiones de la misma.

Adicionalmente, la relación entre la carga a que está sometido el tubular y la carga máxima recomendada por el fabricante, es usada para comparar los factores de diseño de la tubería con los factores de diseño estandarizados por PDVSA. Por ejemplo si la relación entre

carga axial del tubular y la carga máxima dada por el fabricante es igual a 2, el diseño planteado es más seguro que los estándares dados por la compañía en un 40%.

### **Diseño de cargas que afectan mecánicamente al pozo**

Los pozos se ven afectados por las operaciones que se realizarán a lo largo de su vida productiva, por lo cual es necesario considerar las posibles cargas que generarán dichas operaciones y el efecto que tendrán sobre la tubería y la empacadura de producción.

Es necesario considerar, qué operaciones de estimulación pueden aplicarse en el Área para pozos productores de petróleo. Particularmente para Socororo se ha considerado, en este trabajo, el fracturamiento hidráulico como una opción viable. En otras áreas en las que fuesen factibles los procesos de acidificación o que posean un plan de inyección bien estructurado, las cargas generadas por dichas operaciones deben tomarse en cuenta.

Las cargas pueden dividirse en dos categorías, a saber, cargas temporales y cargas puntuales. Es necesario evaluar por separado las condiciones de producción y estimulación de los pozos, de manera tal que facilite el análisis y comprensión de los resultados.

### **Pozos bajo condición de producción**

Existen cargas asociadas a períodos de tiempo o temporales y existen cargas que generan condiciones instantáneas o puntuales. Ellas dependen de la tasa de producción a la que opere el pozo. En busca de una condición límite, las cargas deben estar asociadas a la mayor tasa de producción prevista, en el caso de existir algún rango de ellas, en las que se espere produzca el pozo. En caso de no existir un rango de tasas operativas, debe emplearse la tasa que sugiera el grupo de producción.

Una vez seleccionada la tasa de trabajo, puede diseñarse las cargas, las cuales influirán tanto en la selección del peso de la tubería como en el obturador a emplear.

### Cargas temporales de tubería

Las operaciones principales que generan cargas asociadas a períodos de tiempo, son:

- Producción
- Cierre de pozo

#### Producción

La producción será la carga que tendrá asociada la tubería a lo largo de toda su “vida”. Dicha carga generará cierto grado de movimiento al tubular el cual debe ser soportado por el obturador. Determinado período de tiempo está asociado a cierto volumen de fluido, el cual genera fuerzas que influyen sobre la tubería. Estas fuerzas no aumentan infinitamente, crecen hasta estabilizarse. Si la tasa esperada para el pozo es alta, mayor a 1000 barriles diarios, el volumen generado para un período de 120 días es tal que llega al límite de crecimiento de la fuerza. Es decir, con un periodo de producción de 4 meses se alcanza la condición deseada. Sin embargo en este trabajo se empleó para una tasa de 1250 BN/D, un periodo de producción de 6 meses. Debido a que se emplea un simulador de análisis estructural, no existe ninguna dificultad en establecer tiempos mayores.<sup>32</sup>

#### Cierre de pozo

Esta condición se obtiene cuando, por determinadas causas, como problemas mecánicos, disminución de producción, entre otros, el pozo debe cerrarse. Esto genera una restauración de presión dentro en el pozo, que afecta en mayor o menor grado el tubular.<sup>32</sup>

### Cargas instantáneas o puntuales

Las cargas instantáneas o puntuales, son las que no están asociadas a un período de tiempo en la vida productiva del pozo, por el contrario es una condición puntual que puede desarrollarse en determinado momento de la vida del mismo. Las operaciones que generan cargas puntuales estudiadas en este trabajo son:

- Condición inicial
- Prueba de tubería
- Anular vacío

### Condición inicial

Se denomina condición inicial del pozo, al estado que posee el mismo una vez culminada la completación. Los pozos son generalmente completados con agua fresca. Para disminuir la invasión que produce la completación a la formación, esta debe realizarse bajo balance y con fluidos con bajo contenido de sólidos. Las fuerzas iniciales presentes en el pozo como consecuencia de los factores mencionados anteriormente, pueden estar balanceadas o no, dependiendo de la condición de asentamiento de la empacadura.

### Prueba de tubería

Esta operación se realiza al finalizar la completación del pozo o en algún momento que se sospeche que la tubería pudiese presentar fallas; se coloca un tapón en un niple ubicado al final de la tubería, luego se aplica presión desde la superficie y se verifica que esta presión se mantenga. Si la presión disminuye es un indicativo de fuga en la tubería.<sup>32</sup>

### Anular vacío

Esta es la carga que se genera en pozos que no fluyen naturalmente debiendo aplicarse algún método de levantamiento artificial.<sup>32</sup> Como se ilustra en la metodología, sección de recopilación de información, el campo está completado principalmente por bombeo mecánico; de igual forma en la sección de productividad en función de la completación, se presenta el bombeo por cavidades progresivas como el método principal dadas las características del pozo, localización E-PJ.

Es bueno recalcar, que estas son las operaciones que se estiman pueden aplicarse en el Área Mayor de Socororo, en otras áreas o campos del país donde exista precedente o algún estudio desarrollado de inyección de agua o vapor continua o alterna, trabajo de

acidificación o cualquier otra operación, estas deben evaluarse y determinar su influencia sobre la tubería.

### **Pozos a ser fracturados**

Una de las opciones de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo, consiste en la realización de fracturamientos hidráulicos. Se considera que es factible este tipo de operaciones, debido a que se han realizado en otras áreas del país<sup>33</sup> con características de presión, espesores de arena, tipo de fluidos, similares con resultados prometedores. En busca de mejorar de las tasas de producción, relativamente bajas, de los pozos en el área, se estudiará esta como una alternativa viable para los pozos a ser perforados a futuro.

Para realizar este estudio, desde el punto de vista mecánico, es necesario diseñar un par de cargas y verificar que se logre una condición segura al momento de realizarla. Este par de cargas se denominaron: Frac-Pack y Frac Screen-Out. Estas cargas no están asociadas a un periodo de tiempo prolongado por lo cual se consideran y tratan como cargas puntuales o instantáneas.

El diseño de la fractura no fue parte de este trabajo, para ello se emplearon estudios<sup>33, 34</sup> realizados en el Área y en áreas con características similares, para luego fusionarlos y aplicarlos a este trabajo. Las condiciones específicas de los parámetros operativos y el diseño de la fractura están ampliamente explicados en la sección de metodología, por lo tanto en esta sección se ofrecerá una idea macro del diseño de cargas.

### **Frac Pack**

Esta carga simula las fuerzas y presiones presentes en el proceso de fractura, es diseñada para determinar si la tubería de producción está en capacidad de desempeñarse como sarta de fractura, o si por el contrario es necesario emplear una sarta más robusta durante el fracturamiento.<sup>32</sup>

### Frac Screen-Out

Esta condición, se produce en las etapas finales del proceso de fractura. Es lograda cuando el fluido de empaque se deshidrata y aumenta la presión en el sistema debido a la carencia de movimiento de fluidos en el mismo, lo que minimiza las perdidas por fricción aumentando la presión de fondo y cabezal. Esta condición puede sugerir que la fractura se realizó satisfactoriamente, o si se logra de una manera prematura la certeza de un fracturamiento ineficiente.<sup>32</sup>

La condición de Frac Screen-Out, es la que produce los parámetros operativos más altos por lo cual debe ser diseñada y analizada desde el punto de vista mecánico y estructural, debido a que posiblemente sea la condición limitante que seleccione una tubería o equipo de superficie.

### **Fuerza resultante sobre la empacadura**

El cálculo de la fuerza resultante sobre la empacadura, consiste en la realización de diagramas de cuerpo libre al nivel de la empacadura, realizando balance de fuerzas por encima y por debajo de la misma. La fuerza sobre la empacadura se puede analizar desde dos puntos de vista:

➤ Fuerza tubería empacadura: se define como la fuerza real que se produce al nivel de la empacadura de producción, entre la tubería y la empacadura por efecto de las deformaciones y las fuerzas que actúan sobre la tubería.<sup>29</sup> Para la determinación de esta fuerza, se emplea la convención de signo positivo para las fuerzas en dirección hacia abajo o descendente (+) y negativo para las fuerzas con dirección hacia arriba o ascendentes (-). Este tipo de fuerza se desarrolla en empacaduras las cuales no permiten el movimiento de la tubería de producción.

Las tuberías eductoras son generalmente asentadas a tensión o a compresión. Lo más resaltante del sistema es que la tubería no se moverá, porque no se le permite, y una fuerza resultante se genera después de que los cambios de presión y temperatura ocurren.

Desde este punto hacia delante las siguientes fuerzas deben ser consideradas: La fuerza aplicada  $F$ , la fuerza actual  $F_a$ , y la fuerza ficticia  $F_f$ .

La próxima fuerza a considerar es la fuerza requerida para mantener la tubería dentro de la empacadura, fuerza de la empacadura hacia la tubería  $F_p$ . Debido a la restricción en la empacadura, una nueva fuerza es creada y es denotada como fuerza resultante actual  $F_a^*$ , la cual es determinada por la ecuación siguiente:

$$F_a^* = F_a + F_p \quad (192)$$

Bajo en mismo razonamiento, una nueva fuerza resultante ficticia es creada y es determinada como sigue:

$$F_f^* = F_f + F_p \quad (193)$$

La fuerza de la empacadura hacia la tubería  $F_p$ , es la fuerza necesaria para prevenir el movimiento de la misma. Como lo ilustra la sección de los efectos, el movimiento final alcanzado es el resultado en los cambios en temperatura y presión además de la fuerza mecánica inicial aplicada. El movimiento final es  $\Delta L_{Total}$  de la ecuación (191); de este modo, para prevenir el movimiento de la tubería, una fuerza o restricción es requerida con una magnitud suficiente para inducir el mismo movimiento pero de sentido contrario  $(-\Delta L_{Total})$ , el cual de aquí en adelante será denotado como  $\Delta L_P$ . Si no es incluido el efecto pandeo, la relación entre la mínima longitud de sellos requerida ( $\Delta L_{Total}$ ) y la fuerza de la tubería hacia la empacadura ( $F_P$ ) es lineal y puede ser calculada por la ecuación 176, sustituyendo  $\Delta L_I$  por  $\Delta L_P (-\Delta L_{Total})$  donde  $F$  será  $F_P$ .

Para obtener  $F_P$ , en una tubería de diámetro uniforme que incluya el efecto pandeo, debe ser usado el principio de superposición debido a que  $F_P$  no puede ser calculado directamente. Sin embargo, para prevenir errores, si la solución requiere el principio de superposición, todos los problemas son resueltos con este método. A este nivel debe estar claro que  $F_P$  es la fuerza que contrarresta el cambio de longitud que trata de ocurrir debido al efecto pistón, pandeo, como resultado de las presiones, balón, cambio de temperatura y fuerzas iniciales aplicadas. La fuerza resultante actual  $F_a^*$ , es la fuerza en la sarta de tubería inmediatamente por encima de la empacadura. Debido a que cualquier cambio en las fuerzas en las secciones transversales es transferido a la empacadura. Las fuerzas que conforma  $F_a^*$  son causadas por la fuerza inicial actual  $F_{ai}$ , parte del pandeo, como resultado de las presiones, efecto balón, cambios de temperatura y fuerza inicial aplicada. El mismo razonamiento, de igual forma aplica a la fuerza resultante ficticia  $F_f$ .

Para obtener el valor de  $F_P$  por superposición, imagine la tubería sin restricción y una fuerza igual en magnitud y dirección a  $F_f$  es aplicada en la parte inferior de la tubería. Esta fuerza produce un cambio de longitud imaginario, denotado como cambio de longitud ficticia,  $\Delta L_f$  el cual es determinado en completaciones de diámetro constante como sigue:

1. Para un valor positivo de  $F_f$  cuando  $n$  (punto neutro) es menor que la longitud de la tubería,  $n < L$ , las ecuaciones (176) y (179) son empleadas:

$$\Delta L_f^* = -\frac{L * F}{E * A_s} - \frac{r^2 * F^2}{8 * E * I * W} \quad (194)$$

$\Delta L_f = \Delta L_f^*$  donde  $F_f$  es usado por  $F$  en las ecuaciones (194), (195) y (196).

2. Para valores positivos de  $F_f$  cuando  $n > L$ , ambas ecuaciones la (176) y la (180) son empleadas:

$$\Delta L_f^* = -\frac{L * F}{E * A_s} - \frac{r^2 * F^2}{8 * E * I * W} * \left[ \frac{L * W}{F} * \left( 2 - \frac{L * W}{F} \right) \right] \quad (195)$$

3. Para valores negativos de  $F_f$ , la ecuación de pandeo no aplica reduciéndose la ecuación a:

$$\Delta L_f^* = -\frac{L * F}{E * A_s} \quad (196)$$

Rescribiendo la ecuación (193) en término de cambio de longitudes hipotéticas resultantes y conociendo los valores de  $\Delta L_f$  y  $\Delta L_P$  el valor de  $\Delta L_f^*$  es obtenido.

$$\Delta L_f^* = \Delta L_f + \Delta L_P \quad (197)$$

Una vez conocido  $\Delta L_f^*$  se obtiene  $F_f^*$  por la solución de las ecuaciones (194), (195) o (196). Las ecuaciones deben ser usadas dependiendo de las diferentes condiciones expuestas:

- 1 si el signo de  $\Delta L_f^*$  es positivo es usada la ecuación (196)
- 2 si el signo  $\Delta L_f^*$  es negativo la ecuación (194) es usada, la cual es despejada de la siguiente manera:

$$F_f^* = \frac{-\frac{L}{EA_s} \pm \sqrt{\left(\frac{L}{EA_s}\right)^2 - \frac{r^2 \Delta L_f^*}{2EIW}}}{\frac{r^2}{4EIW}} \quad (198)$$

La nomenclatura empleada es la misma de la Figura 14. Si el punto neutro de  $F_f$  es mayor a la longitud de la tubería esta ecuación no debe ser empleada, en su lugar debe usarse la ecuación (195).

Una vez conocida  $F_f^*$ ,  $F_P$  se determina fácilmente con la ecuación (193), permitiendo el cálculo de  $F_a^*$  de la ecuación (192). Una vez determinado  $F_P$ , se ha determinado la fuerza de la tubería hacia la empacadura. Como es apreciable este es un procedimiento tedioso y largo por lo que su determinación se ha dejado principalmente a los simuladores.

La segunda fuerza considerada para el análisis de fuerzas resultantes al nivel de la empacadura es la que se presenta a continuación:

- Fuerza de la empacadura hacia el revestimiento: Esta definida como la fuerza que se produce al nivel de la empacadura entre esta y el revestimiento por efecto de las fuerzas que ejercen los fluidos sobre y por debajo de ella.

Para verificar si la empacadura se desasienta, es necesario realizar un balance de fuerzas completo, es decir, sin separar tubería de revestimiento. Por ejemplo<sup>35</sup>: Para determinar si una empacadura asentada se desasentará en un proceso de inyección se realiza un balance de fuerzas como lo muestra la figura 19. En este ejemplo el pozo está equipado con un revestimiento de producción de  $5 \frac{1}{2}''$ , una empacadura asentada con 7000lbs a una profundidad de 6000 pies y una tubería de fractura de  $2 \frac{3}{8}''$ . El anular contiene agua salada.

Ácido con crudo es desplazado a través de la tubería. La fuerza resultante impuesta en superficie es de 1000lbs, este balance de fuerzas da como resultado 3800lbs en dirección ascendente lo que implica que la empacadura se desasienta.

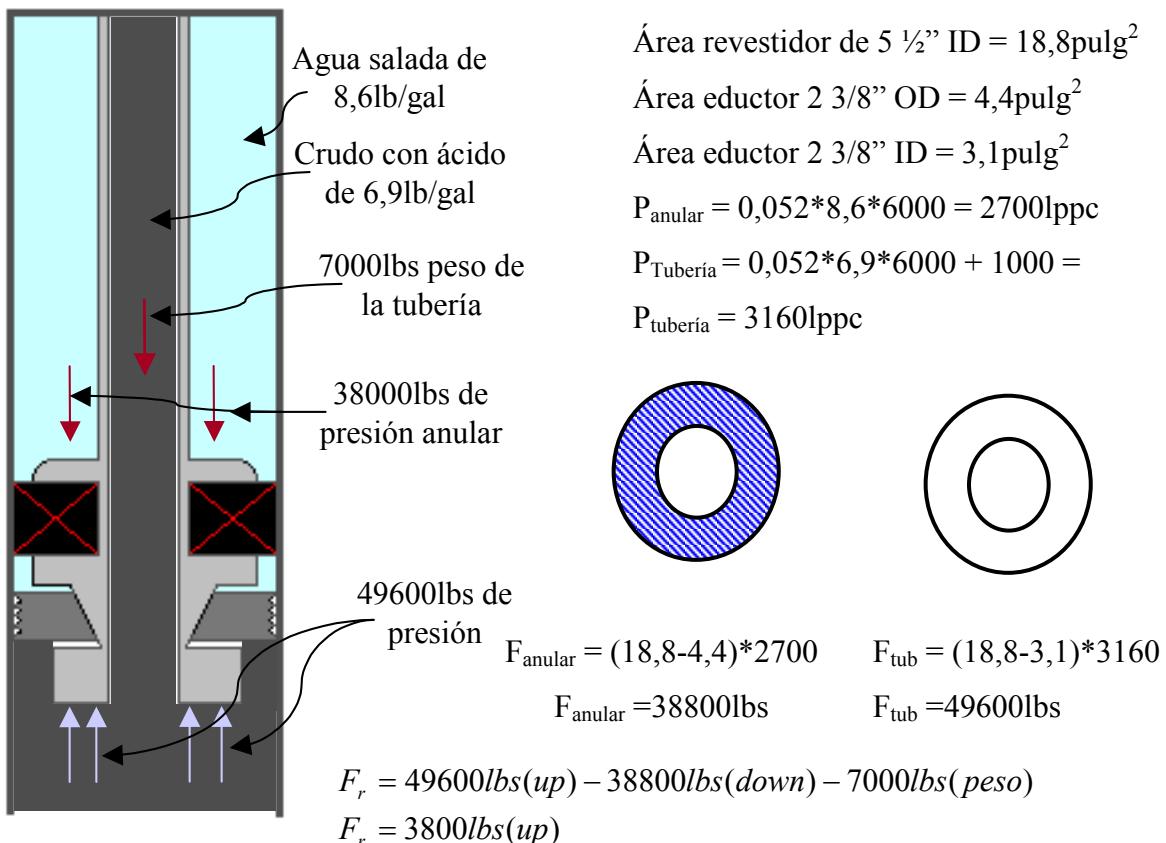


Figura 19 Balance de fuerzas, cálculo de asentamiento de empacadura

Para remediar este problema hay que imponer más peso sobre la tubería o emplear una empacadura de tensión compresión de tal manera que no se desasiente.

### Análisis de fuerza en la tubería

Con el análisis de fuerza en tubería, se desea básicamente conocer la magnitud y la dirección de la fuerza axial en cada segmento de la tubería, indicando si la sección está a compresión o a tensión. Para ello se emplea el estudio desarrollado por Mitchell<sup>36</sup>. El cálculo de la fuerza en la tubería, es determinado por la presión, el peso de la tubería, fuerzas mecánicas externas y la fricción. La fuerza axial varía con la profundidad, el peso del tubular y la fricción, como se muestra:

$$F_a(z) = w_s \cos\phi \pm \mu W_n \quad (199)$$

Donde:

$F_a$ : es la fuerza axial, convención de signos: fuerza de tensión positiva.

$w_s$ : es el peso efectivo de la tubería por pies.

$\phi$  : es el ángulo de inclinación del hoyo con la vertical.

$\mu$ : es el coeficiente de fricción.

$W_n$ : es la fuerza de contacto entre la tubería y el revestimiento.

Mitchell emplea el método de elemento finito mediante el cual se puede analizar la tubería por segmentos, método desarrollado por Galerkin<sup>36</sup>, el cual realiza una interpolación de funciones cuadráticas y lineales para determinar las fuerzas de fricción junto con la fuerza axial y otros parámetros<sup>36</sup>.

### **Límites de diseño**

Los límites de diseño, son el conjunto de valores que indican el grado de seguridad para determinada operación. Se determinan analíticamente de una manera similar a los factores de seguridad, es decir, si la tubería de diámetro 3 ½", grado J-55 y peso 9,3lbs/pie, posee una resistencia al estallido, recomendada por el fabricante, de 7404lppc. Siendo el factor de diseño empleado por PDVSA de 1,1; entonces el valor límite de diseño será igual a 6730lppc.

De manera similar se determinan los límites de diseño para los factores restantes.

Una forma rápida de visualizar si las cargas generadas por las operaciones realizadas para determinada tubería están en un límite seguro, es mediante la apreciación gráfica de los límites de diseño, incluyendo la elipse de esfuerzos triaxiales.

La Figura 20 muestra un gráfico de límites de diseño, está gráfica presenta una unión entre los esfuerzos triaxiales, uniaxiales y biaxiales, estableciendo una zona segura de operación, en la cual deben contenerse las cargas generadas por las operaciones simuladas. Dicho

gráfico se realiza en un eje de dos coordenadas. El eje de las abscisas representa la tensión efectiva, es decir la tensión que incluye el efecto de la fuerza de flotabilidad; el eje positivo de las abscisas muestra valores de tensión para las cargas, mientras que el eje negativo ilustra fuerzas de compresión para las condiciones diseñadas. El eje de las ordenadas, representa la presión efectiva interna, que es la diferencia entre la fuerza externa menos la interna en la tubería de producción; valores en el eje positivo de las ordenadas significan condición de estallido, mientras que el eje negativo de las ordenadas representa condición de colapso. Analizándolo por cuadrantes, el primero representa la unión entre la tensión y el estallido, el segundo entre la compresión y el estallido, el tercer cuadrante es la unión entre la compresión y el colapso. Como se puede apreciar en la Figura 20, la unión de estos factores no produce un efecto secundario, su comportamiento es lineal, no así el comportamiento de la tensión con el colapso. Como lo muestra el boletín API 5C3 al aumentar la tensión efectiva el factor de colapso disminuye o visto desde otro punto se produce un aumento en la capacidad de la tubería estellar. Como lo muestra la Figura 20.

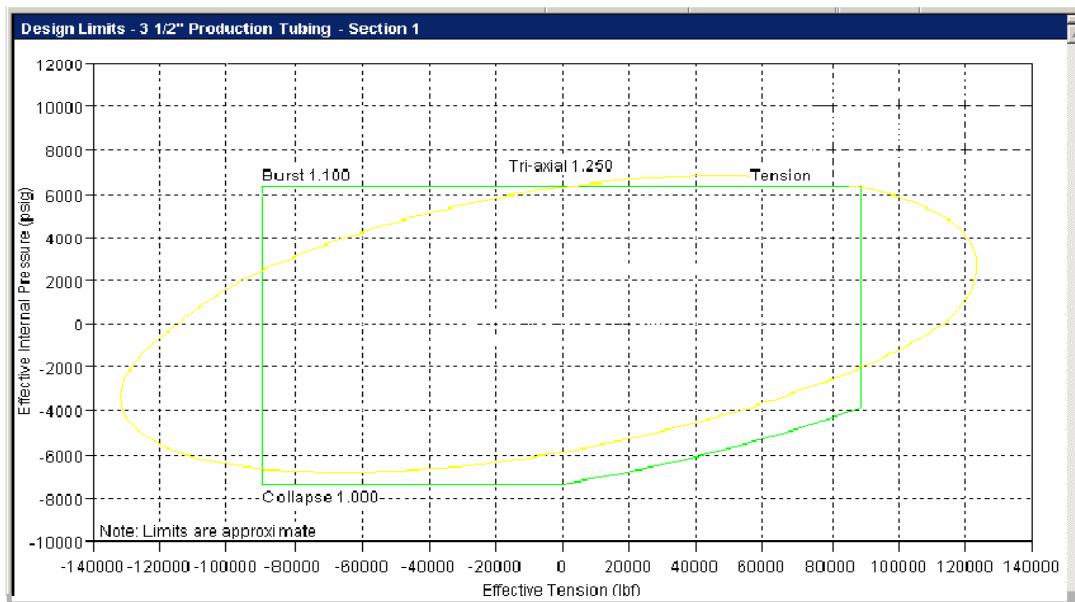


Figura 20 Límites de diseño

Con base en esta figura, es posible graficar las cargas que generará cada condición, apreciando si estas generarán condiciones seguras para la tubería o si por el contrario crearán peligro para el pozo. Es necesario inicialmente conocer cual es la zona considerada como segura o estable para la tubería, esto se definirá seguidamente.

Como es apreciable, los límites de diseño están conformadas por un conjunto de líneas superpuestas. La zona segura de operación son los segmentos más internos del gráfico como lo muestra la Figura 21 en la cual la zona azul representa área segura de operación. Si alguna de las cargas diseñadas se propasa de esta área, la tubería estaría en una condición insegura por lo cual debe ser sustituida por una más robusta.

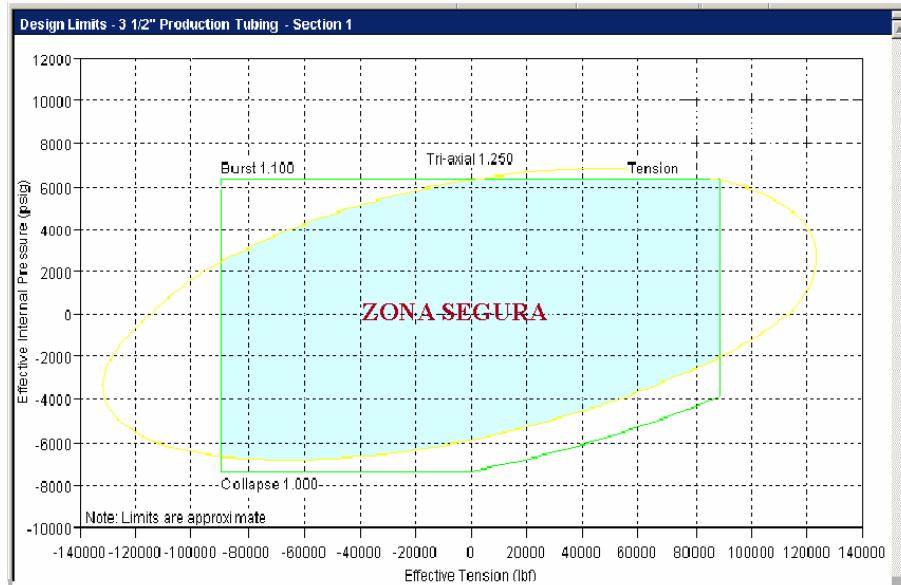


Figura 21 Límite de diseño zona segura

Ya teniendo en mente los conceptos referentes al análisis nodal, análisis mecánico, en fin, todos los argumentos técnicos, llegamos al punto ampliar los conocimientos económicos; con base en ellos se determinará la rentabilidad de un proyecto frente otro. Realizando toma de decisiones fundamentadas en los parámetros y criterios preestablecidos.

## **ANÁLISIS ECONÓMICO**

El objetivo global de esta sección, es proporcionar al lector una idea sobre los fundamentos empleados en el análisis de proyectos y como se puede usar esta información en el estudio económico. Se espera sea suficiente para facilitar la comprensión de los principios y criterios en los cuales se basa la toma de decisiones para la evaluación de proyectos.

Primeramente se deben manejar ciertos conceptos que constituyen el argot del análisis económico, fundamentalmente, estos están relacionados a trabajos contables.<sup>37</sup>

Capital: Aportaciones tanto de efectivo como de otro tipo de bienes realizados por los accionistas de una empresa.

Activo: Está representado por los bienes y servicios de la empresa. Entre ellos dinero en los bancos, maquinarias, herramientas, producción almacenada etc.

Pasivo: Esta representado por las deudas de la empresa.

Inversión: Es todo desembolso de recurso financiero para adquirir bienes de producción, en este caso en específico petróleo y gas, que la empresa utiliza durante determinado período de tiempo para cumplir con sus objetivos.

Ingresos: Son los recursos que percibe un negocio por la venta de un servicio o producto, en efectivo o a crédito.

Gastos: Comprenden los activos que se han usado, consumido o gastado en el negocio con el fin de obtener ingresos.

Propuesta de inversión: Es el documento base para solicitar la aprobación de un presupuesto para determinada inversión, siendo poseedora de información detallada del proyecto que desea se le apruebe el presupuesto. En esta clase de propuestas, se evalúan los compromisos, el potencial y el beneficio del proyecto.

Evaluación económica de proyectos: Para realizar una correcta definición de este término es necesario, primero, definir proyecto. Un proyecto es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de una oportunidad o necesidad, considerando que los recursos son un bien limitado. La evaluación económica de proyectos, consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión con su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, siendo la decisión de inversión a tomar aquella opción que aumente el valor de la corporación en términos monetarios.

### **Depreciación**

Es una disminución en el valor de la propiedad o equipo debido al uso, deterioro y caída en desuso. Para manejarse libremente en el concepto de depreciación es necesario manejar ciertos términos presentados a continuación

Valor en libros: Se refiere a la diferencia entre su costo original y la cantidad de depreciación acumulada hasta la fecha.

Valor comercial o mercantil: Es el precio venta de un activo si se vendiera en el mercado libre.

Base de costo: Es el costo de la inversión; en la mayoría de los casos incluye el costo de la instalación.

Vida útil u horizonte económico: Es el periodo de tiempo que se estima funcione determinado activo.

Valor de recuperación: Es el valor final de venta de un activo al cumplir su vida útil.

Valor residual: El valor residual equivale a la expresión estrictamente contable y representa al valor neto en libros, valor original menos depreciación acumulada, en cualquier período. Debido a que generalmente el horizonte económico del proyecto es igual a la vida útil del activo principal, el valor residual del activo es cero, en caso contrario no debe ser

considerado como un ingreso para efectos de la evaluación económica de proyectos de inversión.

Una vez manejada la nomenclatura puede hablarse libremente de depreciación. Existen diversos métodos para calcular la depreciación de un equipo:

**Depreciación en línea recta:**

En este el método se supone que el activo se desgasta igual durante cada período contable. Este método se emplea con frecuencia por ser sencillo y fácil de calcular.<sup>38</sup> El método de la línea recta se basa en el número de años de la vida útil del activo de acuerdo con la formula:

$$\frac{\text{Costo} - \text{Valor residual}}{\text{Años de vida útil}} = \text{Gastos de depreciación anual} \quad (200)$$

**Método de las unidades producidas:**

Para depreciar un activo se basa en el número total de unidades que se usarán, o las unidades que puede producir el activo, o el número de horas que trabajará el activo o el número de kilómetros que recorrerá de acuerdo a la formula:<sup>38</sup>

$$\frac{\text{Costo} - \text{valor residual}}{\text{Unidades de uso, horas o kilómetros}} = \text{Gasto de depreciación por período} \quad (201)$$

Los métodos de depreciación en línea recta y unidades producidas distribuyen el gasto por depreciación de una manera equitativa. Con el método de línea recta el importe de la depreciación es el mismo para cada período fiscal. Con el método de unidades producidas el costo de la depreciación es el mismo para cada unidad producida, hora usada o kilómetro recorrido, pero la cifra total de depreciación para cada período depende de cuantas unidades se produzcan, de cuantas horas se empleen o de los kilómetros recorridos durante el período fiscal.<sup>38</sup>

**Método de depreciación de la suma de los dígitos de los años:**

Consiste en bajar el valor residual del costo activo. El resultado se multiplica por una fracción, cuyo numerador representa el número de los años de vida útil que aún posee el activo y el denominador, que es el total de los dígitos para el número de años de vida del activo. El método de la suma de los años da como resultado un valor de depreciación mayor en el primer año y una cantidad cada vez menor en los años de vida útil restantes del activo.<sup>38</sup>

**Método de doble saldo decreciente:**

En este método no se deduce el valor residual o de recuperación, del costo del activo para obtener la cantidad a depreciar. En el primer año, el costo total del activo se multiplica por un porcentaje equivalente al doble del porcentaje de la depreciación anual por el método de línea recta. En el segundo año al igual que los restantes el porcentaje se aplica al valor en libros del activo. De manera que el valor depreciado disminuye a través del tiempo.<sup>38</sup>

En el ámbito petrolero, se emplean dos clases de métodos de depreciación. El método de depreciación de línea recta, aplica a todas las inversiones en activos fijos cuya vida útil se asocia a un período determinado. El método de cálculo de depreciación por unidad de producción es empleado para depreciar los activos que se utilizan para:

1. Todas las inversiones para producción de petróleo comprendidas desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada de los patios de tanques.
2. Todas las inversiones para producción de gas no asociado comprendido desde el subsuelo del pozo hasta la brida de entrada en el patio de tanques.

Como es de imaginarse, en este trabajo se emplea la depreciación por unidad de producción, pero se calcula de una manera diferente a la expuesta anteriormente:

$$D_t = \sum_{n=0}^t A_n * Al_t * P_t \quad (202)$$

$$Al_t = \frac{V_t}{Rd_t} \quad (203)$$

Donde:

$D_t$ : Depreciación anual.

$A_n$ : Inversiones

$Al_t$ : Alícuota anual

$V_t$ : Valor neto en libro ( costo neto menos Dep. acum.)

$P_t$ : Producción neta (producción fiscalizada menos regalías)

$Rd_t$ : Reservas desarrolladas remanentes

La depreciación, solo se considera como una deducción para el cálculo de impuesto sobre la renta y no forma parte del flujo de efectivo.

### **Interés**

El interés es la cantidad de dinero que hay que pagar por el uso del dinero prestado. Viene expresado como un porcentaje del monto inicial prestado y está asociado a un período determinado.<sup>39</sup>

El interés depende de tres factores fundamentales, el capital, la tasa de interés y el tiempo. La tasa de interés representa el porcentaje, pautado por el acreedor, del monto prestado a pagar, se representa por la letra **i**. El tiempo es la duración del préstamo; normalmente la unidad de tiempo es el año y se representa por la letra **t**. El capital inicial es la cantidad de dinero que se presta; también se conoce con el nombre de valor actual, valor presente o simplemente presente, se representa con la letra **p**.

Existen dos clases de cálculo de interés, el simple y el compuesto.

### **El interés simple**

Es función directa del tiempo, la tasa y el capital inicial y se representa con la ecuación que sigue:

$$I = p * i * t \quad (204)$$

Donde  $I$  representa el monto que debe pagarse por efecto de los intereses. Si se desea conocer el monto a pagar incluyendo el capital, basados en el interés simple será:

$$S = p + I \quad (205)$$

Donde  $S$  es el monto total a pagar incluyendo los intereses. Si se sustituye  $I$  por la ecuación (204); la ecuación (205) resulta en:

$$S = p(1 + it) \quad (206)$$

### **Valor presente**

Si de la ecuación (206) se despeja  $p$  se obtiene el valor presente simple.

$$p = \frac{S}{1 + it} \quad (207)$$

### **Interés compuesto**

La gran mayoría de las operaciones financieras incluyendo las petroleras, se realizan con el interés compuesto, con el objeto de tener en cuenta la reinversión de los intereses que genera una inversión. La diferencia fundamental entre el interés simple y el compuesto, estriba en el hecho de que el capital en el interés simple permanece constante a lo largo del periodo de la inversión. Por el contrario el capital en el interés compuesto cambia al final de cada período, debido a que los intereses se adicionan al capital, para formar un nuevo capital; es decir, se acumula el interés sobre el monto anterior, para formar un nuevo monto y sobre este monto volver a calcular el interés.

El capital final puede definirse para un número de periodos n como:

$$S = p(1+i)^n \quad (208)$$

Donde:

$S$ = Capital Final

$p$ = Capital inicial

$i$  = Tasa de interés para el período

$n$  = Número de períodos

El período es el tiempo que transcurre entre un pago de interés y otro, siendo el total de los períodos representado por  $n$ . Si se despeja el capital inicial la formula se rescribe como sigue:

$$p = \frac{S}{(1+i)^n} \quad (209)$$

Existen una serie de índices económicos que permiten sopesar diversos proyectos de inversión entre sí, sugiriendo cual de ellos posee mayor rentabilidad sobre los otros de manera de maximizar las ganancias.

Entre los principales índices se encuentran:

- El costo anual uniforme. CAUE
- El valor presente neto. VPN
- El valor presente neto incremental. VPNI
- La tasa interna de retorno. TIR
- La tasa interna de retorno incremental. TIRI

- Relación beneficio costo. B/C
- Período de recuperación.
- Costo de capitalización

Debido a que en este trabajo solo se emplean los índices de valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR) este marco teórico se limitará a definir los antes mencionados. Adicional a estos, se definirá el periodo de recuperación; este índice no se empleó para sopesar las alternativas de completación a implementar.

### **Valor presente neto VPN**

El valor presente neto es muy usado, debido a que los ingresos y gastos futuros se transforman en unidades monetarias, del tipo equivalente, actual considerado<sup>37</sup>. Otro autor lo define de la siguiente manera: “El método VPN es muy utilizado por dos razones: la primera, por que es de muy fácil aplicación y la segunda, porque todos los ingresos y los egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores a los egresos. Cuando el  $VPN < 0$ , indica que hay una perdida a una cierta tasa de descuento o de interés  $i$ ; en caso de que el  $VPN > 0$ , implica que hay ganancia, y en particular, cuando  $VPN = 0$ , implica que el proyecto es indiferente”<sup>39</sup>

La condición indispensable para comparar opciones, es que el horizonte económico o la vida útil del activo o inversión sea el mismo para todas las opciones, si los períodos son diferentes deberá tomarse el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa.

El concepto de interés puede extrapolarse para procesos de capitalización o inversión. Un proyecto de inversión al que se le estime un período de duración  $t$ , puede dividirse en un número de períodos  $n$ . En consecuencia el valor actual neto de la inversión será igual a las sumatorias de los flujos de efectivo, entre uno más la tasa de descuento o tasa de interés elevando el término al número del periodo en evaluación, es decir:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{FE}{(1+i)^t} \quad (210)$$

Donde

*FE*: Corresponde al flujo de efectivo.

*i*: Es la tasa de interés o descuento.

*t* Corresponde al numero de periodos a evaluar.

*n* Es el tiempo total a evaluar.

Esta ecuación cumple para cualquier proyecto que desee evaluarse. La diferencia radical entre un proyecto convencional y un proyecto petrolero, es que este último posee regulaciones legales en el flujo de efectivo dándole valores particulares a los componentes que conforman dicho flujo, adicionalmente la tasa de descuento es un valor preestablecido el cual está representado, actualmente en PDVSA, como un 10% del valor del flujo de caja correspondiente.

### **Flujo de caja**

Se conoce como flujo de efectivo o flujo de caja, a la sumatoria de los ingresos y los egresos para cada año del horizonte económico.

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (211)$$

### **Ingresos**

Como se mencionó anteriormente, representan los recursos que adquiere la compañía por la venta de un bien o servicio. Los ingresos en el ambiente petrolero, están conformados por: la venta de petróleo o gas y el valor residual.

## Egresos

Están conformados por: costo de operación y mantenimiento, aporte legal PDVSA, impuestos, regalías e inversiones.

### Aporte legal PDVSA:

La LEY ORGÁNICA DE INDUSTRIA Y COMERCIO DE LOS HIDROCARBUROS, que rige al estado Venezolano establece “que las empresas operadoras entregarán mensualmente a la empresa matriz, una cantidad de dinero equivalente al diez por ciento (10%) de los ingresos netos provenientes del petróleo exportado por ellas durante el mes inmediatamente anterior”.<sup>40</sup>

Como lo establece la ley, el aporte legal recibido por la casa matriz está exento de impuestos y contribuciones nacionales, dicho aporte queda totalmente a PDVSA. Las cantidades así entregadas están exentas de pagos de impuestos y contribuciones nacionales y son deducibles para las empresas operadoras a los fines del impuesto sobre la renta.

## Regalía

Se define como el tributo que se paga al Estado por el derecho de explotación de los yacimientos, de manera tal de compensar a la República por concepto del agotamiento de los depósitos de hidrocarburos que a ella pertenecen.<sup>40</sup>

### Regalía de crudo

Se refiere al impuesto fiscal que pesa sobre la producción de petróleo crudo y gas natural enajenado o empleado como combustible, hidrocarburos líquidos y azufre producido. La tasa vigente de impuesto equivale a un 16 2/3% del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos, derivados del gas natural tratado en las plantas de gasolina natural, gas natural enajenado o empleado como combustible y azufre producido. La LEY DE HIDROCARBUROS vigente a partir del 01/01/2002, establece diferencias en las alícuotas tasadas para el gas y el petróleo.

La determinación del valor mercantil del crudo, para el cálculo de las regalías, se basa en la aplicación de correlaciones desarrolladas basadas en los crudos marcadores:

**Tabla 8 formulas para el cálculo del impuesto de explotación**

Crudo	°API	Marcado	Formula
Pesado y Extrapesados	< 22	Lagunillas/ 15	$VM = 0,945 * P_{ref} + 0,268 * (G - 15)$
Medianos	$29 \geq 26 \geq 29$	Tía Juana / 26	$VM = 0,945 * P_{ref} + 0,280 * (G - 26)$
Livianos	> 29	Tía Juana / 31	$VM = 0,945 * P_{ref} + 0,268 * (G - 31)$

Donde:

$VM$ : Valor mercantil del crudo.

$P_{ref}$ : Precio del crudo referencial \$/Bbl.

$G$ : Gravedad API del crudo.

Las regalías que genera la producción de un yacimiento de gas, no serán comentadas en este marco teórico por referirse el presente trabajo a proyectos de producción de petróleo.

Siguiendo con los componentes que conforman el flujo de caja, debe comentarse del impuesto sobre la renta. El flujo de caja puede evaluarse antes y después de determinar el impuesto sobre la renta, ya que representa tanto aritmética como conceptualmente condiciones diferentes.

### Flujo antes del impuesto sobre la renta

La ganancia antes de aplicar el ISLR, Aritméticamente equivale a la diferencia entre los ingresos y los egresos totales, incluyendo la devaluación. Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica de la propuesta, corresponde al beneficio del proyecto antes del cálculo del ISLR.<sup>40</sup>

### Impuesto sobre la renta ISLR

El impuesto sobre la renta ISLR, corresponde al valor estimado que debe incluirse en la propuesta por concepto de pago de este impuesto. Generalmente el cálculo del impuesto se realiza con base en:

$$\text{Base del ISRL} = IT - CT \quad (212)$$

Donde:

*IT*: ingresos totales

*CT*: Costos totales.

Una vez calculada la base de la determinación del impuesto sobre la renta, renta neta gravable, se procede al cálculo del impuesto aplicando la tasa nominal de 67,7%, deduciendo del impuesto calculado el monto depreciado para cada período.

### Flujo de caja después del ISLR

Aritméticamente corresponde a la diferencia entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como impuesto. Conceptualmente, constituye el flujo neto de efectivo base para la evaluación. Al valor determinado como ganancia luego del ISLR debe agregársele la depreciación, luego a este valor deben hacérsele las deducciones correspondientes al concepto de desembolso y capital de trabajo obteniendo finalmente el flujo de caja.

Los flujos de cajas varían dependiendo de los niveles de evaluación. Existen tres niveles de evaluación en las propuestas de inversión, los cuales deben aplicarse de acuerdo a la naturaleza de cada una de ellas.<sup>40</sup>

Nivel E&P: Conocido como nivel de exploración producción, se obtiene calculando los flujos de caja después del porcentaje legal a PDVSA y el impuesto sobre la renta. Se puede escribir como:

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \% \text{ Legal a PDVSA} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \quad (213)$$

Nivel industria: También llamado nivel PDVSA, se obtiene calculando los flujos de caja después del impuesto sobre la renta pero sin incluir el porcentaje legal.

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Regalía} - \text{ISLR} - \text{Inversiones} \quad (214)$$

Nivel nación: Se obtiene por calcular los flujos de caja antes del impuesto sobre la renta y las regalías.

$$F.C. = \text{Ingresos} - \text{Gastos} - \text{Inversiones} \quad (215)$$

El nivel de evaluación empleado en este trabajo será, nivel exploración y producción por lo cual el flujo de caja debe regirse por la ecuación (213)

El valor presente neto, puede emplearse para sopesar unos proyectos frente a otros. Algunos autores<sup>38, 39</sup> indican que el VPN puede emplearse directamente como factor de decisión a la hora de elegir cual proyecto proporciona la mayor rentabilidad. Otros autores<sup>38</sup> indican que es preferible establecer la relación VPN entre inversión; el proyecto que genere el valor mayor será el que ofrezca mayor rentabilidad. Ambos indicadores, deben poseer una tendencia semejante siendo indicativo de cual es la mejor propuesta.

Otro indicador económico, ampliamente empleado en la evaluación de proyectos, lo representa la tasa interna de retorno TIR.

### **Tasa interna de retorno TIR**

Se denomina tasa interna de rentabilidad a la tasa de interés que produce un valor actual neto igual a cero.<sup>37</sup> El TIR puede considerarse como la tasa que está ganando intereses sobre el saldo no recuperado de la inversión, en cualquier momento de la vida del proyecto.

El valor del dinero en el tiempo que se emplea en el método TIR, equivale a suponer que todo el dinero que se recibe, se reinvierte y gana intereses a una tasa igual a la tasa interna de rentabilidad.

Una forma de calcular el TIR consiste en determinar dos flujos de caja, uno positivo y otro negativo, estos se designarán como  $P_t$  e  $I_t$ , respectivamente. Las tasas de descuentos se designarán como  $r_t$  para la que corresponde al flujo de caja positivo y  $t_t$  a la correspondiente al flujo de caja negativo. Considerando la misma tasa de descuento para ambos flujos de caja y adicionalmente que el valor del dinero reinvertido que se reciba debe ser igual al valor de la inversión, el flujo de caja total es la diferencia de ambos flujos de caja y la ecuación queda como sigue:

$$VPN = \sum_{t=0}^n (P_t - I_t) * (1 + r_t)^{n-t} = 0 \quad (216)$$

Donde el valor del TIR corresponde a las raíces del polinomio formado para un periodo de tiempo  $n$ . Esto resulta un problema cuando se presenta un horizonte económico muy prolongado debido a que el grado del polinomio es alto. Este problema se evita resolviendo la expresión anterior mediante métodos numéricos.

### **Período o tiempo de recuperación**

Este representa otro índice empleado para medir la bondad de un proyecto, que ha venido perdiendo popularidad para darle paso al VPN y al TIR, por ser más exactos, puesto que el tiempo de recuperación presenta algunas falla técnicas.

Debe ser entendido como tiempo de recuperación a la cantidad de tiempo que debe emplearse, para recuperar la inversión sin tener en cuenta los intereses;<sup>39</sup> por ejemplo, si se realiza una inversión de \$600.000 en un proyecto que produce \$200.000 anuales, para un periodo de 8 años, entonces serán necesarios 3 años para recuperara la inversión inicial,  $3 * 200.000 = 600.000$ , después de este tiempo lo que se produzca se considera ganancia. Si el grupo evaluador del proyecto, considera tres años como un tiempo razonable para

recuperar la inversión, considerarán dicha opción. Si por el contrario este periodo de tiempo se considera muy prolongado, será desechada inmediatamente.

Entre las fallas técnicas que presenta el tiempo de recuperación, se presentan: primero no toma en consideración el valor del dinero a través del tiempo y segundo el flujo de caja luego de recuperada la inversión no es considerado.<sup>39</sup>

Estos parámetros representan los principales índices o indicadores económicos a la hora de realizar alguna decisión, mientras mayor sea el VPN o el TIR, el proyecto presenta mayor rentabilidad. Es necesario recordar que las limitaciones técnicas pueden lograr que un proyecto con indicadores económicos más bajos que otro, sea colocado como la opción principal y en muchos casos como la definitiva.

Existen elementos que afectan a los indicadores económicos, uno de los principales es la incertidumbre. Toda decisión para invertir implica pronosticar el futuro y este pronóstico se puede realizar en forma optimista denominada mejor estimación, en forma realista denominada la estimación más probable o en la forma pesimista denominada la peor estimación. En muchas ocasiones no es posible establecer cual de los escenarios corresponderá al proyecto a evaluar, es por ello que se deben establecer criterios que permitan abarcar todas estas posibles estimaciones y con base en ellos evaluar la rentabilidad del proyecto.

Se espera que este marco teórico abarque todos los conceptos considerados necesarios, para la realización y entendimiento de la metodología y el trabajo en general.

## **INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA**

El Área Mayor Socororo, conformada por los campos Socororo, Cachicamo y Caricari, se encuentra ubicada geológicamente en la parte suroeste del flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, en las cercanías de la población de Pariaguán, Estado. Anzoátegui.



**Figura 22 Área Mayor de Socororo**

El área de interés abarca unos 270 kilómetros cuadrados de superficie y está limitada al Oeste por el campo Budare, al Sur por los campos de Petrozuata, al Este por el campo Yopales y al Noreste por el campo Caracoles. Algunas de las características principales del campo se presentan en la Tabla 9 a continuación.

**Tabla 9 Características principales de l Área Mayor de Socororo**

<b>POES/GOES (MMBN/MMMPC)</b>	<b>418/278</b>
<b>Reservas Recuperables (MMBN/MMMPC)</b>	<b>61/199</b>
<b>Producción Acumulada (MMBN/MMMPC)</b>	<b>10/21</b>
<b>Reservas Remanentes (MMBN/MMMPC)</b>	<b>51/178</b>
<b>Profundidad Promedio(pies)</b>	<b>3850</b>
<b>Presión Actual(Ipc)</b>	<b>1000-1600</b>
<b>Factor de Recobro (Actual)</b>	<b>2 %</b>

El Área Mayor de Socororo, se divide en 4 sub-áreas. Hasta la fecha se han perforado 93 pozos de los cuales 35 se encuentran secos o abandonados, 55 inactivos y 3 en estado productivo. Estos han atravesado 103 yacimientos de petróleo y 77 de gas no asociado. Actualmente la producción del Área se encuentra alrededor de unos 70BN/D. Lo que sugiere que la producción podría aumentarse considerablemente.

## **FUNDAMENTOS GEOLÓGICOS**

### **Marco Estructural**

Los rasgos estructurales de estos campos son los mismos que se encuentran en los campos cercanos y en general en todo el flanco sur de la cuenca y consisten en dos sistemas de fallas predominantes, más o menos perpendiculares entre sí. El primero de estos sistemas de fallas tiene un rumbo NO-SE paralelo al rumbo de las capas y por lo general las fallas buzan hacia el sur. El salto de estas fallas varía entre 25'-100' y predominan los saltos del orden de los 40'. El otro sistema de fallas tiene un rumbo NE-SO y las fallas buzan indistintamente hacia el este y hacia el oeste. En este sistema se encuentra la falla principal de Cachicamo, la cual puede considerarse como el elemento estructural más importante en

los cuatro campos por la magnitud de su salto, de 70' a 180'. En las otras fallas de este sistema el salto varía entre 20' y 70'. Asociados a las fallas se encuentran algunos pliegues pequeños como es el caso en las áreas de los pozos ES-417, ES-401, ES-442 y ES-111.

Desde el punto de vista de las acumulaciones de hidrocarburos descubiertas en estos campos, el sistema de fallas paralelo al rumbo de las capas juega un papel fundamental por cuanto constituye la barrera, buzamiento arriba, para los hidrocarburos en su proceso migratorio. Tal es el caso de las acumulaciones petrolíferas y gasiferas en las áreas de los pozos antes mencionados. En el campo Cachicamo la situación es diferente porque la falla principal del área no constituye por sí sola un elemento sellante buzamiento arriba. Se requiere de un complemento que puede estar representado por fallas de ajuste de la misma falla principal o por barreras estratigráficas.

### **Estratigrafía**

La columna sedimentaria penetrada por los pozos perforados en el Área Mayor Socororo, está representada por el registro tipo que se presenta a continuación y está constituida por las Formaciones:

- Mesa
- Las Piedras
- Freites.
- Oficina
- Merecure.
- Grupo Temblador
- Carrizal.

La estratigrafía mencionada anteriormente, se presenta en la figura anexa, haciendo énfasis especial en la formación oficina; formación donde se encuentran ubicadas las principales arenas productoras del Área Mayor de Socororo. En esta columna no se presenta la ubicación en detalles de las arenas, no obstante representa un macro de la columna estratigráfica.

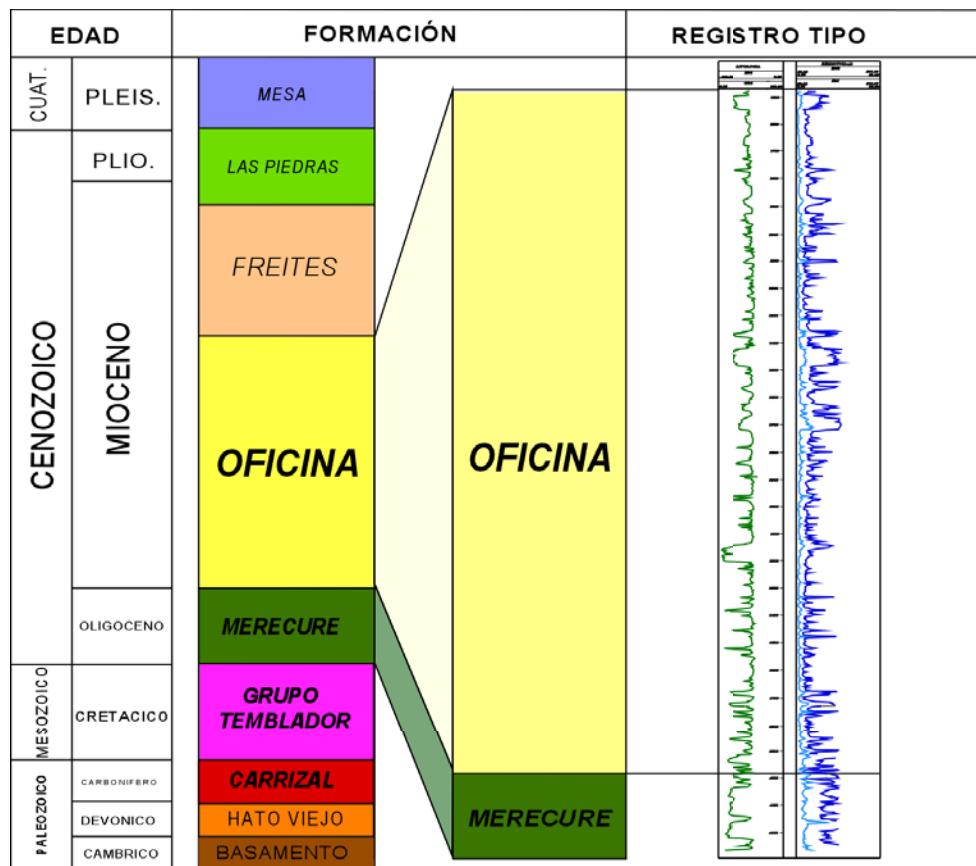


Figura 23 Columna estratigráfica del Área Mayor de Socororo

Desde el punto de vista del sistema petrolero (roca madre, roca recipiente y roca sello) en el Área Mayor de Socororo está caracterizado por:

- Roca madre: Formación Querecual.
- Roca recipiente: Formaciones Merecure y Oficina.
- Sello: Falla principal de Cachicamo, como elemento estructural más importante en los tres campos, la cual constituye una barrera buzamiento arriba para los hidrocarburos en su proceso migratorio.

La Formación Oficina, junto con la Formación Merecure son las principales unidades productoras de hidrocarburos. La Formación Carrizal, la más profunda en el área, de edad

Paleozoico, fue penetrada por varios pozos (entre otros SOC-1, CAC-1, CAC-2 y CAC-3), pero no mostró indicios de petróleo y/o gas comercial.

### **Principales características litológicas de las unidades de interés**

#### **Formación Oficina**

La Formación Oficina de origen fluvio-deltaico, está caracterizada por “alternancia de lutitas grises, gris oscuro y gris marrón, intercaladas e interestratificadas con areniscas y limolitas, con presencia de capas de lignitos y lutitas ligníticas” (Hedberg et al. 1947, González de Juana et al. 1980 y Méndez 1985).

En el área Mayor de Socororo, la Formación Oficina está constituida estratigráficamente por una secuencia alternada de lentes de arena, limolitas y lutitas. Las arenas por lo general con espesores variables entre 3'- 18', aunque algunos pozos penetraron arenas gruesas, las cuales por coalescencia muestran características masivas. Los cuerpos sedimentarios lutítico-limolíticos tienen espesores muy variables lo cual dificulta la generalización. Están presentes en la secuencia sedimentaria lignitos fácilmente identificables en los perfiles eléctricos y de densidad (FDC), con buena extensión lateral la cual permite utilizarlos como horizonte guía para la correlación. El espesor de la formación Oficina en el Área Mayor Socororo varía entre 2300'- 3400' como consecuencia del adelgazamiento de la secuencia en dirección sur-sureste. La presencia de hidrocarburos en la formación Oficina se ha identificado en la mayor parte de la secuencia y puede decirse que estos hidrocarburos por lo general son gasíferos en la parte superior de la formación (arenas A – arenas J2) y líquidos en la parte inferior (arena J3 – arena U1).

#### **Formación Merecure**

La Formación Merecure de origen típico de clásticos basales depositados por corrientes fluviales entrelazadas, está caracterizada por “50% de areniscas, de color gris claro a oscuro, masivas, mal estratificadas y muy lenticulares, duras, de grano grueso, incluso conglomerática, con estratificación cruzada. Intervalos delgados de lutitas de color gris

oscuro a negro, carbonáceas, irregularmente laminadas y poca presencia de lignitos” (LEV op.cit., Campos et al. y González de Juana et al.,op. Cit.).

En el Área Mayor de Socororo, la Formación Merecure está constituida estratigráficamente por una secuencia de cuerpos arenosos generalmente masivos (en ocasiones con espesores mayores de 100’ en su parte media e inferior), interestratificados con lutitas y limolitas delgadas por lo general no mayores de 10’, aunque en algunas áreas existen intervalos lutíticos que alcanzan hasta 40’ de espesor. La continuidad lateral de las arenas no es buena como consecuencia de la natural lenticularidad de las mismas y de los frecuentes cambios de facies que se observan a través de toda el área. El espesor de Merecure, determinado por muestras en los pozos SOC-1 y CAC-1 está en el orden de los 500’ y aunque en la gran mayoría de los pozos que penetraron más de 500’ de arenas U no se identifica el contacto Merecure-Temblador, da la impresión que el espesor de Merecure se mantiene sin mayores cambios a través del Área Mayor Socororo. La presencia de hidrocarburos se ha detectado en la mayor parte de la secuencia (arenas U2 – U9), sin embargo, la principal productora de hidrocarburos en el área ha sido la arena U2.

Estas formaciones están integradas por una gran cantidad de arenas, que van desde la arena A13 hasta la U3. Para este estudio solo se ahondará en la arena U1 debido a que es en ella donde se desarrollará el trabajo, específicamente en los lentes U1U y U1M.

### **Arenas U1**

Este intervalo fue subdividido estratigráficamente en tres lentes: U1U, U1M y U1L. El mapa de electrofacies se interpretó para todo el intervalo, haciendo notoria la coalescencia de los lentes medio e inferior en Socororo. Este mapa sugiere la presencia de canales distributarios y/o barras de meandro en una planicie deltaica. En U1U se interpretaron fundamentalmente tres cuerpos arenosos de dirección general norte-sur, extensión lateral variable entre 1,5 – 3,5 Km. y un espesor promedio de 15’, no llegando a 30’ las arenas mas gruesas.

En U1M y U1L no se identificaron tendencias definidas de los cuerpos arenosos registrándose la presencia de arenas en la gran mayoría de los pozos perforados. En los sectores de coalescencia de estas arenas se registran localmente espesores hasta de 70' (pozo ES-403), aunque el espesor promedio de U1M podría ser de 20' y el U1L de 10'.

## **METODOLOGÍA**

### **RECOPILACIÓN DE INFORMACIÓN**

Como es sabido, la mejor forma de solucionar cualquier tipo de problema, es identificar inicialmente que y cuales son las causas que lo generan e idear y aplicar un método para solucionarlo. Es por ello, que es necesario comprender cual es el estado de los pozos que conforman el Área Mayor de Socororo. En busca de determinar e interpretar, el universo de información, se ideó y modeló una base de datos que abarcará todos los aspectos inherentes al estado mecánico actual de los pozos completados en la mencionada Área, en lo referente a: tipo de completación, profundidades de las arenas productoras, características del cañoneo, equipos de fondo, métodos de producción entre otros.

Se realiza este levantamiento de información con el fin de dilucidar qué es aplicable en el Área y qué no lo es. Adicionalmente uno de los objetivos principales del levantamiento y análisis de información, consiste en tratar de determinar problemas asociados a la completación que se hayan presentado en el campo.

La base de datos creada es muy amplia y abarca gran cantidad de tópicos, describiendo de manera precisa las características mecánicas de los pozos pertenecientes al Área.

La primera sección de la matriz de información corresponde a datos generales de los pozos.

- Zona: El Área Mayor de Socororo, como la mayoría de los campos nacionales, está dividida en zonas, cuatro específicamente. La ubicación por zonas agiliza la localización de cualquier pozo.
- Campo: El Área Mayor de Socororo, esta dividida en 3 campos, Cachicamo, Caricari y Socororo, este a su vez subdividido en Socororo Este “SOC-ESTE” y Socororo Oeste “SOC-OESTE”, la ubicación por campos permite disminuir el radio de búsqueda de determinado pozo.

- Nombre del pozo: Correspondiente al nombre asignado al pozo al momento de perforarlo y es el elemento primordial de ubicación, que aunado con las dos anteriores facilita la localización de un pozo en el Área.
- Tipo de pozo: Referente a una de las clasificaciones de los pozos a saber: productor, inyector de agua o gas y seco. Con la determinación del tipo de pozo es posible conocer a grandes rasgos las zonas prospectivas y los límites creados por los pozos secos.
- Condición: Referido a la categoría actual del pozo: activo, inactivo o abandonado.
- Estado operativo del pozo: Concerniente a las características de los pozos operacionalmente hablando, es decir, si necesita algún tipo de reparación se presenta en este renglón. Una vez determinado el estado operativo de los pozos es posible discriminar cuales de ellos son candidatos potenciales a rehabilitar o reparar, además de indicar cuales no deben ser tomados en cuenta.

Luego se presenta la sección de arquitectura del pozo que consiste en las características del diseño de los pozos:

- Construcción: Depende del diseño establecido para los pozos; vertical o direccional.
- Profundidad total del pozo: Profundidad final a la que se perforó el pozo.
- Profundidad del cuello flotador: Es la profundidad a la que estuvo ubicado el cuello flotador.
- Profundidad del Kick Off Point: Es el punto inicial de desviación del pozo.
- Angulo de desviación: Es el ángulo de desviación que forma el pozo con su eje imaginario vertical.
- Revestimiento: Clasificación de los revestimientos según su profundidad; superficie, intermedios y de producción.
- Diámetro del revestimiento: Es el diámetro externo del revestimiento expresado en pulgadas.
- Grado del revestimiento: Es el grado API de los revestimientos que componen el pozo.
- Peso del revestimiento: Es el peso de la tubería en el aire en libras por pie.
- Profundidad de asentamiento: Es la profundidad a que se asienta el revestimiento correspondiente.

La sección siguiente corresponde al método de levantamiento con el que se completó el pozo. Esta sección posee los parámetros básicos del sistema de levantamiento.

- Método de levantamiento: Se refiere al método de levantamiento con que se completó el pozo. Puede ser por flujo natural “FN”, bombeo mecánico “BM” o levantamiento artificial por gas “LAG”.
- Número de cabillas: Si corresponde a un sistema de levantamiento que implique el uso de cabillas, se coloca el número correspondiente de cabillas, si por el contrario el sistema de levantamiento no implica cabillas se coloca N/A.
- Diámetro de las cabillas: Corresponde al diámetro externo de las cabillas.
- Especificaciones de la bomba: Se colocan las especificaciones de la bomba que aparezca, incluyendo el modelo.
- Profundidad de la bomba: Es la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Número de válvulas o mandriles y profundidad: Si el sistema de levantamiento es por gas, se ubican el número de válvulas o mandriles y se indica la profundidad de cada una.

La sección siguiente corresponde a los datos inherentes a la completación, se extiende desde tipo de completación, hasta equipos de fondo, pasando por numero de arenas completadas, características del cañoneo entre otras.

- Tipo de completación: Referente al tipo de completación. Entre ellas: “Hoyo Entubado o Revestido con empaque de Grava Completación Sencilla”, “Hoyo Entubado o revestido Completación Sencilla”, “Doble selectiva por camisa con dos empacaduras Hoyo revestido” entre otras completaciones.
- Últimas arenas completadas: consiste en determinar las últimas arenas completadas en los pozos, es decir, de cual(es) arena(s) produjeron por última vez los pozos.
- Intervalo abierto: Corresponde al intervalo abierto a producción. Este es un dato fundamental tanto para el análisis nodal como para el análisis mecánico; debido que proporciona la profundidad de las perforaciones.
- Tipo de cañón: Es el tipo o nombre del cañón empleado.

- Densidad de cañoneo: Corresponde a la cantidad de tiros o disparos por cada pie de tubería.
- Diámetro de la tubería de producción: Es la característica principal de la tubería de producción y expresa el diámetro externo de la misma.
- Número de tubos: Es la cantidad de tubos que se presentan en el pozo hasta la profundidad de asentamiento de la tubería de producción.
- Profundidad de asentamiento del eductor: Es la profundidad a la cual se asienta la tubería de producción.
- Especificaciones de la tubería ranurada: Son las especificaciones o características que presenta la tubería ranurada o la que sostiene el empaque. Consiste en el diámetro de la tubería y el tamaño de las ranuras.
- Profundidad de asentamiento: Es la profundidad a la que se asienta la tubería ranurada.
- Longitud de la tubería ranurada: Es la longitud de la tubería ranurada.

Finalmente la sección de equipos, que corresponde a todos los componentes de fondo colocados en los pozos.

- Número de Empacaduras: Es el número de empacaduras que se usan en la completación del pozo.
- Tipo de empacadura: Corresponde al modelo o a la especificación de la empacadura.
- Profundidad de asentamiento: Es la profundidad a la que está(n) colocada(s) la(s) empacadura(s), generalmente corresponde con la profundidad de asentamiento de la tubería de producción.
- Tipo de asentamiento: Se refiere a la forma como se dejó asentada la empacadura; tensión, compresión o sin peso “peso neutro” y la fuerza empleada en ello.
- Número de niples: Es la cantidad de niples que se presentan en la tubería de producción.
- Especificaciones de los niples: Referente a las características, marcas o modelos que presenten los niples.
- Profundidad de los niples: Es la profundidad a la que se colocan los niples en la tubería de producción.

- Número de mangas: Cuando los pozos son completados de forma selectiva, es decir, que pueden producir de varias arenas se emplean camisas o mangas de circulación. Este tópico corresponde al número de mangas que se presenten.
- Especificaciones de las mangas: Corresponde generalmente a la marca del fabricante de las mangas.
- Profundidad de las mangas: Se refieren a la profundidad a la que se emplean las mangas en la tubería de producción.
- Número de botellas: Es el número de botellas, ampliadores o reductores de diámetro, que se emplean en la tubería de producción.
- Especificaciones de las botellas: Se refiere a las variaciones de diámetro que genera la botella con respecto a la tubería de producción.
- Profundidad de asentamiento: La profundidad a la que se asientan las botellas.
- Número de tapones: No es más que la cantidad de tapones que se encuentran en el pozo.
- Especificaciones de los tapones: Estos pueden ser de cemento, de hierro “TDH” o de cualquier otro tipo o modelo que pueda presentarse.
- Profundidad de los tapones: Una vez que se conoce cuantos y como son, es necesario saber donde están ubicados. Por ello es necesario identificar su profundidad.
- Especificaciones del ancla de tubería: Cuando el pozo no fluye naturalmente y es completado con algo diferente al levantamiento artificial por gas, se emplea ancla de tubería. En esta sección se colocan sus características, el nombre del fabricante y el modelo cuando aparezca.
- Profundidad de asentamiento: Refleja la ubicación de la tubería dentro del pozo.
- Otros: Comprende cualquier otra herramienta o equipo de fondo que pudiere emplearse en un pozo; entre ellas anclas de gas.
- Barra pulida: Refleja las especificaciones de la barra pulida, generalmente su diámetro.
- Especificaciones del cabezal: Referente al modelo o las especificaciones que pudieran aparecer.
- Condiciones del cabezal: Refleja la condición actual de los cabezales.
- Pez: Se refiere a la existencia de algún elemento dentro del pozo que no pudiera ser recuperado e implica su cierre, abandono o desvío.

Una vez que se tiene pleno conocimiento de los datos que se desean obtener, es necesario indagar donde pudiesen localizarse los mismos. Para ello se emplearon las carpetas de pozos. Estas son archivos resumidos donde se describe toda la vida de los pozos, desde su perforación hasta su cierre o su condición actual. Estas se dividen en secciones entre ellas: perforación, producción y operaciones; esta última incluye reportes diarios de las operaciones. Además de las carpetas de pozos, se emplearon resultados del trabajo realizado por la compañía CORPOMENE, tales como resúmenes del estado del Área, pronósticos de producción, entre otros. La revisión de todos estos materiales, permite adquirir excelentes conocimientos del Área y, además, determinar problemas potenciales.

Como es apreciable, la cantidad de elementos que componen la base de datos para los 93 pozos es considerablemente grande, lo que lamentablemente hace imposible colocarla como un anexo de este trabajo. Es posible que surja en el lector la pregunta de ¿Por qué todos estos datos?. Todos ellos son requeridos para determinar patrones característicos en los esquemas de completación y la revisión exhaustiva de las carpetas permite apreciar y determinar problemas que posiblemente hayan sido pasados por alto. No obstante, de la base de datos se pueden determinar características resaltantes para el Área, como consecuencia de las estadísticas que definen el comportamiento general de los pozos. A continuación se presenta un plano general del patrón de los pozos completados en el Área Mayor de Socororo.

El Área Mayor de Socororo, como se comentó, está compuesta de 93 pozos, de los cuales 55 se encuentran secos o abandonados, 35 inactivos y solo 3 en estado productivo. De los 93 existentes, fue posible localizar 90 carpetas de pozos, las restantes fue imposible ubicarlas.

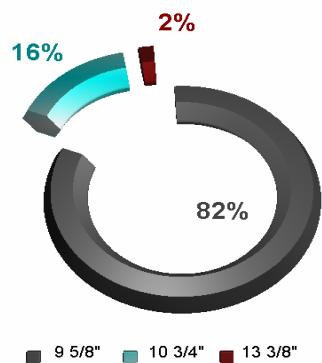
Gran parte de los pozos fueron completados con revestimiento de superficie de 9 5/8" y 5 ½" de revestimiento de producción Figura 24 y Figura 25. La tubería de producción fue en su mayoría de 2 7/8", los diámetros menores lo representan los pozos completados por levantamiento artificial por gas, como lo muestra la Figura 26. Los revestimientos de mayor diámetro, corresponden a los pozos más antiguos, en su mayoría, exploratorios los cuales

debían lograr la máxima profundidad posible, en consecuencia necesitaban mayor número de revestimientos. La mayoría de los pozos del área fueron perforados hasta la profundidad deseada, luego se probaban las arenas. Generalmente se realizaban completaciones sencillas con una empacadura o ancla Figura 27. Cuando las pruebas reflejaban flujo natural el pozo se completaba en flujo natural. Esta condición duraba un período de tiempo corto, de unos pocos meses. Las causas que producían este fenómeno no están totalmente clarificadas, algunas de las hipótesis son: el arenamiento, el taponamiento de las perforaciones, la pérdida brusca de presión, la migración de finos o quizás una mezcla de todas. Luego sobre pasada la condición de flujo natural, era implementado algún método de levantamiento artificial: principalmente bombeo mecánico, pero como lo refleja la Figura 29, se realizaron completaciones para producir por levantamiento artificial por gas. Los pozos que eran completados de esta manera obligatoriamente tenían que ser cerrados debido a que no existen las facilidades para manejar gas en superficie.

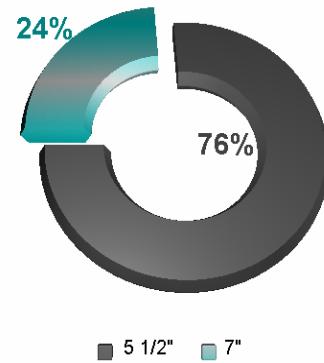
Los pozos del Área frecuentemente se arenaban, y por esto debían empacarse, de ahí que la Figura 30 presente un alto porcentaje de pozos empacados. No obstante los pozos continuaban arenándose, en consecuencia era necesario limpiarlos. Una vez terminado el trabajo de reparación, como era de esperarse, la tasa de producción del pozo aumentaba con relación a su producción al momento de cierre. Lo que no era de esperarse era la repentina caída de la producción, lo que en muchas oportunidades ocasionaba el cierre del pozo. Este fenómeno se presentó en reiteradas ocasiones para los pozos de bombeo mecánico; fue ampliamente estudiado y se concluyó que era consecuencia de un mal escogimiento del tamaño de la grava en el empaque. Uno de los factores más importantes en el desempeño productivo de la completación Hoyo Revestido en arenas no consolidadas, lo genera la mejor elección del cañoneo. La Figura 30 muestra que gran parte de los pozos fueron cañoneados a 4 tiros por pie, adicionalmente el levantamiento informativo reflejó que principalmente se emplearon cañones de alta penetración. Lo que es teóricamente incorrecto.

Además de las reparaciones que debían realizarse por arenamiento, luego de examinar las carpetas de pozo, fue posible apreciar que recurrentemente se realizaron trabajos para

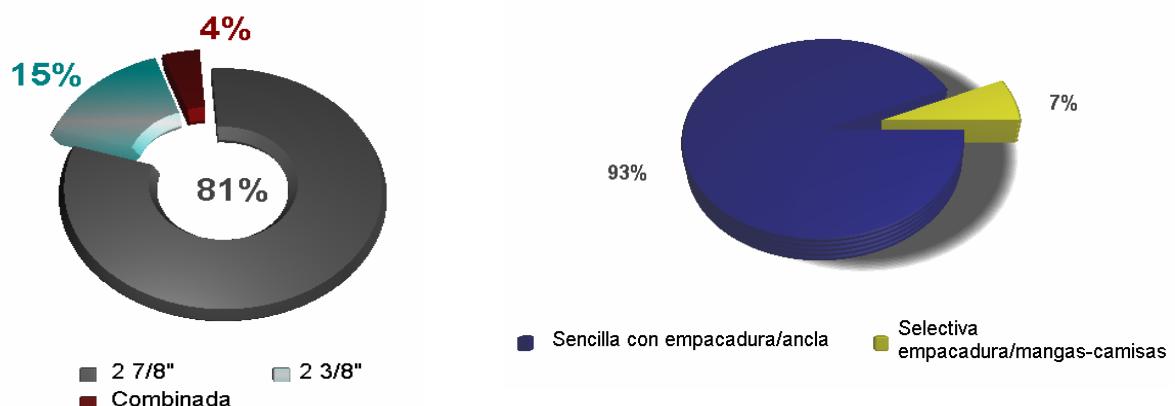
cambiar bombas de producción y cabillas; se hace complicado realizar un levantamiento estadístico debido a que los tiempos entre cambios no son los mismos para todos los pozos. Es por ello que se establecen tiempos denominados períodos de producción, diferentes entre pozo y pozo, pero que representan lapsos en los cuales el pozo está en condición activa. Las reparaciones fueron recurrentes, ubicadas en un rango de 10 a 25 servicios por período de producción.



**Figura 24 Diámetros de revestimiento de superficie**

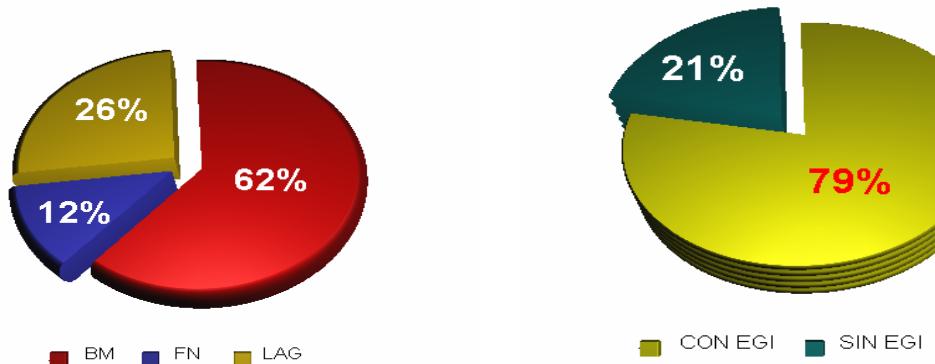


**Figura 25 Diámetros de revestimientos de producción**



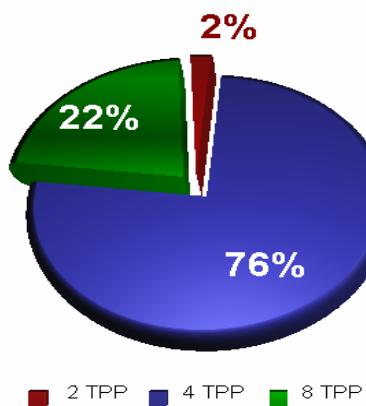
**Figura 26 Diámetros de tuberías de producción**

**Figura 27 Tipos de completación**



**Figura 28 Método de Levantamiento**

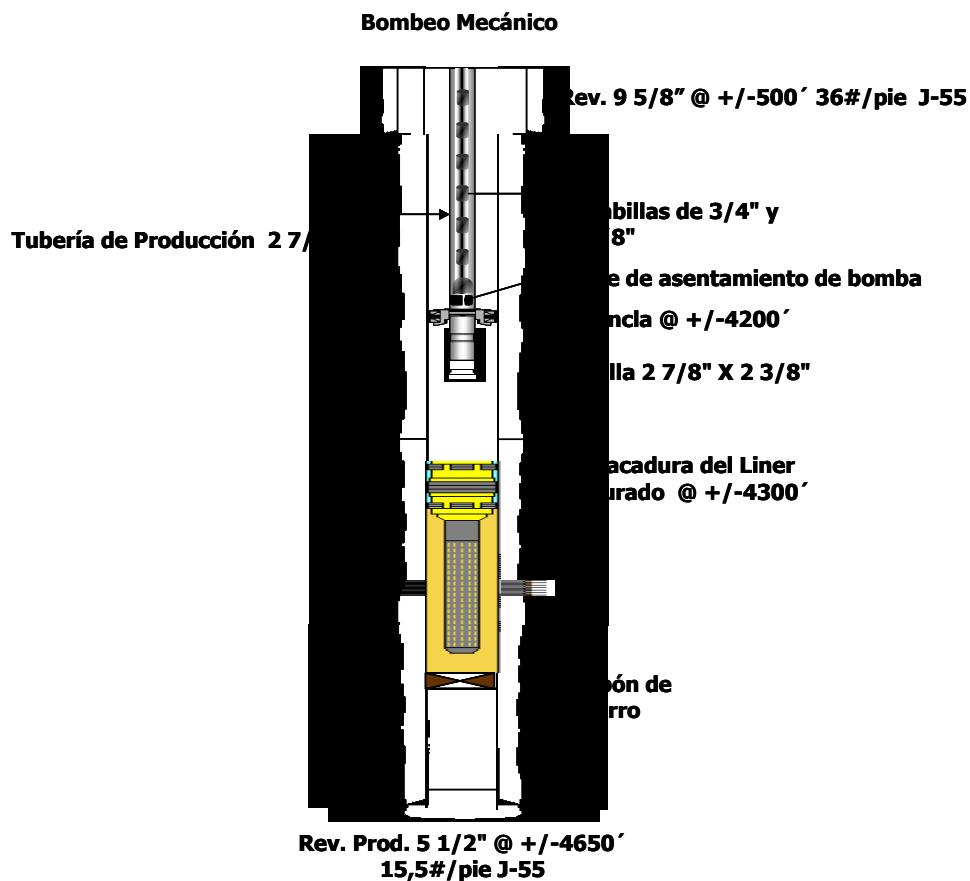
**Figura 29 Empaque de grava interno (EGI)**



**Figura 30 Densidad de cañoneo**

Estos gráficos representan los rasgos principales de los pozos perforados en el Área. Con base en ellos y otras estadísticas, es posible determinar la primera propuesta de completación a analizar y comparar. Esta, se representa por el esquema del pozo modelo, característico o estadístico para el Área. Es necesario comparar lo que se ha hecho recurrentemente, con nuevos esquemas provenientes de otros campos, con el fin de definir y decidir que completaciones deben realizarse a futuro.

El pozo modelo para el Área Mayor de Socororo se presenta en la Figura 31 con todos sus elementos de fondo.



**Figura 31 Pozo modelo para el Área Mayor de Socororo**

Adicionalmente al esquema del pozo modelo, con toda la información recopilada, fue posible determinar problemas potenciales para el Área. Una vez determinados es posible tomarlos en consideración para el análisis a futuro de manera tal que puedan ser

remediados. Los principales problemas relacionados a la completación que se determinaron fueron:

- Ruptura recurrente de las Sartas de Cabillas.
- Desgaste acelerado de las bombas debido a la abrasión
- Empaques con grava ineficiente.
- Técnicas de cañoneo inadecuadas para formaciones no consolidadas.
- Estandarización de laa metodología para el diseño de los esquemas completación de los pozos.
- 

Uno de los principales problemas del Área radica en el frecuente arenamiento de los pozos, lo que sugiere empaques ineficientes. Al momento de realizar la base de datos se aprecia que los pozos de Socororo fueron cañoneados principalmente con cañones de alta penetración, esta es una técnica inapropiada para arenas poco consolidadas. Es posible que esto represente una de las principales causas de la caída en la producción de los pozos; debido a que, un diámetro inapropiado de las perforaciones no permite que se efectúe un empaque adecuado en las mismas lo que puede generar un deposito prematuro de partículas y finos provenientes de la formación, creando el taponamiento de los canales que comunican el pozo con el yacimiento. Finalmente las carpetas no reflejan ningún tipo de estudio que indique las causas de selección de este esquema en particular, por lo cual se infiere que carecían de una metodología que considerará la productividad, estudios mecánicos y escenarios económicos.

Hay una gran cantidad de datos que no forman parte de esta matriz, que han sido recolectados a lo largo del desarrollo del trabajo y fueron de gran importancia para el correcto desempeño del mismo. Uno de ellos es la presión de cabezal, este parámetro se presenta frecuentemente en las carpetas de pozo. Estas arrojan un valor promedio de 120lppc de presión en bombeo mecánico, aún en los pozos que producen actualmente, esta presión es suficiente como para desplazar el crudo desde el cabezal, hasta el múltiple de distribución y finalmente al separador.

Uno de los principales problemas de la recolección de datos se debe: en parte, a lo antiguo del campo y segundo a la reciente asignación del Área Mayor de Socororo a PetroUCV. Lo que conllevó a que en muchas ocasiones no fuese posible localizar todos los datos. Actualmente PetroUCV se encarga de transcribir, revisar y validar los materiales consignados por CORPOMENE.

## **PROPUESTAS DE COMPLETACIÓN.**

Finalizada la primera parte, la cual constituyó un estudio exhaustivo de las condiciones actuales de la completación de los pozos en el Área Mayor de Socororo, además de una revisión de las técnicas empleadas en otras áreas con características similares, se procedió a definir esquemas u opciones para la completación de la localización E-PJ, con la finalidad de realizar un estudio de tipo Productivo, Mecánico y Económico, en cada uno de ellos, que derivara en consideraciones básicas para su diseño y posterior aplicación a los demás pozos a ser perforados.

Antes de comenzar con la explicación de los esquemas de completación propuestos para el Área, es necesario exponer el concepto allí manejado sobre la acumulación de reservas y la forma como se ha concebido, inicialmente, su aprovechamiento.

El Área mayor de Socororo, como ya se ha mencionado, es un bloque conformado por cuatro campos (considerando a Socororo en su parte este y oeste) los cuales en su columna estratigráfica se componen de varias formaciones en las que se han presentado como de interés, a través de los estudios, la formación Oficina inferior y Merecure superior, constituidas en esta parte, en modo general, por arenas de tipo lenticular con intercalaciones de lutita. Estos lentes de arena presentan espesores que van de los cinco pies a los 30 pies con un promedio entre 14 y 20 pies. Estas arenas poseen características litológicas distintas de tal forma que las porosidades y permeabilidades presentan variaciones a través del Área, de igual modo los hidrocarburos que las saturan muestran variaciones, de tal forma que se tienen crudos desde los 12 ° API hasta los 28° grados °API, así como algunas arenas gasíferas. Esta diversidad en cuanto a las arenas aunado a la condición de sus espesores y continuidad, han hecho que su estudio fuese considerado en forma especial. En este sentido, CORPOMENE tomando en cuenta la experiencia de producción previa en el área, donde se identificaron las características generales (no PVT) de los fluidos contenidos en las distintas arenas y las tasas conseguidas por pozo, consideró la posibilidad de tratar grupos de arenas con fluidos similares como un solo yacimiento, de modo que pudiesen producirse en conjunto. De esta manera, se realizó un trabajo donde considerando las

presiones y gravedad específica de los hidrocarburos, se dispusieron distintas arenas en conjuntos denominados unidades hidráulicas, con el nombre de un solo yacimiento, ubicado este por su localización geográfica en el campo. Así que un mismo grupo de arenas, se denomina de un modo en Socororo y de otra forma en el Campo de cachicamo. El beneficio de trabajar con base en unidades hidráulicas es que se pueden obtener producciones mayores por pozo, al explotar intervalos de poco espesor dispuestos en forma subsiguiente y solamente separados por intercalaciones de lutita.

En la primera parte de este trabajo, correspondiente a recopilación y análisis de información, se detectaron algunas condiciones que pueden catalogarse como origen de problemas para el desempeño de los pozos. Por otro lado, la historia del campo y el estudio realizado por CORPOMENE reflejan en forma directa dos problemas básicos para el Área: el arenamiento y la baja y poca duradera productividad de los pozos. En este último aspecto, la producción bajo el concepto de unidades hidráulicas podría ser un paliativo.

Este trabajo, se realizó empleando como base de estudio a la Localización E-PJ, la cual representa el primer proyecto de perforación para la reactivación del Área Mayor de Socororo. El objetivo básico de la perforación de este pozo es recopilar la mayor cantidad de información posible por medio de la toma de núcleos, registros y muestras de fluidos. Además, por su puesto, de ser un proyecto rentable.

El primer esquema a considerar fue el propuesto por la gerencia de perforación y rehabilitación de pozos de PetroUCV, el cual fue sometido a la evaluación de un equipo perteneciente a la gerencia de Visualización Conceptualización y Definición de proyectos de perforación de PDVSA Oriente. Esta propuesta involucró, entre otras cosas, la construcción general del pozo, que contempló: el programa de perforación, incluido el programa de lodos, cementación y revestimientos, además de una evaluación mecánica de la completación. Este diseño, básicamente, planteaba la producción conjunta de las arenas U1U y U1M mediante un esquema a hoyo revestido, esta propuesta en muchos aspectos, incluido el de la completación, tenía un enfoque muy general y carecía de los detalles y

consideraciones suficientes, que la hicieran compatible con las particularidades del Área Mayor de Socororo.

Este informe fue revisado por el equipo de PetroUCV y se reformuló básicamente en lo referente a la profundidad total y a la posición de asentamiento de las sartas; además, el esquema de completación fue modificado de tal forma que se cambió a Hoyo Abierto Ampliado. Los demás parámetros como los tipos de lodos a emplearse, el diseño del ensamblaje de fondo, el estudio de torsión y arrastre de las sartas, el diseño de la fundación del pozo, las dimensiones de los revestimientos y su validación de integridad mecánica permanecieron iguales. En cuanto al diseño de la cementación se emprendió un estudio particularizado, a fin de establecer un patrón aplicable al Área en general.

La modificación en el esquema de completación planteado en principio, obedeció a que la propuesta efectuada al respecto no presentaba una base sólida en cuanto al estimado de productividad realizado, lo cual le restó validez al diámetro de tubería eductora seleccionado. La propuesta de completar a Hoyo Abierto Ampliado surgió de experiencias obtenidas en áreas vecinas como Yopales Norte en trabajos de rehabilitación de pozos, donde los resultados mostraron tasas de producción por encima de lo esperado. De esta forma, se contempló en primer lugar, la evaluación de esta propuesta dirigida a establecer la factibilidad de su implantación en el Área.

El segundo esquema de completación considerado, Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, que surgió de la caracterización del Área; donde se determinó la completación característica con la cual se construyó el mayor porcentaje de los pozos. En el presente estudio se consideró que dicho esquema característico o promedio debía ser estudiado, con la finalidad de establecer parámetros que corrigiesen los problemas detectados en la primera parte del trabajo relacionados al diseño de la completación y así, replantearlo de manera tal que pueda ser considerado como una opción para la completación de los futuros pozos.

El tercer esquema se propuso con la finalidad de lograr dos objetivos básicos: controlar la producción de arena e incrementar el potencial productivo de los pozos. Para ello se estudió una técnica de fracturamiento hidráulico con empaque con grava incorporado, conocida como “Frac Pack” la cual ha dado buenos resultados a escala mundial, incluyendo la experiencia de aplicaciones en Venezuela en las regiones de Occidente y Oriente.

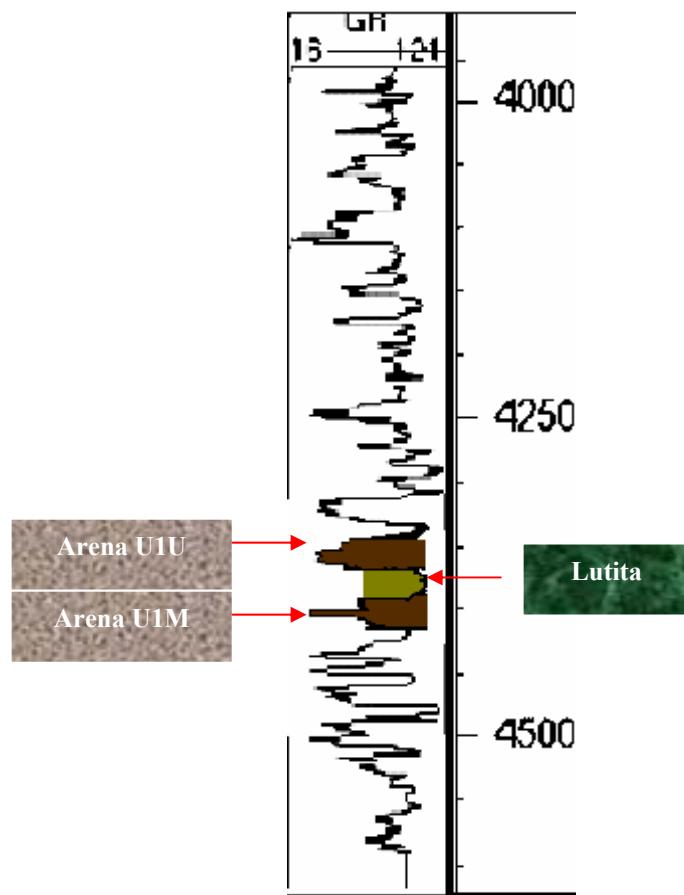
Los tres esquemas de completación propuestos constituyen las opciones inmediatas para los pozos a ser perforados con arquitectura de tipo vertical. Sin embargo, con las consideraciones adecuadas estos esquemas podrían hacerse extensibles a otras arquitecturas, como el pozo tipo multilateral. La base del trabajo, en cuanto a la arquitectura básica para el pozo, se tomó de la propuesta que inicialmente evaluó la gerencia de VCD con las modificaciones efectuadas posteriormente por PETROUCV. Dicha base fue la misma para los tres esquemas estudiados, lo que permitió aislar el efecto particular de la completación sobre el desempeño del pozo.

A continuación, se explica la concepción básica de los tres esquemas propuestos. Esta presentación se enfoca hacia aspectos técnicos relacionados con la aplicabilidad de cada uno de ellos.

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava (Ventana)**

Este tipo de completación a Hoyo Abierto, conocida comúnmente como “Ventana” pretende, en la localización E-PJ, poner en producción conjunta a las arenas U1U y U1M. Dichas arenas se encuentran dispuestas de la manera que se observa en la Figura 32, la cual representa un registro de rayos gamma del pozo SOC-4. Con dicha completación se busca abrir, mediante una herramienta ampliadora, el hoyo de producción, desde el diámetro original de la mecha de perforación, 8,5 pulgadas, hasta un diámetro de 13 pulgadas. Esta operación involucra los, aproximadamente, 20 pies de lutita que separan a las dos arenas. La aplicación del empaque con grava obedece a los problemas de arena presentes en el Área Mayor de Socororo. Este tipo de completación ha dado buenos resultados en pozos pertenecientes a campos vecinos, con aumentos significativos en la productividad de los mismos. En la mayoría de los casos esta técnica se ha aplicado bajo el concepto de

recompletación, en pozos que presentan tasas de producción bajas o pozos a los cuales se les quiere explotar por unidades hidráulicas



**Figura 32 Registro de rayos gamma pozo SOC-4**

Las completaciones a Hoyo Abierto constituyen una buena opción desde el punto de vista productivo, ya que poseen menores pérdidas de presión asociadas, lo cual se debe, básicamente, a la ausencia de la restricción mecánica que ocasiona la convergencia del flujo hacia a las perforaciones originadas por el cañoneo. Por otro lado, el daño se minimiza al aumentar el radio del pozo  $r_w$ , efecto que se logra con la ausencia de revestidor y con la ampliación del hoyo. Esta última, contribuye a eliminar parte de la invasión ocasionada por el fluido de perforación y completación.

Históricamente, estas completaciones presentan productividades que superan a las convencionales a hoyo revestido (no estimuladas),<sup>41</sup> por lo cual constituyen una opción conveniente cuando se busca mejorar el comportamiento productivo de un pozo.

Otro tipo de beneficio asociado a esta clase de completaciones es que no requieren cañoneo, cuya selección, como se explica más adelante, requiere de consideraciones especiales cuando se trata de arenas no consolidadas. Muchos de los problemas que se presentan en las completaciones donde se aplica un método de control de arena se originan por el taponamiento de las perforaciones con partículas provenientes de la formación. Este taponamiento se origina cuando los túneles del cañoneo y o los hoyos en el revestidor y cemento se llenan con dichas partículas, en lugar de ser ocupados por la grava del empaque. Esta clase de puenteo ocasiona grandes pérdidas de presión e inclusive, en el peor de los casos, la restricción completa al flujo de fluidos<sup>41</sup>. Al completarse a Hoyo Abierto se eliminaría entonces este potencial inconveniente.

Lo anterior podría ser propicio para las condiciones del Área, pues, como se explica en la sección anterior, las técnicas de cañoneo empleadas no fueron las más adecuadas, por lo que se sospecha que muchos pozos con caídas en su tasa de producción pudieron tener como causa de su problema, el taponamiento al nivel de las perforaciones.

Entre los elementos favorables que se pueden conseguir con la completación a Hoyo Abierto Ampliado, referentes al control de la arena, es la posibilidad de lograr empaques de mayor espesor lo cual redunda en una mayor capacidad de retención de partículas y en una mayor vida útil<sup>42</sup> . Esto resulta conveniente dado que en el área, como se sabe, otro problema grave ha sido la poca vida útil e ineficiencia de los empaques. Es conveniente aclarar que esta técnica solo ayudaría, mas no sería la solución a los problemas asociados al control de arena, específicamente en lo que respecta al diseño de los empaques con grava.

Sin embargo, a pesar de los beneficios referidos con anterioridad, estas completaciones son más inestables desde el punto de vista operacional; uno de los factores que pueden traer inconvenientes a este tipo de esquema es el grado de estabilidad del hoyo, ya que de no ser

suficiente podrían sucederse derrumbes. Por otro lado, las completaciones a hoyo abierto dificultan el control de la producción de gas y/o agua, de tal forma que no pueden aislarse los intervalos productores en forma selectiva.

Respecto a las condiciones de la localización E-PJ, que reflejan en parte las propias del Área, el primer punto, tocante a la posible problemática de la estabilidad del hoyo, puede solventarse, por el empaque con grava y el uso de tubería ranurada, los cuales forman parte del esquema previsto. En este aspecto, juega un papel importante la presión de sobrecarga, que dada la profundidad de las arenas U1U y U1M permite al sistema empaque-tubería sostener el hoyo sin que este se colapse. De esto se tienen como referencia las áreas vecinas, donde bajo condiciones similares en lo inherente a profundidad y naturaleza de los cuerpos de arena, se ha mantenido la estabilidad de los hoyos.

Respecto a la dificultad de aislar parte del intervalo productor, a fin de controlar la producción de gas o agua, este aspecto queda a juicio del operador. Si el intervalo productor se ha concebido para abarcar completamente el espesor de la arena, ya sea que se complete a Hoyo Revestido (cañoneado de tope a base) o Abierto, se originará, más allá de las inmediaciones del pozo, un flujo con líneas casi paralelas; en consecuencia, no se occasionará una componente esférica del flujo, resultante de la combinación del desplazamiento en la dirección vertical y en la dirección horizontal. En este sentido, la componente vertical del flujo se ve drásticamente acentuada cuando se posee una movilidad relativamente alta en esta dirección, lo que hace ineficiente la técnica de completar parcialmente la parte próxima al tope, para controlar la conificación de agua, o en la base para aislar el influjo de una capa de gas, sobre todo en arenas de poco espesor. Otro aspecto a considerar es el tipo de acuífero y la ubicación del pozo respecto al buzamiento de la arena o yacimiento. Cuando se trata de acuíferos de fondo en arenas de espesor considerable y en pozos completados buzamiento abajo puede resultar apropiado completar el pozo en forma parcial cerca del tope, a fin de minimizar el avance del agua.

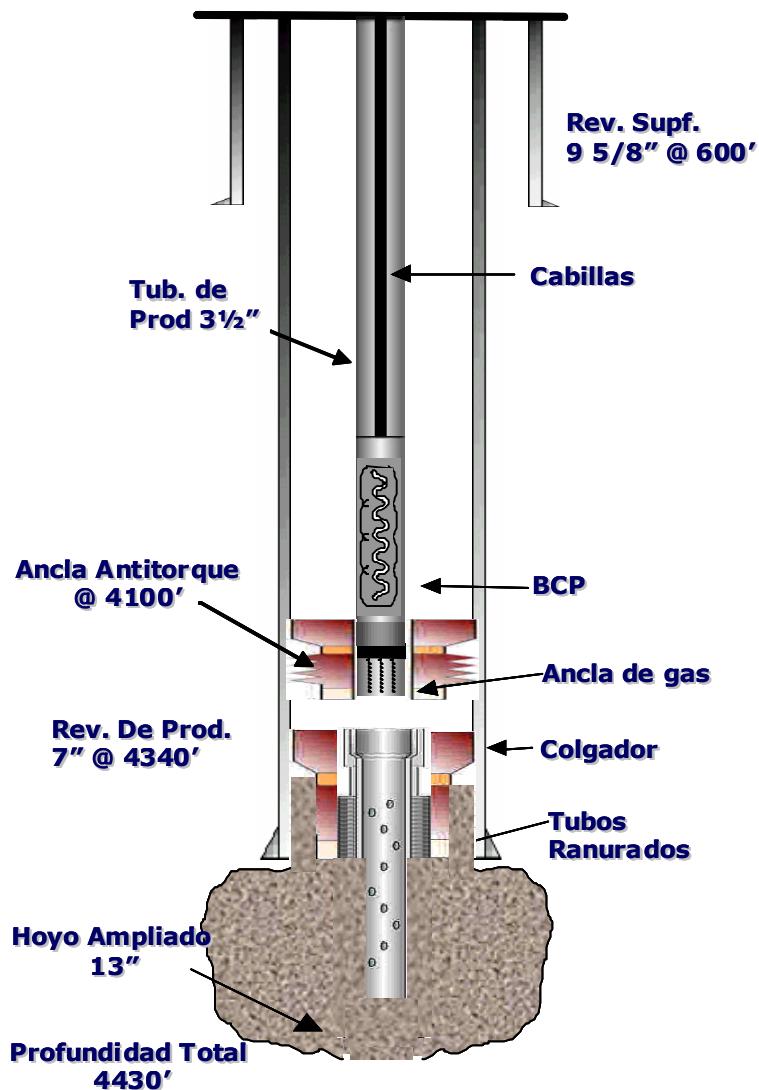
En el caso de las arenas U1U y U1M, para estas se han estimado, en la localización E-PJ espesores de 16 pies y 18 pies respectivamente. Por otro lado, dada la disposición

estructural de las mismas en el caso de presentar empuje hidráulico, como se ha determinado por los estudios realizados y por los cortes de agua, este correspondería a un acuífero lateral en consecuencia el desplazamiento del frente de agua probablemente se daría en dirección paralela a los estratos. Aunado a esto, los estudios realizados en áreas del oriente, sobre las formaciones de interés, indican permeabilidades verticales asociadas a niveles de anisotropía no muy marcados<sup>43</sup>. Esto implica que si se completa todo el intervalo o no, muy probablemente se obtenga un perfil de flujo que no modificará el corte de agua en forma sustancial y, por el contrario, la tasa de petróleo si se verá afectada. Lo anterior sucede que desde el punto de vista del control del corte de agua, el completar a Hoyo Abierto o Revestido no constituiría un factor de peso para el caso. Respecto al gas, la arena U1U presentó inicialmente indicios de una pequeña capa inicial, la cual ya ha sido agotada por el pozo SOC-3. En cuanto a la arena U1M, esta no posee capa de gas. Lo anterior da un indicativo que la expansión de una capa de gas no es un factor a tener en cuenta para la situación en particular.

En modo general, referente al aislamiento selectivo en el caso de requerirse, este sería un inconveniente casi insalvable ya que con las condiciones de hoyo abierto y más aun ampliado, cualquier operación común como una cementación forzada o la ubicación de un tapón de hierro, no es viable. Lo anterior traería como consecuencia, que en el caso de presentarse cortes de agua excesivamente altos en la arena inferior, no podría clausurarse y continuarse con la producción de la arena superior, y viceversa. Esto puede extenderse al caso del gas, donde en el caso de que una de las arenas presentase, en algún momento, una relación gas petróleo indeseable, tampoco sería viable su aislamiento.

Para el caso particular de la localización E-PJ, lo antes expuesto debe considerarse en lo que respecta al agua, ya que la arena U1M (ver Figura 32) presenta cortes relativamente elevados, que con el paso del tiempo pueden incrementarse. Esto lleva a que en el caso de completarse a Hoyo Abierto Ampliado deba asumirse la situación de tener que manejar cortes de agua altos, en un momento de la vida productiva del pozo, sin poder intentarse una operación de remedio.

A continuación se presenta un diagrama, a modo esquemático, de esta propuesta de completación. La ubicación de asentamiento de las sartas corresponde a la última revisión llevada a cabo por PetroUCV y se tomó como base para la realización del estudio.



**Figura 33 Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

En lo que respecta al diámetro de la tubería eductora mostrado en la figura, representó el planteamiento inicial, previo a la realización de algún tipo de estudio. En cuanto al método de levantamiento (bombeo por cavidades progresivas) se propuso inicialmente, a partir de

estudios realizados para el área, donde se planteó como una posibilidad. Sin embargo, este planteamiento inicial carecía, de igual modo, de un estudio particularizado para la localización E-PJ.

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Este tipo de completación sencilla (una sola sarta una sola empacadura) pretende producir conjuntamente las dos arenas antes mencionadas, pero manteniendo el hoyo revestido y valiéndose del cañoneo para establecer la comunicación entre el pozo y las mismas. Este tipo de completación es bastante convencional y ofrece beneficios desde el punto de vista de la factibilidad de realizar futuros trabajos en la zona productora y obtener resultados satisfactorios.

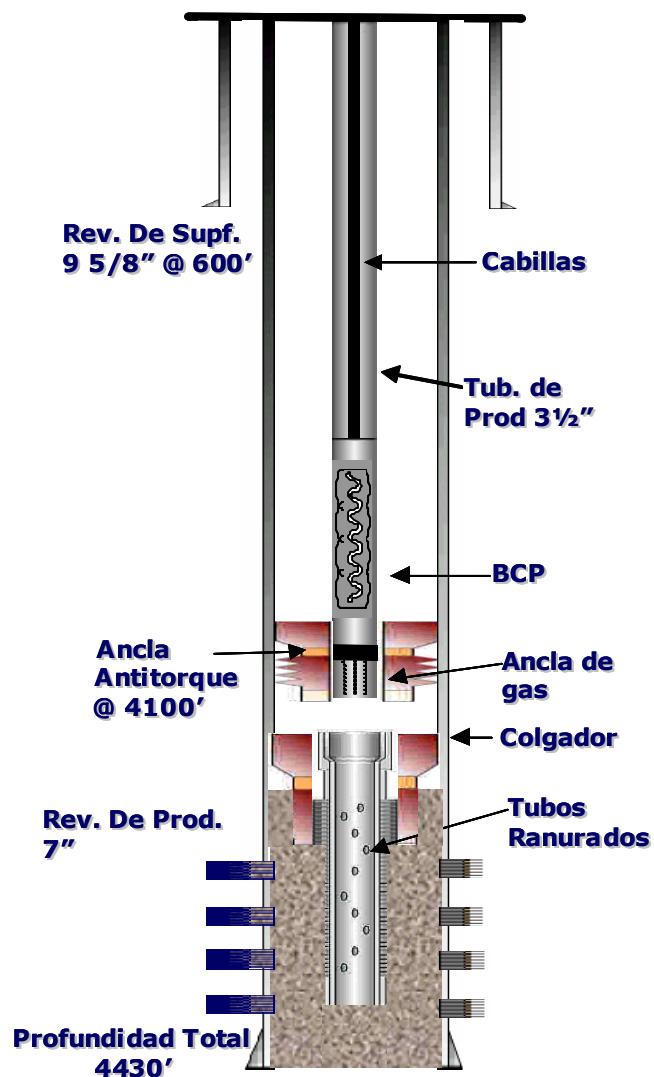
En este caso el empaque con grava también se ha contemplado, sin embargo su configuración es distinta a la del caso anterior, ya que se realiza dentro del revestimiento de producción, por lo cual posee menor espesor.

En cuanto al esquema, este es el característico del Área y es necesario realizar un estudio a fin de hallar principios que lo mantengan como una opción viable para la completación de los futuros pozos. A este respecto uno de los objetivos que se buscan con dicho estudio es establecer una base enfocada hacia la mejora de las técnicas de cañoneo, para así solventar la problemática que a este se asocia.

El comportamiento productivo de este tipo de completación no es tan prolífico como la explicada anteriormente, sin embargo a diferencia de esta, si es factible aislar las zonas en forma selectiva, de tal manera que para el caso particular de la localización E-PJ sería posible aislar la arena U1M y seguir produciendo la U1U.

A continuación se presenta el diagrama para esta completación; el cual es similar al anterior en lo referente al posicionamiento de las sartas, con la salvedad del revestimiento de producción, el cual se encuentra en este caso asentado por debajo de la zona objetivo. Las

demás consideraciones referentes al diámetro de la tubería eductora y el método de levantamiento son las mismas.



**Figura 34 Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Lo que se observa en este diagrama, y en el anterior, como ancla de gas, es un instrumento asociado al método de levantamiento, que tiene por objeto reducir la entrada de gas a la bomba. El ancla antitorque es el mismo colgador u obturador de la tubería de producción,

que en el caso del empleo de bombas de cavidades progresivas, tiene también por objeto evitar que la tubería rote.

### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

Este tipo de completación cumple la doble función de estimular al pozo y controlar la arena. Posee la ventaja de permitir trabajos futuros en la zona productora, como aislamientos y recompletaciones, además de incrementar la productividad del pozo, a través de la minimización del daño. Al igual que en los dos casos anteriores, se completaran en conjunto las arenas U1U y U1M.

Dadas las características de las arenas en el Área Mayor de Socororo, la concepción de un esquema de completación para los pozos, que involucre procesos de fractura, requiere de ciertas consideraciones. La primera de ellas es el espesor de las arenas; los cuerpos de arena en el área presentan espesores bajos cuyo promedio es 18 pies, lo cual constituye un aspecto limitante para algunas técnicas de fracturamiento debido a los requerimientos operacionales y de diseño que implica el control del crecimiento vertical de la fractura, de forma tal que esta permanezca confinada dentro de los límites pre establecidos. La segunda consideración se refiere a la necesidad de incorporar un método para el control de la arena a los esquemas de completación que se apliquen. Adicionalmente el diseño de una fractura exige una serie de datos de los que no se dispone en forma puntual para el Área, por lo cual es necesario asumir modelos tomados de la experiencia en pozos de otras áreas, con características similares, al caso particular que se este tratando.

Bajo estas condiciones, la concepción de un esquema de completación para los pozos del Área Mayor de Socororo que incorporara técnicas de fracturamiento y control de arena, llevó a la elección del “Frac Pack” a Hoyo Revestido, como la técnica que mejor se adapta a las condiciones y requerimientos del Área. En esta técnica, el empaque con grava se realiza una vez ha finalizado el proceso de fractura y, en esencia, puede diseñarse como un empaque a Hoyo Revestido Convencional, siguiendo los parámetros puntuales en cuanto al tipo de grava que se haya previsto. Dado esto, la parte crítica del proceso es la relacionada con el diseño y ejecución de la fractura.

El primer factor que llevó a elegir la técnica del “Frac Pack” fue que esta permite incorporar el control de arena al sistema de fractura, de una forma tal que las fracturas concebidas en este método son más adaptables en cuanto a su altura o crecimiento vertical que las requeridas en otros similares que permiten el control de arena, como el “Frac-Screen Less”, donde el tipo de fractura requerido, exige que un volumen considerable de material apuntalante sea forzado dentro de la formación, para lograr un buen anclaje del mismo; lo cual redunda en fracturas donde predomina el crecimiento vertical sobre el horizontal. En este aspecto existe un precedente en el Área, en el que se realizó un estudio de factibilidad para la aplicación del “Frac-Screen Less” para la rehabilitación de los pozos SOC-3 y SOC-5, próximos al lugar donde se ubicará la localización E-PJ. Entre las conclusiones del referido trabajo, se encuentra que este tipo de técnica no se recomienda para arenas de un espesor menor a 50 pies, debido a la imposibilidad de confinar la fractura en su crecimiento vertical.<sup>34</sup> Este tipo de técnica, muy efectiva para el control de arena, emplea como material apuntalante o “proppant” una grava resinada cuyas partículas al ser sometidas a la acción de un líquido reactivo se adhieren unas a otras, consigiéndose de esta forma la consolidación en sitio de dicho material. Sin embargo, dada la ausencia de empaque y tubería ranurada se requiere de tasas de bombeo altas (10 BI/min.- 12 BI/min.) para lograr forzar dentro de la formación volúmenes suficientes, dependiendo del caso, que permitan obtener una buena concentración de “proppant” que garantice una consolidación y anclaje efectivos dentro de la formación, de modo tal que no se requiera el soporte, adicional, del empaque con grava y la tubería ranurada para mantener el proppant dentro de la formación.

Por el contrario, la técnica de “Frac Pack” no se basa en una consolidación en sitio por lo que pueden bombearse volúmenes menores de material apuntalante, el cual puede ser grava convencional. Adicionalmente la tubería ranurada y el empaque sirven como apoyo o soporte a dicho material para mantenerlo estable dentro de la arena. Lo anterior deriva en fracturas de menor altura, confinables en arenas delgadas como las del Área Mayor de Socororo.

Visualizados los requerimientos que debe cumplir el método elegido, se procedió a investigar acerca de experiencias realizadas bajo condiciones similares a las del caso, es decir, un fracturamiento realizado en una arena somera con un espesor entre 16 pies y 18 pies, además de otras características similares a las de las arenas de interés. Así, se ubicó un trabajo realizado en la región Occidental, específicamente en el campo de Bachaquero donde se fracturó una arena de 15 pies de espesor con características generales similares a las de las arenas U1U y U1M.

Esto se realizó, a fin de evaluar la factibilidad técnica de aplicar el procedimiento, dada la ausencia de información, en general, para las condiciones del Área Mayor de Socororo. Referente a este punto, la investigación acerca de los procedimientos operacionales llevados a cabo en la industria petrolera reflejó, que en la mayoría de los casos, no se posee una información completa de todos los aspectos relacionados a un área. Uno de estos aspectos es el referente a las propiedades geomecánicas de las formaciones. Muchas veces, por un motivo u otro, que no atañen a este trabajo, no se realizan los muestreos y pruebas pertinentes para determinar las propiedades geomecánicas. Por lo cual, cuando se requiere efectuar algún tipo de labor donde se necesite el conocimiento de dichas propiedades, se toman datos de áreas vecinas o similares donde se disponga de ellos, y el conocimiento final de los mismos se logra, en cierto modo, a través de la práctica. El caso del diseño y ejecución de un fracturamiento hidráulico es un ejemplo de ello.

La operación del fracturamiento, una vez establecido el diseño en cuanto a dimensiones de la fractura y esquema de bombeo para lograrlas, involucra un paso previo que consiste en una prueba de Inyectividad que se realiza a la formación con la finalidad de validar y rectificar los valores de: esfuerzo principal menor, tasa de bombeo mínima para fracturar y presiones de apertura y cierre de la fractura, estimados inicialmente. Lo anterior permite reformular el programa de bombeo, a última hora, en cuanto a tasas etapas y presiones, con el objeto de alcanzar las dimensiones de fractura más próximas a las propuestas; además de estimar las propiedades relacionadas a las pérdidas de filtrado del fluido que se emplee para fracturar, por su puesto si la prueba de Inyectividad se realiza con dicho fluido. Los

resultados de esta operación permiten redimensionar la fractura casi en el momento de efectuarla.

Dado lo anterior, el procedimiento de diseño de la fractura se da de la siguiente manera: primero se realiza un estudio de productividad con el cual se estiman la longitud y espesor de la fractura “óptimos” para la arena, por su puesto, considerando que la fractura debe estar confinada dentro de ciertos límites. El estudio de productividad, como se muestra más adelante, es una parte crítica para el diseño de una completación ya que, entre otras cosas, posibilita el estudio de tipo económico. En el caso de la fractura, se requiere para llevar a cabo dicho estudio, de valores para su longitud espesor y permeabilidad del “proppant”. Estos parámetros constituyen el punto de partida y la referencia sobre la cual se diseña el procedimiento de fractura, por lo que es necesario realizar un análisis que permita, su conocimiento antes de comenzar.

Una vez establecidas la altura, longitud y espesor de la fractura, se determina mediante la ayuda de algún tipo de herramienta de simulación, el esquema de bombeo requerido para lograr las dimensiones de fractura propuestas en principio, para ello, deben considerarse las condiciones particulares de la arena a fracturar. Posteriormente, con el diseño establecido, se ejecuta una prueba de Inyectividad, empleando uno o varios métodos de inyección, y de acuerdo a los resultados conseguidos, se reformula el diseño inicial de la fractura. Luego, con este diseño reformulado, se ejecuta el trabajo final.

Parte del objetivo de este trabajo, en lo que respecta al esquema de completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, es realizar un estudio de productividad del mismo que incorpore la optimización de la longitud media de la fractura. De tal forma que se establezca una base, en el aspecto productivo, sobre la cual sustentar el diseño de los procedimientos de fractura en los pozos a ser perforados.

Para la realización del análisis de productividad, correspondiente a esta completación, se tomaron como parámetros bases el espesor y altura de la propuesta perteneciente al trabajo realizado por la compañía Schlumberger, para el pozo BA-2247 completado en el

yacimiento BACH-02 del distrito Bachaquero ya que, como se mencionó, las características de la arena donde se efectuó el trabajo se asemejan a las de las arenas U1U y U1M. De este modo, se partió como referencia de una propuesta donde se pretendía lograr una fractura de 14,8 pies de altura y 0,44 pulgadas de espesor promedio, con una longitud de 125 pies. Este último parámetro no se consideró ya que, como se dijo, parte del estudio se encamina a determinar una longitud de fractura “optima” desde el punto de vista productivo.

Los demás parámetros involucrados en el diseño de la fractura, con los cuales se generaron estos que sirvieron de apoyo al estudio de productividad realizado, se presentan en el anexo A. Dichos parámetros, a excepción de la permeabilidad del “proppant” la cual se obtuvo de la referida simulación para la aplicación del “Frac Screen Less” se tomaron del mismo trabajo realizado, para el pozo BA-2247. Parte de ellos, podrían incluso emplearse como punto de partida en el diseño del esquema de bombeo para la localización E-PJ (lo cual no corresponde a este trabajo), que permitiese conseguir las dimensiones de fractura que se planteen.

De los parámetros relacionados al proceso de fractura, necesarios para el diseño de la completación, además de los inherentes a sus dimensiones, deben tomarse en cuenta los valores de presión posibles durante el proceso de bombeo. Esto, con la finalidad de establecer los requerimientos mecánicos de los obturadores, sartas y cabezales empleados durante las operaciones. Para ello, se consideraron los valores utilizados en el trabajo de Frac Screen Less elaborada para el pozo SOC -5 y no los de la simulación para el BA-2247, debido a que los del primero son más altos y aunque corresponden a otro tipo de fractura, pueden aplicarse a fin de conseguir un margen de seguridad operacional mayor. Esto se explica con mayor detenimiento en el capítulo correspondiente al Análisis Mecánico.

A continuación se presenta el diagrama base para la completación. Dicho esquema es similar a los anteriores mostrados, en cuanto al posicionamiento de las sartas y las condiciones establecidas.

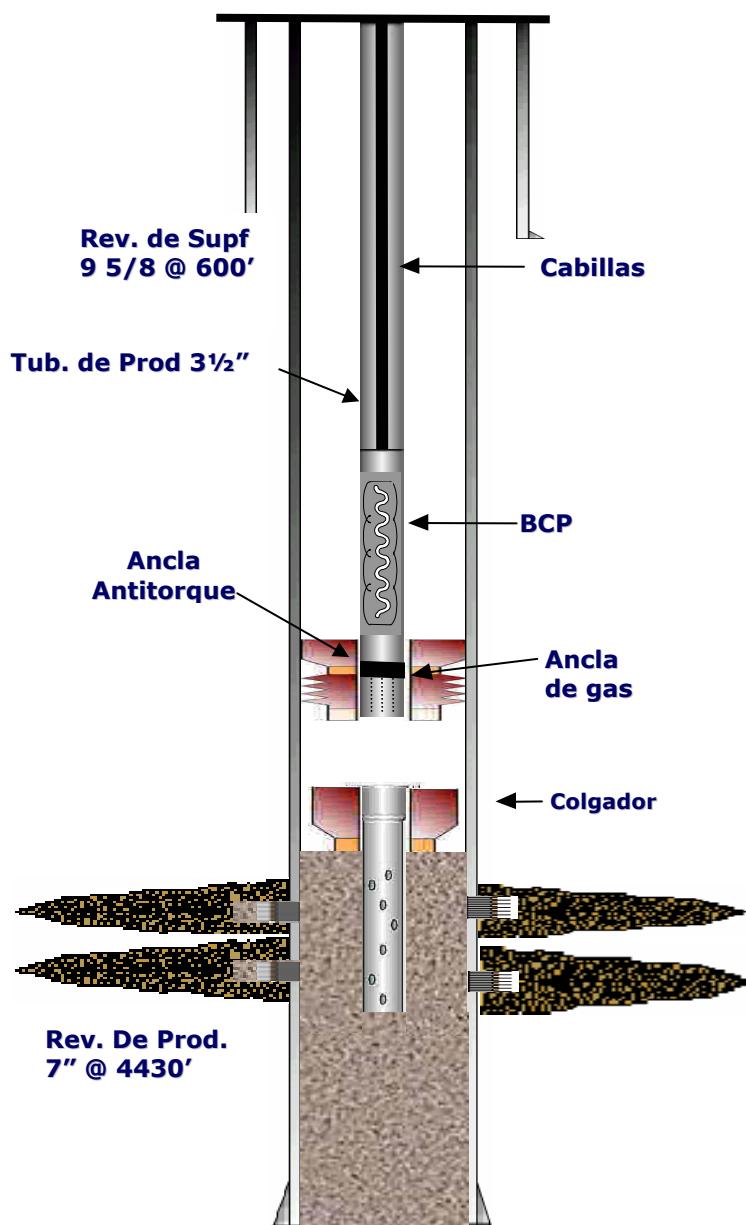


Figura 35 “Frac Pack” Hoyo Revestido

## **INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS NODAL**

En la actualidad la mayoría, si no todos, los procesos relativos a la ingeniería de petróleo se encuentran automatizados por medio de paquetes computacionales, “softwares,” los cuales permiten obtener mayor efectividad durante las rutinas asociadas a cada una de las etapas que comprenden dichos procesos. Los paquetes involucran el fundamento matemático asociado a un área de estudio en específico, además de las correlaciones y principios que según, una o más teorías, rigen un determinado fenómeno. En el caso particular de la producción una de las áreas de mayor importancia es el *análisis nodal*, el cual constituye una herramienta de gran poder para la optimización, evaluación y diseño de pozos.

El análisis nodal, para un pozo petrolero, involucra el estudio del flujo de fluidos desde la arena productora hasta el separador de producción o cualquier punto que se elija entre estos dos. Lo anterior ha llevado a concluir que debe analizarse el fenómeno, en dos o más segmentos. El primer segmento o tramo, está constituido por el yacimiento o arena productora, allí el flujo se ve afectado tanto por una serie de parámetros propios de la roca como de los fluidos presentes en ella y se rige, en forma simplificada, por la ley de Darcy. Posteriormente, el flujo se involucra en una zona que representa la transición entre las condiciones propias del yacimiento y la sarta de producción; dicha zona posee características que alteran la transmisibilidad original del yacimiento, ya sea, incrementándola o disminuyéndola. La otra región concierne al flujo en la sarta de producción, el cual posee distintos patrones y se rige mediante correlaciones propuestas por distintos autores. Dado lo anterior, es necesario caracterizar cada una de estas secciones separadamente y en forma detallada. En la parte correspondiente al yacimiento o arena productora, debe contarse con información sobre los fluidos presentes, propiedades de la roca y propiedades generales del sistema, como: la presión, temperatura y área de drenaje. En la parte asociada a la completación, debe recabarse toda la información necesaria para caracterizar el factor de daño. En la sección correspondiente a la sarta de producción, debe incluirse toda información o data que permita caracterizar la presión dentro del sistema de tubería, como una función del caudal circulante. La unión de todas las secciones anteriores

conforma el sistema total del pozo, y es el estudio de la interacción entre cada una de ellas, como partes integrantes de un todo, lo que da la posibilidad de evaluar su potencial.

El análisis nodal, desde el punto de vista conceptual, posee dos partes: la primera, resultado de la integración de la arena o yacimiento con la completación del pozo, define el potencial productivo de este último. La segunda producto de los requerimientos impuestos por la configuración y características de la sarta de producción, define la curva de comportamiento de tubería del pozo. Existen tres formas básicas para abordar la primera parte de este análisis:

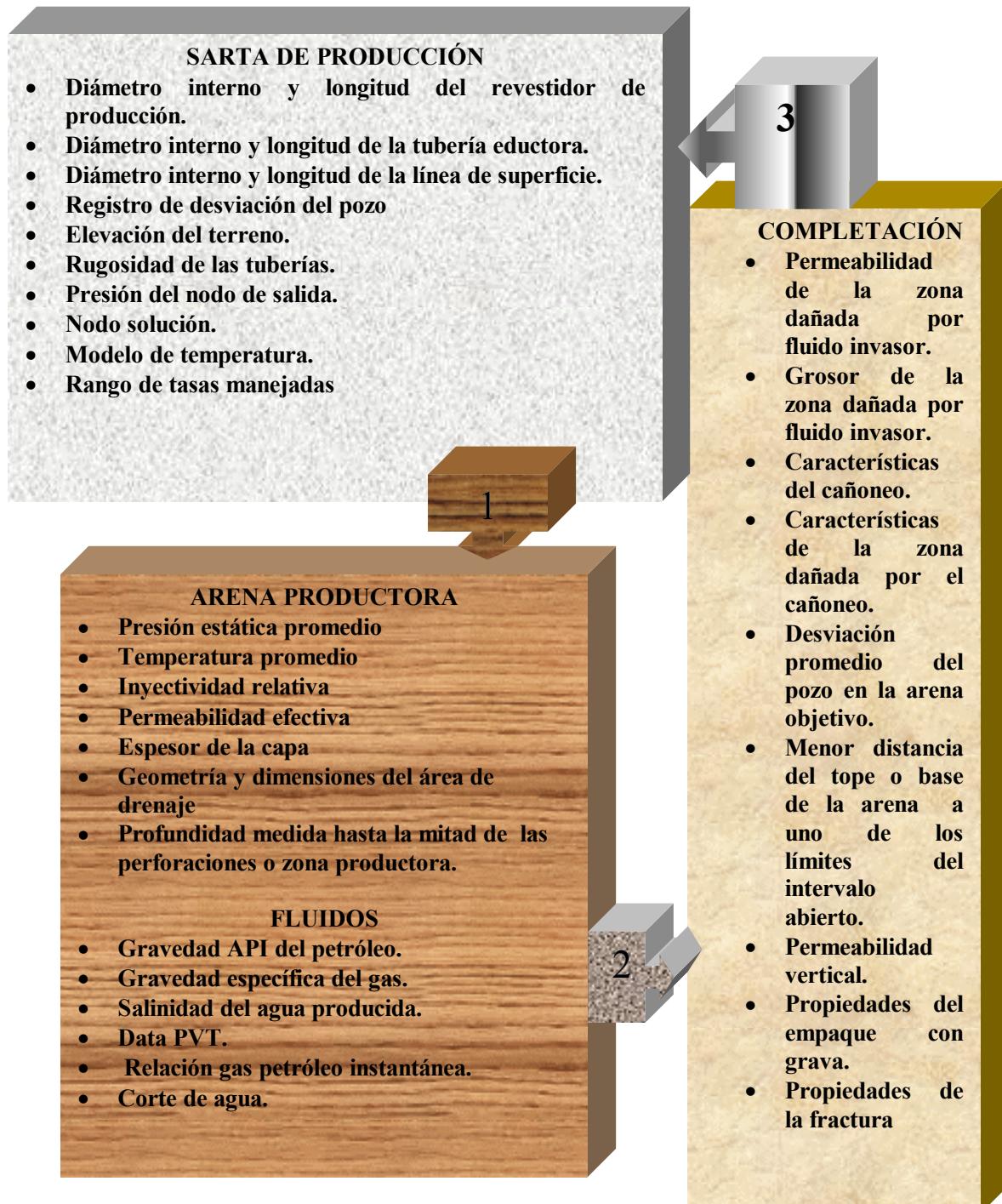
- Caracterizando la curva de comportamiento de afluencia con valores de presión fluyente y tasas tomadas de los registros de producción, además de la presión estática de la(s) arena(s).
- Definiendo la curva de comportamiento de afluencia de la(s) arena(s) por medio de el índice de productividad del pozo y algún valor de presión fluyente con su respectiva tasa de producción.
- Definiendo la curva de comportamiento de afluencia a través de la descripción de todos los parámetros de la(s) arena(s) productora(s) así como de las propiedades de los fluidos que la(s) saturan.

Es de esta última forma como debe efectuarse la caracterización de la curva de afluencia para un pozo a ser perforado. Por otra parte, la descripción del comportamiento de tubería es la misma para las tres formas anteriores y consiste en definir un rango de tasas de trabajo posibles para el sistema, además de las características de la sarta de tubería y la presión en el nodo de salida; para definir el gradiente de presión dinámico en la misma. Una vez que se obtienen las curvas de comportamiento de afluencia y comportamiento de tubería, estas se superponen, con el objeto de establecer cual será el desempeño del sistema, ya sea relacionado al punto de operación o al comportamiento de presión en la sarta de producción como función de la tasa. El estudio de estas curvas constituye una valiosa herramienta para la predicción del desempeño de un pozo frente a cambios en su esquema de completación y permite además evidenciar los requerimientos que debería suplir un método de

levantamiento artificial. Para conseguir la definición de estas dos curvas es necesario obtener una serie de datos que provienen de distintas áreas de estudio relacionadas con la ingeniería de petróleo, como lo son: la geología, petrofísica, yacimientos, perforación, completación y producción. Por consiguiente, es imperativo contar con una mesa de trabajo que interactúe bajo una filosofía de cooperación, a fin de generar la *base de datos* necesaria que de sustento al estudio.

Por lo general, la realización del análisis nodal esta en manos de un equipo de optimización de producción; pero para objeto de este trabajo especial de grado, dicho estudio ha sido efectuado por sus integrantes. El paquete computacional empleado para la realización de tal análisis fue el WELLFLO, perteneciente al grupo de programas Flowsystem desarrollado por la compañía Edinburgh Petroleum Services. Este “software” puede ser empleado en dos formas principales: para obtener el punto de operación de un pozo o para estudiar las caídas de presión ocurridas a lo largo del sistema de producción. El programa modela el comportamiento de los fluidos en el pozo en términos de la presión, temperatura y propiedades de los mismos como una función de la tasa. El programa toma como datos de entrada: una descripción del yacimiento, de la completación del pozo y de los componentes de superficie. Provee un amplio rango de correlaciones PVT, correlaciones para el flujo en tubería y correlaciones para estranguladores. Además, puede asumir varios patrones de flujo hacia el pozo y establecer sensibilidades respecto a parámetros pertenecientes a la arena productora, el pozo en si mismo, la configuración de superficie y las condiciones de operación, tales como la presión en el cabezal o el nodo solución. Lo anterior brinda la posibilidad de refinar el diseño de un esquema de completación preestablecido, con miras hacia la optimización del mismo, tanto en el aspecto técnico como el económico, pues permite generar diversos escenarios respecto a un determinado elemento, los cuales tienen como consecuencia directa una presión y tasa asociadas. De este modo los valores de producción obtenidos a partir de las opciones técnicas más favorables, pueden ser proporcionados a la mesa de trabajo, encargada de la evaluación económica del proyecto. A continuación se presentan, esquemáticamente, en la Figura 36 las secciones y datos involucrados en el análisis nodal para un pozo productor de petróleo a ser perforado. El diagrama expuesto se orienta en la dirección del flujo, con cada una de las secciones

numeradas en orden progresivo. En la sección de completación se consideran los esquemas planteados.



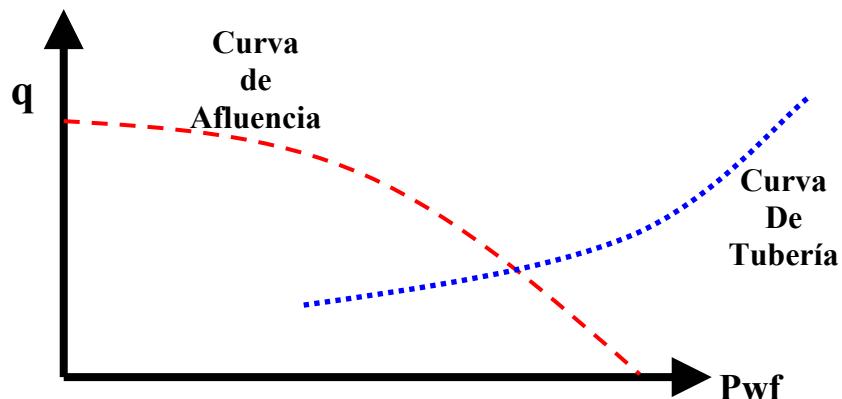
**Figura 36 Data para el análisis nodal de un pozo petrolero a ser perforado.**

Además de la data presentada anteriormente, cada una de las secciones o etapas definidas debe ser tipificada por medio de consideraciones basadas en criterios empíricos de aplicabilidad para el área en particular.

En la sección correspondiente al yacimiento, debe asumirse un patrón de flujo, el cual puede ser: pseudo radial, pseudo lineal o radial; también es necesario asumir las correlaciones PVT que mejor apliquen para el área, y, si se tiene data puntual, ajustarla con estas últimas. Adicionalmente, es necesario asumir un modelo para el cálculo de la curva de afluencia.

En la zona correspondiente a la completación, se requiere considerar el modelo para el flujo en las perforaciones, adicionalmente puede tomarse en cuenta en el daño total, el efecto causado por el flujo que no cumple con la ley de Darcy.

En la sección correspondiente a la sarta de producción, deben seleccionarse las correlaciones de flujo en tubería que se aplicarán en cada parte de la misma, de igual forma debe elegirse una correlación para el flujo en los estranguladores; también se requiere la inclusión de factores de ajuste para los cálculos de pérdidas de presión en el pozo. Adicionalmente debe elegirse un modelo para el cálculo de la temperatura, el cual puede tener un carácter estable, independiente de la tasa, o tomarla en cuenta.



**Figura 37 Curvas de Comportamiento de Afluencia y Tubería**

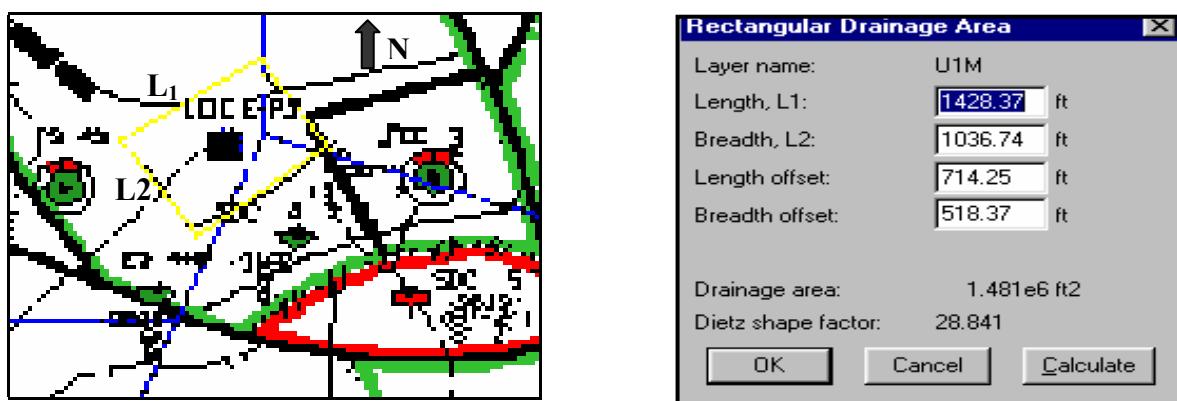
## **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.**

A continuación se presenta la data empleada en la realización del análisis nodal para la localización E-PJ (Pozo Piloto I) encaminada hacia la determinación de la curva de comportamiento de afluencia. La determinación de esta curva constituye el primer paso en el análisis nodal. Este modelo de recolección de data puede servir como *base metodológica* para los subsecuentes pozos a ser perforados.

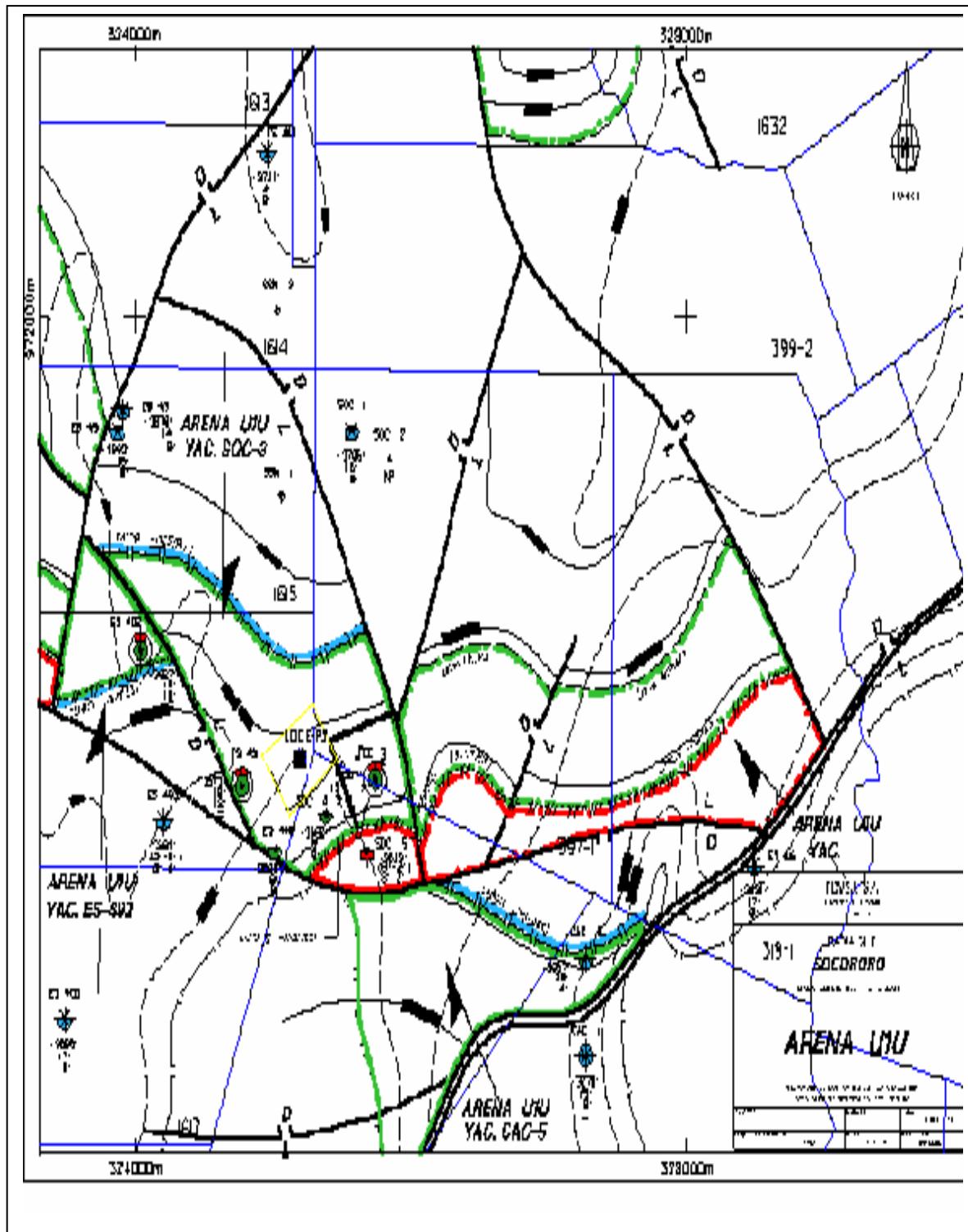
### **Ubicación**

La definición de la localización geográfica exacta, para un pozo vertical, representa un paso fundamental, ya que, es dicha ubicación la que lleva asociada las coordenadas del objetivo, las cuales, a su vez, constituyen un factor de gran importancia para establecer características relacionadas al área de drenaje y parámetros de producción como la relación gas petróleo y el corte de agua; lo último, siempre y cuando los pozos vecinos se hayan completado, alguna vez, en la misma arena.

La localización E-PJ constituye el primer proyecto de perforación que llevará a cabo la compañía PetroUCV, dentro de los planes de desarrollo previstos para el Área Mayor de Socororo. Se encontrará ubicada en el campo Socororo Este, 544m al noroeste del pozo SOC-3; 317m al noroeste del pozo SOC-4; 455m al noreste del ES-446; 435m al sur este del ES-401. Ver Figura 38 y Figura 39.



**Figura 38 Área de Drenaje y Dimensiones**



### **Arenas objetivo**

Los planes de desarrollo previstos por PetroUCV contemplan la explotación de unidades hidráulicas por pozo; entendiéndose por unidad hidráulica un grupo de arenas con características similares, las cuales se toman como un mismo yacimiento, de modo tal que es posible su producción en conjunto. En este caso, la localización E-PJ será completada inicialmente en las arenas U1U y U1M, pertenecientes al yacimiento SOC-3.

A continuación, se presentan por separado las propiedades de cada arena y la forma como se obtuvieron.

Arena U1U:

Profundidad media: 4365 [pies.]

Espesor promedio: 16 [pies.]

Presión promedio de la arena: 1361 [lppc]

Temperatura de la arena: 159[°F.]

Permeabilidad: [166mD]

Permeabilidades relativas.

Inyencitividad relativa: 0 [fracción]

La profundidad media se tomó del mapa estructural de la arena para el yacimiento SOC-3.

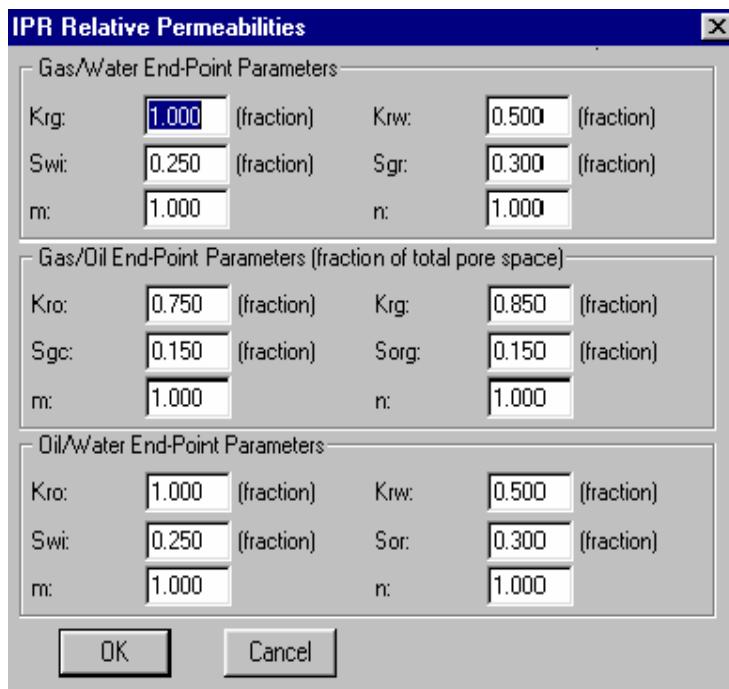
El espesor de la arena se tomó del mapa isópoco para el yacimiento SOC-3.

La presión promedio o estática se obtuvo a través de un estudio de balance de materiales realizado por miembros de la gerencia de yacimientos de PetroUCV, donde se tomó en cuenta la producción de la arena hasta principios del año 2001.

La temperatura se tomó de los registros petrofísicos tomados en los pozos SOC-3 y SOC-4 a la profundidad promedio estimada.

En cuanto a la permeabilidad, se aproximó por medio de la correlación de Timur, donde esta se encuentra expresada en función de la saturación de agua irreducible, la cual se determinó a su vez, por medio de la ecuación de Simandoux para arenas arcillosas. Por otro lado, se asumió isotropía areal, es decir: que la permeabilidad en el plano horizontal es la misma tanto en la dirección X como la Y lo cual puede asumirse por la poca consolidación de las arenas en el Área mayor de Socororo<sup>40</sup>. Para mayor detalle acerca del procedimiento empleado en la determinación de la permeabilidad ver el anexo B de este trabajo.

Con respecto a las permeabilidades relativas, se empleó una forma paramétrica de la data asumiendo, coeficientes de “Corey” iguales a uno, lo que implica la forma recta de las curvas de permeabilidad relativa. Los valores de permeabilidad relativa tomados, se pueden observar en la Figura 40 tomada de las cajas de diálogo del programa Wellflo.



**Figura 40 Modelo de permeabilidades relativas**

La elección de trabajar con estos valores, obedece a la ausencia de data de permeabilidades relativas en el Área y a la imposibilidad de generarla por métodos alternativos a las pruebas

realizadas en núcleos. Esto constituye una limitación importante para la caracterización de la curva de afluencia.

El valor de Inyectividad relativa asumido, considera que a una presión de fondo mayor a la presión de la arena, la arena se cierra. Este valor implica que el fluido producido por otras capas o arenas de mayor presión no invadirá a la arena en cuestión. La consideración anterior se fundamenta en que la diferencia de presión entre una arena y otra, son solo 56lppc, por lo cual se Asume que no habrá flujo cruzado entre las dos.

Arena U1M:

Profundidad media: 4405 [pies.]

Espesor promedio: 18 [pies].

Presión promedio de la arena: 1447 [lppc.]

Temperatura de la arena: 159[°F.]

Permeabilidad: 510[md]

Permeabilidades relativas

Inyectividad relativa: 0[fracción]

El procedimiento y criterios empleados para la determinación de estos datos, son análogos a los explicados anteriormente para el caso de la arena U1U. Es importante resaltar que las permeabilidades relativas utilizadas, son las mismas para las dos arenas, lo que se refleja en efectos diferentes para el comportamiento de afluencia de cada una, puesto que en ellas la saturación de fluidos debe ser distinta. Lo último puede evidenciarse por la diferencia en los cortes de agua y en las relaciones gas petróleo, como se presentará más adelante.

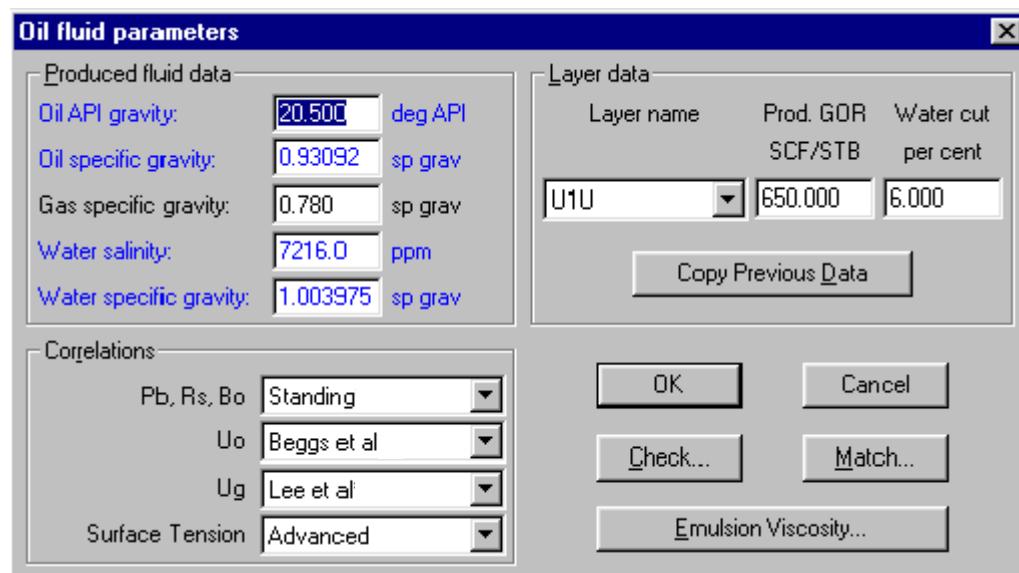
Adicionalmente a los parámetros propios de la arena, se asumió un área de drenaje rectangular enmarcada por el radio de drenaje de los pozos vecinos que, en un momento dado, fueron completados en alguna de las dos arenas de interés. Este radio de drenaje podría parecer “conservador,” debido a que se considera, que todos los pozos vecinos están activos y completados simultáneamente en las dos arenas, lo cual no es cierto en la actualidad, además se asume que todos los pozos tienen el mismo potencial, por lo que el

radio de drenaje se tomó linealmente como la mitad de la distancia de separación entre los pozos, (ver Figura 39); aunque en realidad, solo dos de los pozos se encuentren activos para el momento, (ES-446 y SOC-4) produciendo a tasas relativamente bajas; la consideración es válida, ya que toma en cuenta la posible rehabilitación de los otros pozos vecinos y la estimulación de los pozos que en la actualidad están produciendo.

Conjuntamente a la consideración del área de drenaje, está la del patrón de flujo hacia el pozo; para fines de este trabajo, se asumió en todos los esquemas de completación un patrón pseudo-radial, lo que implica el uso de la solución de estado semiestable de la ecuación de difusividad, para la caracterización de la curva de afluencia. Esta suposición requiere, para el caso del pozo fracturado, algunas consideraciones que se explican más adelante.

Una vez definidas las propiedades de las arenas productoras, es necesario tipificar las de los fluidos que las saturan.

### **Propiedades de los fluidos**



**Figura 41 Propiedades de los fluidos para la arena U1U.**

Lo primero que debe hacerse es definir las características de los fluidos producidos; en este caso, para la arena U1U, se pueden observar en la Figura 41, tomada de las cajas de diálogo del programa Wellflo.

A continuación se describe el origen de la data con la cual se trabajó, además de las consideraciones implícitas en su captura o recolección.

La gravedad API del crudo(y en consecuencia su gravedad específica) se obtuvo del estudio realizado por la gerencia de yacimientos de PetroUCV; allí se tomó, la gravedad promedio registrada en las últimas pruebas de producción de los pozos SOC 3 y ES 401, ambos completados en la arena U1U. Para la arena U1M, se siguió un procedimiento análogo, usando para ello los pozos ES-446, SOC-3 y SOC-4. La gravedad específica del gas se obtuvo en forma similar.

La salinidad del agua se obtuvo de pruebas de producción realizadas a pozos vecinos, completados en las mismas arenas, con los cuales el personal de la gerencia de yacimientos generó una distribución o tendencia por arena. La gravedad específica del agua es función de la salinidad

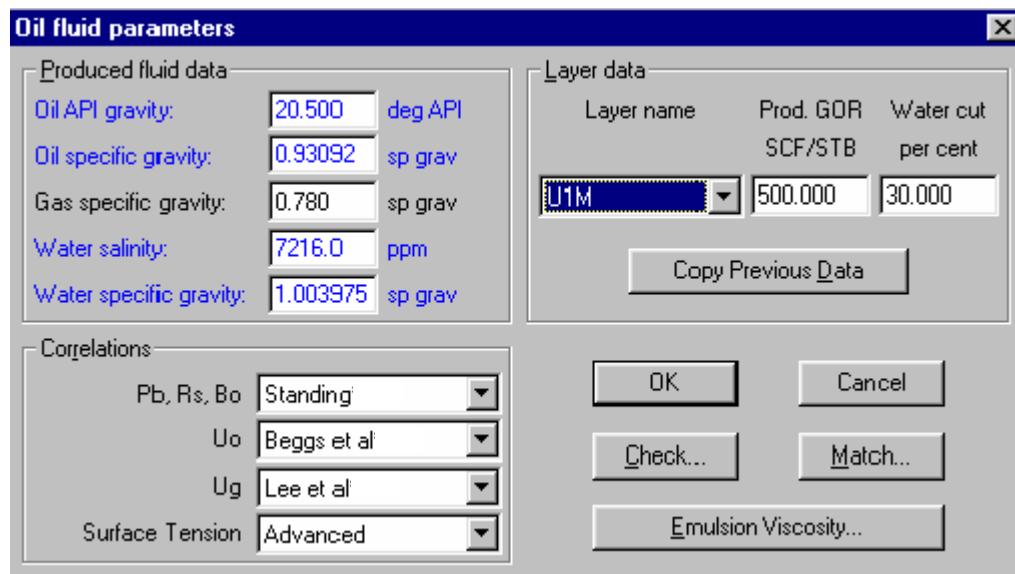
Dada la ausencia de data PVT, fue necesario emplear correlaciones aplicables para el Oriente del país. Las correlaciones aplicadas, se tomaron de la fase I del estudio realizado por la consultora CORPOMENE. Esto constituye una limitación.

Para el modelo de tensión superficial del agua se tomó un modelo conocido como “avanzado” que involucra los efectos de la salinidad y la presión. Esto se relaciona con el flujo en la sarta de producción

La viscosidad del líquido producido se corrigió con un factor multiplicativo adimensional (entre 1,029 y 3,541), para tomar en cuenta la presencia de emulsión, dicha corrección se efectúa sobre la viscosidad de la mezcla, calculada según la correlación PVT, y se realiza

en función del corte de agua presente en la tasa líquida del pozo. Esta corrección se aplicó al flujo en la sarta de producción.

Como se puede observar si se comparan las Figura 41 y Figura 42, todas las propiedades del fluido producido son iguales para las dos arenas, a excepción del corte de agua y la relación gas petróleo; los cuales están relacionados al estado de agotamiento particular y a la estructura de la arena. La determinación del corte de agua y la relación gas petróleo, se realizó por medio de las historias de producción de los pozos vecinos, completados en las arenas U1U y U1M; mediante una extrapolación de la tendencia del comportamiento presentado por dichos parámetros. De este modo se promediaron las relaciones gas petróleo y cortes de agua obtenidos de los registros de producción de los Pozos SOC- 4 y ES-446, actualmente activos, para un periodo productivo de seis meses. Para la arena U1U se consideró el registro de los últimos meses productivos del pozo SOC-3.



**Figura 42 Propiedades de los fluidos para la arena U1M.**

### **Selección del Modelo para la Construcción de la Curva de afluencia**

Una vez que se han definido los parámetros anteriores, es necesario elegir un modelo para el cálculo de la curva de afluencia del yacimiento. Para la realización de este trabajo se eligió el modelo de Vogel, por ser el más empleado en la industria y por que requiere solo un coeficiente, el cual se tomó con su valor original de 0,2. El modelo de Vogel considera además, en el programa Wellflo, valores de saturación constantes relacionados con el corte de agua y relación gas petróleo asumidas para la presión de la arena. Por el contrario, el modelo de Fetkovich requiere dos coeficientes de carácter empírico y no toma en cuenta las permeabilidades relativas. Otro de los métodos disponibles, en el programa, es el modelo de pseudo presión normalizado, el cual involucra las propiedades del fluido a cada presión, desde la estática a la fluyente, y emplea las permeabilidades relativas de todos los fluidos a cada saturación, sin embargo, al igual que el de Fetkovich, su uso no es muy común en la industria, y, por la *calidad de la data* empleada para este trabajo, no es conveniente un método de tanta precisión.

El compendio de datos que se han presentado anteriormente representa una parte fundamental para efectuar el estudio, ya que los mismos poseen una influencia dramática sobre los resultados del análisis nodal. Es por eso que la veracidad del trabajo depende en gran medida de la validez de esta información.

### **Metodología para la caracterización del daño**

Una vez que se han definido las propiedades del fluido y de las arenas de interés, el paso siguiente es definir el segundo elemento del conjunto mostrado en la Figura 36. Las características de este elemento dependen del diseño que tenga el esquema de completación del pozo, y de la forma como se efectúen las operaciones en el mismo. El efecto de la completación sobre la productividad del pozo se traduce o expresa en forma directa a través del número adimensional “Skin” ( $S$ ), conocido como daño. Este, debe tener el valor más bajo posible, e incluso ser negativo, para de esta manera afectar en el menor grado o favorecer el comportamiento de afluencia del pozo. El valor total del daño se compone, aparte de la cantidad aportada por la disminución de la permeabilidad en una sección de la arena, por la suma de “pseudo daños”, causados por distintos elementos propios de un

determinado esquema de completación, que afectan el patrón de flujo causando pérdidas adicionales de presión no asociadas a una alteración de la permeabilidad. Dado lo anterior, es necesario primero definir claramente los esquemas de completación posibles para el pozo, a fin de caracterizar por separado cada uno de los elementos que los componen. Para seleccionar un esquema de completación es imperativo tener una definición previa del área en general y de la(s) arena(s) objetivo. Dicha definición debe ir enfocada hacia un reconocimiento estructural de las mismas, que permita una detección del posicionamiento de los contactos de los fluidos. Adicionalmente deben identificarse las características particulares asociadas a la producción en el área, tales como: formación de asfáltenos, producción de arena, presencia de H<sub>2</sub>S etc. Ya definidos estos patrones, se requiere determinar cual será el plan de explotación del pozo, lo que incluye el número de intervalos abiertos a producción, las características de los fluidos y la tasa esperada.

Es importante señalar que el “Skin” corresponde a una caracterización realizada para un flujo cuyo patrón se ajusta a las condiciones impuestas por la ley de Darcy. Mientras que los efectos del flujo que no se ajusta a estas condiciones, se tipifican por medio de un coeficiente D, que representa un factor de disminución en la tasa estimada para el pozo una vez que se ha definido el efecto del “Skin”.

Para fines de este trabajo, no se incluyeron los efectos originados por el flujo no Darciano, en la caracterización del daño. La consideración es valida para pozos de petróleo negro (RGP menores a 2000 PC/BN),<sup>20</sup> sin incurrir en un error considerable. Por el contrario para pozos de gas este efecto debe ser tomado en cuenta.

**Metodología para la caracterización de la invasión a la formación y la permeabilidad en dicha zona**

La construcción de un pozo involucra varios parámetros con alto grado de incertidumbre, los cuales escapan muchas veces a la planeación original, ya sea por el factor de riesgo asociado a las operaciones o por la ausencia de un estudio con carácter proyectivo que involucre la mayor cantidad de variables posibles. Entre dichas variables se encuentran: el espesor de la zona alterada por la invasión de los fluidos de trabajo (perforación, cementación y completación) la permeabilidad de dicha zona y el daño total a la formación como función de las dos anteriores y de otras, que si bien llevan implícito algún grado de incertidumbre, pueden determinarse bajo ciertas consideraciones, como se muestra más adelante. Para fines de esta sección se entenderá por zona alterada, aquella parte de la formación que presenta una *disminución* de la permeabilidad, producto del efecto causado por la invasión.

A continuación se presentan los parámetros que involucra el módulo “Skin Analysis” del programa Wellflo, y que en general se requieren para la caracterización del daño, independientemente de las herramientas que se dispongan para tal fin.

*Parámetros*

- Permeabilidad de la zona dañada.
- Espesor de la zona dañada.
- Diámetro de las perforaciones originadas por el cañoneo.
- Densidad y fase del cañoneo.
- Caracterización de la zona triturada.
- Menor distancia del tope o base de la arena con las perforaciones.
- Intervalo abierto al flujo.
- Permeabilidad vertical.
- Permeabilidad de la grava y eficiencia del empaque.

Adicionalmente están involucrados y se toman del módulo de caracterización del yacimiento, el espesor neto de la arena, la permeabilidad de la formación y el radio del hoyo de producción.

De todos los parámetros anteriores, los únicos dependientes del resultado *futuro* de la perforación y que no pueden calificarse o definirse de antemano son: el espesor de la zona invadida, y la permeabilidad en dicha región; y como consecuencia de ello el daño total a la formación. Lo anterior plantea un problema para la realización del análisis nodal al futuro pozo, debido a que impide la construcción, con un grado de validez aceptable, de la curva de afluencia de la(s) arena(s) involucrada(s), lo que se traduce desde el punto de vista de la producción, en la imposibilidad de estudiar el comportamiento de la misma, frente a variaciones en los parámetros de la completación.

Para solventar esta incertidumbre, se diseñó un procedimiento de estimación que plantea la generación de escenarios de ocurrencia, que involucran a la permeabilidad de la zona alterada y al espesor de esta zona. El carácter representativo de dichos escenarios es general, y tiene como parámetro base al valor adimensional daño ( $S$ ), este parámetro de naturaleza cuantitativa permite hacer una extrapolación independiente de carácter cualitativo de la tasa máxima aportada por el yacimiento “Absolute Open Flow” (AOF), la cual se da bajo la condición ideal de presión de fondo fluyente igual a cero. El AOF posibilita la estimación o valoración, a priori, del efecto que tiene el daño de un pozo sobre la tasa que este producirá, ya sea por flujo natural o aplicando algún método de levantamiento artificial.

Bajo la consideración de que un mismo valor de daño asociado, entre (-1) y (30), afectará en forma proporcional el potencial de los pozos verticales que lo posean; Se puede esperar que un estudio fundamentado en escenarios de ocurrencia para el daño, tenga un carácter representativo general, independientemente del potencial particular de la(s) arena(s) donde se complete el pozo para el cual se realiza el estudio; lo que le confiere a dicho estudio, la aplicabilidad para establecerse como parte de una metodología extensible a otros pozos en el Área Mayor de Socororo.

Esta metodología se enmarca en la combinación de tres valores de permeabilidad para la zona invadida y tres valores de espesor para la misma, que generan una matriz de nueve escenarios de ocurrencia, la cual tiene por objeto, definir las posibles condiciones de daño presentes en la arena objetivo para el momento de su puesta en producción. La decisión de establecer tres casos para las dos variables anteriores, obedece a la necesidad de incorporar a la metodología para la selección de la completación de los pozos a ser perforados en el Área, un principio que incluya la incertidumbre asociada al valor final del daño. De esta forma, se manejó un criterio de probabilidad empleado en modelos de análisis de riesgo, como el de Montecarlo, en el que se genera una distribución de probabilidad triangular limitada por tres casos de ocurrencia para un fenómeno o variable: uno optimista, uno medio (empleado como referencia o base) y uno pesimista.

El estudio por casos puede ser aplicado a las condiciones de daño para un pozo a través de las variables: permeabilidad y espesor de la zona invadida. Dichas variables pueden ser evaluadas, desde el punto de vista cualitativo, mediante su asociación con los factores inherentes a ellas, que dependan de una forma u otra de un componente con carácter probabilístico que sea ponderable o calificarse con los adjetivos: optimista, medio y pesimista

La combinación de los tres casos para la permeabilidad y el espesor de la zona dañada originan escenarios de ocurrencia que permiten abarcar un rango de posibilidades respecto al daño, para de esta forma, sentar una base que de paso al establecimiento de procesos que cubran y contrarresten la incertidumbre en las situaciones donde la determinación y posterior análisis económico de las probables tasas iniciales del pozo sean factores decisivos para la selección final de la completación, como en el caso de la producción por flujo natural, donde las tasas son función principalmente, del diámetro de la tubería eductora, o donde se requiera la contemplación de diversas situaciones para jerarquizar la conveniencia de aplicar un determinado esquema de completación.

Dado lo anterior, se procedió a la búsqueda de fundamentos que sirvieran de criterio para la generación de los casos de espesor de invasión y permeabilidad que conforman la matriz de

escenarios planteada. En esta metodología se asume que, para las completaciones que no implican procesos de estimulación, el daño inicial sólo es causado por el fluido de perforación, sin tomar en cuenta el efecto de los fluidos de cementación y completación. Lo anterior se hace considerando que la disminución en la permeabilidad de la zona invadida, se manifiesta como una reducción porcentual en la permeabilidad original de la formación y, que dicha reducción, puede incluirse o expresarse en las ecuaciones independientemente de la causa que la produce. En el caso de las completaciones que implican fracturamiento hidráulico la invasión originada por el fluido de perforación posee una incidencia despreciable<sup>27</sup> y el daño ocurrido en ellas, relativo a la invasión, se origina como una disminución de la permeabilidad original de la formación ocasionada por los fluidos de fractura que se filtran hacia el interior de la matriz de la formación, ubicada frente a las *alas* de propagación de la fractura.

**Tabla 10 Matriz genérica de escenarios**

$r_s$	$Ks_1$	$Ks_2$	$Ks_3$
$r_{s1}$	$S_1$ AOF <sub>1</sub>	$S_4$ AOF <sub>4</sub>	$S_7$ AOF <sub>7</sub>
$r_{s2}$	$S_2$ AOF <sub>2</sub>	$S_5$ AOF <sub>5</sub>	$S_8$ AOF <sub>8</sub>
$r_{s3}$	$S_3$ AOF <sub>3</sub>	$S_6$ AOF <sub>6</sub>	$S_9$ AOF <sub>9</sub>

Lo primero que se debe efectuar, para la construcción de los escenarios, es determinar que rangos de espesor para la zona invadida pueden obtenerse bajo las condiciones de construcción previstas para el pozo. Para las completaciones Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno y Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava Interno la longitud que penetrará el lodo y el filtrado (este último en mayor grado) dentro de la formación de interés, puede aproximarse en forma analítica a través de diversos modelos matemáticos, los cuales han venido desarrollándose por diversos autores desde 1963<sup>24</sup>.

Para fines de este trabajo se empleó una ecuación derivada por Economides a partir del trabajo de Hassen<sup>14</sup> (1980), la cual incluye: el coeficiente dinámico de pérdida de filtrado del lodo, la porosidad de la formación, el radio del hoyo, y el tiempo de exposición del lodo con la formación productora. Además intervienen: la constante asociada a la estabilidad mecánica del revoque y la tasa de corte en la pared del pozo. Este modelo se basa en la forma convencional de los modelos para el cálculo de la invasión a la formación, donde el tiempo de exposición de los fluidos con la arena queda expresado como una raíz, producto de la integración de la ecuación diferencial para la presión en coordenadas radiales. El modelo propuesto por Hassen posee algunas limitaciones, como no tomar en cuenta la disminución de la tasa de filtrado producto del crecimiento del revoque, así como la compresibilidad de este último. En la actualidad existen modelos más exactos y completos para la determinación de la invasión, como el modelo desarrollado por Chin, (1986) pero estos modelos se expresan en variables de difícil determinación como la permeabilidad del revoque. Dado lo anterior y considerando que las condiciones de este trabajo se adaptan bastante bien a un modelo basado en la raíz del tiempo, (pozo vertical, arenas de permeabilidad relativamente alta) se consideró el modelo de Hassen como una opción adecuada. Este modelo toma en cuenta la filtración bajo condiciones estáticas y dinámicas, pero para este trabajo, se asumieron sólo las condiciones dinámicas, por ser estas las que más influyen en la invasión de fluido: “El episodio más dramático de la filtración que ocurrirá en una formación es durante la aproximación y penetración de la mecha de perforación”.<sup>44</sup> Esta simplificación supone que todo el tiempo de exposición de la formación con el lodo ocurre bajo condiciones de perforación, es decir, los tiempos asociados a condiciones estáticas se asumen como tiempos de perforación, lo que implica

una sobre estimación del espesor real de la zona invadida, lo cual puede resultar favorable, ya que no se están considerando la penetración de la invasión originada por los fluidos de cementación y completación.

A continuación se presenta la ecuación aplicada y sus variables:

$$r_s = \sqrt{r_w^2 + \frac{2r_w}{\phi} \left( 2Ct^{1/2} + \frac{3600bt\gamma}{2.54} \right)} - r_w$$

$r_s$ : Espesor de la invasión [pulgadas]

$r_w$ : Radio del pozo [pulgadas]

$\phi$ : Porosidad de la formación

$C$ : Coeficiente dinámico de pérdida de fluido [pulgadas<sup>3</sup>/pulgadas<sup>2</sup>\*hr<sup>1/2</sup>]

$t$  : Tiempo de exposición del lodo con la formación [horas]

$b$ : Constante para la estabilidad mecánica del revoque [cm<sup>3</sup>/cm<sup>2</sup>]

$\gamma$  : Tasa de corte en la pared del pozo [ s<sup>-1</sup> ]

De estas variables las que tienen un mayor grado de incertidumbre son:  $b$  y  $\gamma$  las cuales están asociadas a un mismo término. A pesar de la limitación que implica dicha incertidumbre, es posible alcanzar una aproximación representativa del valor real de  $r_s$  asumiendo un valor promedio de  $b$ , tomado de los valores extremos determinados experimentalmente para ella<sup>44</sup>, y eligiendo el valor promedio de  $\gamma$  entre 5,11 y 511 [ s<sup>-1</sup> ]. Dichos valores de  $\gamma$  corresponden al rango esperado para la tasa de corte dentro del espacio anular<sup>45</sup>. Por otro lado el orden de magnitud de  $b$ , hace que el aporte que realiza el término donde se encuentra esta variable, al valor final de  $r_s$ , sea menor en comparación con el que efectúa el término donde se encuentra la variable  $C$ , la cual está asociada al tipo de fluido de perforación que se emplee y puede determinarse por medio de una prueba de laboratorio realizada con un filtro prensa dinámico; como en efecto se hizo. La descripción del

procedimiento llevado acabo para la determinación de esta variable, se halla explicado con mayor detenimiento en el anexo C del presente trabajo.

Dado que los modelos para el cálculo de la invasión involucran de una u otra forma al tiempo de exposición, el cual depende a su vez de la duración de las operaciones, el espesor de la zona invadida variará con el tipo de completación y, su valor e importancia final, serán acentuados o disminuidos por las características propias del proceso de completación; es decir, no se lleva a cabo de igual modo la determinación del valor de la invasión para el Hoyo Abierto que para el Hoyo Revestido y menos aun para una fractura hidráulica. Dado lo anterior, la caracterización de espesores de invasión debe ejecutarse independientemente para cada tipo de completación. A continuación se muestran los valores empleados para la determinación de la invasión por medio de la ecuación de Hassen.

**Tabla 11 Valores utilizados en la ecuación**

$$r_w = 4.25 \text{ pul}$$

$$\phi = 0.264$$

*rangos*

$$b_{\text{prom}} = 2,6 \times 10^{-7} \text{ cm}^3/\text{cm}^2$$

$$b_{\text{min}} = 2 \times 10^{-8} \quad b_{\text{max}} = 5 \times 10^{-7}$$

$$t_{\text{prom}} = 264 \text{ hr}$$

$$t_{\text{min}} = 211 \text{ hr} \quad t_{\text{max}} = 316 \text{ hr}$$

$$\gamma_{\text{prom}} = 258 \text{ s}^{-1}$$

$$\gamma_{\text{min}} = 5.11 \text{ s}^{-1} \quad \gamma_{\text{max}} = 511 \text{ s}^{-1}$$

$$C = 0.1896 \text{ pul}^3/\text{pul}^2 * \text{hr}^{1/2}$$

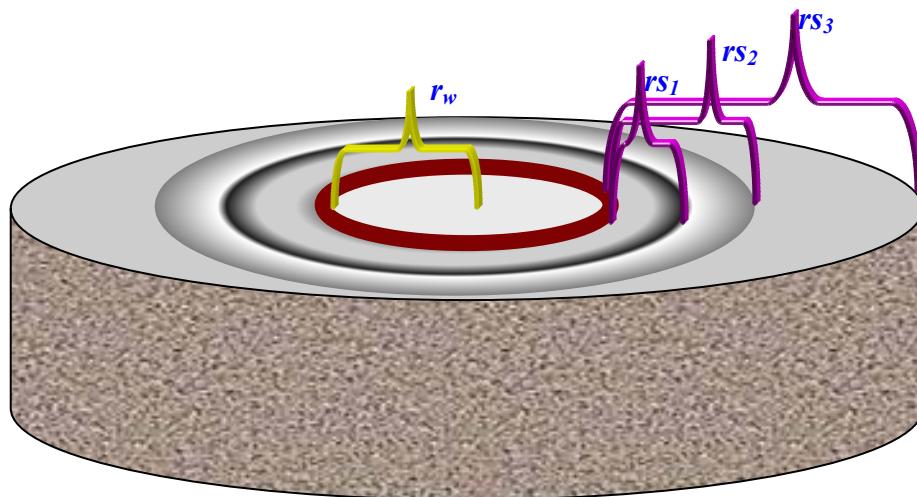
Depende del tipo de lodo de perforación

Los valores anteriores se utilizaron para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno y para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, a excepción de los tiempos, los cuales corresponden a esta última. Para el hoyo ampliado se asumió que la invasión principal de fluido a la formación ocurre durante la perforación del hoyo de 4,25pulg de radio y no durante la ampliación a 6,5 pulg. por lo cual el cálculo del espesor de la zona dañada se utilizó un valor de  $r_w$  igual a 4,25 pulg. Sin embargo para la caracterización del daño se empleó el valor de 6,5pulg. Esta suposición es válida si se comparan los siguientes tiempos:

*Tiempo de exposición para el hoyo de 4.25pul de diámetro = 192hr*

*Tiempo de exposición para el hoyo de 6.5pul de diámetro = 72hr*

Se puede observar que el mayor tiempo de exposición transcurre para el hoyo de 4,25 pulgadas de radio por lo que el mayor efecto para la formación ocurre bajo estas condiciones. A pesar de esto, en la realidad ocurre un solapamiento de la invasión; primero se tiene la invasión causada en el hoyo de 4,25pulg y luego se tiene la invasión en el hoyo que está ampliándose desde este diámetro hasta 6,5pulg. Esta superposición hace, que para los tiempos dados anteriormente por separado, el espesor del daño originado en el hoyo de 4,25pulg prevalezca sobre el de 6,5pulg. Así, por ejemplo, para  $r_w = 4,25\text{pulg}$  y 192hr se tiene una invasión con un espesor de 21,67pulg y para  $r_w = 6,5\text{pulg}$  y 72hr se produce una invasión de 17,06pulg. Con fines rigurosamente metodológicos, se debe realizar esta comparación para los tiempos relacionados a cada operación y determinar que invasión alcanzará una mayor penetración para luego asociar a este diámetro el tiempo total. Considerando lo anterior, se asoció el tiempo total de exposición de la formación prospectiva con el lodo, al hoyo de 4,25pulg de radio.

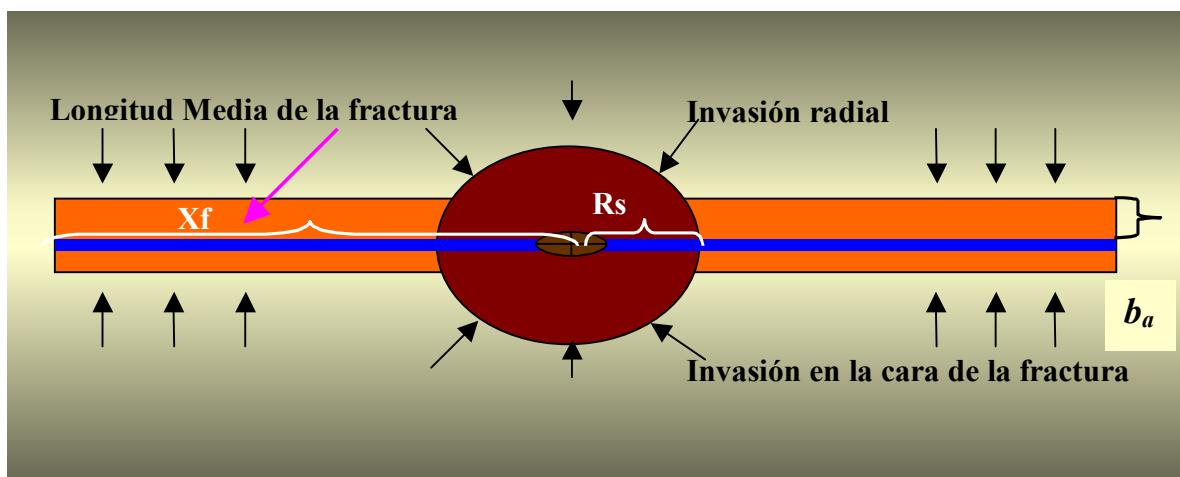


**Figura 43 Modelo de invasión radial**

Una vez que se determina el radio de hoyo, con el cual se calculará el valor del daño, el paso siguiente es establecer el rango dentro del cual oscilará el radio de invasión, esto se hace en función del tiempo de exposición del lodo con la formación, debido a que es la variable que se puede asociar directamente a las operaciones y que puede ser modificada en algún porcentaje sin cambiar las propiedades inherentes a la perforación aparte del valor del daño y algunos parámetros del tipo económico. Las variables asociadas al fluido de perforación no pueden sensibilizarse puesto que son propiedades que determinan el comportamiento del mismo. De esta manera los valores de invasión para cada tipo de completación se dispusieron en función de tres tiempos de exposición de la formación con los fluidos de trabajo. Para la elección de estos tiempos se recurrió a los previstos para las operaciones estipuladas en la localización E-PJ (perforación, toma de registros toma de núcleos, ampliación, empaque y completación del pozo) y se efectuó una “*extrapolación*” a fin de establecer las variaciones propias para, las otras dos completaciones estudiadas. Los tiempos previstos se establecieron con base en valores promedios tomados de la experiencia de campo en pozos con características similares; así se acotó en un 20% por encima del tiempo promedio, caso pesimista, y un 20% por debajo, caso optimista; de este modo se plantearon tres tiempos: 317hr caso pesimista, 264hr caso medio y 211hr caso optimista, para la completación hoyo abierto ampliado con empaque de grava interno. Para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno los tiempos fueron 199hr 166hr y 133 hr, correspondientes a los casos antes mencionados. Dichos tiempos tienen asociados sus respectivos radios de invasión.

Para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, la determinación de los valores de invasión tiene otro carácter; aquí la invasión que se considera es la originada por los fluidos de fractura y lavado los cuales migran hacia la formación virgen, en forma perpendicular a las alas de la fractura. De igual manera existen varios modelos para la descripción de este fenómeno, dichos modelos se plantean en forma similar a los modelos de invasión estática. Para fines de este trabajo no se realizó un cálculo particular para los valores de invasión, asociados a un tiempo de exposición determinado, debido a que las propiedades del fluido de fractura a emplearse no se tienen predefinidas, como lo pueden estar las propiedades de los fluidos de perforación, los cuales entran en la planeación del pozo, sino que dependen

de la compañía de servicio que se contrate para la realización de las operaciones. Dado lo anterior, se emplearon los mismos valores de invasión que se utilizaron para la completación hoyo revestido con empaque de grava interno, debido a que son los valores posibles para la invasión radial ( $r_s$ ) en el hoyo de 4,25 pulg, causada por el fluido de perforación. Para sustentar la validez de esta consideración y verificar que no se subestimaban los valores de invasión en la cara de la fractura, se calculó el orden de magnitud posible para este hecho. Para ello se investigó el rango de valores para los coeficientes de pérdida de filtrado para distintos fluidos de fractura empleados en la industria, así como el rango de volúmenes estimados para los valores de pérdida de filtrado instantánea “Spurt”. Una vez conocidos estos valores se empleó un modelo para pérdida de filtrado en fracturas, generado por Carter. (1957). Este modelo en su forma más simple, asume que la invasión se genera perpendicular a la cara de la fractura siguiendo su longitud total (ver Figura 44) donde el valor del espesor de la invasión viene dado por  $b_a$ . El valor de  $r_s$ , (invasión radial causada por el fluido de perforación) como se dijo anteriormente, tiene una incidencia despreciable sobre el valor final del daño. Para el cálculo del espesor de la zona invadida  $b_a$  el modelo involucra el coeficiente total asociado a la pérdida de filtrado  $C$  de los fluidos de fractura y lavado, además del “Spurt”, el cual aparece como una constante de integración en la ecuación diferencial.



**Figura 44** Modelo conceptual de la invasión radial y en la cara de la fractura

A continuación se presentan la ecuación y los valores de prueba empleados en ella:

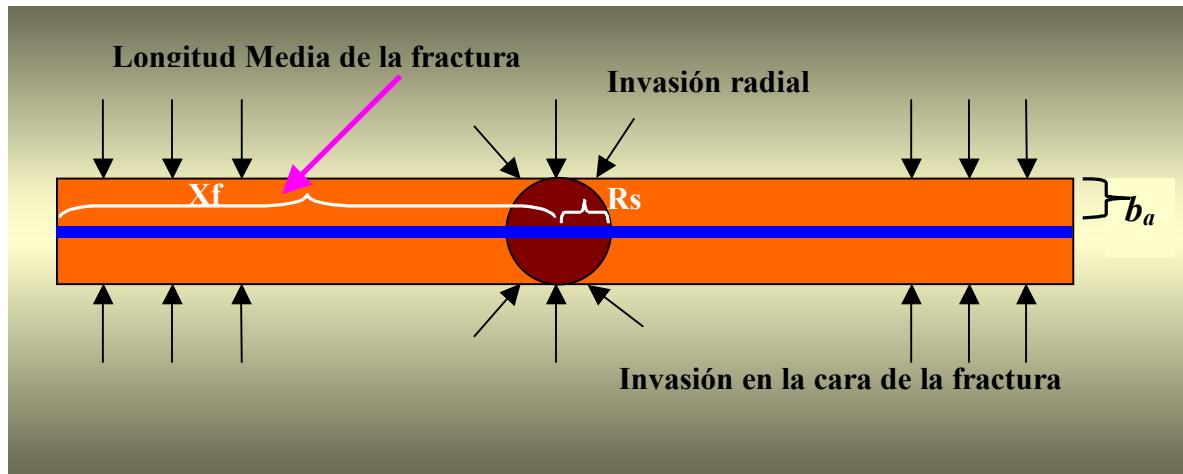
$$b_a = (V_{\text{filtrado}} / A_L) = (2 * CL * \sqrt{t}) + Sp$$

$$CL = 3.9 \times 10^{-3} (\text{pie/min}^{-1})$$

$$Spurt = 16 (\text{gal/100 pie}^2) = 0.021388 (\text{pie})$$

$$T = 30 (\text{min})$$

Sustituyendo estos valores, tomados de un trabajo realizado en condiciones similares a las del Área Mayor de Socororo, se obtuvo, empleando el modelo de Carter, un valor de **0,0469** pies con lo que se comprueba que en efecto, los valores de invasión que pueden esperarse, son inferiores a los valores tomados de la caracterización de la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno; Por lo que considerar dichos valores redundaría en una sobre estimación del rango de invasión en la cara de la fractura, lo cual puede resultar favorable pues contrarresta en algún grado la suposición de la ausencia de daño asociado al “proppant” en el interior de la fractura. En la Figura 45 se muestra la configuración de la invasión asumida en la fractura. Allí se puede observar la diferencia entre este modelo y el conceptual, mostrado en la figura anterior.



**Figura 45** Modelo asumido de la invasión radial y en la cara de la fractura

Los valores empleados anteriormente corresponden a un fluido denominado YFL-120LG El cual es un fluido de fractura de bajo contenido de polímeros. En general estos valores son representativos del orden de magnitud manejado para los distintos fluidos de fractura utilizados normalmente en la industria.

Una vez se establecieron las consideraciones convenientes para la designación de los posibles valores de invasión, correspondientes a cada una de las completaciones estudiadas, se procedió a definir un criterio para la selección de los valores de permeabilidad en la región invadida por los fluidos de trabajo.

La permeabilidad para la zona alterada es, por si misma, un parámetro de muy difícil predicción pues depende del efecto que el fluido de trabajo tiene sobre la formación, y esto, a su vez depende de la composición exacta de dicho fluido y de las características particulares de la formación afectada. Existen cuatro mecanismos de alteración para la permeabilidad: Invasión de sólidos del lodo, invasión del filtrado del lodo, movilización de finos de la formación y cambios en la humectabilidad. Por otro lado este valor no es único, puesto que el frente de invasión no es homogéneo, es decir, la invasión más profunda la alcanza el filtrado y la más somera el lodo de perforación, previamente a la constitución del revoque. Es por ello que los efectos de los fluidos sobre la formación no son uniformes en todo el espesor de la zona invadida. De esta manera en la región inmediata al hoyo, el efecto de disminución de la permeabilidad es más drástico que en la zona más profunda, comúnmente conocida como zona lavada. Este perfil de daño es común en lodos poliméricos,<sup>23</sup> (como el empleado en este caso) pero para fines de este trabajo se asumió un valor de permeabilidad promedio para toda la región invadida por los fluidos de perforación. Esta simplificación está generalizada en la industria petrolera, lo cual se observa en el planteamiento de las formulaciones para el cálculo del daño.

$$S = \left( \frac{k}{ks} - 1 \right) * \ln \left( \frac{rs}{rw} \right)$$

$r_s$ : Radio de invasión [pulgadas]

$r_w$ : Radio del pozo [pulgadas]

$k$ : Permeabilidad de la formación [mdd]

$k_s$ : Permeabilidad de la formación dañada [mdd]

$S$ : Daño asociado a la perforación.

Se puede notar que el cociente asociado a la permeabilidad  $\frac{k}{k_s}$  representa el factor determinante en el comportamiento del daño. En este cociente es posible expresar el valor de la permeabilidad de la zona alterada, como un porcentaje de la permeabilidad de la formación no alterada, es decir:  $k_s = \% * k$ . Lo que convierte al cociente  $\frac{k}{k_s}$  en una expresión del tipo  $(1/\%) * 100$ . Esta relación puede ser igual para distintos valores de permeabilidad  $k$  y  $k_s$ , ya que es independiente de la magnitud específica de los mismos, lo cual le confiere un carácter más general para el estudio genérico basado en escenarios, que el empleo de valores puntuales.

Bajo esta consideración se procedió a la determinación de tres valores porcentuales para la reducción de la permeabilidad, a fin de conformar la matriz de escenarios. Estos valores de reducción de permeabilidad se asumieron basándose en consideraciones teóricas, y siguiendo el criterio de tres casos: optimista medio y pesimista, incorporado también para la elección de los espesores de invasión. La primera consideración que se hizo fue que debían tomarse en cuenta las propuestas de completación, conjuntamente con el fluido de perforación previsto para la construcción del pozo, para generar valores de disminución porcentual de permeabilidad, comunes a los tres esquemas estudiados

De las tres propuestas, la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, es la que presenta una mejor tolerancia a la disminución de la permeabilidad originada por los fluidos de trabajo. De tal manera que se pueden alcanzar valores negativos de daño para la mayoría de los casos de permeabilidad dañada y espesor de invasión. Sin embargo, si los valores de espesor para la zona invadida superan los dos pies, una disminución mayor al 90% en la permeabilidad original de la formación podría traer valores de daño positivos para fracturas

cortas (longitudes de ala próximas a 25 pies).<sup>27</sup> Lo anterior constituye una pauta para fijar un límite superior respecto a la disminución de la permeabilidad en la zona invadida; puesto que se asumieron los mismos valores de invasión radial, para caracterizar la invasión en la cara de la fractura, el mayor valor de invasión, asociado al caso pesimista, equivale justamente a dos pies, cifra que significa una sobre estimación para la invasión. Por otro lado, los valores de reducción de permeabilidad para los perfiles de invasión en lodos poliméricos, presentan un porcentaje de reducción de la permeabilidad, en las primeras pulgadas de invasión (próximas al revoque), equivalente o mayor al 90%.<sup>23</sup> Otro aspecto que permite aproximar el valor extremo de reducción para la permeabilidad es el hecho de que los valores típicos de permeabilidad, en la zona quemada por los efectos del cañoneo, rondan el 10% y 20% de la permeabilidad original o en otras palabras equivalen a una reducción entre el 90% y 80% de la misma.<sup>1</sup> Este hecho permite tener una idea de la magnitud del daño necesario para originar una alteración de tal dimensión en la permeabilidad.

Si se integran las consideraciones mencionadas anteriormente, se puede concluir que un valor conveniente de permeabilidad alterada para el caso pesimista, es de 10% de la permeabilidad original de la formación.

Por otro lado si se observa el perfil de disminución porcentual de la permeabilidad para lodos poliméricos, se tiene que después de un pie de invasión la permeabilidad se mantiene constante en un valor que está en el orden del 70% y 60% de la permeabilidad original o, en otras palabras, la disminución en la permeabilidad no supera el 40%. Si se asume de estos dos el valor más alto, 70% de la permeabilidad original, y se promedia aritméticamente con el valor de disminución de permeabilidad más bajo para el perfil (90%), el cual ocasiona una permeabilidad equivalente al 10% de la permeabilidad original, se obtiene un valor equivalente al 40% de la permeabilidad original. Esta cifra se empleó para el caso optimista, puesto que para su determinación se tomaron los valores de permeabilidad más altos, en los rangos antes mencionados.

Una vez establecidos los extremos optimista y pesimista para los valores de permeabilidad, se procedió a seleccionar el valor medio. Es de notar que en los procesos donde se involucran distribuciones de probabilidad triangular, normalmente se identifica primero el valor medio o esperado, y posteriormente se evalúan los extremos pesimista y optimista; pero dadas las características de este trabajo primero se acotaron los extremos.

El valor medio, debe ser una cifra que posea por si misma un carácter representativo. En el caso de la permeabilidad dañada, se buscó una propiedad que pudiera asociarse a esta variable y que fuera de más fácil identificación, como el valor total del daño. Así de este modo, se investigó el rango común de valores de daño presentes en pozos verticales, con características de construcción similares a las estudiadas en este trabajo, ubicados en áreas vecinas del mismo distrito (San Tomé). Estos valores resultaron entre 10 y 25 y se determinaron a través de un estudio realizado por personal de PDVSA INTEVEP.<sup>40</sup> Tomando en consideración lo anterior se sustituyó el más bajo de estos dos valores en la ecuación para el cálculo del daño por disminución de la permeabilidad, junto con el valor de espesor de invasión correspondiente al caso medio para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno (22pulg) y se procedió a despejar el valor de  $\frac{k}{ks}$ . La

elección del valor de daño más bajo para el cálculo de este cociente, obedece a que esta ecuación involucra solo el daño asociado a la disminución de la permeabilidad y no considera los pseudo daños. Por el contrario, los valores de daño representativos del área involucran ambos factores. Es por ello que al emplear uno de estos valores de daño, para la determinación de la reducción porcentual de la permeabilidad, se le estaría atribuyendo a la misma el efecto de los pseudo daños, por lo cual, el valor de  $\frac{k}{ks}$  hallado sobreestimaría la disminución de la permeabilidad. De tal manera que eligiendo el valor de daño más bajo se consigue una permeabilidad alterada más representativa. El valor de  $\frac{k}{ks}$  obtenido, llevado a porcentaje de la permeabilidad original, resultó equivalente a 15,4%.

Por otro lado al promediar aritméticamente los porcentajes de permeabilidad elegidos para los casos optimista y pesimista se tiene un valor de 25% de la permeabilidad original de la

formación, el cual corresponde a un valor de 75% en el perfil de reducción de permeabilidad para lodos poliméricos.

Considerando los dos valores anteriores (15,4% y 25%) encontrados por criterios diferentes, se estableció el caso medio para la disminución de permeabilidad original de la formación como un promedio aritmético de dichos valores. De esta manera el valor empleado fue 20%

En síntesis se obtuvo: para el escenario optimista, un valor que equivale a una reducción de un 60% respecto a la permeabilidad original de la formación, una reducción del 90% para el escenario pesimista y una reducción del 80% para el escenario medio. Lo que equivale a un factor  $\frac{k}{ks}$  de 2,5 para el caso optimista, de 10 para el caso pesimista y de 5 para el caso medio. Se evidencia la sustancial diferencia entre el factor de 2,5 asociado a una disminución del 60% de la permeabilidad y el factor de 10 asociado a la disminución del 90% mientras que para la disminución del 80% este factor equivale a 5, lo que explica que, a medida que disminuyen los valores de la permeabilidad alterada con respecto a la permeabilidad original, los valores de daño positivo se incrementan drásticamente.

Combinando los valores de radio de invasión correspondientes a cada esquema de completación y los porcentajes de permeabilidad para la zona dañada, planteados anteriormente, Se generaron las matrices de escenarios de daño para los tres esquemas de completación estudiados en este trabajo.

Al establecer los valores posibles para las variables  $ks$  y  $rs$  se pudo proseguir con el proceso de caracterización del daño, abordado en la sección anterior, el cual constituye una parte crítica del análisis nodal para un pozo a ser perforado. Para la definición de los valores de S y AOF, correspondientes a cada escenario, es necesario analizar primero todas las variables que tienen influencia en el valor final del daño, y optimizar aquellas asociadas a procedimientos operacionales propios del esquema de completación; como lo son el

cañoneo y la longitud de la fractura. De esta forma se planteó la siguiente matriz como base para este trabajo:

**Tabla 12 Modelo de matriz de escenarios**

<b>Ks</b> <b>rs</b>	40%K	20%K	10%K	T (h)
<b>rs<sub>1</sub></b>	S <sub>1</sub> AOF <sub>1</sub>	S <sub>4</sub> AOF <sub>4</sub>	S <sub>7</sub> AOF <sub>7</sub>	T <sub>1</sub>
<b>rs<sub>2</sub></b>	S <sub>2</sub> AOF <sub>2</sub>	S <sub>5</sub> AOF <sub>5</sub>	S <sub>8</sub> AOF <sub>8</sub>	T <sub>2</sub>
<b>rs<sub>3</sub></b>	S <sub>3</sub> AOF <sub>3</sub>	S <sub>6</sub> AOF <sub>6</sub>	S <sub>9</sub> AOF <sub>9</sub>	T <sub>3</sub>

La numeración en la matriz tiene como objeto identificar de una forma práctica, cada uno de los escenarios presentes, a fin de hacer referencia a ellos durante las aplicaciones prácticas de la matriz. Los tiempos T están asociados a cada tipo de completación y se expresan en horas. Los valores de S son adimensionales y los de AOF se expresan en BN/D los valores de rs se expresan en pulgadas, a excepción de la completación tipo “Frac Pack” donde se expresan en pies. Los valores de permeabilidad Ks se expresan como una relación porcentual.

Cada uno de los nueve escenarios planteados en la matriz, dentro de un mismo esquema de completación, representa por sí mismo, unas condiciones de potencial diferentes para el pozo. Lo anterior llevó a inferir que debe establecerse algún tipo de procedimiento comparativo entre dichos escenarios, para la toma de decisiones sobre la selección y diseño final del esquema de completación. Lo cual se verá más adelante.

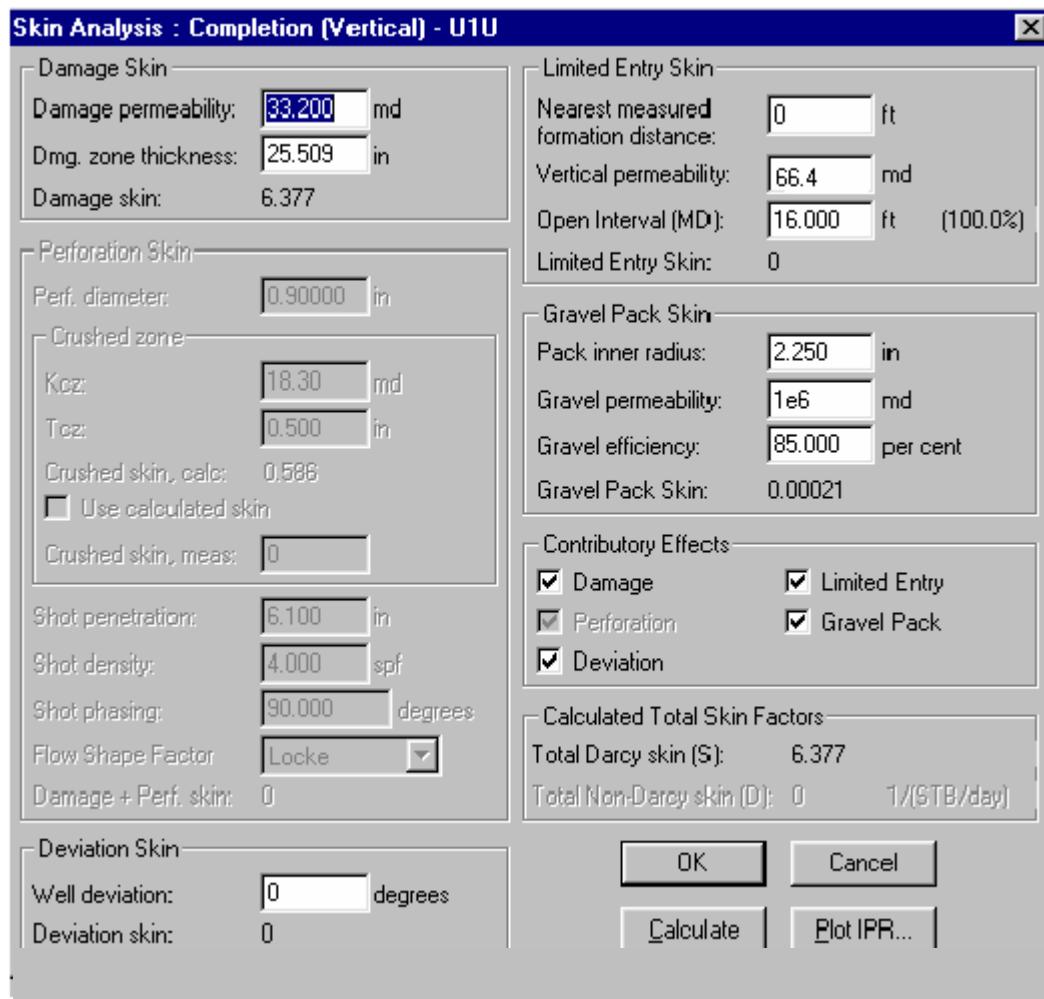
Una vez establecida la matriz de escenarios se continúa con el proceso de definición de la data para la realización del análisis nodal.

A continuación, se presentan y explican los demás parámetros involucrados en la caracterización del Daño relativo a cada tipo de completación. Para ello se muestran, como herramienta de visualización, las cajas de diálogo del módulo “Skin Analysis” perteneciente al programa Wellflo. En cada una de estas figuras, se indican activas las casillas asociadas a los elementos que afectan el comportamiento de afluencia del pozo en los diferentes casos. Dichas casillas corresponden a elementos físicos del esquema, tales como las perforaciones originadas por el cañoneo o las características del empaque con grava; parámetros que surgen como consecuencia de una operación, como el espesor de la zona dañada y su permeabilidad o, a parámetros propios de la arena, que se encuentran relacionados con el desempeño productivo de la completación, tales como la permeabilidad vertical. Adicionalmente deben realizarse cierto tipo de suposiciones, como el modelo de flujo a nivel del cañoneo (bidimensional o tridimensional) y la inclusión, o no, de efectos no Darcianos.

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

Este esquema de completación tiene como objetivo fundamental, estimular el potencial productivo que pudiese tener una completación convencional a hoyo abierto, a través de la eliminación de una porción de la zona invadida por los fluidos de perforación y completación. Dado que se trata de un esquema a hoyo no revestido y no se requiere de cañoneo, los efectos de daño y pseudo daño originados por este proceso no se incluyen dentro de los parámetros involucrados para la caracterización final del mismo.

A continuación se muestra como ejemplo, la ventana de diálogo para la arena U1U correspondiente al escenario N° 5; allí se presentan los valores de daño para este escenario.



**Figura 46 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.**

El primer grupo de factores que afectan a este esquema son aquellos relacionados con la invasión de los fluidos de trabajo (perforación y completación) dentro de la formación productora, dichos factores son: el espesor de la zona invadida y la permeabilidad de la misma. La determinación de dichos parámetros ya se explicó previamente.

Otro grupo de variables que podrían afectar a este tipo de esquema, son las asociadas con la completación parcial. El primero de ellos es el “nearest measure formation distance” o menor distancia del tope o base de la formación al intervalo que aporta flujo. Para el caso en particular, dicho valor es cero debido a que la completación comienza desde el tope de la arena. La otra variable que está involucrada en este tipo de daño es la permeabilidad vertical de la formación; a la cual se le dio un valor del 40% de la permeabilidad horizontal. Esta consideración se basó en estudios realizados por personal de PDVSA INTEVEP,<sup>40</sup> en pozos completados en las formaciones del oriente del país. Finalmente, el otro valor que compone y define el pseudo daño por completación parcial es el intervalo abierto a producción. Como se puede observar en la Figura 46, el intervalo abierto al flujo para la arena U1U es completo, es decir, todo el espesor de la arena se encuentra abierto al paso de los fluidos, por lo cual no existe un desplazamiento en la componente vertical, producto de la convergencia del flujo hacia los canales que conectan la arena con el hoyo de producción. Con base en los valores asumidos anteriormente se obtuvo que la componente de este pseudo daño es cero, lo cual se puede sintetizar en que, como se dijo anteriormente, el hoyo es abierto y el 100% del intervalo está libre al flujo por lo cual no existe desplazamiento del fluido en la dirección vertical.

El otro componente que afecta las propiedades de este tipo de completación es el empaque con grava. El empaque con grava posee tres factores que influyen sobre el desplazamiento de los fluidos. El primero de ellos (en orden de aparición en la Figura 46) es el diámetro interno del empaque, el cual depende del diámetro de la tubería ranurada empleado, que para el caso es 4 ½ pul. Este factor aunque se encuentra involucrado en las ecuaciones para la determinación del daño no tiene, por si mismo, un peso notorio sobre el valor final de este, sino que va ha estar ligado a un segundo factor, que en realidad es el más decisivo, dicho factor es la permeabilidad del empaque con grava, la cual es un parámetro que va modificándose a través del tiempo hasta convertirse en una restricción inaceptable al flujo. La permeabilidad del empaque depende del tipo de grava que se elija. Para fines de este estudio se tomó el mayor valor de permeabilidad de grava que acepta el programa Wellflo. Esto obedece a las conclusiones extraídas de un trabajo realizado para el área<sup>7</sup>, en las que se afirma que en el Área Mayor de Socororo deben utilizarse tamaños de grava de menor

denominación a la que corrientemente se había venido empleando, dicha sugerencia llevó a elegir para la simulación una permeabilidad correspondiente a una grava comercial de mayor tamaño a la (20-40) normalmente aplicados en el Área. De este modo se tomó como referencia la (6-10), la cual posee una permeabilidad mayor a un millón de milidarcies. Es necesario aclarar que el simulador no acepta valores mayores al fijado para dicha variable. El otro factor involucrado es la eficiencia del empaque, la cual se expresa como la caída de presión que idealmente originaria este, entre la caída de presión que realmente este produce. Para el caso se asumió un empaque nuevo en buenas condiciones, por lo cual se tomó una eficiencia de 85%. Esta disminución del 15%, se consideró debido a un posible daño del empaque, ocasionado por el fluido de completación durante las operaciones de asentamiento del mismo <sup>23</sup>. Como se observa en la Figura 46, el daño atribuido al empaque con grava es despreciable, lo cual se debe a las suposiciones antes mencionadas.

Los principios que sustentan la selección de los datos anteriores son los mismos para la arena U1M y para los demás escenarios. En cuanto al valor numérico de los parámetros las únicas diferencias están en la permeabilidad vertical de la formación, su espesor y las propiedades de la zona dañada para cada escenario.

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Este tipo de completación involucra en esencia los mismos parámetros que la anterior, a excepción de los parámetros asociados al cañoneo, los cuales deben incorporarse para la caracterización del daño y, como se verá más adelante, parte de ellos requieren de un tratamiento especial encaminado hacia su optimización. Los valores de daño que se visualizan en la Figura 47, integran los resultados producto de dicha optimización, además de la caracterización de la zona invadida; la cual ya se mostró. Respecto a los elementos relacionados con el cañoneo, el primero que se presenta (en orden de importancia) es el diámetro de las perforaciones. Este parámetro que depende del tipo de cañón a emplearse, posee una influencia fundamental sobre el desempeño de las completaciones a hoyo revestido, y su selección debe efectuarse en función de las propiedades puntuales de la formación a ser cañoneada. Para el caso en particular, por tratarse de arenas no consolidadas, el factor preponderante es maximizar la obtención de hidrocarburos, evitando

la producción de arena. Lo anterior puede lograrse minimizando la velocidad del flujo al nivel de las perforaciones, lo cual redundaría en una disminución de la caída de presión, y en consecuencia, del arrastre de granos.

**Skin Analysis : Completion (Vertical) - U1M**

<b>Damage Skin</b>	<b>Limited Entry Skin</b>
Damage permeability: 102.000 md	Nearest measured formation distance: 0 ft
Dmg. zone thickness: 21.894 in	Vertical permeability: 204.000 md
Damage skin: 7.267	Open Interval (MD): 18.000 ft (100.0%)
<b>Perforation Skin</b>	<b>Gravel Pack Skin</b>
Perf. diameter: 0.90000 in	Pack inner radius: 1.750 in
<b>Crushed zone</b>	Gravel permeability: 1e6 md
Koz: 140.00 md	Gravel efficiency: 85.000 per cent
Toz: 0.480 in	Gravel Pack Skin: 0.153
Crushed skin, calc: 0	<b>Contributory Effects</b>
<input type="checkbox"/> Use calculated skin	<input checked="" type="checkbox"/> Damage <input checked="" type="checkbox"/> Limited Entry
Crushed skin, meas: 0	<input checked="" type="checkbox"/> Perforation <input checked="" type="checkbox"/> Gravel Pack
<b>Shot penetration:</b> 6.100 in	<input type="checkbox"/> Deviation
<b>Shot density:</b> 4.000 spf	<b>Calculated Total Skin Factors</b>
<b>Shot phasing:</b> 90.000 degrees	Total Darcy skin (S): 10.463
<b>Flow Shape Factor</b> : Tariq	Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)
<b>Damage + Perf. skin:</b> 10.310	<b>Buttons</b>
<b>Deviation Skin</b>	OK Cancel
Well deviation: 0 degrees	Calculate Plot IPR...
Deviation skin: 0	

**Figura 47 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Por otro lado, dada la necesidad de efectuar un empaque, perforaciones de mayor diámetro resultan favorables para el llenado y disposición de la grava dentro de ellas, lo cual resulta indispensable, pues como se sabe gran parte del daño en zonas que producen arena ocurre por el taponamiento de las perforaciones con partículas provenientes de la formación, lo cual puede evitarse con el procedimiento anterior<sup>38</sup>. Considerando lo anterior se eligió un diámetro de perforación equivalente a 0,9pulg, el cual corresponde a un cañón tipo “big hole”, perteneciente a la Compañía Owens. Respecto a la selección de este diámetro se

realizaron algunas suposiciones las cuales se mencionan más adelante. El cañoneo “big hole,” es el recomendado para arenas no consolidadas, y consiste en una carga dispuesta de tal manera que, da prioridad al hoyo de entrada por sobre la profundidad de penetración del disparo. El diámetro de entrada de este tipo de carga oscila entre 0,5 y 1,2 pulgadas, lo cual representa aproximadamente el doble que el de las cargas convencionales.<sup>1</sup>

El segundo factor que aparece activo y que esta ligado al diámetro de la perforación es la penetración de la misma dentro del revestimiento, cemento y formación. Para el caso en particular, la penetración equivalente a 6,1 pulgadas y corresponde al modelo de cañón elegido, que como se mencionó anteriormente pertenece a la marca Owens. Este dato y el anterior se tomaron de un sumario API de comportamiento de carga.<sup>46</sup>

Respecto a la influencia de la penetración sobre el comportamiento de afluencia de la(s) arena(s), desde el punto de vista de las operaciones que realiza el simulador, las cuales se fundamentan en una formulación matemática sustentada en un modelo teórico; un incremento en la penetración del disparo equivaldría a una “disminución” en el espesor de la zona invadida, lo que repercutiría en una merma en el valor final del daño. Sin embargo, para establecer un modelo en el simulador que en efecto represente las condiciones particulares del caso, es imprescindible efectuar consideraciones que se ajusten a los modelos prácticos imperantes en el área y que a veces escapan a la percepción de la conceptualización matemática inherente al modelaje de un proceso dado; tal es el caso del factor profundidad de la penetración. Para el caso de arenas no consolidadas, según los más recientes estudios, la penetración del disparo juega un papel casi irrelevante, puesto que en dichas arenas el túnel formado por el disparo colapsa en forma casi inmediata, por lo que su contribución a la mitigación del daño asociado a la invasión es nula.<sup>47</sup> Adicionalmente, los experimentos realizados han demostrado que para arenas no consolidadas, el punto clave para la producción en completaciones a hoyo revestido, es el diámetro de la perforación, originada en el revestimiento; y no la penetración de la misma<sup>47</sup>. Las consideraciones anteriores refuerzan el concepto de cañoneo “big hole” como el apropiado para arenas no consolidadas, tales como las presentes en el Área Mayor de Socororo.

Las dos variables definidas anteriormente se tomaron, como ya se dijo de un sumario de comportamiento de cargas. Estos sumarios corresponden a pruebas realizadas en blancos de concreto estandarizados por la API (Asociation of Petroleum Engenieers). Este comportamiento es simulado en condiciones ambientales de superficie, sobre objetivos no sometidos a los esfuerzos a los cuales están sujetas las arenas en la realidad, además del efecto que puede tener la separación entre el revestimiento y el cañón (“Standoff”). Dado lo anterior, la penetración y diámetro que tendrá la carga en dichas condiciones no será la que realmente acaecerá en el ambiente de la formación. Para determinar la penetración real, se han generado modelos que combinan bases teóricas de la perforación con criterios empíricos. Así de esta manera existen, simuladores como el SPAN de la Schlumberger que facilitan la realización de esta aproximación. Para fines de este trabajo, se consideró el mismo rango de penetración y diámetro de la carga registrado en el sumario API para simular las condiciones de formación. Este criterio obedece a que, como se dijo anteriormente, la penetración del disparo no tiene un efecto relevante, dado que lo requerido es la penetración del revestimiento y el cemento, por lo cual, según la consideración efectuada, se pueden sacrificar algunas pulgadas de penetración dentro de la formación sin que en realidad se perciban los efectos sobre la productividad. Por otro lado, el diámetro de la perforación, correspondió al modelo de cañón disponible en el mercado, cuya carga moldeada origina el hoyo de mayor tamaño con una configuración (diámetro del cañón) aceptable para las dimensiones del revestimiento empleado. Esto lleva a sugerir, que deben seleccionarse los modelos “big hole” que presenten los tamaños de carga más grandes, permisibles para las condiciones del revestimiento, con el fin de mitigar el efecto que provocan los esfuerzos y el “Standoff” en la disminución del diámetro de perforación. En este caso se empleó un tipo de cañón perteneciente a una compañía en particular, pero bien pudiera haberse elegido otro con especificaciones, en cuanto a diámetro y penetración del disparo diferentes, pero manteniendo el concepto de “big hole”.

Otro conjunto de elementos relacionados a los efectos del cañoneo que podrían influir en el valor final del daño, son el espesor y permeabilidad de la zona triturada (“crushed zone”). Para fines de este trabajo, estos factores no se tomaron en cuenta. La suposición anterior se fundamenta en la otra, realizada previamente, de que el túnel formado por la penetración

del disparo colapsa producto de una fluidización de la arena; por lo que en consecuencia, la zona triturada también desaparece. Lo anterior posibilita el desactivar como efecto contributario en el programa, las celdas relacionadas con la zona triturada.

Finalmente, los otros dos parámetros inherentes al cañoneo, que contribuyen de una forma decisiva en el comportamiento de la curva de afluencia para este esquema de completación son: la densidad y fase del cañoneo. La selección de estos dos parámetros depende de varias consideraciones basadas en conceptos que han surgido de la integración de experiencia de campo y modelos matemáticos para el flujo al nivel de las perforaciones. El primer factor que debe tomarse en cuenta desde el punto de vista teórico práctico es el tipo de completación, es decir, como se verá más adelante, no es lo mismo la selección de la fase y densidad de disparo para esta completación, que para el esquema “Frac Pack” Hoyo Revestido.

Para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, la densidad y fase que se observan en la Figura 47, obedecen a una simulación realizada, con base en el escenario N° 5 de la matriz. Esta simulación tuvo como objeto evaluar el comportamiento de la curva de afluencia compuesta (para las dos arenas), frente a variaciones en los valores de densidad y fase de disparo; lógicamente, para realizar esta sensibilidad se definieron previamente las demás variables involucradas en la formación del daño.

De esta manera, se seleccionaron la fase y densidad de disparo con los cuales la curva de afluencia para las arenas presentó un valor de AOF más alto; en otras palabras, los valores que maximizaban el potencial del pozo.

La selección del escenario N° 5 para la realización del estudio de sensibilidad responde al carácter representativo que posee dicho escenario (desde el punto de vista estadístico); por otro lado, los resultados obtenidos para el mismo son extensibles desde el punto de vista cualitativo a los demás escenarios, por lo cual, tienen un carácter significativo general dentro de la matriz planteada.

El principio fundamental para la decisión sobre la densidad y fase de disparo óptimas para el cañoneo de un pozo, que no va a ser sometido a procesos de fracturamiento hidráulico, radica en la elección del modelo físico y matemático que se empleará para el cálculo de la contribución al valor final del daño ocasionado por los cambios que sufre el patrón de flujo en las adyacencias de las perforaciones. El valor representativo de este modelo va en relación directa con el número de factores que se consideren para la determinación de la caída de presión en las perforaciones. Dentro de los modelos analíticos de los cuales se dispone, el modelo propuesto por Tariq y Karakas (1991) resulta conveniente, pues involucra el efecto de la distribución en espiral de las cargas, la cual constituye la configuración típica de los cañones. Tomar en cuenta la distribución espiral implica la consideración de una configuración tridimensional para el flujo, la cual trae como consecuencia, la definición de dos componentes para el pseudo daño: una en la dirección vertical y otra en la dirección horizontal. El modelo desarrollado por Tariq integra tres términos de daño relacionados directamente a la fase y densidad de disparo, los cuales a su vez, son función de: la penetración del disparo, diámetro de las perforaciones, radio del pozo y el cociente entre la permeabilidad horizontal y la vertical. Estos términos se muestran en la siguiente ecuación:

$$Sp = S_H + S_V + S_{wb}$$

Donde  $Sp$  representa el pseudo daño total aportado por la suma de los tres términos,  $S_H$  y  $S_{wb}$  se asocian al pseudo daño originado en el plano horizontal, mientras  $S_V$  se relaciona al pseudo daño ocasionado por el flujo en la dirección vertical. La respuesta a las variables de las cuales son función los términos de la ecuación anterior, es diferente para cada uno de ellos, es decir, mientras fases menores de disparo minimizan los términos asociados a la componente horizontal, aumentan la contribución de la componente vertical. Por otro lado el incrementar la densidad de disparo minimiza la componente horizontal, pero la configuración en espiral del cañón colleva a disminuir el ángulo de separación entre las cargas, a medida que esto se realiza<sup>25</sup>. Es por ello que la adecuada selección de la densidad y fase de disparo, requiere un proceso de simulación, que involucre todos los parámetros

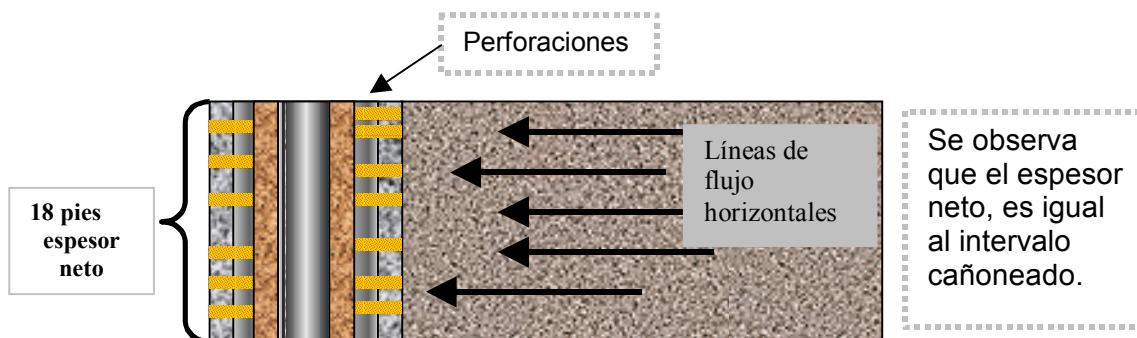
del cañoneo, mediante el cual se sensibilicen dichas variables, a fin de encontrar la combinación que proporcione el valor de Sp más bajo.

Consecuentemente con lo anterior, se empleó el programa a fin de encontrar la densidad y fase de cañoneo óptimas correspondientes a este esquema de completación, integrando para ello las condiciones asociadas al tipo de carga, establecida anteriormente, como apropiada para las características del Área Mayor de Socororo.

Las curvas correspondientes a la sensibilidad efectuada se muestran en la sección de resultados preliminares del presente trabajo.

Las otras variables involucradas en la formación del daño para este tipo de completación son las mismas que para el esquema anterior; lo cual puede verse en la Figura 47. La variable “nearest formation distance” es cero también en este caso, ya que se considera que el cañoneo comienza en el tope de las arenas, y que el intervalo cañoneado o abierto, es completo para ambas arenas. En cuanto a la permeabilidad vertical, también se asumió como el 40% de la permeabilidad horizontal.

Las consideraciones realizadas para este tipo de variables, asociadas al daño por completación parcial, son en esencia iguales que las mostradas para el esquema anterior, y su efecto es básicamente el mismo en el caso actual. Así se puede observar que, en este esquema, la contribución de este tipo de daño también resulta nula. Esto se explica porque la convergencia del flujo en la dirección vertical hacia las perforaciones, producto de la restricción que constituye la presencia del revestidor, al desplazamiento de los fluidos en la dirección horizontal, es minimizada por el hecho de que todo el espesor de las arenas está cañoneado; así de este modo, no se presenta una convergencia de las líneas de flujo, sino que estas siguen un patrón horizontal en su travesía por la arena, el cual sólo se modifica en las inmediaciones de las perforaciones donde toma un patrón de convergencia caótica.<sup>25</sup> En la siguiente figura se muestra esquemáticamente el caso



**Figura 48 Modelo de flujo hacia las perforaciones**

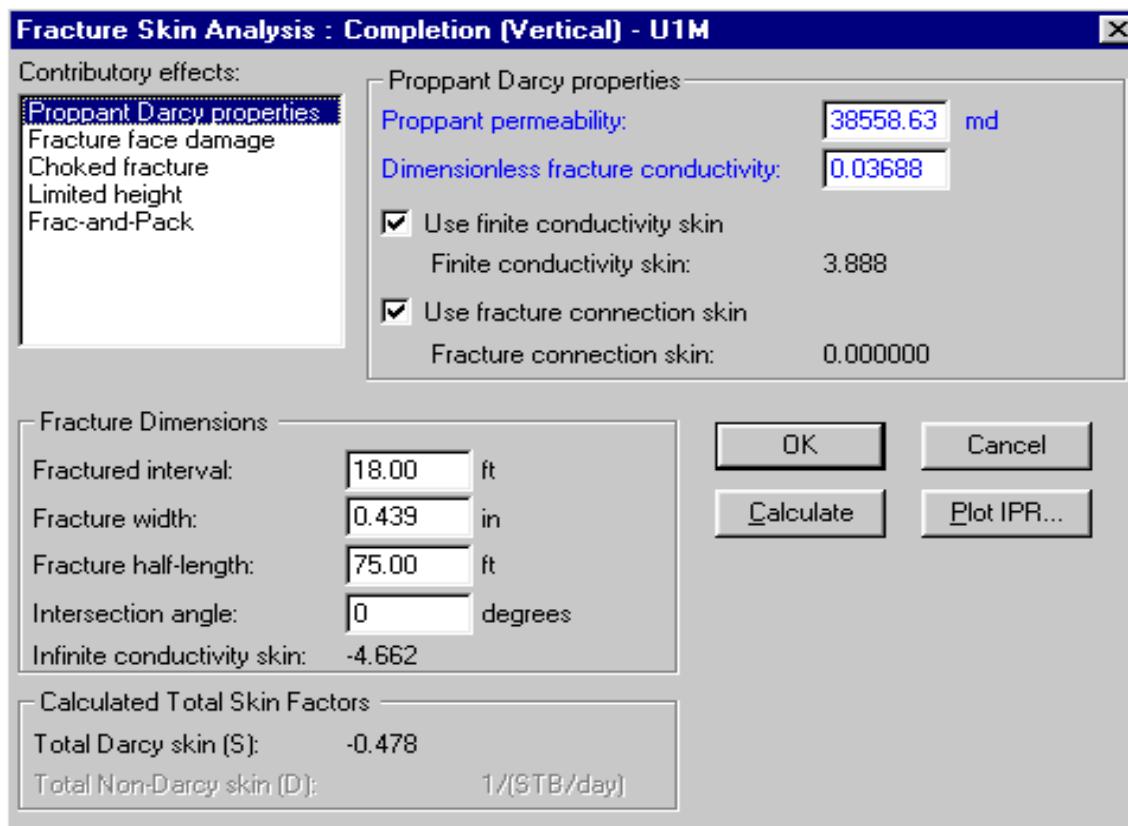
Las variables asociadas al daño relacionado con el empaque con grava, son las mismas que para el caso anterior; la única diferencia radica en el diámetro interno del empaque, el cual en este caso es 1,75 pulgadas, equivalente al diámetro externo de la tubería ranurada empleado para el caso, 3 ½ pulgadas, el cual es diferente al utilizado para el caso del hoyo abierto ampliado. Esto se debe a motivos operacionales, más que de eficiencia productiva. De igual forma el valor final aportado, al daño total, por el empaque con grava es despreciable bajo las condiciones asumidas.

En este esquema de completación se presentó como ejemplo la caja de diálogo de la arena U1M correspondiente al escenario N° 5. Las consideraciones realizadas fueron iguales para la arena U1U, y para los demás escenarios, cambiándose solo las cifras puntuales asociadas a la arena y escenario en particular.

### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

La tipificación del daño para este tipo de esquema requiere, como se vió en la sección de caracterización de la invasión, de un tratamiento especial. Lo anterior se debe principalmente a las modificaciones que origina una fractura en el flujo de fluidos hacia el pozo; además del número de elementos que intervienen en la descripción del daño. En primer lugar, una completación que implique un proceso de fracturamiento hidráulico tiene como objeto ocasionar un daño negativo o, en otras palabras, estimular el potencial del pozo. Lograr lo anterior implica generar una región, en torno al mismo, con niveles de conductividad muy por encima de las condiciones naturales de la arena. Esta región, permite un camino “libre” al paso de los fluidos, cuya travesía origina una caída de presión, si se quiere, despreciable. Esta ruta se logra a través del diseño de una fractura, la cual se origina simétricamente desde el pozo, como un plano que se propaga perpendicular a la dirección del mínimo esfuerzo horizontal<sup>14</sup>. El diseño de este plano de fractura requiere de un compendio de conocimientos sobre la estructura de la(s) arena(s) a ser fracturadas que involucra, espesor neto y límites, los cuales pueden ser otras arenas, barreras de lutita o un contacto de fluidos. Además requiere de datos geomecánicos de la formación a ser fracturada; como gradientes de fractura, módulos de elasticidad y orientación de los esfuerzos máximos. De este grupo de datos, los que constituyen el punto de partida, son aquellos que permiten definir los límites de confinamiento para la altura del plano de fractura; que, en arenas *delgadas* como las del Área, equivalen a su espesor neto. Una vez que se definen los límites verticales de la fractura, se procede a seleccionar una longitud para el plano de fractura que resulte “óptima” desde el punto de vista productivo. Así, de esta forma, con las dimensiones de longitud y altura de la fractura, se realiza la construcción de un procedimiento operativo que permita llegar a la geometría preestablecida. En lo anterior radica la importancia de la adecuada selección de la longitud media o “ala” de la fractura. Para fines de este trabajo se realizó un estudio de sensibilidad, a fin de tipificar la variación en el comportamiento de afluencia de las arenas frente a cambios en dicho parámetro. A continuación se presentan las ventanas de diálogo del programa, donde se muestran todas las variables que influyen en la constitución del daño para este esquema de completación. Se presentarán a modo de ejemplo, las ventanas

correspondientes a la arena U1M, para el escenario N° 5. La explicación de esta escogencia es la misma que en los casos anteriores



**Figura 49 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

Las cajas o ventanas de diálogo para la fractura se constituyen de tres partes; una donde se presenta el efecto particular que contribuye a la formación del daño (superior derecha), otra donde se muestran las dimensiones de la fractura junto con los valores de daño calculado por conductividad infinita y, más abajo el daño total (inferior izquierda), y la otra, donde se presenta la lista con todos los efectos que pueden incluirse (superior izquierda), las dos últimas aparecen en todas las cajas donde se muestra cada elemento contributario.

En el orden de presentación que se muestra en la figura, el primer efecto que contribuye a la formación del daño es el asociado a las propiedades conductoras del material propagante “proppant Darcy properties”, este factor es el que origina una de las componentes positivas

del daño en la fractura, pues considera al plano de fractura, el cual se visualiza idealmente como un canal de altísima permeabilidad que hace de las pérdidas de presión en el mismo, un factor despreciable, como un sistema que en realidad posee una conductividad finita<sup>20</sup>, y donde el flujo que se rige por la ley de Darcy en efecto puede originar algún tipo de caída de presión. Así para el caso se empleó como referencia un material de soporte con una permeabilidad de 38558 mD. Esta permeabilidad corresponde a un material apuntalante (“proppant”) sintético de tipo resinado, muy empleado por las compañías de servicio para trabajos de “Frac Screen Less” (fracturamiento sin empaque ni tubería ranurada). Esta técnica desarrollada recientemente ha dado resultados muy favorables en el control de arena pero sus condiciones de aplicabilidad se limitan a arenas de bastante espesor ya que la configuración geométrica de dichas fracturas ha sido enfocada hacia la alta conductividad (mayor altura y espesor), además, como se explicó en el capítulo anterior, dada la ausencia de tubería ranurada esta técnica requiere el bombeo de una cantidad considerable de material apuntalante para conseguir un anclaje eficiente dentro de la formación. A pesar de lo anterior, se decidió emplear este material como referencia para la simulación propuesta, considerando su adecuado desempeño en el control de arena y que, por otro lado, es factible desde el punto de vista técnico, emplearlo en un proceso de “Frac Pack”.

Usualmente, se emplean en la industria para los trabajos de fracturamiento hidráulico, materiales apuntalantes de permeabilidades mucho más altas que la tomada para esta simulación, tales como arenas o gravas de tamaños medianos (20-40 ó 16-30). En general la selección puntual del “proppant” depende de la compañía de servicio que realice el trabajo.

En cuanto a la conductividad adimensional de la fractura, este valor es función directa de la permeabilidad del “proppant”, la permeabilidad de la formación, la longitud del ala de la fractura y el espesor promedio de la misma (el ancho de la fractura medido perpendicularmente al plano de propagación). Este último valor pertenece a las dimensiones de la fractura, y surge, junto a la permeabilidad del “proppant” y la longitud del ala de la fractura, como un elemento con base en el cual se realiza el diseño final de la misma. Usualmente las operaciones de bombeo se planifican en función de conseguir una

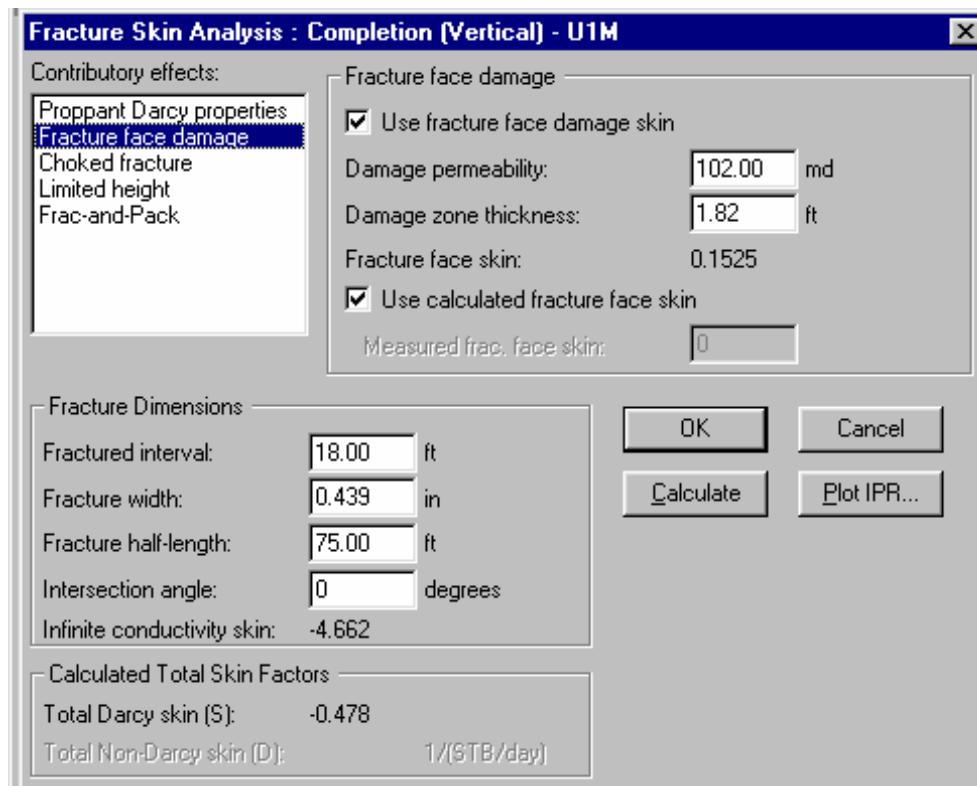
fractura de una conductividad, longitud y altura determinadas (se entiende por conductividad al producto de la permeabilidad del proppant por el espesor de la fractura). La conductividad adimensional proporciona una medida, del contraste de permeabilidad entre la fractura y la formación. La relación entre las variables, de las cuales es función este parámetro, se visualiza en la siguiente ecuación:

$$F_{cd} = K_f * W_f / X_f * K$$

Donde  $K_f$  es la permeabilidad del “proppant”  $W_f$  es el espesor promedio de la fractura,  $X_f$  la longitud del ala y  $K$  la permeabilidad de la formación. Se puede notar que a medida que se incrementa la permeabilidad del apuntalante y el espesor de la fractura, esta será más conductiva, por lo cual, el daño originado por la conductividad finita de la fractura puede minimizarse incrementando la conductividad de la misma en función de alguna de sus variables.

Los dos parámetros mencionados anteriormente permiten considerar, además del efecto de la conductividad finita del material propagante, el efecto de la conexión de la fractura con el pozo; es decir, en qué medida intercepta el plano de fractura al pozo. Este factor es crítico en pozos horizontales, pero para el caso, como el pozo no tiene desviación y la altura del plano de fractura es la misma que la del espesor de arena, se considera que el plano de fractura intercepta por completo al pozo, por lo que este efecto no contribuye al daño.

El otro grupo de variables que se involucran en el daño ocurrido en la fractura, son las asociadas a la alteración en la permeabilidad en la cara de la fractura, ocasionada por la invasión de los fluidos de trabajo. Estas variables ya fueron consideradas anteriormente, por lo que sólo se muestra como ejemplo la caja de dialogo con los valores empleados para el escenario N° 5.



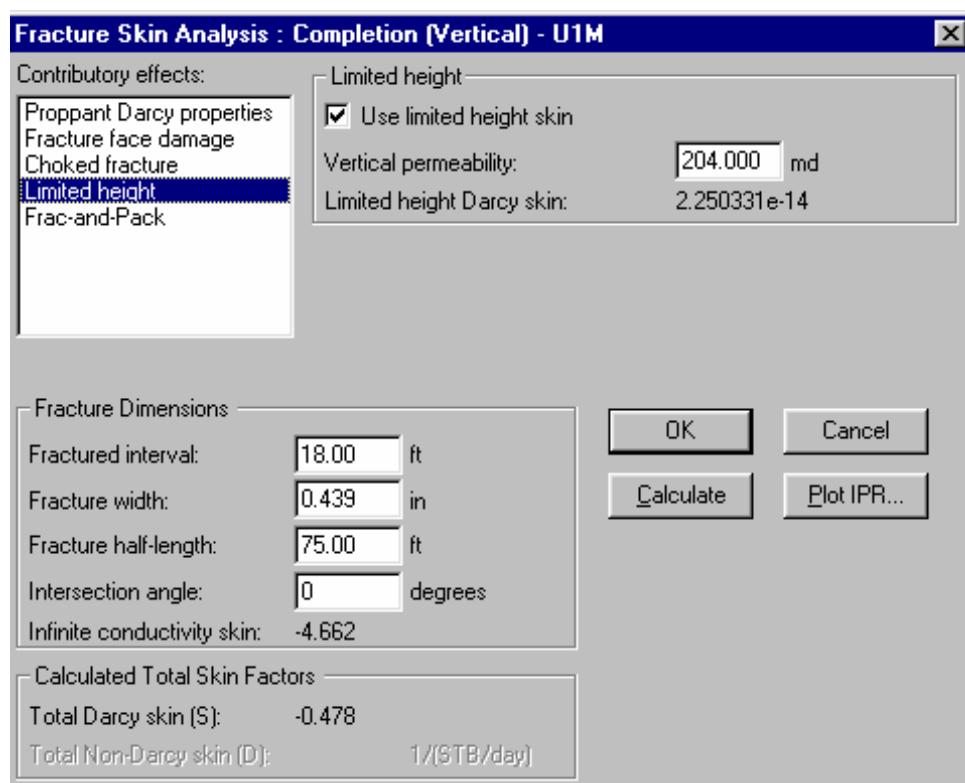
**Figura 50 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

El valor de permeabilidad mostrado corresponde al 20% de la permeabilidad de la arena, el cual es de 510mD, y el valor de la invasión corresponde a las 22 pulgadas pertenecientes al caso medio respecto al tiempo de exposición. Se puede observar que el daño originado por este factor es relativamente bajo.

El otro grupo de factores que aparecen en la parte izquierda superior de la ventana de dialogo, son los relacionados al estrangulamiento de la fractura “choked fracture”. Esta sección permite modelar un posible aplastamiento en el perfil del plano de fractura, el cual se manifiesta como una disminución en el espesor de la sección inicial del ala de la fractura y/o una disminución en la permeabilidad del “proppant” en dicha sección; y en consecuencia de la conductividad. El programa da la posibilidad de asignar valores a estos parámetros, además de la longitud del ala que se encuentra estrangulada; para de esta forma calcular el daño o disminución en la eficiencia de la fractura ocasionada por dicho factor.

Para fines de este trabajo, se obvió la contribución por “choked fracture” y se asumió que el ala de la fractura posee una permeabilidad constante en toda su longitud y altura, por lo que, el posible estrangulamiento de la fractura solo se incluyó en la determinación del espesor promedio de la misma; el cual involucra para su cálculo los espesores en toda la longitud del ala de la fractura.

El otro parámetro que se puede incluir en la determinación del daño es el “limited height”, un término equivalente al de completación parcial (estudiado en los esquemas anteriores). Esta variable permite calcular el posible efecto ocasionado por la convergencia del flujo hacia la fractura; cuando la altura de la fractura, o intervalo fracturado, es menor al espesor total de la arena. Para este parámetro la variable más influyente es la permeabilidad vertical de la formación, la cual se asumió, como en los casos anteriores, equivalente al 40% de la permeabilidad horizontal de la formación. Se puede observar en la Figura 50 que el daño aportado por este parámetro es muy bajo, lo que se explica porque la altura de la fractura es igual al espesor neto de la arena.



**Figura 51 Parámetros involucrados en la caracterización del daño para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

El último grupo de parámetros que se incluyen en la caracterización del daño para este esquema de completación son los asociados al cañoneo y al empaque con grava, los cuales se muestran en la ventana de diálogo como “Frac and Pack”.

Los parámetros y consideraciones asociados al empaque con grava son los mismos empleados y explicados en la completación Hoyo revestido con Empaque de Grava Interno.

En cuanto a los parámetros relacionados con el cañoneo, estos requieren un tratamiento especial, ya que como se ha mencionado anteriormente, la elección de la fase y densidad de disparo para una completación que va a ser sometida a un proceso de fracturamiento hidráulico, no es la misma que para una completación convencional, por lo cual, los resultados obtenidos respecto a estas dos variables para el esquema de completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, no pueden usarse para este caso.

El primer elemento que debe considerarse, es la disposición que tendrá el plano de fractura respecto al hoyo del pozo “wellbore”. Esta ubicación esta condicionada por la orientación de los planos de esfuerzos, ya que, como se mencionó con anterioridad, la fractura se propaga perpendicularmente al plano de mínimo esfuerzo horizontal. Lo anterior indica que la dirección de crecimiento longitudinal de la fractura no es un proceso controlado por el operador, sino que depende de las propiedades geomecánicas de la arena; es por ello que lo único que puede hacerse, desde el punto de vista operativo, para favorecer el proceso de propagación de la fractura, es propiciar una comunicación adecuada entre el pozo y la dirección de propagación de la fractura dentro de la arena; lo que se puede conseguir cañoneando en la dirección del mayor esfuerzo horizontal. Cañonear en la dirección del máximo esfuerzo, permite que la fractura comience a propagarse inmediatamente siguiendo esta dirección. De este modo se evita que el fluido de fractura bordee el revestimiento buscando la dirección de propagación, lo cual origina presiones de inicio de fractura más elevadas de lo deseado e incluso un “Screen Out” (interrupción del crecimiento de la fractura con incremento de la presión) prematuro<sup>1</sup>. Por otro lado se ha demostrado, que si el plano de perforación y el plano de mínimo esfuerzo difieren en más de 30°, la fractura puede iniciarse en un plano diferente al del cañoneo<sup>1</sup>.

Cañonear en la dirección del máximo esfuerzo horizontal, no siempre resulta posible, puesto que se requiere para ello de un conocimiento exacto de la geomecánica de la formación, lo cual es la excepción y no la regla. En el caso del Área Mayor de Socororo, no se dispone de esta información.

Dado que no se conoce la orientación de los esfuerzos, es necesario aplicar una técnica de cañoneo que garantice la menor separación entre las perforaciones y los planos de propagación de la fractura. Considerando el hecho de que debe garantizarse un ángulo de separación menor a  $30^\circ$  entre las perforaciones y el plano de fractura, la fase de distanciamiento entre las cargas debe ser menor o igual a  $60^\circ$ .

Por otro lado si se estudia el aspecto de la productividad, es necesario que el mayor número de perforaciones quede conectado directamente con las alas de la fractura, ya que parte de las perforaciones no lo harán pues no coincidirán con el plano de propagación.

Considerando los dos aspectos anteriores se eligió una densidad de ocho tiros por pie distribuidos uniformemente, para una fase de  $45^\circ$  entre las cargas. De esta forma se espera, que cuatro de los ocho tiros por pie estén conectados con la fractura, es decir dos por cada ala.

Respecto a las características de la carga: diámetro y penetración, el “big hole” resulta también conveniente para este esquema de completación; pero bajo otras consideraciones. Para los procesos de fractura, dado que los fluidos son forzados a desplazarse dentro de la formación, la penetración del disparo no es un factor preponderante.<sup>1</sup> Por el contrario, el diámetro de la perforación, juega un papel primordial, ya que se requiere un espacio suficientemente grande para que el material apuntalante pueda fluir libremente a través del agujero de entrada, independientemente de las concentraciones de “proppant” que se bombean, sin que se origine una obstrucción que interrumpa el proceso de fracturamiento. Referente a este punto, estudios han demostrado que si el diámetro de las perforaciones supera seis veces el diámetro del material apuntalante, el riesgo de taponamiento se elimina, sin importar la tasa y concentración de bombeo que se aplique.<sup>1</sup> Las dos

consideraciones anteriores confirman la conveniencia de emplear “big hole,” como estrategia de configuración de la cargas en las operaciones de cañoneo para los esquemas de completación que impliquen procesos de fractura. Así, para este esquema, se utilizó el mismo modelo de carga de perforación que el aplicado para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.

Finalmente, el último grupo de parámetros que componen el daño en la fractura son los asociados a las dimensiones de la misma. Dichos parámetros son los que contribuyen a la parte del daño originado por las propiedades, de conductividad infinita y finita de la fractura. La conductividad infinita de la fractura supone que el material apuntalante dispuesto a lo largo del plano de fractura está exento de elementos que puedan causar algún tipo de caída de presión al flujo que se desplaza en su interior. Este efecto de conductividad infinita es el que origina la componente negativa del daño, la cual posee, generalmente, un valor absoluto mayor que el de las componentes positivas, por lo cual el daño total final atribuido para el caso tiene signo negativo, lo que implica que se logrará un mayor desplazamiento de fluidos desde la arena hasta el pozo con un menor “drawdown” (Presión estática-Presión fluyente).

Antes de explicar el origen de los parámetros relacionados con esta parte del daño, es necesario retomar la consideración del patrón de flujo hacia el pozo. Para modelar el flujo hacia un pozo fracturado existen dos posibilidades: asumir un patrón de flujo pseudo lineal o asumir un patrón pseudo radial. Lo primero se debe considerar si las dimensiones de la fractura son relativamente grandes en comparación con el tamaño del área de drenaje considerada para el pozo. El segundo caso puede asumirse si, por el contrario el área de drenaje es grande respecto al tamaño del ala de la fractura. Para fines de este trabajo, como ya se dijo, se asumió un patrón de flujo pseudo radial, aunque no se conocían en un principio las dimensiones exactas de la longitud media a emplearse para la fractura. Esto se realizó con base en el conocimiento de las longitudes aplicadas en trabajos de fractura realizados en otras áreas, los cuales sirvieron de referencia para este, y en la estimación que se hizo para la configuración y magnitud del área de drenaje para la localización E-PJ; la

cual resultó considerablemente mayor respecto a las dimensiones de fracturas manejadas en los trabajos que se utilizaron como referencia.

El primer elemento que se visualiza en la ventana de diálogo para las dimensiones de la fractura, corresponde al intervalo fracturado. Como ya se explicó, debido al poco espesor de las arenas del área, se eligió como intervalo fracturado el mismo espesor de cada una de las arenas.

Respecto al espesor de fractura  $W_F$ , para este caso se tomó como referencia un valor empleado en un trabajo de simulación para fracturamiento hidráulico realizado por la compañía Schlumberger, en la formación BACH-02 del distrito Bachaquero<sup>33</sup>, en una arena con propiedades similares a las del Área Mayor de Socororo. La fractura concebida en este trabajo tenía una altura de 14,8 pies y una longitud de 125 pies. Las consideraciones para la elección de este trabajo, como referencia para la simulación de la curva de afluencia, se especifican en el capítulo anterior: Propuestas de completación.

Para obtener el valor de longitud media de la fractura que se presenta en la ventana de diálogo, se realizó una simulación en la que se observó el comportamiento de la curva de afluencia compuesta de las arenas, al variar (dejando fijos los demás) este parámetro. Allí se observó que: por encima de 75 pies el incremento en el AOF de las curvas es insignificante; en comparación con el incremento en longitud. Respecto a la consideración de asumir todos los parámetros fijos para la simulación, es importante señalar que el tomar el mismo espesor en todas las longitudes de fractura, implica una sobreestimación de la curva de potencial, para longitudes por encima de 125 pies y una subestimación para las longitudes menores a este valor. Esto se debe a que el espesor de la fractura es inversamente proporcional a la longitud de la misma.

El otro valor que interviene en la formación del daño adimensional es el ángulo de intersección  $\alpha$ , este valor corresponde a la desviación promedio del pozo a lo largo del intervalo fracturado, y determina cuanto de la fractura intercepta al pozo. Para este caso,

por tratarse de un pozo vertical este ángulo es cero y la intersección del plano de fractura con el pozo es completa.

De igual manera que para los esquemas de completación presentados anteriormente, se mostraron como ejemplo las ventanas de diálogo correspondientes a una sola arena (en este caso U1M). Los valores empleados para la arena U1U son los mismos, a excepción de los valores puntuales que dependen del espesor y permeabilidad de la arena, tales como: la altura de la fractura, que para este caso no son 18 pies sino 16 pies, la permeabilidad dañada por la invasión, cuyo valor puntual corresponde a la reducción porcentual del valor original de permeabilidad para la arena U1U, la conductividad adimensional, que es más alta, pues la permeabilidad de la arena es menor y por último la permeabilidad vertical, que igualmente equivale al 40% de la horizontal. En cuanto a las consideraciones empleadas para la elección de los parámetros antes discutidos, son las mismas para ambas arenas y para todos los nueve escenarios de la matriz.

Una vez que se definieron los datos para caracterizar la sección correspondiente a la arena productora y los efectos que sobre ella tiene la completación (Secciones 1 y 2 de la Figura 36); se procedió a definir las curvas de comportamiento de afluencia compuestas para las arenas U1U y U1M en cada uno de los escenarios propuestos.

La curva de comportamiento de afluencia *compuesta* esta integrada por la suma de las tasas totales pertenecientes a las curvas de afluencia individuales, de cada arena, para una misma presión de fondo fluyente; lo que da paso a una curva de afluencia constituida por tasas mayores para el mismo rango de presiones propio de las arenas que la conforman. De tal manera que la curva de afluencia compuesta presentará como presión estática promedio la correspondiente a la arena de mayor presión, y como AOF la suma de los AOF individuales de cada una de las arenas. Para el caso: la presión estática promedio de la arena U1M y la suma del los AOF de las arenas U1U y U1M.

El índice de productividad de la curva compuesta se encuentra por encima del índice de productividad de la arena que presenta el valor más alto, por supuesto si se toma un mismo punto de referencia. Para el caso, este punto corresponde a la presión estática promedio.

El programa asume la curva de comportamiento de afluencia compuesta como perteneciente a una sola arena, ubicada a la profundidad que corresponde a la arena más somera, en este caso la U1U. Para ello se consideran los efectos de las pérdidas de presión, a través del revestimiento de producción, del flujo proveniente de arenas ubicadas a una profundidad mayor.

De este modo la matriz de escenarios construida, en la sección de caracterización del daño, da paso a nueve curvas de potencial IPR, pertenecientes a cada uno de los tres esquemas de completación estudiados. Estas curvas representan una parte esencial de este trabajo, y pueden proporcionar, como se muestra más adelante, el rango de tasas con los cuales se construyen las curvas de comportamiento de tubería o demanda, las cuales posibilitan el planteamiento del estudio para el caso de flujo natural; además de conformar el soporte sobre el que se efectúa la selección y diseño para un sistema de levantamiento artificial.

## **ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE TUBERÍA**

El paso siguiente a la definición de las curvas de comportamiento de afluencia es la caracterización de la curva de comportamiento de tubería, “tubing performance relationship” (TPR), la cual corresponde a la etapa final del análisis nodal para el pozo (sección 3 de la Figura 36). Esta etapa tiene una importancia decisiva ya que puede describir, entre otras cosas, los requerimientos de presión fluyente para la obtención de una determinada tasa de producción a una presión de superficie dada; donde esta última responde a las exigencias impuestas por las líneas de superficie, las cuales dependen a su vez, de la presión de entrada al múltiple de separación.

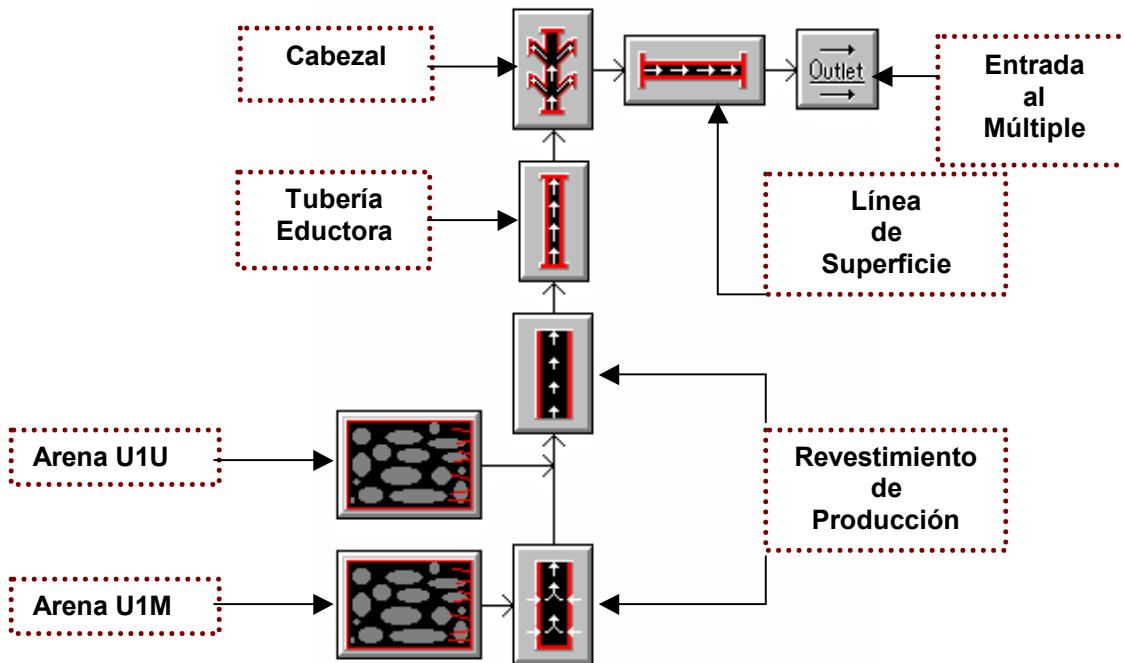
Las propiedades de la curva TPR obedecen a dos tipos de parámetros: unos condicionados por la configuración estructural y operativa del pozo, y otros correspondientes a las

propiedades del flujo en el sistema de tuberías. Dentro del primer grupo de parámetros se encuentran: el diámetro interno y externo de la(s) sección(es) que compone(n) la sarta de tubería eductora y el diámetro interno de los elementos que se dispongan dentro de la misma, el diámetro interno del revestimiento de producción u hoyo de producción (en el caso de completación a hoyo abierto), la profundidad de la zona productora, longitud de la tubería eductora y de las líneas de superficie; además se requiere de la presión en el nodo de superficie y la posición del punto donde se desee ubicar el nodo solución del sistema. Dentro del otro grupo de factores se ubican: el perfil de viscosidad del fluido respecto a la temperatura a lo largo de la sarta de producción, la relación gas líquido, el corte de agua, las densidades de los fluidos, el tipo y régimen de flujo presente en el sistema; adicionalmente, la forma de la curva TPR depende en última instancia de la correlación que se emplee para la definición de la presión en función de la tasa de producción.

La correcta definición de los parámetros mencionados anteriormente constituye un punto muy delicado dentro del análisis nodal, puesto que de la apropiada elección de las consideraciones que se apliquen al respecto dependerá la realización de un diseño final eficiente de la completación, y en consecuencia el “óptimo” aprovechamiento del potencial productivo del pozo.

Es importante aclarar que la definición la curva de comportamiento de tubería es única tanto para la arena U1U como para la arena U1M, ya que estas, como se ha mencionado previamente, serán completadas bajo el concepto de unidad hidráulica, empleando una sola sarta y una sola empacadura. Además se trabajó con las mismas consideraciones para todos y cada uno de los nueve escenarios de curva IPR correspondientes a los esquemas de completación estudiados.

Para el caso, lo primero que se hizo, fue definir la configuración estructural básica del pozo, esto es: profundidad de las arenas, características del revestimiento de producción, características de la tubería eductora, características de la sarta de superficie y adicionalmente la elevación del terreno y la desviación del pozo.



**Figura 52 Diagrama esquemático de los nodos del pozo**

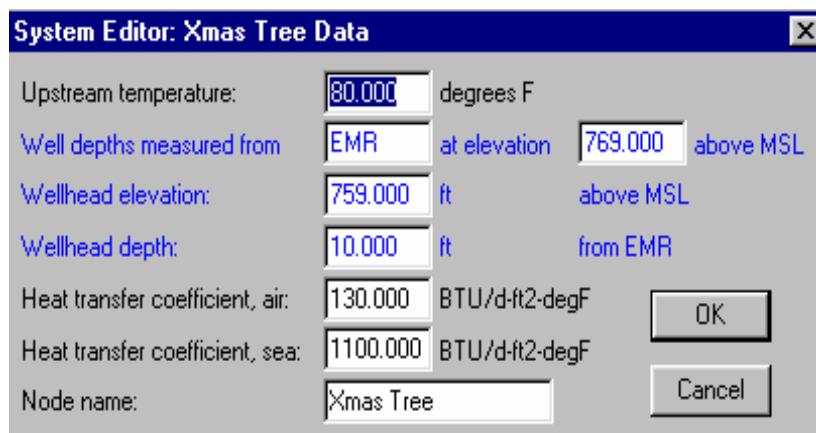
El diagrama anterior plantea la configuración básica de los nodos con los cuales puede trabajar el programa. El primer paso consiste en la inicialización de la data para el simulador y corresponde justamente, a la definición del número de secciones o nodos con los cuales se trabajará; en este sentido, el paso inicial es definir los componentes de la sarta de producción desde arriba hacia abajo; primero la altura del cabezal, que implica la altura del terreno. Posteriormente, se define la sarta de producción en el pozo, comenzando por la tubería eductora y luego el revestidor de producción, a cuya profundidad final, el programa ubicará una de las arenas productoras, debido a que esta etapa se encuentra vinculada con la sección donde se introduce el dato correspondiente a la profundidad media de la arena. Si se ingresa otra arena, superior o inferior, el simulador de inmediato le asigna a ese nivel, otra sección de revestimiento con las mismas características del que se ha definido previamente. La definición de la línea de superficie es opcional y depende de si se quiere estudiar el comportamiento de la presión hasta un nodo de salida más allá del cabezal del pozo. Se dice opcional, puesto que el análisis nodal, bien puede realizarse con la definición de la presión requerida en el cabezal del pozo la cual es posible de hallar efectuando un

estudio independiente de la línea de superficie, o bien es un valor conocido para las condiciones del campo en particular.

La explicación anterior se hace con la finalidad de facilitar la compresión del proceso que se siguió para la caracterización de los componentes de la sarta de producción; ya que, según la secuencia con la cual opera el programa, la primera parte del ingreso de datos para esta caracterización debe realizarse previamente a la definición de las arenas y la otra parte después de ello.

A continuación se presenta la definición de las dos partes mencionadas en el párrafo anterior: la primera correspondiente a la caracterización de los nodos que conforman la configuración básica o de partida de la sarta de producción, incluyendo longitudes y diámetros de los tubulares; y la segunda parte, o módulo de análisis, dirigida hacia la caracterización del sistema desde el punto de vista de la presión en el nodo de salida, las correlaciones para la determinación del gradiente dinámico y el modelo de temperatura. Además en esta parte es viable realizar sensibilidades respecto a los elementos configurados en la primera.

### **Definición del cabezal**



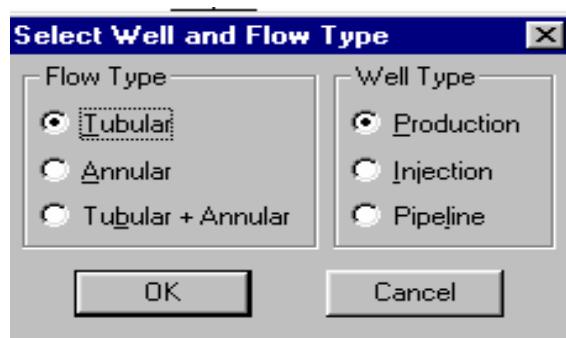
**Figura 53 Definición del cabezal**

En la figura anterior se muestra parte de la data básica que se requiere para la definición del nodo correspondiente al cabezal. Se dice parte, porque la presión se define en el módulo de análisis.

El primer valor que se presenta en este punto es la temperatura de superficie. El cual corresponde a la temperatura promedio ambiental, para el Área Mayor de Socororo. Dicho promedio se toma entre las temperaturas diurnas y nocturnas y, por las condiciones climáticas de la región, puede asumirse constante durante todo el año. Este valor es fundamental para el modelo que describe la temperatura del fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie, lo cual es indispensable para caracterizar el perfil de viscosidad. El segundo valor representa el punto de referencia sobre el que se medirán las profundidades en el pozo. Este punto correspondió a la mesa rotatoria cuya ubicación será a 769 pies sobre el nivel del mar. Los valores siguientes corresponden a la elevación del cabezal sobre el nivel del mar y a su respectiva profundidad, inherente al nivel de referencia.<sup>48</sup>

Finalmente, los otros dos parámetros pertenecen a los coeficientes de transferencia de calor en el aire y el agua del mar. De ellos solo se emplea, el primero (el valor de transmisibilidad del agua solo se aplica en pozos costa afuera). Este valor es tomado de los que se incluyen por defecto en el programa

### **Definición de la vía de flujo que posee el pozo**



**Figura 54 Selección del Pozo y tipo de flujo**

Esta es una formalidad de ingreso de datos al programa, pues lo que define es: cuales de los tubulares descritos conformarán los diámetros de la sarta de producción por donde tendrá lugar el flujo. También se define si el pozo será inyector o productor. Las opciones que se presentan se muestran en la Figura 54.

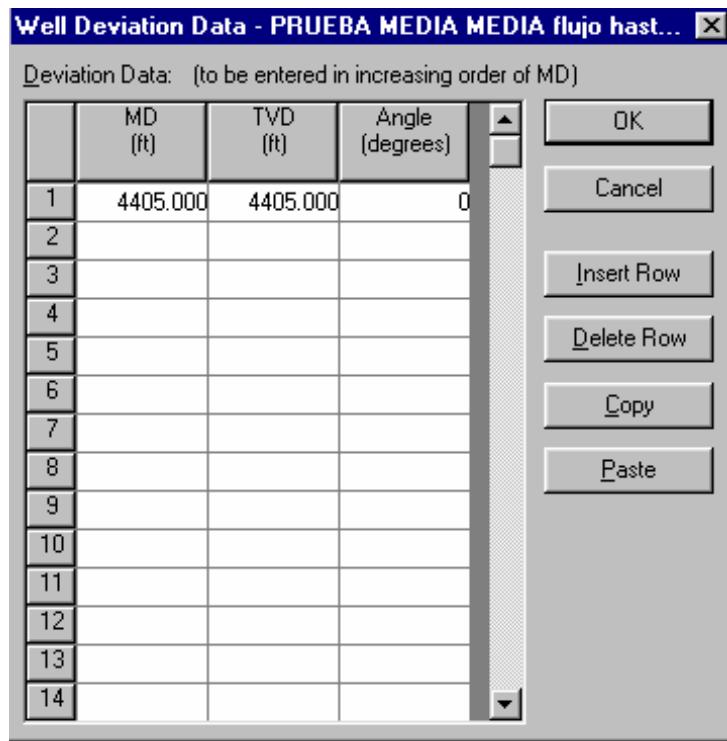
### **Perfil de desviación**

**Well Deviation Data - PRUEBA MEDIA MEDIA flujo hasta...**

Deviation Data: (to be entered in increasing order of MD)

	MD (ft)	TVD (ft)	Angle (degrees)
1	4405.000	4405.000	0
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			

OK Cancel Insert Row Delete Row Copy Paste



**Figura 55 Perfil de desviación del pozo**

En esta sección se puede definir el “survey” o registro de desviación del pozo, y se toma como profundidad máxima la profundidad de la arena inferior. Como se observa la profundidad medida es igual a la profundidad verdadera por lo que el ángulo que forma el pozo respecto a la vertical es cero. La profundidad que se presenta corresponde a la profundidad media de la arena U1M.

## **Configuración general de la sarta de producción**

**Figura 56 Configuración general de la sarta de producción**

En esta parte se definen la longitud y diámetros (externos e internos) de los componentes básicos de la sarta de producción. En primer lugar se ubica la tubería eductora, cuya profundidad de referencia equivale a su longitud, y posteriormente el revestimiento de producción el cual se especifica a 4365 y 4405 pies que corresponden a las profundidades de las arenas U1U y U1M respectivamente. Es necesario aclarar que en la configuración general de la sarta de producción el programa no contempla la opción de Hoyo Abierto.

De igual forma se caracteriza en esta sección la rugosidad promedio de las tuberías, la cual se tomó de los valores que el programa maneja por defecto, y corresponde a la rugosidad del acero comercial ASTM. Además se pueden anexar, si se tienen definidas, las temperaturas en cada nodo a las profundidades especificadas; estas se encuentran vinculadas a uno de los modelo de temperatura de los que se dispone en el programa (modelo manual), descritos más adelante.

A pesar de que la estructura básica de la sarta de producción se define en esta parte, es viable realizar sensibilidades (por medio del módulo de análisis), que involucren la variación de los parámetros que la componen. De esta forma, es viable el estudio del comportamiento de la sarta de producción para diámetros distintos a los especificados en la Figura 56, esto permite optimizar el diseño de la sarta en función del análisis de la curva TPR.

### **Perfil de desviación de la línea de superficie**

Deviation Data:						
	Lwh (ft)	Elev (ft)	Angle (degrees)	▲	OK	
1	9186.000	759.000	90.000			
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						

**Figura 57 Perfil de desviación de la línea de superficie**

Aquí se define el ángulo que forma la línea de superficie con el pozo, esto busca caracterizar el nivel de la elevación o pendiente que pudiese tener la superficie del terreno. Para fines de este trabajo se asumió que el terreno es completamente horizontal en toda la longitud de la línea de superficie, por lo que esta forma un ángulo de 90° grados con el pozo, el cual se consideró, como ya se dijo, completamente vertical. Como se evidencia en

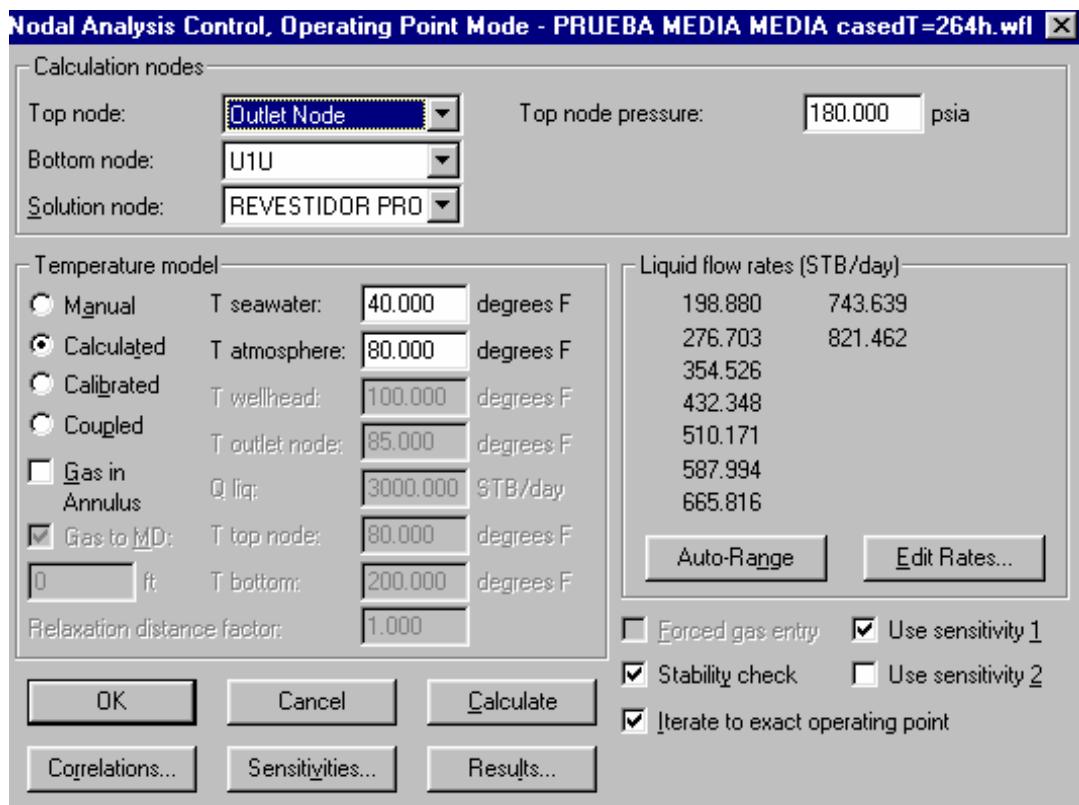
la figura, la línea de superficie desde el pozo hasta el múltiple de separación consta de 9186 pies (2800m).

## Configuración general de la línea de superficie

**Figura 58 Configuración general de la línea de superficie**

En esta sección, como su análoga para la sarta dentro del pozo, se describe la longitud y diámetros, interno y externo, de la tubería de superficie. De igual modo se definen: la rugosidad de la tubería, que es igual a la del caso anterior, y la temperatura ambiental en cada sección a lo largo de la sarta, si se dispone de información y las condiciones lo requieren. En modo similar al anterior, la aplicación de estas temperaturas se asocia a un modelo de temperatura específico (“Advanced heat loss”), el cual se aplica en pozos donde la determinación de las pérdidas de calor en la tubería de superficie son un factor crítico (pozos de inyección de vapor), lo que no se relaciona al caso en estudio; adicionalmente este modelo contempla la posibilidad de añadir aislante a la tubería.

### **Análisis para la construcción de la curva TPR**



**Figura 59 Módulo de análisis para la construcción de la curva TPR**

La pantalla anterior corresponde a la opción punto de operación (“operating point”), perteneciente al módulo “analysis” del programa. Dicha opción permite el manejo e integración de las variables que intervienen en la tipificación del comportamiento de la presión en el sistema de tubulares que forma la sarta de producción. Este comportamiento es modelado por una función o correlación que involucra, en forma implícita, parámetros como la tasa total, la viscosidad del fluido además del régimen de flujo y la proporción de espacio ocupado por el líquido dentro de la tubería. La elección de dicha función y del modelo que rige el comportamiento de la temperatura en el sistema se realiza en la presente sección. De igual manera, se definen aquí, los nodos y el rango de tasas con los cuales se construye la curva TPR.

La primera sección que se visualiza en la ventana de diálogo, es la inherente a la selección de los nodos; allí se fijan los puntos extremos del sistema y se asigna el punto solución. El primer punto del sistema corresponde al nodo del fondo “bottom node” y se toma como la arena productora. Para el caso, este punto se asignó a la arena U1U debido a que esta es la más somera y, como ya se explicó, la curva de comportamiento de afluencia compuesta representa a todas las arenas ubicadas a una misma profundidad. La presión de este nodo es la correspondiente a la arena de mayor presión, definida previamente.

El punto correspondiente a la salida se ubicó en el cabezal y se le asignó un valor de presión de 180 lppc, 60 lppc por encima de la presión de cabezal promedio, que se ha manejado en los pozos del área. Sobre este punto se profundiza más adelante.

El nodo solución es un punto que se ubica entre el nodo del fondo y el nodo de salida. Para el caso este nodo corresponde al revestimiento de producción, el cual equivale a la profundidad media del intervalo productor, la arena U1U.

Una vez se han fijado los puntos extremos: tope (con su respectiva presión), fondo y solución. El paso siguiente es definir el rango de tasas con los cuales se construirá la curva TPR. Este rango de tasas es en realidad arbitrario ya que, si se quiere, en modo general la curva de comportamiento de tubería puede construirse independientemente de la de afluencia. Para este caso se eligió un rango de tasas proporcionado automáticamente por el programa, el cual las toma, en forma aleatoria, de la curva de comportamiento de afluencia compuesta. Sin embargo pudiera haberse definido un grupo de tasas en forma manual, que estuviesen incluso por encima del valor AOF de la curva de afluencia correspondiente a la completación y escenario en particular. De esta forma, se muestran en la Figura 59 el rango de tasas correspondientes a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno para el escenario N° 5 pero, como ya se mencionó, la curva TPR es única para un sistema de tubería, independientemente del esquema de completación y escenario que se maneje. El rango de tasas solo tiene inherencia en la “longitud” de la curva, la que será mas larga o más corta dependiendo de los valores de tasas manejadas. Usualmente se elige un

rango de tasas que esté acorde con el de la curva IPR, de manera que permita una buena visualización del posible punto de operación.

Posterior a la elección del rango de tasas, el paso siguiente (en orden de aparición, ver Figura 59) para la construcción de la curva de comportamiento de la sarta de producción, es determinar un modelo para la distribución de la temperatura a lo largo de la misma. El programa contempla o dispone, para este módulo, de cuatro modelos para la simulación de la temperatura: el primero de ellos realiza una interpolación lineal entre dos temperaturas asignadas en puntos extremos del sistema; el segundo modelo contempla el estudio de la temperatura a lo largo de la sarta de producción partiendo desde el fondo con una temperatura asumida para el flujo, a nivel del revestidor, igual a la temperatura de la arena. Desde ese punto se realiza un cálculo de la temperatura que involucra el efecto de las variaciones en la tasa de flujo. Este modelo determina las pérdidas de calor en toda la longitud de la sarta, producto de la transferencia desde los fluidos en movimiento, hacia el espacio anular y la formación circundante. En el espacio anular se puede considerar la presencia de agua y/o gas. El tercer modelo es en esencia igual al segundo, pero contempla la posibilidad de ajustarlo con un valor de temperatura medida en el cabezal para una tasa determinada. El cuarto modelo realiza el cálculo de la temperatura en forma simultánea al cálculo de la presión, tomando en cuenta el efecto que acarrean los cambios de esta última, en la columna de fluido, sobre la temperatura y viceversa. Involucra además los mismos parámetros de los dos modelos anteriores

Para este trabajo se empleó el segundo modelo, denominado “calculated”, el cual incluye conceptos simples de la transferencia de calor<sup>49</sup>. Los coeficientes de conductividad térmica para los distintos materiales que intervienen en el cálculo de la transferencia, son suministrados internamente por el programa de un rango que maneja y que puede ser accesado por el usuario con el fin de elegir otros valores diferentes a los aportados por defecto. Para el caso se revisó el rango y se optó por dejar los valores suministrados automáticamente, los cuales representan valores promedio<sup>20</sup>.

Se eligió este modelo debido a que no se dispone de datos de ajuste que hagan viable la aplicación del tercer o cuarto modelo.

Para el caso, se consideró la opción del espacio anular, eductor revestimiento, lleno de agua (aunque en el esquema real, esto no sea necesariamente cierto); por ser esta la situación que origina mayores pérdidas de calor desde el fluido en la tubería hacia dicho espacio y hacia la formación. Esto se debe a que el coeficiente de conductividad térmica del agua es más alto que el del gas.

Por otro lado, el modelo calcula el gradiente geotérmico interpolando entre la temperatura del cabezal, la cual se asume como la temperatura de superficie, y la temperatura de la arena más somera. Si se tienen varias arenas con distintas temperaturas se interpola entre ellas para hallar un segundo gradiente. Para este caso, las arenas U1U y U1M poseen casi la misma temperatura, por lo que se tomó un solo valor.

La temperatura ambiental considerada corresponde, como ya se dijo, a un promedio entre las temperaturas diurnas y nocturnas; la temperatura del agua marina no se emplea para ningún cálculo, aunque se visualiza en la ventana de diálogo.

Para el modelo de temperatura en la línea de superficie se consideró un coeficiente de conductividad constante para el aire, y lo que se calcula básicamente es la transferencia de calor entre el fluido en la tubería y el medio ambiente.

Es importante mencionar, que para el tipo de pozos del Área Mayor de Socororo y para pozos con condiciones similares en general, la determinación de las pérdidas de calor en la tubería no requiere de un modelaje demasiado riguroso; y que estas no son muy severas. Por el contrario, este aspecto es de especial cuidado en pozos sometidos a inyección de vapor.

Posterior a la elección del modelo de temperatura, se prosiguió con un paso fundamental en la caracterización del comportamiento de la presión en el sistema de producción, puesto que

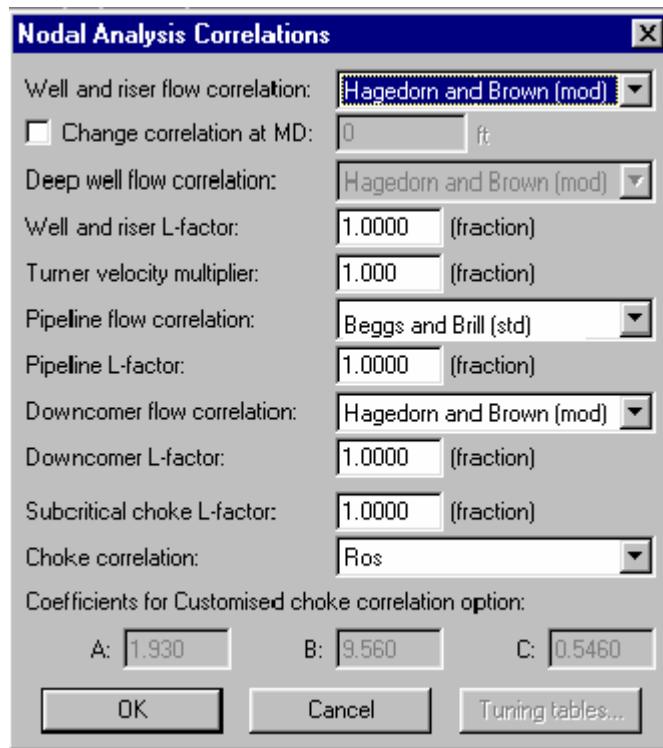
permite definir el gradiente dinámico para el flujo multifásico. Este paso, no es otro que la escogencia de la correlación de flujo en tubería. Al respecto se dispone de un número considerable de modelos que han venido desarrollándose desde el siglo pasado (1930)<sup>10</sup> y muchos de los cuales poseen un grado de validez similar, de tal manera que su elección queda a juicio del ingeniero o está condicionada por experiencia de trabajos realizados en un campo en particular, llegándose inclusive a desarrollar factores de ajuste para las condiciones en particular y más aun, generar particularizaciones que implican la combinación de más de una correlación para estudiar el flujo en un mismo pozo, todo ello de acuerdo a la experiencia y conocimiento que se tenga de las condiciones del área. Lo anterior es válido tanto para la caracterización del flujo multifásico vertical, como del flujo horizontal y del flujo a nivel de restricciones.

Para el caso del Área Mayor de Socororo no se ha realizado ningún estudio en particular donde se cotejen las mediciones de presión con los resultados de cálculos basados en alguna de las correlaciones de las que se dispone; sin embargo dada la ubicación del área y las características de los pozos en cuanto a profundidad y tipo de crudo se ha considerado la aplicación del criterio seguido en la industria nacional respecto a las correlaciones empleadas en el oriente del país. Adicionalmente se hizo una revisión de la literatura disponible a fin de indagar acerca de la existencia de un criterio que sirviese de apoyo para la elección de las correlaciones a emplear.

En la Figura 60 se muestra la ventana de diálogo donde el programa presenta las opciones para la aplicación de las correlaciones. La sarta de tubería se puede dividir y catalogar en varias secciones dentro de las cuales se pueden o deben aplicar correlaciones diferentes. De esta forma, se observa en la Figura 60 que el programa divide la sarta en componentes bajo el cabezal y en componentes por encima del cabezal. En los componentes bajo el cabezal se encuentran: la sarta de tubería eductora y el revestimiento de producción; los cuales se definen en la figura como “Well” y “Deep Well” respectivamente. En los componentes por encima del cabezal se encuentran: la línea de superficie definida como “flow line” los “risers” (secciones de tubería por encima del cabezal con flujo ascendente) y los “Downcomers” (secciones de tubería por encima del cabezal con flujo descendente).

También se contempla la definición de un modelo para el estudio de los componentes donde puede suscitarse flujo crítico, como estranguladores. En cada componente se ofrece la opción de aplicar una correlación de flujo distinta. Lo cual se realiza, en el caso de los componentes del pozo bajo el cabezal, especificando la profundidad a la que se quiere aplicar el cambio de correlación.

Para el caso de los pozos en el Área Mayor de Socororo, la sarta de tubería puede tratarse en forma general como: línea de superficie, tubería eductora y revestimiento de producción, ya que no se requiere el uso de “risers” ni “Downcomers”. Aunque en la Figura 60 se muestran dichos componentes, ellos no se consideran dentro de la realización de los cálculos.



**Figura 60 Secciones de la sarta y correlaciones aplicables.**

En este trabajo se decidió aplicar dos correlaciones, una para el estudio del flujo vertical y otra para el estudio del flujo horizontal; en ambos casos se tomaron en cuenta los criterios empleados en la industria, para el trabajo en áreas vecinas.

La correlación de flujo vertical empleada fue la de Hagedorn y Brown modificada. Para llegar a esta decisión el primer paso fue efectuar una revisión de la literatura al respecto, en la que se evidenció que existen un grupo de correlaciones más o menos contemporáneas entre sí y que cumplen con el mismo objetivo de calcular los gradientes de presión. La diferencia entre las correlaciones estriba en el número de variables y el tipo de consideraciones efectuadas por los distintos autores. De esta forma se encontró que las correlaciones de Fancher y Brown; Duns y Ros; Hagedorn y Brown y Orkiszewski involucran un número considerable de factores para los cálculos y que además los resultados estadísticos de su aplicabilidad les confieren un grado de validez considerable. En ese punto se siguió indagando y se concluyó que la efectividad de cada correlación está relacionada con las condiciones particulares del área donde se emplee; por lo que el factor de experiencia en el área juega un papel fundamental. No obstante lo anterior, se encontró un estudio realizado por Lawson y Brill donde se presenta una evaluación estadística del desempeño de varias correlaciones entre las que se encuentran las anteriores. Este estudio arrojó como resultado, que la correlación de Hagedorn y Brown fue la mejor proporcionando los menores errores porcentuales en la medición de los gradientes de presión para un universo de 726 pozos<sup>10</sup>.

Por otro lado, se consideró que dicha correlación es la aplicada en los campos vecinos al Área Mayor de Socororo, en pozos con características y crudos similares. De esta forma se incorporó también el factor de experiencia, en la elección de la correlación de flujo.

Para la caracterización de la línea de superficie (flujo horizontal) se aplicó el mismo criterio que para la selección de la correlación de flujo vertical. Para este caso la correlación que se eligió fue la de Beggs y Brill.

Es conveniente mencionar en este punto, que el programa permite la introducción de coeficientes de corrección para los cálculos de presión en cada una de las secciones de la sarta definidas anteriormente. Estos factores de corrección permiten ajustar (aumentar o disminuir) el valor del gradiente determinado por el programa en cada tramo de 250 pies de longitud. Para fines de este trabajo se asumieron dichos multiplicadores con un valor de uno (ver Figura 60), ya que para obtener valores distintos se requiere de datos de mediciones contra los cuales cotejar los resultados de gradiente obtenidos en el simulador y establecer la relación de diferencia entre unos y otros.

Respecto al flujo en restricciones, este no se consideró ya que la determinación de la presión en el cabezal no se hizo a través de un cálculo en estrangulador. Por lo que, aunque se visualiza en la Figura 60, una correlación asignada para el flujo en estranguladores, esta no interviene de ningún modo, en los cálculos. Respecto a la presión en el cabezal esta es un factor dinámico dentro del esquema del pozo, el cual puede manejarse en un rango de valores cuyo límite inferior lo impone la presión de entrada al múltiple de separadores.

Una vez seleccionada la correlación para el flujo en la sarta de producción, el siguiente paso dentro del análisis nodal es la construcción de la curva de comportamiento de tubería, para lo cual se integran los parámetros definidos anteriormente, y la búsqueda de un posible punto de operación.

## **METODOLOGÍA DE ANÁLISIS**

Cuando ya se ha realizado una caracterización de la curva de comportamiento de afluencia IPR y de la información necesaria para la construcción de la curva de comportamiento de tubería TPR; se tiene una base sobre la cual estudiar la completación del pozo desde el punto de vista de las tasas que este producirá; ya sea por flujo natural o por vía de un método de levantamiento artificial.

Retomando la sección de estudio de comportamiento de afluencia, se obtuvieron nueve curvas IPR para cada uno de los tres esquemas de completación estudiados, lo que generó veintisiete escenarios sobre los cuales evaluar el desempeño productivo de la completación. Las curvas IPR obtenidas, como ya se explicó, son producto de la “optimización” de parámetros propios de cada esquema, lo que implica tener ya definida parte de la completación, quedando por establecer el diseño más favorable para la parte correspondiente a la sarta de producción, es decir para el esquema de tubulares.

El primer paso, desde el punto de vista metodológico, fue definir qué componentes de la sarta son viables de ser “optimizados”. En este aspecto se encontró, que el elemento crítico, desde el punto de vista productivo, dentro del esquema mecánico final de completación, es la tubería eductora; ya que como se sabe, las mayores pérdidas de presión en el pozo ocurren dentro de ella.<sup>10</sup>

En cuanto al revestimiento de producción, para la localización E-PJ, su selección se realizó previa al diseño de la completación, obedeciendo particularmente a factores como la profundidad del pozo y a los requerimientos que implica el proceso de toma de núcleos . Por lo anterior se asumió su diámetro como un valor invariable. Sin embargo, como se sabe, el revestidor de producción condiciona las posibilidades de operación y producción en el pozo, ya que limita el tamaño de las herramientas que pueden emplearse y, en general, de cualquier elemento que se disponga en su interior, como la misma tubería de producción; por lo cual, los resultados obtenidos en cuanto al diseño de la completación forzosamente se expresan en función del diámetro del revestimiento de producción.

Por otro lado, la optimización de la línea de superficie no se encuentra dentro de los alcances previstos para este trabajo, por lo que sus dimensiones se tomaron como un dato de la propuesta inicial realizada por PetroUCV.

Dado lo anterior, el parámetro susceptible a la “optimización” es la tubería eductora. Existen varias formas generales bajo las cuales se puede estudiar dicha sarta desde el punto de vista productivo. La principal y la de aplicación más directa es: en cuanto a sus dimensiones, es decir, asumiendo propiedades, como la rugosidad, constantes y considerando los demás elementos del análisis fijos. De esta forma surgen dos variables de trabajo para la tubería eductora: la longitud y el diámetro. La primera de ellas, implica en forma directa la posición del obturador de producción. Este parámetro viene condicionado por la profundidad de la(s) arena(s) objetivo(s) y es decidido en última instancia, por factores de carácter operativo. Para el caso de los pozos en el Área Mayor de Socororo, el promedio presenta el obturador de producción asentado entre 250 y 300 pies por encima del tope de la arena objetivo más somera. En cierta forma, el criterio que se empleaba en el Área, desde el aspecto productivo, era garantizar una buena sumergencia de la bomba (bombeo mecánico). También se tomaba en cuenta el hecho de que los pozos debían ser empacados; lo cual requiere un margen de separación entre el obturador de producción y el colgador de la tubería ranurada.

Lo anterior sugiere que el distanciamiento manejado entre el final de la tubería eductora y el tope de la formación objetivo, para el caso de la localización E-PJ, se encuentra en un rango dominado por requerimientos operativos.

El estudio de producción, respecto a la longitud de la tubería eductora es un proceso que se aplica usualmente, y tiene efectos relevantes, en pozos profundos, (lo cual no es el caso del Área Mayor de Socororo) donde se busca encontrar la profundidad “óptima” de la empacadura que proporcione la mejor relación entre tasa de producción y costo de tubería. De esta forma, un estudio puede arrojar resultados que llevan a disminuir la profundidad de la empacadura en 500 o 1000 pies, sin caer en un rango de limitaciones operativas. Lo anterior tiene repercusión en el presupuesto del pozo.<sup>11</sup>

El otro parámetro o variable correspondiente a las dimensiones de la tubería eductora, que puede ser estudiado, es el diámetro interno de la misma. Dicho elemento tiene una influencia directa sobre el comportamiento de la presión en la tubería.

El diámetro interno, además, está asociado a la velocidad del flujo, de tal forma que a menores diámetros se originan velocidades de flujo más altas para una misma tasa. Esta influencia directa del diámetro de la tubería sobre el gradiente dinámico, hace de su estudio un factor fundamental.

Para la localización E-PJ, el diámetro del revestimiento de producción permite como opción el empleo de tuberías comerciales con diámetros externos menores a  $4\frac{1}{2}$  pulgadas. Considerando esto, se plantearon las siguientes posibilidades para el diseño final de los esquemas de completación propuestos: tubería de  $2\frac{3}{8}$  pulgadas con un diámetro interno de 1,992 pulgadas; tubería de  $2\frac{7}{8}$  pulgadas con un diámetro interno de 2,441 pulgadas; tubería de  $3\frac{1}{2}$  pulgadas y 2,992 pulgadas de diámetro interno y finalmente tubería de  $4\frac{1}{2}$  pulgadas con un diámetro interno de 3,833 pulgadas con acoplos reducidos. Estos diámetros corresponden a las tuberías comerciales que pueden disponerse dentro de un revestimiento de 7 pulgadas. A este respecto, solo los dos primeros diámetros han sido empleados en el Área. Los otros dos se presentan como un elemento innovador. No se estudió la tubería eductora de cuatro pulgadas debido a que su disponibilidad no es amplia en el mercado nacional.

Ya establecidas las opciones a estudiar respecto a la tubería eductora, para los tres esquemas de completación planteados, es necesario definir qué factores podrían tipificar el proceso de selección del diámetro adecuado e incidir en la decisión final. El primer factor visualizado es el potencial del pozo. Se requiere un diámetro de tubería que permita obtener el máximo beneficio económico del potencial del pozo.

El factor que condiciona el método mediante el cual se busca el mejor diámetro para completar el pozo descansa en dos posibilidades: que el pozo presente flujo natural o que se aplique un método de levantamiento artificial. La elección de una u otra alternativa depende

en primer lugar de que la primera se dé; pues de lo contrario el pozo forzosamente requiere una completación con un método de levantamiento artificial. Si se presenta flujo natural en el pozo, la decisión de su completación requiere de consideraciones particulares; como se muestra más adelante.

Considerando lo anterior, el primer paso que debe darse, desde el punto de vista metodológico, es definir si el pozo tendrá flujo natural; para ello es necesario graficar conjuntamente la curva de comportamiento de afluencia y la curva de comportamiento de tubería a fin de establecer si existe o no punto de operación.

### **Estudio para flujo natural**

Posterior a la carga de la data para la caracterización del comportamiento de la presión en la tubería, se procedió a trabajar sobre el caso base, es decir, sobre la configuración de la sarta descrita en la sección anterior (estudio del comportamiento de tubería), a fin de realizar sensibilidades respecto al diámetro interno de la tubería eductora. De modo que los cálculos efectuados, arrojaron un resultado para cada uno de los diámetros elegidos como sensibilidad. Al realizar el proceso de cálculo el programa elabora, para la curva de tubería, una simulación del comportamiento de la presión en función de cada una de las tasas previamente establecidas, partiendo como presión de inicio, de la presión asignada al nodo del tope, hasta el nodo solución. Para la curva de comportamiento de afluencia el cálculo se realiza partiendo desde el nodo del fondo hasta el nodo solución. Si en los cálculos realizados en forma independiente, para cada una de las curvas, se presenta alguna tasa que haga coincidir el valor de la presión en el nodo solución, en forma estable, entonces puede darse flujo natural bajo las condiciones imperantes en el sistema. La existencia de la tasa, estable, en la cual las presiones de las curvas IPR y TPR se igualan, es lo que se busca para establecer el comportamiento inicial del sistema y con base en ello decidir la posibilidad de completar al pozo para que produzca en flujo natural.

Para la mejor comprensión de esta parte, es necesario retomar algunas consideraciones presentadas con anterioridad. Para la elección del nodo del tope se tienen dos posibilidades: el cabezal y la salida. Esta última representa un punto aguas abajo del cabezal que bien

puede ser la entrada al múltiple de separación. La determinación de emplear uno u otro, como punto de partida en el cálculo de la presión para la curva TPR, recae en el tipo de estudio que se requiera. Para el caso puntual de la localización E-PJ esta parte se concibió, en primera instancia, tomando como nodo del tope, al cabezal o árbol de navidad. Esto con base en que, como ya se dijo, la caracterización de la curva de tubería tiene igual validez si el estudio se realiza independientemente de la línea de superficie, siempre y cuando la presión de cabezal que se elija garantice la llegada del flujo hasta el lugar requerido con la presión necesaria. En este aspecto, se verificó la presión de cabezal con que operan u operaban los pozos vecinos (todos con sistema de bombeo mecánico) y se estableció como promedio un valor de 120 lppc; lo que significa que este valor de presión permite al flujo llegar hasta la estación correspondiente (SOCEF-1) cumpliendo con los requerimientos operativos. Por otro lado, ahondando en la información del campo, se encontró que este valor de presión no solo es representativo para dichos vecinos, sino que constituye el valor promedio para los pozos del área con el mismo método de levantamiento.

Tomando esto en cuenta, se consideró que la verificación del flujo natural debe realizarse, si se va a elegir el cabezal como nodo de partida, con una presión en el tope por encima de la presente cuando el pozo opera con un método de levantamiento artificial. En este sentido, se tomó una presión de 180 lppc para la búsqueda del punto de operación. La decisión de tomar este valor puntual de presión responde a que este fue el promedio en el porcentaje de los pozos que operó en el Área por flujo natural, sin embargo bien pudiese haberse tomado otro.

La otra posibilidad en cuanto a la selección del nodo del tope, es asumirlo al final de la línea de superficie (nodo de salida). Para este tipo de pozos, la línea de superficie define la comunicación con la estación de flujo y usualmente su final se toma como la entrada al múltiple de separación, por lo que la presión en el nodo de salida es la presión requerida en ese punto.

En este trabajo, a pesar de que las simulaciones se realizaron tomando como nodo de tope al cabezal del pozo, la primera prueba donde se verificó la posible existencia de flujo

natural, se hizo eligiendo como nodo de salida el final de la línea de superficie. Esto se llevó a cabo con el fin de comprobar si el sistema presentaba solución o punto de operación partiendo como base para los cálculos, de la presión requerida en la entrada al múltiple de separadores perteneciente a la estación de flujo SOCEF-1.

Revisando la información del Área, contenida en los estudios de CORPOMENE, se encontró que se requiere una presión de entrada al múltiple de la estación SOCEF-1, igual a 95 lppc. Por otro lado, las pruebas más recientes realizadas en la estación, han reportado presiones en la entrada al separador que se encuentran en un rango de 30lppc y 75 lppc. Esto lleva a concluir que la presión en el múltiple podría presentar ciertas variaciones. Por lo cual puntualizar para un solo valor no sería rigurosamente cierto. Considerando lo anterior se asumió como presión en la entrada al múltiple el valor de presión de separación más bajo reportado, esto es 30 lppc. Lo anterior representa una subestimación de la presión en la entrada al múltiple ya que se está asumiendo como igual a la presión de entrada al separador.

Realizar la consideración anterior puede interpretarse como un “factor de seguridad” para solventar la posible incertidumbre acerca del valor exacto de la presión en la entrada al múltiple, ya que se garantiza que si se presenta flujo natural para ese valor, el cual implica pérdidas de presión más acentuadas en el sistema, se conseguirá, lógicamente, con un valor de presión mayor.

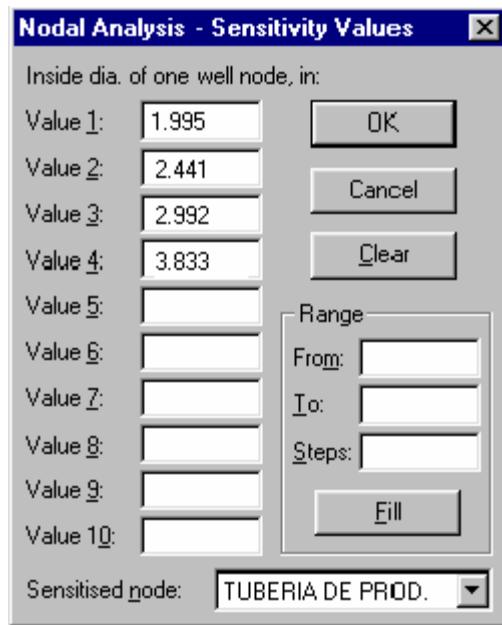
De esta forma se tomó como presión en el nodo “outlet” o salida, un valor de 30 lppc y el nodo solución del sistema, para esta prueba, se ubicó en el cabezal del pozo.

La prueba de flujo se realizó sobre el escenario N°5 correspondiente al esquema Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, el cual representa el esquema planteado por PetroUCV. Por lo cual se tomó esta completación como referencia.

A fin de facilitar la comprensión se explica la parte restante de la Figura 59. Una vez definida toda la data el programa ofrece ciertas opciones para la realización de los cálculos.

La primera de ellas se visualiza como “Stability check” esta posibilidad permite descartar como posibles puntos de operación aquellos puntos logrados donde el gradiente de la curva de afluencia sea mayor al gradiente de la curva de tubería, ya que estos puntos no se consideran estables. La otra opción es “iterate to exact operating point” esta opción garantiza que se tendrá exactamente el mismo punto de operación independientemente de el numero y rango de tasas empleadas. Lo cual se garantiza iterando sobre el primer valor obtenido de la intersección inicial de las curvas, como consecuencia de interpolar o extrapolar tasas, hasta converger en una solución exacta.

La otra opción ofrecida es la posibilidad de sensibilizar respecto a una o dos variables del conjunto de datos empleados para llevar acabo el análisis nodal. De esta forma se realizaron, como ya se mencionó, sensibilidades respecto al diámetro interno de la tubería eductora. También dentro de esta parte, correspondiente a flujo natural, se efectuaron otras sensibilidades; como la verificación del comportamiento de la curva IPR, con la longitud de la fractura, densidad y fase del cañoneo, enfocadas a visualizar el efecto de dichos parámetros sobre las tasas obtenidas en superficie; estas curvas se presentan en la sección de resultados preliminares. La otra casilla que se puede observar en la parte inferior izquierda de la figura, y que no se muestra activa, se encuentra asociada a un módulo diferente del programa que no tiene relación con el caso.



**Figura 61 Sensibilidad diámetro interno de la tubería eductora.**

En la figura anterior se muestra la configuración empleada para la realización de una sensibilidad, es de notar que pueden tomarse hasta diez valores distintos para un parámetro determinado; en este caso, el diámetro interno de la tubería eductora.

Una vez caracterizada esta sensibilidad y escogidas las opciones antes explicadas se procedió a efectuar el cálculo y gráfico de las curvas para la prueba de flujo natural hasta el final de la línea de superficie. Esta prueba arrojó como resultado la existencia de punto de operación estable, por lo que en efecto el pozo según las condiciones simuladas, presenta flujo natural.

Considerando este resultado se procedió a realizar la simulación correspondiente a los nueve escenarios planteados en la matriz, asociados a cada uno de los tres esquemas de completación propuestos. Para ello se ubicó, como ya se mencionó, el nodo tope en el cabezal de producción con una presión de 180 lppc, y el nodo solución en el fondo del revestimiento de producción. También se empleó el rango de tasas correspondientes a la curva de potencial para cada escenario y tipo de completación.

De esta forma, en el caso del flujo natural se buscaron cuatro tasas de producción, una por diámetro de tubería eductora, para cada uno de los nueve escenarios, es decir 36 posibles tasas para cada esquema de completación (un total de 108 tasas para los tres esquemas). Los valores obtenidos de las simulaciones se muestran en el capítulo de resultados.

Una vez que el análisis nodal ha proporcionado como resultado, para el caso de producción por flujo natural, una serie de tasas asociadas a cada diámetro interno de tubería eductora, el paso inmediato para la selección de la tubería de producción adecuada para cada esquema de completación, es incluir todas las opciones de diámetros en una evaluación de competencia mecánica enfocada a validar el desempeño de los esquemas de completación frente a las posibles condiciones de carga inherentes a cada uno. Posteriormente, las opciones de diámetro de tubería que resulten aplicables desde el punto de vista mecánico, deben ser evaluadas económicamente en función de sus posibles tasas, asociadas a los distintos escenarios de la matriz. Esta evaluación económica en última instancia decide la selección del diámetro de la tubería eductora.

En resumen: *Cuando se tiene flujo natural*, ya efectuado el análisis nodal, el proceso de selección de diámetro de tubería eductora pasa por un análisis mecánico, y de las opciones que resulten aplicables el peso de la selección recae enteramente en la evaluación económica del proyecto como consecuencia de las tasas de producción relativas a cada diámetro. Esto se debe a que, en esencia, la tasa de producción de un pozo que opera por flujo natural es una consecuencia directa del diámetro de la tubería eductora.

Las tasas obtenidas del análisis nodal permiten, en la condición de flujo natural, seleccionar el mejor esquema de completación, basándose en el beneficio económico que cada opción pueda representar, como función de dichas tasas de producción y los respectivos valores de inversión inicial y gastos.

**Estudio para levantamiento artificial.**

La otra posibilidad que puede presentar un pozo, aparte de producir por flujo natural, es que requiera levantamiento artificial; básicamente, este proceso se emplea en pozos cuyo potencial no permite obtener producción en flujo natural, o cuyas tasas por este proceso sean antieconómicas y en consecuencia, se necesiten volúmenes mayores para garantizar la rentabilidad.

El porcentaje más alto de los pozos en el Área Mayor de Socororo fueron producidos con un método de levantamiento artificial. Históricamente estos pozos han sido perforados y probados en varias arenas con la finalidad de ubicar los prospectos. Una vez identificada la arena con mejores posibilidades, se procedía a completar el pozo con bombeo mecánico o levantamiento artificial por gas aunque, paradójicamente, nunca se instalaron facilidades para este último método. En un principio cuando las pruebas reportaban flujo natural el pozo se completaba de esta forma, pero al poco tiempo (uno o dos meses) la producción decaía y tenía que aplicarse el bombeo mecánico. La razón por la cual los pozos del Área Mayor de Socororo, en su mayoría, no hayan presentado un flujo natural que garantice la estabilidad de la producción, no se ha precisado con certeza y puede formar parte de la problemática del Área.

Por otro lado, como se reporta en las estadísticas, un 12% de los pozos produjeron por flujo natural. La existencia de este precedente lleva a pensar que en efecto es viable la posibilidad del flujo natural para el Área, sin embargo, hasta que no se profundice en los estudios debe considerarse los métodos de levantamiento artificial para los pozos a ser perforados, aunque el análisis nodal indique la presencia de puntos de operación estables por flujo natural, con tasas asociadas rentables.

En el caso particular de la localización E-PJ, los resultados del análisis nodal reportaron que el pozo puede presentar flujo natural, según esto es viable la consideración de completarlo de este modo. Sin embargo, dado el objetivo de este trabajo y lo planteado anteriormente respecto a la historia del campo, es necesario realizar un estudio que

contemple el diseño de esquemas de completación que involucren un método de levantamiento artificial.

El método de levantamiento de un pozo afecta o influye directamente sobre la curva de comportamiento de tubería; por el contrario la curva de comportamiento de afluencia no se ve modificada por ello en ningún aspecto. Dado lo anterior, el diseño del esquema de completación de un pozo es el mismo en cuanto a los parámetros que afectan la curva de oferta o comportamiento de afluencia, independientemente del método de levantamiento por el cual este vaya a ser operado, pero respecto a los parámetros que afectan la curva de demanda, específicamente la tubería eductora, el proceso y criterio de diseño se condiciona por el método de levantamiento a implementarse. En síntesis la elección del diámetro de la tubería eductora no se lleva a cabo del mismo modo para el caso de flujo natural que para el caso de levantamiento artificial. El primer paso en esta parte del trabajo fue definir el posible método de levantamiento a emplearse.

### **Elección del método de levantamiento artificial.**

Históricamente el método de levantamiento empleado en el Área Mayor de Socororo ha sido el bombeo mecánico, sin embargo los recientes estudios realizados en uno de los cuatro campos que la conforman (Socororo Este) indican la posibilidad de otros métodos, más eficientes<sup>50</sup>, dentro de los cuales el bombeo por cavidades progresivas resulta como una de las primeras opciones a considerar; de hecho la opción de completación para la localización E-PJ, propuesta por PetroUCV, contempla el empleo de dicho método de levantamiento.

La elección del método de levantamiento para un pozo es un hecho que depende de muchos factores. El primero de ellos es el potencial del pozo; debe preverse la magnitud de las tasas a producir. En este aspecto los potenciales y tasas estimados para la localización E-PJ se encuentran por encima de los estimados para el grupo de pozos que ha sido estudiado para rehabilitación. Este grupo de pozos según las proyecciones realizadas, puede ofrecer tasas de petróleo que no superan los 200 BN/D. Esta diferencia en las tasas que ofrecen los pozos existentes, los cuales presentan una completación característica, respecto a un pozo nuevo

completado bajo el concepto de unidad hidráulica, y que involucre adicionalmente procesos de estimulación, hace que se deba considerar un análisis puntual para la localización E-PJ, como exponente de los pozos a ser perforados. Por otro lado, para la elección del método de levantamiento deben tomarse en consideración factores relacionados con la arena objetivo, como el corte de agua y la relación gas petróleo, además es necesario considerar particularidades como la producción de arena y por su puesto la viscosidad del crudo. Los factores antes mencionados son sólo, algunos de tantos que pueden intervenir en la selección del método de levantamiento para un pozo; dichos factores cuantitativos y cualitativos, pertenecen a una arena y pozo en particular y no deben extenderse en forma inmediata para toda un área, sin un previo análisis, más aun, si esta se compone de distintos yacimientos y estos a su vez, están integrados por más de una arena, como lo es el caso del Área Mayor de Socororo.

Para la elección del método de levantamiento artificial adecuado para las condiciones de la localización E-PJ se empleó como auxiliar, la aplicación de ingeniería SEDLA versión 3.5. Dicho programa, desarrollado por PDVSA INTEVEP, evalúa doce métodos de levantamiento diferentes, en función de la integración de unos grupos de datos de ingreso, tanto cuantitativos como cualitativos, los cuales se asocian dentro de la programación interna a una ponderación determinada que permite calificar la conveniencia de un método sobre otro. Los datos cuantitativos se ingresan directamente como un valor numérico mientras que los datos de carácter cualitativo se introducen a través de una escala que va de uno a cinco. Dentro de los factores de carácter cualitativo se consideran la disponibilidad de pericias y facilidades en campo asociadas al funcionamiento de un método, además de los problemas relacionados a la producción. El programa involucra los datos cargados y arroja como resultado una jerarquización basándose en un sistema donde la opción más favorable, la constituye el método con la puntuación más alta. Adicionalmente, se presentan notificaciones de alerta respecto a las condiciones imperantes en el pozo que pudiesen afectar el desempeño de los distintos métodos.

Entre la data que involucra el programa se incluyen valores que son resultado del análisis nodal. Estos valores son el índice de productividad del pozo, la tasa máxima posible

calculada, la tasa esperada y la presión de fondo fluyente; adicionalmente se requiere de la presión de yacimiento.

Para el caso particular de este trabajo, como ya se mencionó, el análisis nodal arrojó resultados, respecto a los valores anteriores, para los nueve escenarios correspondientes a cada esquema de completación. En este sentido se eligió, para la toma de los valores, el esquema y escenario de completación que arrojaron las tasas de producción más altas; lo que se explica a continuación.

Lo anterior constituye un punto básico pues surgen dos posibilidades para la obtención de los datos mencionados anteriormente, una posibilidad sería realizar un estudio individual para todos los escenarios pertenecientes a cada esquema, y por cada escenario evaluar varias opciones de tasas asociadas con los diámetros de tubería empleados como sensibilidad. Esto sería válido, sin embargo alargaría el proceso y bajo ciertas consideraciones no es necesario. Para fines de este trabajo, se escogió como fuente de datos el esquema de completación “Frac Pack” Hoyo Revestido en el escenario N°1 (ver Tabla 12); dicho escenario presenta las curvas de comportamiento de afluencia que implican un potencial más alto para el pozo y en consecuencia las que pueden aportar las mayores tasas de producción. Este criterio se fundamenta en la consideración de que si un método de levantamiento es competente para el manejo de los volúmenes de producción más altos, entonces podrá manejar otros más bajos. En general uno de los principales factores que pueden limitar la aplicación de un método es el manejo de volúmenes de producción *elevados*; en consecuencia un método será favorable para manejar tasas hasta cierto valor máximo, por debajo del cual este puede trabajar en forma eficiente.

Dado lo anterior la búsqueda del método se enfocó hacia la obtención de uno que, aparte de adaptarse a las condiciones generales de las arenas U1U y U1M, esté en la capacidad de manejar las tasas de producción más altas que pudiera presentar el pozo en función de su completación. De esta forma el índice de productividad ingresado al programa, correspondió al escenario más prospectivo. En cuanto al valor puntual de la tasa máxima, este se tomó del punto de operación, correspondiente al mismo escenario, para la tubería de

4 ½ pulgadas. Este valor es el más alto alcanzado en todos los esquemas de completación y escenarios planteados. Dicho valor fue conseguido de la simulación realizada para flujo natural. Esto se hizo únicamente para ubicar una referencia sobre la cual el programa pudiese evaluar las opciones presentes. Es importante destacar que este paquete computacional no realiza operaciones matemáticas precisas relacionadas con cada método sino que trabaja con secuencias lógicas, es decir la elección del método se efectúa sobre un criterio general por lo que los valores que se ingresan no tienen que poseer el nivel de exactitud requerido en un programa de diseño o simulación, sino que su fin es servir de punto para comparación.

De esta forma se procedió a realizar la evaluación del método y se obtuvo como resultado que el sistema de levantamiento más favorable dadas las condiciones del pozo es el bombeo por cavidades progresivas; lo cual coincidió con los estudios realizados al respecto para el Área<sup>50</sup>. Los valores empleados en la ejecución del programa se presentan en el anexo E.

Ya definido el método de levantamiento favorable para las condiciones planteadas en la localización E-PJ, se pudo observar, al revisar las condiciones de los pozos sometidos previamente a un estudio de jerarquización de método de levantamiento, que el bombeo por cavidades progresivas resulta conveniente para un rango amplio de tasas, condiciones de relación gas petróleo y corte de agua. Lo anterior apunta a que este método, en efecto, podría tener una aplicabilidad general para el Área; lo cual debe confirmarse con estudios similares a efectuar en los otros campos que la conforman.

### **Consideraciones para el bombeo por cavidades progresivas.**

El bombeo por cavidades progresivas implica el empleo de una bomba tipo tornillo cuyo rotor (elemento mecánico que gira) al moverse genera el desplazamiento de las cavidades formadas entre este y el estator (cilindro hueco que contiene al rotor), de forma tal que el fluido retenido en ellas es impulsado. Lógicamente la magnitud de las tasas que la bomba puede manejar dependerá, entre otras cosas, del tamaño, número de sus cavidades y de la velocidad con que gira el rotor; por lo cual la selección de una determinada bomba irá, inicialmente, en función de los volúmenes que se espere producir.

Por otro lado, la bomba es un elemento que va unido a la tubería eductora, por lo cual la selección de estos dos elementos no puede hacerse en forma independiente. De esta forma el diseño de la tubería de completación para un pozo que va a ser producido por bombeo de cavidades progresivas comienza por determinar la tasa que se requiere producir o tasa objetivo, la cual debe responder a ciertos lineamientos de tipo económico. Una vez determinada la tasa, se realiza una preselección entre los modelos de bombas existentes, a fin de establecer aquel o aquellos que, bajo las condiciones imperantes en el pozo, puedan suministrar dicho volumen. Este proceso se explica más adelante.

Los modelos establecidos en la preselección, poseen determinadas dimensiones que condicionan el tamaño de la tubería eductora con el cual son compatibles. De este modo la factibilidad de obtener una determinada tasa de producción, la que ya se ha verificado como conveniente desde el punto de vista del análisis de la curva de potencial del pozo y desde el punto de vista económico, depende de la bomba y diámetro de tubería eductora que se empleen.

Lo anterior convierte a la selección de la tasa objetivo en un paso indispensable para la selección de la bomba y, como consecuencia inmediata, del diámetro de la tubería eductora con que será completado el pozo. Usualmente, esta actividad es efectuada por el equipo de yacimientos y optimización de producción, que integran la mesa de trabajo encargada del diseño del pozo.

### **Selección de la tasa objetivo**

Usualmente, la selección de la tasa objetivo para un pozo es un parámetro dictado por la estrategia de explotación de yacimiento, que se haya concebido desde un principio, para aprovechar las reservas calculadas en un determinado horizonte de tiempo. Dicha estrategia de explotación involucra la planeación de los pozos activos por período de tiempo y la estimación de la reserva asociada a cada uno de ellos. Además de su número y disposición geométrica; lo que se asocia directamente al empleo del potencial de cada uno para drenar eficientemente un sector; aunado a un control estricto de la relación gas petróleo y el corte

de agua. Enfocado esto último, hacia el aprovechamiento máximo de la energía del yacimiento y la maximización del beneficio económico a largo plazo.

Por otro lado, la planeación de la obtención de las reservas calculadas por pozo implica un conocimiento del comportamiento tasa de petróleo contra tiempo, el cual puede aproximarse por procedimientos estadísticos basados en datos de campo o a través de un análisis mecanístico, donde se estudien individualmente los parámetros relacionados al yacimiento, que intervienen en el agotamiento de la tasa de producción<sup>21</sup>.

El caso del Área mayor de Socororo, es bastante particular pues debido a su problemática no se han podido diferenciar los parámetros mecanísticos relacionados con el yacimiento o arena en específico, de los parámetros asociados a la eficiencia operativa del pozo; los cuales dependen de su construcción. Esto trae un grave problema en el momento de intentar una proyección de la declinación de la tasa por pozo y por ende del yacimiento, ya que hasta que no se identifiquen y controlen, en lo posible, los problemas asociados a la completación no se podrá realizar un estudio de las variables propias del sistema roca fluido que regulan la declinación de la tasa por pozo y, en consecuencia, el proceso de obtención de las reservas. Adicionalmente a la irregularidad en el comportamiento de las tasas, los pocos pozos que se han mantenido en producción, por algún lapso de tiempo considerable, han mostrado un comportamiento atípico en cuanto al registro continuo de la relación gas petróleo y el corte de agua; comportamiento que puede atribuirse, sin estar lejos de la verdad, a la carencia de una medición rigurosa o al menos confiable de dichos valores.

Adicionalmente, como ya se ha explicado, el Área Mayor de Socororo posee un gran vacío de información sobre la mayoría de los parámetros necesarios para realizar un adecuado estudio de yacimientos; por lo cual, su reactivación requiere de una serie de análisis en paralelo, enfocados hacia diversos aspectos, que tengan como objeto: lograr una primera aproximación de la realidad del Área, para de esta forma, iniciar procesos prácticos que posibiliten el establecimiento de un sistema de retroalimentación donde la información y data obtenidas en la práctica sea analizada y comparada con las aproximaciones iniciales generadas mediante simulaciones, dando paso así a una matriz de conocimiento primaria

que permitirá moldear y construir, en un proceso dinámico, los planes de desarrollo para el Área.

De esta forma, en la parte de yacimientos, se ha venido realizando un trabajo básico de identificación de los mecanismos de producción y fuentes de energía, como base de datos inicial; la cual será complementada con otro tipo de información, como la que se obtenga de las pruebas en pozos y con la caracterización de los fluidos que se realice a través de los trabajos dirigidos a tal fin. Una vez cumplida esta etapa inicial, se dará paso al uso de herramientas computacionales que amplíen las posibilidades del análisis para los 103 yacimientos que componen el Área Mayor de Socororo.

Dado el número de yacimientos y la variedad de los fluidos que los componen, será necesario realizar un estudio a un número considerable de pozos antes de lograr una identificación plena del patrón que rige el agotamiento de las reservas. Por otra parte, el estudio de los pozos, los cuales constituyen la principal fuente de información, requiere de la aplicación de una estrategia para su producción, que garantice los ingresos para el Área, a fin de autogestionar su desarrollo y hacerla un negocio rentable.

Así, en el caso del flujo natural, ya estudiado, la tasa *máxima inicial* es una consecuencia o función del diámetro de la tubería eductora y de la presión de cabezal mínima requerida para el ingreso de la producción en el múltiple de separación, por lo cual queda a juicio del operador la decisión de comenzar la producción a esa tasa o, por el contrario, fijar una tasa menor controlándola en superficie. En la sección correspondiente al flujo natural se presentaron tasas de producción para una presión de cabezal de 180 lppc; pero como se mencionó, bien pudiese haberse tomado otra presión y en consecuencia otras tasas iniciales.

Cuando se trata de flujo natural, la decisión de una tasa objetivo responde al criterio gerencial: el pozo aporta en forma “natural” la producción y es el plan de explotación, sustentado en el requerimiento económico, el que dictamina lo que se extraerá. Otro criterio a considerar puede ser el de tasas críticas para evitar efectos de conificación de agua o producción de arena, lo cual requiere de un estudio particularizado.

En el caso donde priva el factor económico en forma explícita, la completación para flujo natural se diseña con la finalidad de llevar al máximo los valores de la posible tasa objetivo; quedando la determinación de un valor puntual, en un segundo plano.

Por el contrario, en el caso del levantamiento artificial, la selección de un valor puntual para la tasa objetivo es indispensable para el diseño de la completación. Para el bombeo de cavidades progresivas, como ya se explicó, se requiere una tasa de referencia para la selección de la bomba. Esta tasa debe tener un carácter máximo ya que si se sigue el principio bajo el cual operan los métodos de levantamiento, el límite lo constituye la tasa máxima, por debajo de la cual el método, en este caso la bomba, puede trabajar en un rango operativo.

La selección de la tasa objetivo de un pozo a ser producido por bombeo de cavidades progresivas, y en general por cualquier método de levantamiento artificial, requiere la predicción del comportamiento de la curva de afluencia del pozo, la cual es consecuencia de lo que sucede en el área de drenaje del mismo, para un lapso de tiempo. Lo que se traduce en una estimación del comportamiento de la tasa en función del tiempo. El tiempo sobre el cual se necesita evaluar el comportamiento de la curva de afluencia, viene condicionado por un elemento intrínsecamente económico, ya sea como un todo, desde el enfoque global del plan gerencial del yacimiento o, de forma individual, evaluando al pozo en sí mismo como un proyecto particular.

La necesidad de caracterizar la curva de potencial, responde al requerimiento de establecer la disponibilidad física de las tasas, es decir, relacionar a un valor determinado de tasa un valor de presión fluyente *possible* con el cual se estime el diferencial de presión que la bomba, en este caso, deba aportar para desplazar ese volumen en particular; en síntesis: la tasa que se planifique para el pozo *debe* corresponder a una curva de afluencia producto de la interacción de varios parámetros, los cuales de una u otra forma se modifican a través del tiempo; dicha tasa debe a su vez estar ligada a una presión fluyente que se encuentre en el rango de operación de la bomba.

La obtención de la tasa máxima, para la selección de las bombas y en consecuencia de las tuberías correspondientes a los tres esquemas de completación en estudio, se realizó efectuando un considerable número de suposiciones que pretenden ser una alternativa a la ausencia de información sobre los elementos que rigen la declinación de la tasa en función del tiempo y de los indicadores que permiten evidenciar el estado agotamiento de la reservas asociadas al área de drenaje del pozo.

Para un mayor entendimiento de las consideraciones realizadas es conveniente analizar la solución a la ecuación de difusividad, para estado semiestable, la cual constituye la base de los cálculos para las tasas de petróleo con las que se caracterizaron las curvas de comportamiento de afluencia.

$$q_o = \frac{0,00708 \times K_o \times h \times (\bar{P} - P_{wf})}{\mu_o \times \beta_o \times [Ln(re/rw) - 0,75 + S]}$$

Inicialmente, se visualiza que la tasa de petróleo del pozo esta determinada por: un parámetro asociado a su construcción, el daño (S), y por un grupo de parámetros propios de la sección de la arena o yacimiento sobre la cual el pozo tiene influencia (área de drenaje). Estos últimos parámetros llamados mecanísticos, por intervenir en el movimiento de los fluidos en el sistema pozo yacimiento, deciden la declinación de la tasa, a lo largo del tiempo, no asociada al componente (S), o a algún elemento de carácter operativo. Si se analiza la ecuación, se tiene que el término  $K_o * (\bar{P} - P_{wf}) / \mu_o * \beta_o$  controla la declinación de la tasa desde el punto de vista del yacimiento; por lo que un análisis que tenga como objeto predecir la conducta de la curva de comportamiento de afluencia, en un lapso de tiempo, debe incluir la comprensión de los mecanismos de variación de estos parámetros.

En general, el tiempo por si mismo no es un factor que se pueda vincular a ninguno de los parámetros anteriores en forma directa, sino que este presenta una relación de concurrencia con cada uno de ellos. A pesar de esto, su conjunto o resultado (la tasa) si puede presentar una relación con el tiempo. En forma independiente, estos parámetros se encuentran vinculados al agotamiento de las reservas; de este modo  $K_o$  depende del valor de la

saturación de petróleo, la que es función del agotamiento del mismo. De igual forma, la viscosidad  $\mu_o$  depende de la cantidad de gas en solución, el cual a su vez depende de la presión promedio  $\tilde{P}$ . La presión promedio de igual forma, esta influenciada en la mayoría de los casos (yacimientos sin empuje de agua fuerte) por el nivel de agotamiento de las reservas de hidrocarburo. Por otro lado, si el yacimiento no es volumétrico la presión no será un buen indicador de la producción acumulada y los pronósticos de agotamiento deben sustentarse en otros parámetros como la relación gas petróleo y corte de agua.

En conjunto, estos parámetros se pueden relacionar con el tiempo a través de la tasa, mediante dos formas: una que tipifique cada uno de los parámetros con relación a la variable de la cual dependen y que a su vez esta se vincule con el tiempo; y la otra, por medio de un análisis estadístico, fundamentado en un ajuste polinómico de mediciones de tasas realizadas para determinados lapsos de tiempo; esta es la forma más común.

En el caso del Área Mayor de Socororo, como ya se ha dicho, la problemática de los pozos impide la realización de un análisis de tipo estadístico, que resulte representativo del verdadero proceso de la declinación de la tasa. Esto constituye una limitación considerable, ya que tampoco se posee información sobre el comportamiento de los parámetros de tipo mecanístico, asociado a la producción o agotamiento de las reservas.

El método de selección de la tasa objetivo se fundamentó en el estudio de las curvas de comportamiento de afluencia compuesto para las arenas U1U y U1M. Es conveniente mencionar que la declinación en la tasa se refleja en forma directa sobre el decrecimiento de la curva de afluencia, ya que esta se compone, evidentemente, de tasas. Dado lo anterior, el estudio de la declinación de la curva de comportamiento de afluencia es entonces, una forma de análisis del comportamiento de declinación de las tasas.

Antes de abordar el procedimiento seguido, es conveniente hacer referencia a los mecanismos de producción presentes en las arenas en estudio. Los mecanismos de producción de los yacimientos pertenecientes al Área Mayor de Socororo, presentan particularidades de una arena a otra, por lo cual su caracterización no es un proceso

sencillo. En este caso se tiene que: la U1U inicialmente se encontró saturada con una capa de gas identificada en la prueba de completación del pozo SOC 3 (14150 PCN/BN), sin embargo, los valores reportados posteriormente fueron menores; por lo que se interpretó como un agotamiento de la capa, la cual en consecuencia, poseía pequeñas dimensiones. En los otros pozos completados en la arena, por el contrario, la RGP presentó un valor creciente aunque no en demasía (300 PCN/BN a 650 PCN/BN); por otro lado las pruebas de completación de los pozos y el “seguimiento” de la producción han reportado un corte de agua casi constante a lo largo del tiempo (entre 3% y 7%).

En cuanto a la arena U1M, esta se encontró saturada; la relación gas petróleo reportada en las pruebas de completación de los pozos no dio indicios de la existencia de una capa de gas inicial y su comportamiento “registrado” en la historia de producción, ha presentado un incremento en los valores, aunque no excesivo (250 PCN/BN a 500 PCN/BN). Por el contrario el corte de agua si ha presentado un incremento gradual hasta alcanzar el 50% en uno de los pozos.

Las condiciones anteriores indican que para la arena U1U se tiene un mecanismo combinado de expansión del gas en solución y empuje hidráulico aunque este último en una proporción no muy significativa. La expansión de la capa de gas se descarta como mecanismo significativo debido a sus dimensiones y a la estructura de la arena. Para la arena U1M, se tiene de igual forma expansión del gas en solución y empuje hidráulico, más activo que el de la U1U, pero no para ser calificado como fuerte ya que en efecto se ha presentado una disminución de la presión respecto a la inicial, que refleja que el vaciamiento no es sustituido en su totalidad por el influjo de agua. Adicionalmente el buzamiento, espesor de las arenas, y comportamiento de la RGP no indican un proceso significativo de segregación gravitacional.

El análisis anterior permite concluir que no se tiene un sistema volumétrico, lo cual imposibilita, desde el punto de vista formal, el establecimiento de una relación totalmente determinante entre la producción acumulada y la presión estática.

El juntar las circunstancias explicadas con anterioridad, que redundan en limitaciones, llevó al planteamiento de una consideración básica acerca del mecanismo de declinación de la tasa. Esta consideración consiste en asumir condiciones de daño estables, es decir, el valor del daño se mantiene inalterado, y asociar la declinación de la tasa al término de la ecuación vinculado al diferencial de presión, de manera que el decrecimiento de  $q_0$  se asocia a la disminución de la variable  $\tilde{P}$ ; mientras los demás términos se mantienen constantes. De tal forma, que se planteó la curva de comportamiento de afluencia compuesta para las arenas, sensibilizada respecto a dicha variable, tomando valores decrecientes desde la presión promedio actual estimada para las arenas. Este proceso origina un conjunto de curvas “paralelas” que merman en potencial en la medida que disminuyen los valores de la presión. La explicación de esta suposición se encuentra en los párrafos subsecuentes.

Desde el punto de vista matemático, la disminución de un parámetro, en una cierta proporción puede lograrse, modificando en grado apropiado, alguna de las variables de las que son función. Considerando esto, se asume que el efecto conjunto de disminución de la tasa de petróleo, ocasionado por cambios en cada uno de los parámetros de la función, puede modelarse o conseguirse en modo similar, fijando todos los parámetros y variando en una forma acentuada solo uno de ellos.

Respecto a los parámetros que controlan la tasa de petróleo, no relacionados al daño, el término  $K_o/\mu_o$ , conocido como movilidad, es el de más difícil tipificación, ya que implica un conocimiento detallado del mecanismo de drenaje e imbibición en función de la producción, y del comportamiento del gas en solución; el cual se relaciona directamente con la RGP, como consecuencia de la caída en la presión estática. La movilidad no es un elemento tangible que pueda ser fácilmente registrado, por lo que realizar un estudio basado en su comportamiento, para las condiciones que prevalecen en el Área, no es viable.

De los parámetros que gobiernan la tasa, la presión es el de medición más directa debido a que es posible (en la mayoría de los casos) asociar, por algún medio, una presión estática a un volumen de producción acumulado. En el caso de las arenas estudiadas, se posee un

estimado de la presión inicial, se tiene una producción de petróleo acumulada y, con un balance de materiales, se ha calculado una presión actual inferior a la inicial. Los valores calculados y estimados posiblemente no sean precisos, pero se ha determinado que, en efecto, ha habido alguna caída en la presión estática promedio, relacionada con la extracción de los fluidos. Este descenso en la presión, es el único parámetro al cual se le pudiera asociar un comportamiento para vincularlo a la disminución de la tasa de petróleo. Retomando el concepto de que la modificación, en la proporción adecuada, de una de las variables que gobiernan una función, puede ocasionar un cambio *específico* en su valor; la disminución de la presión estática puede entonces lograr un decrecimiento de la tasa de petróleo, equivalente al conseguido con la merma de la movilidad.

A pesar de que las arenas U1U y U1M no son volumétricas (tienen influjo de agua), se ha presentado una disminución en su presión estática. Este hecho es canalizable, de tal forma que se podría sensibilizar el decrecimiento de la tasa de petróleo y por ende de las curvas de comportamiento de afluencia, sin manipular la movilidad ni el daño, mediante la simulación de caídas en la presión estática. Esto último si se mantiene el corte de agua constante, ya que un aumento en el volumen de agua podría compensar la disminución de las tasas de petróleo, de tal forma que las tasas líquidas totales permaneciesen casi inalteradas y, en consecuencia, también la curva de comportamiento de afluencia.

El modelar diferenciales de presión, partiendo de la presión actual hasta una presión específica, representa el cambio acentuado en una de las variables, al cual se hizo referencia, con el que se puede modelar el decaimiento en la tasa de petróleo; originado en la realidad por la variación conjunta, en proporciones diferentes, de todos los parámetros mecanísticos, incluyendo al daño.

Bajo este panorama, la búsqueda de la tasa objetivo se enfocó hacia la determinación de un volumen máximo que pudiese manejarse y mantenerse constante, bajo distintas condiciones de comportamiento de afluencia asociadas a disminuciones en la presión estática. Para ello se tomó, como punto de partida, una curva de afluencia, por debajo de la actual, donde no se presentará punto de operación con alguno de los diámetros de tubería estudiados. Esto

con la finalidad de que en la escogencia de la bomba se considerasen los diferenciales de presión que la misma debería suplir.

El procedimiento consistió en tomar el escenario N° 9 correspondiente a cada uno de los esquemas y realizar, mediante el módulo “Analysis” del programa Wellflo, un estudio de sensibilidad de la curva de comportamiento de afluencia compuesto, basado en una variación de la presión estática desde su valor inicial de 1447 lppc hasta un valor de 847 lppc. Esta variación se tomó en deltas de 100 lppc; de tal forma que se graficaron siete curvas distintas, una tras otra. Se tomó este escenario para el estudio, debido a que es el que representaría, respecto a los otros, la condición de mayor separación entre las curvas de afluencia, para las distintas presiones sensibilizadas, y las curvas de comportamiento de tubería; por lo que la bomba empleada para dichos escenarios debería manejar diferenciales de presión mayores. El diseñar asumiendo esta condición garantiza que si la bomba es capaz de suplir en forma eficiente los requerimientos de presión más elevados, entonces podrá también suministrar diferenciales de presión menores correspondientes a los ocho escenarios restantes.

El paso siguiente para la selección de la tasa objetivo, es fijar un límite inferior. Este límite inferior, dado que la tasa objetivo se está asumiendo constante, para este caso, equivale a la tasa inicial mínima permisible. Dicha tasa mínima se eligió sobre la evaluación económica del pozo como *proyecto individual*, considerando para ello las variaciones en el gasto inicial inherentes a cada esquema de completación; de tal forma que, al realizar el análisis con dicha producción se obtuviera un valor de tasa interna de retorno equivalente al 15%; cifra mínima que PDVSA exige para calificar una propuesta de inversión como rentable. La explicación de cómo se obtiene este valor se muestra en el capítulo correspondiente a análisis económico. La evaluación económica para la determinación de la tasa mínima, es un requisito previo para la realización de esta parte del trabajo, sin embargo, no constituye la evaluación económica final.

Ya establecido el límite inferior se procedió a seleccionar una tasa objetivo que estuviese por encima de la mínima económica, y que se adaptara a la condición de poderse mantener

constante para la mayor cantidad de presiones estáticas, es decir, para el mayor número de curvas sensibilizadas. Debe mencionarse que para ubicar en las curvas de afluencia la tasa mínima económica, debe agregársele a la tasa de petróleo el corte de agua, ya que las curvas IPR se visualizan como tasas líquidas totales (tasa de agua más tasa de petróleo). La razón por la cual se escoge una tasa que pueda mantenerse constante, radica en el hecho de que no obstante las curvas muestran un decrecimiento, asociado a la declinación de presión, el corte de agua se asumió fijo, lo que en realidad no sucederá; por lo que es necesario considerar que aunque la tasa de petróleo disminuya, la tasa de agua aumentará haciendo que la caída en la tasa líquida que manejará la bomba no sea tan drástica.

Para la construcción de las curvas de comportamiento de tubería, las cuales se graficaron junto con las curvas de comportamiento de afluencia, se tomó, como ya se mencionó, el cabezal como nodo del tope con una presión de 120 lppc. En cuanto a los diámetros de tubería se trabajó con los mismos planteados para flujo natural, a excepción del diámetro de  $2\frac{3}{8}$  pulgadas, ya que este no es operativo para el bombeo por cavidades progresivas.

Cuando se modela el comportamiento de tubería para un sistema de bombeo que implique el empleo de sartas de cabilla, debe considerarse el uso de un diámetro equivalente, producto de la resta del área transversal formada por el diámetro externo de la cabilla al área interna transversal de la tubería. Para este trabajo, se simuló un diámetro equivalente utilizando un diámetro de cabilla diferente para cada uno de las tuberías estudiadas. Así para la tubería de  $2\frac{7}{8}$  pulgadas, se simuló un diámetro equivalente con una sarta de cabilla de  $7/8$  de pulgada. Para la tubería de  $3\frac{1}{2}$  se simuló con un diámetro de una pulgada y para la tubería de  $4\frac{1}{2}$  pulgadas se simuló con una sarta de cabilla de  $1\frac{1}{4}$  pulgadas. Esto se realizó con base en un criterio operacional, empleado en el campo, en el cual los diámetros de cabilla asignados a cada tubería corresponden a los diámetros máximos permisibles (en cabilla convencional) para los respectivos diámetros internos de tubería eductora. Esto constituye un factor a considerar cuando se realice un estudio completo de producción, ya que es viable aplicar diámetros menores al propuesto para cada tubería pero no mayores, ya que se presentarían inconvenientes con los cuellos o acoples de las cabillas. Lo anterior puede significar un inconveniente para los pozos que se encuentren completados con

tubería de  $2 \frac{7}{8}$  pulgadas en revestimientos de  $5 \frac{1}{2}$  pulgadas (como se trató en la recopilación de información), si el diseño del sistema de bombeo (BCP sarta de cabillas) establece que se requiere un diámetro de cabilla superior a  $7/8$  de pulgadas.

Para esta simulación se tomó el diámetro equivalente de tubería asumiendo que la cabilla posee un diámetro uniforme en toda su longitud, condición que asemeja a la cabilla continua donde no se presentan acoples. Esto se hizo ya que, el modelar la distribución de los cuellos no es viable por medio del programa Wellflo, además el trazado de las curvas de comportamiento de afluencia, en esta parte, busca conseguir una aproximación que posibilite establecer la presión estática para la cual no hay punto de operación y no establecer el diferencial de presión exacto a ser manejado por la bomba.

Como se sabe, bajo ciertas condiciones, los acoples pueden ocasionar caídas drásticas en la presión; el asumir un diámetro uniforme desconoce este factor, si se contempla el empleo de cabillas convencionales; por lo que en la parte de preselección de bomba, si se utilizó cabilla convencional tomando en consideración los cuellos, para así cubrir el caso más drástico en cuanto a las pérdidas de presión.

Integrando las consideraciones planteadas se obtuvieron tres tasas objetivo, las cuales se emplearon como punto de partida para realizar una preselección de las bombas que permitiese seleccionar el diámetro de tubería eductora, adecuado para cada una de las completaciones. Dichas tasas de petróleo fueron: 262 BN/D, para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, 300 BN/D para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava y 500 BN/D para la completación “Frac Pack” hoyo revestido. Las curvas IPR y TPR correspondientes al escenario N°9 para cada esquema, donde se plantean en forma gráfica las tasas objetivo en su forma total (incluyendo el corte de agua), se visualizan en los resultados.

### **Preselección de Bombas de Cavidades Progresivas**

Una vez seleccionado el método de levantamiento óptimo para el pozo, es necesario realizar una preselección de bombas que cumplan con las condiciones impuestas por el

pozo y logren las tasas objetivo deseadas. Estas provienen del escenario más pobre, el número 9. Para la selección de bombas, se empleó la aplicación de ingeniería utilizada por PDVSA y desarrollada por INTEVEP denominada BCPi; la cual es capaz de preseleccionar un gran número de bombas de cavidad progresiva (BCP) para unas condiciones de pozo dadas.

La herramienta requiere de datos en su mayoría provenientes del análisis nodal y del esquema mecánico del pozo. Debe contarse, además, con información de la completación, el PVT, de operaciones y facilidades del área.

La información proveniente de la completación o de los esquemas mecánicos es:

- Profundidad de las perforaciones: Corresponde al punto medio del intervalo productor. Para este caso dado que se completarán dos arenas no hay un punto de perforación único, adicionalmente el programa no está en capacidad, por ahora, de trabajar arenas en conjunto. Siendo necesario tomar la profundidad de las perforaciones como el punto medio entre las dos arenas.
- Profundidad de la bomba: Esta se asume como la profundidad a la cual se asienta el ancla de tubería, debido a que ella sujetta la bomba evitando su movimiento. Se emplea ancla y no empacadura debido a que se necesita comunicación entre la succión de la bomba y el espacio anular. Esto para permitir que el gas que pueda liberarse por efecto del movimiento de fluidos, se conduzca hacia arriba a través del espacio anular y no por la tubería; cosa que disminuiría la eficiencia de la bomba.
- Ángulo de inclinación: Es conocido que no existe una perforación totalmente vertical, siempre hay presente un ángulo de desviación. Pero debido a que son valores menores a los 5° este puede despreciarse y considerarse totalmente vertical.

Luego un conjunto de datos provenientes del análisis nodal:

- IP [bnpd/psi] o PIP [psi]: Correspondiente al índice de productividad del pozo o en su lugar a la presión de succión de la bomba “PIP”. Dado que el índice de productividad es un valor conocido proveniente del análisis nodal se introduce este valor.
- Presión estática: Supone la presión promedio de las arenas.

- Caudal sugerido: Es un dato opcional, que puede obviarse.

Del estudio PVT son provenientes los siguientes datos:

- Gravedad °API del crudo: Extraída de diferentes pruebas de producción presentes en las carpetas de pozos. Entre ellos SOC-3 arena U1M, ES-446 arena U1U.
- Gravedad específica del gas: La gravedad específica del gas fue determinada de manera similar que la gravedad del crudo. De carpetas de pozos y pruebas de producción.
- Gravedad del agua o salinidad del agua de formación: Este parámetro es determinado de muestras tomadas de pozos y que están reflejadas en las carpetas de los mismos.
- Presión de Burbujeo: Es determinada a través de correlaciones PVT para el pozo y por historia del campo.
- Viscosidad de cabezal [cP]: Determinada mediante correlaciones de flujo vertical en tubería, por medio de la aplicación WELLFLO. Se puede decir entonces que es proveniente del análisis nodal. Se espera que a futuro se tomen muestras a boca de pozo y se les determine la viscosidad, de manera de cotejar los resultados y realizar las modificaciones necesarias.
- Viscosidad en yacimiento: Es determinada mediante correlaciones de flujo a temperatura y presión de yacimiento.
- Correlación de viscosidad: es un factor de gran importancia si se carece de la viscosidad de cabezal, pero como es un dato conocido, para este caso en particular, no es de gran relevancia.

El tipo de accionamiento es otro factor que debe tomarse en cuenta:

- Accionamiento: Se refiere al accionamiento o encendido de la bomba, si esta es accionada desde la superficie o desde el fondo del pozo. Dado que la mayoría de bombas de cavidad progresiva son accionadas desde la superficie se seleccionó esta modalidad.

El cuadro de operaciones se refiere a condiciones en superficie y características del fluido que se produce conjuntamente con el crudo.

- Presión de cabezal: La presión de cabezal seleccionada fue una tal que garantizara la llegada del crudo a la estación de flujo más cercana, que se encuentra ubicada

aproximadamente a unos 9200pies de distancia o 2,8Km. Con base en la información recopilada del área se seleccionó una presión de 120lbs en cabezal.

- Temperatura de cabezal: Se determinó en la caracterización del comportamiento de tubería.
- Temperatura de yacimiento: Corresponde con la temperatura promedio de las arenas objetivo
- Corte de agua [%]: Es el mismo determinado en la caracterización del comportamiento de afluencia.
- Relación gas petróleo: Determinada como el promedio de los pozos vecinos.
- Eficiencia de separación: Diferentes autores divergen en la determinación del grado de eficiencia de las anclas de gas y es un factor que aun está en estudio. En busca de un criterio realista medio, no demasiado optimista ni pesimista se eligió un valor de 50%, valor usado en la industria.
- Sumergencia [pies]: Está referido al nivel de fluido que se desea tener por encima de la bomba. Esto para garantizar que la bomba nunca trabaje con 100% gas, hecho que deterioraría rápidamente su desempeño y vida útil. Por otra parte este nivel garantiza cierta presión a la entrada de la bomba, condición que es indispensable para el correcto funcionamiento de las mismas.
- Velocidad: Si se desea que la bomba trabaje a una única velocidad de rotación se puede introducir un valor de velocidad específico. No obstante las bombas de cavidad progresiva no trabajan a una única velocidad de rotación, por el contrario, esta clase de bombas trabaja en un rango de velocidades, que está limitado desde 200 a 350rpm, sin embargo su máxima velocidad de rotación son las 500rpm pero por recomendaciones de los fabricantes nunca debe trabajarse a tal velocidad debido a que aceleraría el deterioro de la bomba y acarrearía problemas operativos.

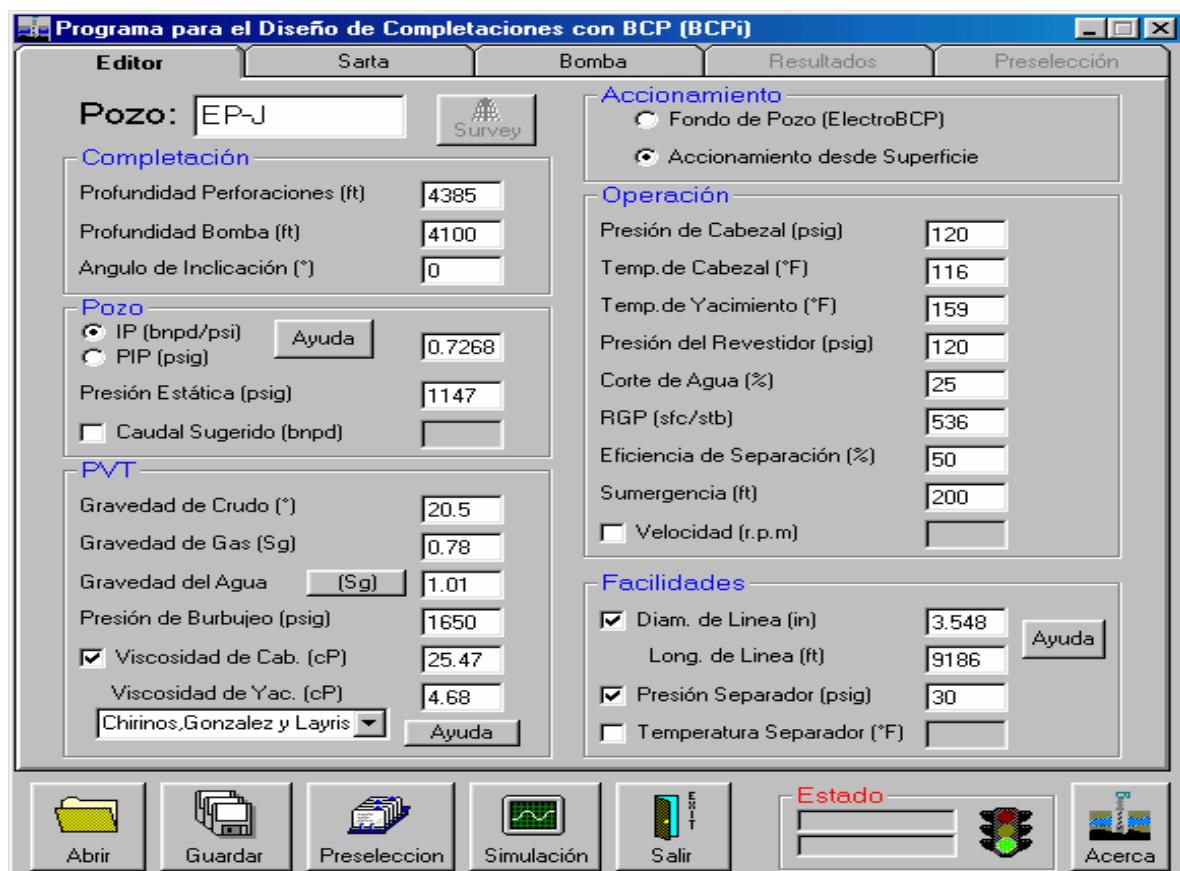
La sección de facilidades, corresponde al manejo del crudo en superficie, se requieren características de las líneas de flujo y condiciones deseadas en el separador. Esta sección es opcional.

- Diámetro de la línea de flujo [pulg]: Esta referido al diámetro interno de la línea de flujo que conecta el pozo a la entrada del múltiple de separación. Este es un parámetro

indispensable para el cálculo de las pérdidas de presión por fricción en las líneas de flujo. Longitud de la línea de flujo [pies]: Correspondiente a la longitud de la línea de flujo que se construirá para conectar este nuevo pozo con la estación de flujo más cercana.

- Presión en el separador [lppc]: Es la presión de separación anteriormente descrita..

En la Figura 62 se muestra la pantalla del simulador en el cual se presentan todos los datos explicados anteriormente.



**Figura 62 pantalla inicial del BCPi**

Estos corresponden a los datos generales del pozo, del fluido a producir y de las instalaciones de superficie. A continuación se presentarán los datos referentes al esquema mecánico del pozo.

- Modelo de producción: Está referido a sí, el pozo produce por la tubería de producción o sí, por el contrario, produce por el espacio anular. Para este caso la producción es a través de la tubería eductora.

- Arquitectura del pozo: Corresponde al diámetro y grado del revestimiento y la tubería de producción, además de sus profundidades de asentamiento. Estos datos son extraídos de las propuestas de completación y de la arquitectura de la localización E-PJ.
- Sarta de cabillas: Referente el tipo de cabilla, hay una gran variedad de diámetros fabricantes y modelos.
- Diámetro de cabillas: La selección del diámetro de las cabillas, se basa en criterios de campo y depende de la tubería que se emplee; Por ejemplo: con tubería de 2 7/8" usualmente se usan cabillas de 7/8", tubería de 3 ½" usa cabillas de 1" y de 4 ½" cabillas de 1 ¼".
- Profundidad de asentamiento: No es más que la profundidad de asentamiento de la bomba.
- Modelo de cabilla: Existe un gran número de modelos para la cabilla convencional o estándar y la cabilla continua. Para este estudio se emplean del tipo estándar, debido a que son las más usadas en la industria petrolera y son las que se emplea en la mayoría de los pozos.
- Longitud de las cabillas: Se usó cabilla de 30pies de longitud por las mismas razones expuestas anteriormente.
- Grado de las cabillas: Se empleó el grado de cabillas de mayor resistencia, el grado D. Debido a que el levantamiento de información arrojó como un problema potencial la ruptura recurrente de las cabillas, se desea compensar el uso de cabilla convencional con la selección del grado de cabilla más resistente, de ahí que se emplee cabilla de grado D.
- Tipo de conexión: Se seleccionó una conexión normal o estándar. Debe emplearse este tipo de conexión debido a que la otra alternativa, existente en el programa, era conexiones de cuello reducido, las cuales no corresponde con las características del pozo en estudio.

Estos corresponden a los datos que hay que suministrar al simulador para realizar la preselección de las bombas. Debido a que se están estudiando tres tipos de completación, es necesario realizar simulaciones para cada una de ellas, que involucren todas las tuberías de producción, índices de productividad, tasas objetivos y demás datos que a cada una le atanen. El simulador empleado posee la opción de realizar una preselección de bombas, que incluye a todos los fabricantes existentes en el mercado, indicando una tasa máxima de

producción para las condiciones del pozo. Seguidamente se requiere de la tasa objetivo del pozo, es decir cuantos barriles de petróleo se desean producir. Se debe recordar que el valor de la tasa objetivo es igual a la tasa máxima operativa seleccionada en el análisis nodal.

Una vez introducida la tasa objetivo, el programa determina la presión de entrada a la bomba, por medio de la profundidad de las perforaciones, la presión estática y el nivel de sumergencia de la bomba, considerando las caídas de presión a través del revestimiento basándose en correlaciones de flujo en tubería vertical, específicamente la de “HAGEDORN & BROWN”. Luego con el diámetro de la tubería y el de las cabillas, crea secciones de tubería equivalentes: una que representa el diámetro equivalente de la tubería con todos los cuellos de las cabillas y otra que representa el equivalente del cuerpo de las cabillas con la tubería. Una vez realizado este procedimiento calcula la caída de presión a través de cada sección de tubería y con esto determina la presión de descarga de la bomba, todo esto para un determinado caudal que incluye petróleo, agua y gas.

Este procedimiento aproxima las pérdidas de presión por fricción en la tubería, por medio del estudio de flujo tubular y no de flujo anular. Dado que las bombas de cavidades progresivas, son relativamente nuevas en la industria petrolera, el estudio del flujo anular en secciones no uniformes, como es el caso de las cabillas convencionales, es algo que aun está en desarrollo y en continuo estudio al igual que las BCP.

Con la presión de succión y descarga que debe poseer la bomba para un determinado caudal, la herramienta sugiere de su base de datos los modelos de bombas de todos los fabricantes que cumplan con las condiciones. Hasta aquí llega el trabajo del simulador.

Una vez que se obtienen todas las bombas que cumplen con las tasas impuestas, es necesario establecer un criterio en el cual se vea envuelta la tubería de producción y el tipo de completación. Como se muestra en la sección de selección de tasas objetivos cada completación posee una tasa que es intrínseca a ella, esta a su vez condiciona las bombas preseleccionadas y finalmente las bombas limitan los diámetros de tubería.

Para esto se usó el criterio empleado por PDVSA en el cual debe asegurarse que el diámetro de la tubería de la primera junta por encima del estator sea suficiente como para permitir el movimiento excéntrico del rotor. Este consiste, en determinar el desplazamiento lateral de la bomba, basándose en la geometría desarrollada por Moineau presente en el marco teórico

El movimiento lateral del rotor de la bomba se definió en el marco teórico en la ecuación 4 como:

$$D_M = 4E + D_m$$

Una vez definido el movimiento lateral del rotor, se puede clarificar el criterio de selección. Este se basa en seleccionar todas las bombas tales que el desplazamiento lateral sea menor al diámetro Drift de la tubería de producción que se está empleando en la simulación para el esquema de completación en cuestión. Con objeto de exemplificar este criterio, se mostrará la simulación correspondiente al Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava completado con tubería de producción 2 7/8”.

La tasa objetivo para esta simulación es de 300BN/D. Es interesante resaltar que la cantidad de bombas entre una tubería y otra son muy similares. Esto se debe a que el simulador no es capaz de determinar que bomba es conveniente o acoplable a cada tubería, solo arroja un número de bombas que cumplen con los caudales objetivos y son capaces de superar las pérdidas de presión por fricción, para lograr las presiones de cabezal deseadas.

Una vez que se posee la lista de las bombas capaces es necesario determinar el desplazamiento lateral del rotor por medio de la ecuación 4, para ello deben conocerse los parámetros de: excentricidad de la bomba y diámetro del rotor. Estos se extraen de los catálogos de bombas de cavidades progresivas que están en el anexo G. Incluye los fabricantes, los modelos, Qmax o el desplazamiento máximo en barriles de agua, el Dpmax o delta de presión máximo que son capaces de manejar en pies de agua, tasa mínima en barriles, el diámetro del rotor Dr en milímetros y la excentricidad en milímetro.

A continuación se presenta la Tabla 13 que es un fragmento de la tabla real correspondiente a la completación tipo Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, completado con tubería de 2 7/8" para una presión estática de 1247lbs. La tabla completa se presenta en el anexo de tablas de bombas.

**Tabla 13 Preselección de BCP completación tipo Hoyo Ampliado tubería de producción de 2 7/8"  
presión estática de 1247lbs**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	BMW	1150-3500	0,91	277,79	56,18	0,68	0,08
2	EMIP/KUDU	750TP1200	1,03	281,05	66,63	0,77	0,11
3	EMIP/KUDU	840ML1500	1,31	203,57	76,58	0,92	0,23
4	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,49	185,38	75,77	0,91	0,27
5	BAKER	900-G-1800	1,09	280,65	69,95	0,82	0,12
6	BAKER	900-G-2300	1,39	247,97	79,17	0,98	0,2
7	BAKER	1100-G-1800	1,09	244,96	65,58	0,76	0,14
8	BAKER	1100-G-2300	1,39	212,28	75,67	0,91	0,23
9	GEREMIA	32.65-3000	1,94	289,42	90,78	1,47	0,27

Es necesario extraer de la tabla de modelos, ubicada en el anexo G, el valor de la excentricidad y el diámetro del rotor, con esto determinar el desplazamiento lateral para la bomba en estudio y compararlo con el drift de la tubería a analizar. Se realizará para la bomba Nº 1 con tubería de 2 7/8".

Tubería de 2 7/8"

Drift = 2,347" ó 59,6134mm

Fabricante BMW;

Modelo 1150-3500;

D<sub>m</sub> = 65,527mm; E = 16,382mm

Aplicando la ecuación 4 el desplazamiento es igual a:

$$D_M = 4 * (16,382mm) + (65,527mm)$$

$$D_M = 131,056mm \text{ ó } 5,1596"$$

Se puede apreciar que el desplazamiento lateral, es mucho mayor que el diámetro drift de la tubería, en consecuencia no es acoplable; este modelo de bomba posiblemente corresponda a una tubería de 6" o más. Un análisis similar se realiza para las bombas restantes, si alguna presenta un movimiento lateral menor al diámetro drift de la tubería, se toma aparte y se crea una lista con las que cumplan con la condición. La lista creada correspondería a las bombas preseleccionadas para la tubería de 2 7/8".

Un análisis similar se realiza con la tubería de 3 ½". La tabla que presenta la lista de bombas seleccionadas por el simulador se presenta en el anexo tabla de bombas como Preselección de BCP completación tipo Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava tubería de producción de 3 ½" presión estatica de 1147lbs.

Con objeto de ilustrar un caso en el cual se cumpla el criterio se tomará de la tabla de Preselección de BCP completación tipo Hoyo abierto Ampliado tubería de producción de 3 ½", presente en el anexo tablas de bombas, la bomba N°6 fabricante "ROBBINS MYERS" modelo 33-H-580

Tubería de 3 ½"

Drift = 2,867" ó 72,822mm

Fabricante "ROBBINS MYERS"

Modelo 33-H-580

$D_m = 42,400mm$ ;  $E = 7,370mm$

Aplicando la ecuación 4 el desplazamiento es igual

$$D_M = 4 * (7,370mm) + (42,400mm)$$

$$D_M = 71,88mm \text{ ó } 2,820"$$

Como es apreciable el desplazamiento lateral del rotor es menor al Drift de la tubería, de manera tal que esta es una de las bombas preseleccionadas para la tubería de  $3 \frac{1}{2}$ ". Este procedimiento hay que realizarlo con todas las bombas seleccionadas por el simulador y determinar cuales se acoplan con cada una de las tuberías de producción.

Una vez seleccionadas todas las bombas que pueden acoplarse con una tubería en cuestión, el paso siguiente sería determinar cual es la bomba óptima, pero esto representaría otro estudio y no se efectuó en este trabajo. Es necesario la realización de un trabajo que concluya con la selección de la bomba óptima y diseño del sistema bomba sarta de cabillas.

## **ANÁLISIS MECÁNICO**

El análisis mecánico, consiste en validar el diseño de los modelos estructurales ó mecánicos en los esquemas de completación de los pozos a ser perforados o a rehabilitar; considerando las cargas que se puedan presentar durante la vida del pozo, entre las que se destacan las ocasionadas por los de trabajos de estimulación, eventos de producción y cierre del pozo, entre otros. Para efectuar esta verificación de los parámetros operacionales vs. características de diseño del fabricante, se toman en consideración los esfuerzos y efectos que influyen en la tubería y accesorios de completación como empacaduras. Entre ellos:

Factores	Efectos
Tensión	Pistón
Compresión	Balón
Presión	Temperatura
	Triaxiales

Estos factores y efectos son determinantes en la selección del tipo de tubería de producción e indispensables para la definición del movimiento de la misma, y en consecuencia, seleccionar el tipo de empacadura o ancla a utilizar, para luego sensibilizar y precisar los parámetros operativos, los cuales son: peso o tensión de asentamiento, presión anular en la operación que lo requiera, presión de cabezal requerida para el fracturamiento, entre otras.

Para realizar este análisis mecánico es necesario recopilar y validar, en el área o campo de estudio, una serie de datos: algunos provenientes de análisis de productividad, otros, de las propuestas de completación y perforación, del diseño de estimulación (sí aplica) y finalmente del grupo de producción. Esto sugiere que el ingeniero de completación debe interactuar efectivamente con todas las áreas de trabajo, las cuales se desempeñarán como un equipo, en el que siempre existe intercomunicación y retro alimentación para lograr el

mejor desempeño del grupo en general, ajustándose a las necesidades del área en explotación y en consecuencia mejorando la eficiencia y la eficacia de la compañía.

Entre los principales datos empleados para realizar el análisis mecánico se encuentran:

Provenientes del análisis de productividad:

- ◆ Tasa máxima de líquido.
- ◆ Relación gas petróleo.
- ◆ Relación agua petróleo.
- ◆ Gradiente geotérmico.
- ◆ Presión de fondo fluyente.
- ◆ Características del fluido a producir
- ◆ Método de levantamiento.
- ◆ Presión de cabezal.
- ◆ Tasa de producción por método de levantamiento.

De las propuestas de completación:

- ◆ Geometría del pozo.
- ◆ Revestimientos y profundidades de asentamiento.
- ◆ Tipos de completación.
- ◆ Características de los lodos de perforación.
- ◆ Profundidad de la Empacadura.

Del grupo de estimulación:

- ◆ Fluido de fractura.
- ◆ Presiones de fractura.
- ◆ Pérdidas de presión por fricción
- ◆ Gradiente de fractura.

Lo anterior expuesto, define la cantidad de datos requeridos para realizar un análisis mecánico con cualquier simulador; estos se encuentran especificados en el anexo H. Cabe

destacar que para obtener resultados satisfactorios es necesario garantizar la fiabilidad de los datos.

Una vez realizadas las estimaciones hechas por el análisis nodal y determinadas las tasas esperadas, fue necesaria la validación mecánica de los modelos estructurales de los esquemas de completación a ser aplicados en el Área. Para ello se tomó como herramienta de trabajo el programa o software, empleado por PDVSA, denominado Wellcat, desarrollado por la compañía Landmark Halliburton, con el cual es posible determinar y validar los parámetros operacionales, el tipo de empacadura o ancla; así como el grado y peso de la tubería a utilizar en el diseño del pozo.

El Wellcat se compone por cuatro módulos en los que se integran las principales actividades referentes a la perforación, completación y producción.

Estos módulos son:

**DRILL:** Con este módulo es posible llevar a cabo los análisis de presiones y temperaturas durante la perforación y cementación de pozos. En este puede analizarse cualquier operación realizada en el momento de la perforación y su posterior cementación.

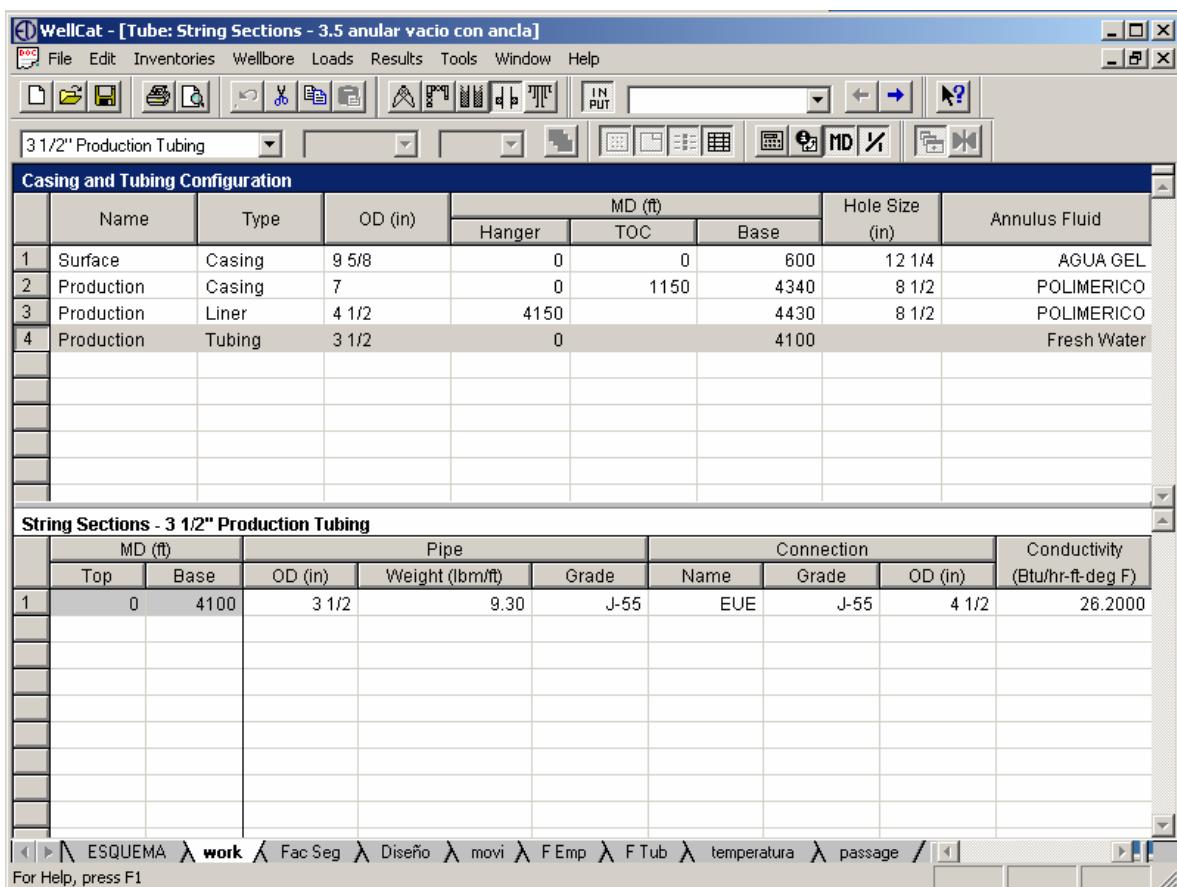
**PROD:** Con este módulo se efectúan los análisis de presiones y temperaturas durante operaciones de producción, inyección y levantamiento artificial. Las operaciones de producción pueden y deben asociarse a períodos de tiempo.

**CASING:** Realiza análisis avanzado de esfuerzos y pandeo en revestidores. Incluye verificación de factores de diseño. Este módulo es de gran utilidad en pozos direccionales y altamente inclinados.

**TUBE:** Realiza análisis avanzado de esfuerzos, pandeo, movimiento de tubulares y accesorios de completación. Incluye igualmente la verificación de factores de diseño.

Para este estudio solo fueron empleados los módulos PROD y TUBE, los que están principalmente relacionados con el diseño de cargas y equipos de completación. Los módulos restantes se enfocan especialmente a la perforación, cementación y corrida de revestimiento. Estas secciones no serán incluidas en el presente estudio y se asume que el diseño y profundidad de asentamiento de los revestimientos son correctos.

A continuación se presenta una pantalla del Wellcat, correspondiente a la configuración del pozo:



**Figura 63 Pantalla principal del Wellcat configuración de pozos**

En este trabajo se realizaron alrededor de 40 simulaciones en las que se incluyen los posibles esquemas de completación para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de

Socororo, adicionalmente se generaron propuestas viables para los pozos a rehabilitar, como aporte adicional para el campo.

El análisis mecánico se divide básicamente en dos partes: la primera referida a la simulación de las cargas que afectan mecánicamente al pozo, como consecuencia de los procesos derivados de las operaciones de producción y cierre; la segunda esta referida a la simulación de las operaciones de estimulación, específicamente fracturamiento hidráulico.

### **Simulación del pozo bajo condiciones de producción.**

Para las simulaciones del pozo bajo condiciones de producción, se tomó la data suministrada por el análisis nodal. Dado que al evaluar la condición crítica se obtendría el factor de seguridad operacional máximo, al que está sometido el pozo, se utilizó la máxima tasa esperada para todos los escenarios, que está en el orden de 1157 BN/DIA, que corresponde a la compleción tipo “Frac Pack” Hoyo Revestido para el escenario Nro 1.

Como ejemplo metodológico se muestra a continuación la simulación correspondiente a un pozo a ser perforado, con revestimiento de producción 7”, tubería de producción de 3 ½” y todas las condiciones que a él atañen.

Una vez determinada la tasa máxima de producción, es necesario alimentar el programa con los datos mecánicos del esquema de completación que se desea evaluar. Inicialmente se requieren los datos generales del pozo (nombre, profundidad total, ángulo de desviación entre otros) luego se introducen los datos mecánicos del revestimiento de superficie:

- Diámetro externo: 9 5/8”.
- Grado: J-55
- Peso: 43,5 lb/pie
- Profundidad de asentamiento: 600'
- Lodo con el que fue corrido el revestimiento: agua-gel (para más detalle ver anexo I)

De forma análoga con el revestimiento de producción:

- Diámetro externo: 7”

- Grado: J-55
- Peso: 23lb/pie
- Profundidad de asentamiento: 4340'.
- Lodo con el que fue corrido el revestimiento: polimérico (para más detalles ver anexo I).

Una vez establecida la data estructural del pozo, es indispensable diseñar las posibles cargas, temporales y permanentes, que se puedan presentar en la vida productiva del mismo y que influyan sobre la tubería de producción. Estas han sido definidas de antemano en el marco teórico

### **Cargas temporales de tubería**

1. Producción por 6 meses: Para ello es necesario tomar del análisis nodal el mencionado valor de producción, la relación gas petróleo para esta tasa ( $RGP = 540PCN/BN$ ), el porcentaje de agua y sedimento ( $\%AyS = 25\%$ ), la gravedad del crudo ( $^{\circ}API = 20,5$ ), gravedad del gas ( $\gamma = 0,78$ ). Con base a estos parámetros, el programa es capaz de modelar los esfuerzos dinámicos generados por el fluido, que se desplaza a lo largo de la tubería de producción en un determinado lapso de tiempo.

Esta carga representa una condición de flujo natural, por lo cual el espacio anular se llena con fluido de completación. Este fluido se agrega en el espacio anular principalmente para servir de respaldo a las presiones que puedan producirse dentro de la tubería, disminuyendo de esta forma el estallido. En este trabajo no se desarrolló un estudio de los fluidos de completación a ser aplicados. Simplemente, debido a las presiones de yacimiento presentes en el área, se usó agua fresca.

2. Cierre de pozo: Se selecciona un tiempo prudencial mayor a un cierre de pozo en condiciones normales. En este estudio se escogió un período de 15 días, estableciendo la condición crítica para el estallido; primero debe considerarse el espacio anular libre de fluido de manera de obtener la máxima presión dentro de la tubería y segundo considerar

que la presión de fondo fluyente es igual a la presión estática o presión promedio del yacimiento. El cierre de pozo es una condición estática, es decir no existe flujo de fluidos, lo que elimina las pérdidas por fricción aumentando la presión total en el sistema.

### **Cargas instantáneas o puntuales**

Adicionalmente, es necesario definir las posibles cargas puntuales que influirán en la vida productiva del pozo, ellas son:

1. La condición inicial: Representa lo que se denomina como condición de instalación al momento de completar el pozo. Específicamente para el Área en estudio, esta carga se produce por el asentamiento de la tubería de producción, proceso en el que se estima utilizar agua fresca ( $\rho=8,3\text{lbs/gal}$ ) dentro de la tubería y en el espacio anular.
2. Prueba de tubería: Esta prueba se origina por la acumulación de la presión interna y externa, con el fin de validar la integridad de la tubería de completación. Esta prueba se realiza normalmente en la industria petrolera con 1500lppc de presión, bien sea anular o internamente, colocando previamente un tapón en el eductor; sin embargo para simular una condición crítica para el estallido se asumen 2500 de presión en cabezal y cero presión anular lo que permite que haya una presurización dentro de la tubería de producción.
3. Anular vacío: Dicha condición pretende simular la carga originada durante el bombeo mecánico o bombeo por cavidades progresivas, donde el espacio anular se vacía una vez que se arranca a producción el pozo; es decir, dentro de la tubería se encuentra el fluido de producción mientras que el espacio anular carece de líquido; esta se espera sea la condición que produzca el caso crítico de todas las cargas.

Esta condición consiste en generar una tasa de producción a través de la tubería manteniendo el espacio anular vacío. Es muy cierto, que para la localización E-PJ, el sistema de levantamiento artificial produce tasas menores al flujo natural, pero en busca, nuevamente de la condición crítica debe emplearse la tasa más alta de todos los escenarios. Otro aspecto que es cierto, es que esta carga no es instantánea, Pero dada la incapacidad del

simulador de crear una carga temporal que cumpla con las características, no existe otra opción que crearla puntual, esperando que el uso de una tasa alta compense la incapacidad de estudiarla durante un período de tiempo.

Se definieron solo estas cargas por que son las que podrían influir en el Área en específico. Para otros campos, en donde son opciones posibles: la inyección de vapor, la acidificación o cualquier otro proceso, debe considerarse cada uno de ellos como una carga independiente.

### **Factores de diseño**

Los factores de diseño empleados en este trabajo son los usados por PDVSA. Tal como se menciona en el marco teórico, el factor de diseño, no es más que la relación entre la carga a que está sometido el tubular y la carga máxima recomendada por el fabricante, estos cocientes generalmente son mayores que la unidad y el número decimal adicional representa el factor de seguridad que se está tomando. Son reglas generadas por PDVSA de acuerdo a criterios de diseño mundial y parámetros propios. Los valores de estos son los que se muestran a continuación:

#### Para el cuerpo de la tubería

- Triaxiales: 1,250
- Estallido: 1,100
- Colapso: 1,000
- Axial: 1,600

#### Para las conexiones entre tuberías

- Estallido: 1,100
- Fuga: 1,100
- Tensión: 1,600
- Compresión: 1,600

Se toman los valores usados por la industria para hacer la simulación lo más cercana a la realidad, logrando de esta forma, darle la aplicabilidad necesaria.

### **Parámetros operativos**

Los parámetros operativos, se relacionan básicamente a las condiciones de asentamiento de la empacadura y el peso que se le impone a la misma. Para cada una de las simulaciones la

empacadura se asentó inicialmente bajo dos condiciones, permitiendo el movimiento de la tubería en la empacadura y sin movimiento. Esto se realiza para determinar cuál será el movimiento que presenta la tubería sobre la empacadura por el efecto de las cargas presentes, y basándose en esto, determinar el obturador que debe emplearse para cada completación.

### **Permitiendo movimiento de la tubería en la empacadura**

Al permitir el movimiento de la tubería en la empacadura, se busca determinar el desplazamiento vertical total ascendente, como consecuencia del acortamiento de la tubería, o descendente, como consecuencia de un alargamiento que realizaría la misma debido a las fuerzas o cargas antes mencionadas. Con esto se determina que la empacadura o ancla seleccionada, soporte el movimiento producido por efecto de las fuerzas presentes. Un desplazamiento de valor positivo corresponde a un alargamiento y negativo a un acortamiento.

Para esta condición, se simula la empacadura asentada con guaya fina para no dejar ningún peso sobre ella y se hace un arreglo al final de la tubería con niples sellos que permitirán un movimiento máximo de tubería de 30 pies, de forma ascendente o descendente.

### **Fuerza resultante sobre la empacadura**

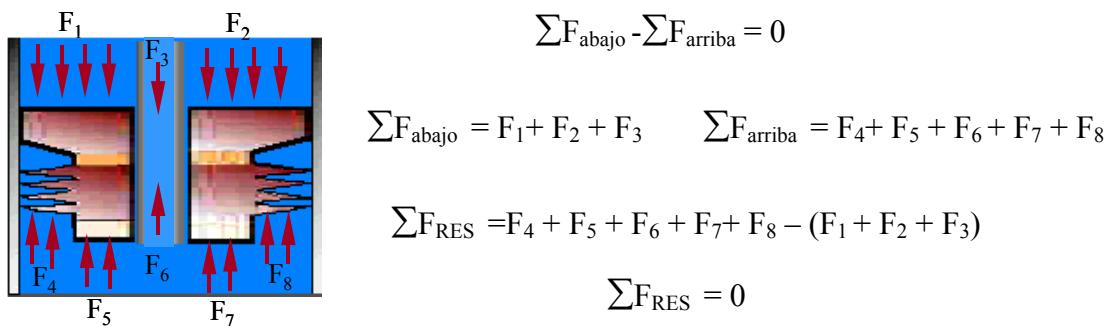
Como ya fue mencionado en el marco teórico, el análisis de fuerzas sobre la empacadura incluye básicamente dos tópicos: el primero, corresponde a la fuerza de la tubería hacia la empacadura, la cual puede resumirse como la fuerza necesaria para impedir el movimiento de la tubería. El segundo, inherente a la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, definida como la fuerza realizada por el obturador sobre el revestimiento como efecto de las presiones que ejercen los fluidos ubicados por encima y por debajo de ella.

Cuando las empacaduras permiten el movimiento de la tubería a través de ella, las fuerzas que se presentan ejercidas por los efectos pandeo, pistón y balón, producen una variación en la longitud original de la tubería, por lo tanto las fuerzas desde la tubería hacia la empacadura serán iguales a cero, a menos que el desplazamiento total sea mayor a 30 pies,

que es el desplazamiento máximo permitido por la empacadura. La fuerza que sí estará presente, es la generada entre la empacadura y el revestimiento por efecto de los fluidos por encima y debajo de ella. Las fuerzas resultantes para cada condición se exponen a continuación.

- Condición inicial

En esta condición, el pozo contiene un solo tipo de fluido (agua fresca), ocasionando que las fuerzas por encima y por debajo de la empacadura sean iguales a cero; indicio del equilibrio del sistema.

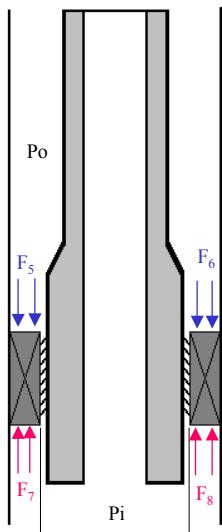


**Figura 64 Diagrama de cuerpo libre para fuerzas sobre la empacadura**

- Producción por seis meses

Dado que esta condición se produce en circunstancias dinámicas, es necesario el uso de correlaciones para flujo vertical, específicamente la correlación de Hagedorn & Brown la cual permite el cálculo de las pérdidas por fricción desde el tope de las perforaciones, a través del revestimiento, hasta la empacadura; para luego calcular la fuerza resultante sobre la misma mediante la ecuación anexa.

$$F = P * A$$



Donde  $F$  es la fuerza,  $P$  es la presión de fondo fluyente menos las pérdidas por fricción y  $A$  corresponde al área transversal de interés. Por ejemplo, si se refiere a la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, la fuerza ascendente es igual a la presión de fondo fluyente menos las pérdidas por fricción en el revestimiento hasta el nivel de empacadura; y el área se refiere a la corona circular que forma el cuerpo de la empacadura. La fuerza en sentido descendente, es la causada por la presión del fluido ubicada en el espacio anular actuando sobre el área mencionada anteriormente.

**Figura 65 Fuerza de la empacadura hacia el revestimiento**

La diferencia de las fuerzas descendentes y ascendentes da la fuerza resultante entre la empacadura y el revestimiento. La fuerza resultante de la empacadura hacia la tubería de producción es cero debido a que el tubular está en capacidad de moverse.

- Cierre de pozo

De igual forma al caso anterior, se hace un análisis de fuerza que incluye el diagrama de cuerpo libre, con la diferencia significativa de que el fluido existente en el pozo permanece estático; como consecuencia de esto, no hay pérdidas por fricción lo cual hace innecesario el uso de las correlaciones de flujo vertical en tubería. Este análisis corresponde a la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, siendo el análisis realizado análogo al de producción por seis meses, con la salvedad de que la fuerza ascendente no involucra las pérdidas por fricción, debido a la razón ya expuesta.

- Prueba de tubería

La prueba de tubería, operacionalmente, se realiza inmediatamente después de asentar el eductor; se coloca, previamente al arranque de producción un tapón al final de la tubería, con la finalidad de soportar la presión impuesta en superficie; en consecuencia, al igual que en las condiciones iniciales, el sistema está en equilibrio y la fuerza resultante sobre la empacadura es cero.

- Anular vacío

Se desarrolla un estudio similar al de producción, con la diferencia de que en esta ocasión el espacio anular carece de fluido y en consecuencia no hay presión descendente, en la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento.

### **Análisis de movimiento de tubería**

Una vez verificado que la tubería está en capacidad de soportar las fuerzas impuestas por el medio, se analiza el movimiento que produce cada efecto sobre la misma, en las condiciones mencionadas anteriormente, en las que se permite el movimiento de la tubería en la empacadura. Como se hace referencia en el marco teórico el movimiento de la tubería se rige básicamente por los efectos: Ley de Hooke o efecto pistón, efecto de pandeo, balón o abombamiento y efecto térmico; todos estos influyen en mayor o menor grado sobre el movimiento de la tubería.

- Movimiento en condiciones iniciales

Dado que el obturador es asentado con guaya fina y en las condiciones iniciales no se ha comenzado a producir, no hay fuerzas que afecten ni a la empacadura ni a la tubería; en consecuencia no hay movimiento, como se aprecia en la Tabla 14. Las condiciones iniciales representan el momento inicial de asentamiento de la empacadura. En esta condición los efectos que provocan la presión y la temperatura no influyen ya que el pozo queda controlado y lleno de agua.

**Tabla 14 Resumen de movimiento en Condiciones Iniciales**

Movement Summary – Initial Conditions - 3 ½" Production Tubing							
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)
	Top	Base					
1	0	4100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

- Movimiento en el período de producción

Para el cálculo del movimiento de tubería es necesario aplicar las ecuaciones expuestas en el marco teórico en la sección de análisis mecánico, efectos sobre la tubería. Generando los movimientos parciales producidos por cada efecto, resultando como movimiento total la suma algebraica del movimiento que produce cada efecto. Como es preciable en Tabla 15 adjunta.

**Tabla 15 Resumen de movimiento para la condición Producción por  $\frac{1}{2}$  año**

<b>Movement Summary – Producción <math>\frac{1}{2}</math> año - 3 <math>\frac{1}{2}</math>" Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's	Buckling	Balloon	Thermal	Total	Buckled
	Top	Base	Law (ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	Length (ft)
1	0	4100	0,07	0,00	0,10	0,78	0,95	0,00

Debe recordarse que magnitudes positivas de movimiento producen alargamiento y negativas acortamiento.

- Movimiento para cierre de pozo

El estudio de los movimientos originados por las cargas subsecuentes, es similar a los expuestos anteriormente, pero como modelo metodológico se colocarán las tablas con los resultados correspondientes a cada uno. Se espera que para la condición de cierre de pozo, lo que genere mayor grado de movimiento sea el efecto balón.

**Tabla 16 Resumen de movimiento para la condición Cierre de Pozo**

<b>Movement Summary – CIERRE – 3 <math>\frac{1}{2}</math>" Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's	Buckling	Balloon	Thermal	Total	Buckled
	Top	Base	Law (ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	Length (ft)
1	0	4100	0,02	0,00	0,06	0,00	0,09	0,00

- Movimiento para prueba de tubería

La prueba de tubería generará movimiento ya que existe una variación de presión dentro y fuera del tubular, debido a la presión impuesta a nivel de superficie.

**Tabla 17 Resumen de movimiento para la condición Prueba de Tubería**

<b>Movement Summary – Prueba de tubería – 3 ½” Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
	Top	Base						
1	0	4100	0,93	0,00	-0,56	0,00	0,37	0,00

- Movimiento para anular vacío

**Tabla 18 Resumen de movimiento para la condición Anular vacío**

<b>Movement Summary – Anular vacío – 3 ½” Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
	Top	Base						
1	0	4100	0,17	-0,01	-0,18	0,80	0,77	0,00

## Fuerza en la Tubería

Para desarrollar esta parte del estudio, el programa divide la tubería y analiza como influyen las diferentes fuerzas, factores y elementos en cada segmento, a esta técnica se le conoce como método de elemento finito. Contemplando: la fuerza axial, el grado de desviación, la torsión, la fricción y la temperatura. Además de determinar tanto la presión interna como externa presente.

### **Factores de diseño**

Es la relación entre la fuerza que está presente en la tubería y la fuerza dada por el fabricante. También es considerado como el factor de seguridad que es aplicado por la industria petrolera en los tubulares. Hay factores relacionados con cada una de las fuerzas presentes: factores de diseño para el estallido, colapso, esfuerzo axial, esfuerzo de Von Mises y esfuerzo de cedencia. Para determinar estos factores se secciona la tubería y se determina cada una de las fuerzas presentes en el segmento y con ella se obtienen los factores para el tramo en estudio.

### **Límites de diseño**

Con base en los factores de diseño, las condiciones propuestas y los parámetros operacionales, es posible determinar la gráfica de límite de diseño. Esta incluye las fuerzas a las que está sometida la tubería. Como se explicó en el marco teórico, la forma gráfica de los límites de diseño representa un modo seguro y rápido para apreciar si la tubería seleccionada se encuentra en capacidad de soportar los esfuerzos creados como consecuencia de las fuerzas presentes en el sistema. A continuación, se muestra en la figura adjunta, el gráfico de límites de diseño para la simulación en curso. Todo lo inscrito en el polígono rojo representa zona segura donde la tubería está en capacidad de soportar las cargas sin ningún riesgo.

Como se puede apreciar, todas las cargas están en zona segura, de manera tal que no representan un peligro potencial para el pozo



**Figura 66 Limites de diseño para pozos bajo condiciones de producción con tubería de 3 ½” permitiendo movimiento**

### **Sin movimiento en la empacadura**

En esta ocasión la empacadura se asienta con peso o tensión, dependiendo del caso. Los valores de estos parámetros fueron sensibilizados en busca de obtener un mejoramiento significativo en los resultados y disminuir los esfuerzos a los que está sometida la tubería. Como se mencionó anteriormente, se usa como ejemplo la simulación con tubería de 3 ½”.

### **Condiciones de asentamiento de la empacadura**

En busca de los mejores parámetros operativos, es necesario sensibilizar el peso o tensión dejado sobre la empacadura, de manera que la tubería presente el menor pandeo sin desasentar el obturador. Generalmente las tuberías de diámetros menores, 2 3/8” y 2 7/8”, son dejadas a tensión y las de diámetro mayor, 3 ½” y 4 ½”, a compresión. Es costumbre de la industria dejar a compresión o tensión con 10000 libras; no obstante, en este estudio se sensibiliza el mencionado valor y otros menores a él. Como se presenta a continuación:

- ▶ 10 000 Libras
- ▶ 7 000 Libras

► 5 000Libras

Con objeto de reflejar la metodología utilizada, se toma solo una de las sensibilidades; dejando 7000 libras de peso a compresión. El resto de las sensibilidades se muestran en la sección de resultados.

### **Fuerza resultante sobre la empacadura**

En esta ocasión, la empacadura se asienta a compresión sin permitirle el movimiento, en consecuencia, se presentarán fuerzas de la tubería hacia la empacadura. Para la determinación de esta fuerza se emplea el método de superposición explicado en el marco teórico; mientras que la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, es la diferencia entre las fuerzas producidas por los fluidos por encima y por debajo de la empacadura, considerando el efecto de peso producido por el asentamiento de la tubería.

- **Condiciones iniciales**

Para determinar la fuerza inicial presente en la tubería es necesario conocer el peso dejado sobre la empacadura, que como ya se mencionó son 7000 libras. Dado que esta fuerza mecánica es impuesta en superficie, parte de ella se disipa a través del tubular y otra es disminuida por la fuerza de flotación, hasta llegar al nivel de la empacadura. Como el sistema de presiones por encima y debajo de la empacadura no ha sufrido distorsión, se encuentra en equilibrio, lo que conlleva a que ambas fuerzas, de la tubería hacia la empacadura y de la empacadura hacia el revestimiento, posean el mismo valor; como se presenta en la Tabla 19.

**Tabla 19 Fuerza resultante sobre la empacadura para condiciones iniciales tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Initial Conditions - 3 ½” Production Tubing</b>							
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latchung Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force	
			(lbf)	Direction		(lbf)	Direction
1	4100	3 ½” Prod	6961	Down	-----	6961	Down

- Producción por seis meses

Para determinar la fuerza desde la tubería hacia la empacadura, se emplea el principio de superposición desarrollado por Hammerlindl. Para ello debe incluirse el efecto producido por el peso dejado sobre la empacadura al momento de completarlo. Adicionalmente se requiere determinar la variación de la longitud producida por el peso impuesto sobre la tubería y agregársele al movimiento total, para luego determinar la fuerza de la tubería hacia la empacadura.

**Tabla 20 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición producción por ½ año con tubería de 3½”**

<b>Packer Load Summary – Producción por seis meses - 3 ½" Production Tubing</b>							
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latching Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force	
			(lbf)	Direction		(lbf)	Direction
1	4100	3 ½" Prod	24010	Down	-----	46521	Down

- Prueba de tubería

**Tabla 21 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición prueba de tubería con tubería de 3½”**

<b>Packer Load Summary – Prueba de Tubería – 3 ½" Production Tubing</b>							
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latching Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force	
			(lbf)	Direction		(lbf)	Direction
1	4100	3 ½" Prod	13190	Down	-----	13190	Down

- Anular vacío

**Tabla 22 Fuerza resultante sobre la empacadura para condición Anular Vacío con tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Anular Vacío - 3 ½" Production Tubing</b>							
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latching Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force	
			(lbf)	Direction		(lbf)	Direction
1	4100	3 ½" Prod	15220	Down	-----	15172	Down

### **Análisis de movimiento**

Cuando se realiza el análisis de movimiento de tubería, se desea conocer la nueva longitud que logrará la misma como consecuencia de los esfuerzos que sobre ella se generan. Cuando la empacadura no permite el movimiento de la tubería, el valor final del mismo será cero. Adicionalmente habrá un aumento significativo en la longitud pandeada de tubería. Como consecuencia de lo anterior, la determinación del movimiento no refleja gran importancia, en su lugar lo que implica mayor importancia es determinar el punto neutro de la tubería, o lo que es igual, conocer la longitud de tubería pandeada, para cada una de las cargas generadas.

- Movimiento en condiciones iniciales

Una vez calculada la fuerza resultante, de la tubería hacia la empacadura, que se presenta para esta condición, se determina el movimiento producido por cada uno de los esfuerzos y factores sobre la tubería. Los movimientos parciales que se producen se suman algebraicamente y el resultado reflejará el desplazamiento total del tubular; al crear la restricción de movimiento, para la mayoría de las condiciones el movimiento total será cero. Para determinar el punto neutro, se toma la fuerza resultante y se divide entre el peso de la tubería en el lodo. Este valor representa la longitud de la tubería que trabaja a compresión y como consecuencia la longitud de pandeo.

La condición inicial será la única que presentará movimiento debido al efecto de compresión mecánica impuesta en superficie al momento de asentar la tubería. El movimiento presente en el resto de las cargas será cero, debido a que los movimientos se compensan entre sí.

**Tabla 23 Resumen de movimiento para condición inicial (sin movimiento) tubería de 3 ½”**

<b>Movement Summary – Initial Conditions - 3 ½” Production Tubing</b>							
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)
	Top	Base					
1	0	4100	-0,37	-0,02	0,00	0,00	-0,38
							855

- Movimiento en el período de producción

Los cálculos para esta condición y las sucesivas son similares al explicado en el párrafo anterior, con la variante del valor de fuerza resultante, debido a que el sistema tubería empacadura está sometido a fuerzas y consideraciones diferentes. No obstante, dado que el principio es el mismo se realiza un procedimiento análogo. A continuación se presenta una tabla que ilustra el movimiento en el periodo productivo del pozo en estudio y el valor de profundidad del punto neutro correspondiente, para dicha condición.

**Tabla 24 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de producción por  $\frac{1}{2}$  año para tubería de  $3\frac{1}{2}$ "**

<b>Movement Summary – Producción <math>\frac{1}{2}</math> año - <math>3\frac{1}{2}</math>" Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's	Buckling	Balloon	Thermal	Total	Buckled Length (ft)
	Top	Base	Law (ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	
1	0	4100	-0.80	-0.07	0.10	0.78	0.00	2475

- Movimiento para cierre de pozo

Determinada la fuerza resultante, al igual que en los casos anteriores, se determina qué factores contribuyen en el movimiento. La suma algebraica es el movimiento total, que al igual que en todos los casos, menos en la condición inicial presenta un valor igual a cero.

**Tabla 25 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de cierre para tubería de  $3\frac{1}{2}$ "**

<b>Movement Summary – CIERRE – <math>3\frac{1}{2}</math>" Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's	Buckling	Balloon	Thermal	Total	Buckled Length (ft)
	Top	Base	Law (ft)	(ft)	(ft)	(ft)	(ft)	
1	0	4100	-0.07	0.00	0.06	0.00	0.00	738

- Movimiento para anular vacío

La condición de anular vacío representa la simulación del pozo cuando se está produciendo por cavidades progresivas o por bombeo mecánico, dicha condición implica que el espacio anular carece de fluidos, lo que acentúa los efectos pandeo y balón

**Tabla 26 Resumen de movimiento (sin movimiento en la empacadura) para la condición de Anular Vacío para tubería de 3 ½”**

<b>Movement Summary – Anular vacío – 3 ½” Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
	Top	Base						
1	0	4100	-0.47	-0.14	-0.18	0.80	0.00	2629

### **Fuerza en la Tubería**

Para determinar la fuerza en la tubería, se realiza un estudio similar al realizado en la sección “Permitiendo movimiento de la tubería en la empacadura” considerando los mismos factores, elementos y fuerzas expuestos en dicha sección. A continuación se presenta la tabla de resultados, con todos sus componentes, para la condición Anular vacío.

La determinación de la fuerza se basa en la división de la tubería de producción y el posterior análisis de cada una de las secciones creadas, determinando la fuerza axial en cada una de ellas.

**Tabla 27 Resumen de fuerza en la tubería (sin movimiento en la empacadura) para la condición Anular vacío eductor de 3 ½”**

<b>Tubing Load Summary – Anular vacío- 3 ½” Production Tubing</b>									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperture	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	16414	0,00	0,0	0,0	127,7	177	0
2	1	20	16229	0,00	0,0	0,0	128,1	183	0
3	1	620	10649	0,00	0,0	0,0	133,6	264	0
4	1	1000	7115	0,00	0,0	0,0	136,2	319	0
5	1	2000	-2015	2,56	2,3	0,4	143,8	474	0
6	1	3000	-9515	6,71	9,9	2,5	149,8	642	0
7	1	4000	-16492	10,68	19,9	6,2	153,8	830	0
8	1	4080	-17236	11,09	21,0	6,7	154,1	846	0
9	1	4100	-17418	11,19	21,3	6,9	154,2	850	0
10	1	4100	-17419	11,19	21,3	6,9	154,2	850	0
11	1	4100	-17421	11,19	21,3	6,9	154,2	850	0

Esta subdivisión de la tubería de producción representa el método de elemento finito, la determinación de la fuerza axial, torsión, fricción y ángulo de desviación, se fundamentan en los estudios desarrollados por Mitchell, el cual emplea métodos numéricos de alto grado de complejidad, para realizar el análisis de fuerzas en cada sección y de esta manera determinar los valores que corresponden a cada una de ellas.

### **Factores de Diseño**

Para determinar los factores de diseño, se toman los valores de fuerza obtenidos en la sección anterior y los valores dados por el fabricante y con esta relación se construye la tabla siguiente.

**Tabla 28 Resumen de factores de seguridad (sin movimiento en la empacadura) para la condición anular vacío eductor de 3 ½”**

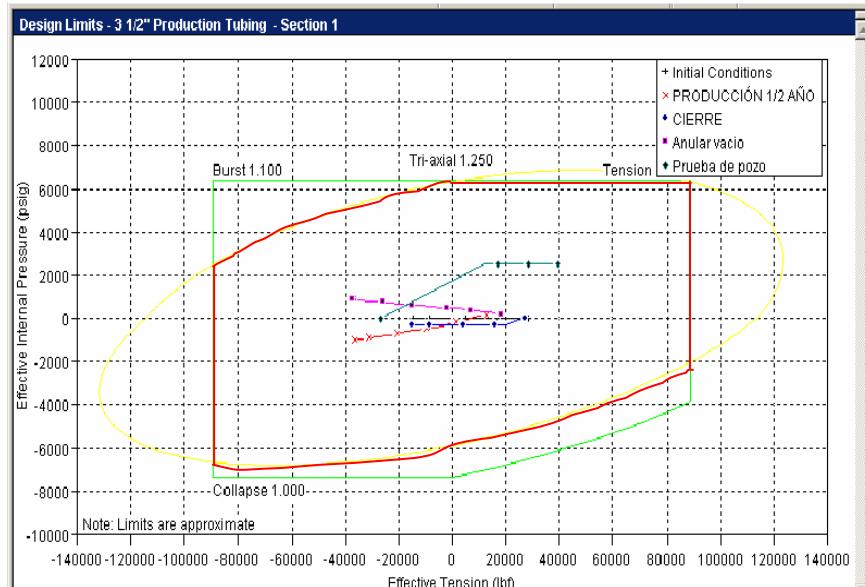
<b>Safety Factor Summary – Anular Vacío – 3 ½” Production Tubing</b>									
String Section	MD (ft)	Yield Strength (kpsi)	VME Stress (kpsi)	Normalized Safety Factors					
				Triaxial	Burst	Collapse	Axial		
1	1	0	54,0	6,0	7,246	35,351	100+	5,330	
2	1	20	54,0	5,9	7,342	34,169	100+	5,391	
3	1	620	54,0	3,8	11,370	23,630	100+	8,201	
4	1	1000	53,9	2,8	15,498	19,535	100+	12,265	
5	1	1500	53,8	2,5	16,923	15,765	100+	31,622	
6	1	2000	53,8	4,8	8,929	13,108	100+	12,311	
7	1	3000	53,7	11,0	3,917	9,653	100+	3,814	
8	1	4000	53,6	17,2	2,491	7,462	100+	2,308	
9	1	4080	53,6	17,9	2,400	7,316	100+	2,216	
10	1	4100	53,6	18,0	2,379	7,280	100+	2,194	
11	1	4100	53,6	18,0	2,379	7,280	100+	2,194	
12	1	4100	53,6	18,0	2,379	7,280	100+	2,194	

Todos los factores de diseño que posean valores mayores a uno, representan un grado de seguridad mayor al 100%, también deben ser comparados con los recomendados por PDVSA y debe verificarse que sean mayores, o al menos iguales, a estos, de manera tal de garantizar la seguridad del cuerpo tubular para las condiciones que se están estudiando.

### Límites de diseño

Una vez calculados todos los esfuerzos que actúan sobre la tubería, y empleando los factores de diseño utilizados en PDVSA, se realizará la gráfica de los factores de diseño. De esta manera se aprecia cual condición afecta en mayor o menor grado a la tubería. Lo que está inscrito dentro del polígono rojo indica lo que pertenece a zona segura y donde pueden realizarse las operaciones. La creación de este gráfico se fundamenta en la representación de las fuerzas axiales determinadas y mostradas anteriormente. La fuerza

axial puede emplearse de igual forma como tensión efectiva. De manera que es posible evidenciar cual carga es segura y cual presenta un riesgo para el pozo.



**Figura 67 Límites de diseño para pozos bajo condiciones de producción con tubería de 3 ½" sin movimiento en la empacadura**

### **Simulación del pozo a ser fracturado**

Como se muestra en la sección de productividad en función de la completación, el fracturamiento hidráulico, correspondiente al “Frac Pack” Hoyo Revestido, representa un esquema de completación viable para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo

Existen diferentes tipos de fracturamiento hidráulico, tales como el fracturamiento de alta conductividad, de baja conductividad, con o sin tubería ranurada. Lo particular o lo especial del proceso de “Frac Pack” es que permite fracturar y empacar en una sola corrida, a diferencia de las fracturas convencionales. Los procesos de fractura altamente conductivos sin tubería ranurada, permiten inyectar una buena cantidad de material de soporte, que da

como resultado una fractura de gran crecimiento ascendente y descendente pero de poca profundidad. Como es sabido, el Área Mayor de Socororo está compuesta principalmente por arenas lenticulares de poco espesor, esto produce limitaciones al fracturamiento altamente conductor sin empaque. El “Frac Pack”, permite realizar fracturas más profundas y menos amplias, las cuales se amoldarían con mayor facilidad a las arenas prospectivas del área. Existe un trabajo publicado, el cual estudia la factibilidad de realizar fracturas altamente conductoras a dos pozos del Área, en donde se hace hincapié en las limitantes ya mencionadas anteriormente. Debido a la incapacidad de realizar fracturas altamente conductoras, fue necesario apoyarse en trabajos realizados en áreas con características similares, en los cuales se logró confinar fracturas en arenas de poco espesor.

El desarrollo del trabajo de fractura consiste, inicialmente, en simular la fractura para unas determinadas dimensiones, este diseño inicial tiene asociados parámetros operacionales, entre ellos presión de cabezal, presión de fondo, presión neta. Todos asociados a características de la formación, como gradientes estimados de fractura, presión de sobrecarga, presión de yacimiento entre otros. Con este diseño inicial se deben determinar los volúmenes de fluido a inyectar, volumen de grava o material de soporte, tasa de inyección, entre otros.

Una vez realizado el diseño inicial y aprobado el proyecto, dicho diseño debe ser corroborado, esto se realiza mediante una operación hecha en el pozo, conocida como “MINIFRAC” o “DATA FRAC” la cual consiste en inyectar pequeños volúmenes de fluido a la formación, produciendo una mini fractura, lo que permite cotejar y modificar, si se requiere, los gradientes de fractura estimados para determinada arena del pozo. Generalmente los gradientes de fractura del diseño inicial están sobre estimados, por ende los valores dados por el “MINIFRAC” son menores. Una vez realizada dicha operación, con los gradientes corregidos para la formación, se diseña nuevamente la fractura, este diseño puede llamarse diseño final teórico, el cual indica una condición operativa menor, es decir menores presiones de bombeo y fractura tanto en cabezal como en fondo. Con el diseño teórico determinado, los volúmenes y dimensiones de la fractura corregidas, se procede a realizar la operación. Las presiones y los volúmenes empleados al momento de

efectuar la fractura son menores al diseño teórico; debido a que durante el proceso se aumenta paulatinamente la tasa de bombeo y la presión, dependiendo de las exigencias del pozo.

Una vez logrado el punto de FRAC SCREEN-OUT se asume que la fractura se logró exitosamente. Con los parámetros reales alcanzados durante el proceso, se diseña nuevamente la fractura y se realiza un estimado de las dimensiones reales de la misma. Con dicho estimado se puede verificar si la altura de la fractura está contenida dentro de la arena y además es posible realizar las correcciones necesarias para el análisis de productividad.

Como lo muestra el anexo A, los parámetros operativos reales, del pozo del área de Bachaquero, son menores a los parámetros de diseño inicial, del trabajo de fractura altamente conductiva desarrollado para el Área Mayor de Socororo. En consecuencia, debido a que en el diseño mecánico se buscan las condiciones críticas, se emplearon los parámetros operativos dados en el trabajo desarrollado para el Área.

En busca de la disminución de costos, se desea corroborar si la operación de fractura puede realizarse con la misma sarta de producción, o por el contrario es necesario una sarta más robusta para llevar a cabo dicha operación.

Para realizar la comprobación es necesario simular las condiciones del pozo, creando las cargas que se presentan al momento de realizar la fractura. La condición de producción no es necesario simularla debido a que ya se tomó en cuenta en la parte anterior, además, en la sección en curso sólo se desea validar la estructura mecánica del pozo para las condiciones esperadas durante la fractura y que las tuberías evaluadas estén en capacidad de soportar las mencionadas condiciones. Como consecuencia, no se presentan cargas que produzcan efectos temporales sobre la sarta, sólo condiciones puntuales o instantáneas que de no ser consideradas pueden causar daños colosales al pozo.

### **Cargas instantáneas o puntuales**

Las cargas que se simulan, son las que se presentan durante el proceso de fractura. En todo momento y con las diferentes tuberías, es necesario mantener la presión en fondo para garantizar la formación y estabilidad de la fractura. Para esto se diseñaron dos cargas:

1. Frac-Pack: Se refiere a las fuerzas que se presentan en la tubería, al momento de realizar la operación de fractura. Para ello es necesario conocer:

- Las características del fluido de fractura.
- Las pérdidas por fricción para la tubería.
- Presión de bombeo.
- Tasa de bombeo.
- Presión de fractura.
- Presión de anular.

Los datos se muestran en el anexo H

El proceso de fractura se asocia a un periodo de tiempo determinado, en este caso se estimó 30 minutos, que es mayor al tiempo convencional de fracturamiento para las características del Área, cuyo valor se halla alrededor de los 15 minutos.

2. Frac Screen-out: Esta carga se produce al final del proceso de fracturamiento, en la cual no hay movimiento de fluidos a través de la tubería. Debido a la carencia de movimiento, no existen pérdidas de presión por fricción. Lo que resulta en una presurización del sistema que produce la condición crítica en estallido tanto para la tubería como para el cabezal. Esta carga es la que garantiza que el fracturamiento se logró exitosamente e indica cuando se ha finalizado el proceso.

### **Diseño de cabezal**

Una vez conocidas las presiones y pérdidas por fricción a las que serán sometidas las tuberías durante el proceso de fractura, es necesario e indispensable diseñar los cabezales a ser requeridos durante las operaciones. Para ello se deben calcular las presiones de cabezal esperadas, de manera tal que se mantengan las presiones de fractura en fondo.

Las tuberías que arrojan mayores pérdidas por fricción, son las de menor diámetro 2 3/8" y 2 7/8", en consecuencia son las que presentan presiones de cabezal más altas. En el caso de la primera tubería mencionada, las pérdidas por fricción son tan altas para las tasas de líquido manejadas, que es imposible lograr la presión deseada en fondo. Las pérdidas de presión por fricción para la tubería son de 54lbs/100pies. Eso equivale a:

$$P_{\text{fricción}} = \text{Coeficiente} * H$$

$$P_{\text{fricción}} = (54\text{lbs}/100\text{pies}) * (4100\text{pies})$$

$$P_{\text{fricción}} \approx 2200\text{lppc}$$

La presión hidrostática de la columna de fluido de fractura es:

$$Ph = 0,052 * \rho * H$$

$$Ph = 0,052 * 9,2 * 4100$$

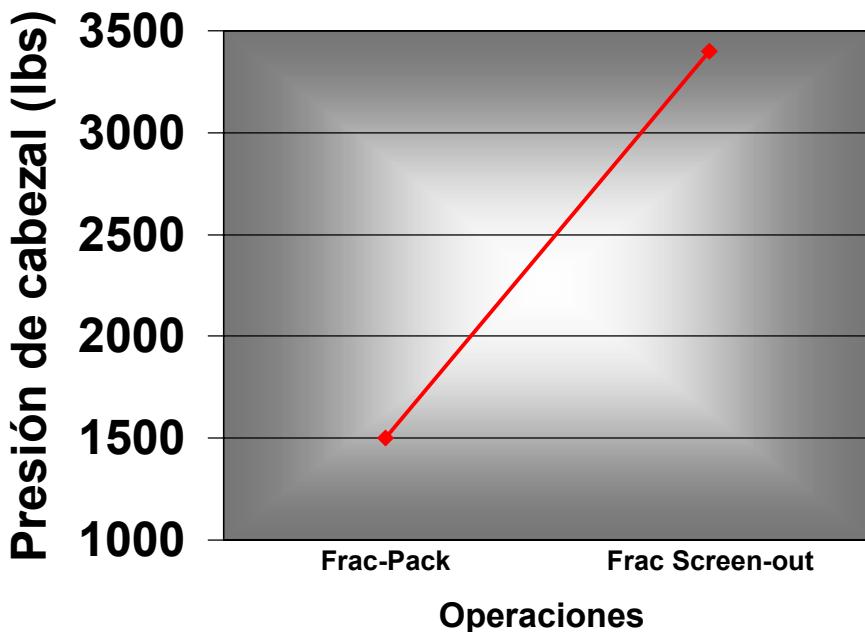
$$Ph \approx 1960\text{lppc}$$

Dado que la presión que produce la fricción es mayor a la presión hidrostática del fluido, este no está en capacidad de desplazarse libremente a través del tubular e impondría una presión negativa al final del mismo. Adicionalmente si se desea mantener la presión en fondo de 3000lppc, aproximadamente, se requeriría una presión excesivamente alta en cabezal lo cual establecería una condición de alto riesgo tanto para los equipos como para el personal que realiza la operación de fractura. En consecuencia esta tubería es descartada como una opción de completación para el pozo.

Para la Tubería de 2 7/8" se espera una caída de presión de 25lppc/100pies, aplicando las formulas expuestas anteriormente la pérdida de presión por fricción son aproximadamente 1000lppc y la presión hidrostática sigue siendo 1960lppc. En este caso la presión hidrostática es mayor a las pérdidas por fricción, lo que indica que sí hay desplazamiento de fluidos a través de la tubería. Para una presión de fondo de unas 3000lppc, son requeridas en cabezal adicionalmente unas 2100lppc de presión de bombeo para garantizar que la fractura se realice y se mantenga de una forma adecuada.

Una vez que la fractura se ha realizado y todo el material de soporte se ha inducido hacia la formación, se produce el fenómeno de "Frac Screen-Out" en el cual se esperan presiones mayores a las manejadas en el proceso de fractura inicial. Esto indica que las presiones en el cabezal serán más altas. Esta es la condición crítica, para el estallido en la tubería y el cabezal; en consecuencia, el diseño de cabezal debe realizarse para dicha condición.

La presión de fondo para esta condición, se encuentra alrededor de las 5300lppc, dada la carencia de flujo de fluidos no hay pérdidas por fricción presentes; lo que implica que la presión de fondo es la suma de la presión hidrostática del fluido más la presión de cabezal impuesta. Con base en lo anterior y teniendo conocimiento de que la presión hidrostática es aproximadamente 1960lppc, la presión impuesta en cabezal debe estar alrededor de las 3400lppc.



**Figura 68 Presión máxima de cabezal durante el proceso de fractura**

El cabezal seleccionado sería S/1500 que soporta una presión de trabajo de 5000lppc. Surge el inconveniente de que este tipo de cabezal es muy costoso. En consecuencia, es necesario buscar una alternativa tecnológica viable; la cual se halla en el uso del accesorio de cabezal denominado “TREE SAVER” que es capaz de soportar una presión máxima de trabajo de 2000lppc. Permitiendo así seleccionar un cabezal más barato y común como es el S/900 que soporta una presión de trabajo 3000lppc, que aunadas a las 2000lppc del “TREE SAVER” alcanzan las 5000lppc. Esto sugiere el uso de cabezales S/900 con “TREE SAVER” para el proceso de fractura.

Para los pozos que no serán fracturados hidráulicamente, en vista de que la máxima presión que se presentará en el cabezal será igual o menor a la presión estática del yacimiento, es decir 1447lppc, se pueden emplear cabezales tipo S/600.

### **Parámetros operativos**

Al igual que en la simulación de pozos bajo condiciones de producción, inicialmente se establece la condición de movimiento de tubería en la empacadura. Es decir, permitiendo movimiento en la empacadura y sin movimiento de la tubería en la empacadura. No obstante, no se busca determinar un peso de asentamiento como en la simulación antes mencionada, sino la presión anular a la que se realizará el menor movimiento.

De este modo se realizan sensibilidades en la presión impuesta en superficie, sin superar la presión operativa del cabezal diseñado. La presión de cabezal impuesta debe suplir las pérdidas por fricción, de manera tal que la presión de fondo sea la requerida para fracturar y mantener abierta la formación. La presión anular impuesta en superficie, debe ser tal que contrarreste el efecto de estallido provocado por el fracturamiento; pero no excesivo que ponga en peligro la integridad del cabezal. Con miras a esta compensación de fuerzas, se emplean valores de presión anular para cada una de las tuberías como se muestra a continuación:

- ▶ 2000 lppc.
- ▶ 1000 lppc.

Como ejemplo metodológico, se mostrará la simulación en la cual se imponen 1000lppc en el espacio anular, tomando la condición crítica para la fuerza sobre la empacadura, el estallido en tubería y en cabezal, es decir, la condición de “Frac Screen-Out”.

### **Permitiendo movimiento en la empacadura**

Al igual que en la simulación de producción, se desea saber que tanto se mueve la tubería para cada una de las cargas presentes. Al sensibilizar la presión anular, se determina la condición operativa en la cual la tubería presentará el menor movimiento; las condiciones de asentamiento de la empacadura, son similares a las expuestas en la sección de pozos en condición de producción, es decir: una empacadura asentada con guaya fina y un arreglo de sellos al final de la tubería que permite un movimiento de 30 pies hacia arriba o hacia abajo.

### **Fuerza resultante**

Tal como está contemplado en el marco teórico, la determinación de la fuerza sobre la empacadura en tubulares, que pueden moverse a través de ella no es de gran importancia. Esto se debe a que la fuerza se disipa por medio del movimiento de la tubería, dando como consecuencia que el valor de la fuerza resultante desde la tubería hacia la empacadura sea igual a cero.

Por el contrario la fuerza desde la empacadura hacia el revestimiento, sí presenta un valor numérico diferente de cero, debido a las presiones que ejercen los fluidos que están contenidos por encima y debajo de la empacadura.

A continuación se muestra en la Tabla 29 la magnitud y la dirección de las fuerzas resultantes; fuerza de la tubería hacia la empacadura “Tubing-to Packer Force” y fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, “Packer-to-Casing Force”, para la condición de “Frac Screen-Out”.

Los diseñadores del simulador para ahorrarse el problema de la convención de signos, debido a que esta difiere para uno u otro autor, colocan explícitamente en que dirección apunta la fuerza resultante

**Tabla 29 Fuerza resultante sobre la empacadura para la condición de Frac Screen-Out (permitiendo movimiento en la empacadura) Tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Frac Screen-Out - 3 ½” Production Tubing</b>							
Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latchung Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force		
		(lbf)	Direction		(lbf)	Direction	
1	4100	3 ½” Prod	0	Up	-----	49761	Up

### **Análisis de movimiento**

En esta sección se determinan: el movimiento que aporta cada efecto y el movimiento total de la tubería, la longitud pandeada medida desde la empacadura en dirección ascendente

“Buckled Length (ft)” y como consecuencia de esto último, el punto neutro. A continuación se muestra en la Tabla 30 el resumen del movimiento en tubería para la condición de “Frac Screen-Out”

**Tabla 30 Resumen de movimiento para Frac Screen-Out (Permitiendo el movimiento en la empacadura) tubería de 3 ½”**

<b>Movement Summary – Frac Screen-Out - 3 ½" Production Tubing</b>								
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
	Top	Base						
1	0	4100	-0,23	-0,10	-0,40	-0,84	-1,57	2017

### Fuerza en la tubería

El principio es similar a la simulación en condiciones de producción. Se realiza una partición arbitraria de la tubería de producción y se analiza en qué magnitud afecta: el pandeo, la torsión, la fuerza de fricción y la temperatura, al segmento de tubería analizado. Se presentan los perfiles de presión tanto interno como externo a la tubería y los valores de la fuerza axial en cada segmento.

**Tabla 31 Resumen de fuerza en la tubería (permitiendo el movimiento en la empacadura) para Frac Screen-Out eductor de 3 ½”**

	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	29716	0.00	0.0	0.0	80.0	3100	1000
2	1	20	29530	0.00	0.0	0.0	80.1	3109	1009
3	1	1000	20416	0.00	0.0	0.0	82.1	3567	1433
4	1	2000	11116	0.00	0.0	0.0	84.5	4034	1866
5	1	3000	1320	3.93	4.4	0.8	87.9	4501	2298
6	1	4000	-11477	9.63	17.0	5.1	91.8	4968	2731
7	1	4080	-12687	10.18	18.5	5.7	92.1	5005	2766
8	1	4100	-12988	10.31	18.9	5.8	92.2	5015	2774

## Factores de diseño

Al igual que en los casos anteriores, se realiza una segmentación de la tubería y la relación entre la fuerza aplicada en el segmento y los valores máximos dados por el fabricante, indican el factor de seguridad presente en cada segmento de tubería. Estos valores no se muestran en forma porcentual; Los valores superiores a la unidad poseen una seguridad mayor al 100 por ciento. Esto indica que realmente la tubería es segura y puede soportar las condiciones diseñadas para modelar la fractura.

En la tabla a continuación se presenta el resumen de los valores de los factores de seguridad para los segmentos en los que se dividió la tubería, desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la empacadura

**Tabla 32 Resumen de factores de seguridad (permitiendo el movimiento en la empacadura) para la condición Frac Screen-Out eductor de 3 ½”**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	15.1	2.903	3.015	100+	Y 2.987
2	1	20	54.8	15.1	2.908	3.014	100+	Y 3.006
3	1	1000	54.8	14.2	3.093	2.964	100+	Y 4.345
4	1	2000	54.8	14.0	3.140	2.916	100+	Y 7.975
5	1	3000	54.7	15.3	2.862	2.867	100+	Y 9.739
6	1	4000	54.6	20.1	2.173	2.820	100+	Y 2.898
7	1	4080	54.6	20.7	2.112	2.816	100+	Y 2.696
8	1	4100	54.6	20.8	2.097	2.815	100+	Y 2.650

La letra Y que aparece en el factor de seguridad axial indica que las conexiones o acoplos ofrecen mayor resistencia que el cuerpo de la tubería.

## Límites de diseño

Una vez determinadas las presiones internas efectivas, que son la diferencia de la presión externa menos interna en la tubería, conjuntamente con la tensión o fuerza axial, se grafican en la figura de límites de diseño, las líneas que representan las condiciones esperadas.

Como se menciona en el marco teórico, la elipse que se presenta es la denominada: límites de esfuerzos Triaxiales, que es determinada de la ecuación de Von Mises y es igualada al esfuerzo mínimo de cedencia, siendo regida por la ecuación adjunta.

$$Y_p = \left[ \sigma_z^2 - \sigma_z \sigma_\theta + \sigma_\theta^2 \right]^{1/2}$$

Donde:

$Y_p$  = yield strength mínimo

$\sigma_z$  = Esfuerzo axial

$\sigma_\theta$  = Esfuerzo tangencial

El polígono irregular se construye basado en los factores de diseño para el cuerpo de la tubería, debido a que no se desea sobrepasar estas condiciones. Si se divide la presión máxima de operación recomendada por el fabricante entre el factor de seguridad o diseño para el cuerpo de la tubería, se obtiene la línea de diseño. Se presenta a continuación el ejemplo para el estallido.

Presión de estallido del fabricante para tubería de 3 ½" = 6985lppc

Factor de diseño o seguridad en estallido = 1,100

$$\text{Presión de diseño} = P_{ESTALLIDO} / F_{ESTALLIDO}$$

$$\text{Presión de diseño} = 6985/1,100$$

$$\text{Presión de diseño} = 6350\text{lppc}$$

Las presiones de estallido como se dirigen hacia afuera de la tubería, se consideran como presiones positivas; por el contrario las presiones de colapso por ir en sentido opuesto al anterior se consideran negativas. Teniendo conocimiento de lo último la línea de diseño para estallido será una horizontal que pase por 6350lppc positivo.

En el caso del colapso, el procedimiento es similar:

Presión de colapso del fabricante para tubería de 3 ½" = 7404lppc

Factor de diseño o seguridad en colapso = 1,00

$$\text{Presión de diseño} = 7404/1,00$$

$$\text{Presión de diseño} = 7404\text{lppc}$$

Este valor representa la línea de diseño para colapso. Por la convención de signos asumidos el colapso es negativo resultando en una línea horizontal que pasa por -7404lppc. Una vez determinadas las líneas de colapso y estallido, se prosigue con la determinación de las líneas de tensión y compresión. La convención de signos es: positivos para la tensión y negativos para la compresión. A continuación, se muestra el cálculo de la línea de diseño para la tensión.

Tensión máxima dada por el fabricante para tubería de 3 ½" = 142461lbf

Factor de diseño o seguridad para la tensión = 1,600

$$\text{Línea de diseño} = T_{\text{máximo}} / F_{\text{TENSIÓN}}$$

$$\text{Línea de diseño} = 142461/1,600$$

$$\text{Línea de diseño} = 89038,13\text{lbf}$$

Esto genera una línea vertical, ubicada en 89038lbf. No obstante la tensión y el colapso establecen una relación, en la cual la resistencia al colapso disminuye con el aumento de la tensión, como lo muestra el boletín API 5C3. Esta relación, produce la curva que va desde el corte entre la línea de colapso y el valor de tensión cero, hasta la línea de tensión.

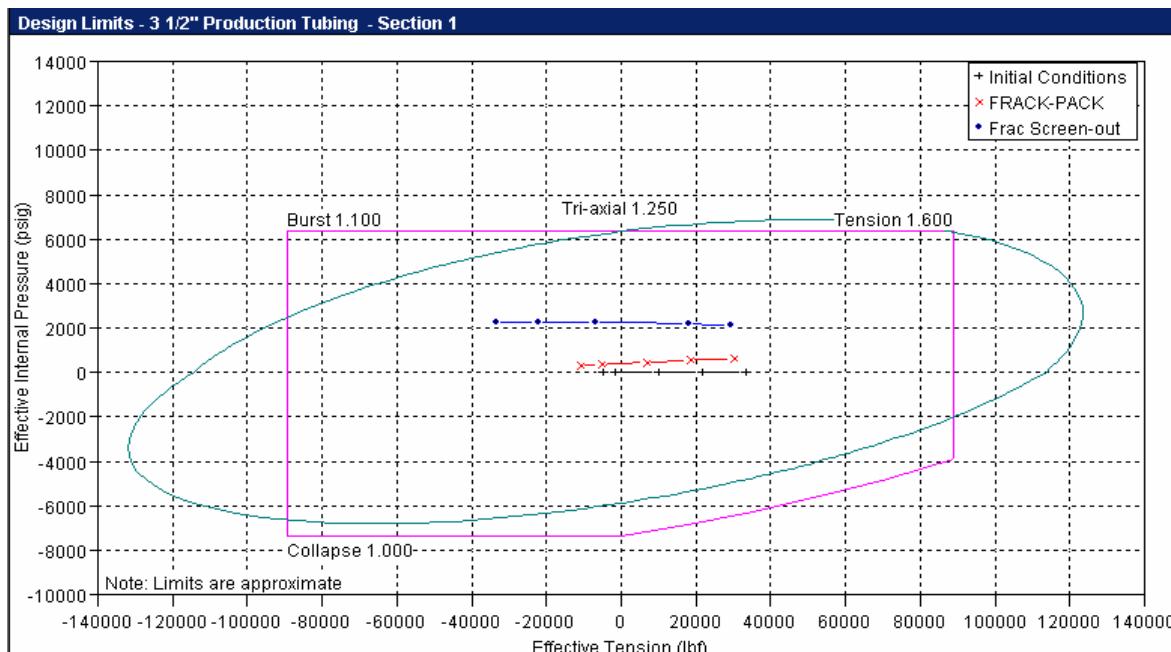
Finalmente la línea que cierra el polígono, la línea de compresión, equivale al peso máximo de compresión dado por el fabricante para tubería de 3 ½" = 142461lbf

Factor de diseño o seguridad para la compresión = 1,600

$$\text{Línea de diseño} = 142461/1,600$$

Línea de diseño = 89038,13lbf

Con base en la convención de signos aplicada, la línea de diseño para la compresión estaría representada por una vertical sobre el valor de -89038lbf. Con esta última se cierra el polígono irregular que conforma los límites de estallido, colapso, tensión y compresión. Una vez se ha culminado el polígono, conjuntamente con la elipse de los esfuerzos Triaxiales o esfuerzos de Von Mises y las líneas correspondientes las condiciones que generan cargas, se obtiene el gráfico que representa las líneas de diseño o los límites de operación. La ubicación de las cargas dentro del diagrama, es consecuencia de la ubicación de dos coordenadas. La coordenada de las abscisas es el valor de la fuerza axial determinado previamente, mientras que la ubicación de las ordenadas es la diferencia en la presión efectiva, es decir, la presión externa menos la presión interna.



**Figura 69 Límites de diseño para tubería de 3 1/2" Frac Screen Out permitiendo movimiento**

### **Sin movimiento en la empacadura**

Generalmente los procesos de fractura, representan condiciones operativas críticas para la tubería y la empacadura. Para compensar este efecto, las empacaduras se asientan a compresión y paralelamente se realiza el diseño de tubería. Una vez asentada la empacadura se evalúa la competencia mecánica de la tubería

### **Condiciones de asentamiento**

Es práctica común de la industria petrolera dejar las empacaduras con 10000lbf de peso para tuberías de producción de  $3\frac{1}{2}$ "; se hará de forma similar en esta sección con todas las tuberías en estudio, verificando si este peso es suficiente para evitar el desasentamiento de la empacadura o si por el contrario es necesario agregar peso adicional. Referente al diseño de tubería, en principio, se verificará si es factible realizar el fracturamiento con el tubular seleccionado para la producción o si es necesario seleccionar una tubería más resistente.

### **Fuerza resultante sobre la empacadura**

Para determinar la fuerza resultante sobre la empacadura, se aplica el método de superposición desarrollado por Hammerlindl.

Para la condición inicial la fuerza axial existente es la producida por el peso impuesto en la tubería. Esto conlleva a que la única fuerza resultante, corresponde con la fuerza de asentamiento, como se muestra en la Tabla 33; es importante resaltar que el simulador no refleja el peso de la tubería como parte de la fuerza resultante. En consecuencia para que se desasiente la empacadura, la fuerza resultante, primero, debe ir en dirección ascendente (Up) y debe ser mayor al peso de la tubería mas el peso de asentamiento.

**Tabla 33 Fuerza resultante sobre la empacadura para las condiciones iniciales (sin movimiento en la empacadura) Tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Initial Conditions - 3 ½” Production Tubing</b>						
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latching Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force (lbf)
			(lbf)	Direction		
1	4100	3 ½” Prod	9778	Down	-----	9778

➤ Frac Pack

Representa el proceso de fractura desde el comienzo del fracturamiento hasta que está finalizado el mismo. La condición de Frac Pack representa un peligro potencial para la empacadura por lo cual debe verificarse si esta se desasienta. Para lograr desadentellarla, la fuerza resultante debe ir en dirección ascendente (Up) y ser mayor al peso de la tubería más el peso de asentamiento sobre la empacadura, es decir: el peso de asentamiento total.

$$Ptub = Pnom * L$$

$$Ptub = 9,3 \text{#/pie} * 4100 \text{pie}$$

$$Ptub = 38130 \text{lbf}$$

Donde:

**Ptub** : Peso de la tubería. [Lbf]

**Pnom** : Peso nominal de la tubería por pies. [lbf/pie]

**L** : Longitud de la tubería. [pie]

En el cálculo de la fuerza de la tubería hacia la empacadura se aplica el método de superposición explicado en el marco teórico. Las presiones internas y externas deben tomarse correctamente para obtener los resultados correctos. La presión interna de la tubería será la presión hidrostática, que genera el fluido de fractura, más la presión de

cabezal, menos las pérdidas de presión por fricción; mientras que la presión externa se obtendrá por la presión que genera la columna de agua fresca, mas la presión de cabezal impuesta en el espacio anular.

**Tabla 34 Fuerza resultante sobre la empacadura para Frac Pack (sin movimiento en la empacadura)  
Tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Frac Pack - 3 ½” Production Tubing</b>						
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latchung Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force (lbf)
			(lbf)	Direction		
1	4100	3 ½” Prod	8689	Up	-----	14024

➤ Frac Screen-Out

Es la condición que producirá la mayor fuerza resultante sobre la empacadura, debido a la carencia de movimiento de fluido dentro de la tubería, lo que originará un aumento sustancial en la fuerza producto de la presión hidrostática. Al igual que en secciones anteriores, la fuerza resultante se divide en dos partes: una, de la tubería hacia la empacadura “Tubing to Packer Force” y otra, de la empacadura hacia el revestimiento “Packer to Casing Force”.

Para el cálculo de la fuerza resultante de la tubería hacia la empacadura “Tubing to Packer Force”, se considera, como se ha mencionado en reiteradas ocasiones, el método de superposición. Debido a lo largo y tedioso que implicaría desarrollar este método, no se colocará una explicación detallada del mismo. No obstante se recuerda que la fuerza de la tubería hacia la empacadura es la fuerza necesaria para evitar el movimiento de la tubería producto de los distintos efectos que sobre ella radican.

Referente a la fuerza de la empacadura hacia el revestimiento, se realiza un estudio de las fuerzas que inciden sobre la empacadura. Las fuerzas descendentes son: el peso de la columna de fluido encerrado en el espacio anular, sabiendo que el fluido es agua fresca, mas las 1000lppc en cabezal y el peso de asentamiento, esto sobre el área transversal superior de la empacadura. La fuerza ascendente, es la que aplica el fluido de fractura sobre

área transversal interior de la empacadura. La suma algebraica de las fuerzas indicará la magnitud y sentido de la fuerza. Es necesario recordar que una fuerza en sentido ascendente no implica un desasentamiento de la empacadura. Para desasentar la empacadura la fuerza no solo debe ser ascendente sino que además su magnitud debe ser mayor al peso de la tubería más la fuerza de asentamiento impuesta en superficie.

**Tabla 35 Fuerza resultante sobre la empacadura para Frac Screen Out (sin movimiento en la empacadura) Tubería de 3 ½”**

<b>Packer Load Summary – Frac Screen-Out - 3 ½” Production Tubing</b>							
	Packer MD (ft)	Tubing String	Tubing-to-packer Force		Latching Force (lbf)	Packer-to-Casing-Force	
			(lbf)	Direction		(lbf)	Direction
1	4100	3 ½” Prod	22835	Up	-----	77038	Up

### Análisis de movimiento

Para el análisis de movimiento, se consideran las fuerzas determinadas en la sección anterior; es posible calcular como influye cada uno de estos efectos sobre la tubería de producción.

Cada efecto constituye un movimiento parcial de la tubería, el cálculo de estos se basan en las ecuaciones presentes en el marco teórico, la suma algebraica de cada efecto representará el movimiento total de la tubería.

**Tabla 36 Resumen de movimiento para Frac Screen-Out (Permitiendo el movimiento en la empacadura) tubería de 3 ½”**

<b>Movement Summary – Frac Screen-Out - 3 ½” Production Tubing</b>							
	MD (ft)		Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)
	Top	Base					
1	0	4100	1,26	0,03	-0,45	-0,84	0,00
							77

El movimiento resultante siempre será cero, debido a que la tubería no es capaz de moverse. En consecuencia los efectos parciales se compensan o anulan. Si por alguna circunstancia existiese algún desplazamiento distinto de cero será indicativo de que la empacadura se ha desasentado

### Fuerza en la tubería

Se analiza la tubería por secciones, método elemental finito, y se determina la fuerza axial en cada segmento. La fuerza en la tubería es de gran utilidad debido a que proporciona gran cantidad de información. Con la fuerza axial y las presiones, es posible graficar los límites de diseño y verificar si la tubería seleccionada es suficientemente segura. Además se puede evidenciar la severidad del pandeo a través del “Dogleg”. Finalmente si el pozo fuese horizontal o inclinado serían parámetros de gran importancia la torsión y la fricción.

**Tabla 37 Resumen de fuerza en la tubería (sin movimiento en la empacadura) para Frac Screen-Out eductor de 3 ½”**

Tubing Load Summary - Frac Screen-out - 3 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	47392	0.00	0.0	0.0	80.0	3300	1000
2	1	20	47207	0.00	0.0	0.0	80.1	3309	1009
3	1	1000	38093	0.00	0.0	0.0	82.0	3767	1433
4	1	2000	28793	0.00	0.0	0.0	84.4	4234	1866
5	1	3000	19493	0.00	0.0	0.0	87.8	4701	2298
6	1	4000	10258	0.00	0.0	0.0	91.7	5168	2731
7	1	4080	9514	0.23	0.1	0.0	92.0	5205	2766
8	1	4100	9329	0.31	0.1	0.0	92.1	5215	2774

### Factores de diseño

El proceso de cálculo de los factores de seguridad ha sido explicado ampliamente a lo largo de la metodología, por lo cual solo se expondrá el resultado de estos para la simulación en curso, utilizando para ello la misma cantidad de segmentos o divisiones para la tubería de producción.

**Tabla 38 Resumen de factores de seguridad (sin movimiento en la empacadura) para la condición Frac  
Screen-Out eductor de 3 ½”**

Safety Factor Summary - Frac Screen-out - 3 1/2" Production Tubing							
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors		
					Triaxial	Burst	Collapse
1	1	0	54.8	19.7	2.223	2.753	100+
2	1	20	54.8	19.7	2.228	2.752	100+
3	1	1000	54.8	17.9	2.445	2.711	100+
4	1	2000	54.8	16.6	2.641	2.669	100+
5	1	3000	54.7	15.8	2.769	2.629	100+
6	1	4000	54.6	15.7	2.788	2.588	100+
7	1	4080	54.6	15.7	2.784	2.585	100+
8	1	4100	54.6	15.7	2.782	2.584	100+

Los factores de seguridad pueden ser empleados, al igual que los límites de diseño, para determinar si la tubería seleccionada es segura. El tubular poseerá una condición riesgosa cuando los factores de seguridad sean menores a los estandarizados por PDVSA.

### Límites de diseño

Finalmente se presenta el gráfico de límite de diseño para la tubería de 3 ½”, en el cual se muestran las condiciones esperadas para los pozos a ser fracturados. La elaboración del gráfico se hace de forma similar a la expuesta en la sección de permitiendo movimiento, estableciendo las mismas condiciones y factores de seguridad implementados por PDVSA.



**Figura 70 Límite de diseño para pozo a ser fracturado sin movimiento con 1000lbs de presión anular**

Comparando esta última figura con la correspondiente a la de permitiendo movimiento, es apreciable que cuando se fija la tubería disminuye notoriamente la variación en la tensión o fuerza axial, de igual modo puede evidenciarse que esta condición de carga se encuentra más alejada de los límites, lo que establece una condición más segura.

Esta sección representa la parte final de la evaluación técnica, la cual ofrece una gama de posibilidades para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo. No obstante la sección que sigue indicará cual es la opción que ofrece mayor rentabilidad

## **ANÁLISIS ECONÓMICO**

Una vez que se han estudiado desde el punto de vista técnico, los tres esquemas de completación planteados para la localización E-PJ y el Área Mayor de Socororo en general, corresponde al paso siguiente integrar los resultados obtenidos, con ese fin último que busca un pozo productor de petróleo: el beneficio económico.

El análisis económico constituye la parte más importante, desde la óptica gerencial, del estudio de cualquier proyecto, ya que decide en última instancia si a una propuesta de inversión se asignará, o no, un presupuesto; adicionalmente, la evaluación económica es la herramienta básica que permite seleccionar la opción a ser aplicada, cuando se dispone de varias que son factibles desde el punto de vista técnico.

En la industria petrolera uno de los programas más frecuentes, dentro de los proyectos, es la perforación de pozos; dicha actividad constituye el camino para la realización de cualquier plan a gran escala, en que se pretenda recuperar un determinado volumen de hidrocarburos pertenecientes a un yacimiento o área en específico. Aunque el pozo representa la etapa requisito para la obtención de hidrocarburos, muchas veces se estudia, desde el punto de vista económico, como parte de un todo, donde el proyecto lo constituye, en macro, la explotación del área durante un determinado horizonte económico; por lo que el pozo se toma como porción de una inversión y costos asociados a un determinado ingreso, ya fijado de antemano, mediante las estrategias de producción por pozo. Este tipo de evaluación económica por proyecto, usualmente se lleva a cabo cuando se han determinado plenamente las reservas y se conoce el comportamiento de la producción de los pozos, en función de un esquema de completación específico y de la variación de los parámetros mecanísticos; previamente a una minimización de la problemática operacional. De tal forma que se establece desde un principio la cantidad de pozos a perforar, la reserva asociada a cada uno de ellos y el tiempo en el cual esta será recuperada.

La otra forma de realizar un análisis económico que involucre a los pozos, es estudiarlos como programa; en este aspecto, se puede evaluar el conjunto de los pozos como parte de

un proyecto y obtener resultados globales para el grupo de pozos evaluados. Una variante de este método es evaluar al pozo en forma individual. Esta evaluación permite aislar al pozo de las demás inversiones pertenecientes al programa o proyecto, y así realizar el análisis particularizado. Lo anterior representa una ventaja, puesto que facilita la toma de decisiones puntuales y aporta información dinámica que permite retroalimentar el proyecto o programa, lo que ha hecho que esta clase de evaluación económica se encuentre, actualmente, muy difundida en la industria.

El Área Mayor de Socororo, por sus características particulares, ya mencionadas, constituye un caso donde la evaluación individual por pozo resulta conveniente. El proyecto inicial del Área, concebido para un horizonte económico de 20 años, contemplaba la perforación de 42 pozos, entre los que se incluían multilaterales, y la rehabilitación de 20 pozos durante el desarrollo del mismo. Esto se estipuló en función de un estimado de reservas remanentes igual a 52 millones de barriles normales, correspondientes a un recobro del 15%, a ser producidas a lo largo del horizonte económico. Sin embargo, esta planeación, en cuanto al número de pozos, fue realizada, sobre una base obtenida de la experiencia previa en el área en cuanto a volúmenes de producción por pozo, tomando como referencia la tasa inicial promedio alcanzada históricamente por los pozos del área (entre 100 y 200 barriles por día) y los valores de producción mantenidos por algunos pozos, los cuales, operando por bombeo mecánico han sostenido sus tasas en un valor cercano al inicial, (ES 401 y ES 446).

El proyecto, planteado en un principio sobre los estudios realizados por CORPOMENE, ha sido motivo de una revisión exhaustiva por parte de PetroUCV. De forma tal que se ha previsto establecer un plan dinámico que permita la aplicación de un proceso de retroalimentación para la reformulación de los programas iniciales; entre ellos el de perforación y reactivación de pozos. Estas condiciones hacen de la evaluación económica por pozo, la principal herramienta, pues brinda la posibilidad de considerar los resultados obtenidos de la aplicación de la propuesta de inversión que constituye un pozo perforado o reactivado, al programa base de construcción de pozos. Entre los beneficios que puede aportar una evaluación individual por pozo, está el hecho de que dependiendo de los

resultados obtenidos, podría disminuirse el número de pozos a perforarse en el horizonte económico, sin una disminución de los ingresos, lo cual incrementaría la rentabilidad del proyecto al bajar los valores de inversión.

Debido a que el Área Mayor de Socororo forma parte de los convenios operativos de PDVSA, cualquier propuesta de inversión a ser realizada debe regirse según las normas de capitalización de esta última. El programa MAEP (Modelo de Análisis Económico de Producción), que representa la herramienta oficial de la unidad de negocios de producción de PDVSA, contiene una plataforma dispuesta para seguir los lineamientos impuestos por esta normativa

Así la evaluación de las tres propuestas de completación se efectuó mediante la utilización del MAEP versión 4.0, en su módulo de evaluación individual para pozos. Este módulo arroja como resultados los indicadores valor presente neto (VPN) y tasa de retorno (TIR), así como el tiempo de recuperación de la inversión, entre otros. Para fines de este trabajo se tomaron, como elementos para el estudio, el VPN y la TIR; los cuales constituyen los indicadores de mayor empleo para el análisis de riesgo, y que además permiten, por si solos, una visualización más directa de la rentabilidad de un negocio. Los demás indicadores económicos, en general, son funciones de estos dos, por lo que no se presentan en los resultados.

Una evaluación económica, independientemente de la naturaleza del negocio donde se efectúe, involucra los mismos principios; que, a grandes rasgos, se encaminan a establecer los flujos de caja a lo largo del horizonte económico del proyecto y, con base en ellos, calcular alguno de los indicadores económicos que posibilite la visualización, al llevar a un punto de referencia común los flujos de caja, la conveniencia o no del proyecto o programa.

En el caso del negocio petrolero, los parámetros a considerar para la evaluación de un plan son en esencia los mismos que gobiernan cualquier empresa de gran magnitud; condicionados por la escala y complejidad asociada a las dimensiones y vínculos que posea

el proyecto; con la variante particular de un componente impositivo y de compromiso con el Estado, que acentúa el nivel de los egresos.

La metodología del análisis económico dentro de este trabajo se realizó en forma particularizada para las alternativas de producción del pozo: flujo natural y levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas. En el primer caso, el estudio se dividió en dos partes: una encaminada a la evaluación individual de cada uno de los esquemas de completación, en función de la variación en el ingreso, producto de la aplicación de los diámetros de tubería eductora propuestos, con la finalidad de establecer cuál de estos brinda la mayor rentabilidad al pozo. La otra parte, se dirigió a la comparación de los tres esquemas de completación, en función del VPN, con el objetivo de fijar qué planteamiento, representa la opción más rentable.

El análisis económico, para el caso correspondiente al bombeo por cavidades progresivas se efectuó en tres secciones: la primera encaminada a la determinación de la tasa mínima económica para cada uno de los tres esquemas, la cual hace que el valor de la TIR sea igual a 15%; la segunda dirigida a comparar la rentabilidad de las opciones de diámetro de tubería para cada esquema de completación, en función de la variación en la inversión producto de la diferencia en el precio de las distintas tuberías; para luego incorporar a la comparación factores de tipo técnico asociados a cada diámetro; y la tercera, destinada a comparar los tres esquemas de completación desde el punto de vista de la rentabilidad.

A continuación, se presenta el conjunto de parámetros que se emplearon en este trabajo para la determinación de los indicadores económicos, mencionados anteriormente, a través del programa MAEP.

## **Parámetros Generales Involucrados Para la Determinación del VPN y la TIR.**

Los parámetros aquí presentados, son comunes para el análisis de flujo natural y el análisis de levantamiento artificial, a excepción del horizonte económico.

### **Año base.**

Se tomó como año de referencia para la determinación de los indicadores económicos y para inicio del proyecto, el año 2002 por ser este el año estipulado para la realización de la inversión asociada a la construcción de la localización E-PJ. Para fines de la realización de los cálculos, se tomó el valor de la tasa de cambio y precio de la cesta imperante en ese año. Es conveniente resaltar que la cotización de la moneda empleada por PDVSA no es la misma manera en el mercado cambiario. Para la realización de la evaluación el modelo empleó una tasa de 770 bolívares por dólar mientras que a nivel bancario, para la fecha, se encontraba sobre los 1000 bolívares por dólar. Por otro lado el precio de la cesta para este período correspondió a un valor aproximado de 16 dólares por barril.

### **Horizonte económico**

El horizonte económico es uno de los puntos de mayor importancia para la definición del proyecto o programa. Usualmente el horizonte económico de un proyecto se define en función de la vida útil o depreciación por unidad de producción del activo principal; de forma tal que el límite superior para el período donde se calcularán los flujos de caja no sobrepase el período de inversión más el tiempo de servicio del activo o vida útil. Para el presente trabajo, se tomó este criterio para efectuar la evaluación del levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas. Para el caso del flujo natural se empleó otro criterio, no en función de la vida útil del activo, el cual correspondería a la vida útil del pozo, o la depreciación por unidad de producción; sino a la disponibilidad de la producción mediante el mecanismo de flujo natural, que para este caso, se consideró como el factor limitante para el horizonte económico.

### **Horizonte económico para la evaluación del flujo natural**

Esta parte del trabajo tiene una fuerte vinculación con lo que se trata en la sección de Productividad en Función de la Completación; correspondiente a la determinación de la tasa objetivo, allí se muestra que dadas las condiciones puntuales del Área, la única forma de establecer un relación que permita asociar el comportamiento de la tasa de petróleo respecto al tiempo, es mediante la manipulación de la presión estática como factor vinculado al agotamiento y susceptible de ser tipificado; aunque esto desde el punto de vista académico constituye un artificio puesto que el yacimiento en estudio no es volumétrico.

Para la determinación del horizonte económico, en este caso, la clave fue plantear una respuesta a la siguiente incógnita: de presentarse flujo natural ¿Cuál será su duración? En este aspecto, el factor determinante fue la declinación de las curvas de comportamiento de afluencia de las arenas en función de la presión estática promedio; de forma de hallar el valor de esta última para el cual no se presenta punto de operación y vincularlo al tiempo transcurrido, mediante la producción acumulada; si se asume como año uno, al año de comienzo de la producción, donde la presión estática equivale a la presión actual. A través de esta consideración se asumió el horizonte económico del proyecto, en producción por flujo natural, igual a tres años. Los detalles acerca de la obtención de este valor se muestran en el Anexo F.

### **Horizonte económico para la evaluación del levantamiento artificial**

Para este caso, la elección del horizonte económico fue más simple ya que se ajustó a los criterios expuestos en el manual de políticas contables de capitalización de PDVSA inherentes al activo fijo compuesto, correspondiente al pozo productor a ser perforado. El valor respectivo se tomó igual a 10 años.

### **Fecha de Inicio del Proyecto**

Corresponde a la fecha del año base en que se inicia la producción a ser asociada al proyecto. Para los pozos corresponde al comienzo del año más los días de taladro.

### **Tasa de Descuento**

Se tomó como tasa de descuento, para los flujos de caja, un valor de 10%, ya que este es el manejado por PDVSA. Es conveniente mencionar que a pesar de que este sería el valor que iguala el VPN a cero, PDVSA actualmente exige a las propuestas de inversión, un valor mínimo de TIR igual a 15% y no a la tasa de descuento.

### **Tasa de Cambio.**

Como ya se mencionó, la paridad cambiaria considerada correspondió al escenario de evaluación económica, que en este caso, fue el primer trimestre del año base 2002. Debe puntualizarse la parte del año empleada como base, puesto que aunque la paridad cambiaria aplicada en la industria petrolera no es tan susceptible a las fluctuaciones del mercado cambiario, la fuerte devaluación de la moneda acaecida en el curso del año 2002 provocó que la paridad cambiaria sufriera variaciones en un período de tiempo relativamente corto.

### **Porcentaje de Impuesto Sobre la Renta (% ISLR)**

Este valor corresponde al estimado que debe incluirse en la propuesta por concepto de impuesto sobre la renta. La base de cálculo para la determinación del impuesto sobre la renta que incluye el modelo, para un proyecto de las características del presentado en este trabajo, consiste en la diferencia entre los ingresos totales menos los costos totales donde se incluye el de depreciación. Una vez establecida la renta neta gravable se le aplica la tasa nominal de 67,7% estipulada para el negocio petrolero. Se consideró que el impuesto sobre la renta no aplica si el flujo de caja es negativo.

### **Regalías Crudo y Gas**

Corresponde al tributo que se paga al estado por concepto del derecho de explotación de hidrocarburos. Esta tasa equivale al 16,67% del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos o derivados del gas natural tratado, gas natural enajenado y o utilizado como combustible y azufre producido. La ley actual (enero 2002) establece tasas de impuesto de regalías diferentes para crudo y gas. El modelo MAEP, permite diferenciar estas tasas según sea el caso. Para la gravedad API del crudo de las arenas trabajadas, el cálculo del valor mercantil se realiza con base en el crudo marcador

de regalías correspondiente para gravedades menores a 22 grados API (Lagunillas 15° API). De esta forma se tiene:

$$\text{Valor Mercantil} = 0.945 * \text{precio del crudo marcador} + 0.268 * (\text{Gravedad API}-15)$$

Donde el precio del crudo marcador, es el estipulado para el año al cual se refiere el cálculo. En el caso de este crudo los precios estipulados desde el año 2002 hasta el 2015 van desde 13.30 \$/Bl y 11.85 \$/Bl. en cuanto a la gravedad esta corresponde a la de ambas arenas U1U y U1M y equivale a 20.5° API.

El valor mercantil del gas se calcula en función de su equivalente en barril de crudo de los °API manejados.

### **Aporte Legal a PDVSA**

Corresponde normalmente a un porcentaje del 10% mensual sobre los ingresos netos provenientes del petróleo exportado, en el mes anterior, entregado a PDVSA por la empresa operadora. Este monto es deducible para el cálculo del impuesto sobre la renta. En el caso de que el flujo de caja sea negativo este valor no se aplica. Para fines de este trabajo, dicho valor se tomó como cero debido a que no se tiene estipulada, en forma directa, la exportación de los productos del negocio.

Por otro lado no se consideró valor residual para la determinación de los ingresos, es decir, no se consideró el valor residual que pudiese tener el activo al final del horizonte económico.

### **Escenario de Evaluación.**

Corresponde al escenario de evaluación que se empleó para el cálculo de los indicadores Económicos. En este se incluye el escenario de precios de crudo de gas y la paridad cambiaria. Como ya se mencionó se tomó el escenario correspondiente al primer trimestre del 2002 con una paridad de 770 Bs./\$ y un precio de cesta de 16 \$/Bl.

El escenario de precios de crudo corresponde a los posibles precios que se han calculado por la gerencia corporativa, para los crudos referencia bajo el escenario asumido. Los crudos de referencia con los cuales se determinó el precio para el crudo en este trabajo son el BCF de 17° API y el LEONA de 22° API, cuyos precios estipulados para el primer trimestre del 2002 son 13,51 \$/Bl y 15,76 \$/Bl respectivamente; de tal forma que interpolando linealmente entre estos dos precios se tiene un valor de 15,085 \$/Bl para el crudo de 20,5° API de las arenas estudiadas. El escenario estipula un rango de precios que van desde los calculados para el año 2002 hasta los del año 2015 que son 13,60 \$/Bl para el BCF y el 14,21 \$/Bl para el LEONA. De tal modo, que para cada año se determina el precio del crudo de 20,5° API interpolando entre los precios referencias correspondientes al año en particular.

El escenario de gas corresponde a los precios estipulados para la región del Oriente tanto para venta como para combustible e inyección los cuales para el año 2002 corresponden a 0,45 \$/MMBTU para combustible e inyección y 0,60 \$/MMBTU para la venta. Al igual que para el crudo, se contempla un precio por año.

### **Unidad Evaluadora**

Corresponde a la región, distrito y gerencia de apoyo a la cual pertenece el proyecto. En este caso la región es Oriente, el distrito es San Tome y la gerencia de apoyo o unidad de explotación es Liviano (Asociada al Campo como se muestra adelante). Esta información es bastante obvia, pero importante, ya que permite tomar una serie de datos propios de la unidad evaluadora, cargados en la base de datos del programa, los cuales son necesarios para la realización de los cálculos.

### **Tipo de fluido**

El fluido para este caso es crudo. Esto se especifica a fines del impuesto sobre la renta, ya que de tratarse de gas no asociado el impuesto cambiaría a 34%.

### **Costos de Apoyo y Gestión Corporativo**

Corresponde a los costos asociados a las funciones de apoyo a nivel corporativo. Para este caso este valor se toma como cero, debido a que PetroUCV es un convenio operativo, por lo cual no tiene este tipo de costos de respaldo a otras actividades de la Casa matriz PDVSA.

### **Porcentaje de costo de producción variable**

Se asume en este aspecto, que el costo de producción varía en un 100% en función de la variación de la producción. Esto supone que un incremento en un determinado porcentaje en el volumen de producción, trae como consecuencia un incremento en el mismo porcentaje de los costos de producción.

### **Inversiones No Generadoras**

Estas inversiones de apoyo y mantenimiento de la capacidad de producción las cuales contribuyen de una u otra forma a mantener la continuidad operativa de la empresa, no se consideraron para la evaluación económica realizada en este trabajo, debido a la puntualidad del mismo. Este tipo de inversiones dentro del que se encuentran inversiones sociales y planes ambientales usualmente se asocian a un proyecto en macro y no a un programa específico como la perforación de un pozo.

### **Costo de Reparación y Rehabilitación (RA/RC)**

Generalmente, el costo de producción que se calcula para cada segregación contiene los costos de reparación o rehabilitación de pozos. Este se calcula como el cociente entre el desembolso por RA/RC, en bolívares, entre la producción en barriles. Respecto a la segregación empleada, se explica más adelante.

### **Aspectos Relacionados con el Gas**

A continuación se explican los parámetros inherentes al gas mediante, los cuales, este se involucró en la evaluación económica.

### **Poder calorífico del gas combustible**

Debido a que la comercialización del gas se realiza con base en su poder calorífico por volumen de gas, este factor debe ser tomado en consideración. Para esto se tomó el valor suministrado por defecto el cual es igual a 1000 BTU/PC. Esta variable asume que el gas consumido internamente (en operaciones) debe ser comprado o derivado como parte de los egresos del proyecto.

### **Consumo de gas en operaciones**

Respecto a lo anterior, se asumió un consumo interno del gas equivalente al 5% del volumen producido. Este valor es bastante representativo de las condiciones operativas del Área Mayor de Socororo y en general de los campos de la región Oriental.

### **Poder calorífico del gas producido**

Para esto se considera que el gas producido se vende al precio de su poder calorífico. Para este caso se tomó como 1165 BTU/PC, el cual corresponde a un valor promedio para Oriente.

### **Factor de merma por gas**

Se asume que se pierde un uno por ciento del gas producido, por efectos operativos como transferencias y mermas en plantas de compresión.

### **Financiamiento**

Para fines de este trabajo, no se consideró ningún financiamiento de la inversión. Lo cual no implica que en la realidad esto no pudiese suceder; pero en la información disponible, para el momento de realizar la evaluación, no se tenía contemplado un financiamiento.

### **Parámetros Asociados con el Pozo**

En esta parte se presentan los parámetros puntuales específicos al pozo como proyecto. Dentro dichos parámetros se encuentran la inversión total, la cual varía para cada uno de los

esquemas de completación estudiados y dentro de los esquemas para los distintos diámetros de tubería estudiados. Además se involucran los valores de producción correspondientes y el valor de la RGP, como bases para el cálculo de los ingresos. A continuación, se exponen cada uno de los parámetros.

### **Segregación o campo.**

Corresponde al campo en el cual se efectúa la perforación del pozo. Esta referencia se considera para la determinación de los costos de producción y los costos de RA/RC, ya que la base de datos del programa posee unos valores estadísticos correspondientes a las Regiones Distritos y Unidades de Explotación y Campos, los cuales se asocian a la Unidad de Explotación a través de la segregación que produzcan. Para fines de este trabajo debido a que el Área Mayor de Socororo no figura en la base de datos, se tomó la segregación de su área vecina, Yopales Norte, semejante en lo que a condiciones y tipo de crudo refiere. De esta forma el costo de producción para dicha segregación equivale a 2093 Bs./BN.

### **Actividad**

Esta opción permite considerar un tipo de actividad la cual puede ser: perforación, reparación-rehabilitación, perforación-inyección y reparación-rehabilitación-inyección. Esta selección repercute en la forma del cálculo de la depreciación. Para este caso por tratarse de una actividad de perforación (construcción en general) la depreciación se realiza por unidad de producción y no por línea recta como en el caso de los pozos inyectores.

### **Días de taladro**

En este aspecto se consideran el número de días de taladro que invierten en la actividad de construcción del pozo. Este valor se emplea para la determinación del comienzo de la producción, ya que se asume que esta se inicia una vez finalizados los días de taladro. Cada esquema de completación tiene un determinado número de días, dependiendo del tiempo de duración de las operaciones.

### **Costo del Pozo**

Corresponde al costo del pozo. Esta parte constituye uno de los aspectos fundamentales del trabajo ya que se refiere, para el caso en particular, al valor de la inversión total. Para cada una de las completaciones se construyó un estimado de costos basados en los parámetros que intervienen tanto en la parte de la perforación como la completación; de tal manera que se determinó un valor de inversión base para cada uno de los tres esquemas de completación y posteriormente se sensibilizó este valor final respecto a los diámetros de tubería eductora estudiados. El estimado de costos para la inversión en este trabajo, está de acuerdo al nivel (exigido por PDVSA) que debe poseer un estimado, asociado a una propuesta, para ser sometida a consideración, dentro del presupuesto. Dicho nivel se logra con un estimado de clase dos, el cual se consigue una vez definida al 100% la ingeniería básica del programa. El estimado detallado de costos, para cada uno de los esquemas de completación, se encuentra en el anexo K.

### **Inversiones Asociadas**

En este aspecto se consideran las inversiones relacionadas al pozo, indispensables para su producción, como el método de levantamiento, línea de superficie etc. Este valor se consideró en el costo total del pozo.

### **Grados API de Formación.**

Este valor es esencial para determinar el precio del crudo con el cual se calculan los ingresos (ver escenario de evaluación), como ya se mencionó, ambas arenas poseen la misma gravedad API, por lo cual se tomó su valor único de 20,5° API.

### **Relación Gas Petróleo.**

Este valor corresponde a la RGP empleado para estimar el volumen de gas producido. En este trabajo se tomó la RGP promedio reportada por el programa de análisis nodal para cada una de las tasas de producción evaluadas, con base en los valores de RGP asignados a las arenas U1U y U1M.

### **Producción inicial.**

Este valor representa la tasa inicial sobre la que se estimaron los ingresos. En el caso de la evaluación para flujo natural, dichas tasas corresponden, para los tres esquemas de completación, a cada uno de los nueve escenarios de la matriz y, a su vez, a cada uno de los diámetros de tubería eductora estudiados. Para el caso del levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas, se evaluaron solo dos tasas por esquema de completación: la tasa mínima económica y la tasa objetivo propuesta.

### **Porcentaje Anual de Declinación de la Tasa**

Aunque este ha sido uno de los puntos más discutidos en el presente trabajo; para el caso puntual de la determinación de los indicadores económicos se consideró el porcentaje de declinación anual asignado a la segregación tomada como referencia (Yopales Norte). Este valor permite calcular la merma sufrida en la tasa, respecto a la producción inicial, para cada uno de los años del horizonte económico. Se empleó un valor de 27% anual.

Una vez establecidos los parámetros básicos para la determinación de los indicadores de factibilidad sobre los que se evaluó el proyecto, se procedió a realizar el correspondiente análisis económico.

### **Metodología de Análisis Para flujo Natural.**

Al finalizar el estudio de productividad en función de la completación, se obtuvieron como resultado, para cada esquema propuesto, entre otras cosas, las tasas de producción en flujo natural.

De esta forma, la matriz de escenarios diseñada inicialmente en función de la tasa máxima ideal AOF y del valor de daño asociado a cada potencial, quedó expresada a través de las tasas de petróleo obtenidas en superficie como función de los diámetros de tubería eductora, como se muestra en la Tabla 39.

Dichas tasas representan, para cada esquema de completación, 36 posibilidades de valor de inversión y de costo de producción (cuatro por cada escenario de la matriz) que generan, a

su vez, 36 posibilidades para el VPN y la TIR. Este planteamiento de escenarios se efectuó, como ya se dijo, para cubrir la incertidumbre asociada al valor real de la tasa que producirá el pozo, incertidumbre que repercute en forma directa en la evaluación económica. Retomando lo expuesto en la metodología de Productividad en Función de la Completación, la matriz de escenarios surge como una solución a la imposibilidad de estimar, previamente a la construcción del pozo, los valores de daño como consecuencia de dos de las variables de las cuales este es función, a saber: el espesor de la zona dañada por los fluidos que intervienen en la construcción del pozo, y la permeabilidad de dicha zona respecto a la propia u original de la arena. De este modo se plantearon tres posibilidades para el espesor de la zona alterada y tres posibilidades para la reducción porcentual de la permeabilidad, la combinación tres por tres de estas variables generó una matriz de nueve escenarios de daño lo que derivó en nueve curvas de potencial distintas para el pozo.

**Tabla 39 Matriz genérica de escenarios para tasas en función de la tubería eductora**

$K_s$ $r_s$	40% $K_o$	20% $K_o$	10% $K_o$	Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)
$r_{s1}$	$Q_o$ 1	$Q_o$ 4	$Q_o$ 7	$2 \frac{3}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$2 \frac{7}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$3 \frac{1}{2}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$4 \frac{1}{2}$
$r_{s2}$	$Q_o$ 2	$Q_o$ 5	$Q_o$ 8	$2 \frac{3}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$2 \frac{7}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$3 \frac{1}{2}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$4 \frac{1}{2}$
$r_{s3}$	$Q_o$ 3	$Q_o$ 6	$Q_o$ 9	$2 \frac{3}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$2 \frac{7}{8}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$3 \frac{1}{2}$
	$Q_o$	$Q_o$	$Q_o$	$4 \frac{1}{2}$

De esta forma, como se visualiza en la tabla anterior, cada uno de los escenarios numerados del uno al nueve, origina cuatro posibles tasas de producción de petróleo (las cuales mediante la RGP definen la tasa de gas), una por cada diámetro de tubería. Mediante la matriz anterior, puede generarse una análoga pero con el VPN o la TIR.

En este punto, se presenta el siguiente planteamiento: si se tienen visualizados para un esquema de completación, después de la evaluación económica, 36 posibles valores para un indicador económico como el VPN, asociados a diámetros distintos de tubería eductora ¿Qué criterio puede emplearse a fin de elegir la tubería eductora para completar el pozo? Desde un sentido “común económico”, la respuesta directa podría ser que debe emplearse la tubería eductora con la cual se haya conseguido el VPN o la TIR más altos; sin embargo, la respuesta no es tan directa, ya que por ejemplo: lo que en uno de los nueve escenarios puede presentarse (asociado a una tubería en específico) como el VPN más alto de toda la matriz; en otro escenario, dadas las condiciones de flujo, no se presenta tasa de producción asociada a dicha tubería y por ende no aplica ningún indicador económico. Por otro lado, en forma literal, no se sabe en cual de los escenarios se caerá, ya que para el momento, solo se cuenta con una referencia estadística respecto al valor de daño promedio para el esquema de completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava interno, y a pesar de esto existe incertidumbre debido a que el daño es un hecho futuro asociado a factores como el tiempo de operación; por lo cual la tasa que producirá un pozo siempre va a estar sometida a cierto tipo de incertidumbre.

Adicionalmente pudiera darse el caso, por ejemplo, en que, para un escenario, un diámetro de tubería de 4 ½ pulgadas suministrara un incremento de tasa que se tradujese en un mayor VPN; pero, para otro escenario el incremento en tasa ganado, no haría que este diámetro superase en rentabilidad a uno de 3 ½ pulgadas, el cual, con un menor precio, podría implicar un VPN más alto. En síntesis: es probable que dependiendo del escenario de daño en que se caiga, resulten diámetros distintos, como favorables, desde el punto de vista económico.

Las consideraciones anteriores, llevaron a diseñar un procedimiento bastante sencillo que permite incluir este factor de incertidumbre, a la hora de elegir el diámetro de tubería eductora para un esquema de completación que producirá en flujo natural.

Básicamente, lo que se hizo fue: graficar, en forma de barras, todos los valores de VPN, asociados a un mismo diámetro de tubería, pertenecientes a cada uno de los escenarios de la matriz. De este modo se obtuvo, con cada diámetro, un valor de VPN correspondiente a cada escenario. Posteriormente, se procedió a comparar estos valores con la finalidad de establecer, en primer lugar, el número de casos, por diámetro de tubería, en que se obtuvo un VPN positivo y el número de casos en que se presentó un VPN negativo, o en que por no existir punto de operación, para las condiciones puntuales de la tubería, el VPN no se pudo calcular. El objeto de efectuar esta determinación fue puntualizar los casos favorables o donde se obtendrían ganancias versus los casos que ocasionarían pérdidas; al completar el pozo con un determinado diámetro de tubería.

Es importante mencionar que: aunque en la actualidad, la tasa interna de retorno mínima exigida por PDVSA es 15%, cuando una propuesta de inversión presenta una tasa entre 10% y 15% su aprobación se somete a consideración especial y solo se descarta la misma cuando la TIR es menor a 10%, que es la tasa de descuento. De esta forma, también se consideraron como aceptables, los VPN's positivos con TIR's asociadas menores a 15%. Esto con la finalidad de aumentar el rango de tolerancia para la inclusión de un caso como favorable o al menos aceptable desde el punto de vista económico.

Una vez que se determinaron los casos de VPN, positivos y negativos para cada uno de los cuatro diámetros de tubería estudiados, se procedió a comparar entre si, los casos de VPN correspondientes a distintas tuberías y a definir el o los diámetros para los cuales se presentaron el mayor numero de valores de VPN positivos. De este modo se preseleccionaron las tuberías con mayor número de casos rentables. Posteriormente, se procedió a comparar los valores puntuales de los casos de VPN para las tuberías preseleccionadas con la finalidad de establecer cual de los diámetros de tubería, para los que se presentaron el mayor número de VPN's positivos, poseía los valores más altos.

Lo anterior permite determinar el diámetro de tubería con el cual se consigue la mayor rentabilidad para la completación en flujo natural. Es importante resaltar que el procedimiento aplicado constituye una metodología que puede emplearse para la evaluación de otros pozos, a producirse en flujo natural.

Desde el punto de vista metodológico, si se tiene una completación en la cual el porcentaje más grande de los escenarios de la matriz (5 de 9) presentan valores de VPN negativos, o no se pueden calcular por ausencia de tasa con la mayoría de los diámetros de tubería estudiados, debe descartarse la consideración del flujo natural y emplearse un método de levantamiento artificial. Así mismo si alguno de los escenarios no presenta punto de operación para ningún diámetro de tubería, debe descartarse el flujo natural y aplicarse un método de levantamiento artificial. Ninguna de las alternativas, antes planteadas, se presentó en este trabajo.

El procedimiento descrito para la determinación del diámetro de tubería más rentable, se aplicó a todos de los esquemas de completación propuestos y los resultados se muestran en el capítulo asignado a este propósito

Ya definido el diámetro de tubería adecuado para cada esquema, se procedió a establecer cual de las tres opciones de completación estudiadas para la localización E-PJ, bajo flujo natural, representa la mayor rentabilidad. Para ello, el procedimiento consistió en comparar los valores asociados al escenario N°5 para cada uno de los esquemas de completación. La elección de este escenario se hizo debido a su carácter medio, pero bien pudo haberse tomado otro escenario como base para la comparación, ya que todos se comportan igual desde el punto de vista cualitativo; es decir, el comportamiento observado, en cuanto a la rentabilidad, al confrontar los escenarios N° 5 de los tres esquemas, será el mismo que se tendrá si se cotejan, por ejemplo, los escenarios N° 3 o N° 9.

Esta comparación permitió determinar cual de los esquemas de completación resulta más conveniente desde el punto de vista económico y de alguna u otra forma jerarquizar las opciones en función de su rentabilidad.

### **Metodología de Análisis Para Levantamiento Artificial (BCP)**

En este aspecto conviene recordar la sección correspondiente a la tasa objetivo, presente en la metodología de Productividad en Función de la Completación, donde se muestra que un paso necesario para la búsqueda de una tasa objetivo con la cual seleccionar la bomba, es establecer de antemano una tasa límite inferior o tasa mínima. Esto se hace, como ya se ha mencionado, en función de un valor de tasa inicial con el cual se obtenga un valor de TIR igual a 15%.

El procedimiento para ello consistió en, habiendo definido previamente los parámetros necesarios, realizar un proceso iterativo hasta conseguir la tasa que aproximara en forma más cercana, por exceso, la TIR a un valor de 15%. Esto se llevó a cabo para cada uno de los esquemas de completación, con los tres valores de diámetro considerados para el caso de levantamiento artificial a saber:  $2\frac{7}{8}$  pulgadas  $3\frac{1}{2}$  pulgadas y  $4\frac{1}{2}$  pulgadas; ya que, como se sabe, el precio de la tubería es proporcional al diámetro de la misma. Debe recordarse que todo el estudio correspondiente a levantamiento artificial, incluyendo la evaluación económica, se realizó con base en el escenario N°9; ya que este representa las condiciones más exigentes para la bomba.

La segunda parte del análisis económico para el bombeo de cavidades progresivas consistió en comparar la diferencia existente entre los VPN's de las tuberías seleccionadas (en función de la preselección de las bombas) sobre la base de un análisis efectuado sobre la misma tasa objetivo (mismo ingreso) e inversiones distintas. Dicha comparación buscó determinar la magnitud de la diferencia que origina en el VPN, el precio de la tubería eductora, y sopesar frente a la disminución resultante en el VPN cuando se emplea una tubería de mayor costo, sin con ello incrementar la tasa, los beneficios técnicos que puede acarrear el uso de un mayor diámetro de tubería. Esto se hizo para complementar el criterio técnico empleado para la selección de la tubería eductora, para el caso de levantamiento artificial, con un componente económico. La evaluación efectuada permitió afianzar la elección realizada, la cual se muestra en los resultados.

La parte final de la evaluación económica, consistió en la comparación del VPN obtenido con la tasa objetivo definida para cada uno de los esquemas estudiados, a fin de fijar cual de las tres completaciones ofrece la mayor rentabilidad para la Localización E-PJ.

## **RESULTADOS**

En secciones anteriores se han desarrollado, los fundamentos teóricos necesarios para la elaboración del presente trabajo y forma correcta de realizarlo. Una vez establecidas todas las premisas y efectuadas las simulaciones, se obtienen una cantidad considerable de resultados los cuales, aparentemente, no poseen una relación evidente. En el trabajo aquí desarrollado existen dos tipos de resultados: los primeros, constituyen los datos necesarios para el diseño de los esquemas de completación y los segundos representan la concreción de en los diseños definitivos.

Para crear la relación o vínculo entre los resultados, es necesario presentarlos en secciones. Con base en lo anterior, los resultados se dividieron en dos: resultados preliminares y esquemas de completación.

Los resultados preliminares corresponden a los detalles necesarios para realizar el diseño de los esquemas de completación. Tales como: el cañoneo a emplearse, longitudes de fractura, características de la tubería de producción entre otros.

La segunda sección de los resultados es relacionada a los esquemas de completación; en dicha sección se presentan los diseños técnica y económicamente sustentados, por los resultados preliminares. En esta sección se unifican todos los resultados: productivos, mecánicos y económicos, permitiendo así generar los esquemas de completación.

Un desarrollo convencional en el cual se expongan todos los resultados y luego los análisis de forma aislada, complicaría, en gran manera, la comprensión de los mismos. En busca de facilitar la interpretación de los resultados, se presentan grupos de ellos e inmediatamente se analizan.

## **RESULTADOS PRELIMINARES**

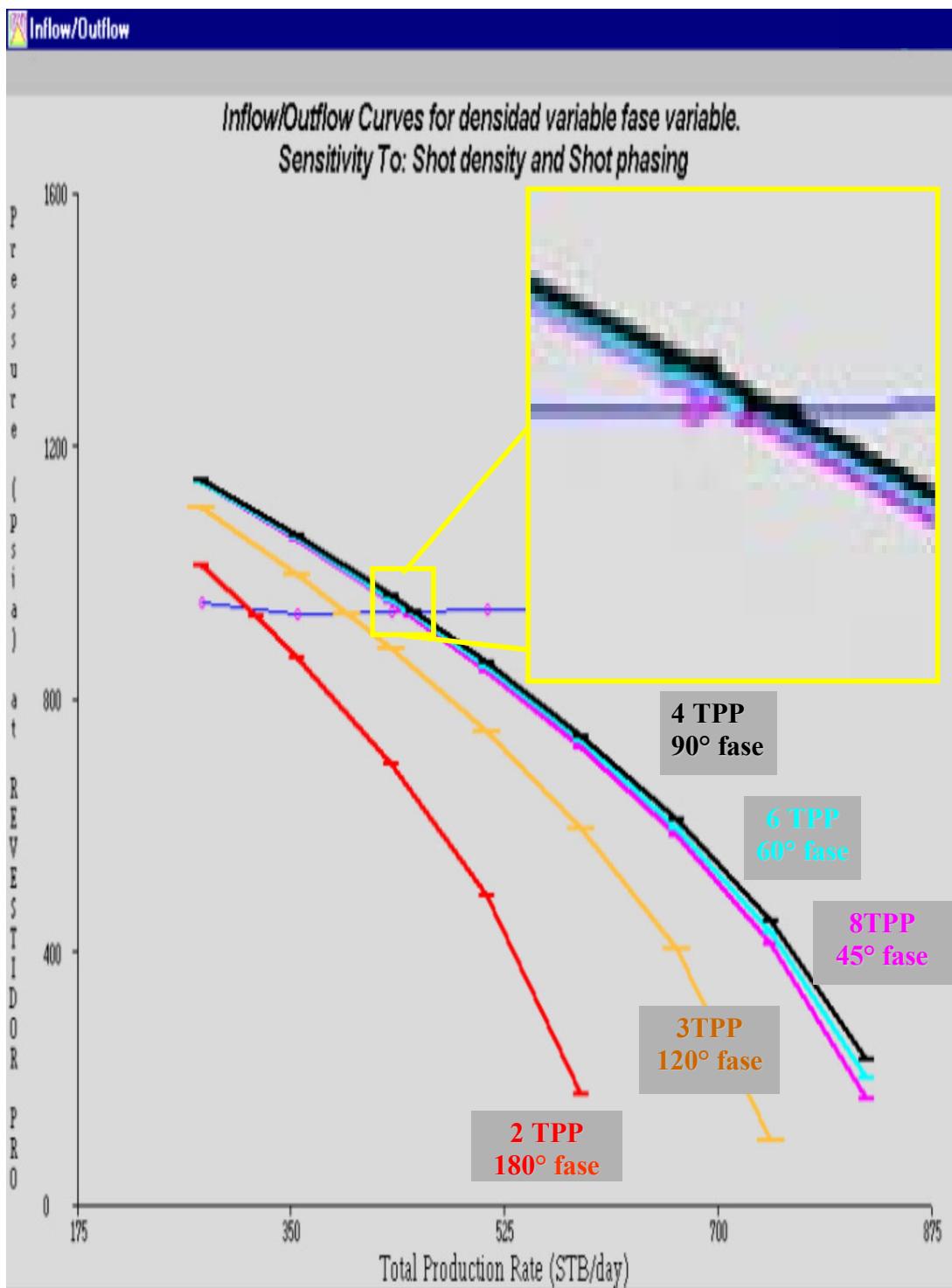
### **Cañoneo**

En la sección de productividad en función de la completación se mostró que el potencial de un pozo depende de las características de los elementos que intervienen en su completación, de esta manera, los procedimientos y elementos que se apliquen a un determinado esquema deben dirigirse a la maximización de la capacidad productiva del pozo, lo cual se refleja directamente en la curva de comportamiento de afluencia IPR. Sobre esta curva intervienen una serie de parámetros, de los cuales, parte son influenciables en forma directa por las operaciones de construcción del pozo. Dos de los esquemas de completación planteados (Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno y Frac Pack Hoyo Revestido) presentan un elemento característico que juega un papel esencial en su desempeño. Dicho elemento es el cañoneo. El cañoneo fue considerado en forma independiente para ambos esquemas, debido a que en cada uno responde a requerimientos particulares.

La sensibilidad que se observa en la Figura 71 corresponde a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno para el escenario número cinco de la matriz. La tubería empleada corresponde a la configurada inicial suministrada al programa (2% pulgadas). En esta figura puede observarse como la tasa más alta la proporciona una combinación de 4 perforaciones por pie a una fase de 90°. Seguida por una densidad de 6 perforaciones por pie con una fase de 60°.

Esto llevó a elegir, para realizar las simulaciones, con miras a obtener las tasas, una densidad de 4 perforaciones por pie y una fase de 90°. Esta configuración favorece el potencial de las curvas y por ende las tasas obtenidas. Los valores conseguidos se deben al modelo seleccionado para la realización de los cálculos, el cual es un modelo tridimensional; esto explica como una densidad de cuatro perforaciones por pie puede resultar más productiva que una densidad de seis perforaciones por pie e inclusive de ocho, cuando la densidad se distribuye uniformemente respecto a los 360° de la circunferencia que representa el perímetro del revestimiento.

Lo anterior se explica en detalle en la sección de la metodología correspondiente a productividad en función de la completación.

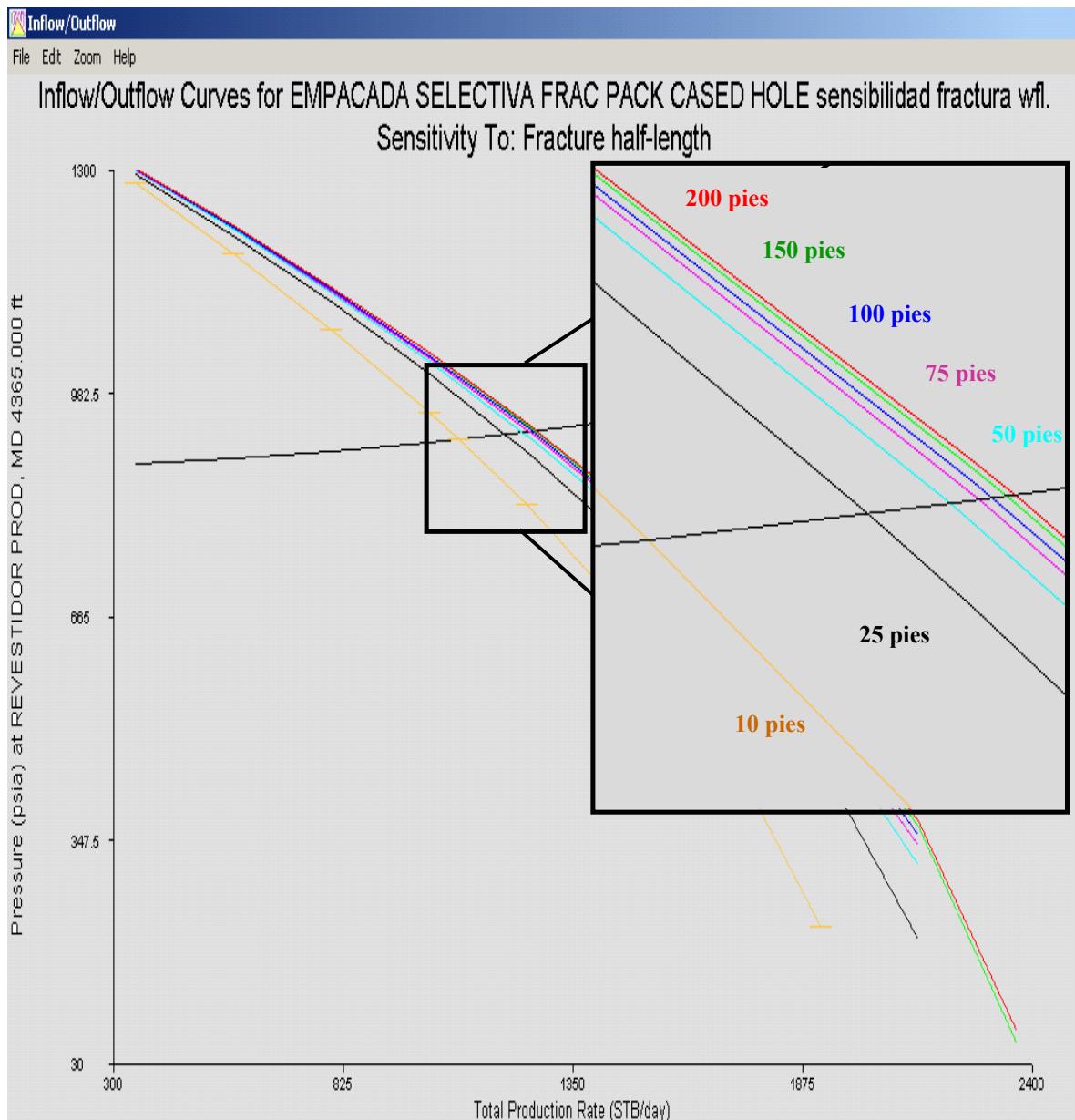


**Figura 71 Sensibilidad a la fase y densidad de disparo**

Para el caso de la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido la densidad y fase de cañoneo seleccionadas corresponden a 8 por pie con una separación entre las cargas de 45°, lo cual como se explicó en la metodología responde a la necesidad de aproximar las perforaciones a la perpendicularidad con el plano de mínimo esfuerzo horizontal, cuando no se conoce con exactitud la geomecánica. Esto se explica porque a menor separación entre las cargas existe una mayor probabilidad de que algunas de ellas intercepten en su totalidad la dirección buscada. Adicionalmente, en el caso de no darse la intercepción la separación tomada entre las cargas minimiza el flujo anular, con lo cual se garantiza la adecuada propagación de la fractura sin el riesgo de un “Frac Screen-out” prematuro.

### **Longitud de la Fractura.**

Referente a este punto la sensibilidad efectuada permitió establecer que para las condiciones propuestas, la longitud media de fractura que resulta adecuada está entre 75 y 25 pies. Esto se evidencia en la siguiente figura.



**Figura 72 Sensibilidad a la longitud media de la fractura**

Esta sensibilidad se realizó con base en el escenario N° 5, empleando una tubería de referencia para la obtención de las tasas, de 2% pulgadas. Los cambios marcados en la productividad se presentan para longitudes entre 75 pies y 10 pies, ubicándose el punto medio en 25 pies. Para la realización de los cálculos se empleó un valor de 75 pies, ya que este valor representaría la longitud “óptima”. Puede visualizarse en la figura que por encima de este valor, los incrementos en la tasa de producción son mínimos en comparación con los incrementos en la longitud de la fractura.

### **Matriz de Escenarios para el Potencial del Pozo**

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios para la obtención de la curva de comportamiento de afluencia del pozo, entre los cuales se encuentran aquellos que intervienen en la formación del daño, se definieron los valores de AOF para cada uno de los nueve escenarios planteados por cada esquema de completación, en función de los valores de permeabilidad de la zona invadida y el espesor de la misma. De este modo se presentan por separado las matrices correspondientes a las dos arenas estudiadas U1U y U1M, con sus correspondientes valores de daño. Así se tienen seis matrices dos por esquema de completación.

Lo primero que se visualiza al analizar en modo particular las tablas asociadas a cualquiera de los esquemas, es que la arena U1M presenta un potencial mayor que la U1U, independientemente de los valores de daño. Si se estudian las tablas para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, se tiene que aunque la arena U1U presenta un mayor valor absoluto de daño, siendo este negativo, debido a una mayor conductividad adimensional; las tasas máximas AOF son menores que las de la U1M. Esto se explica porque el valor de permeabilidad absoluta de esta última es mayor.

La otra observación que surge del examen individual de los pares de tablas asociados a los esquemas Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava y Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, es que las variaciones más acentuadas en cuanto a los valores de daño y AOF, se presentan entre los escenarios que se encuentran en columnas diferentes, es decir en los escenarios que poseen distintos valores de permeabilidad para la zona invadida. Esto

indica que: de las dos variables sobre las cuales se construye la matriz ( $r_s$  y  $K_s$ ) la que más influye sobre el potencial del pozo es la permeabilidad de la zona invadida por los fluidos empleados en la construcción del pozo. Lo anterior sugiere que el valor de  $r_s$ , por si mismo, no posee una incidencia decisiva en cuanto al daño; en otras palabras, el espesor de la zona invadida parece ser de una importancia secundaria frente al efecto puntual, o forma como los fluidos que invaden la formación interactúan con ella.

Por otro lado, al comparar las matrices correspondientes a dichos esquemas se tiene que: a pesar de que los valores de invasión obtenidos para el Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava son mayores que los de la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, los valores de daño en esta última son mayores, aun cuando en la ampliación del hoyo se elimina parte de la zona invadida. Esto explica por la componente de daño aportada por el cañoneo. Es importante recordar que bajo la consideración efectuada, de la ausencia de túnel para el cañoneo, y dadas las características de configuración de la carga, el disparo no sobrepasa la zona invadida. Esto sugiere que para el caso de arenas no consolidadas, con las condiciones asumidas, el cañoneo no es favorable, desde el punto de vista estrictamente productivo. Lo anterior corresponde con lo encontrado en la literatura al respecto.

Al involucrar en la comparación el esquema “Frac Pack” Hoyo Revestido se tiene que a diferencia de los dos anteriores, este no presenta variaciones drásticas, en cuanto a los valores de daño y AOF, en escenarios que poseen valores distintos de  $K_s$ . Por el contrario, la variación más acentuada se presenta en los escenarios a los cuales les corresponden valores distintos de invasión en la cara de la fractura. Lo anterior se debe a que en la estructura de las ecuaciones que modelan el daño en la fractura, el valor del espesor de invasión en la cara de la misma tiene un mayor peso que el valor de la permeabilidad de esta zona.

Finalmente se tiene que el potencial del pozo se ve favorecido por la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, seguida por la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.

**Tabla 40 Matriz de escenarios. Arena U1U Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava**

<b>K<sub>s</sub> (mD)</b> <b>r<sub>s</sub> (pulg)</b>	66,4	33,2	16,6	Tiempo de exposición (h)
19,5	<b>1</b> S = 4,2 AOF = 260BN/D	<b>4</b> S = 9,9 AOF = 172BN/D	<b>7</b> S = 21,3 AOF = 103BN/D	<b>133</b>
21,8	<b>2</b> S = 4,4 AOF = 256BN/D	<b>5</b> S = 10,3 AOF = 168BN/D	<b>8</b> S = 22,1 AOF = 100BN/D	<b>166</b>
24	<b>3</b> S = 6,6 AOF = 215BN/D	<b>6</b> S = 14,7 AOF = 134BN/D	<b>9</b> S = 23 AOF = 97 BN/D	<b>199</b>

**Tabla 41 Matriz de escenarios. Arena U1M completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

<b>K<sub>s</sub> (mD)</b>	204	102	51	<b>Tiempo de exposición (h)</b>
<b>r<sub>s</sub> (Pulg)</b>				
<b>19,5</b>	<b>1</b> S = 4,2 AOF = 1072BN/D	<b>4</b> S = 9,9 AOF = 713BN/D	<b>7</b> S = 21,3 AOF = 427BN/D	<b>133</b>
<b>21,8</b>	<b>2</b> S = 4,4 AOF = 1058BN/D	<b>5</b> S = 10,3 AOF = 696BN/D	<b>8</b> S = 22,1 AOF = 414BN/D	<b>166</b>
<b>24</b>	<b>3</b> S = 6,6 AOF = 888BN/D	<b>6</b> S = 14,7 AOF = 555BN/D	<b>9</b> S = 23 AOF = 403BN/D	<b>199</b>

**Tabla 42 Matriz de escenarios. Arena U1U completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

<b>K<sub>s</sub> (mD)</b>	66,4	33,2	16,6	<b>Tiempo de exposición (h)</b>
<b>r<sub>s</sub> (pulg)</b>				
22,84	<b>1</b> S = 2,2 AOF = 333BN/D	<b>4</b> S = 6 AOF = 232BN/D	<b>7</b> S = 13,5 AOF = 141BN/D	<b>211</b>
26	<b>2</b> S = 2,4 AOF = 329BN/D	<b>5</b> S = 6,4 AOF = 229BN/D	<b>8</b> S = 14,4 AOF = 137BN/D	<b>264</b>
28	<b>3</b> S = 2,5 AOF = 324BN/D	<b>6</b> S = 6,6 AOF = 221BN/D	<b>9</b> S = 15 AOF = 135BN/D	<b>316</b>

**Tabla 43 Matriz de escenarios. Arena U1M completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

<b>K<sub>s</sub> (mD)</b>	204	102	51	<b>Tiempo de exposición (h)</b>
<b>r<sub>s</sub> (Pulg)</b>				
<b>22,8</b>	<b>1</b> S = 2,2  AOF = 1386BN/D	<b>4</b> S = 6  AOF = 967BN/D	<b>7</b> S = 13,5  AOF = 595BN/D	<b>211</b>
<b>26</b>	<b>2</b> S = 2,4  AOF = 1363BN/D	<b>5</b> S = 6,4  AOF = 950BN/D	<b>8</b> S = 14,4  AOF = 569BN/D	<b>264</b>
<b>28</b>	<b>3</b> S = 2,5  AOF = 1347BN/D	<b>4</b> S = 6,6  AOF = 918BN/D	<b>9</b> S = 15  AOF = 561BN/D	<b>316</b>

**Tabla 44 Matriz de escenarios. Arena U1U completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

$K_s$ (mD)	66,4	33,2	16,6	Tiempo de exposición (h)
$b_a$ (pies)	1 S = -1,677 AOF = 573BN/D	4 S = -1,675 AOF = 572BN/D	7 S = -1,66 AOF = 556BN/D	133
1,62	2 S = -1,67 AOF = 563BN/D	5 S = -1,67 AOF = 562BN/D	8 S = -1,665 AOF = 560BN/D	166
1,81	3 S = -1,64 AOF = 545BN/D	6 S = -1,65 AOF = 540BN/D	9 S = -1,64 AOF = 524BN/D	199
2				

**Tabla 45 Matriz de Escenarios. Arena U1M Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

$K_s$ (mD) $b_a$ (pies)	204	102	51	Tiempo de exposición (h)
1,62	1 S = -0,51 AOF = 1947BN/D	4 S = -0,479 AOF = 1923BN/D	7 S = -0,43 AOF = 1870BN/D	133
1,81	2 S = -0,505 AOF = 1946BN/D	5 S = -0,478 AOF = 1916BN/D	8 S = -0,425 AOF = 1851BN/D	166
2	3 S = -0,49 AOF = 1921BN/D	6 S = -0,477 AOF = 1913BN/D	9 S = 0,41 AOF = 1830BN/D	199

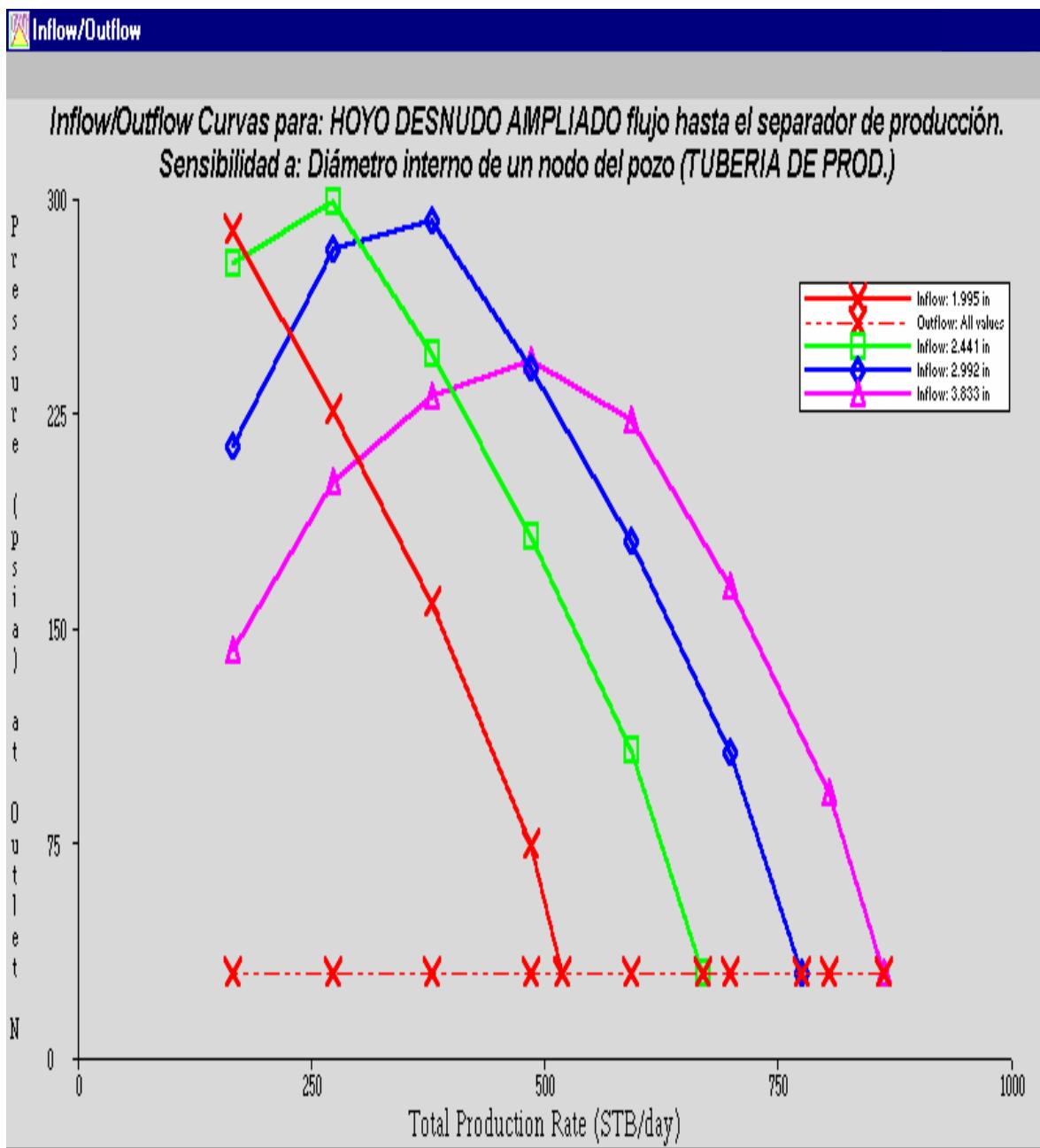
### **Tasas por Flujo Natural**

Una vez se estableció la base para efectuar el análisis nodal se procedió a verificar la existencia de flujo natural, tomando como nodo de salida la entrada al múltiple de separación. De esta forma, para la presión asumida en ese nodo, en efecto se presentó punto de operación con todas las tuberías. Para esta simulación se empleó como referencia el escenario N° 5 correspondiente al esquema Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.

En la Figura 73 la línea roja punteada representa la curva de comportamiento de tubería, es decir esta curva corresponde a la línea de superficie, las líneas curvas continuas representan a las curvas de afluencia, en otras palabras, corresponden al comportamiento del potencial involucrando al yacimiento y al comportamiento del flujo en la tubería eductora. Lo anterior se debe a que el nodo solución se encuentra ubicado en el cabezal del pozo por lo tanto, todo lo que se encuentra aguas arriba de este punto se representa como oferta o afluencia y lo que se encuentra aguas abajo, como demanda. Puede observarse que en la línea de superficie las pérdidas de presión son despreciables, debido a la relación gas petróleo manejada y a la viscosidad del crudo. La presión asumida, como se menciona en la metodología, en la entrada al múltiple de separación es de 30 Lppc.

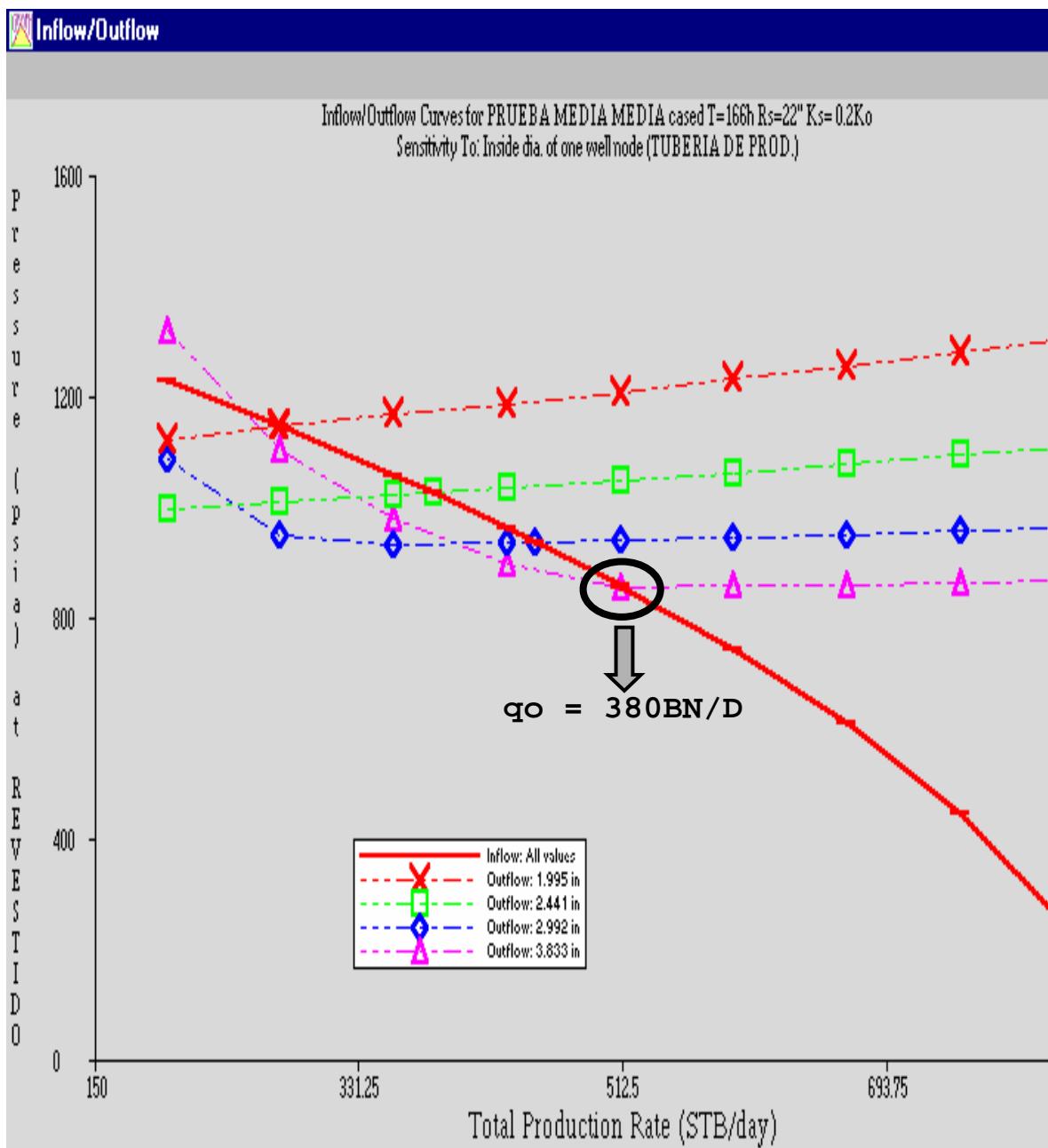
Una vez se verificó la existencia de flujo natural, se procedió a determinar las tasas aportadas por los cuatro diámetros de tubería estudiados para cada uno de los nueve escenarios planteados por esquema de completación. De este modo la curva de afluencia propia de cada escenario, se cotejó con las curvas de comportamiento de tubería asociadas a cada uno de los diámetros, a fin de establecer la existencia de punto de operación. Para la búsqueda del punto de operación, como se menciona en la metodología, se tomó como nodo solución el revestidor de producción a nivel del intervalo productor y como nodo de salida el cabezal del pozo, con una presión de 180 Lppc.

A continuación se presentan como muestra, las curvas correspondientes al escenario N°5 para cada uno de los esquemas de completación estudiados. Las demás tasas se muestran en las tablas anexas.



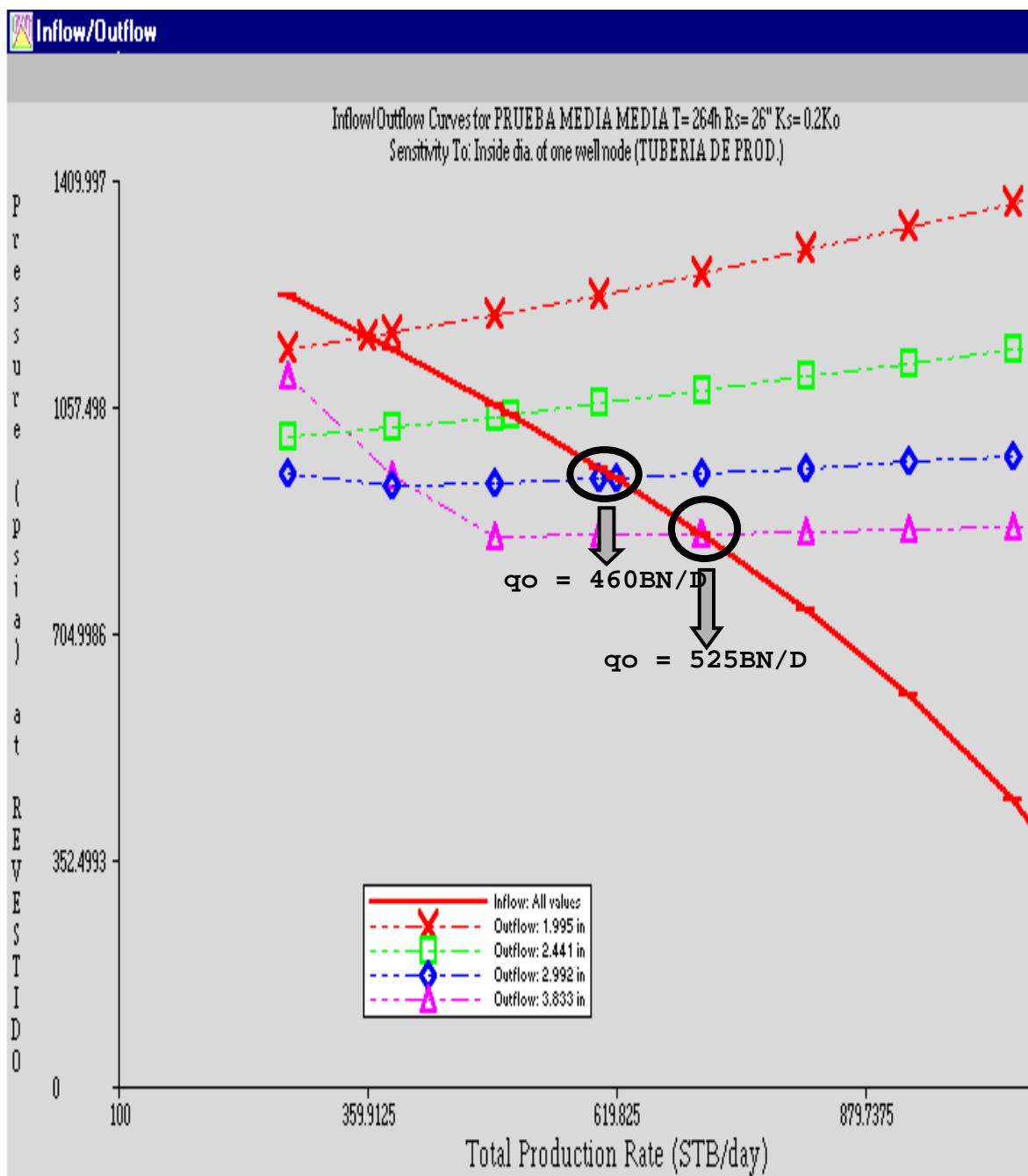
Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stable
30.000	518.135	385.661	132.474	0.206	25.567	534.986	Stable
30.000	668.096	497.930	170.166	0.267	25.470	535.706	Stable
30.000	775.143	578.065	197.078	0.310	25.425	536.044	Stable
30.000	863.286	644.035	219.251	0.345	25.397	536.247	Stable

Figura 73 Prueba de flujo natural hasta el múltiple de separación



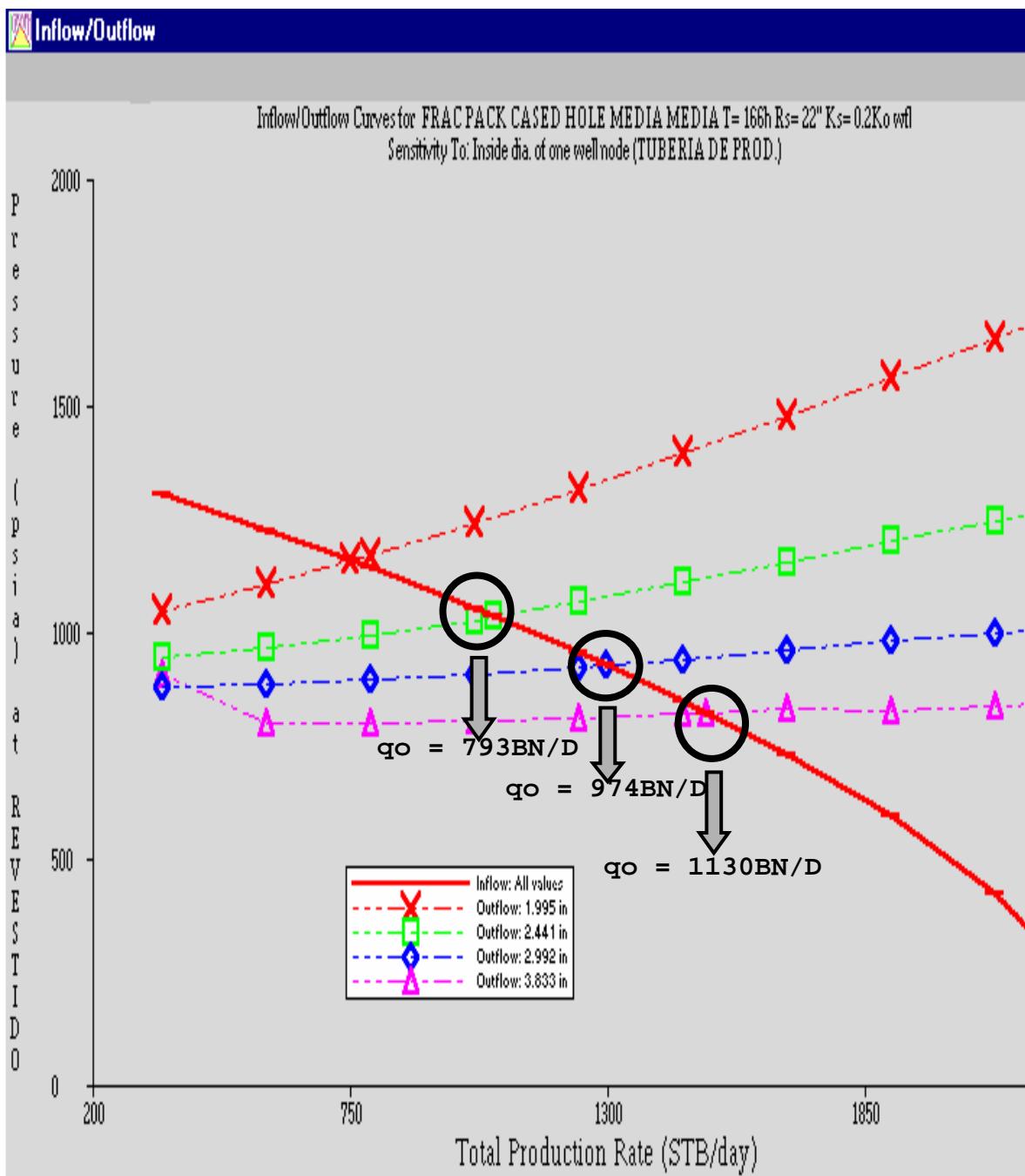
Operating Pressure (psi)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stable
1148.301	275.599	204.731	70.867	0.109	25.714	533.897	Stable
1026.326	381.267	283.878	97.389	0.152	25.543	535.165	Stable
937.704	451.701	336.626	115.074	0.180	25.476	535.666	Stable
857.303	510.917	380.969	129.948	0.204	25.434	535.973	Stable

**Figura 74 Oferta demanda. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**



Operating Pressure (psi)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stable
1167.031	358.848	266.349	92.499	0.142	25.777	533.429	Stable
1045.184	507.470	377.634	129.836	0.202	25.585	534.856	Stable
946.513	617.573	460.065	157.508	0.246	25.504	535.454	Stable
861.478	705.118	525.599	179.519	0.282	25.459	535.787	Stable

**Figura 75 Oferta demanda. Completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**



Operating Pressure (psia)	Liquid Rate (STB/day)	Oil Rate (STB/day)	Water Rate (STB/day)	Gas Rate (MMSCF/day)	Water Cut (per cent)	GOR (SCF/STB)	Stable
1159.654	747.214	560.425	186.789	0.302	24.998	539.180	Stable
1035.212	1054.963	793.455	261.508	0.429	24.768	540.710	Stable
928.937	1294.160	974.551	319.609	0.528	24.696	541.379	Stable
823.709	1509.490	1137.562	371.928	0.616	24.639	541.791	Stable

**Figura 76 Oferta demanda. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

En las tres figuras anteriores se muestran específicamente las curvas de oferta y demanda. Se tiene que la curva de oferta corresponde al escenario en específico y las curvas de demanda a cada una de las tuberías estudiadas. En la Figura 74, perteneciente a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, se tiene que la mayor tasa de petróleo la proporciona la tubería de 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas con 380 BN/D.

Para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, se tiene de igual manera que la mayor tasa de crudo se obtiene con la tubería de 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas y equivale a 525 BN/D. Es conveniente notar que para este caso aun con la tubería de 3  $\frac{1}{2}$  pulgadas se consigue una tasa mayor que la tasa más alta conseguida en la completación anterior con una tubería de mayor diámetro.

La Figura 76 correspondiente a la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, se observan las tasas más altas; en este caso se tiene que aun con la tubería de 2 $\frac{7}{8}$  pulgadas se consiguen tasas que superan a las máximas obtenidas en las otras dos completaciones con tuberías de 3  $\frac{1}{2}$  pulgadas y 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas.

Al estudiar individualmente cada una de las figuras anteriores se tiene que las mayores tasas se presentan para la tubería de 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas seguidas en modo decreciente por las tuberías de menor diámetro. Esto se presenta, para el escenario en particular, ya que las pérdidas de presión por fricción son inversamente proporcionales al diámetro de la tubería y el rango de tasas manejadas por las tuberías no ocasiona efectos de deslizamiento.

Los resultados de esta parte del estudio se muestran en las siguientes tablas donde se presentan las tasas asociadas a cada uno de los nueve escenarios planteados por esquema.

**Tabla 46 Matriz de escenarios para tasa en función de la tubería eductora. Completación Hoyo  
Revestido con Empaque de Grava Interno**

<b>K<sub>s</sub></b> <b>r<sub>s</sub></b>	<b>40% K</b>	<b>20% K</b>	<b>10% K</b>	<b>Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)</b>
<b>r<sub>s1</sub></b>	q <sub>o</sub> = 284 BN/D 1	q <sub>o</sub> = 208 BN/D 4	q <sub>o</sub> = 141 BN/D 7	$2 \frac{3}{8}$
	q <sub>o</sub> = 408 BN/D	q <sub>o</sub> = 290 BN/D	q <sub>o</sub> = 183 BN/D	$2 \frac{7}{8}$
	q <sub>o</sub> = 504 BN/D	q <sub>o</sub> = 344 BN/D	q <sub>o</sub> = 202 BN/D	$3 \frac{1}{2}$
	q <sub>o</sub> = 580 BN/D	q <sub>o</sub> = 390 BN/D	q <sub>o</sub> = N/A	$4 \frac{1}{2}$
<b>r<sub>s2</sub></b>	q <sub>o</sub> = 281 BN/D 2	q <sub>o</sub> = 205 BN/D 5	q <sub>o</sub> = 172 BN/D 8	$2 \frac{3}{8}$
	q <sub>o</sub> = 403 BN/D	q <sub>o</sub> = 284 BN/D	q <sub>o</sub> = 178 BN/D	$2 \frac{7}{8}$
	q <sub>o</sub> = 499 BN/D	q <sub>o</sub> = 337 BN/D	q <sub>o</sub> = 189 BN/D	$3 \frac{1}{2}$
	q <sub>o</sub> = 573 BN/D	q <sub>o</sub> = 381 BN/D	q <sub>o</sub> = N/A	$4 \frac{1}{2}$
<b>r<sub>s3</sub></b>	q <sub>o</sub> = 247 BN/D 3	q <sub>o</sub> = 172 BN/D 6	q <sub>o</sub> = 135 BN/D 9	$2 \frac{3}{8}$
	q <sub>o</sub> = 350 BN/D	q <sub>o</sub> = 232 BN/D	q <sub>o</sub> = 174 BN/D	$2 \frac{7}{8}$
	q <sub>o</sub> = 424 BN/D	q <sub>o</sub> = 270 BN/D	q <sub>o</sub> = 166 BN/D	$3 \frac{1}{2}$
	q <sub>o</sub> = 483 BN/D	q <sub>o</sub> = N/A	q <sub>o</sub> = N/A	$4 \frac{1}{2}$

**Tabla 47 Matriz de escenarios para tasa en función de la tubería eductora. Completación Hoyo Abierto con Empaque de Grava**

<b>K<sub>s</sub></b> <b>r<sub>s</sub></b>	<b>40% K</b>	<b>20% K</b>	<b>10% K</b>	<b>Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)</b>
<b>r<sub>s1</sub></b>	q <sub>o</sub> = 438 BN/D 1	q <sub>o</sub> = 334 BN/D 4	q <sub>o</sub> = 227 BN/D 7	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 584 BN/D	q <sub>o</sub> = 420 BN/D	q <sub>o</sub> = 271 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 683 BN/D	q <sub>o</sub> = 476 BN/D	q <sub>o</sub> = 300 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 782 BN/D	q <sub>o</sub> = 538 BN/D	q <sub>o</sub> = 334 BN/D	<b>4 1/2</b>
<b>r<sub>s2</sub></b>	q <sub>o</sub> = 341 BN/D 2	q <sub>o</sub> = 266 BN/D 5	q <sub>o</sub> = 224 BN/D 8	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 498 BN/D	q <sub>o</sub> = 371 BN/D	q <sub>o</sub> = 267 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 636 BN/D	q <sub>o</sub> = 460 BN/D	q <sub>o</sub> = 296 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 742 BN/D	q <sub>o</sub> = 526 BN/D	q <sub>o</sub> = 329 BN/D	<b>4 1/2</b>
<b>r<sub>s3</sub></b>	q <sub>o</sub> = 338 BN/D 3	q <sub>o</sub> = 261 BN/D 6	q <sub>o</sub> = 180 BN/D 9	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 492 BN/D	q <sub>o</sub> = 325 BN/D	q <sub>o</sub> = 245 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 626 BN/D	q <sub>o</sub> = 453 BN/D	q <sub>o</sub> = 286 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 730 BN/D	q <sub>o</sub> = 517 BN/D	q <sub>o</sub> = 278 BN/D	<b>4 1/2</b>

**Tabla 48 Matriz de escenarios para tasas en función de la tubería eductora. Completación “Frac Pack”  
Hoyo Revestido**

<b>Ks ba</b>	<b>40% K</b>	<b>20% K</b>	<b>10% K</b>	<b>Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)</b>
<b>b<sub>a1</sub></b>	q <sub>o</sub> = 574 BN/D <b>1</b>	q <sub>o</sub> = 566 BN/D <b>4</b>	q <sub>o</sub> = 563 BN/D <b>7</b>	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 803 BN/D	q <sub>o</sub> = 797 BN/D	q <sub>o</sub> = 798 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 990 BN/D	q <sub>o</sub> = 980 BN/D	q <sub>o</sub> = 968 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 1157 BN/D	q <sub>o</sub> = 1142 BN/D	q <sub>o</sub> = 1125 BN/D	<b>4 1/2</b>
<b>b<sub>a2</sub></b>	q <sub>o</sub> = 564 BN/D <b>2</b>	q <sub>o</sub> = 560 BN/D <b>5</b>	q <sub>o</sub> = 553 BN/D <b>8</b>	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 800 BN/D	q <sub>o</sub> = 793 BN/D	q <sub>o</sub> = 780 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 987 BN/D	q <sub>o</sub> = 975 BN/D	q <sub>o</sub> = 954 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 1155 BN/D	q <sub>o</sub> = 1138 BN/D	q <sub>o</sub> = 1113 BN/D	<b>4 1/2</b>
<b>b<sub>a3</sub></b>	q <sub>o</sub> = 554 BN/D <b>3</b>	q <sub>o</sub> = 553 BN/D <b>6</b>	q <sub>o</sub> = 535 BN/D <b>9</b>	<b>2 3/8</b>
	q <sub>o</sub> = 792 BN/D	q <sub>o</sub> = 783 BN/D	q <sub>o</sub> = 755 BN/D	<b>2 7/8</b>
	q <sub>o</sub> = 974 BN/D	q <sub>o</sub> = 965 BN/D	q <sub>o</sub> = 924 BN/D	<b>3 1/2</b>
	q <sub>o</sub> = 1136 BN/D	q <sub>o</sub> = 1126 BN/D	q <sub>o</sub> = 1077 BN/D	<b>4 1/2</b>

La Tabla 46 corresponde a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno. Esta completación presenta un comportamiento, respecto a las tasas, en el cual estas incrementan en la medida que lo hace el diámetro de la tubería de producción; es decir, los valores más altos se presentan con la tubería de 4 ½ pulgadas, para los escenarios que van desde el N°1 hasta el N°5. A partir de este escenario, hasta el N°9 se mantiene la tendencia en cuanto a que las tasas aumentan con el diámetro de la tubería, pero solo hasta la de 3 ½ pulgadas de diámetro, ya que para la tubería de 4 ½ pulgadas no se presenta tasa, al no existir punto de operación. Esto se debe a que, por debajo de cierto valor, las tasas manejadas son tan bajas, para este diámetro de tubería, que originan un aumento en el gradiente de presión causado por los efectos del deslizamiento de la fase líquida. Esto sugiere que la tubería eductora conveniente para la completación de un pozo depende del rango de tasas que este pueda proporcionar, es decir de su potencial.

La Tabla 47 correspondiente a la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, presenta un comportamiento en el cual las tasas más altas se generan para los mayores diámetros de tubería eductora. Esto se da en todos los escenarios, a excepción del N° 9, donde la tasa que se obtiene para la tubería de 4 ½ pulgadas es menor que la conseguida con la tubería de 3 ½ pulgadas. Si se compara, a este respecto, esta completación con la anterior, se tiene que, aproximadamente, para tasas inferiores a los 280 BN/D comienza a incrementarse el gradiente de presión por los efectos del deslizamiento.

Si se analiza la Tabla 48 perteneciente a la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido se evidencia que las variaciones obtenidas, para un mismo diámetro de tubería, de un escenario a otro son mucho menores a las que se presentan en los otros dos esquemas. Lo anterior indica que este tipo de completación muestra poca sensibilidad respecto a las variaciones en el espesor de invasión en la cara de la fractura y en la permeabilidad de dicha zona; para los rangos aquí planteados. Esto concuerda con lo presentado en la literatura.

### **Determinación de las Tasas Objetivo para la Selección de las Bombas.**

Como se explica en la metodología, determinación de la tasa objetivo, cuando se va a aplicar el método de bombeo por cavidades progresivas en la completación de un pozo, condiciona la selección de la tubería eductora. El primer paso que se dió al respecto fue la determinación de las tasas mínimas económicas para cada uno de los esquemas de completación con los correspondientes diámetros de tubería de producción estudiados. De este modo se presentan en la siguiente tabla, las tasas de producción empleadas como límite inferior de referencia para la selección de la tasa objetivo. Puede visualizarse que las tasas más altas se requieren para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido seguida por la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno.

La primera figura corresponde a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno. Allí la mayor tasa, considerando el límite económico, que puede mantenerse constante para más curvas IPR sensibilizadas respecto a la presión estática, equivale a 350 barriles totales líquidos, estos representan aproximadamente, dado el corte de agua, 262BN/D; lo que iguala la tasa mínima económica. De este modo, la tasa que se considera puede mantenerse constante desde la presión actual estimada (1447 Lppc) hasta una presión de (1247 Lppc). Según el modelo de declinación considerado en función del recobro, esta última presión se aproxima a la estimada al final del horizonte económico, que para el recobro asumido, aplicando esta completación es de (1165 Lppc).

En la otra figura, puede visualizarse que la tasa objetivo seleccionada para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava puede manejarse desde la presión actual estimada, hasta una presión de (1147 Lppc); muy similar a la prevista para el final del horizonte económico, que para el caso de esta completación es de (1135 Lppc). Para el caso, la tasa líquida que se maneja equivale a 300 BN/D de petróleo, lo que representa 50 BN/D más que la tasa mínima económica.

En el caso de la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, se tiene que la tasa objetivo que se elige no es la máxima que impone el nivel de presión de fondo sino que esta se condicionó por la capacidad de manejo de fluido de las bombas. De este modo, la tasa

elegida fue la máxima tasa líquida que manejaban las bombas en estudio, considerando la relación gas líquido. De este modo se tiene una tasa máxima de 600 barriles de líquido que equivalen a 500 BN/D de crudo. Dicha tasa puede mantenerse constante desde la presión actual estimada (1447Lppc) hasta una presión de (847 Lppc); cuando la presión que se estimó al final del horizonte económico, para el recobro por yacimiento asociado a esta completación, es de (1079 Lppc). Lo anterior significa que esta tasa líquida puede lograrse durante todo el horizonte económico.

**Tabla 49 Tasa Mínima de Producción para obtener una TIR de 15%**

**Tasa Interna de Retorno (TIR)  $\geq 15\%$**

**Revestido Empacado**

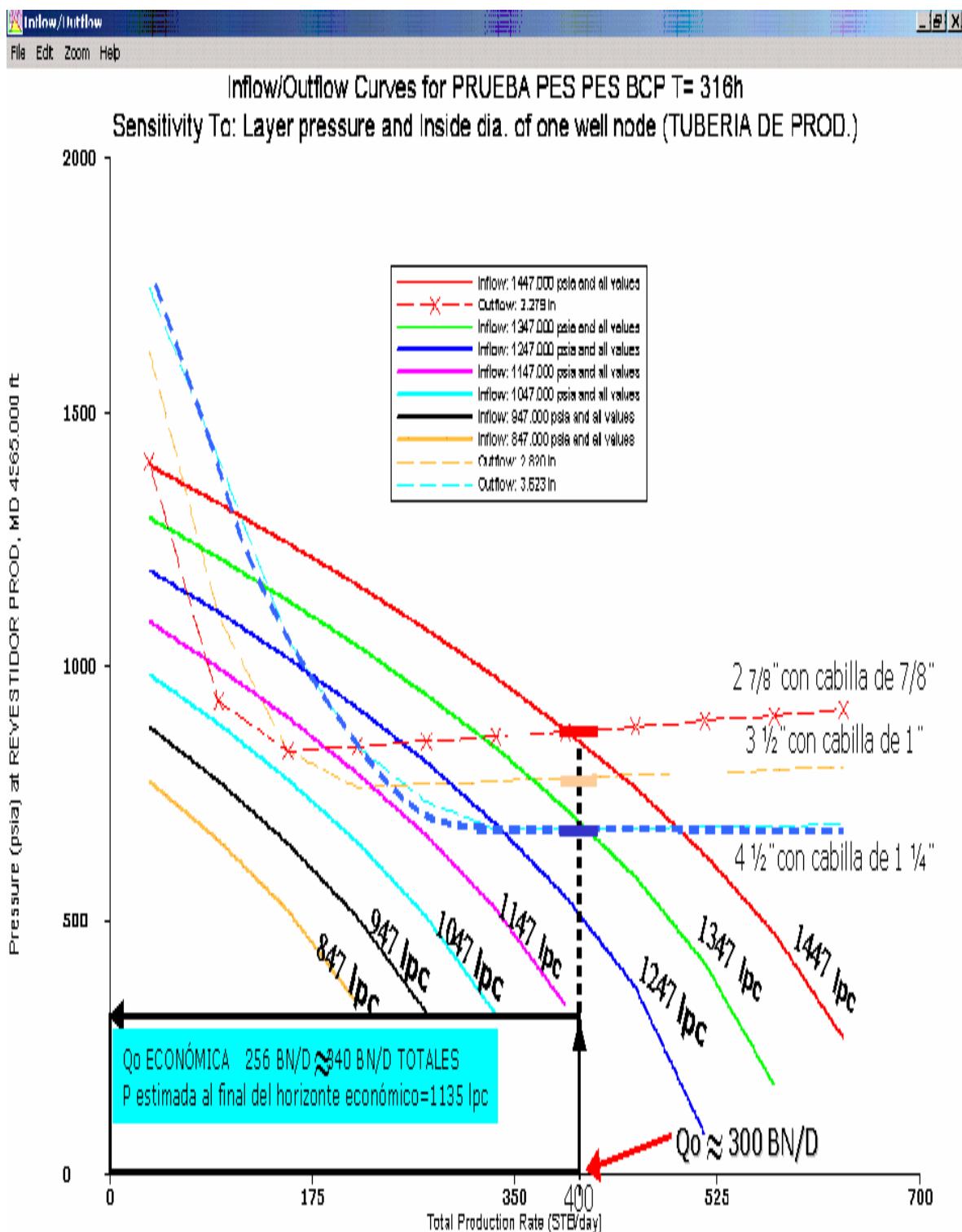
<b>Tubería (pul)</b>	<b>qomin (BN/DIA)</b>
<b>2 7/8"</b>	<b>257</b>
<b>3 1/2"</b>	<b>258</b>
<b>4 1/2"</b>	<b>262</b>

**Hoyo Ampliado**

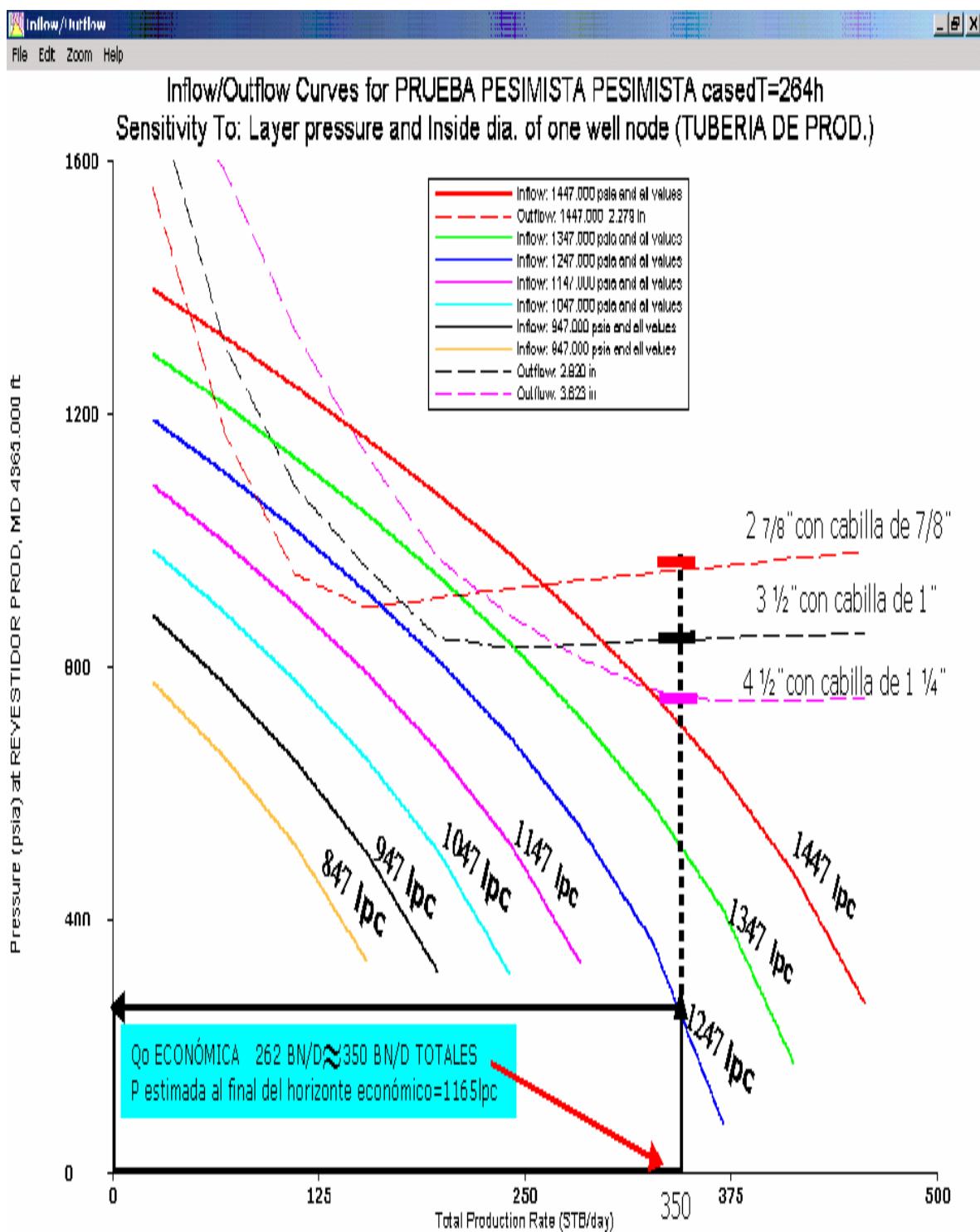
<b>Tubería (pul)</b>	<b>qomin (BN/DIA)</b>
<b>2 7/8"</b>	<b>253</b>
<b>3 1/2"</b>	<b>254</b>
<b>4 1/2"</b>	<b>256</b>

**Frac-Pack**

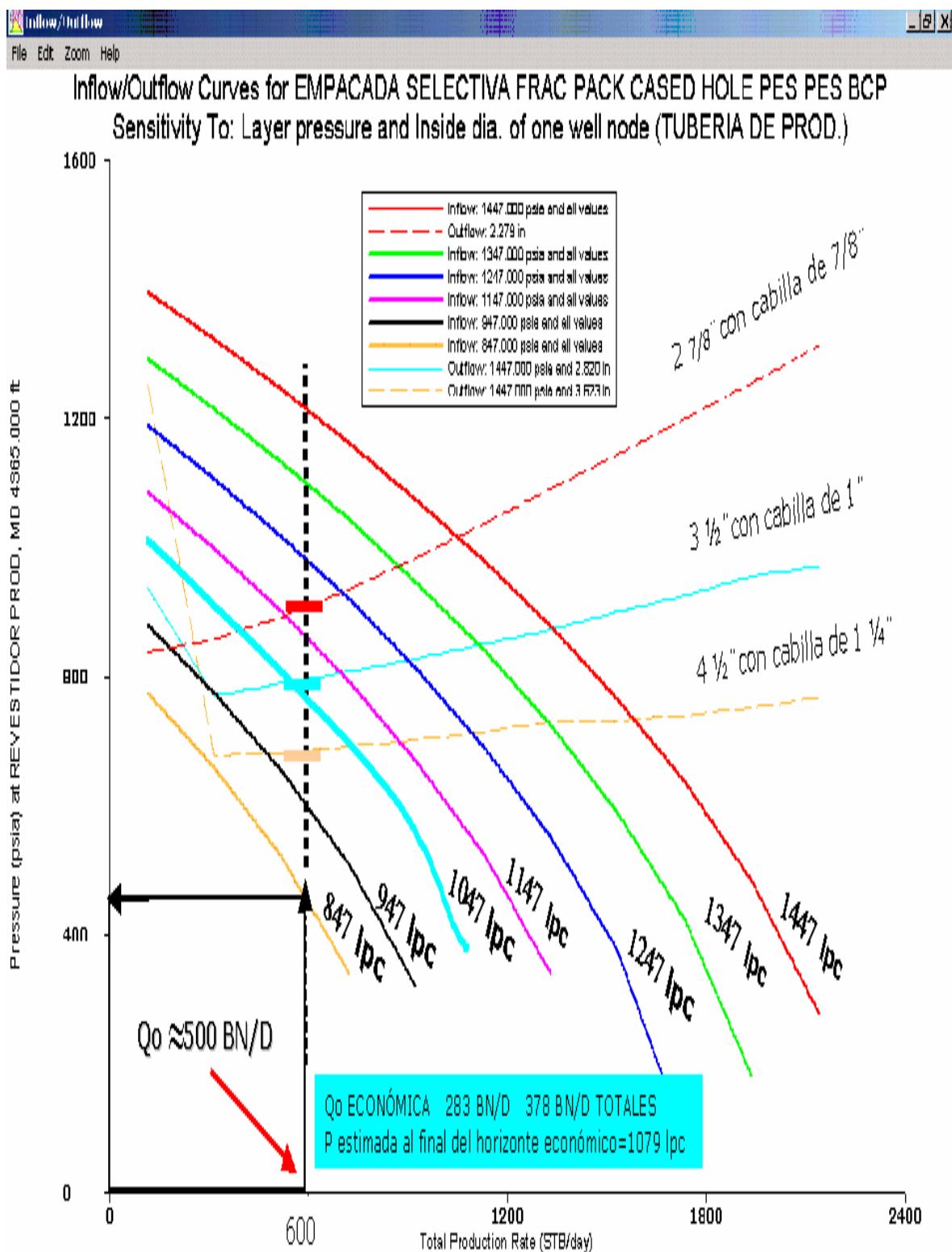
<b>Tubería (pul)</b>	<b>qomin (BN/DIA)</b>
<b>2 7/8"</b>	<b>280</b>
<b>3 1/2"</b>	<b>281</b>
<b>4 1/2"</b>	<b>283</b>



**Figura 77 Declinación de la Curva de Afluencia. Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**



**Figura 78 Declinación de la Curva de Afluencia. Completación Hoyo ampliado con Empaque de Grava Interno**



**Figura 79 Declinación de la Curva de Afluencia. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

### **Bombeo por cavidades progresivas**

Basadas en las consideraciones anteriores, se seleccionaron las tasas de producción que deben ser desplazadas por las bombas de cavidades progresivas para cada esquema de completación. Considerando estas tasas, la aplicación operacional BCPI-WIN, preseleccionó un gran número de bombas, estas se presentan en el anexo G. Dichas tablas indican todas las bombas de cavidades progresivas que están en capacidad de desplazar el caudal o tasa que se consideró como objetivo. El criterio de selección indica que es necesario verificar y determinar el desplazamiento lateral que producirá cada una de las bombas, seleccionando como aplicables a las que produzcan un movimiento lateral menor al diámetro Drift de las tuberías en estudio.

Los diámetros DRIFT son:

- 1,901" para la tubería de 2 3/8"
- 2,347" para la tubería de 2 7/8"
- 2,867" para la tubería de 3 ½"
- 3,833" para la tubería de 4 ½"

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Esta completación, mostró una tasa objetivo de 262BN/DIA de petróleo para una presión estática de 1247lppc. En total se preseleccionaron 39 bombas, de las cuales solo 2 son capaces de ser acopladas a las tuberías en estudio. Es importante resaltar que el resultado principal no lo generan las bombas preseleccionadas sino la selección de tubería que se realiza en función de dichas bombas.

Como se mencionó solo dos de ellas pueden ajustarse a las tuberías en estudio estas corresponden a:

- BAKER modelo 450-D-2300: Esta bomba posee un desplazamiento lateral o paso de 3,083".
- GEREMIA modelo 28.40-2100: Con un desplazamiento lateral de 3,749".

Ambas pueden ser completadas en tuberías de 4 ½". Descartando de esta manera el uso de las demás tuberías para este tipo de completación con la tasa que se desea producir.

### **Hoyo Ampliado con Empaque de Grava**

Basados en el criterio de selección para bombas de cavidades progresivas, para una tasa de petróleo de 300BN/DIA y una presión estática de 1147lppc, se obtuvieron de 43 a 45 bombas de las cuales se consideraron solo tres bombas acoplables. Estas son:

- ROBBINS MYERS modelo 33-H-580: Con paso de 2,830"
- BAKER modelo 450-D-2300: Con un paso de 3,794"
- GEREMIA 28.40-2100: Con un paso de 3,749".

Lo anterior implica que en esta completación pueden emplearse tanto tuberías de 3 ½" como de 4 ½" de diámetro, quedando descartadas las de 2 7/8" y 2 3/8".

Si se completa con tubería de 3 ½" debe emplearse la bomba ROBBINS MYERS modelo 33-H-580. Si se desea completar con tubería de 4 ½" pueden emplearse cualquiera de las dos bombas restantes.

### **“FRAC PACK” Hoyo Revestido**

Para esta completación se desea producir 500BN/DIA con una presión estática de 847lppc, para ello se preseleccionaron 39 modelos de bombas que están en capacidad de desplazar el volumen total de fluidos, y a su vez vencer las pérdidas por fricción alcanzando una presión de superficie de 120lppc. De estas 39 solo cuatro cumplen con el criterio, siendo estas:

- ROBBINS MYERS modelo 33-H-580: Con paso de 2,830".
- ROBBINS MYERS modelo 25-H-950: Con paso de 3,083".
- GEREMIA modelo 28.40-2100: Con paso de 3,749".
- GEREMIA modelo 20.40-2100: Con paso de 3,748".

Estas dan cabida al uso de las tuberías de 4 ½" y 3 ½". Si se desea completar el pozo con tubería de 3 ½" debe emplearse la bomba ROBBINS MYERS modelo 33-H-580. Si por el contrario se desea completar con tubería de 4 ½" puede emplearse cualquiera de las bombas seleccionadas.

En este trabajo no se decide cual es la bomba que ofrece el mejor comportamiento para determinado diámetro de tubería. Esto correspondería a un estudio de producción más detallado y específico, el cual no está previsto en este trabajo.

Lo que forma parte de este trabajo, es la selección de los diámetros de tubería a emplear en el sistema de levantamiento por bombeo de cavidades progresivas. Realizando un análisis cualitativo del número de bombas que son ajustables a cada tubería, parecería conveniente la que posea mayor número de opciones, en cuanto a bombas aplicables, ya que hay mayores posibilidades de seleccionar una que ofrezca mejores beneficios, adicionalmente las tuberías de mayor diámetro, como se verá en la sección de análisis mecánico, producen menor pandeo favoreciendo el comportamiento de las cabillas y en consecuencia aumentando el período productivo de los pozos.

Es interesante apreciar que cada tipo de completación, permite operar la bomba a una presión estática diferente. Esto se debe al efecto que produce el tipo de completación sobre una sección del yacimiento aledaña al pozo. La completación tipo Frac Pack genera la menor presión a la cual debe emplearse un método de levantamiento artificial; dando como consecuencia un mayor intervalo de presión en el cual el pozo produce naturalmente. Indirectamente, el hecho podría apreciarse como un aumento en el tiempo de flujo natural, pero esto estará supeditado a la estrategia de producción que se diseñe para el Área y para el pozo en específico.

## **ANÁLISIS MECÁNICO**

Como se muestra en la metodología, esta sección se desarrolla basada en diferentes simulaciones. Con estas simulaciones se desea establecer, inicialmente, si la tubería de producción está en condiciones de soportar las cargas generadas por los diferentes eventos. De forma secundaria, pero no menos importante, determinar los parámetros operativos de asentamiento; entre ellos: peso sobre la tubería, movimiento generado y longitud pandeada. Todo esto en busca de concluir cual es el esquema de completación más favorable, desde el punto de vista mecánico. No obstante, este trabajo no se limita a generar un esquema único de completación para Socororo; es necesario verificar cuales diseños soportan las cargas creadas como consecuencia de los eventos desarrollados a lo largo de la vida del pozo, de manera tal que PetroUCV posea un abanico de posibilidades técnicas para aplicar en el Área.

Debido al gran número de simulaciones y sensibilizaciones dadas, un desarrollo convencional de todos los resultados y luego un análisis de los mismos dificultaría en gran medida tanto la exposición como la compresión de estos. De manera tal que se ilustrarán los resultados por medio de tablas o gráficos, para ser analizados inmediatamente. Se generará una sección que fuse los resultados con el análisis de los mismos de forma consecutiva, es decir, se presenta un grupo de resultados para luego analizarlos; seguidamente, se presenta otro grupo de resultados y luego se analizan, y así sucesivamente.

El orden de los resultados será algo diferente al expuesto por la metodología, de manera tal que genere una concatenación o secuencia lógica entre las secciones del trabajo de tesis.

El desarrollo de esta sección se realizará por esquemas de completación, comenzando con los pozos a los que no se les tome núcleos que posean revestimiento de  $5 \frac{1}{2}''$  o desde otro punto de vista, para los pozos existentes en el Área. Lo que sí se mantendrá igual es que inicialmente se analizarán los pozos en condición productiva y luego los pozos a fracturar.

### **Simulación del pozo bajo condiciones de producción**

Como se mencionó en el párrafo anterior, se realizará el análisis por diseño de pozo. Se dará inicio con los pozos que por una u otra razón se completen con revestimientos de producción de  $5 \frac{1}{2}$ ", que pueden ser tanto pozos nuevos como pozos ya existentes a rehabilitar. Tratará de realizarse un análisis sencillo y secuencial de manera que sea fácilmente comprensible.

### **Pozos con revestimientos de producción de $5 \frac{1}{2}$ "**

La metodología se divide principalmente en dos secciones, permitiendo movimiento en la empacadura y sin movimiento en la misma. Desde un punto de vista estricto el esquema de los resultados será diferente al empleado en la metodología, debido a que se analizará un tipo de completación a la vez y se obtendrán conclusiones de ese tipo de completación. No obstante las partes que compondrán cada estudio serán las mismas desarrolladas en la metodología. Una primera sección en la que se permite el movimiento de la tubería y luego otra que en no se permite el movimiento.

### **Permitiendo movimiento en la tubería**

En la metodología se muestran 5 secciones de análisis: fuerza resultante sobre la empacadura, análisis de movimiento de tubería, fuerza en la tubería, factores de diseño y límites de diseño; muchas de ellas no muestran algo realmente significativo que conlleve a una conclusión reveladora referente a los esquemas de completación. La fuerza sobre la empacadura y en la tubería, no representa parámetros concluyentes cuando el tubular está en capacidad de desplazarse. Referente a los factores de diseño y límites de diseño, muestran el nivel de seguridad de la tubería para cada condición diseñada, sin embargo para no generar resultados repetitivos no se expondrán en la sección de: permitiendo movimiento; los límites y factores de diseño poseerán mayor significado cuando la tubería está incapacitada de moverse. En consecuencia en esta sección se mostrará y estudiará: el análisis de movimiento de tubería, para cada una de las condiciones diseñadas, con todos los diámetros de tubería planteados.

El análisis de movimiento está representado por un desplazamiento parcial debido a los efectos, explicados en el marco teórico y metodología, siendo el movimiento total la suma algebraica de cada efecto. Si el total es mayor a cero, positivo, entonces la tubería se alarga; si por el contrario es menor a cero, negativo, se acorta o reduce la longitud original de la tubería.

Como se ha mencionado, la localización E-PJ se empleó como modelo para este estudio, esta posee revestimiento de producción de 7". Adicionalmente existe la posibilidad de completar pozos con revestimientos de producción de 5 ½" para los que no esté previsto toma de información por medio de núcleos. Es por ello que se realizaron simulaciones con revestimiento de 5 ½" con tuberías de 2 ¾" y 2 ⅜". Se darán inicio a los resultados con esta última.

**Tabla 50 Análisis de movimiento. Tubería de 2 ¾" revestimiento de 5 ½"**

<b>Movement Summary Tubería de 2 ¾" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Condición inicial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Producción por ½ año	0,20	0,00	0,06	0,79	1,05	0,00
Anular vacío	-0,06	-0,05	-0,17	0,80	0,53	1062
Cierre de producción	0,09	0,00	0,06	0,00	0,14	0,00
Prueba de tubería	0,82	0,00	-0,49	0,00	0,33	0,00

Una vista macro de la tabla anterior, muestra un alargamiento en la tubería desde 0,14 pies o 1,68" hasta 1,05 pies o 12,6". Los movimientos se analizarán por cargas. La condición inicial, como se mencionó en la metodología, no generará movimiento al menos que se le imponga alguna carga mecánica en superficie. Esta condición representa el estado inicial del pozo luego de ser completado. En la etapa de: Permitiendo movimiento, debido a que la tubería se asienta con guaya, no se generará cambio en la longitud de la misma.

La producción por medio año, será la condición que genere la mayor variación en la longitud de la tubería. Si se analiza efecto por efecto, será más sencillo comprender porqué. El primer efecto es el pistón o “Hooke's Law”; este está asociado con la capacidad elástica del material que conforma la tubería y la fuerza que genera la variación de presiones dentro y fuera de la misma, al nivel de la empacadura. Para esta carga se asume una presión de cabezal de 180lppc lo que genera una presión interna al nivel de la empacadura menor a la presión hidrostática que produce la columna de agua fresca encerrada en el espacio anular. En consecuencia la fuerza resultante es negativa o de tensión lo cual produce un alargamiento en la tubería.

El segundo efecto analizado es la variación de longitud generada por el pandeo. Una forma rápida para visualizar cuando no existe variación de longitud por este efecto, consiste en ver inicialmente si el efecto pistón aumenta o disminuye la longitud original de la tubería, debido a que el alargamiento de la misma no produce pandeo. Es decir si el efecto pistón es positivo entonces la variación por pandeo es igual a cero. Esto se debe a lo expuesto en el marco teórico; si la fuerza de pandeo es menor o igual a cero entonces la longitud por efecto pandeo es igual a cero. Si se desea ver desde un punto de vista práctico, no puede pandearse algo que se va alargando, siempre y cuando no se restrinja su capacidad de expandirse.

El efecto balón produce una variación en la longitud de la tubería, debido a la variación en la presión interna y externa. Sí la variación en la longitud es positiva, se forma el llamado balón inverso o aplastamiento de la tubería que indica un alargamiento debido a que la presión externa es mayor a la interna. Sí por el contrario la variación de la longitud es negativa se produce un acortamiento de la tubería, como consecuencia de una presión externa menor a la interna.

El efecto térmico es un de los más problemáticos en la mayoría de los pozos y en mayor grado si son profundos o presentan operaciones como inyección de vapor. En este caso en particular se trata de un pozo somero; pero de igual forma en las operaciones de producción este efecto será el que genere mayor contribución debido a que el movimiento de fluidos

genera calor sobre la tubería. Si el fluido produce un aumento en la temperatura la tubería se dilata y en consecuencia se expande.

La condición de producción generará el mayor movimiento debido a que todas las contribuciones parciales son positivas; en consecuencia la tubería se alargará 12,6 pulgadas o 1,05 pies

La carga siguiente la genera la condición de anular vacío; en esta se desea simular la condición de producción generada al aplicar algún método de levantamiento artificial, como bombeo mecánico o bombeo por cavidades progresivas, en el cual el espacio anular se halla vacío, de ahí su nombre. El efecto pistón genera un acortamiento en la tubería, en consecuencia la presión interna es mayor a la externa, esto es obvio debido a que el espacio anular carece de fluido.

Al carecer el espacio anular de fluidos, se genera una fuerza de pandeo menor a cero, produciéndose un acortamiento en la tubería y en consecuencia pandeándose como resultado de este efecto. Debido a la ausencia de fluidos, la presión dentro de la tubería es la única existente, por lo que se origina el efecto balón normal o abombamiento de la tubería. El efecto temperatura se incrementa en comparación a la condición de producción, debido a la falta de fluido en el espacio anular, que facilitaría las pérdidas de calor, disminuyendo de esta manera la temperatura en la tubería. En consecuencia, temperaturas mayores en la tubería representan una dilatación mayor. La magnitud de este efecto para esta condición es capaz de opacar los otros efectos juntos; a pesar de que la mayoría de ellos producen acortamientos, el calor dilata la tubería y finalmente se produce un alargamiento mayor a la suma de los otros efectos. La expansión total de la tubería es igual a 0,53 pies o 6,36”.

El cierre de producción, trata de simular lo que ocurriría en caso de que fuese necesario, por circunstancias mecánicas o gerenciales, cerrar el pozo por determinado período de tiempo. En el efecto pistón se emplea un razonamiento análogo al aplicado en la condición de producción por medio año donde la presión anular es mayor a la presión interna; en

consecuencia se produce un alargamiento o expansión de la tubería. La fuerza de pandeo no produce variación en la longitud de la tubería. El efecto balón produce un alargamiento, debido al aplastamiento de la tubería por acción de la presión externa. El desplazamiento por efecto temperatura es cero, debido a la carencia de movimiento de fluidos dentro de la tubería, evitándose la variación de temperatura comparativamente con la condición inicial.

La prueba de tubería se emplea operacionalmente para examinar la integridad entre las conexiones de la tubería e identificar la presencia de fugas. Al igual que la condición anterior no se generará movimiento por el efecto temperatura ni por pandeo. Las únicas contribuciones son las aportadas por el efecto pistón y balón. El mayor aporte lo genera el efecto pistón que produce un alargamiento; seguido del efecto balón que genera un acortamiento. Como resultado se produce un alargamiento total de 0,33 pies o 3,96”.

Los análisis de movimiento generado para cada carga y tubería, son similares a los explicados anteriormente. En consecuencia no se realizará un análisis de cargas para cada tubería. Es decir, no se realizará un análisis detallado de cada efecto considerando, cual presión es mayor o por que se acorta o alarga. Simplemente se efectuará una comparación macro entre las tuberías determinando de esta manera, qué diámetro de tubería debe emplearse para determinado diámetro de revestidor o cuál tubería debe usarse en cierta operación. Luego del análisis de movimiento se llevará a cabo un estudio en el cual la tubería no está en capacidad de moverse, teniendo especial cuidado en el nivel de pandeo generado en la misma y verificar que esta no se desasiente, como resultado de las fuerzas generadas por las condiciones diseñadas o esperadas para el pozo.

**Tabla 51 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Condición inicial	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Producción por ½ año	0,07	0,00	0,08	0,79	0,94	0,00
Anular vacío	0,16	-0,01	-0,18	0,80	0,77	679
Cierre de producción	0,09	0,00	0,06	0,00	0,14	0,00
Prueba de tubería	0,88	0,00	-0,53	0,00	0,35	0,00

Si se compara el comportamiento de ambas tuberías, para todas las condiciones, la de 2 7/8" presenta menor movimiento de tubería. Menores movimientos de tubería producen menores esfuerzos para la empacadura, lo que debe considerarse ya que la completación final del pozo empleará una empacadura que no permite movimiento. Adicionalmente la longitud de pandeo de la tubería de 2 3/8" esta cercana al doble de la de 2 7/8". La mayoría de los pozos del Área Mayor de Socororo presentan sistema de levantamiento que implica el uso de cabillas. Mientras menor sea la longitud pandeada menor es la severidad del pandeo; mientras menos severo sea el pandeo menor posibilidad hay de que las cabillas rocen con la tubería, lo cual alarga la vida de las mismas, disminuyendo los cierres de producción.

Por las razones expuestas anteriormente la tubería de 2 7/8" se perfila como la más favorable para los revestimientos de producción de 5 ½" frente a la opción de 2 3/8" que ocasionaría inconvenientes operativos, tanto al nivel de la tubería como de las cabillas.

Una vez determinada la tubería, hasta ahora más favorable, deben conocerse sus condiciones operativas, como tensión y tipo de empacadura. Para determinar la condición operativa favorable se tomará en consideración el pandeo generado para cada valor de

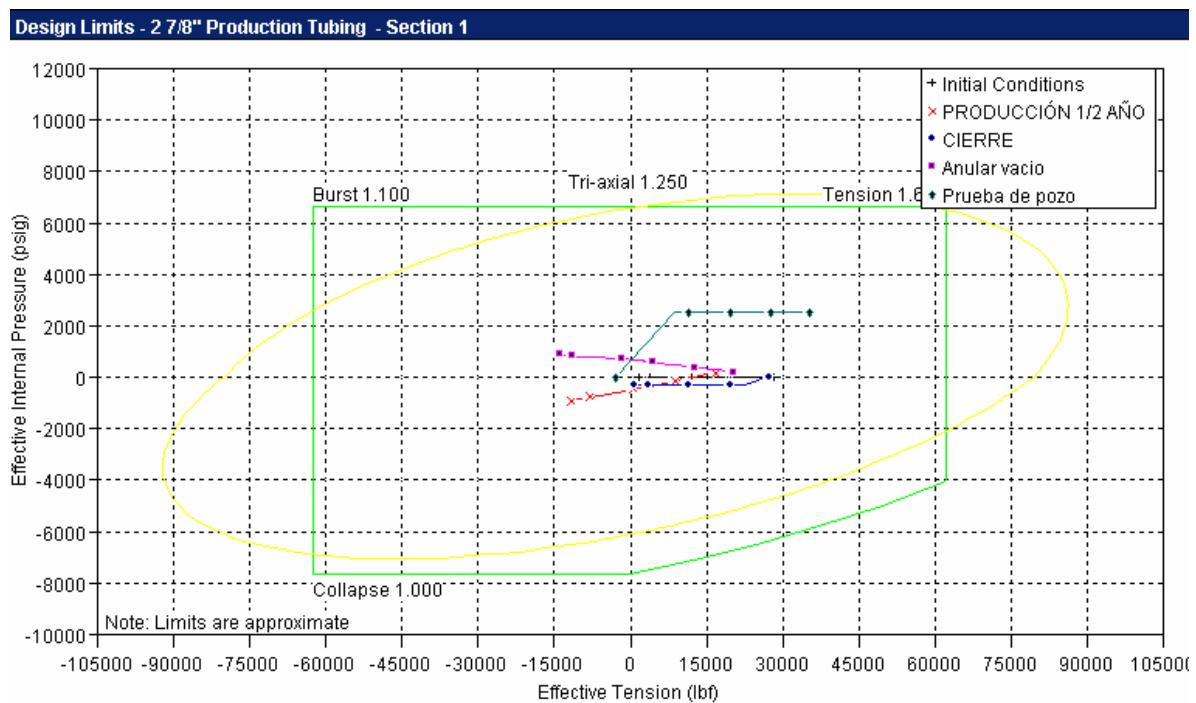
tensión impuesto sobre la empacadura; no es necesario verificar si se desasienta la empacadura debido a que se encuentra tensionada y las cargas diseñadas en la producción, no generan fuerzas en dirección descendente, suficientes para superar el valor de tensión.

Los valores de tensión considerados para la tubería de  $2 \frac{7}{8}$ " fueron: 5000lbs, 7000lbs y 10000lbs. Se presentarán las tablas de movimiento para cada valor de tensión al igual que las de fuerza sobre la tubería, de manera tal de apreciar la severidad del pandeo y finalmente, los gráficos de los límites de diseño.

### **Sin movimiento en la empacadura**

#### 5000lbs de tensión

Se mostrarán inicialmente los límites de diseño a fin de verificar que la tubería cumplirá con las cargas diseñadas.



**Figura 80 Líneas de diseño. Tubería de  $2 \frac{7}{8}$ " revestimiento de  $5 \frac{1}{2}$ "**

Como se aprecia en el gráfico, todas las cargas diseñadas están en zona segura y no representan peligro para la tubería.

El análisis de movimiento en si no es de gran importancia, ya que el movimiento total de la tubería será igual a cero, debido a que esta se asentó con una empacadura que no permite el movimiento. Se coloca la tabla de movimiento para apreciar la longitud pandeada y relacionarla con la severidad del pandeo presente en la tabla de fuerzas en la tubería.

**Tabla 52 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" tensionada con 5000lbs revestimiento de 5 ½"**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Condición inicial	0,38	0,00	0,00	0,00	0,38	0,00
Producción por ½ año	-0,87	0,00	0,08	0,79	0,00	499
Anular vacío	-0,59	-0,94	-0,18	0,80	0,00	1357
Cierre de producción	-0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Prueba de tubería	0,53	0,00	-0,53	0,00	0,00	0,00

Como se mencionó, los movimientos totales son iguales a cero por estar fija la tubería a la empacadura, pero lo que es realmente importante, son las longitudes pandeadas. Como se presenta pandeo sólo para las condiciones de producción, estas serán las que originen fuerza en tubería.

**Tabla 53 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 5000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 2 7/8" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Internal	External
1	1	0	16919	0.00	0.0	0.0	126.5	180	0
2	1	20	16789	0.00	0.0	0.0	126.9	183	9
3	1	620	12889	0.00	0.0	0.0	133.0	264	266
4	1	1000	10419	0.00	0.0	0.0	136.0	318	428
5	1	2000	3919	0.00	0.0	0.0	143.8	473	856
6	1	3000	-2581	0.00	0.0	0.0	149.7	642	1284
7	1	4000	-9080	1.37	0.4	0.1	153.7	829	1711
8	1	4080	-9600	1.64	0.5	0.1	154.0	846	1745
9	1	4100	-9727	1.71	0.5	0.1	154.1	850	1754
10	1	4100	-9728	1.71	0.5	0.1	154.1	850	1754
11	1	4100	-9729	1.71	0.5	0.1	154.1	850	1754

En el caso de la producción la severidad de la desviación está en un rango de 1,37°/100 pies hasta 1,71°/100 pies, en una longitud de 500 pies. Para la condición de anular vacío se espera una mayor severidad, debido a que carece del respaldo brindado por el fluido de completación a la tubería.

**Tabla 54 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 5000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 2 7/8" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Internal	External
1	1	0	20620	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	20491	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	620	16591	0.00	0.0	0.0	133.6	264	0
4	1	1000	14121	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
5	1	2000	7621	0.00	0.0	0.0	143.8	474	0
6	1	3000	1164	1.36	0.4	0.1	149.8	642	0
7	1	4000	-4959	6.52	3.8	1.5	153.8	830	0
8	1	4080	-5479	6.97	4.2	1.7	154.1	846	0
9	1	4100	-5606	7.07	4.3	1.8	154.2	850	0
10	1	4100	-5607	7.07	4.3	1.8	154.2	850	0
11	1	4100	-5608	7.07	4.3	1.8	154.2	850	0

La severidad del pandeo en este caso, es mucho mayor a la condición anterior, oscilando entre 1,36°/100pies y 7°/100pies. Ya que esta condición presenta la mayor severidad, la comparación se realizará para las diferentes tensiones de asentamiento para la tubería.

Teniendo conocimiento de la base de comparación, se colocarán a continuación los resultados de interés para las 7000lbs, incluyendo el movimiento de tubería.

**7000lbs de tensión**

Se espera que esta condición operativa disminuya la longitud pandeada así como el grado de severidad presente en la misma. Mientras mayor sea la tensión impuesta en la tubería menor será el pandeo generado. Es importante resaltar que en las condiciones en las que la tubería no está en capacidad de moverse, aunque el efecto pandeo sea igual a cero los otros efectos pueden producir pandeo en la tubería; de ahí que en la tabla de movimiento anterior, a pesar de carecer de movimiento por pandeo, se presenta una longitud pandeada. De manera tal que la longitud de pandeo no es un parámetro dependiente exclusivamente de la fuerza de pandeo sino que depende además de las otras fuerzas que se presenten en la tubería y en consecuencia en la empacadura.

**Tabla 55 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" tensionada con 7000lbs revestimiento de 5 ½"**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Condición inicial	0,5	0,00	0,00	0,00	0,53	0,00
Producción por ½ año	-0,87	0,00	0,08	0,79	0,00	78
Anular vacío	-0,60	-0,02	-0,18	0,80	0,00	1099
Cierre de producción	-0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Prueba de tubería	0,53	0,00	-0,53	0,00	0,00	0,00

**Tabla 56 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 7000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 2 7/8" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	18877	0.00	0.0	0.0	126.5	180	0
2	1	20	18747	0.00	0.0	0.0	126.9	183	9
3	1	620	14847	0.00	0.0	0.0	133.0	264	266
4	1	1000	12377	0.00	0.0	0.0	136.0	318	428
5	1	2000	5877	0.00	0.0	0.0	143.8	473	856
6	1	3000	-623	0.00	0.0	0.0	149.7	642	1284
7	1	4000	-7123	0.00	0.0	0.0	153.7	829	1711
8	1	4080	-7643	0.20	0.0	0.0	154.0	846	1745
9	1	4100	-7769	0.27	0.0	0.0	154.1	850	1754
10	1	4100	-7771	0.27	0.0	0.0	154.1	850	1754
11	1	4100	-7772	0.27	0.0	0.0	154.1	850	1754

**Tabla 57 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 7000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 2 7/8" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	22505	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	22376	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	620	18476	0.00	0.0	0.0	133.6	264	0
4	1	1000	16006	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
5	1	2000	9506	0.00	0.0	0.0	143.8	474	0
6	1	3000	3016	0.00	0.0	0.0	149.8	642	0
7	1	4000	-3298	5.30	2.8	1.0	153.8	830	0
8	1	4080	-3818	5.74	3.1	1.2	154.1	846	0
9	1	4100	-3945	5.85	3.2	1.2	154.2	850	0
10	1	4100	-3946	5.85	3.2	1.2	154.2	850	0

La severidad del pandeo expresada por el "Dogleg" disminuye en comparación con el caso anterior de 5000lbs, para producción no sobrepasa el grado por cada cien pies mientras que en la condición de anular vacío está alrededor de los 5 grados por cada cien pies.

### 10000lbs de tensión

El movimiento y la fuerza de tubería se presentan a continuación. Luego de vistos estos resultados es posible definir la tensión que debe aplicarse a este tipo de tubería, al igual que la empacadura a emplear.

**Tabla 58 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" tensionada con 10000lbs revestimiento de 5 ½"**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Condición inicial	0,75	0,00	0,00	0,00	0,75	0,00
Producción por ½ año	-0,87	0,00	0,08	0,79	0,00	0,00
Anular vacío	-0,61	-0,01	-0,18	0,80	0,00	711
Cierre de producción	-0,06	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00
Prueba de tubería	0,53	0,00	-0,53	0,00	0,00	0,00

Solo al analizar la tabla de movimiento, es posible apreciar que asentando la tubería con 10000lbs de tensión se mejora considerablemente el problema de pandeo, eliminándose por completo en el caso de la producción y reduciéndose a setecientos pies de longitud en el caso de producción por sistema de levantamiento artificial o anular vacío. Esto da una idea de en qué dirección se dirige este tipo de completación.

**Tabla 59 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 10000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 2 7/8" Production Tubing								
String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
							Internal	External
1	1	0	21871	0.00	0.0	0.0	126.5	180
2	1	20	21742	0.00	0.0	0.0	126.9	183
3	1	620	17842	0.00	0.0	0.0	133.0	264
4	1	1000	15372	0.00	0.0	0.0	136.0	318
5	1	2000	8872	0.00	0.0	0.0	143.8	473
6	1	3000	2372	0.00	0.0	0.0	149.7	642
7	1	4000	-4128	0.00	0.0	0.0	153.7	829
8	1	4080	-4648	0.00	0.0	0.0	154.0	846
9	1	4100	-4775	0.00	0.0	0.0	154.1	850
10	1	4100	-4776	0.00	0.0	0.0	154.1	850
11	1	4100	-4778	0.00	0.0	0.0	154.1	850
								1754

**Tabla 60 Análisis de fuerza en tubería de 2 7/8" tensionada con 7000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	25350	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	25221	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	620	21321	0.00	0.0	0.0	133.6	264	0
4	1	1000	18851	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
5	1	2000	12351	0.00	0.0	0.0	143.8	474	0
6	1	3000	5851	0.00	0.0	0.0	149.8	642	0
7	1	4000	-617	3.32	1.4	0.4	153.8	830	0
8	1	4080	-1137	3.76	1.7	0.6	154.1	846	0
9	1	4100	-1264	3.87	1.7	0.6	154.2	850	0
10	1	4100	-1265	3.87	1.7	0.5	154.2	850	0
11	1	4100	-1266	3.87	1.7	0.5	154.2	850	0

Estas tablas son las que concluyen con esta sección. Si se compararan estos últimos resultados obtenidos con los expuestos anteriormente es muy fácil definir el mejor parámetro operativo que se genera al tensionar la tubería de producción de 2 7/8" grado J-55 peso 6,5#/pie, con 10000lbs. Al emplear este parámetro se reduce la severidad del pandeo desde 7 grados hasta alrededor de 3 grados por cada cien pies, en caso de producir con un sistema de levantamiento como bombeo mecánico o por cavidades progresivas; mientras que para producción por flujo natural, producción por medio año, se reduce el pandeo hasta cero. Adicionalmente, la tubería de 2 7/8" es la que genera el menor movimiento cuando a esta se le permite moverse.

Para la elección de la empacadura es necesario considerar ciertos criterios; el principal consiste en elegir una empacadura que sea capaz de trabajar a tensión, adicionalmente de uso común en la industria y finalmente que exista la relación entre el revestimiento y la tubería de producción.

Entre las posibles candidatas se encuentran: la empacadura "Lok-Set" fabricada por la Baker. Esta empacadura mezcla la fortaleza de una empacadura permanente con la versatilidad de una recuperable. Puede ser asentada a compresión, tensión o peso neutro. Es

muy segura y puede servir como ancla de tubería en caso de pozos de bombeo, además de ser altamente empleada en procesos de fractura. La segunda candidata la representa la empacadura recuperable modelo “AD-1”. Esta es una empacadura compacta económica y recuperable. Empleada principalmente en pozos que presentan problemas de alto corte de agua, es ideal para pozos someros, sin embargo es menos segura que la empacadura “Lok-Set” debido a que presenta un solo grupo de cuñas superiores.

Dadas las características antes mencionadas, a pesar de ser las empacaduras “Lok-Set” un poco más costosas, el margen de seguridad vale el costo adicional. En consecuencia la empacadura a emplear en este tipo de pozo es la “Lok-Set” tensionada con 10.000lbs.

Este tipo de empacadura y tensión de asentamiento, fueron usados en el área en algunos pozos y a pesar de la disminución en el pandeo, las cabillas continuaban fallando recurrentemente. Una alternativa tecnológica a este problema lo representa el uso de cabillas continuas, mucho más resistentes que las convencionales, y al carecer de cuellos, pueden emplearse cabillas de mayor diámetro con una resistencia mucho mayor, aumentando así el periodo productivo del pozo y en consecuencia produciendo mayores ganancias.

Una vez analizados los pozos que poseen revestimientos de producción de 5 ½” de diámetro, los cuales corresponden a los que no presenten toma de núcleos o a pozos existentes a ser rehabilitados o recompletados en el Área, se proseguirá a analizar los pozos que presenten toma de núcleos o aquellos en los que el análisis productivo indique el uso de tubería de diámetro de producción mayor a 2 ¾”. De igual forma se determinará cual es la tubería que presenta mejores características mecánicas indicando los parámetros operativos y la empacadura a emplear.

### **Pozos con revestimiento de producción de 7”**

El análisis que se generará será similar al realizado a los pozos con revestimiento de producción de 5 ½”. Se presentarán inicialmente las tablas de análisis de movimiento, cuando este sea permitido, indicando cual tubería presenta el menor desplazamiento. Las

tuberías a analizar corresponden con los diámetros estudiados en la sección de productividad. Es decir, tubería de producción de  $2\frac{3}{8}''$ ,  $2\frac{7}{8}''$ ,  $3\frac{1}{2}''$  y  $4\frac{1}{2}''$ . El análisis mecánico indicará cual es la mejor tubería operacionalmente hablando, pero la decisión final estará subordinada, primeramente, a las bombas de cavidades progresivas aplicables al pozo para el caso de levantamiento artificial y finalmente, al análisis económico; pues como se sabe existen diversas soluciones técnicas pero solo una económica.

### **Permitiendo movimiento en la tubería**

En esta sección a diferencia de la anterior se colocarán todas las tablas de movimiento para las cuatro tuberías y luego se concluirá al respecto. Debido a que en las condiciones iniciales el movimiento siempre es cero se obviará esta fila. El parámetro guía o restrictivo lo presenta inicialmente el desplazamiento originado en las dos condiciones fundamentales, que son la producción por medio año y la condición de anular vacío, en segundo plano estará el pandeo generado en la tubería. Las tuberías seleccionadas deben presentar el menor movimiento al igual que la menor longitud pandeada. Se toman estas dos condiciones debido a que ellas presentan la mayor magnitud de movimiento.

**Tabla 61 Análisis de movimiento. Tubería de  $2\frac{3}{8}''$  revestimiento de  $7''$  permitiendo movimiento**

<b>Movement Summary Tubería de <math>2\frac{3}{8}''</math> revestimiento de <math>7''</math></b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por $\frac{1}{2}$ año	0,4	0,00	0,06	0,77	1,24	0,00
Anular vacío	-0,36	-0,25	-0,17	0,80	0,01	1679
Cierre de producción	0,17	0,00	0,06	0,00	0,23	0,00
Prueba de tubería	0,82	0,00	-0,49	0,00	0,33	0,00

**Tabla 62 Análisis de movimiento. Tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" permitiendo movimiento**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	0,25	0,00	0,08	0,78	1,11	0,00
Anular vacío	-0,06	-0,06	-0,18	0,80	0,5	1089
Cierre de producción	0,09	0,00	0,06	0,00	0,15	0,00
Prueba de tubería	0,88	0,00	-0,53	0,00	0,35	0,00

**Tabla 63 Análisis de movimiento. Tubería de 3 ½" revestimiento de 7" permitiendo movimiento**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	0,07	0,00	0,1	0,78	0,95	0,00
Anular vacío	0,17	-0,01	-0,18	0,80	0,77	688
Cierre de producción	0,02	0,00	0,06	0,00	0,09	0,00
Prueba de tubería	0,93	0,00	-0,56	0,00	0,37	0,00

**Tabla 64 Análisis de movimiento. Tubería de 4 ½" revestimiento de 7" permitiendo movimiento**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,17	0,00	0,14	0,78	0,75	0,00
Anular vacío	0,37	0,00	-0,27	0,80	0,95	465
Cierre de producción	-0,05	0,00	0,08	0,00	0,03	0,00
Prueba de tubería	1,17	0,00	-0,70	0,00	0,47	0,00

Las tablas de movimiento muestran una disminución en el desplazamiento generado a medida que aumenta el diámetro de la tubería, para la condición de producción por medio año y cierre de pozo. De forma, contraria el desplazamiento aumenta a medida que incrementa el diámetro para las condiciones de anular vacío y prueba de tubería. Esto representa la vista global de la tabla. Si se aprecia el contenido de la misma, es posible determinar que a medida que aumenta el diámetro de la tubería, la contribución parcial del efecto pandeo disminuye y como consecuencia la longitud pandeada se reduce. El aumento en los valores de desplazamiento se debe al incremento del efecto pistón.

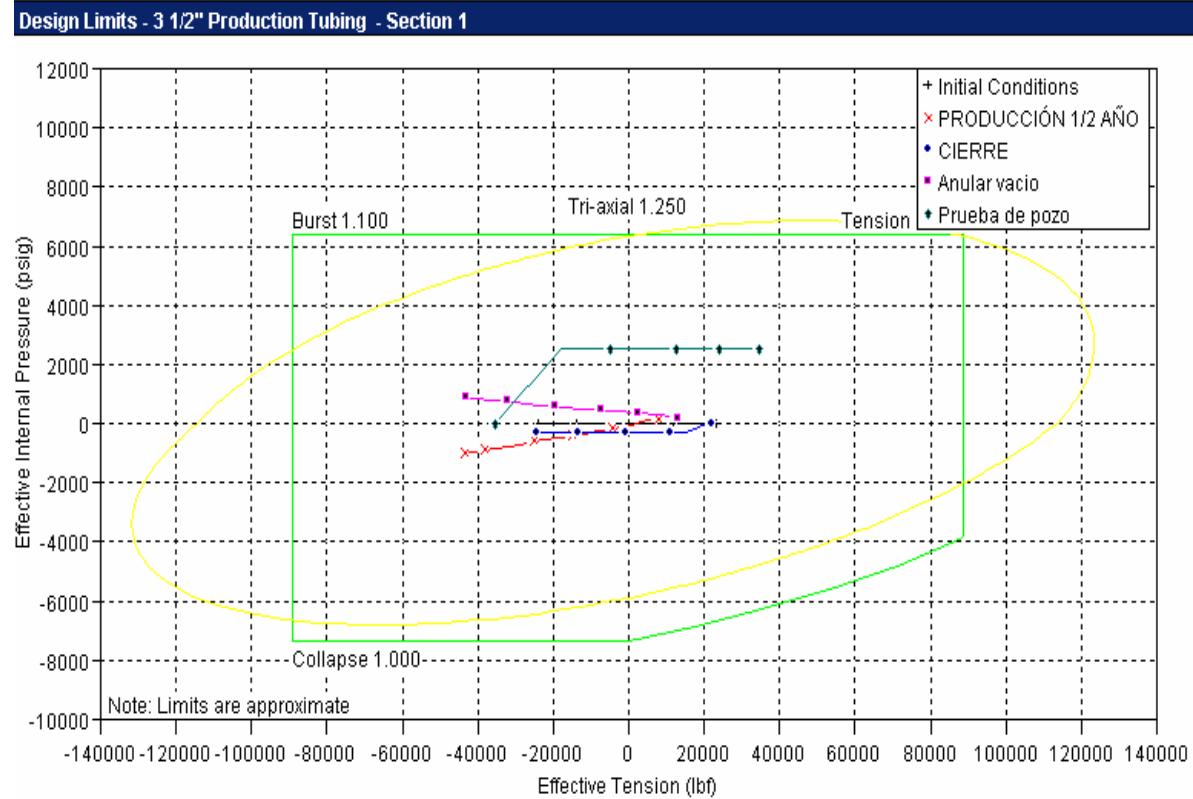
Este análisis indica que las posibilidades se reducen a las tuberías de mayor diámetro debido a la disminución sustancial en la longitud pandeada desde 1600 pies hasta 465 pies. Seguidamente es necesario determinar cual de ambas tuberías, 3 ½" y 4 ½", es favorable técnicamente. Para ello es necesario verificar si ambas tuberías están en capacidad de soportar las cargas diseñadas, para luego analizar la severidad del pandeo en las mismas.

### **Sin movimiento en la empacadura**

Las tuberías de 3 ½" y 4 ½" deben colocarse a compresión. El peso de compresión se establece en tres valores 10000lbs, 7000lbs y 5000lbs. Debe verificarse inicialmente si la tubería escogida soporta las condiciones diseñadas para este pozo; para ello se mostrarán los límites de diseño para estas tuberías con 10000lbs y 5000lbs. Si soportan ambas condiciones, de igual forma soportarán una condición intermedia.

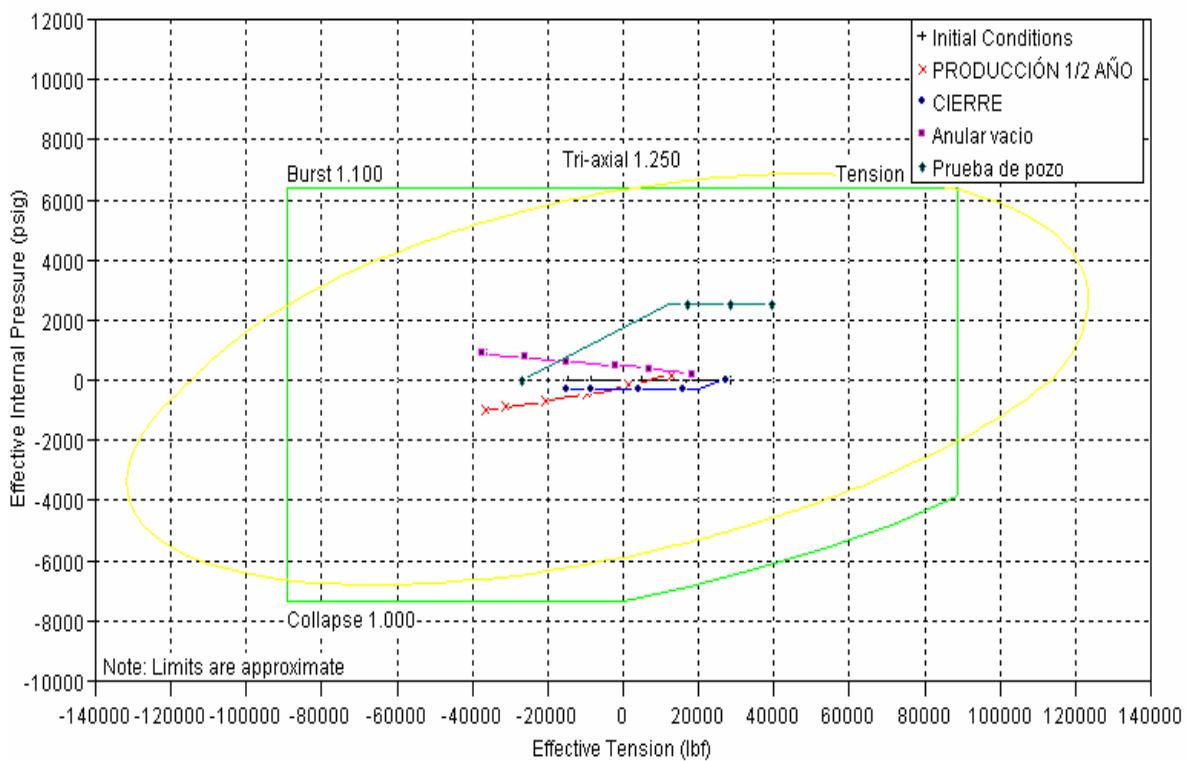
El análisis se realizará comenzando por el mayor peso dejado sobre la empacadura, 10000lbs y se disminuirá hasta 5000lbs. Con estos parámetros se validará, como se mencionó en el párrafo anterior, la competencia de la tubería, la magnitud de la fuerza sobre la empacadura que sea suficiente para evitar que la misma se desasiente y finalmente la severidad del pandeo.

Una vez determinadas las condiciones operacionales, se decidirá la empacadura a emplear, para la tubería considerada como más favorable, desde el punto de vista mecánico. Nuevamente debe recordarse que la decisión final de tubería la dará el análisis económico.



**Figura 81 Límites de diseño. Tubería de 3 ½" asentada con 10000lbs**

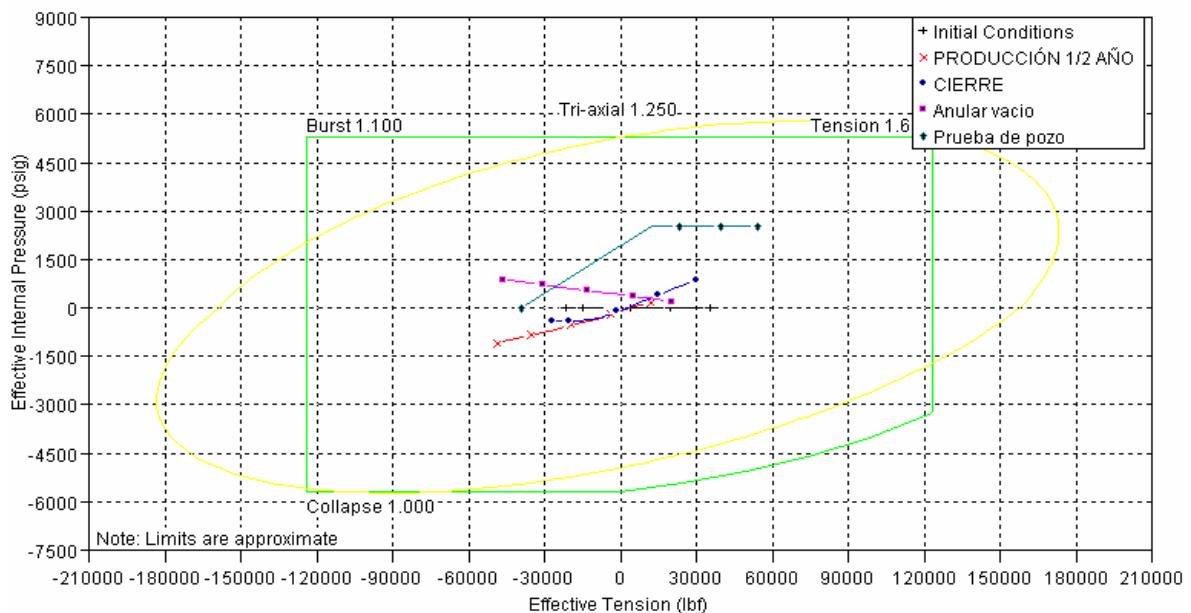
**Design Limits - 3 1/2" Production Tubing - Section 1**



**Figura 82 Límites de diseño. Tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs**

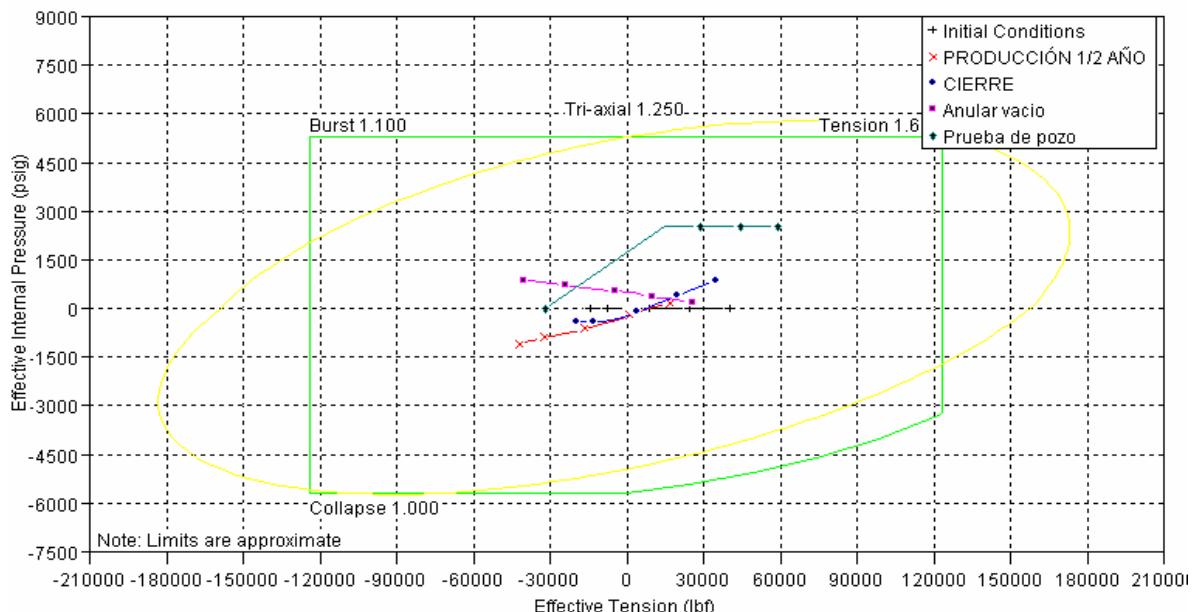
Las figuras anteriores muestran que para ambas condiciones de asentamiento, la tubería se encuentra en zona segura; en consecuencia está en capacidad de soportar cualquiera de las condiciones esperadas para la vida del pozo. De igual forma se espera que la tubería de 4 ½" se encuentre en zona segura para las fuerzas de trabajo esperadas.

**Design Limits - 4 1/2" Production Tubing - Section 1**



**Figura 83 Límites de diseño. Tubería de 4 ½" asentada con 10000lbs**

**Design Limits - 4 1/2" Production Tubing - Section 1**



**Figura 84 Límites de diseño. Tubería de 4 1/2" con 5000lbs**

Como se esperaba la tubería de 4 ½" soporta todas las cargas que están preestablecidas para el pozo. Una vez verificado que ambas tuberías están en capacidad de funcionar satisfactoriamente, debe determinarse cual es más beneficiosa desde el punto de vista mecánico.

Antes de la elección de la mejor tubería debe verificarse que las tuberías no se desasentaran. El procedimiento fue explicado en el marco teórico. Para esta verificación, se tomó la tubería más liviana con el menor peso de asentamiento. Para lograr desasentar la empacadura debe producirse una fuerza desde la tubería hacia la empacadura en dirección ascendente y de magnitud mayor o igual a 43130lbs, correspondiente al peso de la tubería más el peso impuesto en superficie.

**Tabla 65 Fuerza sobre la empacadura tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs**

<b>Fuerza sobre la empacadura tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs</b>				
Carga diseñada	Tubing to packer force		Packer to tubing force	
	Lbf	Direction	Lbf	Direction
Condición inicial	4491	Down	4491	Down
Producción por ½ año	22517	Down	45028	Down
Anular vacío	13989	Down	13942	Down
Cierre de pozo	7101	Down	14170	Down
Prueba de tubería	11371	Down	1131	Down

Para ninguna de las condiciones diseñadas, la empacadura se desasienta, por el contrario presenta mayor peso de asentamiento. Si con la tubería de 3 ½" no se desasienta no lo hará con la tubería de 4 ½". Por el contrario será más segura.

Una vez verificado que la empacadura no se desasentará para ambos diámetros, se realizará la comparación entre tuberías y se determinarán, simultáneamente, los parámetros operativos. En esta ocasión, a diferencia de los pozos con revestimiento de 5 ½", se dará

inicio al análisis por el mayor peso de asentamiento; es decir 10000lbs luego 7000lbs y finalmente 5000lbs. Se mostrará inicialmente la tabla de movimientos, para indicar las longitudes pandeadas y las condiciones que generan mayor pandeo, afín de brindarle especial interés a dichas condiciones.

### 10000lbs de compresión

**Tabla 66 Análisis de movimiento. Tubería de 4 ½" revestimiento de 7" asentada con 10000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,90	-0,02	0,14	0,78	0,00	2702
Anular vacío	0,54	-0,05	-0,21	0,80	0,00	2828
Cierre de producción	-0,22	0,00	-0,02	0,24	0,00	1001
Prueba de tubería	0,72	-0,02	-0,70	0,00	0,00	1959

**Tabla 67 Análisis de movimiento. Tubería de 3 ½" revestimiento de 7" asentada con 10000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,79	-0,09	0,10	0,78	0,00	2954
Anular vacío	-0,46	-0,16	-0,18	0,80	0,00	2933
Cierre de producción	-0,07	0,01	0,06	0,00	0,00	1105
Prueba de tubería	0,61	-0,05	-0,56	0,00	0,00	1972

A pesar de la poca diferencia entre las longitudes de pandeo que presentan ambas tuberías, la de 4 ½" se perfila con mejores características mecánicas, debido a que produce la menor longitud pandeada.

Es necesario ahora determinar la severidad del pandeo, para este análisis se considerarán las condiciones que producen el mayor pandeo: producción por medio año y anular vacío. Es importante que la condición de anular vacío presente el menor pandeo posible, debido a que esta condición simula la producción por sistema de levantamiento y este implica el uso de cabillas; a menor pandeo de tubería mayor será el tiempo operativo del sistema bomba cabillas.

**Tabla 68 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" con 10000lbs de peso carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	12082	0.00	0.0	0.0	126.6	180	0
2	1	20	11828	0.00	0.0	0.0	127.0	182	9
3	1	1000	-667	0.00	0.0	0.0	135.5	269	428
4	1	2000	-13385	0.57	0.5	0.1	143.2	368	856
5	1	3000	-25837	1.51	2.0	0.5	149.2	489	1284
6	1	4000	-38283	2.50	4.3	1.2	153.6	638	1711
7	1	4080	-39303	2.59	4.5	1.3	153.9	651	1745
8	1	4100	-39552	2.61	4.6	1.3	154.0	654	1754

**Tabla 69 Análisis de fuerza. Tubería de 3 ½" con 10000lbs de peso carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 3 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	8115	0.00	0.0	0.0	125.9	180	0
2	1	20	7930	0.00	0.0	0.0	126.4	182	9
3	1	620	2350	0.00	0.0	0.0	132.4	248	266
4	1	1000	-1184	0.00	0.0	0.0	135.3	292	428
5	1	2000	-10312	2.40	2.1	0.3	143.3	417	856
6	1	3000	-18656	4.89	6.2	1.3	149.3	556	1284
7	1	4000	-27068	7.50	11.7	3.1	153.6	722	1711
8	1	4080	-27812	7.75	12.3	3.3	153.9	737	1745
9	1	4100	-27993	7.81	12.4	3.3	154.0	740	1754

**Tabla 70 Análisis de fuerzas. tubería de 4 ½" con 10000lbs de peso carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 4 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)
							Internal	External
1	1	0	20634	0.00	0.0	0.0	127.7	177
2	1	20	20380	0.00	0.0	0.0	128.1	183
3	1	1000	7885	0.00	0.0	0.0	136.2	319
4	1	2000	-4668	1.39	1.8	0.4	143.8	474
5	1	3000	-15953	3.16	6.1	2.0	149.8	642
6	1	4000	-26911	4.91	11.8	4.8	153.8	830
7	1	4080	-27931	5.07	12.4	5.1	154.1	846
8	1	4100	-28180	5.11	12.5	5.2	154.2	850

**Tabla 71 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 ½" con 10000lbs de peso carga anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)
							Internal	External
1	1	0	13264	0.00	0.0	0.0	127.7	177
2	1	20	13079	0.00	0.0	0.0	128.1	183
3	1	620	7499	0.00	0.0	0.0	133.6	264
4	1	1000	3966	0.00	0.0	0.0	136.2	319
5	1	2000	-4875	3.93	4.4	0.8	143.8	474
6	1	3000	-11634	7.72	12.2	3.3	149.8	642
7	1	4000	-18246	11.52	22.3	7.3	153.8	830
8	1	4080	-18990	11.93	23.5	7.8	154.1	846
9	1	4100	-19171	12.03	23.8	7.9	154.2	850

La severidad del pandeo generado en la tubería de 4 ½" es menor al generado por la tubería de 3 ½" para ambas operaciones de producción. Para la condición por medio año la severidad del pandeo alcanza un máximo de 2,7 grados por cada cien pies, mientras que con la tubería de 3 ½" alcanza más del doble 7,81 grados por cada cien pies. De forma similar se produce para la condición de anular vacío; para la tubería de mayor diámetro se genera hasta 5 grado por cada cien pies, entre tanto, con la de 3 ½" se generan hasta 23,8 grados por cada cien pies.

Comparativamente se presenta la tubería de 4 ½" como la que genera el menor pandeo, tanto en longitud como en severidad; esto se debe a que dicha tubería es más fuerte, de mayor espesor y peso, dando como consecuencia que las mismas fuerzas generadas en el sistema por consecuencia de las condiciones diseñadas la afecten en menor grado. No

obstante ambas tuberías están en capacidad de trabajar perfectamente en este tipo de pozo; sin embargo se desempeña mejor la de mayor diámetro.

Si la principal restricción para elegir una tubería la constituye el pandeo tanto en longitud como en severidad, realmente no tiene gran sentido analizar este fenómeno en el periodo de producción por medio año, debido a que esta condición simula un pozo fluyendo naturalmente, en consecuencia, el grado de pandeo en la tubería no es de gran importancia en un pozo vertical. Por el contrario, en la condición de anular vacío, que trata de simular un pozo con sistema de levantamiento que emplea cabillas, es de suma importancia disminuir o lograr el menor pandeo posible para mejorar de esta forma el comportamiento de la sarta de cabillas.

Lo antes expuesto puede sugerir la idea de analizar solo la condición de anular vacío, esto puede ser muy válido, pero confina el análisis a una sección muy limitada y no expone a plenitud los principales resultados generados como consecuencia del análisis mecánico. En consecuencia se seguirá mostrando y analizando las tuberías como se ha venido haciendo hasta ahora. Quizás parezca un análisis muy general, pero una particularización de cada detalle que compone este análisis produciría un trabajo considerablemente largo, más aun de lo que ya es.

### 7000lbs de compresión

El análisis de movimiento genera las tablas siguientes:

**Tabla 72 Análisis de movimiento. Tubería de 4 ½" revestimiento de 7" asentada con 7000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,90	-0,02	0,14	0,78	0,00	2285
Anular vacío	0,55	-0,04	-0,21	0,80	0,00	2613
Cierre de producción	-0,22	0,00	-0,02	0,24	0,00	680
Prueba de tubería	0,71	-0,01	-0,70	0,00	0,00	1695

**Tabla 73 Análisis de movimiento. Tubería de 3 ½" revestimiento de 7" asentada con 7000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,80	-0,07	0,10	0,78	0,00	2475
Anular vacío	-0,47	-0,14	-0,18	0,80	0,00	2629
Cierre de producción	-0,07	0,00	0,06	0,00	0,00	738
Prueba de tubería	0,59	-0,04	-0,56	0,00	0,00	1628

Si se comparan estas tablas con las producidas para condición de asentamiento de 10000lbs, puede apreciarse que el movimiento generado es prácticamente el mismo y además se disminuye la longitud de pandeo. Aparentemente esto parecería un error, pero no es así, debido a que la disminución en la longitud se debe a la aplicación de un menor peso sobre la tubería; el movimiento no varía en forma considerable debido a que en principio el movimiento no está permitido, en consecuencia los desplazamientos productos de los efectos deben compensarse para que su suma sea cero.

**Tabla 74 Análisis de fuerzas Tubería de 3 ½" asentada con 7000lbs carga de producción**

String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
							Internal	External
1	1	0	11010	0.00	0.0	125.9	180	0
2	1	20	10825	0.00	0.0	126.4	182	9
3	1	620	5245	0.00	0.0	132.4	248	266
4	1	1000	1711	0.00	0.0	135.3	292	428
5	1	2000	-7559	1.08	0.6	143.3	417	856
6	1	3000	-16334	3.78	4.2	149.3	556	1284
7	1	4000	-24997	6.51	9.5	153.6	722	1711
8	1	4080	-25741	6.76	10.0	153.9	737	1745
9	1	4100	-25922	6.82	10.1	154.0	740	1754

**Tabla 75 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 7000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	15082	0.00	0.0	0.0	126.6	180	0
2	1	20	14828	0.00	0.0	0.0	127.0	182	9
3	1	1000	2333	0.00	0.0	0.0	135.5	269	428
4	1	2000	-10413	0.18	0.1	0.0	143.2	368	856
5	1	3000	-23010	1.14	1.3	0.3	149.2	489	1284
6	1	4000	-35557	2.14	3.4	0.9	153.6	638	1711
7	1	4080	-36577	2.23	3.6	1.0	153.9	651	1745
8	1	4100	-36826	2.25	3.6	1.0	154.0	654	1754

**Tabla 76 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 ½" asentada con 7000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 3 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	16414	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	16229	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	620	10649	0.00	0.0	0.0	133.6	264	0
4	1	1000	7115	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
5	1	2000	-2015	2.56	2.3	0.4	143.8	474	0
6	1	3000	-9515	6.71	9.9	2.5	149.8	642	0
7	1	4000	-16492	10.68	19.9	6.2	153.8	830	0
8	1	4080	-17236	11.09	21.0	6.7	154.1	846	0
9	1	4100	-17418	11.19	21.3	6.9	154.2	850	0

**Tabla 77 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 7000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	23785	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	23532	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	1000	11037	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
4	1	2000	-1623	0.99	1.1	0.2	143.8	474	0
5	1	3000	-13268	2.80	5.1	1.6	149.8	642	0
6	1	4000	-24482	4.59	10.6	4.2	153.8	830	0
7	1	4080	-25502	4.75	11.2	4.5	154.1	846	0
8	1	4100	-25751	4.79	11.4	4.5	154.2	850	0

El análisis es similar al representado en la sección anterior, de igual forma la severidad del pandeo continúa disminuyendo a medida que decrece el peso sobre la empacadura.

**5000lbs de compresión**

El análisis de movimiento se presenta a continuación para el peso de asentamiento considerado

**Tabla 78 Análisis de movimiento. Tubería de 4 ½" revestimiento de 7" asentada con 5000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,90	-0,01	0,14	0,78	0,00	2014
Anular vacío	0,55	-0,04	-0,21	0,80	0,00	2474
Cierre de producción	-0,22	0,00	-0,02	0,24	0,00	492
Prueba de tubería	0,71	-0,01	-0,70	0,00	0,00	1520

**Tabla 79 Análisis de movimiento. Tubería de 3 ½" revestimiento de 7" asentada con 5000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
Producción por ½ año	-0,82	-0,06	0,10	0,78	0,00	2165
Anular vacío	-0,49	-0,13	-0,18	0,80	0,00	2437
Cierre de producción	-0,07	0,00	0,06	0,00	0,00	493
Prueba de tubería	0,59	-0,03	-0,56	0,00	0,00	1398

Si se observan las tablas, las longitudes pandeadas disminuyeron en comparación con los otros pesos, pero se aproximaron las distancias pandeadas entre tuberías, por ejemplo la condición de anular vacío solo presenta 37 pies de diferencia entre una tubería y otra, mientras que la de producción difieren en unos 100 pies. Es necesario observar la severidad del pandeo entre ambas tuberías y concluir al respecto.

**Tabla 80 Análisis de fuerzas Tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)
							Internal	External
1	1	0	12900	0.00	0.0	0.0	125.9	180 0
2	1	20	12715	0.00	0.0	0.0	126.4	182 9
3	1	620	7135	0.00	0.0	0.0	132.4	248 266
4	1	1000	3601	0.00	0.0	0.0	135.3	292 428
5	1	2000	-5697	0.19	0.0	0.0	143.3	417 856
6	1	3000	-14692	2.99	2.9	0.5	149.3	556 1284
7	1	4000	-23504	5.80	8.0	1.8	153.6	722 1711
8	1	4080	-24248	6.04	8.5	2.0	153.9	737 1745
9	1	4100	-24429	6.10	8.6	2.0	154.0	740 1754

**Tabla 81 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 5000lbs carga de producción**

Tubing Load Summary - PRODUCCIÓN 1/2 AÑO - 4 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)
							Internal	External
1	1	0	17048	0.00	0.0	0.0	126.6	180 0
2	1	20	16795	0.00	0.0	0.0	127.0	182 9
3	1	1000	4300	0.00	0.0	0.0	135.5	269 428
4	1	2000	-8450	0.00	0.0	0.0	143.2	368 856
5	1	3000	-21116	0.89	0.9	0.2	149.2	489 1284
6	1	4000	-33718	1.90	2.8	0.7	153.6	638 1711
7	1	4080	-34738	1.98	3.0	0.8	153.9	651 1745
8	1	4100	-34987	2.00	3.1	0.8	154.0	654 1754

**Tabla 82 Análisis de fuerzas. Tubería de 3 ½" asentada con 5000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)
							Internal	External
1	1	0	18412	0.00	0.0	0.0	127.7	177 0
2	1	20	18227	0.00	0.0	0.0	128.1	183 0
3	1	620	12647	0.00	0.0	0.0	133.6	264 0
4	1	1000	9113	0.00	0.0	0.0	136.2	319 0
5	1	2000	-116	1.65	1.2	0.1	143.8	474 0
6	1	3000	-8045	6.01	8.4	2.0	149.8	642 0
7	1	4000	-15262	10.09	18.3	5.6	153.8	830 0
8	1	4080	-16005	10.50	19.4	6.0	154.1	846 0
9	1	4100	-16187	10.60	19.7	6.2	154.2	850 0

**Tabla 83 Análisis de fuerzas. Tubería de 4 ½" asentada con 5000lbs carga de anular vacío**

Tubing Load Summary - Anular vacío - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	25831	0.00	0.0	0.0	127.7	177	0
2	1	20	25578	0.00	0.0	0.0	128.1	183	0
3	1	1000	13083	0.00	0.0	0.0	136.2	319	0
4	1	2000	380	0.72	0.7	0.1	143.8	474	0
5	1	3000	-11475	2.56	4.4	1.3	149.8	642	0
6	1	4000	-22851	4.37	9.9	3.8	153.8	830	0
7	1	4080	-23871	4.53	10.5	4.1	154.1	846	0
8	1	4100	-24120	4.57	10.6	4.1	154.2	850	0

Como se mencionó las longitudes pandeadas para ambas tuberías no mostraron una diferencia significativa que indicara una respuesta concluyente. Por ello es que debe hacerse uso de la severidad del pandeo. En la tubería de 4 ½" el ángulo de desviación es 2 y tres veces menor que en la tubería de 3 ½". El problema, si así se puede llamar, radica en el hecho de que los ángulos son relativamente pequeños, menores a los 11 grados por cada cien pies lo que dificulta seleccionar una tubería definitiva. Si se aprecia de forma estricta, la tubería con mejores cualidades mecánicas la representa la de 4 ½", pero no se puede descartar o desechar la de 3 ½" por el hecho de que produzca unos grados adicionales.

Ambas tuberías están capacitadas para desempeñarse óptimamente frente a las exigencias impuestas y su amplio espacio interior les permite dar cabida a las sartas de cabillas sin ningún inconveniente. Esto produce dos soluciones mecánicas; la primera, es completar el pozo con tubería de 4 ½", peso 12,75#/pie, grado J-55, asentada con 5000lbs de peso; con estas especificaciones está en capacidad de soportar cualquier actividad que se presente en su vida productiva. La segunda solución la representa completar el pozo con tubería de 3 ½", peso 9,3#/pie, grado J-55, asentado con 5000lbs de peso.

Se ha llegado a una encrucijada, existen dos posibilidades para completar un pozo. ¿cuál elegir es la primera pregunta que aparece? La respuesta a esta pregunta la indicará el análisis económico que sopesará el precio de las tuberías frente a las mejoras en la productividad que presentan los diámetros mayores. Este análisis no debe realizarse de forma general para todos los pozos, es necesario un análisis de productividad para cada uno

de ellos, a fin de establecer los potenciales de los mismos y con base en estos resultados realizar el análisis económico. Una vez realizado el análisis económico concluir con cual de ambas tuberías debe completarse el pozo, a sabiendas de que ambas trabajarán perfectamente para las condiciones esperadas en el Área Mayor de Socororo. No obstante si el análisis económico por alguna razón no es concluyente y la decisión queda de parte del análisis mecánico.

Una vez determinada la o las tuberías a emplear en los pozos, tanto para el Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno como el Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, es necesario determinar la empacadura o ancla a utilizar. Para seleccionar si es ancla de tubería o empacadura, debe tenerse pleno conocimiento de cómo producirá el pozo; si es flujo natural debe emplearse empacadura, de manera tal que se evite la producción por el espacio anular que establecería una condición riesgosa para el pozo. Si por el contrario debe emplearse algún método de levantamiento artificial que implique el uso de bombas de subsuelo, como bombeo mecánico, cavidad progresiva o electrosumergible, se requiere ancla de tubería debido a que esta permitirá la liberación o escape del gas a través del espacio anular hasta la superficie, mejorando de esta forma la eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo. En caso de aplicarse levantamiento artificial por gas, que no es el caso, debe usarse una empacadura para garantizar la entrada del gas por los puntos de inyección correspondientes.

Una vez aclarado que: el flujo natural emplea empacadura y los métodos de levantamiento para el Área emplean anclas de tubería, es necesario determinar cual de ellas se aplicará. Para ello se hará uso del manual de empacaduras de la BAKER HUGHES COMPANY. al igual que en el caso de pozos con revestimiento de producción de  $5 \frac{1}{2}$ ", la empacadura o ancla debe cumplir con ciertos requerimientos: que trabaje a compresión, que sea segura, versátil, económica y que sea empleada comúnmente por PDVSA.

La primera candidata la representa la empacadura doble gancho modelo "R-3", esta es considerada una empacadura muy versátil y segura. Es empleada en operaciones de estimulación y prueba de presión. Posee las cualidades de una empacadura hidráulica a

pesar de ser mecánica. Posee tres grupos de sellos que garantizan el aislamiento de fluidos por encima y debajo de la empacadura. Adicionalmente es altamente empleada en campo como ancla de tubería al prescindir del grupo de gomas aislantes. La candidata número dos la representa la empacadura de compresión de gancho o cuñas sencillas modelo “R-3”, posee las mismas ventajas que su hermana doble gancho con la diferencia de no poseer el mismo nivel de seguridad que la anterior y es menos usada en campo. La tercera candidata la representa la empacadura a compresión modelo G; es compacta económica y muy fácil de asentar, posee un grupo de cuñas inferiores y un elemento sellante, no posee la misma versatilidad ni seguridad de las dos anteriores a pesar de ser una excelente empacadura.

La elección final se limita a las empacadura “R-3” las diferencias en precios entre la de gancho sencillo y la doble gancho no es considerable, adicionalmente esta última es más segura y siempre puede emplearse como ancla de tubería.

En consecuencia el resultado final lo representa:

- Para flujo natural, tubería de  $3\frac{1}{2}''$  o  $4\frac{1}{2}''$ , depende de lo que indique la economía, dejando 5000lbs de peso con empacadura doble gancho como obturador.
- Para levantamiento artificial, tubería  $3\frac{1}{2}''$  o  $4\frac{1}{2}''$ , depende de lo que indique la economía, dejando 5000lbs de peso con empacadura doble gancho empleada como ancla de tubería, es decir sin las gomas aislantes.

Una vez seleccionada la tubería a emplear y los parámetros operativos, podría decirse que el diseño del pozo está completo; pero no es así, es necesario conocer el cabezal a emplear. El procedimiento para la selección del cabezal fue presentado en la metodología. Esto genera resultados muy puntuales; para cualquier proceso de producción sea flujo natural o levantamiento artificial, dadas las características del Área, las presiones de fondo existente serán menores a las 1500lppc, por lo cual puede emplearse un cabezal S/600 que soporta una presión de trabajo máxima de 2000lppc. Esto se debe a que la presión de cabezal nunca será mayor a la presente en el yacimiento, a menos que se dé un proceso de inyección.

Finalmente el cabezal empleado para pozos bajo condición de producción, sin estimular, corresponde con cabezales S/600 con las bridas de las dimensiones correspondientes para cada tubería, es decir:

S/600 (9 5/8" X 5 1/2" X 2 7/8") para revestimiento de 5 1/2"  
S/600 (9 5/8" X 7" X 3 1/2") ó S/600 (9 5/8" X 7" X 4 1/2") Para revestimiento de 7".

Una vez determinados los parámetros operativos para los pozos en condición productiva, completación tipo Hoyo Abierto Ampliado y Revestido con Empaque de Grava Interno, es necesario determinar los parámetros para los pozos que presenten procesos de fractura. Estos procesos pueden darse de igual forma para pozos con revestimientos de 5 1/2" o en pozos de 7", en consecuencia la exposición y análisis de los resultados será similar a la ya mostrada.

### **Simulación de pozos a ser fracturados**

Como ya se mencionó, este análisis concierne a los de pozos que se presenten como candidatos a fracturamiento. Este proceso de estimulación es factible de aplicar tanto en pozos ya existentes como en pozos a perforar, los cuales pueden tener revestimientos de producción de 5 1/2" o revestimientos de producción de 7" de diámetro. Debido a que la fractura es aplicable para ambos diámetros de revestimiento el análisis presentado debe ser dividido en dos.

### **Pozos con revestimientos de producción de 5 1/2"**

En esta ocasión el análisis es un poco más corto, esto es debido a lo expuesto en la metodología referente al fracturamiento con tubería de 2 3/8". A manera de recordatorio no es posible fracturar con esta tubería, debido a las altas pérdidas de presión por fricción que se originan en esta tubería. Esto descarta inmediatamente este diámetro de tubería para el fracturamiento. Lo que deja como única opción a la tubería de 2 7/8". Una vez precisada la tubería a emplear, es necesario verificar que esta soporta las condiciones diseñadas para el pozo durante el fracturamiento. Como lo expone el marco teórico y la metodología, se

esperan dos cargas durante el fracturamiento. La condición de “Frac Pack” que simula el proceso de fractura y luego la condición de “Frac Screen-Out”, que simula la condición final del proceso de fractura, donde ya el material de soporte se deshidrata perdiendo su movilidad y aumentando la presión dentro del pozo hasta el cabezal de superficie.

En el caso del fracturamiento, las condiciones operativas son diferentes a las de producción; en este caso, se impone un peso de asentamiento en superficie igual a 10000lbs, para todas las tuberías de manera que no se desasiente la empacadura. Adicionalmente se impone presión en el espacio anular de dos mil y mil libras. Es necesario determinar cual de ambas presiones es más conveniente durante el proceso de fractura. Para ello se realizará un análisis de movimiento y pandeo similar al de los pozos en condición productiva.

### Permitiendo movimiento de tubería

Esta sección busca determinar el movimiento de la tubería como efecto de las fuerzas presentes durante la fractura, a fin de minimizar el pandeo y movimiento de la tubería. Es necesario comprobar que la tubería de 2 7/8" está en capacidad de soportar las fuerzas generadas como consecuencia de las condiciones diseñadas, para ello se emplea el gráfico de los límites de diseño con la menor presión anular, 1000lbs.

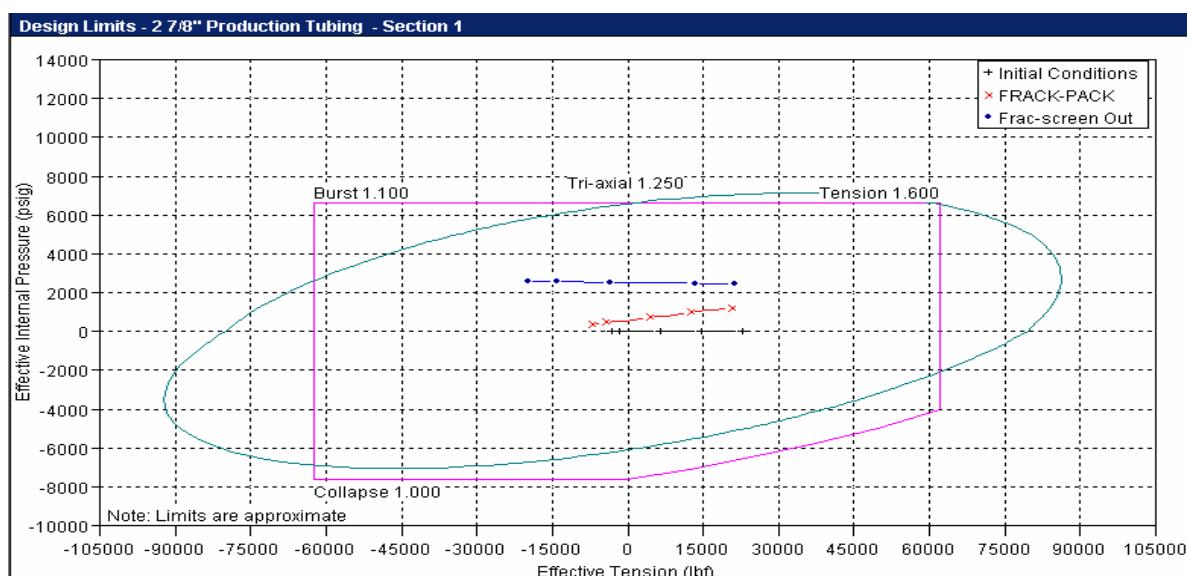


Figura 85 Límites de diseño para tubería de 2 7/8" con 1000lbs de presión anular

Esta figura ilustra tres cargas, la línea negra que corresponde a la condición inicial la roja que representa el proceso de fractura y la azul que corresponde con la condición de “Frac Screen-Out”. Ninguna condición sobrepasa los límites de diseño. Como era de esperarse el “Frac Screen-Out” representa la condición crítica para todas las condiciones diseñadas hasta ahora. Esto se debe al rango de presiones que maneja, muy por encima de cualquier otra. Tanto la condición de “Frac Pack” como el “Frac Screen-Out” tienden a presentar mayor peligro para el estallido, es decir se aproximan en mayor grado a la línea límite de estallido; lo cual se explica por que el proceso de fractura provoca altas presiones dentro de la tubería. Es por ello que debe aplicarse presión anular para disminuir el riesgo de estallido en la tubería.

### 1000lppc de presión anular

La Presión anular se impone en superficie con el objetivo de fortalecer o hacer un respaldo en la tubería para las operaciones que están inmiscuidas en el fracturamiento y de esta forma disminuir el pandeo y el movimiento de tubería

**Tabla 84 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8” revestimiento de 5 ½” presión anular de 1000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8” revestimiento de 5 ½”</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
“Frac Pack”	-0,16	-0,00	-0,08	-0,81	-1,05	425
“Frac Screen-Out”	-0,12	-0,07	-0,43	-0,81	-1,44	1934

El análisis de movimiento muestra un acortamiento de un pie aproximadamente. Esto se debe a la temperatura del fluido de fractura que es menor respecto a la temperatura de la formación, esto ocasiona como consecuencia una contracción en el metal. Adicionalmente a la temperatura, se presenta una presión interna mayor a la externa dando como consecuencia la creación del efecto balón normal que produce acortamiento en la tubería. De igual manera se produce una reducción en la longitud por el efecto pistón debido a las presiones internas y externas a la tubería. Referente al pandeo de tubería, se produce un

acortamiento ligero, en la condición de “Frac Pack” se presenta el efecto como – 0,00 esto se debe a que el valor del pandeo es menor a las centésimas de pie, por esta razón la longitud pandeada es muy pequeña en comparación a la que produce el “Frac Screen-Out”.

**Tabla 85 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" “Frac Pack” 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	20724	0.00	0.0	0.0	80.0	2200	1000
2	1	20	20595	0.00	0.0	0.0	80.1	2204	1009
3	1	1000	14225	0.00	0.0	0.0	82.0	2422	1433
4	1	2000	7725	0.00	0.0	0.0	84.2	2644	1866
5	1	3000	1225	0.00	0.0	0.0	87.0	2867	2298
6	1	3980	-5176	1.44	0.4	0.1	90.0	3088	2722
7	1	4000	-5307	1.51	0.4	0.1	90.3	3092	2731

**Tabla 86 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" “Frac Screen-Out” 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	21565	0.00	0.0	0.0	80.0	3400	1000
2	1	20	21435	0.00	0.0	0.0	80.1	3409	1009
3	1	1000	15065	0.00	0.0	0.0	82.0	3867	1433
4	1	2000	8565	0.00	0.0	0.0	84.2	4334	1866
5	1	3000	1676	4.33	2.1	0.7	87.0	4801	2298
6	1	3980	-7263	10.48	7.7	3.9	90.0	5259	2722
7	1	4000	-7472	10.62	7.9	4.0	90.3	5268	2731

Es importante resaltar que la condición de “Frac Screen-Out” es momentánea o instantánea, literalmente hablando, debido a que cuando se llegue a la presión de “Frac Screen-Out” se dispara una válvula de seguridad que apaga inmediatamente las bombas. Las presiones son otro punto muy importante que hay que apreciar. Para el proceso de fractura se espera una presión de cabezal de 2200lppc y una presión en fondo de, aproximadamente de 3100lppc. Esta es la presión necesaria para crear y mantener la fractura abierta. Luego al finalizar la fractura cuando se llegue al punto de “Frac Screen-Out” se logra una presión en cabezal de 3400lppc mientras que la presión de fondo oscila cercana a los 5300lppc. Estas presiones son de suma importancia al momento de diseñar el cabezal, debido a que representan las más altas y el diseño se realiza en función de la condición crítica. La temperatura en la

tubería no sobrepasa los 90°F, si se compara con las generadas en las condiciones de producción, se apreciará una diferencia realmente alta; es por ello que se produce el acortamiento. Finalmente la fuerza axial se muestra para determinadas profundidades de tubería. Los signos negativos indican compresión y los positivos, tensión. Con la fuerza axial se puede conocer aproximadamente el punto neutro de la tubería; este corresponde a la sección de la tubería donde la fuerza axial cambia de signo.

### 2000lppc de presión anular

El análisis de movimiento se mostrará a continuación

**Tabla 87 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 2000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
“Frac Pack”	-0,22	0,00	0,21	-0,81	-0,83	0
“Frac Screen-Out”	-0,32	-0,02	-0,10	-0,81	-1,26	1179

Si se compara esta tabla con la de 1000lppc, es notorio que las 2000lppc no ocasiona ninguna variación sobre el efecto temperatura, debido a que la dilatación producida por el efecto temperatura no presenta relación con presiones; esta relacionada con el coeficiente de dilatación térmico del material y la variación de la temperatura. Es diferente el aso del efecto balón debido a que este si está regido por las presiones internas y externas; en la condición de “Frac Pack” el efecto balón se invirtió produciendo un alargamiento y el pandeo se neutralizó. Fenómenos similares se presentaron en la condición de “Frac Screen-Out” pero en menor grado.

Con esta presión la longitud de pandeo disminuye, al igual que el movimiento. De igual manera se colocarán las tablas que contienen la severidad del pandeo, es decir las de fuerza

en tubería de manera de apreciar la disminución producida al aumentar hasta 2000lppc la presión anular.

**Tabla 88 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	19874	0.00	0.0	0.0	80.0	2200	2000
2	1	20	19745	0.00	0.0	0.0	80.1	2204	2009
3	1	1000	13375	0.00	0.0	0.0	82.0	2422	2433
4	1	2000	6875	0.00	0.0	0.0	84.2	2644	2866
5	1	3000	375	0.00	0.0	0.0	87.0	2867	3298
6	1	3980	-5995	0.00	0.0	0.0	90.0	3088	3722
7	1	4000	-6124	0.00	0.0	0.0	90.3	3092	3731

**Tabla 89 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular**

Tubing Load Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	18571	0.00	0.0	0.0	80.0	3200	2000
2	1	20	18441	0.00	0.0	0.0	80.1	3209	2009
3	1	1000	12071	0.00	0.0	0.0	82.0	3667	2433
4	1	2000	5571	0.00	0.0	0.0	84.2	4134	2866
5	1	3000	-949	0.79	0.2	0.0	87.0	4601	3298
6	1	3980	-7939	5.50	2.9	1.1	90.0	5059	3722
7	1	4000	-8090	5.60	3.0	1.1	90.3	5068	3731

Como puede apreciarse, en las tablas anteriores, disminuye a la mitad el ángulo de pandeo al igual que la longitud pandeada. De igual manera disminuye la magnitud de la fuerza axial y la presión efectiva lo que crea una condición más segura. Para evidenciar el nivel de seguridad se introducirán los factores de seguridad de tubería para ambas presiones anulares en la condición crítica.

**Tabla 90 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	16.3	2.686	2.744	100+	Y 2.880
2	1	20	54.8	16.3	2.690	2.743	100+	Y 2.897
3	1	1000	54.8	15.5	2.829	2.703	100+	Y 4.120
4	1	2000	54.8	15.3	2.860	2.664	100+	Y 7.241
5	1	3000	54.7	16.5	2.654	2.625	100+	Y 9.387
6	1	3980	54.7	20.7	2.115	2.588	100+	Y 3.229
7	1	4000	54.7	20.8	2.102	2.587	100+	Y 3.167

**Tabla 91 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular**

Safety Factor Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	11.8	3.719	5.487	100+	Y 3.344
2	1	20	54.8	11.7	3.734	5.484	100+	Y 3.367
3	1	1000	54.8	9.7	4.533	5.331	100+	Y 5.141
4	1	2000	54.8	8.3	5.272	5.184	100+	Y 11.133
5	1	3000	54.7	8.1	5.373	5.043	100+	Y 33.580
6	1	3980	54.7	10.9	4.021	4.912	100+	Y 4.365
7	1	4000	54.7	11.0	3.988	4.909	100+	Y 4.283

Si se observa en las tablas 90 y 91, la columna de factor de estallido puede apreciarse que es mayor para la presión de 2000lppc que para la de 1000lppc. Esto indica que la primera condición es más segura. Mientras mayor sea el factor de seguridad más lejos está del límite de diseño llegando a ser hasta 500 veces más seguro que los estándares de PDVSA.

En consecuencia es conveniente fracturar con 2000lppc de presión anular para crear una condición más segura, disminuir el movimiento de tubería y poseer una menor severidad de pandeo. Es necesario respaldar este análisis con la sección en la cual no se le permite movimiento a la tubería.

### Sin movimiento en la tubería

Al no permitirle el movimiento a la tubería se generan cargas que aumentan el nivel de pandeo y crean condiciones menos seguras, por lo que se requiere determinar la presión anular a emplearse durante el fracturamiento.

Es necesario validar, antes de seguir adelante, que la empacadura no se desasiente por efecto de las presiones y fuerzas en el sistema. Si la tubería de 2 7/8" no se desasienta, entonces ninguna de las de mayor diámetro lo hará. Para realizar esta validación es necesario representar las fuerzas sobre la empacadura. Cerciorándose que no se produzca una fuerza en sentido ascendente mayor al peso de la tubería más las 10000lbs que se

imponen en superficie, no se está considerando el peso de la columna de fluido anular ni la presión impuesta en superficie.

**Tabla 92 Fuerza sobre la empacadura tubería de 2 7/8" asentada con 5000lbs**

<b>Fuerza sobre la empacadura tubería de 2 7/8" asentada con 5000lbs</b>				
Carga diseñada	Tubing to packer force		Packer to tubing force	
	Lbf	Direction	Lbf	Direction
"Frac Pack"	4283	Up	8893	Up
Producción por 1/2 año	12999	Up	45356	Down

Como la tubería corresponde a una de 2 7/8" J-55 6,5#/pie, en consecuencia el peso total de la misma en el aire es de 26650lbs, mas el peso de asentamiento, asciende a 36650lbs. Si se compara este valor con la tabla anterior no es posible que desasentar la empacadura y no se desasentará las de diámetro mayor.

### 1000lppc de presión anular

Esta vez no se presentará gráfico de las líneas de diseño debido a que se mostrarán los factores de seguridad, de igual forma estos son útiles para determinar si la tubería está en zona segura. Se expondrá el análisis de movimiento para reflejar la longitud pandeada y la fuerza en tubería para apreciar la fuerza axial y la severidad del pandeo.

**Tabla 93 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 1/2" presión anular de 2000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 1/2"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	0,85	0,05	-0,08	-0,81	0,00	0
"Frac Screen-Out"	1,20	0,04	-0,43	-0,81	0,00	602

Al igual que en la sección de pozos productores, el movimiento total es cero. La magnitud de la variación de la longitud por efecto temperatura permanece constante debido a que el fluido no varía, siempre es el fluido de fractura. Los otros efectos deben compensarse para hacer cero la suma total.

Las tablas de fuerza en tubería muestran la fuerza axial al igual que la severidad del pandeo. Dado que la condición de “Frac Pack” no produce pandeo no se colocará la tabla correspondiente a la fuerza en tubería debido a que no tendría ningún sentido.

Si se analiza el efecto del pandeo en el fracturamiento se llega a la conclusión de que este no puede ser un parámetro para seleccionar una tubería. Debido a que a diferencia de la producción, durante el fracturamiento no se empleará ningún equipo dentro de la tubería que podía verse afectado por el pandeo que se produzca en la tubería. Es por ello que desde aquí en adelante no se considerará el pandeo como un criterio de selección, en su lugar se hará uso de los factores de seguridad.

**Tabla 94 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	13.6	3.219	5.487	100+	Y 2.536
2	1	20	54.8	13.6	3.233	5.507	100+	Y 2.550
3	1	1000	54.8	10.7	4.085	6.655	100+	Y 3.451
4	1	2000	54.8	7.9	5.578	8.448	100+	Y 5.400
5	1	3000	54.7	5.0	8.699	11.544	100+	Y 12.409
6	1	3980	54.7	2.5	17.284	17.961	100+	Y 52.029
7	1	4000	54.7	2.5	17.602	18.163	100+	Y 46.924

**Tabla 95 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - frac screen-out - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	18.5	2.370	2.744	100+	Y 2.118
2	1	20	54.8	18.5	2.375	2.743	100+	Y 2.127
3	1	1000	54.8	17.0	2.583	2.703	100+	Y 2.719
4	1	2000	54.8	16.0	2.744	2.664	100+	Y 3.799
5	1	3000	54.7	15.6	2.809	2.625	100+	Y 6.306
6	1	3980	54.7	16.1	2.724	2.588	100+	Y 9.679
7	1	4000	54.7	16.1	2.719	2.587	100+	Y 9.726

Ambas tablas, correspondientes a los factores de seguridad, muestran que la tubería está en capacidad de soportar las exigencias que producen las condiciones diseñadas. Si alguno de los factores de seguridad fuese menor o igual a 1, la tubería estaría en una zona riesgo. El eductor presenta mayor seguridad para el colapso, seguido del estallido y finalmente de los esfuerzos triaxiales.

A continuación se presentará la fuerza en la tubería, pero no para apreciar el pandeo sino las presiones en el cabezal y la tubería, afín de poseer conocimiento de los rangos de presión y fuerza axial con que se está trabajando.

**Tabla 96 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	24485	0.00	0.0	0.0	80.0	2200	1000
2	1	20	24355	0.00	0.0	0.0	80.1	2204	1009
3	1	1000	17985	0.00	0.0	0.0	82.0	2422	1433
4	1	2000	11485	0.00	0.0	0.0	84.2	2644	1866
5	1	3000	4994	0.00	0.0	0.0	87.0	2867	2298
6	1	3980	-1190	0.00	0.0	0.0	90.0	3088	2722
7	1	4000	-1319	0.00	0.0	0.0	90.3	3092	2731

**Tabla 97 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 1000 anular**

	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	29327	0.00	0.0	0.0	80.0	3400	1000
2	1	20	29197	0.00	0.0	0.0	80.1	3409	1009
3	1	1000	22827	0.00	0.0	0.0	82.0	3867	1433
4	1	2000	16327	0.00	0.0	0.0	84.2	4334	1866
5	1	3000	9828	0.00	0.0	0.0	87.0	4801	2298
6	1	3980	3584	2.47	0.9	0.2	90.0	5259	2722
7	1	4000	3454	2.56	0.9	0.2	90.3	5268	2731

De estas tablas se puede concluir que los intervalos de las tuberías que trabajan a compresión son relativamente pequeños sin un pandeo muy severo. Las presiones internas y externas a la tubería son semejantes a las presentadas en la sección de Permitiendo

movimiento en la tubería. Esto se debe a que se emplean las mismas tasas y presiones de bombeo en el mismo diámetro de tubería.

### 2000lppc de presión anular

A pesar de no considerarse el análisis de movimiento como un criterio de selección, se coloca para apreciar que mayor presión anular mejora las condiciones generales de la tubería.

**Tabla 98 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½" presión anular de 2000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 5 ½"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	0,56	0,05	0,21	-0,81	0,00	0
"Frac Screen-Out"	0,87	0,05	-0,10	-0,81	0,00	96

**Tabla 99 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	12.9	3.399	32.923	100+	Y 3.016
2	1	20	54.8	12.9	3.413	33.645	100+	Y 3.035
3	1	1000	54.8	10.2	4.282	100+	18.706	Y 4.405
4	1	2000	54.8	7.7	5.654	100+	11.816	Y 8.171
5	1	3000	54.7	5.7	7.700	100+	8.793	Y 56.391
6	1	3980	54.7	4.7	9.319	100+	6.933	Y 12.176
7	1	4000	54.7	4.7	9.331	100+	6.902	Y 11.872

**Tabla 100 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	14.6	3.001	5.487	100+	Y 2.505
2	1	20	54.8	14.6	3.011	5.484	100+	Y 2.518
3	1	1000	54.8	12.1	3.630	5.331	100+	Y 3.393
4	1	2000	54.8	10.0	4.401	5.184	100+	Y 5.260
5	1	3000	54.7	8.6	5.106	5.043	100+	Y 11.713
6	1	3980	54.7	8.3	5.267	4.912	100+	Y 47.103
7	1	4000	54.7	8.3	5.260	4.909	100+	Y 40.146

**Tabla 101 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Pack" 2000lbs anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	20590	0.00	0.0	0.0	80.0	2200	2000
2	1	20	20460	0.00	0.0	0.0	80.1	2204	2009
3	1	1000	14090	0.00	0.0	0.0	82.0	2422	2433
4	1	2000	7590	0.00	0.0	0.0	84.2	2644	2866
5	1	3000	1099	0.00	0.0	0.0	87.0	2867	3298
6	1	3980	-5085	0.00	0.0	0.0	90.0	3088	3722
7	1	4000	-5214	0.00	0.0	0.0	90.3	3092	3731

**Tabla 102 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 5 ½" "Frac Screen-Out" 2000lbs anular**

Tubing Load Summary - frac screen-out - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	24790	0.00	0.0	0.0	80.0	3200	2000
2	1	20	24661	0.00	0.0	0.0	80.1	3209	2009
3	1	1000	18291	0.00	0.0	0.0	82.0	3667	2433
4	1	2000	11791	0.00	0.0	0.0	84.2	4134	2866
5	1	3000	5291	0.00	0.0	0.0	87.0	4601	3298
6	1	3980	-939	0.33	0.0	0.0	90.0	5059	3722
7	1	4000	-1068	0.42	0.1	0.0	90.3	5068	3731

Si se comparan estas tablas con las presentadas para 1000lppc de presión anular es posible apreciar que todas las condiciones generales mejoran; los factores de seguridad son más altos y en consecuencia más seguros. El único que disminuye es el colapso, hecho que es lógico, debido a que la presión externa a la tubería es mayor, no obstante sigue cumpliendo perfectamente con las condiciones de seguridad.

La selección de la empacadura se realiza de manera similar a la desarrollada para el pozo en período productivo. Esta vez, debe seleccionarse una empacadura capaz de trabajar a compresión, de gran eficiencia y seguridad. Podría pensarse en usar la “Lok Set” asentada a compresión, pero el grupo de tres bandas sellantes que posee la doble gancho R-3, la hace más eficiente y segura que cualquier otra, es por ello que se selecciona esta empacadura para el fracturamiento, luego de realizado este debe seguirse la normativa expuesta para pozos en condición productiva.

Dado todo lo presentado anteriormente, cuando se fracture un pozo con revestimiento de producción de  $5\frac{1}{2}$ ”, parece conveniente el uso de tubería de  $2\frac{7}{8}$ ” J-55 6,5#/pie, con agua como fluido de completación y aplicando 2000lppc en superficie. La empacadura a usar debe ser una doble gancho asentada a compresión con 10000lbs. A pesar de no mostrarse en ninguna parte del estudio simulaciones con diferentes fluidos de completación, debido a que se empleó agua fresca en las corridas y produjo resultados satisfactorios se recomienda esta como fluido de completación; y todas las tuberías por medidas de seguridad deben ser asentadas a compresión durante el fracturamiento para garantizar un buen sello de la empacadura y evitar su desasentamiento.

Estos parámetros operativos son útiles única y exclusivamente durante el fracturamiento. Una vez terminada la fractura, se requiere la aplicación de los parámetros de producción mostrados en secciones anteriores de este trabajo.

Esto finaliza el diseño de la completación para procesos de fractura en pozos que posean revestimientos de producción de  $5\frac{1}{2}$ ”. La sección final de este análisis mecánico la representa el estudio de pozos a ser fracturados con revestimientos de producción de 7”.

### **Pozos con revestimiento de producción de 7”**

Los pozos poseedores de revestimientos de producción de 7” representan la parte final del análisis mecánico. La selección de la tubería a emplear se realizará para las tuberías de  $2\frac{7}{8}$ ”,  $3\frac{1}{2}$ ” y  $4\frac{1}{2}$ ”. Se descarta la de  $2\frac{3}{8}$ ” por las razones expuestas en la parte anterior. El análisis se fundamentará en seleccionar la tubería que ofrezca la mayor seguridad para las

operaciones previstas durante el fracturamiento, considerando de igual forma el pandeo generado y el movimiento

### **Permitiendo movimiento en la tubería**

En esta sección, al igual que en secciones anteriores, se realizará el análisis de movimiento para las presiones de anular previstas y los factores de seguridad mostrarán el comportamiento de las tuberías frente a las condiciones impuestas.

#### 1000lppc de presión anular

Luego de expuestos todos los movimientos y factores de seguridad se realizará el análisis de los mismos y se dará inicio a la selección de tuberías

**Tabla 103 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	-0,20	-0,01	-0,06	-0,80	-1,07	412
"Frac Screen-Out"	-0,22	-0,24	-0,42	-0,80	-1,68	1969

**Tabla 104 Análisis de movimiento tubería de 3 ½" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	-0,18	-0,00	-0,02	-0,84	-1,03	371
"Frac Screen-Out"	-0,23	-0,10	-0,40	-0,84	-1,57	2017

**Tabla 105 Análisis de movimiento tubería de 4 ½" revestimiento de 7" presión anular de 1000lbs**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
“Frac Pack”	-0,18	-0,00	-0,03	-0,87	-1,08	274
“Frac Screen-Out”	-0,29	-0,15	-0,61	-0,87	-1,82	2951

**Tabla 106 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" “Frac Pack” 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force	Dogleg	Torque	Friction Force	Temperature	Pressure (psig)
			(lbf)	(deg/100ft)	(lbf-ft)	(lbf/ft)	(deg F)	Internal External
1	1	0	20799	0.00	0.0	0.0	80.0	2100 1000
2	1	20	20669	0.00	0.0	0.0	80.1	2104 1009
3	1	1000	14299	0.00	0.0	0.0	82.7	2322 1433
4	1	2000	7799	0.00	0.0	0.0	85.8	2544 1866
5	1	3000	1299	0.00	0.0	0.0	89.9	2768 2298
6	1	4000	-5242	1.89	0.8	0.1	94.5	2994 2731
7	1	4080	-5772	2.38	1.1	0.1	94.8	3012 2766
8	1	4100	-5904	2.50	1.2	0.1	95.0	3017 2774

**Tabla 107 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" “Frac Pack” 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force	Dogleg	Torque	Friction Force	Temperature	Pressure (psig)
			(lbf)	(deg/100ft)	(lbf-ft)	(lbf/ft)	(deg F)	Internal External
1	1	0	30209	0.00	0.0	0.0	80.0	1600 1000
2	1	20	30024	0.00	0.0	0.0	80.1	1607 1009
3	1	1000	20910	0.00	0.0	0.0	82.1	1959 1433
4	1	2000	11610	0.00	0.0	0.0	84.5	2318 1866
5	1	3000	2310	0.00	0.0	0.0	87.9	2678 2298
6	1	4000	-7023	1.01	0.6	0.1	91.8	3038 2731
7	1	4080	-7775	1.31	0.9	0.1	92.1	3067 2766
8	1	4100	-7962	1.38	0.9	0.1	92.2	3074 2774

**Tabla 108 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" “Frac Pack” 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 4 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Axial Force	Dogleg	Torque	Friction Force	Temperature	Pressure (psig)
			(lbf)	(deg/100ft)	(lbf-ft)	(lbf/ft)	(deg F)	Internal External
1	1	0	41172	0.00	0.0	0.0	80.0	1500 1000
2	1	20	40918	0.00	0.0	0.0	80.1	1508 1009
3	1	1000	28423	0.00	0.0	0.0	81.6	1888 1433
4	1	2000	15673	0.00	0.0	0.0	83.6	2277 1866
5	1	3000	2923	0.00	0.0	0.0	86.4	2666 2298
6	1	4000	-9855	0.53	0.4	0.1	89.9	3055 2731
7	1	4080	-10882	0.64	0.6	0.1	90.2	3086 2766
8	1	4100	-11138	0.67	0.6	0.1	90.5	3094 2774

Debido a que las tuberías de mayor diámetro poseen menores pérdidas de presión por fricción, la presión impuesta en cabezal debe ser menor para lograr una presión de fondo de aproximadamente 3100lbs. Eso sugiere que la fractura con tuberías de 4 ½" y 3 ½" producirán condiciones en superficie más seguras debido a que las presiones manejadas serán menores. Como se indicó anteriormente, el pandeo no es de gran importancia debido a que no se inserta o introduce ningún instrumento o equipo a través de ella. No obstante la severidad del pandeo disminuye con tuberías de mayor diámetro para la condición de fractura. Por su parte el aumento de la fuerza axial se produce debido a que tuberías más grandes poseen pesos mayores dando como consecuencia fuerzas axiales mayores.

**Tabla 109 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Internal	External
1	1	0	21482	0.00	0.0	0.0	80.0	3300	1000
2	1	20	21352	0.00	0.0	0.0	80.1	3309	1009
3	1	1000	14982	0.00	0.0	0.0	82.7	3767	1433
4	1	2000	8482	0.00	0.0	0.0	85.8	4234	1866
5	1	3000	1373	7.08	5.6	1.1	89.9	4701	2298
6	1	4000	-11870	22.74	32.0	10.9	94.5	5168	2731
7	1	4080	-13456	24.65	36.1	12.8	94.8	5205	2766
8	1	4100	-13850	25.12	37.2	13.3	95.0	5215	2774

**Tabla 110 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - Frac Screen-out - 3 1/2" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Internal	External
1	1	0	29716	0.00	0.0	0.0	80.0	3100	1000
2	1	20	29530	0.00	0.0	0.0	80.1	3109	1009
3	1	1000	20416	0.00	0.0	0.0	82.1	3567	1433
4	1	2000	11116	0.00	0.0	0.0	84.5	4034	1866
5	1	3000	1320	3.93	4.4	0.8	87.9	4501	2298
6	1	4000	-11477	9.63	17.0	5.1	91.8	4968	2731
7	1	4080	-12687	10.18	18.5	5.7	92.1	5005	2766
8	1	4100	-12988	10.31	18.9	5.8	92.2	5015	2774

**Tabla 111 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

Tubing Load Summary - Frac Screen-out - 4 1/2" Production Tubing								Pressure (psig)	
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Internal	External
1	1	0	39269	0.00	0.0	0.0	80.0	3400	1000
2	1	20	39016	0.00	0.0	0.0	80.1	3409	1009
3	1	1000	26520	0.00	0.0	0.0	81.6	3867	1433
4	1	2000	13580	1.33	1.7	0.4	83.6	4334	1866
5	1	3000	-509	3.05	5.8	1.8	86.4	4801	2298
6	1	4000	-17295	5.12	12.5	5.2	89.9	5268	2731
7	1	4080	-18768	5.30	13.2	5.6	90.2	5305	2766
8	1	4100	-19134	5.34	13.4	5.7	90.5	5315	2774

A diferencia de la condición de "Frac Pack", las últimas tablas indican que las presiones de superficie son mayores para la tubería de 4 ½". Esto no es del todo cierto, debido a que las presiones en fondo no son idénticas, poseen diferencias de 100 y 200lppc, esto debido a imprecisiones en las simulaciones, lo que genera presiones mayores en superficie.,

La condición de "Frac Screen-Out" debe generar el mismo perfil de presión para todas las tuberías, debido a que al lograrse esta condición no hay flujo de fluidos y la diferencia que aportan las pérdidas de presión por fricción desaparecen. A pesar de que el pandeo no presenta gran importancia, es posible apreciar una disminución sustancial en la severidad del pandeo a medida que aumenta el diámetro de tubería.

No se ha mencionado nada referente a la torsión ni a la fricción debido a que el pozo en estudio o los esquemas de completación a generar corresponden a pozos verticales en los cuales estos factores no son de importancia prioritaria, es por ello que se han hecho a un lado y no se han nombrado a lo largo de la sección de resultados.

Como se mencionó el efecto temperatura permanece constante, lo que se evidencia en el perfil de temperatura, debido a que este depende de la cantidad de calor que desprenda o absorba el fluido al pasar a través de la tubería. Generando una dilatación si libera calor y una contracción si absorbe calor

**Tabla 112 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	11.8	3.715	5.986	100+	Y 2.986
2	1	20	54.8	11.8	3.733	6.009	100+	Y 3.004
3	1	1000	54.8	8.9	4.906	7.402	100+	Y 4.339
4	1	2000	54.7	6.1	7.176	9.686	100+	Y 7.949
5	1	3000	54.7	3.4	12.759	13.968	100+	Y 47.656
6	1	4000	54.6	2.5	17.701	24.908	100+	Y 8.363
7	1	4080	54.6	2.8	15.692	26.561	100+	Y 7.294
8	1	4100	54.6	2.9	15.107	26.997	100+	Y 7.069

**Tabla 113 Factores de seguridad tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 3 1/2" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	11.7	3.753	10.552	100+	Y 2.939
2	1	20	54.8	11.6	3.772	10.578	100+	Y 2.957
3	1	1000	54.8	8.8	5.006	12.024	100+	Y 4.243
4	1	2000	54.8	5.9	7.439	13.966	100+	Y 7.636
5	1	3000	54.7	3.3	13.423	16.634	100+	Y 38.342
6	1	4000	54.6	2.5	17.723	20.522	100+	Y 9.807
7	1	4080	54.6	2.7	16.062	20.915	100+	Y 8.537
8	1	4100	54.6	2.8	15.657	21.012	100+	Y 8.271

**Tabla 114 Factores de seguridad tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 1000lbs anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 4 1/2" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	11.4	3.852	10.507	100+	2.997
2	1	20	54.8	11.3	3.872	10.526	100+	3.015
3	1	1000	54.8	8.5	5.149	11.523	100+	4.339
4	1	2000	54.8	5.8	7.620	12.756	100+	7.864
5	1	3000	54.7	3.4	12.999	14.268	100+	42.127
6	1	4000	54.7	2.9	14.902	16.167	100+	10.487
7	1	4080	54.7	3.1	14.076	16.342	100+	9.347
8	1	4100	54.7	3.2	13.864	16.381	100+	9.101

Los factores de seguridad para la condición de "Frac Pack" con las tuberías expuestas, indican mejorías en cuanto a la seguridad para las de 4 ½" y 3 ½", presentando valores muy

cercanos. Es sencillo apreciar que las tres tuberías están en capacidad de soportar la fuerza generada por el fracturamiento. Las de mayor diámetro aparecen como más convenientes.

**Tabla 115 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	15.9	2.766	2.863	100+	Y 2.891
2	1	20	54.8	15.8	2.770	2.862	100+	Y 2.908
3	1	1000	54.8	14.9	2.933	2.818	100+	Y 4.142
4	1	2000	54.7	14.7	2.978	2.775	100+	Y 7.308
5	1	2250	54.7	14.8	2.963	2.764	100+	Y 7.902
6	1	3000	54.7	16.4	2.661	2.732	100+	Y 6.569
7	1	4000	54.6	26.9	1.625	2.690	100+	Y 1.639
8	1	4080	54.6	28.6	1.528	2.687	100+	1.491
9	1	4100	54.6	29.1	1.503	2.686	100+	1.458

**Tabla 116 Factores de seguridad tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	15.1	2.903	3.015	100+	Y 2.987
2	1	20	54.8	15.1	2.908	3.014	100+	Y 3.006
3	1	1000	54.8	14.2	3.093	2.964	100+	Y 4.345
4	1	2000	54.8	14.0	3.140	2.916	100+	Y 7.975
5	1	3000	54.7	15.3	2.862	2.867	100+	Y 9.739
6	1	4000	54.6	20.1	2.173	2.820	100+	Y 2.898
7	1	4080	54.6	20.7	2.112	2.816	100+	Y 2.696
8	1	4100	54.6	20.8	2.097	2.815	100+	Y 2.650

**Tabla 117 Factores de seguridad tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 1000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	18.7	2.342	2.189	100+	3.142
2	1	20	54.8	18.7	2.343	2.188	100+	3.162
3	1	1000	54.8	18.6	2.354	2.157	100+	4.650
4	1	2000	54.8	19.3	2.271	2.126	100+	6.737
5	1	3000	54.7	21.2	2.068	2.095	100+	10.920
6	1	4000	54.7	24.6	1.776	2.064	100+	3.477
7	1	4080	54.7	25.0	1.750	2.062	100+	3.280
8	1	4100	54.7	25.1	1.744	2.061	100+	3.234

**2000lppc de presión anular**

Esta representa la segunda condición operativa, Se espera que los factores de seguridad aumenten creando una condición de mayor confiable.

**Tabla 118 Análisis de movimiento tubería de 2 7/8" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc**

<b>Movement Summary Tubería de 2 7/8" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	-0,07	0,00	-0,23	-0,80	-0,63	0,00
"Frac Screen-Out"	-0,46	-0,13	-0,13	-0,80	-1,52	1527

**Tabla 119 Análisis de movimiento tubería de 3 ½" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc**

<b>Movement Summary Tubería de 3 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	-0,18	0,00	0,29	-0,84	-0,73	0
"Frac Screen-Out"	-0,89	-0,05	-0,14	-0,84	-1,42	1453

**Tabla 120 Análisis de movimiento tubería de 4 ½" revestimiento de 7" presión anular de 2000lppc**

<b>Movement Summary Tubería de 4 ½" revestimiento de 7"</b>						
Carga diseñada	Hooke's Law (ft)	Buckling (ft)	Balloon (ft)	Thermal (ft)	Total (ft)	Buckled Length (ft)
"Frac Pack"	-0,18	0,00	0,32	-0,83	-0,68	0
"Frac Screen-Out"	-0,42	-0,02	-0,24	-0,83	-1,5	1953

Basándose en el movimiento, es conveniente el uso de tubería de 3 ½" por ser la poseedora del menor acortamiento. Analizando los movimientos parciales se observa que el efecto balón aumenta a medida que aumenta el diámetro de tubería, esto podría parecer un error, pero de hecho no lo es. El efecto balón aumenta por que la resistencia al estallido es menor para las tuberías de mayor diámetro. Mientras la tubería de 2 7/8" presenta una presión de diseño, para el estallido, de 7265lppc, la de 3 ½" presenta 6980lppc y finalmente la de 4 ½" presenta un valor de 5800lbs. Esto produce que el efecto balón sea mayor en la tubería de mayor diámetro.

**Tabla 121 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	14.2	3.090	65.846	100+	Y 2.754
2	1	20	54.8	14.1	3.101	68.802	100+	Y 2.770
3	1	1000	54.8	11.6	3.780	100+	15.061	Y 3.866
4	1	2000	54.7	9.2	4.768	100+	10.271	Y 6.492
5	1	3000	54.7	7.2	6.116	100+	7.923	Y 20.306
6	1	3250	54.7	6.7	6.484	100+	7.510	Y 43.461
7	1	4000	54.6	5.9	7.403	100+	6.410	Y 17.917
8	1	4080	54.6	5.9	7.464	100+	6.307	Y 15.570
9	1	4100	54.6	5.8	7.478	100+	6.282	Y 15.077

**Tabla 122 Factores de seguridad tubería 3 1/2 " revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 3 1/2" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	15.0	2.933	100+	10.236	Y 2.943
2	1	20	54.8	14.9	2.944	100+	10.205	Y 2.961
3	1	1000	54.8	12.2	3.604	100+	8.935	Y 4.251
4	1	2000	54.8	9.5	4.615	100+	7.980	Y 7.664
5	1	3000	54.7	7.1	6.175	100+	7.239	Y 39.067
6	1	4000	54.6	5.3	8.226	100+	6.488	Y 12.577
7	1	4080	54.6	5.2	8.371	100+	6.431	Y 11.373
8	1	4100	54.6	5.2	8.406	100+	6.417	Y 11.108

**Tabla 123 Factores de seguridad tubería 4 ½” revestimiento 7” “Frac Pack” con 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 4 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	15.3	2.866	100+	7.642	3.084
2	1	20	54.8	15.2	2.877	100+	7.627	3.104
3	1	1000	54.8	12.6	3.488	100+	6.971	4.525
4	1	2000	54.8	10.0	4.392	100+	6.422	8.499
5	1	3000	54.7	7.7	5.711	100+	5.962	62.500
6	1	3980	54.7	6.0	7.294	100+	5.470	11.450
7	1	4000	54.7	6.0	7.323	100+	5.460	11.184

Es apreciable que todas las tuberías están en capacidad de soportar las condiciones diseñadas durante el fracturamiento. Aparece como más segura la tubería de 3 ½” de diámetro para la condición de “Frac Pack”. No obstante las demás tuberías están perfectamente capacitadas para soportar esta carga.

**Tabla 124 Factores de seguridad tubería 2 7/8” revestimiento 7” “Frac Screen-Out” 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	11.6	3.779	5.065	100+	Y 3.531
2	1	20	54.8	11.6	3.793	5.063	100+	Y 3.557
3	1	1000	54.8	9.7	4.506	4.931	100+	Y 5.596
4	1	2000	54.7	8.7	5.037	4.803	100+	Y 13.509
5	1	2500	54.7	8.6	5.088	4.741	100+	Y 46.415
6	1	3000	54.7	9.3	4.719	4.680	100+	Y 10.784
7	1	4000	54.6	15.9	2.739	4.562	100+	Y 2.350
8	1	4080	54.6	16.9	2.585	4.553	100+	Y 2.178
9	1	4100	54.6	17.2	2.546	4.550	100+	Y 2.139

**Tabla 125 Factores de seguridad tubería 3 ½” revestimiento 7” “Frac Screen-Out” 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - Frac Screen-out - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	12.0	3.657	4.870	100+	Y 3.383
2	1	20	54.8	12.0	3.670	4.868	100+	Y 3.407
3	1	1000	54.8	10.1	4.334	4.742	100+	Y 5.237
4	1	2000	54.8	9.1	4.840	4.620	100+	Y 11.604
5	1	2750	54.7	9.0	4.869	4.531	100+	Y 59.346
6	1	3000	54.7	9.3	4.720	4.502	100+	Y 19.197
7	1	4000	54.6	12.8	3.402	4.389	100+	Y 3.621
8	1	4080	54.6	13.3	3.289	4.381	100+	Y 3.378
9	1	4100	54.6	13.4	3.262	4.378	100+	Y 3.323

**Tabla 126 Factores de seguridad tubería 4 ½" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - Frac Screen-out - 4 1/2" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	12.6	3.488	3.753	100+	3.655
2	1	20	54.8	12.5	3.496	3.751	100+	3.683
3	1	1000	54.8	11.5	3.820	3.661	100+	5.870
4	1	2000	54.8	11.2	3.900	3.574	100+	14.924
5	1	3000	54.7	12.3	3.550	3.489	100+	12.220
6	1	3980	54.7	15.1	2.897	3.409	100+	4.104
7	1	4000	54.7	15.2	2.883	3.407	100+	4.047

Para esta condición se muestra la tubería de 2 7/8" como la más segura en estallido, para el colapso todas son muy seguras. Con respecto al esfuerzo axial se presenta como más segura la tubería de 4 1/2" por ser la más robusta. La letra Y que aparece antes de algunos factores de seguridad axial, significa que la conexión es más segura que el cuerpo de la tubería.

Hasta ahora no existe un criterio contundente que indique cual es la tubería que debe emplearse lo que está claro hasta ahora, es que una presión anular mayor aumenta los factores de seguridad.

### **Sin movimiento en la tubería**

Como ya se conoce que la condición más confiable la genera la presión anular de 2000lppc se obviarán los resultados de 1000lppc anular.

### **2000lppc de presión anular**

No se presentará el análisis de movimiento debido a que no refleja nada significativo, ya que el pandeo no es un parámetro concluyente. Se mostrarán las fuerzas en la tubería y los factores de seguridad. Se espera con estos resultados llegar a un análisis concluyente referente a la tubería a emplear durante el fracturamiento

**Tabla 127 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	19382	0.00	0.0	0.0	80.0	2100	2000
2	1	20	19252	0.00	0.0	0.0	80.1	2104	2009
3	1	1000	12882	0.00	0.0	0.0	82.7	2322	2433
4	1	2000	6383	0.00	0.0	0.0	85.8	2544	2866
5	1	3000	-18	0.00	0.0	0.0	89.9	2768	3298
6	1	4000	-5898	0.00	0.0	0.0	94.5	2994	3731
7	1	4080	-6418	0.00	0.0	0.0	94.8	3012	3766
8	1	4100	-6547	0.00	0.0	0.0	95.0	3017	3774

**Tabla 128 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc anular**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 3 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	33472	0.00	0.0	0.0	80.0	1600	2000
2	1	20	33287	0.00	0.0	0.0	80.1	1607	2009
3	1	1000	24173	0.00	0.0	0.0	82.1	1959	2433
4	1	2000	14873	0.00	0.0	0.0	84.5	2318	2866
5	1	3000	5574	0.00	0.0	0.0	87.9	2678	3298
6	1	4000	-3652	0.00	0.0	0.0	91.8	3038	3731
7	1	4080	-4396	0.00	0.0	0.0	92.1	3067	3766
8	1	4100	-4581	0.00	0.0	0.0	92.2	3074	3774

**Tabla 129 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" 2000lppc**

Tubing Load Summary - FRACK-PACK - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf·ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	49873	0.00	0.0	0.0	80.0	1500	2000
2	1	20	49619	0.00	0.0	0.0	80.1	1508	2009
3	1	1000	37124	0.00	0.0	0.0	81.6	1888	2433
4	1	2000	24374	0.00	0.0	0.0	83.6	2277	2866
5	1	3000	11624	0.00	0.0	0.0	86.4	2666	3298
6	1	4000	-1120	0.00	0.0	0.0	89.9	3055	3731
7	1	4080	-2140	0.00	0.0	0.0	90.2	3086	3766
8	1	4100	-2394	0.00	0.0	0.0	90.5	3094	3774

El análisis de fuerza en la tubería para la condición de "Frac Pack", indica como más conveniente el uso de la tubería de mayor diámetro, debido a que produce las menores presiones tanto en cabezal como en el cuerpo del tubular, ofreciendo mayor seguridad.

**Tabla 130 Análisis de fuerza tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular**

Tubing Load Summary - Frac-screen Out - 2 7/8" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	24283	0.00	0.0	0.0	80.0	3300	2000
2	1	20	24154	0.00	0.0	0.0	80.1	3309	2009
3	1	1000	17784	0.00	0.0	0.0	82.7	3767	2433
4	1	2000	11284	0.00	0.0	0.0	85.8	4234	2886
5	1	3000	4829	0.00	0.0	0.0	89.9	4701	3298
6	1	4000	-1230	1.48	0.5	0.0	94.5	5168	3731
7	1	4080	-1750	2.07	0.9	0.1	94.8	5205	3766
8	1	4100	-1879	2.21	1.0	0.1	95.0	5215	3774

**Tabla 131 Análisis de fuerza tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular**

Tubing Load Summary - Frac Screen-out - 3 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	41577	0.00	0.0	0.0	80.0	3300	2000
2	1	20	41392	0.00	0.0	0.0	80.1	3309	2009
3	1	1000	32278	0.00	0.0	0.0	82.1	3767	2433
4	1	2000	22978	0.00	0.0	0.0	84.5	4234	2886
5	1	3000	13678	0.00	0.0	0.0	87.9	4701	3298
6	1	4000	4445	0.00	0.0	0.0	91.8	5168	3731
7	1	4080	3701	0.00	0.0	0.0	92.1	5205	3766
8	1	4100	3516	0.00	0.0	0.0	92.2	5215	3774

**Tabla 132 Análisis de fuerza tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Screen-Out" 2000lppc anular**

Tubing Load Summary - Frac Screen-out - 4 1/2" Production Tubing									
	String Section	MD (ft)	Axial Force (lbf)	Dogleg (deg/100ft)	Torque (lbf-ft)	Friction Force (lbf/ft)	Temperature (deg F)	Pressure (psig)	
								Internal	External
1	1	0	68778	0.00	0.0	0.0	80.0	3300	2000
2	1	20	68524	0.00	0.0	0.0	80.1	3309	2009
3	1	1000	56029	0.00	0.0	0.0	81.6	3767	2433
4	1	2000	43279	0.00	0.0	0.0	83.6	4234	2886
5	1	3000	30529	0.00	0.0	0.0	86.4	4701	3298
6	1	4000	17784	0.00	0.0	0.0	89.9	5168	3731
7	1	4080	16764	0.00	0.0	0.0	90.2	5205	3766
8	1	4100	16510	0.00	0.0	0.0	90.5	5215	3774

La condición de "Frac Screen-Out" debe ser la misma para todas las tuberías, de 3300lppc en superficie y cercano a las 5200lppc en fondo. En consecuencia no es posible concluir con referencia a una tubería.

Es necesario entonces apreciar los factores de diseño y tratar de llegar a alguna conclusión al respecto, si es posible.

**Tabla 133 Factores de seguridad tubería 2 7/8" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lpps anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 2 7/8" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	12.5	3.523	65.848	100+	Y 3.204
2	1	20	54.8	12.4	3.538	68.802	100+	Y 3.226
3	1	1000	54.8	9.9	4.448	100+	15.383	Y 4.817
4	1	2000	54.7	7.5	5.848	100+	10.465	Y 9.713
5	1	3000	54.7	5.7	7.672	100+	8.050	62.500
6	1	3250	54.7	5.4	8.041	100+	7.565	Y 40.461
7	1	4000	54.6	5.2	8.474	100+	6.410	Y 10.484
8	1	4080	54.6	5.2	8.476	100+	6.307	Y 9.633
9	1	4100	54.6	5.2	8.474	100+	6.282	Y 9.442

**Tabla 134 Factores de seguridad tubería 3 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 3 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	16.2	2.706	100+	10.053	Y 2.652
2	1	20	54.8	16.2	2.715	100+	10.024	Y 2.667
3	1	1000	54.8	13.4	3.271	100+	8.795	Y 3.670
4	1	2000	54.8	10.7	4.098	100+	7.869	Y 5.960
5	1	3000	54.7	8.2	5.354	100+	7.151	Y 15.889
6	1	3250	54.7	7.6	5.757	100+	6.995	Y 27.251
7	1	4000	54.6	6.1	7.138	100+	6.488	Y 24.219
8	1	4080	54.6	6.0	7.294	100+	6.431	Y 20.118
9	1	4100	54.6	6.0	7.333	100+	6.417	Y 19.305

**Tabla 135 Factores de seguridad tubería 4 1/2" revestimiento 7" "Frac Pack" con 2000lppc anular**

Safety Factor Summary - FRACK-PACK - 4 1/2" Production Tubing								
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	18.0	2.441	100+	7.418	2.474
2	1	20	54.8	17.9	2.448	100+	7.405	2.486
3	1	1000	54.8	15.2	2.887	100+	6.792	3.322
4	1	2000	54.8	12.5	3.509	100+	6.277	5.056
5	1	3000	54.7	9.9	4.403	100+	5.843	10.593
6	1	4000	54.7	7.7	5.666	100+	5.460	62.500
7	1	4080	54.7	7.6	5.782	100+	5.422	57.474
8	1	4100	54.7	7.5	5.811	100+	5.412	51.377

Los factores de seguridad para la condición de “Frac Pack” indican que todas las tuberías están capacitadas para realizar operaciones de fractura bajo las condiciones seleccionadas. El estallido se muestra muy por encima de los límites de diseños impuestos por PDVSA, al igual que el colapso. Para esta condición posee mayor resistencia la tubería de 2 7/8”. La diferencia no es muy significativa entre los factores de seguridad para las tuberías evaluadas; sería un error indicar, basándose exclusivamente en el análisis mecánico, cual es la que debe emplearse en el caso de realizar un fracturamiento.

A continuación se presentan los factores de seguridad para la condición restante, “Frac Screen-Out”. Es importante resaltar que no necesariamente el análisis mecánico debe indicar como respuesta una tubería única a ser aplicada para el pozo, pueden ser varias las aprobadas y la selección final se fundamentará en el análisis económico.

**Tabla 136 Factores de seguridad tubería 2 7/8” revestimiento 7” “Frac Screen-Out” 2000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	14.5	3.026	5.065	100+	Y 2.557
2	1	20	54.8	14.4	3.037	5.063	100+	Y 2.571
3	1	1000	54.8	12.1	3.627	4.931	100+	Y 3.489
4	1	2000	54.7	10.1	4.315	4.803	100+	Y 5.494
5	1	3000	54.7	9.0	4.852	4.680	100+	Y 12.823
6	1	3500	54.6	8.9	4.936	4.620	100+	Y 33.432
7	1	4000	54.6	9.0	4.834	4.562	100+	Y 21.206
8	1	4080	54.6	9.2	4.768	4.553	100+	Y 15.084
9	1	4100	54.6	9.2	4.748	4.550	100+	Y 14.071

**Tabla 137 Factores de seguridad tubería 3 1/2” revestimiento 7” “Frac Screen-Out” 2000lbs anular**

	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Normalized Safety Factors			
					Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	16.8	2.618	4.870	100+	2.135
2	1	20	54.8	16.7	2.626	4.868	100+	2.145
3	1	1000	54.8	14.2	3.094	4.742	100+	Y 2.748
4	1	2000	54.8	11.9	3.678	4.620	100+	Y 3.858
5	1	3000	54.7	10.2	4.287	4.502	100+	Y 6.474
6	1	4000	54.6	9.4	4.663	4.389	100+	Y 19.901
7	1	4080	54.6	9.4	4.674	4.381	100+	Y 23.899
8	1	4100	54.6	9.3	4.675	4.378	100+	Y 25.157

**Tabla 138 Factores de seguridad tubería 4 ½” revestimiento 7” “Frac Screen-Out” 2000lbs anular**

Safety Factor Summary - Frac Screen-out - 4 1/2" Production Tubing					Normalized Safety Factors			
	String Section	MD (ft)	Yield Strength (ksi)	VME Stress (ksi)	Triaxial	Burst	Collapse	Axial
1	1	0	54.8	20.6	2.128	2.765	100+	1.794
2	1	20	54.8	20.6	2.133	2.764	100+	1.800
3	1	1000	54.8	18.7	2.348	2.715	100+	2.201
4	1	2000	54.8	17.1	2.558	2.666	100+	2.848
5	1	3000	54.7	16.1	2.720	2.618	100+	4.034
6	1	4000	54.7	15.7	2.789	2.571	100+	6.917
7	1	4080	54.7	15.7	2.790	2.568	100+	7.337
8	1	4100	54.7	15.7	2.790	2.566	100+	7.449

Esta condición, al igual que la anterior, no es capaz de definir una tubería exclusiva a emplear durante un fracturamiento. Todas las tuberías están capacitadas para servir en el fracturamiento y en el período productivo posterior a la fractura. La selección de la tubería final se fundamentará, inicialmente, por su forma de producción: si es por flujo natural la decisión final la dictaminará el análisis económico. Si se aplica el método de levantamiento artificial de bombeo por cavidades progresivas la selección de la tubería se basa en el criterio de desplazamiento lateral del rotor, el cual limitará el tamaño de la tubería y por los criterios económicos. En consecuencia, el resultado definitivo de la sección de fracturamiento, es que cualquiera de los tres tubulares estudiados funciona satisfactoriamente como tubería de fractura y luego como de producción.

Las empacaduras a emplear durante el fracturamiento deben trabajar a compresión y garantizar un sello satisfactorio y cual mejor que la empadura doble gancho “R-3” con sus tres gomas sellantes y doble grupo de cuñas que garantizan una fractura satisfactoria.

El cabezal a emplear durante el fracturamiento corresponde con un S/900 auxiliado por la herramienta de cabezal denominada “TREE SAVER”, que garantizan una presión de trabajo de 5000lbs.

Unificando estos resultados se obtiene que la fractura puede realizarse con tubería de 4 ½” J-55 12,75#/pie, 3 ½” J-55 9,3#/pie ó 2 7/8” J-55 6,5#/pie. Asentada con empadura doble gancho dejando un peso de 10000lbs, aplicando simultáneamente 2000lppc de presión anular, con cabezal serie 900 conjuntamente con el “TREE SAVER”.

## **ANÁLISIS ECONÓMICO**

Una vez se definen las alternativas para el pozo en cuanto a productividad (flujo natural o levantamiento artificial), debe efectuarse un análisis económico. Para el caso de flujo natural, es el análisis económico el que determina en última instancia, a partir de las opciones de tuberías que son mecánicamente competentes, el diámetro final con el cual se completará el pozo.

Por el contrario en el caso del levantamiento artificial, el diámetro de la tubería lo determina en primera instancia el tipo de bomba a emplearse, la cual viene condicionada por la tasa objetivo. El análisis económico, a este respecto, sirve de apoyo en la decisión cuando se presenta el caso en que la tasa objetivo puede ser conseguida con más de un diámetro de tubería. En esta situación la diferencia en los indicadores económicos entre uno y otro diámetro, sirve de criterio junto a los aspectos técnicos para tomar la decisión final.

De esta manera el análisis, tanto para la completación en flujo natural como en bombeo por cavidades progresivas, tuvo dos enfoques: uno encaminado a establecer el diámetro de tubería eductora más rentable para cada uno de los esquemas estudiados, y el otro, dirigido a establecer una comparación de los tres esquemas desde el punto de vista económico.

### **Flujo Natural.**

#### **En la**

Figura 86, Figura 87 y Figura 88, se presenta una comparación de los valores obtenidos para el indicador Valor Presente Neto con los cuatro diámetros de tubería eductora planteados para el caso de flujo natural, en cada esquema de completación. La comparación consistió en agrupar los valores de VPN derivados de un determinado diámetro de tubería en cada uno de los nueve escenarios, y establecer cuál de los diámetros presenta la mayor frecuencia de valores de VPN positivos para, posteriormente establecer, en el caso de que dos o más diámetros presenten la misma frecuencia, cuál de ellos proporciona los valores más altos.

**De esta manera, en la**

Figura 86 correspondiente a la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, se tiene que con el diámetro  $2 \frac{3}{8}$  pulgadas se presentan valores de VPN positivos para los escenarios N°1 y N°2, mientras que para los demás escenarios se presentan valores negativos. Para la tubería de  $2 \frac{7}{8}$  pulgadas se presentan valores de VPN positivos en los primeros cinco escenarios, mientras en los cuatro restantes los valores son negativos. Con la tubería de  $3 \frac{1}{2}$  pulgadas se obtienen valores de VPN positivos en los escenarios que van del N°1 al N°6, para los restantes del N°7 al N°9 los valores son negativos. En el caso de la tubería de  $4 \frac{1}{2}$  pulgadas los escenarios del N°1 al N°5 son positivos y para los escenarios del N°6 al N°9, al no haberse presentado punto de operación no les corresponde ningún valor.

Al comparar todas las tuberías se tiene que los valores de VPN más altos se presentan para la tubería de  $4 \frac{1}{2}$  pulgadas, sin embargo la tubería que presenta el mayor número de escenarios favorables es la de  $3 \frac{1}{2}$  pulgadas. Bajo el criterio asumido, este factor posee un mayor peso para la selección de la tubería.

Dado lo anterior, para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno aplicada al caso particular de la localización E-PJ produciendo en flujo natural, la tubería de  $3 \frac{1}{2}$  pulgadas representa la opción más favorable.

La Figura 87 corresponde a la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava. Allí se presenta que para la tubería de  $2 \frac{3}{8}$  pulgadas se obtienen valores de VPN positivos para los seis primeros escenarios, mientras que para los tres restantes, los valores son negativos. Para la tubería de  $2 \frac{7}{8}$  pulgadas se presentan valores de VPN positivos para los escenarios del N°1 al N°8, solo para el N°9 el valor presentado es negativo. Para el caso de la tubería de  $3 \frac{1}{2}$  pulgadas se presentan valores de VPN positivos para todos los escenarios. De igual forma, para la tubería de  $4 \frac{1}{2}$  pulgadas los nueve escenarios proporcionan valores de VPN positivos.

Dado que, tanto la tubería de 4 ½ pulgadas como la de 3 ½ pulgadas poseen el mismo número de escenarios con VPN positivos, al establecer una comparación entre ambas se tiene que los valores más altos los presenta la tubería de 4 ½ pulgadas en los escenarios del N°1 al N°7, mientras que para los otros dos escenarios N°8 y N°9 los valores de VPN son mayores con la tubería de 3 ½ pulgadas.

Considerando lo anterior se tiene que la tubería de 4 ½ pulgadas presenta el mayor número de escenarios con valores de VPN positivos más altos, por lo que constituye para la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, aplicada a la localización E-PJ, la opción más rentable.

La Figura 88 representa la comparación para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido; allí se tiene que para todas las tuberías, los valores de VPN son positivos en los nueve escenarios. Es conveniente resaltar aunque la tubería de 2 3/8” se evaluó económico para condiciones de producción, esta se descarta debido a no es posible efectuar operaciones de fracturamiento hidráulico con ella. Es evidenciable que en la figura los valores más altos se presentan con la tubería de 4 ½ pulgadas para todos los escenarios; lo que sugiere que es la opción más rentable para esta completación aplicada a la localización E-PJ. Adicionalmente resultó competente para realizar el fracturamiento hidráulico

Una vez se establecieron las opciones de diámetro de tubería eductora convenientes para cada una de las completaciones, en flujo natural, desde los puntos de vista técnico y económico, se procedió a comparar los tres esquemas de completación estudiados, basándose para ello en el escenario N°5. De este modo en la Figura 89 se visualiza que los valores de VPN más altos se presentan con la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, para todas las tuberías estudiadas. La diferencia entre los valores de VPN obtenidos para esta completación y la que le sigue, Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava, está en el orden de los 900 millones de bolívares.

### **Levantamiento Artificial por Bombeo de Cavidades Progresivas**

En este caso, la evaluación inicial se dirigió hacia la comparación de los tres esquemas de completación estudiados. Para ello se consideraron los valores de VPN obtenidos con los dos diámetros de tubería eductora que resultaron competentes para el empleo de las bombas con que se pueden manejar las tasas objetivo. De esta manera, por cada esquema de completación, se presentan dos valores de VPN, uno para la Tubería de 4 ½ pulgadas y otro para la tubería de 3 ½ pulgadas. Es conveniente recordar que para el caso de levantamiento artificial el escenario que se tomó como referencia para el estudio comparativo de las completaciones fue el N°9 y no el N°5.

En la Tabla 142 se presentan los valores de tasa y VPN asociados a las tuberías planteadas para el estudio. Lo primero que se tiene es que, como se determinó en el estudio de preselección de las bombas, con la tubería de 2 ¾ pulgadas no se pueden lograr los volúmenes planteados como tasa objetivo. Por otro lado se tiene que en los tres esquemas de completación, el VPN obtenido con la tubería de 3 ½ pulgadas supera por un monto de cuatro millones de bolívares al VPN obtenido con la tubería de 4 ½ pulgadas. Lo cual se debe a la diferencia en la inversión para un caso y otro.

Al comparar los valores conseguidos con cada una de las tres completaciones se tiene que al igual que en el caso de flujo natural la completación que proporciona las cifras de valor presente neto más alto es la “Frac Pack” Hoyo Revestido seguida de la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.

En la Figura 90 pueden observarse los valores obtenidos para cada esquema de completación. Allí resalta la poca diferencia que se obtiene entre una tubería y otra, diferencia que permite dejar al criterio técnico, la decisión final entre una tubería y otra.

**Tabla 139 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación Hoyo  
Revestido con Empaque de Grava Interno**

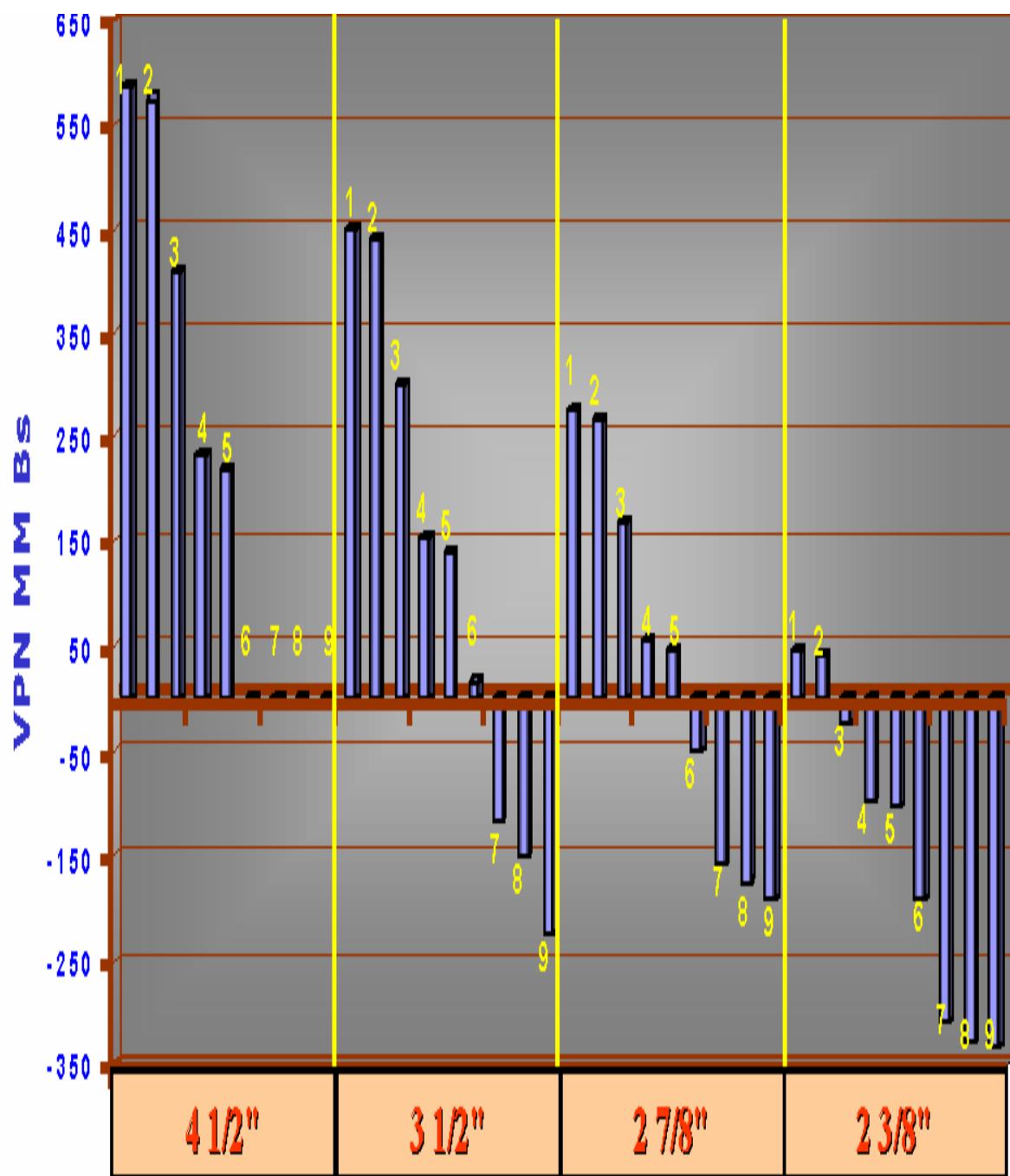
$K_s$ $r_s$	40% K	20% K	10% K	Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)
$r_{s1}$	VPN = 46 MM Bs 1	VPN = -95 MM Bs 4	VPN = -309 MM Bs 7	$2 \frac{3}{8}$
	VPN = 274 MM Bs	VPN = 55 MM Bs	VPN = -158 MM Bs	$2 \frac{7}{8}$
	VPN = 449 MM Bs	VPN = 152 MM Bs	VPN = -115 MM Bs	$3 \frac{1}{2}$
	VPN = 587 MM Bs	VPN = 234 MM Bs	VPN = N/A	$4 \frac{1}{2}$
$r_{s2}$	VPN = 41 MM Bs 2	VPN = -100 MM Bs 5	VPN = -319 MM Bs 8	$2 \frac{3}{8}$
	VPN = 265 MM Bs	VPN = 44 MM Bs	VPN = -158 MM Bs	$2 \frac{7}{8}$
	VPN = 440 MM Bs	VPN = 139 MM Bs	VPN = -115 MM Bs	$3 \frac{1}{2}$
	VPN = 574 MM Bs	VPN = 218 MM Bs	VPN = N/A	$4 \frac{1}{2}$
$r_{s3}$	VPN = -22 MM Bs 3	VPN = -192 MM Bs 6	VPN = -330 MM Bs 9	$2 \frac{3}{8}$
	VPN = 166 MM Bs	VPN = -52 MM Bs	VPN = -190 MM Bs	$2 \frac{7}{8}$
	VPN = 301 MM Bs	VPN = 15 MM Bs	VPN = -225 MM Bs	$3 \frac{1}{2}$
	VPN = 407 MM Bs	VPN = N/A	VPN = N/A	$4 \frac{1}{2}$

**Tabla 140 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación Hoyo  
Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

<b>K<sub>s</sub></b> <b>r<sub>s</sub></b>	<b>40% K</b>	<b>20% K</b>	<b>10% K</b>	<b>Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)</b>
<b>r<sub>s1</sub></b>	VPN = 345 MM Bs 1	VPN = 155 MM Bs 4	VPN = -44 MM Bs 7	<b>2 3/8</b>
	VPN = 614 MM Bs	VPN = 311 MM Bs	VPN = 34 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 794 MM Bs	VPN = 411 MM Bs	VPN = 86 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 974 MM Bs	VPN = 523 MM Bs	VPN = 145 MM Bs	<b>4 1/2</b>
<b>r<sub>s2</sub></b>	VPN = 168 MM Bs 2	VPN = 28 MM Bs 5	VPN = -49 MM Bs 8	<b>2 3/8</b>
	VPN = 457 MM Bs	VPN = 221 MM Bs	VPN = 28 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 724 MM Bs	VPN = 382 MM Bs	VPN = 78 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 900 MM Bs	VPN = 500 MM Bs	VPN = 253 MM Bs	<b>4 1/2</b>
<b>r<sub>s3</sub></b>	VPN = 161 MM Bs 3	VPN = 19 MM Bs 6	VPN = -141 MM Bs 9	<b>2 3/8</b>
	VPN = 446 MM Bs	VPN = 131 MM Bs	VPN = -14 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 690 MM Bs	VPN = 369 MM Bs	VPN = 86 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 878 MM Bs	VPN = 484 MM Bs	VPN = 146 MM Bs	<b>4 1/2</b>

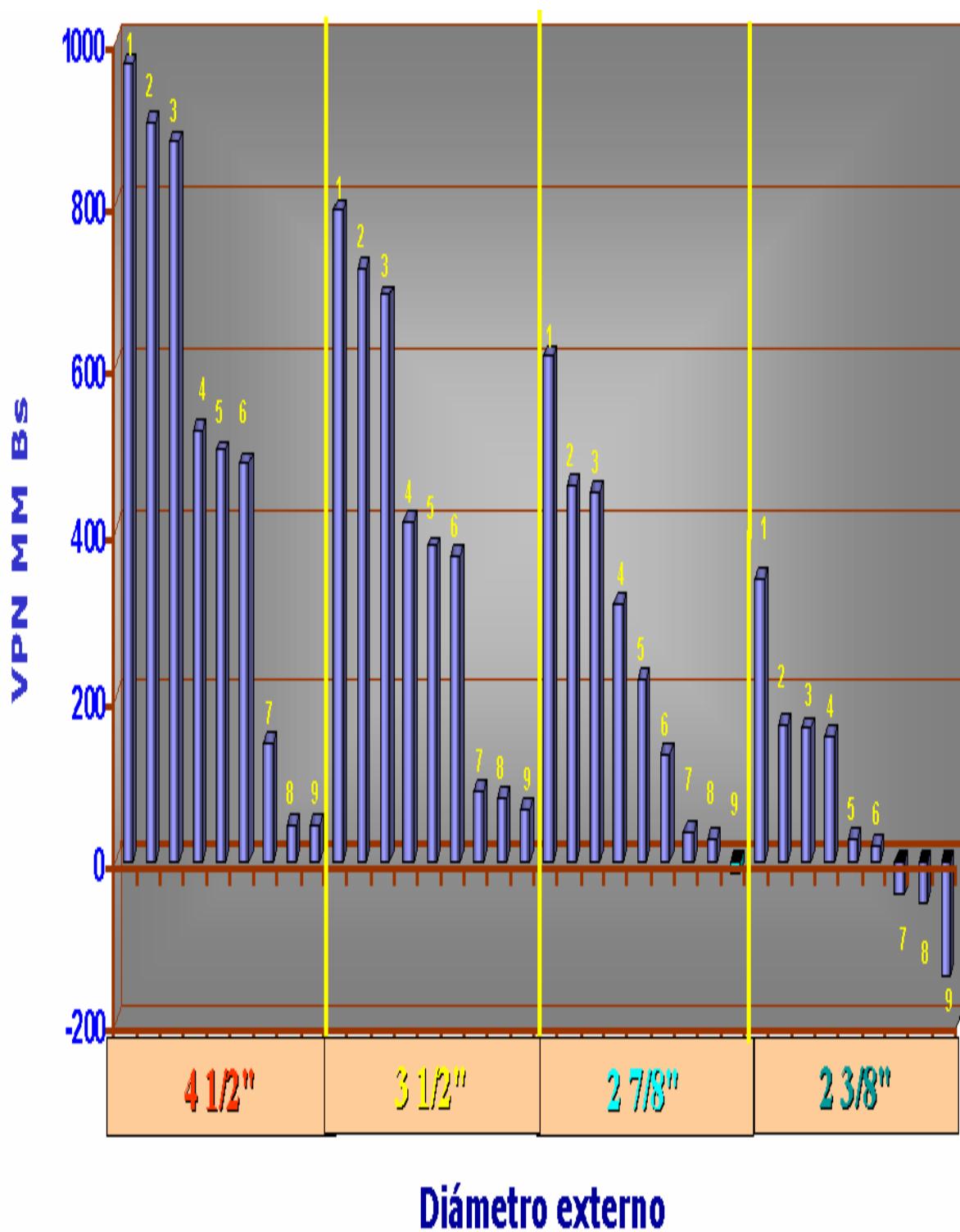
**Tabla 141 Matriz de Escenarios para VPN en Función de la Tubería Eductora. Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido**

<b>K<sub>s</sub></b> <b>ba</b>	<b>40% K</b>	<b>20% K</b>	<b>10% K</b>	<b>Diámetro Tubería Eductora (pulgadas)</b>
<b>ba<sub>1</sub></b>	VPN = 546 MM Bs 1	VPN = 532 MM Bs 4	VPN = 528 MM Bs 7	<b>2 3/8</b>
	VPN = 969 MM Bs	VPN = 959 MM Bs	VPN = 958 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 1312 MM Bs	VPN = 1294 MM Bs	VPN = 1272 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 1618 MM Bs	VPN = 1591 MM Bs	VPN = 1579 MM Bs	<b>4 1/2</b>
<b>ba<sub>2</sub></b>	VPN = 528 MM Bs 2	VPN = 521 MM Bs 5	VPN = 508 MM Bs 8	<b>2 3/8</b>
	VPN = 963 MM Bs	VPN = 950 MM Bs	VPN = 926 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 1306 MM Bs	VPN = 1284 MM Bs	VPN = 1245 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 1615 MM Bs	VPN = 1584 MM Bs	VPN = 1537 MM Bs	<b>4 1/2</b>
<b>ba<sub>3</sub></b>	VPN = 518 MM Bs 3	VPN = 502 MM Bs 6	VPN = 484 MM Bs 9	<b>2 3/8</b>
	VPN = 948 MM Bs	VPN = 929 MM Bs	VPN = 880 MM Bs	<b>2 7/8</b>
	VPN = 1282 MM Bs	VPN = 1267 MM Bs	VPN = 1190 MM Bs	<b>3 1/2</b>
	VPN = 1579 MM Bs	VPN = 1561 MM Bs	VPN = 1470 MM Bs	<b>4 1/2</b>

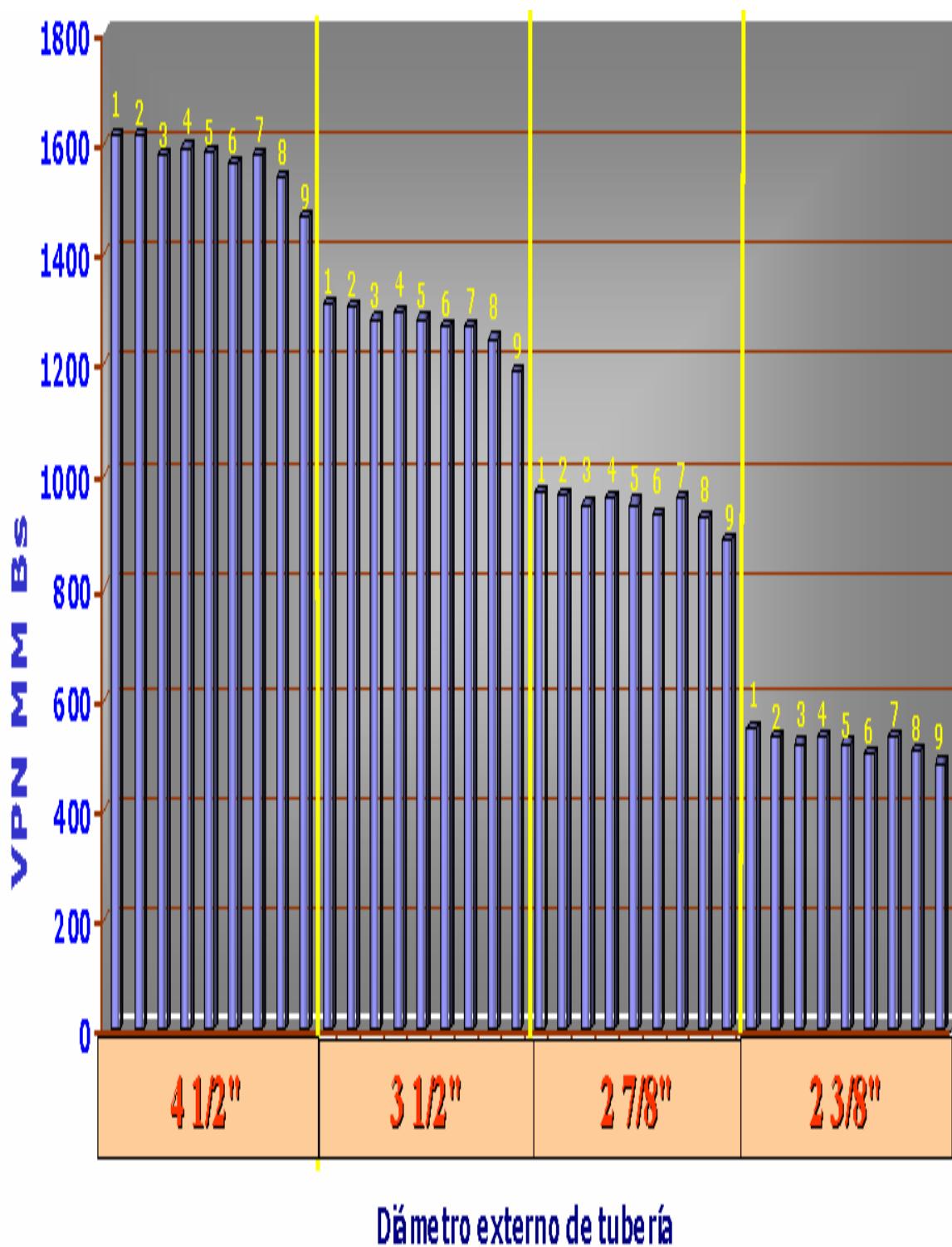


## Diámetro externo

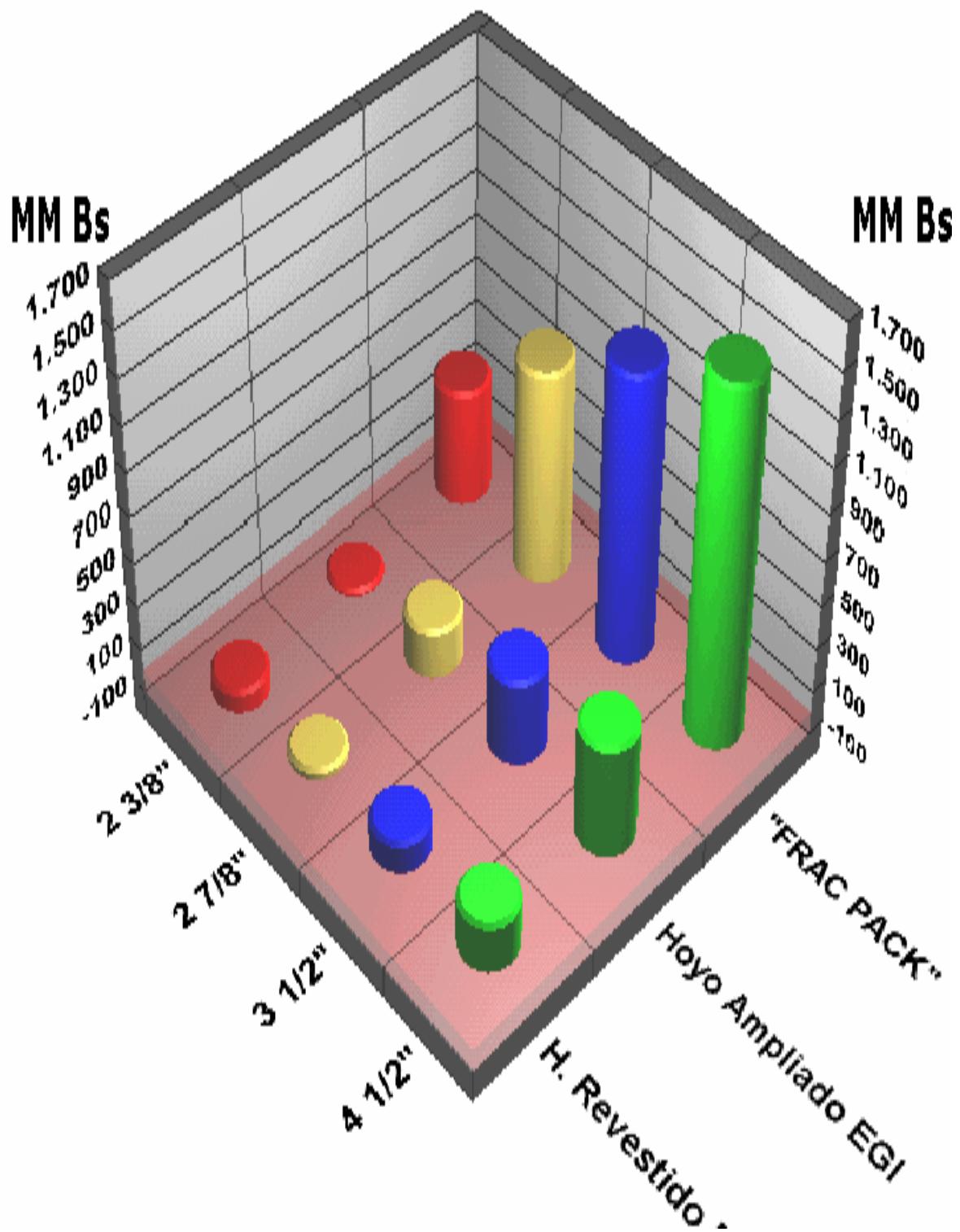
Figura 86 Comparación entre los VPN obtenidos en la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno para los diferentes diámetros de tubería eductora



**Figura 87 Comparación entre los VPN obtenidos en la completación Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava para los diferentes diámetros de tubería eductora**



**Figura 88 Comparación entre los VPN obtenidos para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido con los diferentes diámetros de tubería eductora**



**Figura 89 Comparación Económica entre Esquemas de Completación. Flujo natural**

Tabla 142 Tasas y valores de VPN obtenidos para cada esquema de completación con los diámetros de tubería considerados en el estudio de levantamiento artificial

## Revestido Empacado

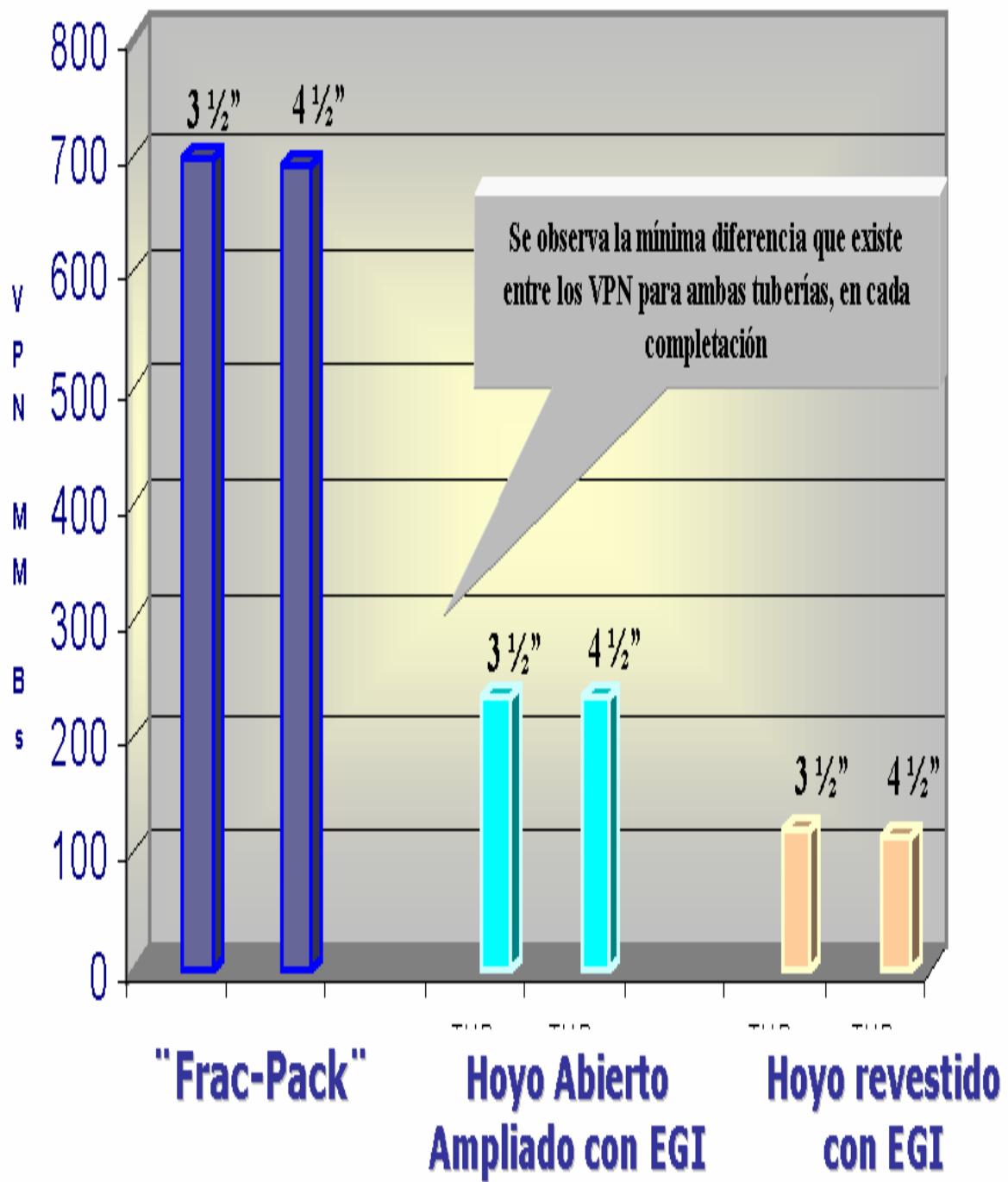
Tubería (pul)	q <sub>o</sub> (BN/DIA)	VPN (MMBs)
2 7/8"	N/A	N/A
3 1/2"	262	119
4 1/2"	262	115

## Hoyo Ampliado

Tubería (pul)	q <sub>o</sub> (BN/DIA)	VPN (MMBs)
2 7/8"	N/A	N/A
3 1/2"	300	235
4 1/2"	300	231

## Frac-Pack

Tubería (pul)	q <sub>o</sub> (BN/DIA)	VPN (MMBs)
2 7/8"	N/A	N/A
3 1/2"	500	698
4 1/2"	500	694



**Figura 90Comparación económica entre esquemas Levantamiento Artificial.**

## **ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN**

Hasta ahora se han presentado resultados preliminares; tasas de producción y densidades de cañoneo del análisis nodal, validación de tuberías por parte del análisis mecánico, costos y ganancias del análisis económico; al parecer no poseen una conexión concreta, no obstante todos ellos constituyen una serie de parámetros y detalles que hacen posible el diseño de los esquemas de completación. La fusión de los elementos antes mencionados da como consecuencia la creación de un abanico de posibilidades, técnica y económicamente viables, para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo, representados por los tres esquemas de completación planteados.

A continuación se presentará cada esquema de completación tanto para la condición de flujo natural como bombeo por cavidades progresivas con revestimientos de producción de 7 y  $5\frac{1}{2}$  pulgadas.

Los esquemas a mostrar poseen parámetros extensibles, en forma directa, a los pozos a ser perforados. Dichos parámetros se relacionan con los resultados obtenidos del análisis mecánico en cuanto a: los cabezales, al asentamiento y tipo de obturador a emplearse según la operación realizada. Del análisis de productividad se tiene el tipo de cañoneo con las densidades y fases recomendadas para cada completación y finalmente el rango de longitudes propuestas para la fractura. Sin embargo, para determinar el diámetro de la sarta de producción, se requiere un estudio similar al que hasta ahora se ha planteado, a fin de determinar el potencial productivo del pozo y así, aplicando la metodología discutida, establecer cual diámetro de tubería eductora resulta conveniente.

De este modo en los esquemas de completación asociados a revestimientos de producción de 7", se presentarán los diámetros de tubería eductora con base en el estudio de la localización E-PJ.

### **Revestimientos de producción de 7"**

El revestimiento de 7" se aplica a los pozos en los cuales sea necesario la toma núcleos. Así mismo a aquellos en los que los análisis de productividad y económico sugieran el uso de tuberías de producción con diámetros mayores a 2 7/8". Los pozos pueden fluir naturalmente o con sistema de levantamiento.

### **Producido por Flujo natural**

A lo largo de todo el trabajo han sido analizados y estudiados tres tipos de completación aplicables al Área. Para cada una de ellas se ha obtenido una opción, en cuanto a diámetro de tubería eductora, rentable y técnicamente realizable. Los estudios de simulación y el levantamiento de información, indican que es posible que algunos de los pozos del Área Mayor de Socororo produzcan naturalmente por cierto período de tiempo; esto crea la necesidad de desarrollar esquemas de completación para los pozos que presenten esta condición.

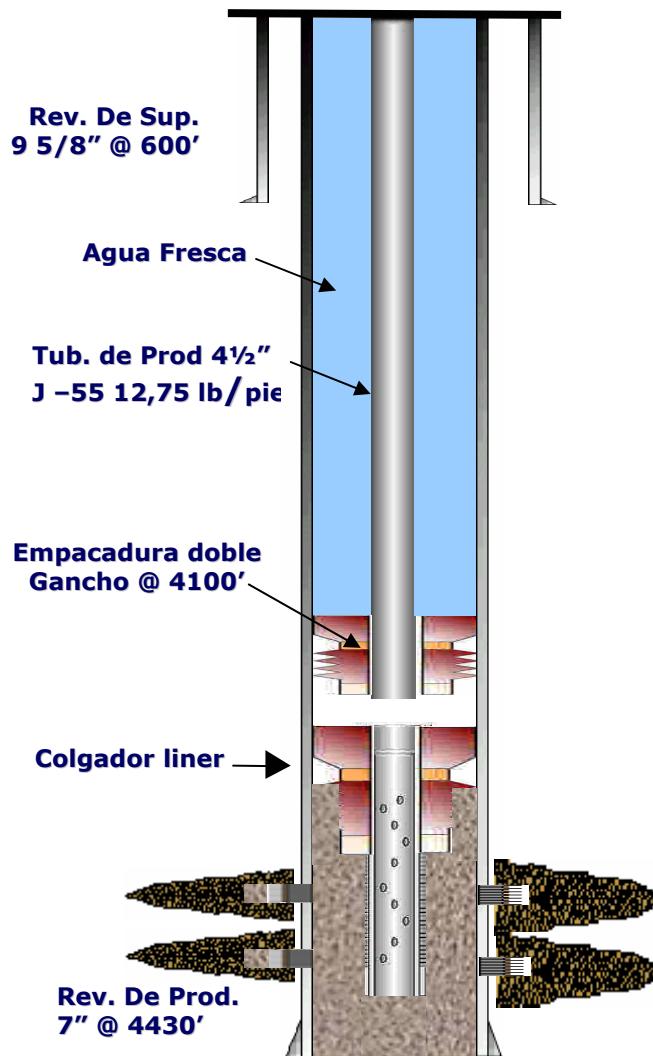
### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

En este tipo de completación se desea fracturar y producir con la misma tubería; unificando todos los criterios expuestos en los resultados preliminares, se logran los parámetros referentes a este esquema de completación y se ilustran a continuación:

Los parámetros operacionales para esta completación corresponden a:

- Cañoneo del tipo BIG-HOLE, a 8 perforaciones por pie con una fase de 45°.
- Las longitudes de las fracturas a diseñar oscilan entre los 25 y 75 pies de longitud.
- La fractura puede realizarse con la misma tubería con que se espera producir, es decir 4 ½", J-55 de peso 12,5lbs/pie, para la localización E-PJ.
- El espacio anular debe presurizarse con 2000lbs en superficie durante el fracturamiento.
- El agua fresca como fluido de completación resultó satisfactoria para este estudio.
- La empacadura corresponde a una doble gancho dejando 10000lbs de peso.
- El cabezal resultante es un S/900 (9 5/8" X 7" X 4 ½") junto con TREE SAVER durante el fracturamiento

### **Frac Pack Hoyo Revestido**

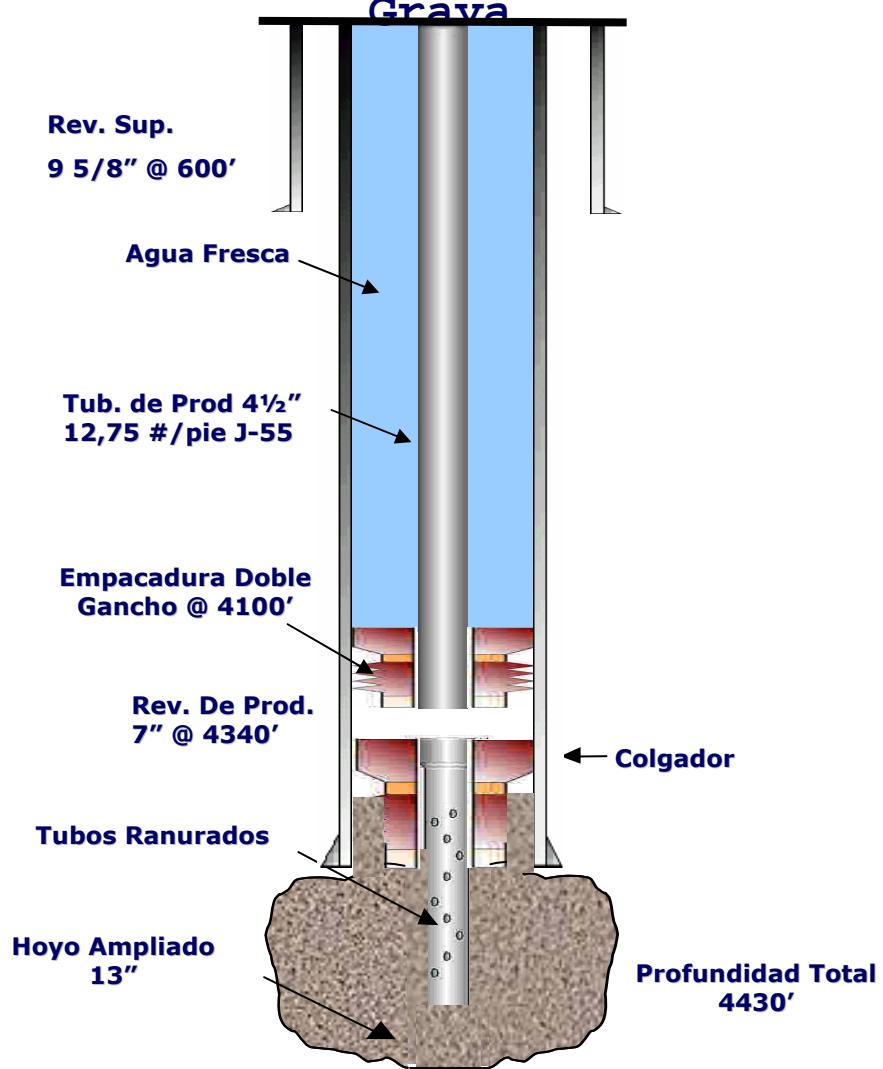


**Figura 91** Esquema de completación tipo “Frac Pack” Hoyo Revestido flujo natural revestimiento de producción de 7"

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

Corresponde con la segunda opción de completación, en cuanto a productividad, aplicable al Área, se representa como sigue:

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**



**Figura 92 Esquema de completación tipo Hoyo Abierto Ampliado Flujo Natural revestimiento de 7"**

Los parámetros operacionales corresponden con:

- El revestimiento de producción de 7" permite ampliar el hoyo hasta un diámetro de 13".
- Es factible completar el pozo con tubería de 4 ½", grado J-55 y peso 12,75 lbs/pie, para la localización E-PJ.
- La empacadura doble gancho se desempeñará perfectamente para la completación dejándose 5000lbs de peso.
- Se puede emplear como fluido anular agua fresca sin necesidad de presurizarlo.
- El cabezal a emplear corresponde con un S/600 (9 5/8" X 7" X 4 ½")

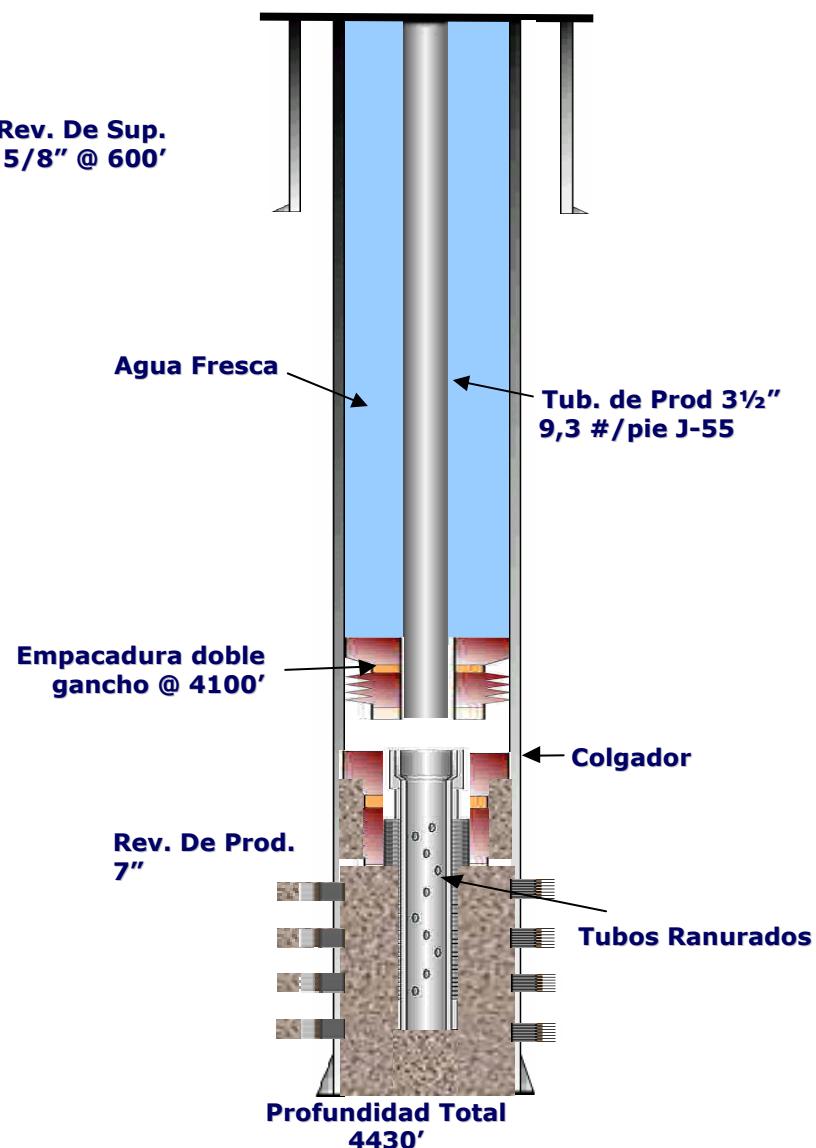
Por el hecho de completarse a hoyo abierto no requiere cañoneo, simplemente es ampliado el hoyo y luego empacado con tubería ranurada. El hoyo es ampliado en busca de disminuir el daño causado a la formación e incrementar la calidad del empaque. Al dejarse el hoyo abierto se desea aumentar al máximo el área de flujo a través de la cual fluirá el petróleo.

Esta completación posee varias ventajas, la principal se fundamenta en ser menos costosa que las opciones restantes, pero de igual manera posee gran cantidad de desventajas técnicas, la más resaltante sucede cuando el pozo produce grandes cantidades de agua o gas y es necesario abandonar una arena para producir otra.

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

Este representa la opción de completación generalmente aplicada a lo largo de la historia del Área. Es una completación muy versátil desde el punto de vista mecánico y de rehabilitación; posee en su contra las menores tasas de producción de las tres opciones analizadas, esto lo hace en muchas ocasiones poco rentable.

## **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**



**Figura 93 completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno Flujo Natural revestimiento de 7"**

Los parámetros operacionales corresponden con:

- El cañoneo a aplicar es el tipo BIG-HOLE, a una densidad de 4 perforaciones por pie y una fase de 90°
- La tubería de completación es de diámetro 3 ½" grado J-55 y peso 9,3lbs/pie, para la localización E-PJ.
- Dicha tubería debe ser completada con empacadura doble gancho dejada con 5000lbs de peso.
- El cabezal de producción corresponde a S/600 (9 5/8" X 7" X 3 ½")
- El fluido anular a usar es agua fresca si presión en superficie.

### **Producido por bombeo de cavidades progresivas**

Las estadísticas muestran que el Área Mayor de Socororo, principalmente produce por bombeo mecánico. Los estudios recientes de simulación señalan como principal candidato al bombeo por cavidades progresivas. Esto crea la necesidad de forjar un esquema de completación que considere el sistema de levantamiento con cada tipo de completación.

Dicho esquema se presenta a continuación. Fue diseñado explícitamente para alargar la vida de las sartas de cabillas y mejorar la productividad de los pozos

### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

La completación tipo Frac Pack ofrece las mejores cualidades en cuanto a productividad se refiere, debido a la disminución sustancial que produce en el daño generado al pozo. Adicionalmente permite la posibilidad de re-cañonear y recompletar nuevas arenas prospectivas en el pozo.

### Frac Pack Hoyo Revestido

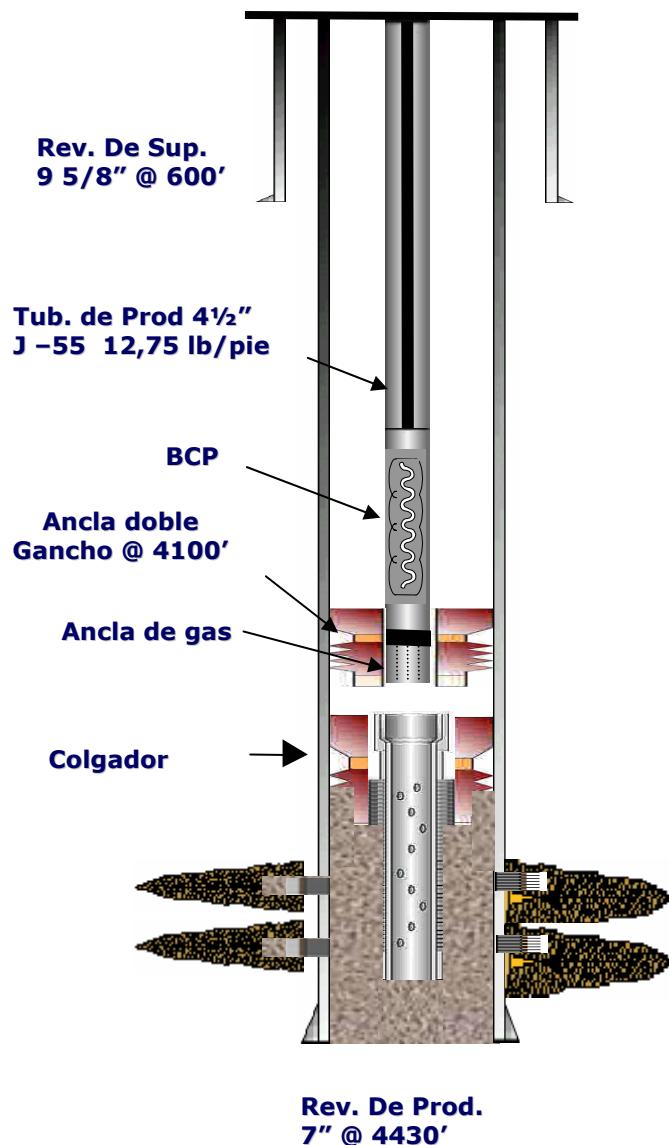


Figura 94 Completación Frac Pack Hoyo Revestido con BCP revestimiento de producción de 7"

Los principales parámetros operacionales radican en:

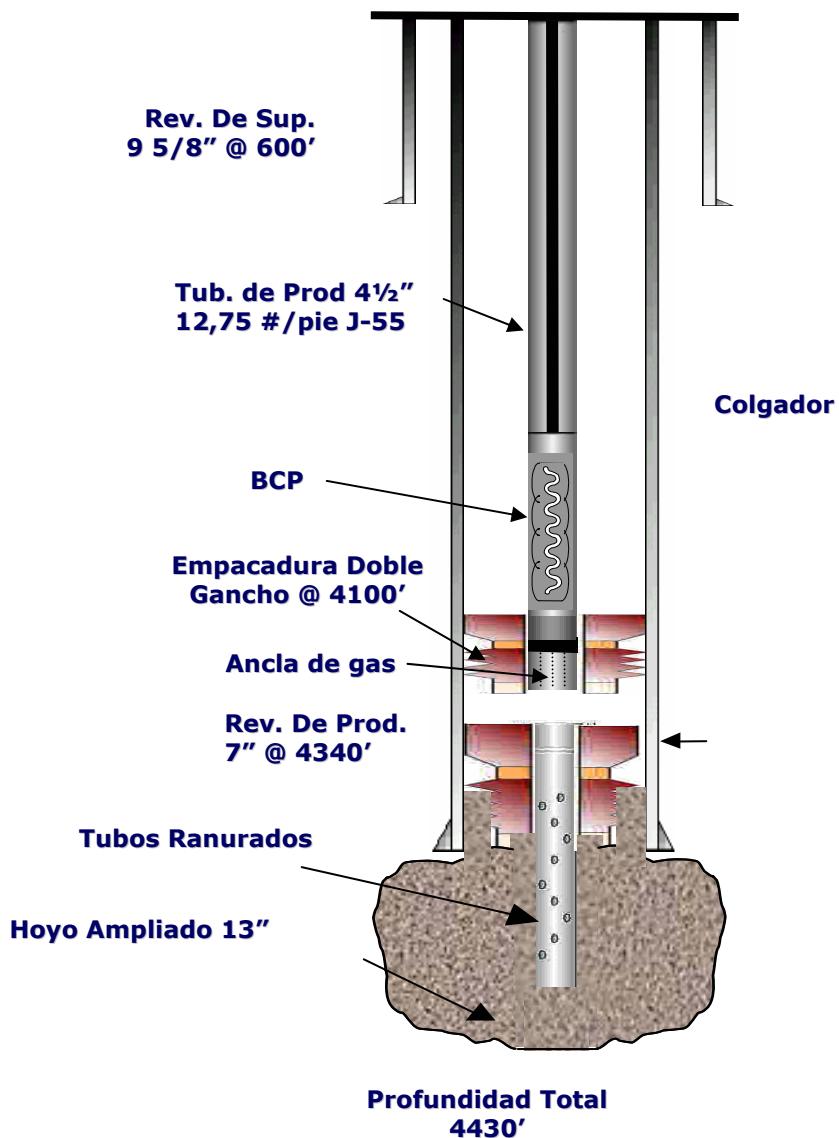
- Es factible realizar la fractura con la misma sarta de producción 4 ½", grado J-55 peso 12,75lbs/pie.
- La mejor opción al momento del cañoneo lo genera el tipo BIG-HOLE, con densidad de 8 perforaciones por pie y una fase de 45°
- De manera de aumentar la productividad del pozo, el ala de la fractura debe tener una longitud entre los 25 y 75 pies de longitud.
- El espacio anular provisto de agua fresca debe presurizarse con 2000lppc durante el proceso de fractura.
- La tubería de producción se deja a compresión con 10000lbs, durante el fracturamiento, empleando una empacadura doble gancho.
- Durante el período productivo la tubería debe ser asentada a compresión con 5000lbs empleando en vez de empacadura ancla, la cual puede corresponder con un empacadura doble gancho sin gomas sellantes.
- El cabezal seleccionado es un S/900 ( 9 5/8" X 7" X 4 ½" ) conjuntamente con el "TREE SAVER".
- Como lo indica la sección de análisis nodal la tasa de producción para dicho tipo de completación son 500BN/DIA. Las bombas aplicables para esta tubería corresponden a:
  - ROBBINS MYERS modelo 25-H-580
  - ROBBINS MYERS modelo 33-H-580
  - GEREMIA modelo 28.40-2100

Estos corresponden con los parámetros operativos para la completación tipo Frac Pack con bombeo por cavidades progresivas. Seguramente surja la pregunta de cual es la bomba que debe usarse. Es por ello que debe realizarse un trabajo adicional de manera que se determine cual es la bomba que ofrece mejor comportamiento y crea la mejor relación con la sarta de cabillas.

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.**

Esta representa el segundo esquema de completación desde el punto de vista de productividad y daño ocasionado a la formación. La ausencia de cañoneo disminuye el daño causado en la formación

### **Hoyo Abierto Ampliado**



**Figura 95 Compleción Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava con BCP revestimiento de producción de 7"**

Los parámetros operativos del hoyo abierto ampliado con bombeo por cavidades progresivas son semejantes a los señalados durante el flujo natural y se señalan a continuación:

- Debe completarse con tubería de 4 ½", grado J-55 peso 12,75 lbs/pie, para la localización E-PJ.
- Asentándose con empacadura doble gancho asentada a compresión con 5000lbs de peso.
- 13" corresponde con el diámetro máximo de ampliación del hoyo.
- El diseño de cabezal indica el S/600 (9 5/8" X 7" X 4 ½")
- Para una producción de petróleo de 300BN/DIA las bombas preseleccionadas son:
  - ROBBINS MYERS modelo 33-H-580
  - BAKER modelo 450-D-2300
  - GEREMIA modelo 28.40-2100

El Hoyo Abierto Ampliado genera los menores gastos durante la completación ya que no debe ser cañoneado el revestimiento, pero es el de mayores problemas al elegir una segunda arena prospectiva dentro del pozo debido a la dificultad de aislar la zona ampliada.

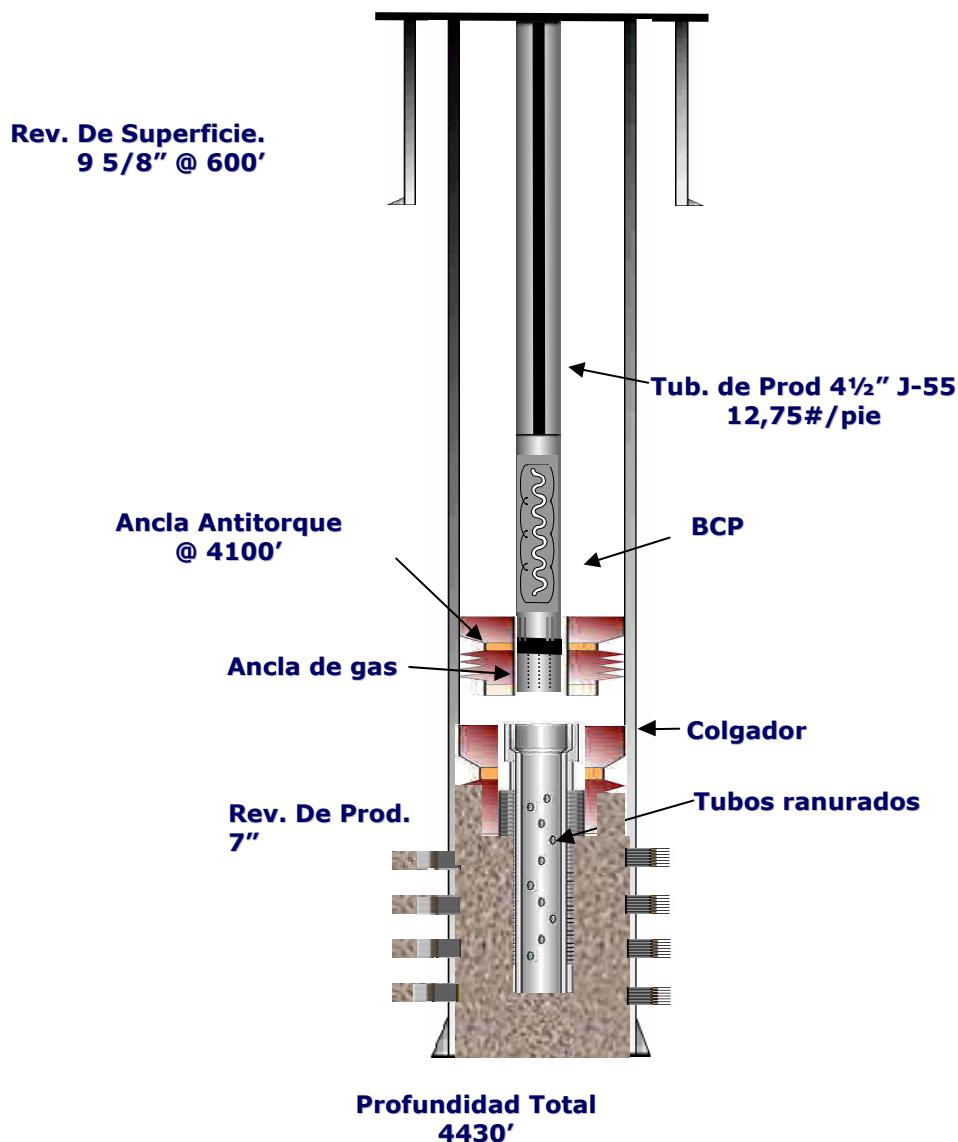
### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

La completación en el cual el Hoyo es Revestido y empacado corresponde a una de las más usadas en la mayoría de los pozos perforados, debido a que es relativamente sencilla de realizar y es fácilmente controlable. Su principal inconveniente radica en que genera las menores tasas en comparación con las otras tres opciones.

La perforación en el Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interna, producirá los mayores daños hacia la formación. Las completaciones restantes presentan métodos capaces de reducir la magnitud del daño; El "Frac Pack" se considera como un método de estimulación; disminuye el daño hasta casi eliminarlo mediante el fracturamiento e inducción de material de mayor permeabilidad dentro de la formación. Por su parte el Hoyo

Abierto Ampliado, al ensanchar el diámetro del hoyo original y carecer de cañoneo disminuye el daño en las inmediaciones del pozo. Contrario a estos dos esquemas el Hoyo Revestido Empacado no produce ninguna variación adicional en el hoyo que disminuya la magnitud del daño.

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**



**Figura 96 Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno con BCP revestimiento de producción de 7"**

Los parámetros operativos para este esquema de completación consisten en:

- Completar la localización E-PJ, con tubería de 4 ½", grado J-55, peso 12,75lbs/pie
- Asentar la empacadura doble gancho modificada a ancla de tubería, dejando 5000lbs de peso sobre ella.
- Los cañones empleados corresponde al tipo BIG-HOLE, con una densidad de 4 perforaciones por pie y una fase de 90° por pie.
- El cabezal corresponde a un S/600 ( 9 5/8" X 7" X 4 ½" )
- Finalmente para una tasa de petróleo de 262BN/DIA se preseleccionaron las bombas que siguen:
  - BAKER modelo 450-D-2300
  - GEREMIA modelo 28.40-2100

### **Revestimiento de producción de 5 ½”**

Como se ha indicado en diversas secciones del trabajo, existe la posibilidad de que a algunos pozos perforados a futuro, no se les tome núcleos o que no posean el potencial necesario como para sugerir el uso de tuberías de diámetro mayor a 2 7/8". Esto produce como consecuencia el empleo de revestidores de 5 ½" y en consecuencia es necesario desarrollar esquemas de completación para este diámetro de revestidor.

### **Flujo Natural**

Cabe la posibilidad de que algunos de los pozos a ser perforados y que sean completados con revestimientos de producción de 5 ½", fluyan de forma natural. Esto trae como consecuencia la necesidad de esquemas de completación para este tipo de pozos. Dichos esquemas de completación se presentan a continuación.

### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

Es posible realizar fracturas con tuberías de producción de 2 7/8", es por ello que la completación tipo Frac Pack debe tomarse en cuenta.

El comportamiento de tipo productivo será similar al de los pozos completados con revestimientos de producción de 7". Es decir deben presentar mayor productividad que los otros tipos de completación, debido a los daños menores.

### **Frac Pack Hoyo Revestido**

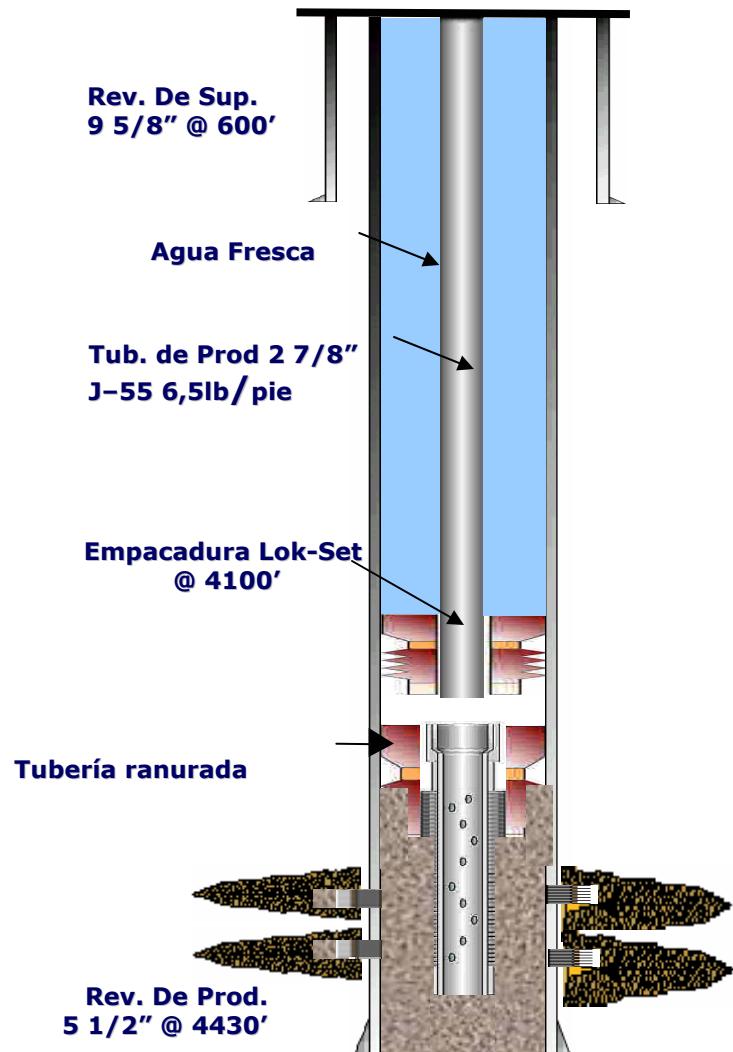


Figura 97 Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido por Flujo Natural con revestimiento de 5 ½”

Parámetros operacionales:

- Puede completarse con la misma tubería de fractura es decir: tubería de 2 7/8" grado J-55, peso 6,5lbs/pie.
- El cañoneo corresponde con el tipo BIG-HOLE, con una densidad de 8 perforaciones por pie y 45° fases .
- El ala de la fractura a realizar posee una longitud entre los 25 y 75 pies.
- Durante el fracturamiento debe emplearse una empacadura doble gancho de compresión dejada con 10000lbs.
- Al fluido de completación presente en el espacio anular, se le impondrá presión en superficie igual a 2000lppc durante el proceso de fractura
- El cabezal resulta ser S/900 ( 9 5/8" X 5 1/2" X 2 7/8" ) conjuntamente con "TREE SAVER"
- Luego de realizada la fractura la tubería se dejará a tensión con 10000 lbs empleando empacadura "Lok-Set"

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

Cuando se construyen pozos con revestimientos de producción de 5 1/2" de diámetro, las herramientas disponibles de ampliación de hoyo, solo permitan ampliar el mismo hasta un diámetro igual a 9 pulgadas.

Los parámetros operativos son los siguientes:

- El pozo se completará con tubería de 2 7/8", grado J-55 peso 6,5lbs/pie
- Empacadura Lok-Set asentada a tensión con 10000lbs.
- El diámetro del revestimiento permite ampliar el hoyo hasta 9".
- No es necesario presurizar fluido presente en el espacio anular.

## Hoyo Abierto Ampliado

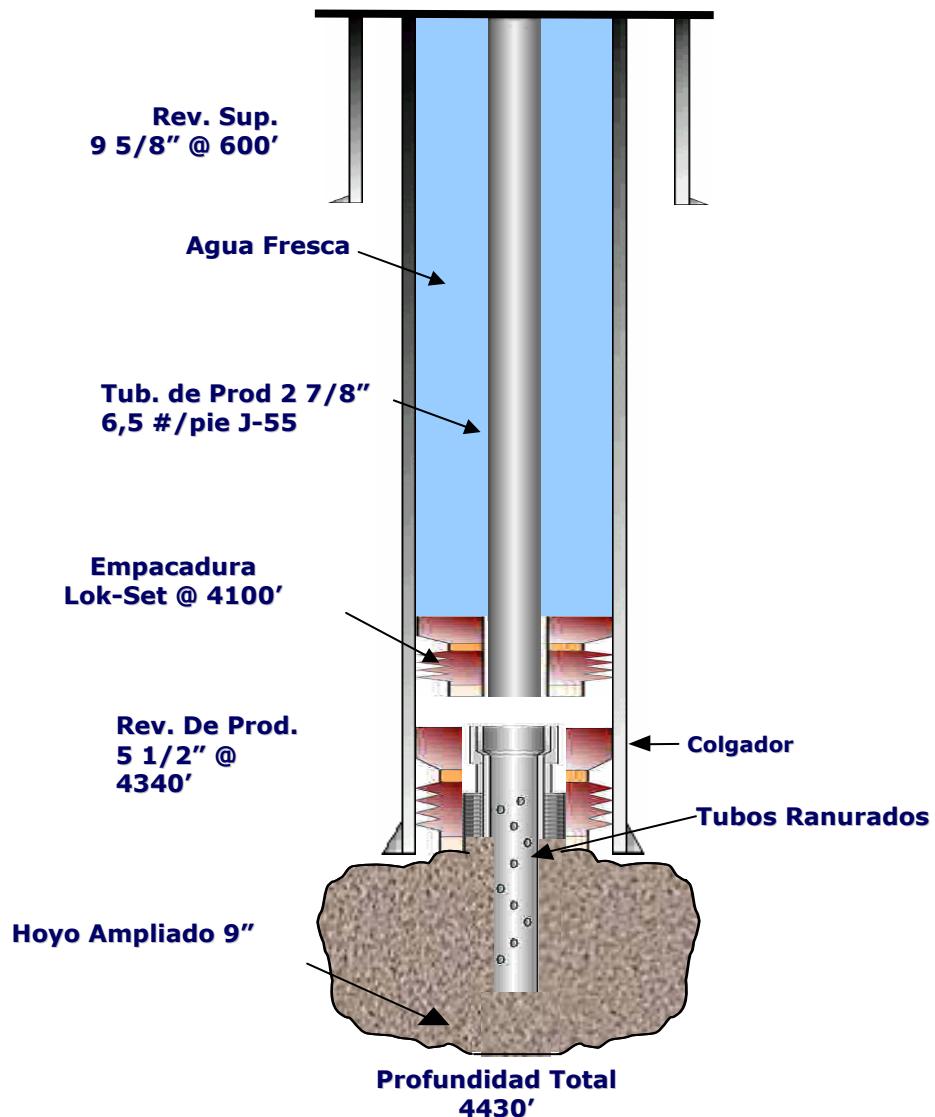


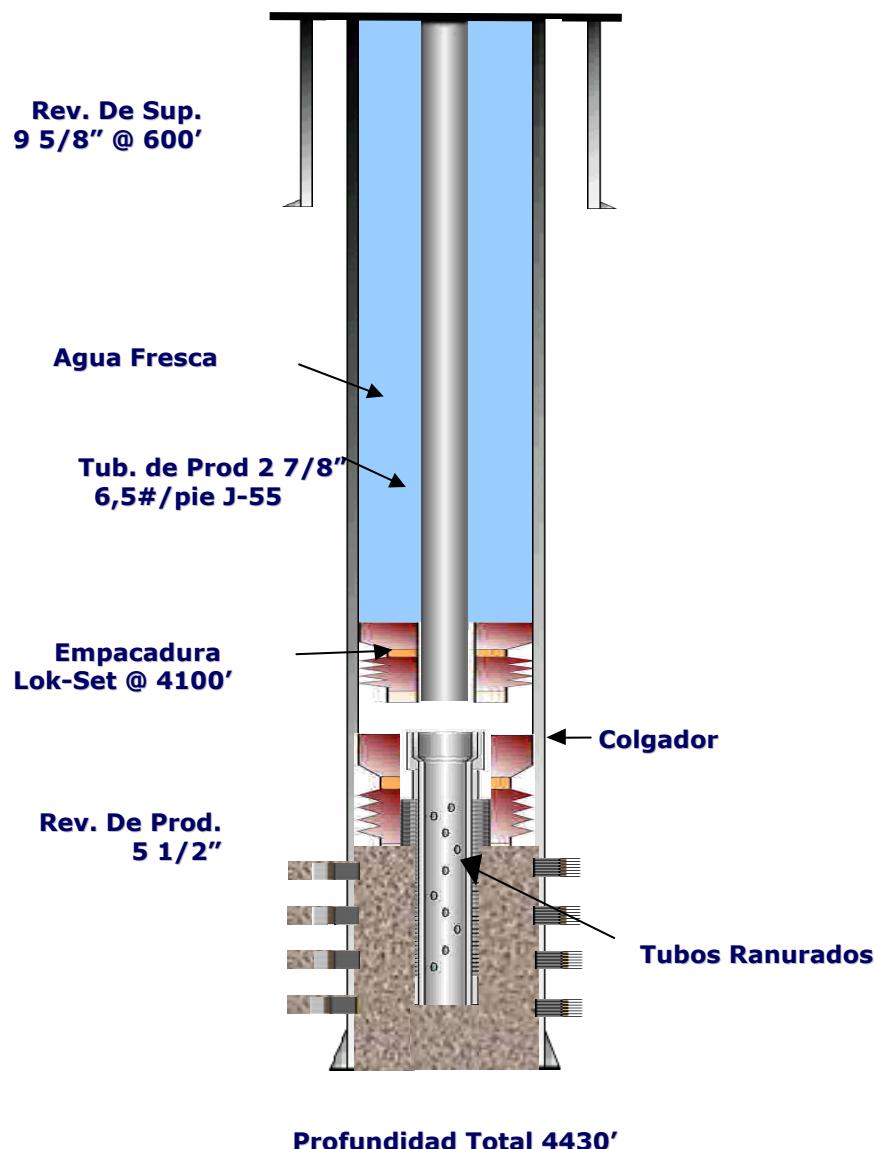
Figura 98 Completación Hoyo Abierto Ampliado flujo natural revestimiento de 5 ½"

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

El Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interna, representa el esquema de completación de menor productividad, pero a su vez de menor grado de riesgo y mayor seguridad técnica

El esquema de completación se presenta a continuación:

**Hoyo Revestido con Empaque de Grava**



**Figura 99Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interna Flujo Natural revestimiento de 5 ½”**

Los parámetros operaciones son:

- Tubería de 2 7/8" J-55 peso 6,5lbs/pie
- Completada con empacadura Lok-Set tensionada con 10000lbs
- Los cañones a emplear será del tipo BIG-HOLE, 4 perforaciones por pie y 90° fase
- El cabezal empleado es S/600 ( 9 5/8" X 5 ½" 2 7/8")

### **Producindo con sistema de levantamiento artificial**

Luego de culminado el período de producción por flujo natural, es necesario aplicar algún método de levantamiento, la primera opción corresponde al bombeo por cavidades progresivas. Este método de levantamiento artificial requiere el uso de sarta de cabillas. De igual forma, el bombeo mecánico requiere de las mismas sartas para producir.

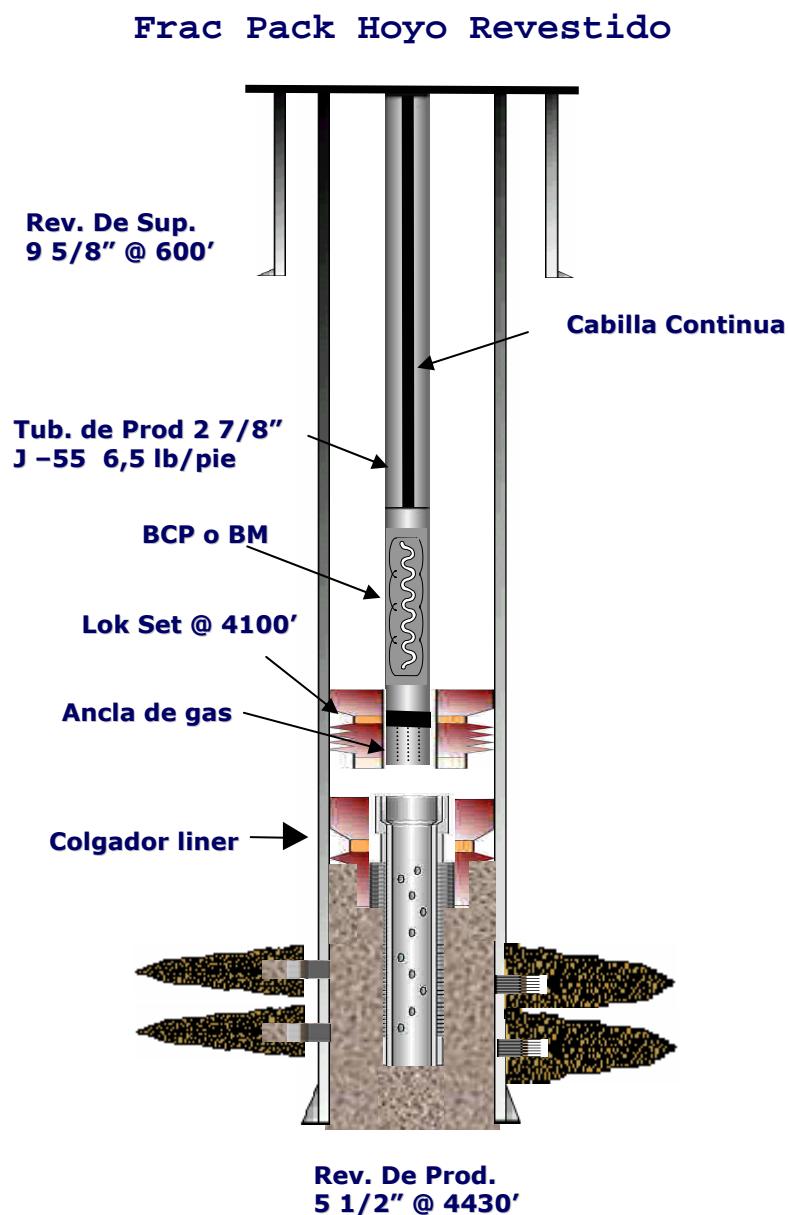
El levantamiento de información, indica fallas recurrentes en las sartas de cabillas aun completando los pozos a tensión, hecho que genera problemas ya que limita el tiempo de operación del pozo, siendo necesario parar producción y realizar reparaciones al pozo.

El problema de las sartas de cabillas puede solucionarse con el uso de cabillas continuas las cuales presentan mejoras sustanciales referentes a la resistencia, la torsión y la abrasión. Mejorando el comportamiento general de las cabillas aumenta el tiempo de producción de los pozos y como consecuencia disminuye los gastos por concepto de servicios al pozo.

Los pozos a ser completados con revestimiento de producción de 5 ½" y con sistema de levantamiento artificial con bombeo por cavidades progresivas, presentan similitud con los pozos ya existentes en el Área Mayor de Socororo, por lo tanto el diseño de los esquemas de completación para los pozos a construidos con revestimientos de producción de 5 ½" y con bombeo por cavidades progresivas, podría ser aplicado a los pozos ya existentes en el Área.

### **“Frac Pack” Hoyo Revestido**

El esquema para el caso se presenta a continuación:



**Figura 100 Completación “Frac Pack” Hoyo Revestido por sistema de levantamiento artificial revestimiento de 5 ½”**

Parámetros operativos:

- Cañoneo tipo BIG-HOLE, 8 perforaciones por pie y 45° fase.

- El ala de la fractura posee entre 25 y 75 pies de longitud.
- La fractura se realiza con la misma tubería de producción de diámetro de 2 7/8", grado J-55 y peso 6,5lbs/pie.
- Aplicar 2000 libras de presión anular durante el fracturamiento.
- La tubería se deja a compresión con 10000lbs durante el fracturamiento.
- Durante la producción, la tubería se asienta a tensión con una empacadura Lok-Set con 10000lbs.
- Emplear cabilla continua para producir por bombeo mecánico o bombeo por cavidades progresivas.
- Usar cabezal S/900 (9 5/8" X 5 ½" X 2 7/8") con TREE SAVER durante el fracturamiento.

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

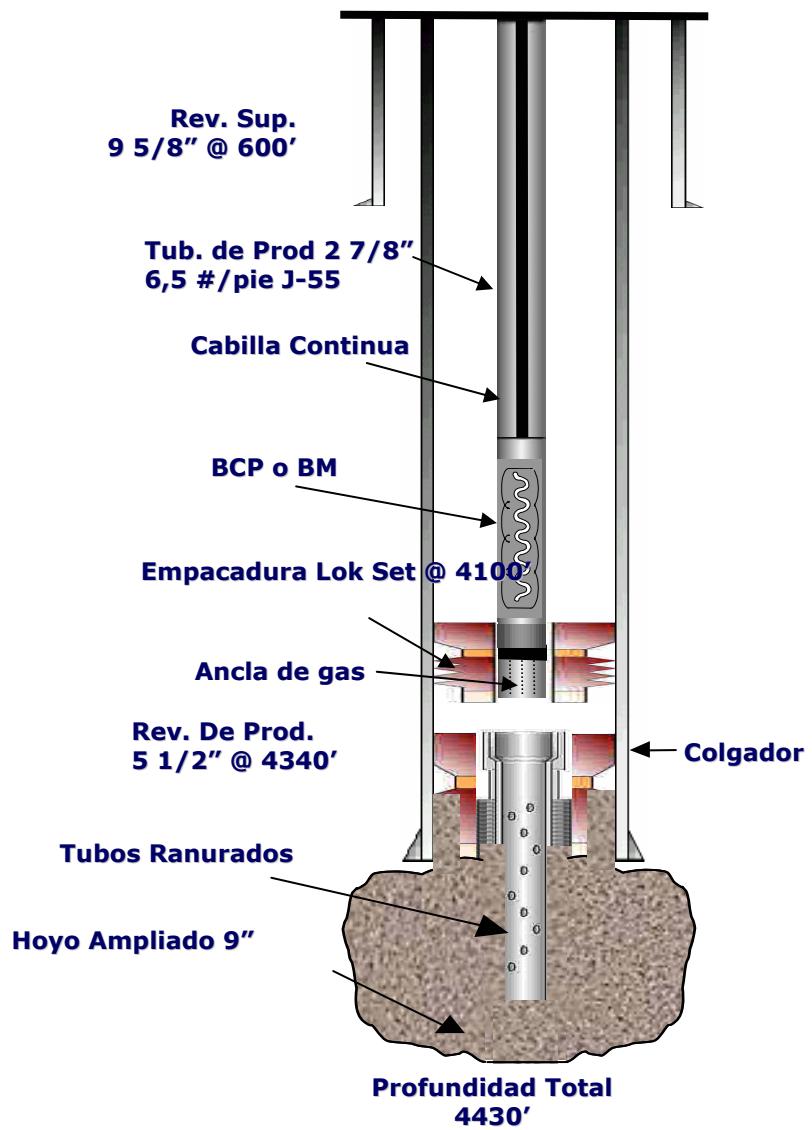
Las ventajas y desventajas de este tipo de completación han sido reseñadas a lo largo del trabajo presentado hasta ahora. Por lo cual no se nombrarán nuevamente.

A continuación se presenta el esquema de completación

Parámetros operativos:

- Completar con tubería de 2 7/8", grado J-55 y peso 6,5lbs/pie.
- Asentar a tensión con empacadura Lok Set con 10000lbs
- Emplear cabilla continua para producir por bombeo mecánico y bombeo por cavidades progresivas.
- Usar cabezal S/600 (9 5/8" X 5 ½" X 2 7/8") como cabezal de producción
- El hoyo puede ser ampliado a 9" de diámetro.

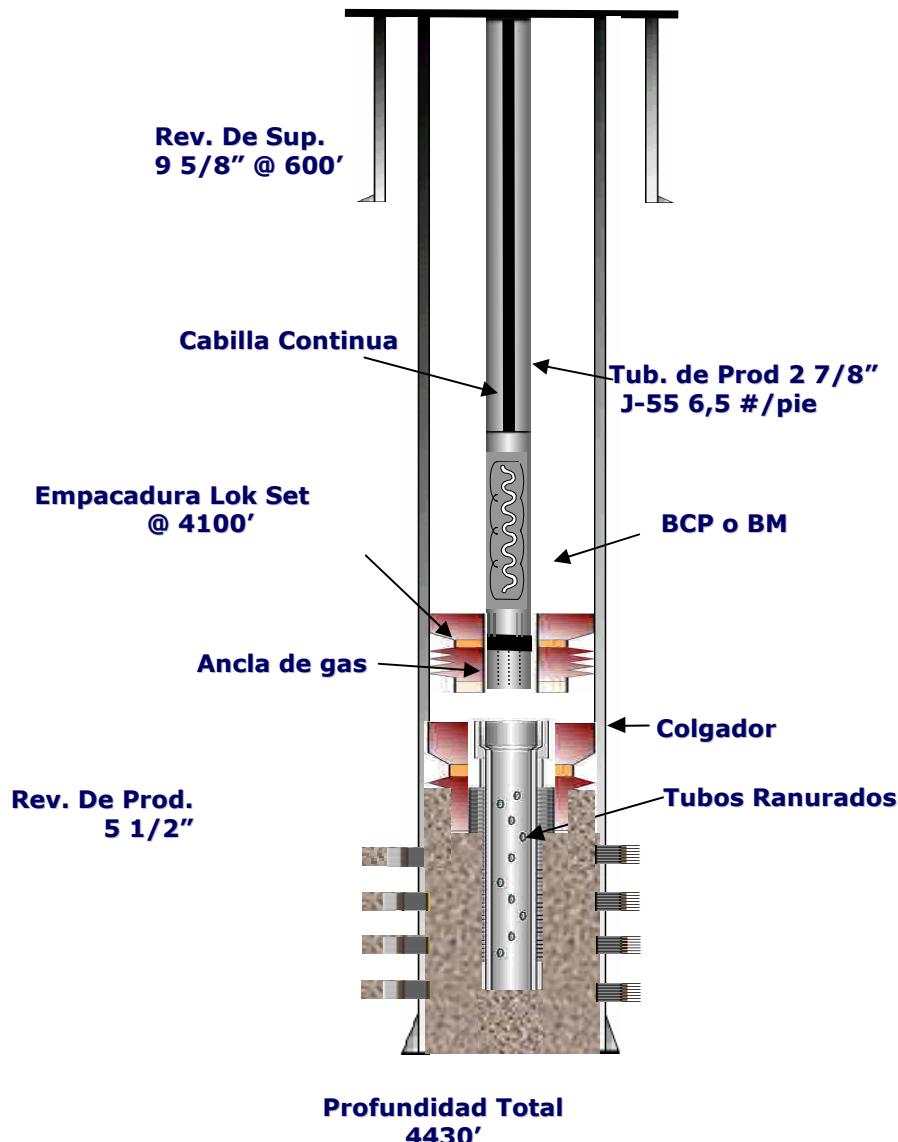
**Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**



**Figura 101** Completación Hoyo Abierto Ampliado por sistema de levantamiento artificial revestimiento de  $5 \frac{1}{2}$ "

### Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno

#### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**



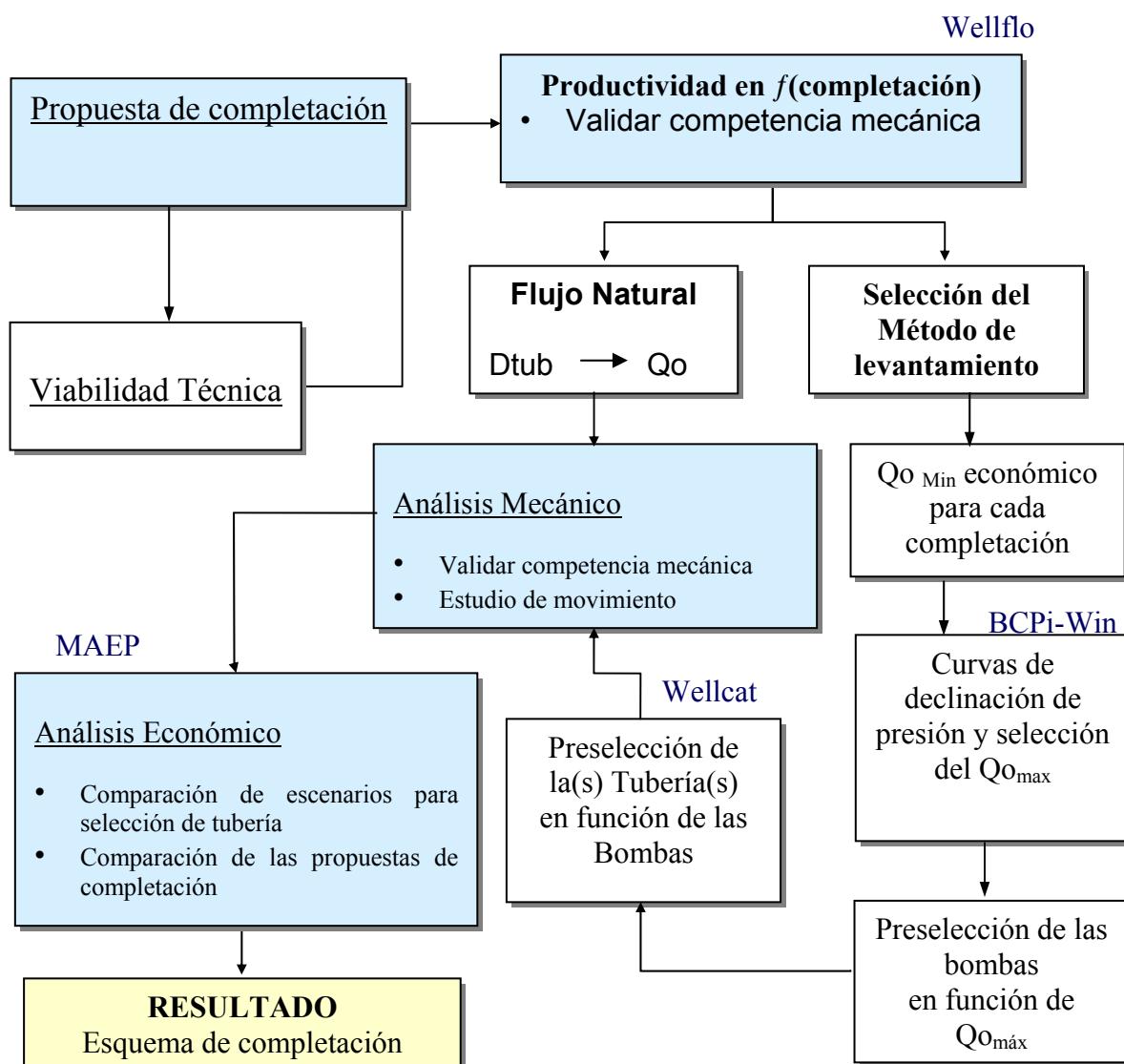
**Figura 102 Completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno con levantamiento artificial con revestimiento de 5½”**

Parámetros operativos:

- Cañonear con BIG-HOLE a 4 perforaciones por pie y 90° fase
- Completar con tubería de 2 7/8”, grado J-55 y peso 6,5lbs/pie
- Asentar con empacadura Lok Set tensionada con 10000lbs.

- Emplear cabilla continua el producir con bombeo mecánico o BCP
- Cabezal S/600 ( 9 5/8" X 5 1/2" X 2 7/8")

Los resultados antes expuestos representan los esquemas de completación generados para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo. Esto se desarrollaron en base a una metodología ideada en el presente trabajo. Es importante resaltar que la selección de un esquema de completación específico es diferente para cada pozo y debe aplicarse la metodología de manera de determinar cual es el esquema que ofrece la mejor rentabilidad. El esquema de la metodología se presenta a continuación de una forma genérica.



**Figura 103 Metodología seguida para seleccionar un esquema de completación**

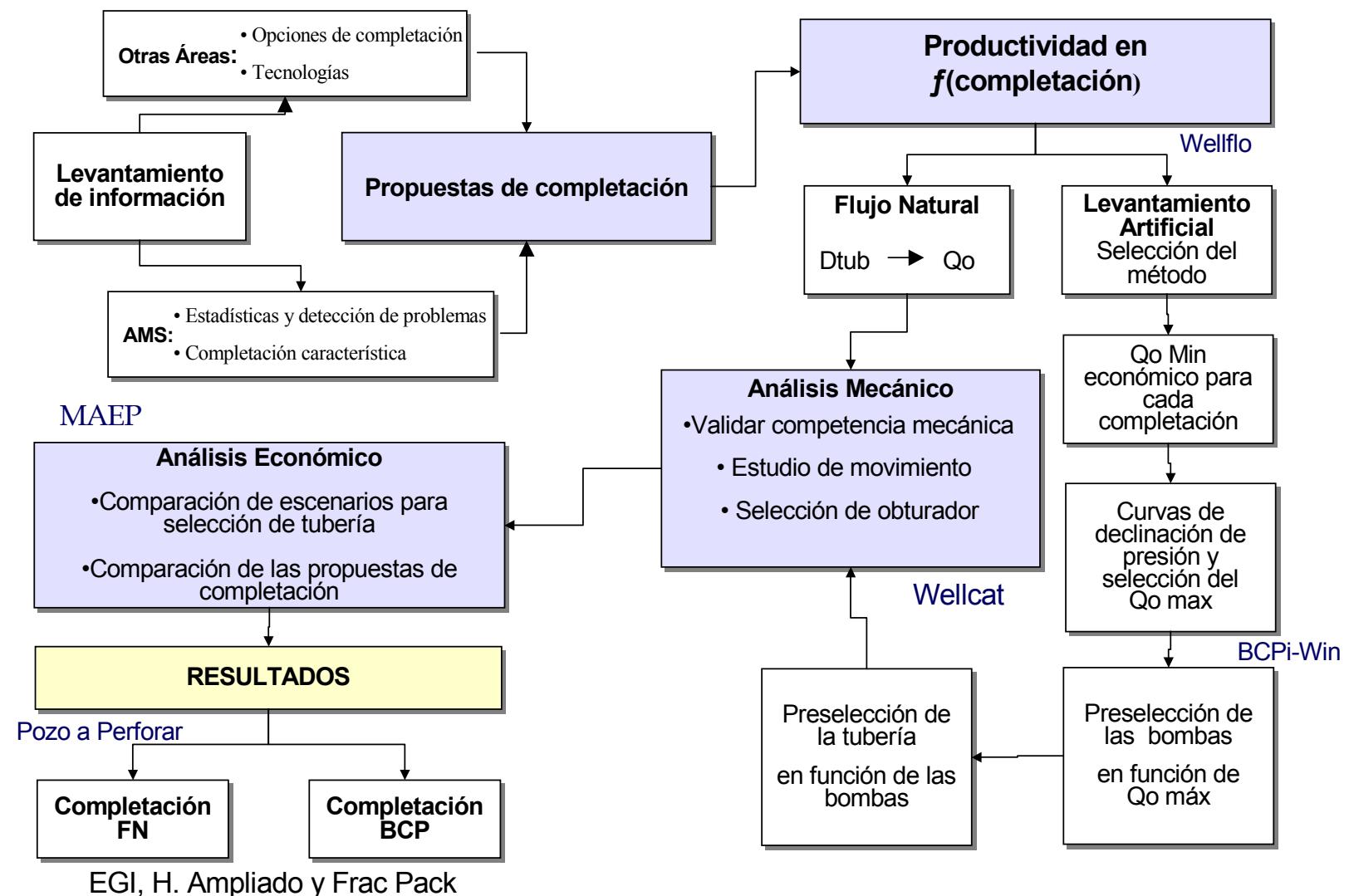


Figura 104 Esquema particular empleado para la evaluación de los esquemas de completación basados en localización E-PJ

Estos representan los resultados principales para la elaboración de algún esquema de completación. La proposición definitiva de un esquema de completación es un hecho que no debe ser tomado a la ligera, debido a que involucra gran cantidad de dinero y esperanzas, además del trabajo de gran cantidad de personal tanto estratégico como operativo. La decisión debe basarse en hechos comprobados técnicamente y no en coronadas o pasiones creadas.

El desarrollo llevado a cabo en este trabajo, dio origen a la necesidad de concatenar todas las partes del estudio en un producto único, como se planteó inicialmente. La concreción de los distintos estudios dio origen a la metodología expuesta mediante el esquema anterior, cuya sincronización posee el merito de servir de vía de convergencia a tantos temas de la ciencia petrolera, que se conjugan en la completación de un pozo. A “nuestro juicio” esta metodología representa el camino hacia el esquema de completación o en otras palabras la esencia del presente estudio.

## **CONCLUSIONES**

- Los tres esquemas de completación estudiados para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo, son aplicables desde el punto de vista técnico; considerando las particularidades asociadas a cada pozo. En el caso específico de la localización E-PJ, los tres esquemas de completación son aplicables.
- El potencial productivo de un pozo no puede estimarse de forma única debido a que se encuentra vinculado directamente al valor del daño, el que a su vez depende de factores asociados al esquema de completación como lo son  $r_s$  y  $K_s$ , los cuales poseen un alto grado de incertidumbre.
- Para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, la longitud media de la fractura optima se encuentra entre 25 y 75 pies.
- El tipo de carga, la fase de separación entre las cargas y la densidad de disparo, afectan tanto el potencial como el desempeño productivo de los esquemas de completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno y “Frac Pack” Hoyo Revestido.
- El tipo de carga que mejor se adapta a las condiciones del Área Mayor de Socororo es la “Big-Hole”.
- Para la completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, la combinación en cuanto a densidad de disparo y separación entre las cargas que maximiza la productividad, corresponde a 4 tiros por pie y 90 grados fase.
- Para la completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, la separación entre las cargas que favorece el proceso de fractura, corresponde a una fase de 45 grados asociada a una densidad de disparo de 8 tiros por pie, la cual resulta conveniente desde el punto de vista productivo.

- El diámetro de tubería eductora a ser aplicado en un pozo está condicionado por el diámetro del revestimiento de producción. De igual forma el revestimiento limita el diámetro de los cañones que pueden emplearse.
- Una vez considerado el diámetro del revestimiento de producción; para seleccionar el diámetro de tubería eductora a ser aplicado en un pozo, se requiere un estudio fundamentado en los posibles potenciales para el mismo, basado en los parámetros asociados al esquema de completación que se pretenda implementar.
- Dada la ausencia de data sólida respecto a muchos de los parámetros inherentes a la caracterización de la curva de afluencia, las tasas obtenidas por flujo natural poseen un valor fundamentalmente cualitativo; dado lo anterior, la principal fortaleza de esta parte del estudio de productividad radica en su carácter metodológico.
- Las tasas objetivo determinadas para cada esquema de completación, en producción por bombeo de cavidades progresivas, constituyen valores importantes de referencia para la localización E-PJ debido a que involucran la declinación de las curvas de comportamiento de afluencia; Amén del valor metodológico que posee esta parte del estudio de productividad.
- De los tres esquemas de completación estudiados, empleando como modelo a la localización E-PJ, los que ofrecen las tasas de producción más altas, tanto en flujo natural como por bombeo de cavidades progresivas son: El “Frac Pack” Hoyo Revestido seguido por el esquema Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava.
- Dado que la preselección de las bombas se efectuó considerando: tanto el volumen máximo manejado por cada una de ellas, como las tasas objetivos para los tres esquemas de completación, dichas bombas constituyen una base para la realización de un estudio de optimización de producción, encaminado a determinar cual proporcionará el mejor comportamiento para la localización E-PJ.

- Basado en el criterio de selección de bombas, la tubería de 4 ½ pulgadas de diámetro proporcionó el mayor número de bombas capaces de trabajar con la tasa objetivo seleccionada para cada esquema de completación, seguida por la tubería de 3 ½ pulgadas de diámetro.
- En función del criterio aplicado para la selección de las bombas, la tubería de 2 ¾ pulgadas de diámetro no permite producir la tasa mínima económica estimada para la construcción de la localización E-PJ; la cual equivale, aproximadamente, a una tasa líquida de 350BN/D. De igual forma la tubería de 2 ⅞ pulgadas de diámetro no resulta operativa para el bombeo por cavidades progresivas.
- Dado que en el análisis mecánico se consideraron las condiciones críticas de diseño, los resultados obtenidos son aplicables para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo, incluyendo a la localización E-PJ.
- Para los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo, las tuberías de producción de 2 ¾, 3 ½ y 4 ½ pulgadas de diámetro, grado J-55, cumplen con los estándares de seguridad exigidos por PDVSA, para las operaciones previstas en los esquemas estudiados por este trabajo.
- Debido a las perdidas por fricción, bajo las condiciones estudiadas, no es posible realizar el fracturamiento con tubería de 2 ⅞ pulgadas.
- Con Base en el estudio desarrollado, se obtuvo que tanto en el caso de flujo natural como en levantamiento artificial, el pandeo generado en la tubería de producción disminuye en magnitud y longitud a medida que aumenta el diámetro de la misma.
- Dadas las características del Área, para cualquier proceso de producción, ya sea por flujo natural o levantamiento artificial, las presiones de cabezal siempre serán menores a las 1500lppc.

- Bajo las condiciones de fracturamiento estudiadas, para la localización E-PJ, las presiones máximas de cabezal están alrededor de las 3400lppc.
- Con base en el análisis de movimiento, se determinó que tanto las empacaduras recuperables, en condición de flujo natural, como anclas para levantamiento artificial, ambas asentadas a compresión, son apropiadas para los pozos a ser completados con tubería de producción de 4  $\frac{1}{2}$  y 3  $\frac{1}{2}$  pulgadas.
- Con base en el análisis de movimiento, se determinó que tanto las empacaduras recuperables, en condición de flujo natural, como anclas para levantamiento artificial, ambas asentadas a tensión, son apropiadas para los pozos a ser completados con tubería de producción de 2  $\frac{7}{8}$  pulgadas.
- Para tuberías de producción con obturadores asentados a compresión; disminuciones en la fuerza, con que se efectúe esta operación, generan niveles de pandeo menores en magnitud y longitud.
- Dada la magnitud de la fuerza resultante de la tubería hacia la empacadura asentadas a compresión; 5000lbs de peso son suficientes para evitar el desasentamiento y mejorar el comportamiento general de la sarta de producción.
- El aumento de la presión impuesta en el espacio anular hasta 2000lppc, durante el fracturamiento, mejora el comportamiento de la tubería de producción y proporciona seguridad adicional, en cuanto al estallido y asentamiento de la empacadura.
- De los tres esquemas de completación estudiados, empleando como modelo a la localización E-PJ, los que ofrecen la mayor rentabilidad tanto en producción por flujo natural como por bombeo de cavidades progresivas, son: el “Frac Pack” Hoyo Revestido seguido por el Hoyo Abierto Ampliado.

- El esquema de completación Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, resulta antieconómico para un porcentaje considerable de los escenarios estudiados por flujo natural, independientemente del diámetro de tubería analizado. En el caso de producción por bombeo de cavidades progresivas, se obtuvo una tasa objetivo equivalente a la mínima económica
- Para la localización E-PJ completada con los esquemas “Frac Pack” Hoyo Revestido u Hoyo Abierto Ampliado produciendo por flujo natural, el diámetro de tubería eductora que proporciona las tasas más altas en todos los escenarios, es el de 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas; el cual constituye a su vez la opción más rentable para ambos casos.
- Para la localización E-PJ completada con el esquema Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno y produciendo por flujo natural, el diámetro de tubería eductora que proporciona las tasas más altas es el de 4  $\frac{1}{2}$  pulgadas seguida por el de 3  $\frac{1}{2}$ ; sin embargo debido que este último presenta condición de flujo para un número mayor de escenarios, constituye la opción más rentable.
- Para un mismo esquema de completación produciendo por levantamiento artificial, debido a la similitud entre los indicadores económicos obtenidos con tuberías de 4  $\frac{1}{2}$  y 3  $\frac{1}{2}$  pulgadas de diámetro, para un mismo ingreso; la selección final de la tubería recaerá sobre el criterio técnico.
- Para la selección del esquema de completación que poseerán los pozos a ser perforados es indispensable la evaluación y estudio de criterios técnicos y económicos que converjan en una solución mutuamente incluyente.

## **RECOMENDACIONES**

- Analizar las particularidades asociadas a cada pozo a ser perforado, que pudiesen incidir sobre la aplicabilidad técnica de los esquemas planteados, como paso previo e indispensable para la selección de la completación a implementarse.
- Aplicar la metodología propuesta en este trabajo, a fin de establecer una matriz de escenarios que defina los posibles potenciales del pozo.
- Efectuar los diseños de fracturamiento hidráulico, basados en longitudes medias de fracturas entre 25 y 75 pies.
- Emplear para el cañoneo de los pozos, en el Área Mayor de Socororo, exclusivamente cañones que posean cargas tipo “Big Hole”.
- Cañonear los pozos completados bajo el esquema Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno, con una densidad de 4 tiros por pie y una fase de 90 grados.
- Cañonear los pozos completados bajo el esquema “Frac Pack” Hoyo Revestido con una densidad de 8 tiros por pie y fase de 45 grados.
- Efectuar, valiéndose de la localización E-PJ y demás pozos a ser perforados, el mayor levantamiento de información posible, a fin de aportar data consistente que disminuya el nivel de incertidumbre asociado a los parámetros involucrados en la caracterización de la curva de afluencia.
- Estimar los posibles potenciales asociados a cada uno de los pozos a ser perforados, como paso previo para la selección del revestimiento y tubería de producción.

- Considerar para la localización E-PJ, los valores de tasas objetivo inherentes a cada esquema de completación, como una referencia valida que soporta los indicadores económicos estimados en este trabajo.
- Realizar un estudio de optimización de producción, basado en la preselección de bombas efectuada en este trabajo, a fin de establecer la bomba y sarta de cabillas que presente el mejor desempeño para la localización E-PJ.
- Aplicar para la localización E-PJ el esquema de completación “Frac Pack” Hoyo Revestido, empleado tubería de producción de 4 ½ pulgadas de diámetro y sistema de bombeo de cavidades progresivas.
- Aplicar los lineamientos operativos obtenidos en el análisis mecánico, a los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo.
- Aplicar en los esquemas de completación de los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo tubería de producción de grado J-55.
- Emplear como tubería de producción, para los pozos donde se aplique el esquema “Frac Pack” Hoyo Revestido, la misma tubería empleada durante el fracturamiento.
- Descartar como una opción de completación para los pozos de petróleo a ser perforados, la tubería de 2 ¾ de pulgadas.
- Emplear en los esquemas de completación Hoyo Revestido con empaque de Grava Interno y Hoyo Ampliado con Empaque de Grava, cabezales Serie 600 con la combinación de diámetro que corresponda, ya que estos resultan competentes para las presiones esperadas.
- Para el esquema de completación “Frac Pack” Hoyo Revestido aplicar cabezales serie 900 y durante el fracturamiento emplear un “TREE SAVER” como instrumento de apoyo.

- Usar en los pozos que se completen con tubería de producción de 4 ½ o 3 ½ pulgadas empacaduras recuperables o anclas, ambas asentadas a compresión con 5000lbs de peso.
- Durante la operación de fractura debe imponerse 2000lppc de presión en el espacio anular.
- Aplicar la metodología y esquemas propuestos en este trabajo para la completación de los pozos a ser perforados en el Área Mayor de Socororo.
- Analizar la factibilidad de aplicación de los esquemas y metodología propuestos por el presente trabajo en los pozos a ser recompletados.
- Una vez aplicados los distintos esquemas, establecer programas de seguimiento que permitan la retroalimentación y afinamiento del trabajo desarrollado.

## **ANEXO A Valores para el Diseño de la fractura**

Este anexo corresponde a las condiciones reales de fractura para el pozo BA-2247, perteneciente al distrito Bachaquero yacimiento BACH-02 de fecha 13 de Noviembre de 1997. Las arenas donde se completo este pozo, poseen características litológicas semejantes a las de las arenas de Socororo.

En el pozo BA-2247, se realizó un fracturamiento hidráulico en dos arenas, la arena superior posee una altura o espesor de 100pies. Las dimensiones de esta arena son mucho mayores a las de cualquier arena de Socororo. Por el contrario, la arena inferior posee 15 pies de altura o espesor muy similar al espesor promedio de las arenas en el Área Mayor de Socororo. Dado lo anterior el trabajo efectuado en Bachaquero sirve de modelo para los procesos de fracturamiento hidráulico en el Área mayor de Socororo. Para el caso de la localización E-PJ se requiere fracturar dos arenas similares a la arena inferior del pozo BA-2247.

Las propiedades de la arena inferior del pozo BA-2247 son:

<b><u>ZONE PROPERTIES</u></b>	
<b><u>Zone Number</u></b>	Bach-02
Top MD (ft)	3700
Bottom MD (ft)	3715

<b>Zone Height Data</b>	
Gross Height (ft)	15
Leakoff Height (ft)	15
Net Height (ft)	15
Rock Type	Dirty Sandstone

**Depth Stress Profile**

Frac Gradient (psi/ft)	0,55
Insitu Stress (psi)	2039
Reservoir Pressure (psi)	950

**Mechanical Properties**

Young's Modulus (psi)	$10^6$
Poisson's Ratio	0,25
Toughness (psi.in05)	1000
Specific Gravity	2,5
Embedment strength (psi)	60000
Limestone (%)	0,0
Dolomite	0,0

**Transmissibility Properties**

Permeability (mD)	400
Porosity (%)	26,5
Form. Volume Factor (bbl/stb)	0,00
Total Compressibility (1/psi)	$1,83 \times 10^{-4}$
Oil Saturation (%)	65
Gas Saturation (%)	15
H <sub>2</sub> O Saturation (%)	20

Las presiones alcanzadas durante la ejecución de la fractura para la arena superior oscilan entre las 900 y 1200 lppc. Mientras que en la arena inferior están en el orden de las 700 a las 2300 lppc.

## **ANEXO B PETROFÍSICO**

Este anexo se realiza para ilustrar el procedimiento realizado para calcular la permeabilidad absoluta por medio de registros petrofísicos. La ingeniería petrofísica se vale de registros eléctricos, sónicos, entre otros, para interpretar las características de la formación. Esta es

una forma alterna de análisis muy empleado especialmente cuando se carece de núcleos o tapones de pared.

A lo largo de los años, diversos autores han establecido métodos y formulas para determinar parámetros de formación, sin necesidad de análisis de laboratorios. Ellos realizaron estudios donde se relacionaban los valores de permeabilidad obtenidos de pruebas efectuadas en núcleos y parámetros calculados a través de perfiles petrofísicos, obteniendo resultados satisfactorios.

En búsqueda de la confiabilidad de los resultados, fue necesario validar los valores de permeabilidad aportados por CORPOMENE. Esto produjo la revisión de los anexos petrofísicos realizados por la mencionada compañía; dando como resultado un error sustancial en los valores de permeabilidad indicados por ellos, para las arenas concernientes a este trabajo, U1U y U1M.

Al analizar los anexos petrofísicos, se encontraron diferencias entre todas las permeabilidades de las arenas del área y las empleadas en este estudio, es decir U1U y U1M. Es por ello que fue necesario corroborar y corregir las permeabilidades de estas arenas. Como se sabe la localización E-PJ no ha sido perforada, en consecuencia no posee ningún tipo de registro; por esta razón deben analizarse los registros de los pozos vecinos inmediatos: el pozo SOC-3 y SOC-4.

Para la determinación de la permeabilidad, es necesario poseer registros eléctricos y de rayos gamma, si la porosidad es conocida. Si la porosidad no es conocida, ella debe determinarse del registro neutrónico o densidad. En este caso es conocida la porosidad, por lo cual no será calculada. En todas las correlaciones [SPE 30978] desarrolladas, es indispensable conocer la saturación irreducible de agua. Esta saturación puede calcularse mediante la ecuación desarrollada por Simandoux para arenas arcillosas.

$$\frac{1}{Rt} = \frac{\phi_e^m S_w^2}{aR_w} + \frac{V_{sh} S_w}{R_{sh}} \quad (1)$$

Resolviendo la ecuación se obtiene la saturación de agua irreducible:

$$S_w = \sqrt{\frac{aR_w}{\phi_e^2 R_t} + \left( \frac{aR_w V_{sh}}{2\phi_e^2 R_{sh}} \right)^2} - \left( \frac{aR_w V_{sh}}{2\phi_e^2 R_{sh}} \right) \quad (2)$$

Donde:

$a$ : constante empírica para las arenas.

$R_w$ : corresponde a la resistividad del agua de formación

$R_t$ : valor leído en el registro eléctrico para la arena de interés

$R_{sh}$ : resistividad de las lutitas

$V_{sh}$ : fracción de volumen de arcilla

$\phi_e$ : porosidad de la formación.

A continuación se presenta una breve explicación de cada uno de los términos que componen la ecuación de Simandoux.

La constante a: Es un coeficiente determinado por Archie en 1942, para arenas no consolidadas posee un valor de 0,62.

Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ): Existen diversos métodos para calcular la salinidad del agua de formación, alguno se basan en registros como el SP o potencial espontáneo. La salinidad de la formación puede determinarse en laboratorio y con ella es posible conocer la resistividad de la muestra. Algunas carpetas de pozo presentan valores de salinidad entre ellas la del pozo SOC-4 y ES-446 y el promedio de estas es 7100ppm para una temperatura de fondo de 170°F. La resistividad del agua de formación es aproximadamente 0,38Ω·m. Este parámetro representaba el principal punto de discrepancia, debido al empleo por parte de CORPOMENE de un valor de salinidad del agua de formación de 12000ppm. Generalmente este rango de valores corresponde con pozos profundos.

Resistividad verdadera de la formación ( $R_t$ ): Este corresponde al valor de la resistividad que muestra el registro eléctrico en la arena que se le desea conocer la permeabilidad. Dicho

valor debe ser corregido por espesor de la capa y lutitas adyacentes. El valor de la resistividad variará dependiendo del pozo y la arena en estudio.

#### Arena U1U

$$R_t \text{ (leido)}_{SOC-3} = 8 \Omega\text{-m} \quad R_t \text{ (Corregido)}_{SOC-3} = 9 \Omega\text{-m}$$

$$R_t \text{ (leido)}_{SOC-4} = 13 \Omega\text{-m} \quad R_t \text{ (Corregido)}_{SOC-4} = 15 \Omega\text{-m}$$

#### Arena U1M

$$R_t \text{ (leido)}_{SOC-3} = 29 \Omega\text{-m} \quad R_t \text{ (Corregido)}_{SOC-3} = 30 \Omega\text{-m}$$

$$R_t \text{ (leido)}_{SOC-4} = 25 \Omega\text{-m} \quad R_t \text{ (Corregido)}_{SOC-4} = 26 \Omega\text{-m}$$

Resistividad de las lutitas ( $R_{sh}$ ): Para determinar este parámetro debe ubicarse una lutita por medio del registro de rayos gamma. Esta lutita debe pertenecer a la misma era geológica y mismo ambiente de sedimentación que la arena de interés. Los valores leídos de los registros de resistividad se muestran a continuación:

#### Arena U1U

$$R_{sh \ SOC-3} = 3 \Omega\text{-m} \quad R_{sh \ SOC-4} = 3 \Omega\text{-m}$$

#### Arena U1M

$$R_{sh \ SOC-3} = 3 \Omega\text{-m} \quad R_{sh \ SOC-4} = 3 \Omega\text{-m}$$

Volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ): Es bien sabido que las arenas no son completamente limpias, es decir que la capa de arena está completamente compuesta por granos de arena. Por el contrario las capas de arena poseen arcilla. La fracción que ocupan esta arcilla corresponde al volumen de arcilla. Es posible ponderar este volumen. Para efectos de este trabajo se tomo el valor de volumen de arcilla dado por CORPOMENE, debido a que este fue calculado y determinado correctamente.

Arena U1U

$$V_{sh\ SOC-3} = 30\%$$

$$V_{sh\ SOC-4} = 11\%$$

Arena U1M

$$V_{sh\ SOC-3} = 15,5\%$$

$$V_{sh\ SOC-4} = 4,6\%$$

Porosidad de la formación ( $\phi_e$ ): es la fracción de espacio vacío dentro de la roca, este puede ser determinado mediante registros neutrónicos y de densidad. Los valores reportados por CORPOMENE fueron:

Arena U1U

$$\phi_{SOC-3} = 27,6\%$$

$$\phi_{SOC-4} = 29,3\%$$

Arena U1M

$$\phi_{SOC-3} = 29,5\%$$

$$\phi_{SOC-4} = 30,38\%$$

Una vez conocidos todos los valores es posible determinar la saturación de agua irreducible. Es importante resaltar que los valores deben ser introducidos en la ecuación en forma fraccional y no porcentual. Sustituyendo en la ecuación de Simandoux se obtiene los valores de saturación par los pozos vecinos:

Arena U1U

$$S_{wiSOC-3} = 51,49\%$$

$$S_{wiSOC-4} = 42,25\%$$

Arena U1M

$$S_{wiSOC-3} = 26,08\%$$

$$S_{wiSOC-4} = 32,41\%$$

Con los valores de saturación es posible calcular las permeabilidades promedios para cada arena empleando la ecuación desarrollada por Timur en 1968. La ecuación generalizada se expresa como:

$$K = A \frac{\phi^B}{S_{wi}^C} \quad (3)$$

Los parámetros A, B y C fueron determinados estadísticamente por Timur, [SPE 3098pp3] Estos fueron determinados de análisis de laboratorio hechas a 155 muestras de arena de diferentes campos Norte América. La ecuación se describe como:

$$K = 93 \frac{\phi^{2,2}}{S_{wi}^2} \quad (4)$$

La correlación empleada por CORMOMENE fue la Wyllie&Rose (1950) la cual arroja valores de permeabilidad un poco mayores. Se decidió tomar la correlación desarrollada Timur (1968) por ser más reciente, además de basarse y mejorar el trabajo de los mencionados anteriores.

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior se obtiene la permeabilidad total de cada arena en cada pozo. Luego estos valores deben ser promediados para realizar un estimado de permeabilidad para la localización E-PJ.

Arena U1U

$$K_{SOC-3} = 113,09 \text{mD} \quad K_{SOC-4} = 218,48 \text{mD}$$

Arena U1M

$$K_{SOC-3} = 590,70 \text{mD} \quad K_{SOC-4} = 435,65 \text{mD}$$

Realizando promedios para cada arena con ambos pozos es posible determinar, aproximadamente, el valor de permeabilidad que poseerán las arenas en la localización E-PJ.

$$\bar{K}_{U1U} = 166 \text{mD}$$

$$\bar{K}_{U1M} = 510 \text{mD}$$

Debe despreciarse por ahora el factor anisotropía en el yacimiento y deben emplearse estos valores para los análisis de productividad, hasta que esté perforado el pozo y se repita el procedimiento con los registros tomados o se realicen pruebas de laboratorio a los núcleos tomados.

## **ANEXO C CÀLCULO DE LA CONSTANTE C**

Este anexo se desarrolla para ilustrar el procedimiento para hallar la constante C o perdida dinámica de filtrado del fluido de perforación. Esta constante es empleada en la ecuación desarrollada por Hassen para el cálculo del radio de invasión.

Para determinar la constante de perdida dinámica de filtrado, se emplearon los equipos del laboratorio de fluidos de completación y perforación de la Universidad Central de Venezuela. Inicialmente debe prepararse el fluido de perforación, de manera tal que cumpla con las propiedades reológicas y físicas. Para cotejar que estas propiedades se logren es necesario realizar las pruebas correspondientes. Debe lograrse una densidad que se ubique en el rango esperado, al igual que la viscosidad, el pH, el punto de cedencia y la pérdida de filtrado estática.

Como ya se hizo mención, el coeficiente de pérdida dinámica de fluido está asociado al fluido que se emplee durante la perforación. En este caso se utilizará un fluido polimérico inhibido, compuesto por: 1,2lpb (pound per barrel) de goma xántica clarificada, 3lpb de almidón modificado, 4lpb de acetato de potasio, 0,75lpb KOH y 12lpb CaCO<sub>3</sub>. Estos compuestos poseen nombres comerciales dependiendo del fabricante que los realice. La composición del lodo, al igual que las proporciones de los compuestos empleados para la elaboración del mismo, no fue diseñada por los autores de este trabajo; es el lodo que se empleará en la perforación de la localización E-PJ.

Al lodo o fluido de perforación se le realizan una serie de pruebas para determinar las características del mismo. Este lodo posee un rango de valores para cada una de sus propiedades. Para que la determinación de la perdida dinámica de fluido sea representativa, las características del fluido modelado deben ser similares o estar entre el rango comprendido esperado para el lodo con que se perforará el pozo. Estas características son las que se mencionan a continuación.

Agregando los compuestos señalados anteriormente, se logró un lodo polimérico que posee una densidad de 8,5lpb; esta densidad se mide en la balanza de lodos. Este valor está contenido en el rango requerido o esperado para el lodo, que oscila entre 8,4 y 8,6lpb. Es importante el control de la densidad del lodo, ya que un peso mayor al estimado implicaría una condición de sobre balance lo que aumentaría el daño ocasionado hacia la formación. Si por el contrario el peso es muy pequeño podría causar una arremetida y dependiendo de la presión de yacimiento, un reventón.

La viscosidad de embudo, es una prueba que se realiza generalmente en campo, consiste en agregar lodo en un embudo especial con capacidad para un cuarto de galón, para luego tomar el tiempo que tarda en vaciarse; esta prueba da una idea de la cantidad de sólidos que posee el lodo. Esta prueba arroja un tiempo de 47seg que también logra colocarse en el rango requerido o esperado para la perforación. Este rango se encuentra entre los 40 a 55 segundos por cuarto de litro.

La viscosidad plástica, es una prueba más elaborada que la anterior. Para ella se emplea un viscosímetro FAN, el cual está compuesto por dos cilindros metálicos concéntricos uno de los cuales gira a diferentes velocidades mientras el otro se mantiene fijo. Los empleados para efecto de este trabajo, tienen capacidad de girar a 600, 300, 200, 100, 6 y 3 RPM manteniendo una temperatura de 120°F. Con base en los valores del viscosímetro es posible calcular el valor de la viscosidad plástica y el punto de cedencia.

$$Vp = L_{600} - L_{300} \quad (5)$$

$$Pc = L_{300} - Vp \quad (6)$$

Donde:

$Vp$ : Viscosidad plástica

$Pc$ : Punto de cedencia.

Estas son las principales propiedades reológicas; es de suma importancia que los valores del lodo que se modele logren las condiciones necesarias, ya que estas garantizan una buena limpieza y remoción de ripios. Debido a que el Área Mayor de Socororo está

conformado principalmente por arenas no consolidadas deleznables, se emplea un lodo de reología inversa, es decir un punto cedente mayor a la viscosidad plástica. Este tipo de reología se emplea para mejorar la limpieza debido a que es capaz de mantener una mayor cantidad de ripios en suspensión. Son frecuentemente empleados en pozos horizontales y altamente desviados. Los valores obtenidos del viscosímetro FAN son:

$$L_{600} = 30$$

$$L_{300} = 23$$

$$L_{200} = 21$$

$$L_{100} = 17$$

$$L_6 = 7$$

$$L_3 = 6$$

Empleando las ecuaciones antes mencionadas se obtiene:

$$Vp = 7 \text{ cp} \quad P_c = 16 \text{ lbs}/100 \text{ pies}^2$$

El rango para estos valores se encuentra entre 7 y 9cp para la viscosidad plástica, mientras que el punto de cedencia está en un rango de 15 a 20lbs/100pies<sup>2</sup>. Como es apreciable se encuentra en el rango inferior, pero para aumentar estos valores es necesario variar las cantidades de los componentes agregados.

La próxima propiedad reológica la representan los geles. Los fluidos de perforación poseen una propiedad inherente a ellos, la tixotropía, que es la capacidad que posee un fluido a gelificarse al estar en reposo, y al actuar una fuerza mecánica sobre él vuelve a su estado original. Los geles se miden a 10 minutos y a los 10 segundos. Estos representan los viajes de tubería y las conexiones entre ellas. El rango esperado para los geles es 12 a 14lbs/100pies<sup>2</sup> para 10segundos y de 13 a 16lbs/100pies<sup>2</sup> para 10 minutos. Estos valores fueron imposibles de lograr, ni aun aumentando las proporciones de los compuestos al máximo, lo cual es contraproducente ya que esto aumenta considerablemente el punto cedente y la viscosidad plástica, por lo tanto esta propiedad no se logró y los resultados

fueron de 6lbs/100pies<sup>2</sup> para 10segundo y 8lbs/100pies<sup>2</sup> para 10 minutos; esto insinúa que posiblemente hay un problema en la formulación. En todo caso los geles son propiedades reológicas secundarias.

La próxima propiedad representa la perdida de filtrado en condiciones estáticas. Esta prueba se realiza con el filtro prensa, el cual está compuesto por un cilindro metálico, que se llena de fluido de perforación. Posee dos tapas a través de las cuales se induce presión. En la tapa inferior se coloca un papel filtro, en el cual se formará el revoque y a través de él pasará el filtrado de lodo. Esta prueba tiene una duración de 30 minutos, en los cuales se estima se ha formado el revoque completamente. Es realizada a temperatura ambiente. La perdida de filtrado estática fue de 7cc para 30 minutos. El rango es valores menores a 10cc.

Como se pudo apreciar, se lograron las principales propiedades tanto reológicas como físicas. En consecuencia se puede decir que este es un lodo semejante al que se empleará durante de la perforación de la localización E-PJ, por lo cual la perdida de filtrado dinámica será representativa.

Las pruebas para determinar las perdidas de filtrado en condiciones dinámicas, buscan simular las condiciones de pozo, tanto de presión como de temperatura y adicionalmente consideran las revoluciones que produce la mecha. Para realizar esta prueba se empleó el filtro prensa dinámico para alta presión y alta temperatura (HP HT). El cual está conformado por un módulo que controla las revoluciones del aparato, una camisa térmica con un termostato ajustable para controlar la temperatura a la que estará expuesto el cilindro que contiene el lodo, un cilindro metálico que contiene el fluido de perforación. En la parte inferior del cilindro se coloca una pieza, a forma de tapón que encaja perfectamente en el espacio interno del cilindro. Este equipo puede trabajar con papel de filtro o con núcleos especiales en los cuales se formará el revoque. Para los lodos base agua es conveniente emplear papel de filtro, debido a que la roca es muy permeable y no permite formar el revoque. A diferencia del filtro prensa estático, este equipo no posee una tapa superior; en su lugar se emplea una pieza larga que posee una hélice en el extremo que se introduce en el cilindro; Sellando al recipiente en su parte superior y en su extremo externo

posee una polea. Esta se encuentra unida al módulo mediante una correa, de manera tal que la velocidad de rotación que genera el módulo, será transmitida a la pieza y esta genera el movimiento en el fluido de perforación.

Los pozos perforados en el Área Mayor de Socororo, basados en información de las carpetas y reportes diarios, presentan velocidades de rotación de mecha de 120 RPM, por lo tanto se calibra el módulo para rotar a esta velocidad. Los cálculos de presión hidrostática de la columna de fluido, indican que el pozo será perforado con un sobrebalance de 500lppc. Al cilindro que contiene el fluido se le imponen 600lppc en la parte superior y 100lppc en su extremo inferior produciendo un diferencial de presión interno de 500lppc.

El procedimiento para realizar el experimento consiste en: inicialmente armar el equipo, calentar la celda hasta la temperatura de formación, 159 °F, luego hacer rotar el hélice dentro de la celda con lodo a la velocidad preestablecida, seguidamente se impone la presión correspondiente por encima y debajo. Esta prueba se realiza en un tiempo de 30 minutos liberando filtrado cada 10 minutos. El primer filtrado obtenido recién comenzada la prueba fue desechado, este volumen es conocido como “Spurt”. Una vez realizado esto, se toma el tiempo y cada 10 minutos se libera fluido hasta culminados los 30. Esto genera un volumen de perdida de filtrado igual a 9cc.

La constante de perdida dinámica de filtrado C, puede calcularse mediante la ecuación:

$$C = \frac{V_{filtrado}}{A * \sqrt{t}} \quad (7)$$

Donde:

$$C: \text{Constante de perdida dinámica de filtrado} \left[ \frac{pu \lg^3}{pu \lg^2 * h^{1/2}} \right]$$

$V_{filtrado}$ : Corresponde al volumen de filtrado obtenido de la prueba anterior [pulg<sup>3</sup>]

$A$ : Área de flujo o área del revoque [pulg<sup>2</sup>]

$t$ : tiempo de duración de la prueba [h]

De manera tal que el volumen de filtrado debe ser transformado a pulg<sup>3</sup>, 0,5495 pulg<sup>3</sup>, el área del revoque es igual a 4,0952pulg<sup>2</sup> y el tiempo corresponde a ½ hora. Sustituyendo en la ecuación anterior se obtiene:

$$C = \frac{0,5495}{4,0952 * \sqrt{0,5}} = 0,1896 \frac{pu\ lg^3}{pu\ lg^2 * h^{1/2}}$$

## Anexo D Pérdidas de Calor en el Pozo

Los fluidos que se desplazan por la sarta de tubería del pozo ya sean los producidos o los inyectados, sufren pérdidas de calor producto de la transferencia hacia el medio que circunda las tuberías. Los principales factores que afectan las pérdidas de calor en el pozo son:

1. El tiempo de inyección o producción.
2. La tasa de producción o inyección.
3. La Profundidad del Pozo.
4. La presión y temperaturas de inyección en el caso de inyección de vapor.

Entre las consideraciones básicas que asumen los distintos modelos para el cálculo de las pérdidas de calor se tiene que se desprecia la variación de la conductividad y difusividad térmica de la tierra con la profundidad, por otro lado se asume que la transferencia de calor en el pozo se presenta bajo condiciones de flujo continuo, mientras que la transferencia de calor en la formación es por conducción radial en flujo no continuo.

Uno de los métodos o procedimientos que se basan en las suposiciones anteriores es el de Ramey & Willhite. Este método es uno de los de más fácil aplicación y se basa en el uso de un coeficiente de transferencia de calor total para un sistema formado por el espacio anular, las tuberías y el revestimiento y el cemento además del aislante en caso de que exista.

A continuación se presenta la ecuación para el caso de tubería sin aislante:

$$U_{to} = \{ [r_{to}/r_{ti} * h_f] + [r_{to} * \ln(r_{to}/r_{ti})/K_{hs}] + [1/(h_c + h_r)] + [r_{to} * \ln(r_{co}/r_{ci})/K_{hs}] + [r_{to} * \ln(r_h/r_{co})/k_{hcem}] \}^{-1} \quad (8)$$

Donde:

**r<sub>ti</sub>**: Radio interno de la tubería (Pies).

**r<sub>to</sub>**: Radio Externo de la Tubería (Pies).

**r<sub>co</sub>**: Radio Externo del Revestidor (Pies).

**r<sub>ci</sub>**: Radio Interno del Revestidor (Pies).

**K<sub>hs</sub>**: Conductividad Térmica del Material de la Tubería (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F)

**h<sub>f</sub>**: Coeficiente de Película de transferencia de Calor (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F)

**h<sub>r</sub>**: Coeficiente de Transferencia de Calor por Radiación Entre la Superficie Externa de la Tubería Eductora y la Superficie Interna del Revestimiento (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F)

**h<sub>c</sub>**: Coeficiente de Transferencia de Calor por Convección Natural Entre la Superficie Externa de la Tubería y la Interna de Revestimiento, (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F).

**k<sub>hcem</sub>**: Conductividad Térmica del Cemento (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F).

Los términos donde se involucran **h<sub>f</sub>** y **K<sub>hs</sub>** pueden despreciarse debido a los altos valores de estos.

El coeficiente de transferencia de calor por radiación **h<sub>r</sub>** se evalúan de acuerdo a la ecuación de Stefan-Boltzmann:

$$h_r = \sigma * \epsilon * [T_{to}^2 + T_{ci}^2] * [T_{to} + T_{ci}] \quad (9)$$

Donde:

**σ=0.1713x10<sup>-8</sup>** (BTU/hr-pie<sup>2</sup>-°F).Corresponde a la constante de Stefan Boltzmann.

Donde **ε** representa el factor de forma, el cual depende de la geometría de los cuerpos y relaciona la radiación emitida por un cuerpo que es interceptada por otro viene dada por:

$$\epsilon = \{(1/\epsilon_{to}) + (r_{to}/r_{ci}) * [(1/\epsilon_{ci}) - 1]\}^{-1} \quad (10)$$

Donde **ε<sub>to</sub>** y **ε<sub>ci</sub>** son las emisividades de la superficie externa de la tubería de inyección o producción y la interna de revestimiento.

Los coeficientes de transferencia de calor por convección natural  $h_c$  pueden evaluarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$h_c = 0.049 * K_{han} * (Gr - Pr)^{0.333} * (Pr)^{0.074} / r_{to} * \ln(r_{ci}/r_{to}) \quad (11)$$

$$Gr = (r_{ci} - r_{to})^3 * g * \rho_{an}^2 * B_{an} * (T_{to} - T_{ci}) / \mu_{an}^2 \quad (12)$$

$$Pr = C_{pan} * \mu_{an} / K_{han} \quad (13)$$

Donde:

**K<sub>han</sub>**: Conductividad Térmica del Fluido en el Espacio Anular, a Temperatura y presión Promedio del Fluido en el Anular (BTU/hr-pie-°F).

**μ<sub>an</sub>**: Viscosidad del Fluido en el Espacio Anular (lb/pie-hr).

**B<sub>an</sub>**: Coeficiente de Expansión Térmica del Fluido en el Anular (°F<sup>-1</sup>)

**ρ<sub>an</sub>**: Densidad del Fluido en el Espacio Anular. (lbs/pie<sup>3</sup>)

**C<sub>pan</sub>**: Calor Específico del Fluido en el Espacio Anular, a Temperatura y Presión Promedio del Fluido en el Anular (BTU/lbs-°F)

**g**: Constante de Gravedad 4,17 x10<sup>8</sup> Pie/hr<sup>2</sup>.

Una vez evaluado el coeficiente de transferencia de calor total  $U_{to}$  ecuación (8), la tasa de transferencia de calor total Q(BTU/hr) desde el interior de la tubería hasta la interfase cemento formación. Puede evaluarse mediante:

$$Q = 2\pi * r_{to} * U_{to} * (T_s - T_h) * \Delta L \quad (14)$$

Dado que el valor de  $T_h$  no se conoce es necesario considerar la transferencia de calor hacia la formación, para así relacionarla con la temperatura original de la formación. Dado

que la transferencia de calor desde la interfase cemento-formación se realiza bajo condiciones de flujo no continuo, se hace necesario resolver la ecuación de difusión a fin de determinar la distribución de temperatura:

$$\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left( \frac{\partial^2 T}{\partial r} \right) = \left( \frac{1}{\alpha} \right)^* \frac{\partial p}{\partial t} \quad (15)$$

Ramey resolvió esta ecuación para obtener la distribución de temperatura en función de  $r$  y  $T$ . una vez sustituida esta solución, la ecuación para calcular la transferencia de calor entre la interfase cemento formación y la formación es la siguiente:

$$Q = 2\pi * K_{he} * (T_h - T_e) * \Delta L / f(t) \quad (16)$$

Donde:

$T_e$ : Temperatura de la Formación.(°F)

$K_{he}$ : Conductividad Térmica de la Formación. (BTU/hr-pie-°F).

$f(t)$ : Función Transitoria de Calor .(adimensional).

$T_h$ : Temperatura de la Interfase Cemento Formación. (°F).

La función  $f(t)$  puede ser obtenida de las soluciones para conducción de calor radial de un cilindro de longitud infinita. Tales soluciones son presentadas en muchos textos de transmisión de calor y son análogas a las soluciones transitorias de de flujo de fluidos utilizadas en ingeniería de yacimientos.

Así una solución para tiempos mayores de una semana es la siguiente:

$$f(t) = \ln[(2 * \sqrt{\alpha * t}) / r_h] - 0,29 \quad (17)$$

Donde:

$\alpha$ : Difusividad Térmica de la Tierra (pie<sup>2</sup>/hr)

**t:** Tiempo de Inyección (hr)

**r<sub>h</sub>:** Radio del Hoyo. (pie).

Para tiempos menores a una semana, los valores de la función pueden hallarse empleando tablas.

## **Anexo E Selección del Método de Levantamiento Artificial.**

La selección del método de levantamiento artificial a ser aplicado en un pozo requiere de la consideración de un grupo de factores asociados a las características de la producción en el área donde será ubicado el pozo. Entre los elementos que deben tomarse en cuenta se encuentra el volumen que se espera producir, el cual viene condicionado por el potencial del pozo, los problemas asociados a la producción que pudieran presentarse y las facilidades o estado de las condiciones para la operación en la zona.

Para facilitar el proceso de selección del o los métodos de levantamiento artificial adecuados para la completación de un pozo, PDVSA cuenta con una herramienta computacional que permite considerar todos los factores requeridos y, sobre la base de un sistema de ponderación, establecer una jerarquía en función de un conjunto de doce métodos diferentes. Esta herramienta es el Sistema Experto de Levantamiento Artificial. SEDLA® versión 3.50.

### **DATOS REQUERIDOS POR EL SEDLA Y VALORES EMPLEADOS EN ESTE TRABAJO.**

#### **DATOS CUANTITATIVOS.**

Profundidad en el tope de las perforaciones: 4365 (pies)

Temperatura en el tope de las perforaciones: 159 (°F)

Índice de productividad: 2.38 (BN/D/Lppc)

Relación Gas líquido: 546 (PCN/BN)

Relación gas libre a la entrada de la bomba: 0.7

Tasa de producción bruta deseada: 750 (BN/D)

Tasa de producción bruta calculada: 1252 (BN/D)

Corte de agua: 25 (%)

Gravedad API del crudo: 20.50 ( $^{\circ}$ API)

Gravedad específica del gas: 0.78

Presión estática del yacimiento: 947 (lppc)

Presión de cabezal fluyente (calculada): 180 (lppc)

Presión de Fondo fluyente (calculada): 562 (lppc)

### **DATOS CUALITATIVOS**

Ubicación del pozo: Zona no urbana.

Volumen de gas de inyección disponible: No disponible.

Presión de inyección disponible: 0 (lppc)

Fluctuaciones de voltaje: 11 (%)

Declinación anual de producción: 27 (%)

### **DATOS DE COMPLETACIÓN**

Tipo de completación: simple

Longitud del intervalo perforado: 60 (pies)

Profundidad total: 4430 (pies)

Diámetro nominal del revestimiento de producción: 7 x 23 pul x (lb/pie)

Diámetro interno del revestidor de producción: 6.366 (pul)

Condición del revestidor: excelente

Diámetro nominal del eductor: 4  $\frac{1}{2}$  x 12.75 pul x (lb/pie)

Diámetro interno del eductor: 3.83 (pul)

Rugosidad relativa: 0.0010

### **DATOS DE SUPERFICIE**

Longitud de la línea de flujo: 9186 (pies)

Diámetro interno de la línea de flujo: 3.54 (pul)

Temperatura del separador: 80 ( $^{\circ}$ F)

Presión del separador: 30 (lppc)

**PROBLEMAS DE PRODUCCIÓN.** Presencia de:

*Arenas* : 3

*Emulsiones*: 0

*Corrosión*: 0

*Aromáticos*: 0

*Espumas*: 0

*Parafinas*: 0

*Asfáltenos*: 0

*Escamas*: 0

*Pozo desviado*: 0

**PERICIAS EN CAMPO**

*Mecánico con Balancín*: 5

*Continuo por el Anular*: 5

*Electrosumergible*: 5

*Continuo Por el Eductor*: 5

*Cavidades Progresivas*: 5

*Intermitente*: 5

*Hidráulico Tipo Pistón*: 5

*Intermitente con Cámara*: 5

*Hidráulico Tipo Jet*: 5

*Intermitente Pistón Metálico*: 5

*Pistón Tipo Metálico*: 5

*Flujo Pistón*: 5

Los parámetros anteriores corresponden a la data empleada para la aplicación del programa.

Los valores asumidos en cuanto a las pericias en campo representan la disponibilidad de material y personal capacitado para la implantación de los métodos antes mencionados. A este respecto se asumió la máxima puntuación para todos los ítems, a fin de no considerar, este factor como una limitante.

En cuanto a la problemática se le asignó al problema de producción de arena la máxima ponderación, esto como factor de seguridad. A continuación se presentan las ventanas de diálogo del programa donde se presentan los resultados del mismo.

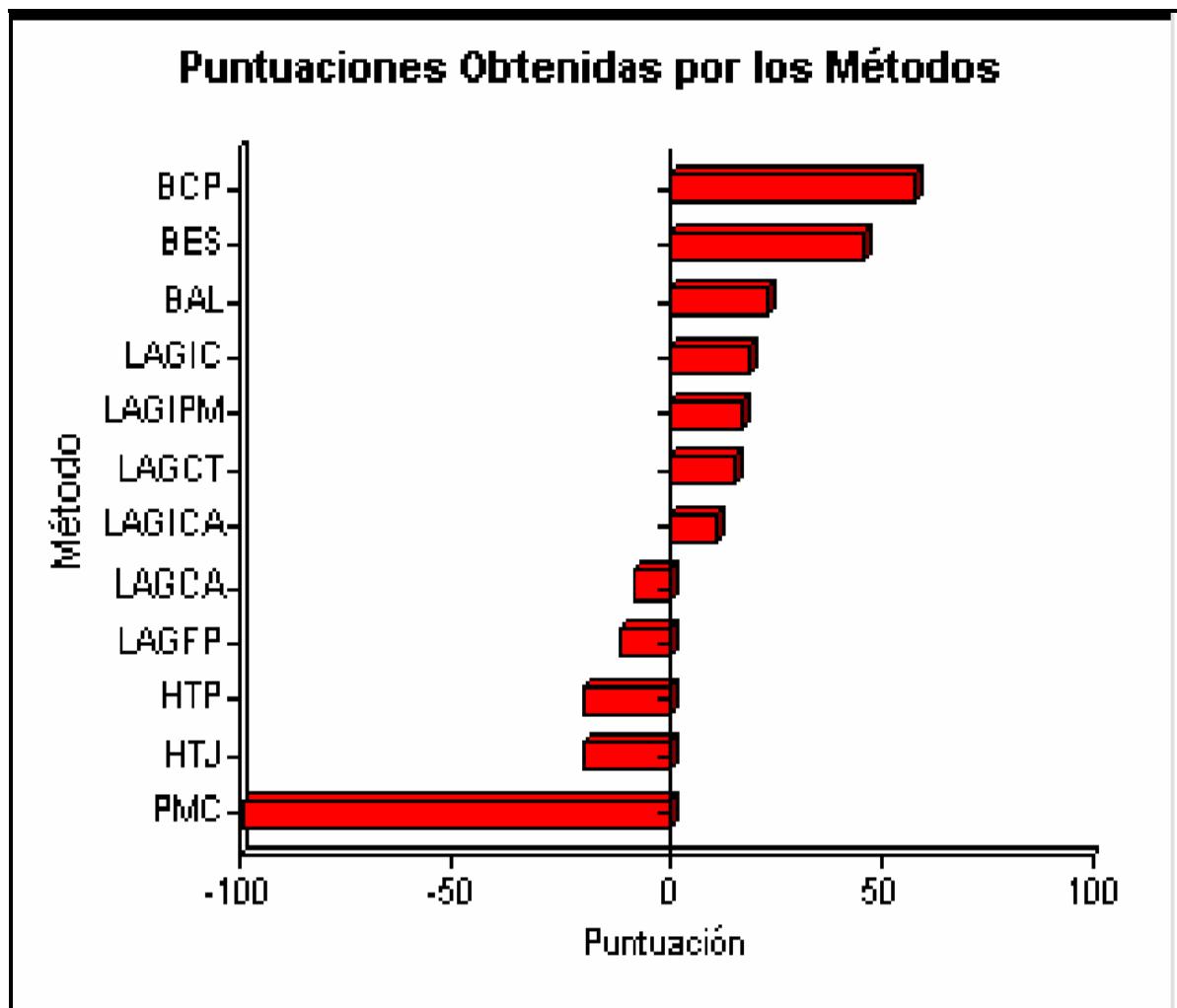
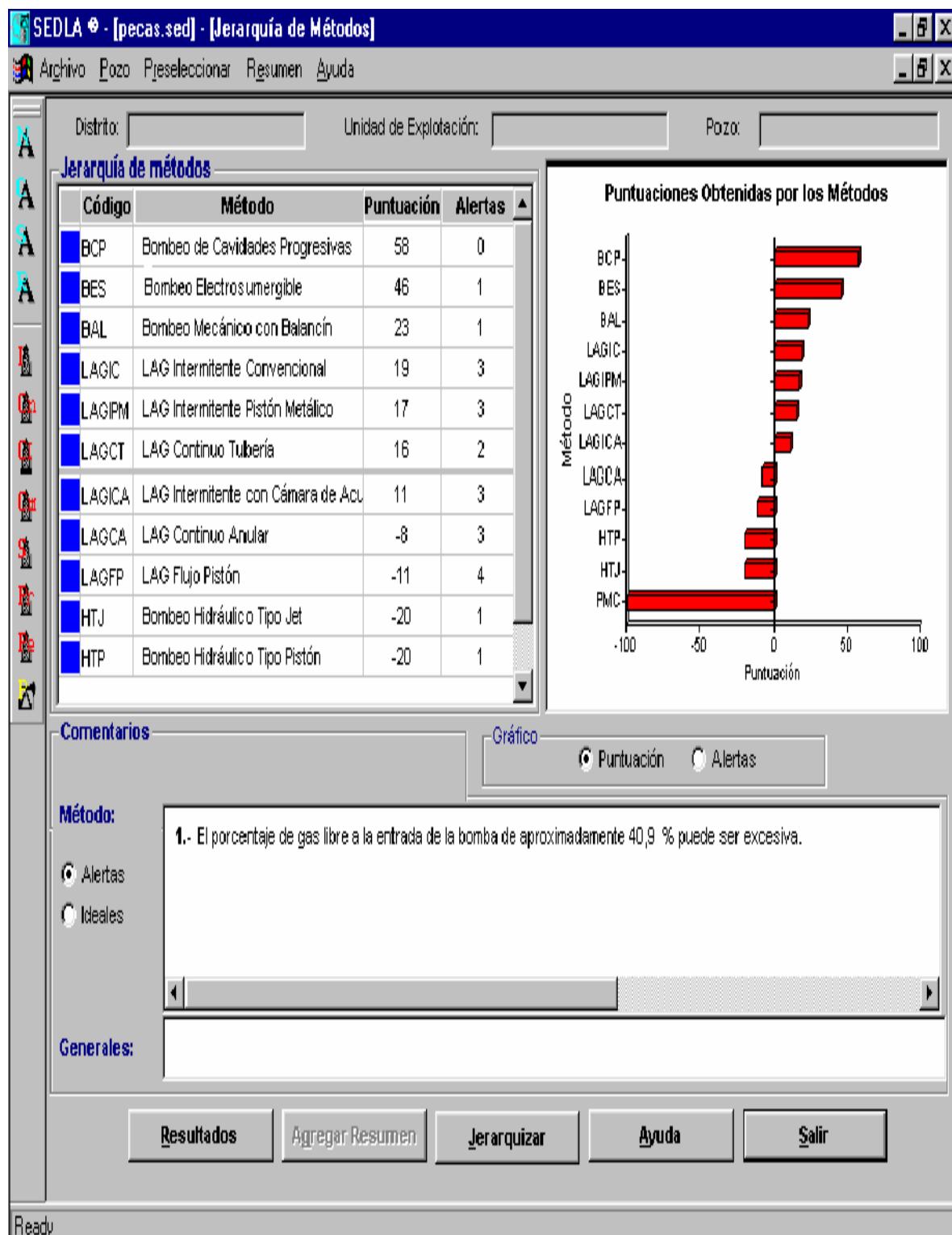


Figura 105 Salida del programa SEDLA



**Figura 106 Salida del programa SEDLA**

## **ANEXO F MODELO DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN ASUMIDO PARA EL HORIZONTE ECONÓMICO**

Al revisar las historias de producción asociadas a las arenas U1U y U1M, se determinó que estas poseen recobros de 4,46% y 11,55% respectivamente.

La presión inicial para la arena U1M, tomada por los estudios realizados por CORPOMENE equivale a 1650lppc. Posteriormente los estudios realizados por PetroUCV han estimado una presión actual de 1447lppc. Para esta arena dichos estudios involucran la producción acumulada de 1,319 MMBN. Esta diferencia entre la presión inicial y la presión actual, indica que la acción del acuífero, detectado por los cortes de agua, no es lo suficientemente activa como para mantener los niveles de presión constantes.

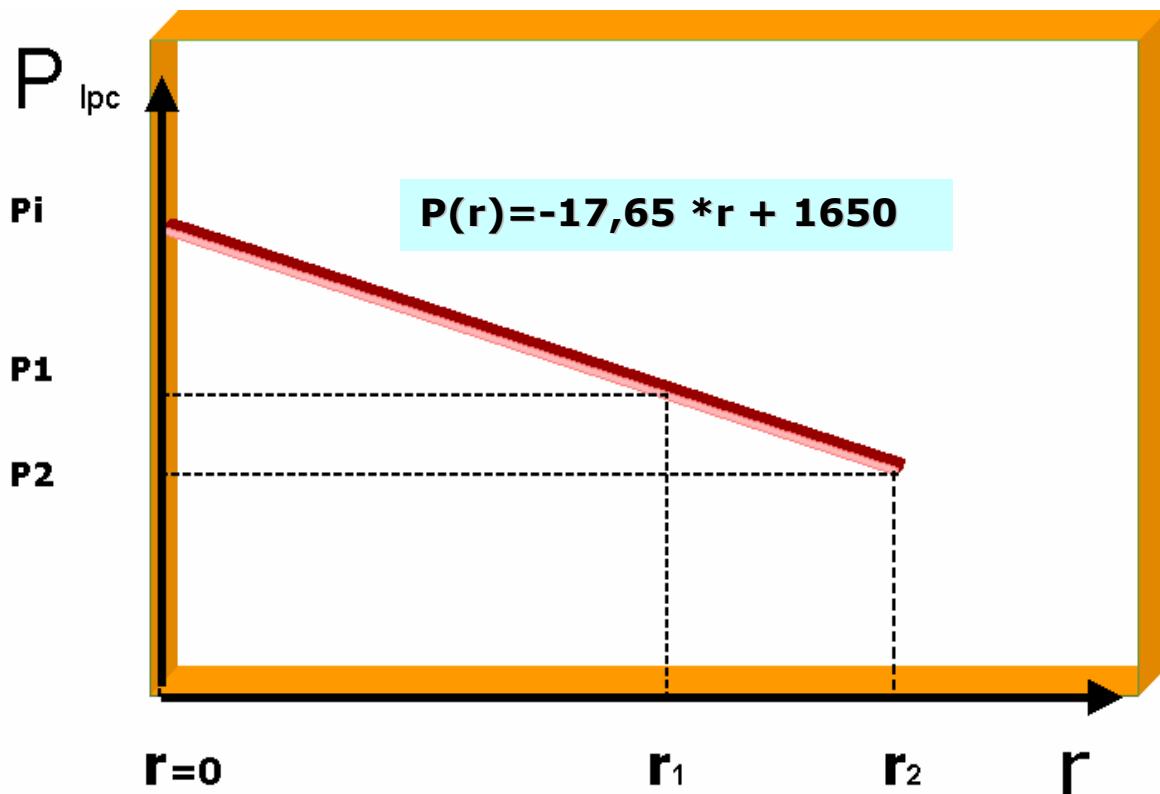
Considerando los anterior, se asumió un comportamiento lineal de la presión en función del factor de recobro, el cual a su vez es función de  $N_p$  o producción acumulada. Así se modeló entre la presión inicial, asociada al recobro ( $r$ ) igual a cero y la presión actual, asociada a un recobro de 11,55% la función lineal que se observa en la Figura 107. Esta ecuación permite determinar la presión estática en función de los valores de recobro ( $r$ ). De esta manera se asoció a cada uno de los esquemas contemplados para la localización E-PJ un valor de tasa para la arena U1M, la cual sumada a las tasas consideradas para los otros dos pozos completados en esta arena, 150 BN/D para ambos, proporciona la tasa total de la arena. Dicha tasa se asume constante; de manera que para un valor de tiempo, el  $N_p$  será igual a la tasa determinada multiplicado por el tiempo.

Con el valor de  $N_p$  obtenido puede calculase el recobro y en consecuencia la presión. De esta manera se determinan los recobros asociados a la presión estática con la cual dejó de presentarse punto de operación en los tres esquemas de completación estudiados. Esto para cualquiera de las tuberías asociadas, empleando el escenario Nro 9. Lo anterior permite despejar del valor de recobro obtenido.

Para el calculo del valor de tiempo asociado al recobro, se asumió una tasa total para  $q_{o\text{ARENA}}$  de 1450BN/DIA, correspondientes a: 1150BN/DIA de la localización E-PJ, basada

en el escenario Nro 1, y 150BN/DIA para cada pozo SOC-4 y ES-446. El valor de 150BN/DIA corresponde con la tasa promedio de producción de ambos pozos. De esta manera se estableció bajo las consideraciones y suposiciones efectuadas, que el período de flujo natural podría ser de tres años.

Se realizó el estudio con base en la arena U1M debido a que esta es la que posee los valores de presión más altos y la que presenta un mayor recobro.



**Figura 107 Modelo de Declinación de Presión en Función del Recobro, para Determinar el Horizonte Económico**

**Donde:**

**P<sub>i</sub>=P<sub>yac</sub> @ r<sub>0</sub>**

**P<sub>1</sub>=P<sub>yac</sub> @ r<sub>1</sub>**

**P<sub>2</sub>=P<sub>yac</sub> @ r<sub>2</sub>**

**r<sub>0</sub> =NP=0**

**r<sub>1</sub>=NP<sub>1</sub>/N**

**r<sub>2</sub>=(NP<sub>1</sub>+NP<sub>2</sub>)/N**

**NP<sub>1</sub>=PROD ACUMYAC.**

**NP<sub>2</sub>=Q<sub>o</sub> yac x365x t horizonte económico**

**Tabla 143 Tasa Total por Yacimiento Para bombeo por cavidades progresivas “Frac Pack” Hoyo Revestido**

<b>“Frac Pack” Hoyo Revestido</b>		
<b>Pozo</b>	<b>Tasa de Petróleo</b>	<b>Total Arena U1M</b>
SOC-4	150 BN/D	<b>650 BN/D</b>
ES-446	150 BN/D	
EP-J	350 BN/D	

**Tabla 144 Tasa total por yacimiento para bombeo por cavidades progresivas Hoyo Abierto Ampliado**

<b>Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava</b>		
<b>Pozo</b>	<b>Tasa de Petróleo</b>	<b>Total Arena U1M</b>
SOC-4	150 BN/D	<b>550 BN/D</b>
ES-446	150 BN/D	
EP-J	250 BN/D	

**Tabla 145 Tasa total por yacimiento para bombeo por cavidades progresivas Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

<b>Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno</b>		
<b>Pozo</b>	<b>Tasa de Petróleo</b>	<b>Total Arena U1M</b>
SOC-4	150 BN/D	<b>500 BN/D</b>
ES-446	150 BN/D	
EP-J	200 BN/D	

## Anexo G Tablas de Bombeo por cavidades progresivas

**Tabla 146 Preselección de BCP completación Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 1247lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,15	275,52	72,32	0,85	0,15
2	ROTALIFT	750-3100M	0,87	283,54	52,94	0,65	0,06
3	ROTALIFT	750-4100M	1,15	226,37	66,31	0,77	0,18
4	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,12	221,26	63,79	0,74	0,18
5	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,84	285,82	50,17	0,63	0,05
6	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,12	223,52	64,16	0,75	0,18
7	GRIFFIN	600-3400	0,95	298,5	62,85	0,73	0,08
8	GRIFFIN	600-4250	1,19	258,59	72,56	0,85	0,17
9	GRIFFIN	615-5200	1,45	230,45	79,43	0,99	0,26
10	BMW	520-4100	1,15	292,74	73,95	0,88	0,14
11	BMW	750-3100	0,87	283,48	52,95	0,65	0,06
12	BMW	750-3500	0,98	254,73	58,92	0,7	0,11
13	BMW	1150-3500	0,97	206,5	48,15	0,62	0,14
14	EMIP/KUDU	400TP1350	1,26	263,84	84,19	1,13	0,23
15	EMIP/KUDU	400TP1800	1,68	257,41	86,26	1,21	0,3
16	EMIP/KUDU	430TP2000	1,84	237,79	87,52	1,27	0,35
17	EMIP/KUDU	600TP900	0,83	187,65	79,35	0,98	0,22
18	EMIP/KUDU	600TP1200	1,12	228,52	65,27	0,76	0,18
19	EMIP/KUDU	750TP1200	1,1	201,8	59,13	0,7	0,18
20	EMIP/KUDU	840ML1500	1,4	141,26	70,31	0,82	0,31
21	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,59	129	69,37	0,81	0,35
22	BAKER	450-D-2300	1,48	295,59	84,63	1,14	0,23
23	BAKER	550-D-1800	1,16	278,85	73,4	0,87	0,15
24	BAKER	550-D-2300	1,48	250,11	81,84	1,05	0,26
25	BAKER	500-G-1800	1,16	299,32	75,22	0,9	0,14
26	BAKER	500-G-2300	1,48	270,58	83,21	1,09	0,25
27	BAKER	700-G-1800	1,16	234,99	68,44	0,8	0,18
28	BAKER	700-G-2300	1,48	206,25	77,97	0,95	0,29
29	BAKER	900-G-1300	0,84	267,28	46,8	0,61	0,06
30	BAKER	900-G-1800	1,16	199,25	62,78	0,73	0,2
31	BAKER	900-G-2300	1,48	170,51	73,36	0,87	0,31
32	BAKER	1100-G-1300	0,84	244,54	41,85	0,59	0,07
33	BAKER	1100-G-1800	1,16	176,51	57,98	0,69	0,22
34	BAKER	1100-G-2300	1,48	147,77	69,26	0,81	0,32
35	BAKER	1400-G-1300	0,84	222,61	36,12	0,56	0,09
36	GEREMIA	21.65-3000	1,35	221,88	75,46	0,9	0,24
37	GEREMIA	22.40-2500	1,38	270,48	80,66	1,02	0,22
38	GEREMIA	28.40-2100	1,81	289,86	89,42	1,38	0,32
39	GEREMIA	32.65-3000	2,06	190,86	87,7	1,28	0,43

**Qobjetivo = 260BN/D      PIP = 243lbs      Pwf = 352lbs**

**Tabla 147 Preselección de BCP completación Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 3 ½” presión estática de 1147lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,15	274,48	72,59	0,85	0,15
2	ROTALIFT	750-3100M	0,87	281,71	53,28	0,65	0,06
3	ROTALIFT	750-4100M	1,15	225,33	66,61	0,77	0,19
4	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,12	220,16	64,11	0,75	0,18
5	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,84	283,88	50,52	0,64	0,05
6	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,12	222,42	64,48	0,75	0,18
7	GRIFFIN	600-3400	0,96	296,99	63,18	0,74	0,08
8	GRIFFIN	600-4250	1,2	257,62	72,83	0,86	0,18
9	GRIFFIN	615-5200	1,46	229,8	79,65	0,99	0,27
10	BMW	520-4100	1,15	291,7	74,22	0,88	0,14
11	BMW	750-3100	0,87	281,65	53,29	0,65	0,06
12	BMW	750-3500	0,98	253,3	59,26	0,7	0,12
13	BMW	1150-3500	0,97	205,03	48,49	0,62	0,14
14	EMIP/KUDU	400TP1350	1,27	263,27	84,37	1,13	0,23
15	EMIP/KUDU	400TP1800	1,69	256,92	86,42	1,21	0,31
16	EMIP/KUDU	430TP2000	1,85	237,39	87,67	1,27	0,36
17	EMIP/KUDU	600TP900	0,83	187,12	79,58	0,99	0,22
18	EMIP/KUDU	600TP1200	1,13	227,43	65,58	0,76	0,18
19	EMIP/KUDU	750TP1200	1,11	200,67	59,46	0,7	0,19
20	EMIP/KUDU	840ML1500	1,41	140,68	70,6	0,83	0,32
21	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,6	128,46	69,66	0,81	0,35
22	BAKER	450-D-2300	1,49	294,97	84,81	1,15	0,23
23	BAKER	550-D-1800	1,17	277,84	73,67	0,87	0,16
24	BAKER	550-D-2300	1,49	249,49	82,04	1,06	0,26
25	BAKER	500-G-1800	1,17	298,31	75,48	0,9	0,14
26	BAKER	500-G-2300	1,49	269,96	83,4	1,1	0,25
27	BAKER	700-G-1800	1,17	233,98	68,73	0,8	0,19
28	BAKER	700-G-2300	1,49	205,63	78,21	0,96	0,29
29	BAKER	900-G-1300	0,84	265,34	47,14	0,62	0,06
30	BAKER	900-G-1800	1,17	198,24	63,1	0,74	0,21
31	BAKER	900-G-2300	1,49	169,89	73,63	0,87	0,31
32	BAKER	1100-G-1300	0,84	242,59	42,19	0,59	0,08
33	BAKER	1100-G-1800	1,17	175,5	58,31	0,69	0,22
34	BAKER	1100-G-2300	1,49	147,15	69,55	0,81	0,32
35	BAKER	1400-G-1300	0,84	220,66	36,44	0,56	0,09
36	GEREMIA	21.65-3000	1,36	221,14	75,71	0,91	0,25
37	GEREMIA	22.40-2500	1,39	269,76	80,87	1,02	0,22
38	GEREMIA	28.40-2100	1,82	289,44	89,55	1,38	0,32
39	GEREMIA	32.65-3000	2,08	190,54	87,85	1,28	0,44

$$Q_{\text{objetivo}} = 260 \text{BN/D} \quad P_{\text{IP}} = 243 \text{lbs} \quad P_{\text{wf}} = 352 \text{lbs}$$

**Tabla 148 Preselección de BCP completación tipo Hoyo revestido con EGI tubería de producción de 4 ½" presión estática de 1147lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumétrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,15	274,48	72,59	0,85	0,15
2	ROTALIFT	750-3100M	0,87	281,71	53,28	0,65	0,06
3	ROTALIFT	750-4100M	1,15	225,33	66,61	0,77	0,19
4	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,12	220,16	64,11	0,75	0,18
5	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,84	283,88	50,52	0,64	0,05
6	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,12	222,42	64,48	0,75	0,18
7	GRIFFIN	600-3400	0,96	296,99	63,18	0,74	0,08
8	GRIFFIN	600-4250	1,2	257,62	72,83	0,86	0,18
9	GRIFFIN	615-5200	1,46	229,8	79,65	0,99	0,27
10	BMW	520-4100	1,15	291,7	74,22	0,88	0,14
11	BMW	750-3100	0,87	281,65	53,29	0,65	0,06
12	BMW	750-3500	0,98	253,3	59,26	0,7	0,12
13	BMW	1150-3500	0,97	205,03	48,49	0,62	0,14
14	EMIP/KUDU	400TP1350	1,27	263,27	84,37	1,13	0,23
15	EMIP/KUDU	400TP1800	1,69	256,92	86,42	1,21	0,31
16	EMIP/KUDU	430TP2000	1,85	237,39	87,67	1,27	0,36
17	EMIP/KUDU	600TP900	0,83	187,12	79,58	0,99	0,22
18	EMIP/KUDU	600TP1200	1,13	227,43	65,58	0,76	0,18
19	EMIP/KUDU	750TP1200	1,11	200,67	59,46	0,7	0,19
20	EMIP/KUDU	840ML1500	1,41	140,68	70,6	0,83	0,32
21	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,6	128,46	69,66	0,81	0,35
22	BAKER	450-D-2300	1,49	294,97	84,81	1,15	0,23
23	BAKER	550-D-1800	1,17	277,84	73,67	0,87	0,16
24	BAKER	550-D-2300	1,49	249,49	82,04	1,06	0,26
25	BAKER	500-G-1800	1,17	298,31	75,48	0,9	0,14
26	BAKER	500-G-2300	1,49	269,96	83,4	1,1	0,25
27	BAKER	700-G-1800	1,17	233,98	68,73	0,8	0,19
28	BAKER	700-G-2300	1,49	205,63	78,21	0,96	0,29
29	BAKER	900-G-1300	0,84	265,34	47,14	0,62	0,06
30	BAKER	900-G-1800	1,17	198,24	63,1	0,74	0,21
31	BAKER	900-G-2300	1,49	169,89	73,63	0,87	0,31
32	BAKER	1100-G-1300	0,84	242,59	42,19	0,59	0,08
33	BAKER	1100-G-1800	1,17	175,5	58,31	0,69	0,22
34	BAKER	1100-G-2300	1,49	147,15	69,55	0,81	0,32
35	BAKER	1400-G-1300	0,84	220,66	36,44	0,56	0,09
36	GEREMIA	21.65-3000	1,36	221,14	75,71	0,91	0,25
37	GEREMIA	22.40-2500	1,39	269,76	80,87	1,02	0,22
38	GEREMIA	28.40-2100	1,82	289,44	89,55	1,38	0,32
39	GEREMIA	32.65-3000	2,08	190,54	87,85	1,28	0,44

$$Q_{\text{objetivo}} = 260 \text{BN/D} \quad P_{\text{IP}} = 243 \text{lbs} \quad P_{\text{wf}} = 352 \text{lbs}$$

**Tabla 149 Preselección de BCP completación tipo Hoyo abierto ampliado tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 1147lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumétrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	440-5000M	1,51	292,81	85,05	1,16	0,24
2	ROTALIFT	565-4100M	1,24	259,06	74,87	0,89	0,19
3	ROTALIFT	750-3100M	0,94	260,01	56,19	0,68	0,1
4	ROTALIFT	750-4100M	1,24	211,22	69,17	0,81	0,22
5	ROBBINS MYERS	33-H-580	1	288,1	65,13	0,76	0,1
6	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,21	205,78	66,77	0,78	0,21
7	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,91	261,16	53,45	0,66	0,09
8	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,21	207,98	67,12	0,78	0,21
9	GRIFFIN	600-3400	1,03	277,28	65,87	0,77	0,12
10	GRIFFIN	600-4250	1,28	243,21	75,09	0,9	0,21
11	GRIFFIN	615-5200	1,57	218,64	81,49	1,04	0,3
12	BMW	520-4100	1,24	275,82	76,4	0,92	0,18
13	BMW	750-3100	0,94	259,96	56,2	0,68	0,1
14	BMW	750-3500	1,06	235,42	62,06	0,73	0,15
15	BMW	1150-3500	1,05	188,18	51,43	0,64	0,18
16	EMIP/KUDU	400TP900	0,91	285,66	78,29	0,96	0,13
17	EMIP/KUDU	400TP1350	1,36	251,83	85,86	1,19	0,26
18	EMIP/KUDU	400TP1800	1,82	246,32	87,74	1,28	0,35
19	EMIP/KUDU	430TP2000	1,99	227,91	88,89	1,34	0,4
20	EMIP/KUDU	600TP900	0,89	178,02	81,42	1,04	0,25
21	EMIP/KUDU	600TP1200	1,21	212,93	68,18	0,79	0,21
22	EMIP/KUDU	750TP1200	1,19	186,55	62,26	0,73	0,22
23	EMIP/KUDU	840ML1500	1,51	132,48	72,98	0,86	0,35
24	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,72	120,84	72,08	0,85	0,38
25	BAKER	450-D-2300	1,61	282,29	86,26	1,21	0,27
26	BAKER	550-D-1800	1,26	262,55	75,88	0,91	0,19
27	BAKER	550-D-2300	1,61	238,01	83,71	1,11	0,3
28	BAKER	500-G-1800	1,26	282,47	77,59	0,95	0,18
29	BAKER	500-G-2300	1,61	257,94	84,97	1,15	0,29
30	BAKER	700-G-1300	0,91	277,93	56,32	0,68	0,08
31	BAKER	700-G-1800	1,26	219,86	71,2	0,83	0,22
32	BAKER	700-G-2300	1,61	195,32	80,15	1	0,32
33	BAKER	900-G-1300	0,91	243,14	50,08	0,63	0,1
34	BAKER	900-G-1800	1,26	185,07	65,79	0,77	0,24
35	BAKER	900-G-2300	1,61	160,53	75,84	0,91	0,34
36	BAKER	1100-G-1300	0,91	221	45,08	0,6	0,11
37	BAKER	1100-G-1800	1,26	162,93	61,14	0,72	0,25
38	BAKER	1100-G-2300	1,61	138,4	71,98	0,85	0,35
39	BAKER	1400-G-1300	0,91	199,66	39,2	0,57	0,12

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

40	GEREMIA	21.65-3000	1,47	209,46	77,81	0,95	0,28
41	GEREMIA	22.40-2500	1,5	257,02	82,63	1,07	0,26
42	GEREMIA	28.40-2100	1,95	278,48	90,6	1,46	0,36
43	GEREMIA	32.65-3000	2,23	182,98	89,05	1,35	0,48

**Tabla 150 Preselección de BCP completación tipo Hoyo abierto ampliado tubería de 3 ½" presión estática de 1147lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	440-5000M	1,52	292,19	85,24	1,16	0,24
2	ROTALIFT	565-3200M	0,97	299,21	64,82	0,75	0,08
3	ROTALIFT	565-4100M	1,25	258,13	75,14	0,9	0,19
4	ROTALIFT	750-3100M	0,94	258,39	56,55	0,68	0,1
5	ROTALIFT	750-4100M	1,25	210,29	69,48	0,81	0,22
6	ROBBINS MYERS	33-H-580	1	286,66	65,45	0,76	0,1
7	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,22	204,8	67,09	0,78	0,22
8	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,91	259,43	53,81	0,66	0,09
9	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,22	207	67,44	0,78	0,22
10	GRIFFIN	600-3400	1,04	275,93	66,19	0,77	0,12
11	GRIFFIN	600-4250	1,29	242,34	75,36	0,9	0,21
12	GRIFFIN	615-5200	1,58	218,06	81,71	1,05	0,3
13	BMW	520-3500	1,07	298,77	70,53	0,82	0,11
14	BMW	520-4100	1,25	274,89	76,66	0,93	0,18
15	BMW	750-3100	0,94	258,34	56,56	0,68	0,1
16	BMW	750-3500	1,07	234,15	62,4	0,73	0,15
17	BMW	1150-3500	1,05	186,87	51,79	0,64	0,18
18	EMIP/KUDU	400TP900	0,91	284,77	78,53	0,97	0,13
19	EMIP/KUDU	400TP1350	1,37	251,32	86,03	1,2	0,27
20	EMIP/KUDU	400TP1800	1,83	245,89	87,9	1,29	0,35
21	EMIP/KUDU	430TP2000	2	227,55	89,03	1,35	0,4
22	EMIP/KUDU	600TP900	0,9	177,55	81,64	1,04	0,25
23	EMIP/KUDU	600TP1200	1,22	211,97	68,49	0,8	0,21
24	EMIP/KUDU	750TP1200	1,2	185,55	62,59	0,73	0,22
25	EMIP/KUDU	840ML1500	1,52	131,97	73,26	0,87	0,35
26	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,73	120,36	72,37	0,85	0,39
27	BAKER	450-D-2300	1,62	281,74	86,43	1,21	0,27
28	BAKER	550-D-1800	1,27	261,65	76,15	0,92	0,19
29	BAKER	550-D-2300	1,62	237,46	83,9	1,12	0,3
30	BAKER	500-G-1800	1,27	281,57	77,83	0,95	0,18
31	BAKER	500-G-2300	1,62	257,38	85,15	1,16	0,29
32	BAKER	700-G-1300	0,91	276,19	56,68	0,68	0,08
33	BAKER	700-G-1800	1,27	218,95	71,5	0,84	0,22
34	BAKER	700-G-2300	1,62	194,77	80,37	1,01	0,33
35	BAKER	900-G-1300	0,91	241,41	50,44	0,64	0,1
36	BAKER	900-G-1800	1,27	184,17	66,11	0,77	0,24
37	BAKER	900-G-2300	1,62	159,98	76,11	0,92	0,34

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
39	BAKER	1100-G-1800	1,27	162,03	61,48	0,72	0,25
40	BAKER	1100-G-2300	1,62	137,84	72,27	0,85	0,35
41	BAKER	1400-G-1300	0,91	197,92	39,55	0,58	0,13
42	GEREMIA	21.65-3000	1,48	208,79	78,05	0,96	0,28
43	GEREMIA	22.40-2500	1,51	256,38	82,83	1,08	0,26
44	GEREMIA	28.40-2100	1,97	278,11	90,73	1,47	0,36
45	GEREMIA	32.65-3000	2,25	182,69	89,19	1,36	0,48

**Qobjetivo = 300BN/D      PIP = 400lbs      Pwf = 500lbs**

**Tabla 151 Preselección de BCP completación tipo Hoyo Ampliado tubería de producción de 4 ½” presión estática de 1147lbs**

Nº	FABRICANTE	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	440-5000M	1,53	291,53	85,43	1,17	0,24
2	ROTALIFT	565-3200M	0,98	297,6	65,17	0,76	0,09
3	ROTALIFT	565-4100M	1,26	257,15	75,42	0,9	0,19
4	ROTALIFT	750-3100M	0,95	256,67	56,92	0,68	0,1
5	ROTALIFT	750-4100M	1,26	209,31	69,81	0,81	0,22
6	ROBBINS MYERS	33-H-580	1,01	285,15	65,8	0,77	0,1
7	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,23	203,77	67,43	0,78	0,22
8	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,92	257,6	54,19	0,66	0,09
9	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,23	205,97	67,77	0,79	0,22
10	GRIFFIN	600-3400	1,04	274,51	66,53	0,77	0,12
11	GRIFFIN	600-4250	1,3	241,43	75,65	0,91	0,22
12	GRIFFIN	615-5200	1,6	217,46	81,94	1,05	0,31
13	BMW	520-3500	1,07	297,43	70,85	0,83	0,11
14	BMW	520-4100	1,26	273,91	76,93	0,93	0,18
15	BMW	750-3100	0,95	256,62	56,94	0,68	0,1
16	BMW	750-3500	1,07	232,8	62,76	0,73	0,16
17	BMW	1150-3500	1,06	185,5	52,18	0,65	0,18
18	EMIP/KUDU	400TP900	0,92	283,84	78,79	0,97	0,13
19	EMIP/KUDU	400TP1350	1,38	250,78	86,22	1,21	0,27
20	EMIP/KUDU	400TP1800	1,85	245,44	88,06	1,3	0,35
21	EMIP/KUDU	430TP2000	2,02	227,17	89,18	1,36	0,4
22	EMIP/KUDU	600TP900	0,91	177,05	81,87	1,05	0,25
23	EMIP/KUDU	600TP1200	1,23	210,95	68,82	0,8	0,22
24	EMIP/KUDU	750TP1200	1,21	184,49	62,95	0,74	0,23
25	EMIP/KUDU	840ML1500	1,53	131,43	73,56	0,87	0,35
26	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,75	119,85	72,68	0,86	0,39
27	BAKER	450-D-2300	1,63	281,15	86,61	1,22	0,28
28	BAKER	550-D-1800	1,28	260,69	76,43	0,92	0,2
29	BAKER	550-D-2300	1,63	236,88	84,11	1,12	0,3

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
31	BAKER	500-G-2300	1,63	256,8	85,34	1,17	0,29
32	BAKER	700-G-1300	0,92	274,37	57,06	0,68	0,08
33	BAKER	700-G-1800	1,28	218	71,81	0,84	0,22
34	BAKER	700-G-2300	1,63	194,18	80,62	1,02	0,33
35	BAKER	900-G-1300	0,92	239,58	50,82	0,64	0,11
36	BAKER	900-G-1800	1,28	183,21	66,46	0,77	0,24
37	BAKER	900-G-2300	1,63	159,4	76,39	0,92	0,35
38	BAKER	1100-G-1300	0,92	217,44	45,81	0,61	0,12
39	BAKER	1100-G-1800	1,28	161,08	61,85	0,72	0,26
40	BAKER	1100-G-2300	1,63	137,26	72,58	0,85	0,36
41	BAKER	1400-G-1300	0,92	196,09	39,92	0,58	0,13
42	GEREMIA	21.65-3000	1,49	208,09	78,32	0,96	0,29
43	GEREMIA	22.40-2500	1,52	255,71	83,05	1,09	0,26
44	GEREMIA	28.40-2100	1,98	277,71	90,85	1,48	0,37
45	GEREMIA	32.65-3000	2,27	182,39	89,34	1,37	0,48

**Qobjetivo = 300BN/D      PIP = 400lbs      Pwf = 500lbs**

**Tabla 152 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 2 7/8" presión estática de 847lbs**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,34	278,74	80,03	1	0,2
2	ROTALIFT	750-3100M	1,01	265,45	63,31	0,74	0,12
3	ROTALIFT	750-4100M	1,34	223,72	75,11	0,9	0,24
4	ROBBINS MYERS	25-H-950	0,82	282,34	46,98	0,61	0,04
5	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,31	216,5	72,99	0,86	0,23
6	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,98	264,51	60,7	0,71	0,11
7	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,31	219,03	73,3	0,87	0,23
8	GRIFFIN	600-3400	1,11	290,99	72,19	0,85	0,13
9	GRIFFIN	600-4250	1,39	261,85	80,22	1,01	0,23
10	GRIFFIN	615-5200	1,7	239,53	85,55	1,18	0,32
11	BMW	520-4100	1,34	298,03	81,32	1,04	0,19
12	BMW	750-3100	1,01	265,4	63,32	0,74	0,12
13	BMW	750-3500	1,14	244,42	68,75	0,8	0,17
14	BMW	1150-3500	1,13	189,47	58,75	0,7	0,2
15	EMIP/KUDU	400TP1350	1,47	279,13	89,09	1,35	0,28
16	EMIP/KUDU	400TP1800	1,97	274,4	90,59	1,46	0,37
17	EMIP/KUDU	430TP2000	2,15	254,66	91,5	1,53	0,42
18	EMIP/KUDU	600TP900	0,97	194,99	85,5	1,18	0,26
19	EMIP/KUDU	600TP1200	1,31	224,91	74,24	0,88	0,23
20	EMIP/KUDU	750TP1200	1,29	193,79	68,93	0,8	0,24
21	EMIP/KUDU	840ML1500	1,63	141,81	78,42	0,96	0,37

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
23	BAKER	550-D-1800	1,36	283,29	80,89	1,02	0,2
24	BAKER	550-D-2300	1,74	262,31	87,36	1,26	0,32
25	BAKER	500-G-2300	1,74	285,23	88,37	1,31	0,3
26	BAKER	700-G-1300	0,98	283,84	63,43	0,74	0,1
27	BAKER	700-G-1800	1,36	234,19	76,88	0,93	0,24
28	BAKER	700-G-2300	1,74	213,21	84,45	1,13	0,34
29	BAKER	900-G-1300	0,98	243,83	57,43	0,69	0,12
30	BAKER	900-G-1800	1,36	194,18	72,12	0,85	0,26
31	BAKER	900-G-2300	1,74	173,2	80,85	1,02	0,37
32	BAKER	1100-G-1300	0,98	218,37	52,47	0,65	0,14
33	BAKER	1100-G-1800	1,36	168,72	67,91	0,79	0,27
34	BAKER	1100-G-2300	1,74	147,74	77,55	0,94	0,38
35	BAKER	1400-G-1300	0,98	193,82	46,45	0,61	0,15
36	GEREMIA	21.65-3000	1,59	227,19	82,5	1,07	0,3
37	GEREMIA	28.40-2100	1,62	282,44	86,48	1,22	0,27
38	GEREMIA	32.65-3000	2,42	204,54	91,62	1,55	0,51

**Qobjetivo = 500BN/D      PIP = 580lbs      Pwf = 690lbs**

**Tabla 153 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 3 ½" presión estática de 847lbs**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,35	277,55	80,37	1,01	0,21
2	ROTALIFT	750-3100M	1,02	263,35	63,81	0,74	0,12
3	ROTALIFT	750-4100M	1,35	222,52	75,52	0,9	0,24
4	ROBBINS MYERS	25-H-950	0,83	279,12	47,52	0,62	0,05
5	ROBBINS MYERS	33-H-580	1,09	299,86	71,97	0,85	0,12
6	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,32	215,24	73,42	0,87	0,24
7	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	0,99	262,27	61,22	0,72	0,11
8	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,32	217,77	73,73	0,87	0,24
9	GRIFFIN	600-3400	1,12	289,25	72,62	0,86	0,14
10	GRIFFIN	600-4250	1,4	260,74	80,56	1,01	0,23
11	GRIFFIN	615-5200	1,72	238,79	85,82	1,19	0,33
12	BMW	520-4100	1,36	296,83	81,65	1,04	0,19
13	BMW	750-3100	1,02	263,31	63,82	0,74	0,12
14	BMW	750-3500	1,16	242,78	69,22	0,81	0,18
15	BMW	1150-3500	1,14	187,79	59,28	0,7	0,2
16	EMIP/KUDU	400TP1350	1,49	278,48	89,3	1,37	0,28
17	EMIP/KUDU	400TP1800	1,99	273,85	90,78	1,47	0,37
18	EMIP/KUDU	430TP2000	2,17	254,2	91,66	1,55	0,43
19	EMIP/KUDU	600TP900	0,98	194,38	85,76	1,19	0,27
20	EMIP/KUDU	600TP1200	1,33	223,67	74,65	0,89	0,24

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
22	EMIP/KUDU	840ML1500	1,65	141,15	78,78	0,97	0,38
23	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,88	128,41	78,02	0,95	0,42
24	BAKER	550-D-1800	1,37	282,13	81,22	1,03	0,21
25	BAKER	550-D-2300	1,76	261,6	87,6	1,27	0,32
26	BAKER	500-G-2300	1,76	284,51	88,6	1,33	0,31
27	BAKER	700-G-1300	0,99	281,61	63,94	0,75	0,1
28	BAKER	700-G-1800	1,37	233,02	77,27	0,94	0,24
29	BAKER	700-G-2300	1,76	212,49	84,73	1,15	0,35
30	BAKER	900-G-1300	0,99	241,6	57,96	0,69	0,13
31	BAKER	900-G-1800	1,37	193,01	72,55	0,85	0,27
32	BAKER	900-G-2300	1,76	172,48	81,19	1,03	0,37
33	BAKER	1100-G-1300	0,99	216,14	53,01	0,65	0,14
34	BAKER	1100-G-1800	1,37	167,55	68,38	0,8	0,28
35	BAKER	1100-G-2300	1,76	147,02	77,93	0,95	0,38
36	BAKER	1400-G-1300	0,99	191,59	46,99	0,61	0,16
37	GEREMIA	21.65-3000	1,6	226,33	82,82	1,08	0,3
38	GEREMIA	28.40-2100	1,64	281,61	86,73	1,23	0,28
39	GEREMIA	32.65-3000	2,44	204,17	91,79	1,56	0,52

Qobjetivo = 500BN/D      PIP = 580lbs      Pwf = 690lbs

**Tabla 154 Preselección de BCP completación tipo Frac Pack tubería de producción de 4 ½" presión estática de 847lbs**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
1	ROTALIFT	565-4100M	1,37	276,47	80,69	1,02	0,21
2	ROTALIFT	750-3100M	1,03	261,46	64,27	0,75	0,13
3	ROTALIFT	750-4100M	1,37	221,44	75,89	0,91	0,25
4	ROBBINS MYERS	25-H-950	0,83	276,21	48,02	0,62	0,05
5	ROBBINS MYERS	33-H-580	1,1	298,19	72,37	0,85	0,12
6	ROBBINS MYERS	40-H-800	1,34	214,1	73,81	0,87	0,24
7	ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	1	260,25	61,69	0,72	0,12
8	ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	1,34	216,63	74,11	0,88	0,24
9	GRIFFIN	600-3400	1,14	287,68	73,02	0,86	0,14
10	GRIFFIN	600-4250	1,42	259,73	80,87	1,02	0,24
11	GRIFFIN	615-5200	1,74	238,12	86,06	1,2	0,33
12	BMW	520-4100	1,37	295,75	81,95	1,05	0,2
13	BMW	750-3100	1,03	261,41	64,28	0,75	0,13
14	BMW	750-3500	1,17	241,29	69,64	0,81	0,18
15	BMW	1150-3500	1,16	186,27	59,76	0,71	0,21
16	EMIP/KUDU	400TP1350	1,5	277,89	89,49	1,38	0,29
17	EMIP/KUDU	400TP1800	2,01	273,35	90,94	1,49	0,38

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Nº	Fabricante	Modelo	Factor de Uso	Velocidad (rpm)	Efic. Volumetrica (%)	Factor Real	Ranqueo
19	EMIP/KUDU	600TP900	0,99	193,83	86,01	1,2	0,27
20	EMIP/KUDU	600TP1200	1,34	222,54	75,03	0,9	0,24
21	EMIP/KUDU	750TP1200	1,32	191,32	69,82	0,81	0,25
22	EMIP/KUDU	840ML1500	1,67	140,56	79,12	0,98	0,38
23	EMIP/KUDU	1000TP1700	1,9	127,85	78,36	0,96	0,42
24	BAKER	550-D-1800	1,39	281,08	81,53	1,04	0,21
25	BAKER	550-D-2300	1,77	260,96	87,81	1,28	0,33
26	BAKER	500-G-2300	1,77	283,87	88,8	1,34	0,31
27	BAKER	700-G-1300	1	279,59	64,4	0,75	0,11
28	BAKER	700-G-1800	1,39	231,97	77,62	0,95	0,25
29	BAKER	700-G-2300	1,77	211,85	84,99	1,16	0,35
30	BAKER	900-G-1300	1	239,58	58,45	0,69	0,13
31	BAKER	900-G-1800	1,39	191,96	72,95	0,86	0,27
32	BAKER	900-G-2300	1,77	171,84	81,49	1,04	0,38
33	BAKER	1100-G-1300	1	214,12	53,51	0,66	0,15
34	BAKER	1100-G-1800	1,39	166,5	68,82	0,8	0,28
35	BAKER	1100-G-2300	1,77	146,38	78,27	0,96	0,39
36	BAKER	1400-G-1300	1	189,57	47,49	0,62	0,16
37	GEREMIA	21.65-3000	1,62	225,56	83,1	1,09	0,31
38	GEREMIA	28.40-2100	1,65	280,87	86,96	1,24	0,28
39	GEREMIA	20.40-2100	2,47	203,84	91,94	1,58	0,52

Qobjetivo = 500BN/D      PIP = 580lbs      Pwf = 690lbs

**Tabla 155 Tabla de Fabricantes**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H2O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
TARBY	"20-T-025"	125	2076,0	85	18,383	4,596
TARBY	"30-T-025"	125	2998,0	85	18,383	4,596
TARBY	"40-T-025"	125	4151,0	85	18,383	4,596
TARBY	"50-T-025"	125	5073,0	85	18,383	4,596
TARBY	"60-T-025"	125	5997,0	85	18,383	4,596
TARBY	"20-T-063"	315	2076,0	200	25,016	6,254
TARBY	"30-T-063"	315	2998,0	200	25,016	6,254
TARBY	"40-T-063"	315	4151,0	200	25,016	6,254
TARBY	"50-T-063"	315	5073,0	200	25,016	6,254
TARBY	"60-T-063"	315	5535,0	200	25,016	6,254
TARBY	"20-T-095"	475	2076,0	315	28,687	7,172
TARBY	"30-T-095"	475	2998,0	315	28,687	7,172
TARBY	"40-T-095"	475	4151,0	315	28,687	7,172
TARBY	"50-T-095"	475	5073,0	315	28,687	7,172
TARBY	"60-T-095"	475	5535,0	343	28,687	7,172
TARBY	"20-T-195"	975	2076,0	800	36,458	9,114
TARBY	"30-T-195"	975	2998,0	800	36,458	9,114
TARBY	"40-T-195"	975	4151,0	800	36,458	9,114
TARBY	"50-T-195"	975	5073,0	800	36,458	9,114
TARBY	"60-T-195"	975	5996,0	800	36,458	9,114
TARBY	"20-T-200"	1000	1845,0	903	36,767	9,192
TARBY	"30-T-200"	1000	2998,0	903	36,767	9,192
TARBY	"40-T-200"	1000	4151,0	903	36,767	9,192
TARBY	"10-T-340"	1700	922,0	1428	43,880	10,970
TARBY	"20-T-340"	1700	1845,0	1428	43,880	10,970
TARBY	"30-T-340"	1700	2998,0	1428	43,880	10,970
TARBY	"40-T-340"	1700	4151,0	1428	43,880	10,970
TARBY	" 7-T-400"	2000	692,0	1543	46,323	11,581
TARBY	"15-T-400"	2000	1384,0	1543	46,323	11,581
TARBY	"22-T-400"	2000	2191,0	1543	46,323	11,581
TARBY	"30-T-400"	2000	2998,0	1543	46,323	11,581
ROTALIFT	100-2100M	500	2099,3	400	41,900	10,000
ROTALIFT	100-3100M	500	3099,3	400	41,900	10,000
ROTALIFT	100-4100M	500	4099,3	400	41,900	10,000
ROTALIFT	100-4100MXL	500	4099,3	400	41,900	10,000
ROTALIFT	100-5000M	500	5000,0	400	41,900	10,000
ROTALIFT	100-6000M	500	6000,0	400	41,900	10,000
ROTALIFT	205-2100M	1025	2099,3	820	52,800	10,000
ROTALIFT	205-3100M	1025	3099,3	820	52,800	10,000
ROTALIFT	205-4100M	1025	4099,3	820	52,800	10,000
ROTALIFT	205-4100MXL	1025	4099,3	820	52,800	10,000
ROTALIFT	205-5000MXL	1025	5000,0	820	52,800	10,000

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H2O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
ROTALIFT	340-2100M	1700	2099,3	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	340-3100M	1700	3099,3	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	340-4100M	1700	4099,3	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	340-4100MXL	1700	4099,3	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	340-5000MXL	1700	5000,0	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	340-6000M	1700	6000,0	1360	57,200	10,000
ROTALIFT	440-2100M	2200	2099,3	1760	57,400	10,000
ROTALIFT	440-3100M	2200	3099,3	1760	57,400	10,000
ROTALIFT	440-4100M	2200	4099,3	1760	57,400	10,000
ROTALIFT	440-5000M	2200	5000,0	1760	57,400	10,000
ROTALIFT	565-2100M	2825	2099,3	2260	57,400	10,000
ROTALIFT	565-2800M	2825	2799,1	2260	57,400	10,000
ROTALIFT	565-3100M	2825	3099,3	2260	57,400	10,000
ROTALIFT	565-3200M	2825	3200,9	2260	57,400	10,000
ROTALIFT	565-4100M	2825	4099,3	2260	57,400	10,000
ROTALIFT	750-1000M	3750	1000,0	3000	57,700	10,000
ROTALIFT	750-2100M	3750	2099,3	3000	57,700	10,000
ROTALIFT	750-3100M	3750	3099,3	3000	57,700	10,000
ROTALIFT	750-4100M	3750	4099,3	3000	57,700	10,000
ROBBINS MYERS	7-N-340	1632,8	700,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	10-H-400	2009,6	1000,0	1608	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	10-H-685	3454	1000,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	10-H-950	4710	1000,0	3768	43,500	8,650
ROBBINS MYERS	10-N-340	1632,8	1000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	13-H-500	2355	1300,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	13-N-340	1632,8	1300,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	15-H-400	2009,6	1500,0	1608	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	15-H-580	2920,2	1500,0	2336	42,400	7,370
ROBBINS MYERS	15-H-685	3454	1500,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	15-H-950	4710	1500,0	3768	43,500	8,650
ROBBINS MYERS	20-H-065	314	2000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	20-H-200	1004,8	2000,0	804	37,900	5,100
ROBBINS MYERS	20-H-500	2355	2000,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	20-H-580	2920,2	2000,0	2336	42,400	7,370
ROBBINS MYERS	20-H-800	3987,8	2000,0	3190	51,300	12,750
ROBBINS MYERS	20-H-950	4710	2000,0	3768	43,500	8,650
ROBBINS MYERS	20-N-025	125,6	2000,0	100	29,200	2,950
ROBBINS MYERS	20-N-045	219,8	2000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	20-N-095	533,8	2000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	20-N-170	847,8	2000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	20-N-340	1632,8	2000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	22-H-400	2009,6	2200,0	1608	43,000	7,000

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Qmax (bbl)</b>	<b>Dpmax (pies H2O)</b>	<b>Qmin</b>	<b>Dr (mm)</b>	<b>Exc (mm)</b>
ROBBINS MYERS	27-H-500	2355	2700,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	20-H-580	2920,2	2000,0	2336	45,400	7,370
ROBBINS MYERS	26-H-685	3454	2600,0	2763	43,000	7,000
<b>ROBBINS MYERS</b>	<b>25-H-950</b>	<b>4750,82</b>	<b>2500,0</b>	<b>3801</b>	<b>43,900</b>	<b>8,600</b>
ROBBINS MYERS	27-N-275	1381,6	2700,0	1105	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	30-H-065	314	3000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	30-H-200	1004,8	3000,0	804	37,900	5,100
ROBBINS MYERS	30-H-400	2009,6	3000,0	1608	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	30-N-025	125,6	3000,0	100	29,200	2,950
ROBBINS MYERS	30-N-045	219,8	3000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	30-N-095	533,8	3000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	30-N-170	847,8	3000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	30-N-195	973,4	3000,0	779	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	30-N-340	1632,8	3000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	33-H-400	2009,6	3300,0	1608	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	33-H-500	2355	3300,0	1884	42,900	7,150
<b>ROBBINS MYERS</b>	<b>33-H-580</b>	<b>2920,2</b>	<b>3300,0</b>	<b>2336</b>	<b>42,400</b>	<b>7,370</b>
ROBBINS MYERS	40-E-065	314	4000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	40-E-095	533,8	4000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	40-E-170	847,8	4000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	40-H-065	314	4000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	40-H-200	1004,8	4000,0	804	37,900	5,100
ROBBINS MYERS	40-H-400	2009,6	4000,0	1608	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	40-H-800	3987,8	4000,0	3190	51,300	12,750
ROBBINS MYERS	40-N-025	125,6	4000,0	100	29,200	2,950
ROBBINS MYERS	40-N-045	219,8	4000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	40-N-095	533,8	4000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	40-N-170	847,8	4000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	40-N-195	973,4	4000,0	779	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	40-N-275	1381,6	4000,0	1105	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	40-N-340	1632,8	4000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	50-H-065	314	5000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	50-H-200	1004,8	5000,0	804	37,900	5,100
ROBBINS MYERS	50-N-045	219,8	5000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	50-N-095	533,8	5000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	50-N-170	847,8	5000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	50-N-195	973,4	5000,0	779	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	50-N-340	1632,8	5000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	54-N-275	1381,6	5400,0	1105	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	60-H-065	314	6000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	60-N-025	125,6	6000,0	100	29,200	2,950
ROBBINS MYERS	60-N-045	219,8	6000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	60-N-095	533,8	6000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	60-N-170	847,8	6000,0	678	43,100	7,000

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H2O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
ROBBINS MYERS	80-N-045	219,8	8000,0	176	30,800	3,750
ROBBINS MYERS	80-N-065	314	8000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	80-N-095	533,8	8000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	80-N-170	847,8	8000,0	678	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	80-N-195	973,4	8000,0	779	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	80-N-275	1384	8301,0	1107	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	100-N-170	838,38	10000,0	671	43,100	7,000
ROBBINS MYERS	120-N-065	314	12000,0	251	40,800	3,800
ROBBINS MYERS	120-N-095	533,8	12000,0	427	38,300	5,100
ROBBINS MYERS	10-S-685 (SH)	3454	1000,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	13-S-500 (SH)	2355	1300,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	15-S-685 (SH)	3454	1500,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	20-S-340 (SH)	1632,8	2000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	20-S-500 (SH)	2355	2000,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	20-S-685 (SH)	3454	2000,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	26-S-500 (SH)	2355	2600,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	26-S-685 (SH)	3454	2600,0	2763	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	30-S-340 (SH)	1632,8	3000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	33-S-500 (SH)	2355	3300,0	1884	42,900	7,150
ROBBINS MYERS	40-S-340 (SH)	1632,8	4000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	50-S-340 (SH)	1632,8	5000,0	1306	43,000	7,000
ROBBINS MYERS	40-ML-380 (ML)	1884	4000,0	1507	70,612	6,900
ROBBINS MYERS	27-T-135 (ML)	690,8	2700,0	553	54,356	3,400
ROBBINS MYERS	54-T-135 (ML)	690,8	5400,0	553	54,356	3,400
ROBBINS MYERS	81-T-135 (ML)	690,8	8100,0	553	54,356	3,400
ROBBINS MYERS	108-T-135 (ML)	690,8	10800,0	553	54,356	3,400
ROBBINS MYERS	27-T-315 (ML)	1570	2700,0	1256	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	54-T-315 (ML)	1570	5400,0	1256	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	81-T-315 (ML)	1570	8100,0	1256	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	108-T-315 (ML)	1570	10800,0	1256	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	20-T-785 (ML)	3925	2000,0	3140	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	30-T-785 (ML)	3925	3000,0	3140	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	40-T-785 (ML)	3925	4000,0	3140	71,120	4,600
ROBBINS MYERS	22-T-250 (ML)	1256	2200,0	1005	50,546	3,100
ROBBINS MYERS	44-T-250 (ML)	1256	4400,0	1005	50,546	3,100
NETZSCH	NTZ 166*100 ST 0.2	6,289	4157,0	5	6,787	1,697
NETZSCH	NTZ 166*120 ST 0.8	25,156	4157,0	20	10,773	2,693
NETZSCH	NTZ 190*065 ST 1.0	31,445	2251,7	25	11,605	2,901
NETZSCH	NTZ 190*100 ST 1.0	31,445	3464,2	25	11,605	2,901
NETZSCH	NTZ 190*120 ST 1.0	31,445	4157,0	25	11,605	2,901
NETZSCH	NTZ 238*065 ST 1.6	50,312	2251,7	40	13,573	3,393
NETZSCH	NTZ 238*100 ST 1.6	50,312	3464,2	40	13,573	3,393
NETZSCH	NTZ 238*120 ST 1.6	50,312	4157,0	40	13,573	3,393
NETZSCH	NTZ 238*165 ST 1.6	50,312	5715,9	40	13,573	3,393

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Qmax (bbl)</b>	<b>Dpmax (pies H2O)</b>	<b>Qmin</b>	<b>Dr (mm)</b>	<b>Exc (mm)</b>
NETZSCH	NTZ 238*065 ST 4.0	125,78	2251,7	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 238*100 ST 4.0	125,78	3464,2	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 238*120 ST 4.0	125,78	4157,0	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 238*165 ST 4.0	125,78	5715,9	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 238*200 ST 4.0	125,78	6928,4	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 238*065 ST 6.2	194,959	2251,7	156	21,319	5,330
NETZSCH	NTZ 238*100 ST 6.2	194,959	3464,2	156	21,319	5,330
NETZSCH	NTZ 238*120 ST 6.2	194,959	4157,0	156	21,319	5,330
NETZSCH	NTZ 238*165 ST 6.2	194,959	5715,9	156	21,319	5,330
NETZSCH	NTZ 238*200 ST 6.2	194,959	6928,4	156	21,319	5,330
NETZSCH	NTZ 278*065 ST 4.0	125,78	2251,7	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*100 ST 4.0	125,78	3464,2	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*120 ST 4.0	125,78	4157,0	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*165 ST 4.0	125,78	5715,9	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*200 ST 4.0	125,78	6928,4	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*240 ST 4.0	125,78	8314,1	101	18,422	4,605
NETZSCH	NTZ 278*065 ST 10	314,45	2251,7	252	25,002	6,250
NETZSCH	NTZ 278*100 ST 10	314,45	3464,2	252	25,002	6,250
NETZSCH	NTZ 278*120 ST 10	314,45	4157,0	252	25,002	6,250
NETZSCH	NTZ 278*165 ST 10	314,45	5715,9	252	25,002	6,250
NETZSCH	NTZ 278*200 ST 10	314,45	6928,4	252	25,002	6,250
NETZSCH	NTZ 278*065 ST 14	440,23	2251,7	352	27,969	6,992
NETZSCH	NTZ 278*100 ST 14	440,23	3464,2	352	27,969	6,992
NETZSCH	NTZ 278*120 ST 14	440,23	4157,0	352	27,969	6,992
NETZSCH	NTZ 278*165 ST 14	440,23	5715,9	352	27,969	6,992
NETZSCH	NTZ 278*200 ST 14	440,23	6928,4	352	27,969	6,992
NETZSCH	NTZ 350*065 ST 16.4	515,698	2251,7	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*100 ST 16.4	515,698	3464,2	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*120 ST 16.4	515,698	4157,0	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*150 ST 16.4	515,698	5196,3	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*165 ST 16.4	515,698	5715,9	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*200 ST 16.4	515,698	6928,4	413	29,484	7,371
NETZSCH	NTZ 350*065 ST 25	786,125	2251,7	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 350*100 ST 25	786,125	3464,2	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 350*120 ST 25	786,125	4157,0	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 350*150 ST 25	786,125	5196,3	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 350*165 ST 25	786,125	5715,9	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 350*200 ST 25	786,125	6928,4	629	33,933	8,483
NETZSCH	NTZ 400*065 ST 33	1037,685	2251,7	830	37,223	9,306
NETZSCH	NTZ 400*100 ST 33	1037,685	3464,2	830	37,223	9,306
NETZSCH	NTZ 400*120 ST 33	1037,685	4157,0	830	37,223	9,306
NETZSCH	NTZ 400*165 ST 33	1037,685	5715,9	830	37,223	9,306
NETZSCH	NTZ 400*200 ST 33	1037,685	6928,4	830	37,223	9,306
NETZSCH	NTZ 450*065 ST 78	2452,71	2251,7	1962	49,583	12,396

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H2O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
GRIFFIN	25-3000	125	3000,0	100	18,383	4,596
GRIFFIN	25-4000	125	4000,0	100	18,383	4,596
GRIFFIN	25-5000	125	5000,0	100	18,383	4,596
GRIFFIN	25-6000	125	6000,0	100	18,383	4,596
GRIFFIN	63-2000	315	2000,0	252	25,016	6,254
GRIFFIN	63-3000	315	3000,0	252	25,016	6,254
GRIFFIN	63-4000	315	4000,0	252	25,016	6,254
GRIFFIN	63-5000	315	5000,0	252	25,016	6,254
GRIFFIN	63-6000	315	6000,0	252	25,016	6,254
GRIFFIN	95-4600XL	475	4600,0	380	28,687	7,172
GRIFFIN	100-2000	500	2000,0	400	29,182	7,295
GRIFFIN	100-3000	500	3000,0	400	29,182	7,295
GRIFFIN	100-4000	500	4000,0	400	29,182	7,295
GRIFFIN	100-5000	500	5000,0	400	29,182	7,295
GRIFFIN	100-6000	500	6000,0	400	29,182	7,295
GRIFFIN	195-2000	975	2000,0	780	36,458	9,114
GRIFFIN	195-3000	975	3000,0	780	36,458	9,114
GRIFFIN	195-4000	975	4000,0	780	36,458	9,114
GRIFFIN	195-5000	975	5000,0	780	36,458	9,114
GRIFFIN	195-6000	975	6000,0	780	36,458	9,114
GRIFFIN	340-2000	1700	2000,0	1360	43,880	10,970
GRIFFIN	340-3000	1700	3000,0	1360	43,880	10,970
GRIFFIN	340-4000	1700	4000,0	1360	43,880	10,970
GRIFFIN	340-5000	1700	5000,0	1360	43,880	10,970
GRIFFIN	400-1700	2000	1700,0	1600	46,323	11,581
GRIFFIN	400-2550	2000	2550,0	1600	46,323	11,581
GRIFFIN	400-3400	2000	3400,0	1600	46,323	11,581
GRIFFIN	400-4250	2000	4250,0	1600	46,323	11,581
GRIFFIN	600-1700	3000	1700,0	2400	53,027	13,257
GRIFFIN	600-2550	3000	2550,0	2400	53,027	13,257
GRIFFIN	600-3400	3000	3400,0	2400	53,027	13,257
GRIFFIN	600-4250	3000	4250,0	2400	53,027	13,257
GRIFFIN	615-2600	3075	2600,0	2460	53,465	13,366
GRIFFIN	615-5200	3075	5200,0	2460	53,465	13,366
BMW	25-2100	125	2100,0	100	18,383	4,596
BMW	25-3100	125	3100,0	100	18,383	4,596
BMW	23-3100 XL	125	3100,0	100	18,383	4,596
BMW	25-4100	125	4100,0	100	18,383	4,596
BMW	25-5200	125	5200,0	100	18,383	4,596
BMW	25-6000	125	6000,0	100	18,383	4,596
BMW	60-2100	300	2100,0	240	24,613	6,153
BMW	60-3100	300	3100,0	240	24,613	6,153
BMW	50-3100 XL	300	3100,0	240	24,613	6,153
BMW	60-3100 XXL	300	3100,0	240	24,613	6,153

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Qmax (bbl)</b>	<b>Dpmax (pies H2O)</b>	<b>Qmin</b>	<b>Dr (mm)</b>	<b>Exc (mm)</b>
BMW	60-4100 XL	300	4100,0	240	24,613	6,153
BMW	60-5200	300	5200,0	240	24,613	6,153
BMW	60-5200 XL	300	5200,0	240	24,613	6,153
BMW	60-6000	300	6000,0	240	24,613	6,153
BMW	60-6000 XL	300	6000,0	240	24,613	6,153
BMW	60-8100	300	8100,0	240	24,620	6,150
BMW	60-9800	314,5	9800,0	252	25,003	6,251
BMW	95-4600 XL	475	4600,0	380	28,687	7,172
BMW	95-6000 XL	475	6000,0	380	28,687	7,172
BMW	95-6500 XL	475	6500,0	380	28,687	7,172
BMW	100-2100	500	2100,0	400	29,182	7,295
BMW	100-3100	500	3100,0	400	29,182	7,295
BMW	100-3100 XL	500	3100,0	400	29,182	7,295
BMW	100-4100	500	4100,0	400	29,182	7,295
BMW	100-4100 XL	500	4100,0	400	29,182	7,295
BMW	100-5200	500	200,0	400	29,182	7,295
BMW	100-6000	500	6000,0	400	29,182	7,295
BMW	100-8000	503	7840,0	402	29,240	7,310
BMW	100-8100	502	8100,0	402	29,240	7,310
BMW	125-4100 XL	625	4100,0	500	31,435	7,859
BMW	125-5200 XL	625	5200,0	500	31,435	7,859
BMW	125-6000 XL	625	6000,0	500	31,435	7,859
BMW	175-2100	875	2100,0	700	35,166	8,792
BMW	175-3100	875	3100,0	700	35,166	8,792
BMW	175-3100 XL	875	3100,0	700	35,166	8,792
BMW	175-4100	875	4100,0	700	35,166	8,792
BMW	175-4100 XL	875	4100,0	700	35,166	8,792
BMW	175-5200	875	5200,0	700	35,166	8,792
BMW	175-5200 XL	875	5200,0	700	35,166	8,792
BMW	175-6000	875	6000,0	700	35,166	8,792
BMW	175-6000 XL	875	6000,0	700	35,166	8,792
BMW	195-3100	975	3100,0	780	36,458	9,114
BMW	195-4100	975	4100,0	780	36,458	9,114
BMW	195-5200 XL	975	5200,0	780	36,458	9,114
BMW	195-6000	975	6000,0	780	36,458	9,114
BMW	250-3100	1250	3100,0	1000	39,606	9,901
BMW	250-4100	1250	4100,0	1000	39,606	9,901
BMW	250-4100 XL	1250	4100,0	1000	39,606	9,901
BMW	250-5200	1250	5200,0	1000	39,606	9,901
BMW	265-4600 XL	1325	4600,0	1060	40,383	10,096
BMW	265-6000 XL	1325	6000,0	1060	40,383	10,096
BMW	265-7500	1321	7500,0	1057	40,342	10,085
BMW	350-1600	1750	1600,0	1400	44,307	11,077
BMW	350-2600	1750	2600,0	1400	44,307	11,077

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H2O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
BMW	350-4100	1750	4100,0	1400	44,307	11,077
BMW	350-5000	1750	5000,0	1400	44,307	11,077
BMW	400-2100	2000	2100,0	1600	46,323	11,581
BMW	400-3100	2000	3100,0	1600	46,323	11,581
BMW	400-4100	2000	4100,0	1600	46,323	11,581
BMW	520-1400	2600	1400,0	2080	50,557	12,639
BMW	520-2100	2600	2100,0	2080	50,557	12,639
BMW	520-2800	2600	2600,0	2080	50,557	12,639
BMW	520-3500	2600	3500,0	2080	50,557	12,639
BMW	520-4100	2600	4100,0	2080	50,557	12,639
BMW	750-1000	3750	1000,0	3000	57,121	14,280
BMW	750-1500	3750	1500,0	3000	57,121	14,280
BMW	750-2100	3750	2100,0	3000	57,121	14,280
BMW	750-2500	3750	2500,0	3000	57,121	14,280
BMW	750-3100	3750	3100,0	3000	57,121	14,280
BMW	750-3500	3750	3500,0	3000	57,121	14,280
BMW	1150-3500	5661	3460,0	4529	65,527	16,382
BMW	1150-2300	5661	2309,0	4529	65,527	16,382
EMIP/KUDU	15TP1200	95	4000,0	86	16,776	4,194
EMIP/KUDU	30TP600	170	2000,0	150	20,368	5,092
EMIP/KUDU	30TP1300	170	4250,0	150	20,368	5,092
EMIP/KUDU	30TP2000	415	4250,0	315	27,424	6,856
EMIP/KUDU	80TP800	534	2600,0	460	29,829	7,457
EMIP/KUDU	80TP120	534	4000,0	460	29,829	7,457
EMIP/KUDU	60TP1300	415	4250,0	365	27,424	6,856
EMIP/KUDU	60TP2000	415	6600,0	365	27,424	6,856
EMIP/KUDU	100TP600	680	2000,0	600	32,331	8,083
EMIP/KUDU	100TP1200	680	4000,0	600	32,331	8,083
EMIP/KUDU	100TP1800	680	5950,0	600	32,331	8,083
EMIP/KUDU	120TP2000	755	6600,0	600	33,479	8,370
EMIP/KUDU	180TP1000	1189	3350,0	1100	38,951	9,738
EMIP/KUDU	180TP2000	1189	6700,0	1100	38,951	9,738
EMIP/KUDU	180TP3000	1195	10050,0	1100	39,016	9,754
EMIP/KUDU	200TP600	1230	2000,0	1000	39,393	9,848
EMIP/KUDU	200TP1200	1230	4000,0	1000	39,393	9,848
EMIP/KUDU	200TP1800	1230	6000,0	1000	39,393	9,848
EMIP/KUDU	225TP1600	1450	5360,3	1160	41,614	10,404
EMIP/KUDU	225TP2400	1450	8039,3	1160	41,614	10,404
EMIP/KUDU	240TP600	1500	2000,0	1200	42,087	10,522
EMIP/KUDU	240TP900	1500	3000,0	1270	42,087	10,522
EMIP/KUDU	300TP600	1900	2000,0	1650	45,538	11,384
EMIP/KUDU	300TP800	1885	2600,0	1650	45,418	11,354
EMIP/KUDU	300TP1200	1850	4000,0	1650	45,135	11,284
EMIP/KUDU	300TP1800	1900	5900,0	1650	45,538	11,384

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Qmax (bbl)</b>	<b>Dpmax (pies H2O)</b>	<b>Qmin</b>	<b>Dr (mm)</b>	<b>Exc (mm)</b>
EMIP/KUDU	400TP450	2534	1480,0	2200	50,125	12,531
EMIP/KUDU	400TP900	2450	3000,0	2200	49,565	12,391
EMIP/KUDU	400TP1350	2534	4500,0	2200	50,125	12,531
EMIP/KUDU	400TP1800	2535	6020,0	2028	50,132	12,533
EMIP/KUDU	430TP2000	2704,5	6572,7	2164	51,225	12,806
EMIP/KUDU	600TP600	3780	1972,3	3580	57,273	14,318
EMIP/KUDU	600TP900	3780	2958,4	3580	57,273	14,318
EMIP/KUDU	600TP1200	3774	4018,5	3019	57,243	14,311
EMIP/KUDU	750TP1200	4717,5	3942,0	3774	61,663	15,416
EMIP/KUDU	840ML1500	5667	5000,0	4740	65,550	16,388
EMIP/KUDU	1000TP860	6604,5	2826,0	4001	68,982	17,245
EMIP/KUDU	1000TP1700	6290	5695,2	5032	67,869	16,967
BAKER	25-B-1300	125	3002,3	100	18,383	4,596
BAKER	25-B-1800	125	4157,0	100	18,383	4,596
BAKER	25-B-2300	125	5311,8	100	18,383	4,596
BAKER	44-B-1 300	220	3002,3	176	22,195	5,549
BAKER	44-B-1800	220	4157,0	176	22,195	5,549
BAKER	44-B-2300	220	5311,8	176	22,195	5,549
BAKER	65-B-1300	325	3002,3	260	25,278	6,320
BAKER	65-B-1800	325	4157,0	260	25,278	6,320
BAKER	65-B-2300	275	5311,8	220	23,909	5,977
BAKER	95-B-1300	475	3002,3	380	28,687	7,172
BAKER	95-B-1800	475	4157,0	380	28,687	7,172
BAKER	95-B-2300	475	5311,8	380	28,687	7,172
BAKER	120-B-1300	600	3002,3	480	31,010	7,753
BAKER	120-B-1800	600	4157,0	480	31,010	7,753
BAKER	120-B-2100	600	4849,9	480	31,010	7,753
BAKER	120-B-2300	600	5311,8	480	31,010	7,753
BAKER	180-B-1300	900	3002,3	720	35,498	8,874
BAKER	180-B-1800	900	4157,0	720	35,498	8,874
BAKER	180-B-2100	900	4849,9	720	35,498	8,874
BAKER	180-B-2300	900	5311,8	720	35,498	8,874
BAKER	250-B-1300	1250	3002,3	1000	39,606	9,901
BAKER	250-B-1800	1250	4157,0	1000	39,606	9,901
BAKER	250-B-2100	1250	4849,9	1000	39,606	9,901
BAKER	250-B-2300	1250	5311,8	1000	39,606	9,901
BAKER	350-B-1300	1750	3002,3	1400	44,307	11,077
BAKER	350-B-1800	1750	4157,0	1400	44,307	11,077
BAKER	350-B-2100	1750	4849,9	1400	44,307	11,077
BAKER	350-B-2300	1750	5311,8	1400	44,307	11,077
BAKER	130-D-1300	650	3002,3	520	31,849	7,962
BAKER	130-D-1800	650	4157,0	520	31,849	7,962
BAKER	130-D-2300	650	5311,8	520	31,849	7,962
BAKER	200-D-1300	1000	3002,3	800	36,767	9,192

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Qmax (bbl)</b>	<b>Dpmax (pies H2O)</b>	<b>Qmin</b>	<b>Dr (mm)</b>	<b>Exc (mm)</b>
BAKER	200-D-2300	1000	5311,8	800	36,767	9,192
BAKER	270-D-1300	1350	3002,3	1080	40,635	10,159
BAKER	270-D-1800	1350	4157,0	1080	40,635	10,159
BAKER	270-D-2300	1350	5311,8	1080	40,635	10,159
BAKER	350-D-1300	1750	3002,3	1400	44,307	11,077
BAKER	350-D-1800	1750	4157,0	1400	44,307	11,077
BAKER	350-0-2300	1750	5311,8	1400	44,307	11,077
BAKER	450-0-1300	2250	3002,3	1800	48,178	12,045
BAKER	450-D-1800	2250	4157,0	1800	48,178	12,045
<b>BAKER</b>	<b>450-D-2300</b>	<b>2250</b>	<b>5311,8</b>	<b>1800</b>	<b>48,178</b>	<b>12,045</b>
BAKER	550-D-1300	2750	3002,3	2200	51,511	12,878
BAKER	550-D-1800	2750	4157,0	2200	51,511	12,878
BAKER	550-D-2300	2750	5311,8	2200	51,511	12,878
BAKER	500-G-1300	2500	3002,3	2000	49,900	12,475
BAKER	500-G-1800	2500	4157,0	2000	49,900	12,475
BAKER	500-G-2300	2500	5311,8	2000	49,900	12,475
BAKER	700-G-1300	3500	3002,3	2800	55,823	13,956
BAKER	700-G-1800	3500	4157,0	2800	55,823	13,956
BAKER	700-G-2300	3500	5311,8	2800	55,823	13,956
BAKER	900-G-1300	4500	3002,3	3600	60,701	15,175
BAKER	900-G-1800	4500	4157,0	3600	60,701	15,175
BAKER	900-G-2300	4500	5311,8	3600	60,701	15,175
BAKER	1100-G-1300	5500	3002,3	4400	64,900	16,225
BAKER	1100-G-1800	5500	4157,0	4400	64,900	16,225
BAKER	1100-G-2300	5500	5311,8	4400	64,900	16,225
BAKER	1400-G-1300	7000	3002,3	5600	70,332	17,583
GEREMIA	9.20-100	100	2000,0	80	17,066	4,266
GEREMIA	9.25-200	220	2000,0	176	22,195	5,549
GEREMIA	9.35-500	565	2000,0	452	30,395	7,599
GEREMIA	9.40-800	880	2000,0	704	35,233	8,808
GEREMIA	9.45-1200	1290	2000,0	1032	40,024	10,006
GEREMIA	9.50-1700	1700	2000,0	1360	43,880	10,970
GEREMIA	9GP-20	35	2000,0	28	12,027	3,007
GEREMIA	9GP-30	160	2000,0	128	19,960	4,990
GEREMIA	9GP-40	345	2000,0	276	25,787	6,447
GEREMIA	11.40-2500	2580	2650,0	2064	50,427	12,607
GEREMIA	14.20-100	100	3300,0	80	17,066	4,266
GEREMIA	14.25-200	220	3300,0	176	22,195	5,549
GEREMIA	14.35-500	565	3300,0	452	30,395	7,599
GEREMIA	14.40-2100	2170	3300,0	1736	47,600	11,900
GEREMIA	14.40-800	880	3300,0	704	35,233	8,808
GEREMIA	14.45-1200	1290	3300,0	1032	40,024	10,006
GEREMIA	14GP-20	35	3300,0	28	12,027	3,007
GEREMIA	14GP-30	160	3300,0	128	19,960	4,990

**Anexos G: Tabla de Bombeo por cavidades progresivas**

Fabricante	Modelo	Qmax (bbl)	Dpmax (pies H <sub>2</sub> O)	Qmin	Dr (mm)	Exc (mm)
GEREMIA	18.20-80	80	4000,0	64	15,842	3,961
GEREMIA	18.25-150	160	4000,0	128	19,960	4,990
GEREMIA	18.35-400	440	4000,0	352	27,964	6,991
GEREMIA	18.40-1500	1730	4000,0	1384	44,137	11,034
GEREMIA	18.40-600	690	4000,0	552	32,489	8,122
GEREMIA	18GP-20	35	4000,0	28	12,027	3,007
GEREMIA	18GP-30	160	4000,0	128	19,960	4,990
GEREMIA	18GP-40	345	4000,0	276	25,787	6,447
GEREMIA	20.40-2100	2170	4600,0	1736	47,600	11,900
GEREMIA	21.65-3000	3362	4850,0	2690	55,079	13,770
GEREMIA	22.40-2500	2580	4950,0	2064	50,427	12,607
GEREMIA	24.40-1200	1290	5600,0	1032	40,024	10,006
GEREMIA	24.40-1500	1739	5540,0	1390	44,214	11,053
GEREMIA	28.20-60	60	6600,0	48	14,394	3,598
GEREMIA	28.25-125	125	6600,0	100	18,383	4,596
GEREMIA	28.25-200	212,5	6466,5	170	21,940	5,485
GEREMIA	28.35-300	345	6600,0	276	25,787	6,447
GEREMIA	28.40-500	535	6600,0	428	29,847	7,462
GEREMIA	28.40-2100	2171,5	6466,5	1737	47,611	11,903
GEREMIA	29.45-700	755	6600,0	604	33,479	8,370
GEREMIA	32.40-1200	1290	7200,0	1032	40,024	10,006
GEREMIA	32.65-3000	3362,5	7390,3	2690	55,082	13,770
GEREMIA	40.40-1200	1290	9237,9	1032	40,024	10,006
GEREMIA	48.40-1200	1304	11085,5	1043	40,168	10,042
GEREMIA	9.20-100IM	100	2000,0	80	17,066	4,266
GEREMIA	9.25-200IM	220	2000,0	176	22,195	5,549
GEREMIA	9.35-500IM	565	2000,0	452	30,395	7,599
GEREMIA	14.20-35IM	35	3300,0	28	12,027	3,007
GEREMIA	14.20-100IM	100	3300,0	80	17,066	4,266
GEREMIA	14.25-200IM	220	3300,0	176	22,195	5,549
GEREMIA	14.35-500IM	565	3300,0	452	30,395	7,599
GEREMIA	18.20-100IM	100	4000,0	80	17,066	4,266
GEREMIA	18.25-150IM	160	4000,0	128	19,960	4,990
GEREMIA	18.35-400IM	440	4000,0	352	27,964	6,991
GEREMIA	18.35-1000IM	960	4157,0	900	36,270	9,067
GEREMIA	28.20-351M	35	6600,0	28	12,027	3,007
GEREMIA	28.20-60IM	60	6600,0	48	14,394	3,598
GEREMIA	28.25-125IM	125	6600,0	100	18,383	4,596
GEREMIA	28.35-300IM	345	6600,0	276	25,787	6,447

## ANEXO H COSTOS DE LOS ESQUEMAS DE COMPLETACIÓN

Este anexo ilustra los costos, de cada diseño de pozo desarrollado, empleados para el análisis económico.

### **COMPLETACIÓN “FRAC PACK” HOYO REVESTIDO**

**Tabla 156 Costos detallados para tubería de 4 ½” Frac Pack flujo natura**

LABOR	Bs	CEMENTACIÓN	
Labor directa	5.500.000,00	Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00	Rev. 7"	38.739.812,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00	Liner de 7"	0,00
Labor contratada	2.640.000,00	Tapón de cemento	0,00
Transporte propio	1.430.000,00	Sub total	53.739.812,00
Sub total	20.570.000,00		
<b>INFRAESTRUCTURA</b>			
Mudanza	27.750.000,00	Materiales	74.000.000,00
Localización	0,00	Servicio técnico	2.340.000,00
Labor de taladro	220.000.000,00	Gasoil	1.705.500,00
Daños a Tercero	0,00	Sub total	78.045.500,00
Sub total	247.750.000,00		
<b>MATERIALES</b>			
Cabezal	18.000.000,00	<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Sub total	18.000.000,00	Hoyo 17 1/2"	
<b>TUBERIA</b>			
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00	Hoyo 12 1/4"	
Rev. 7"	31.036.866,00	Hoyo 8 1/2"	
Tubería de Prod 4 1/2"	20.500.000,00	Sub total	20.913.000,00
Liner ranurado 3 ½"	1.700.000,00		
Sub total	59.236.866,00	<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
<b>OTROS MATERIALES</b>			
Empacadura colgador	5.500.000,00	Sub total	45.000.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00		
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00	<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
Central intercasing 9 5/8"	0,00	BHA de 12 1/4"	0,00
Otros	0,00	BHA de 9 5/8"	0,00
Sub total	5.500.000,00	Equipos control sólidos	33.700.000,00
		Sub total	33.700.000,00
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>			
Vacumm	3.000.000,00		
Pluma	3.660.000,00		
Bateas P/Rev	3.500.000,00		
Misceláneos	0,00		
Sub total	10.160.000,00		

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 4 1/2"	2.900.000,00
Servicio cañoneo	31.621.142,00
Emp con grava frac-Pack	78.244.001,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
<b>Sub total</b>	<b>216.067.047,00</b>

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>808.682.225,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>909.022.225,00</b>
----------------------	-----------------------

**Tabla 157 Costos detallados para tubería de 3 1/2" Frac Pack flujo natura**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
<b>Sub total</b>	<b>20.570.000,00</b>
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
<b>Sub total</b>	<b>247.750.000,00</b>
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
<b>Sub total</b>	<b>18.000.000,00</b>
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 3 1/2"	15.033.333,00
Liner ranurado 3 1/2"	1.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>53.770.199,00</b>
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
<b>Sub total</b>	<b>5.500.000,00</b>

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	
Rev. 7"	
Liner de 7"	
Tapón de cemento	
<b>Sub total</b>	<b>53.739.812,00</b>
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
<b>Sub total</b>	<b>78.045.500,00</b>
<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
<b>Sub total</b>	<b>20.913.000,00</b>
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
<b>Sub total</b>	<b>45.000.000,00</b>
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>33.700.000,00</b>
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
<b>Sub total</b>	<b>10.160.000,00</b>

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 3 ½"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.142,0
Emp con grava frac-Pack	78.244.001,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
<b>Sub total</b>	<b>216.067.047,00</b>

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>803.215.558,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>903.555.558,00</b>
----------------------	-----------------------

**Tabla 158 Costos detallados para tubería de 2 7/8" Frac Pack flujo natura**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
<b>Sub total</b>	<b>20.570.000,00</b>
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
<b>Sub total</b>	<b>247.750.000,00</b>
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
<b>Sub total</b>	<b>18.000.000,00</b>
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 2 7/8"	9.678.870,00
Liner ranurado 4 1/2	1.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>48.415.736,00</b>
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
<b>Sub total</b>	<b>5.500.000,00</b>

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	38.739.312,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
<b>Sub total</b>	<b>53.739.812,00</b>
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
<b>Sub total</b>	<b>78.045.500,00</b>
<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
<b>Sub total</b>	<b>20.913.000,00</b>
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
<b>Sub total</b>	<b>45.000.000,00</b>
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>33.700.000,00</b>
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
<b>Sub total</b>	<b>10.160.000,00</b>

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 7/8"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.142,00
Emp con grava Frac-Pack	78.244.001,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	216.067.047,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>797.861.095,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL 898.201.095,00</b>
-------------------------------------

**Tabla 159 Costos detallados para tubería de 2 3/8" Frac Pack flujo natura**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
Sub total	20.570.000,00
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 2 3/8"	6.000.000,00
Liner ranurado 3 ½"	1.700.000,00
Sub total	44.736.866,00
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	38.739.812,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	53.739.812,00
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00
<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 ½"	
Hoyo 12 ¼"	
Hoyo 8 ½"	
Sub total	20.913.000,00
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 ¼"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
Sub total	10.160.000,00

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 3/8"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.142,00
Emp con grava frac-Pack	78.244.001,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	216.067.047,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>794.182.225,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>894.522.225,00</b>
----------------------	-----------------------

## **COMPLETACIÓN HOYO REVESTIDO CON EMPAQUE DE GRAVA INTERNO**

**Tabla 160Costos detallados para tubería 4 ½" Hoyo revestido empacado flujo natural**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
Sub total	20.570.000,00
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 4 1/2"	20.500.000,00
Liner ranurado 3 1/2	1.700.000,00
Sub total	59.236.866,00
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00

Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00

<b>CEMENTACIÓN</b>
Rev. 9 5/8"
Rev. 7"
Liner de 7"
Tapón de cemento

Sub total	53.739.812,00
-----------	---------------

<b>LODO</b>
Materiales
Servicio técnico
Gasoil
Sub total

Sub total	78.045.500,00
-----------	---------------

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>
Hoyo 17 1/2"
Hoyo 12 1/4"
Hoyo 8 1/2"
Sub total

Sub total	20.913.000,00
-----------	---------------

<b>BIO TRATAMIENTO</b>
Sub total

Sub total	45.000.000,00
-----------	---------------

<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>
BHA de 12 1/4"
BHA de 9 5/8"
Equipos control sólidos
Sub total

Sub total	33.700.000,00
-----------	---------------

<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
Sub total	10.160.000,00

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 4 1/2"	2.900.000,00
Servicio cañoneo	31.621.144,00
Emp con grava	13.931.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00

Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	151.754.048,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>745.069.224,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>845.409.224,00</b>
----------------------	-----------------------

**Tabla 161 Costos detallados para tubería de 3 1/2" Hoyo revestido empacado flujo natural**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
Sub total	20.570.000,00
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 3 1/2"	15.033.333,00
Liner ranurado 4 1/2	1.700.000,00
Sub total	53.770.199,00
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00

Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00
<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	38.739.812,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	53.739.812,00
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00
<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
Sub total	20.913.000,00
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00

<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
Sub total	10.160.000,00

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 3 1/2"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.144,00
Emp con grava	13.931.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00

Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	151.754.048,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>739.602.557,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>839.942.557,00</b>
----------------------	-----------------------

**Tabla 162Costos detallados para tubería de 2 7/8" hoyo revestido empacado flujo natural.**

<b>LABOR</b>		<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00	
Labor indirecta	8.800.000,00	
Beneficios a empleados	2.200.000,00	
Labor contratada	2.640.000,00	
Transporte propio	1.430.000,00	
Sub total	20.570.000,00	

<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00

<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00

<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 2 7/8"	9.678.870,00
Liner ranurado 4 1/2	1.700.000,00
Sub total	48.415.736,00

<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	38.739.812,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	53.739.812,00

<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
Sub total	20.913.000,00

<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00

<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00

<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00

<b>Sub total</b>	<b>10.160.000,00</b>
------------------	----------------------

<b>Sub total</b>	<b>151.754.048,00</b>
------------------	-----------------------

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 7/8"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.144,00
Emp con grava	13.931.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>734.248.094,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>834.588.094,00</b>
----------------------	-----------------------

**Tabla 163 Costo detallado para tubería de 2 3/8" hoyo revestido empacado flujo natural**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
<b>Sub total</b>	<b>20.570.000,00</b>
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
<b>Sub total</b>	<b>247.750.000,00</b>
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
<b>Sub total</b>	<b>18.000.000,00</b>
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	31.036.866,00
Tubería de Prod 2 3/8"	6.000.000,00
Liner ranurado 4 1/2	1.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>44.736.866,00</b>
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
<b>Sub total</b>	<b>5.500.000,00</b>

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	38.739.812,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
<b>Sub total</b>	<b>53.739.812,00</b>
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
<b>Sub total</b>	<b>78.045.500,00</b>
<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
<b>Sub total</b>	<b>20.913.000,00</b>
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
<b>Sub total</b>	<b>45.000.000,00</b>
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
<b>Sub total</b>	<b>33.700.000,00</b>
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
<b>Sub total</b>	<b>10.160.000,00</b>

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 3/8"	2.900.000,00
Servicio Cañoneo	31.621.144,00
Emp con grava	13.931.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	151.754.048,00

<b>COSTO TOTAL</b>	<b>730.569.224,00</b>
--------------------	-----------------------

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>830.909.224,00</b>
----------------------	-----------------------

## **COMPLETACIÓN HOYO ABIERTO AMPLIADO CON EMPAQUE DE GRAVA**

**Tabla 164 Costos detallados para tubería de 4 ½" hoyo desnudo ampliado flujo natural**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
Sub total	20.570.000,00

<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00

<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00

<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	30.000.000,00
Tubería de Prod 4 1/2"	20.500.000,00
Liner ranurado 4 1/2	2.400.000,00
Sub total	58.900.000,00

<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00

<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	37.000.000,00
Liner de 7"	0,00

<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	

Sub total	20.913.000,00
-----------	---------------

<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00

<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
Sub total	10.160.000,00

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 4 1/2"	2.900.000,00
Servicio ampliacion	5.000.000,00
Emp con grava	15.000.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	126.201.904,00
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>716.740.404,00</b>

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

**TOTAL GENERAL 817.080.404,00**

**Tabla 165 Costos detallados para tubería de 3 ½" hoyo desnudo ampliado flujo natural**

<b>LABOR</b>	<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00
Labor indirecta	8.800.000,00
Beneficios a empleados	2.200.000,00
Labor contratada	2.640.000,00
Transporte propio	1.430.000,00
Sub total	20.570.000,00
<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00
<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00
<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	30.000.000,00
Tubería de Prod 3 1/2"	15.033.333,00
Liner ranurado 4 1/2	2.400.000,00

Sub total	53.433.333,00
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00
<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	37.000.000,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	52.000.000,00
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
Sub total	20.913.000,00

<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00

<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00

<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00

Sub total	10.160.000,00
<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 3 1/2"	2.900.000,00
Servicio ampliacion	5.000.000,00
Emp con grava	15.000.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	126.201.904,00
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>711.273.737,00</b>

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

**TOTAL GENERAL 811.613.737,00**

**Tabla 166 Costos detallados para tubería de 2 7/8" hoyo desnudo ampliado flujo natural**

<b>LABOR</b>		<b>Bs</b>
Labor directa	5.500.000,00	
Labor indirecta	8.800.000,00	
Beneficios a empleados	2.200.000,00	
Labor contratada	2.640.000,00	
Transporte propio	1.430.000,00	
Sub total	20.570.000,00	

<b>INFRAESTRUCTURA</b>	
Mudanza	27.750.000,00
Localización	0,00
Labor de taladro	220.000.000,00
Daños a Tercero	0,00
Sub total	247.750.000,00

<b>MATERIALES</b>	
Cabezal	18.000.000,00
Sub total	18.000.000,00

<b>TUBERIA</b>	
Rev. 9 5/8"	6.000.000,00
Rev. 7"	30.000.000,00
Tubería de Prod 2 7/8"	9.678.870,00
Liner ranurado 4 1/2	2.400.000,00

Sub total	48.078.870,00
<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00
<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	37.000.000,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	52.000.000,00
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
Sub total	20.913.000,00
<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00
<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00
<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00

Sub total	10.160.000,00
<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 7/8"	2.900.000,00
Servicio ampliación	5.000.000,00
Emp con grava	15.000.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	126.201.904,00
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>705.919.274,00</b>

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X2,8Km	23.520.000,00

**TOTAL GENERAL 806.259.274,00**

**Tabla 167 Costos detallados para tubería de 2 3/8" hoyo desnudo ampliado flujo natural**

<b>LABOR</b>		<b>Bs</b>
Labor directa		5.500.000,00
Labor indirecta		8.800.000,00
Beneficios a empleados		2.200.000,00
Labor contratada		2.640.000,00
Transporte propio		1.430.000,00
Sub total		20.570.000,00
<b>INFRAESTRUCTURA</b>		
Mudanza		27.750.000,00
Localización		0,00
Labor de taladro		220.000.000,00
Daños a Tercero		0,00
Sub total		247.750.000,00
<b>MATERIALES</b>		
Cabezal		18.000.000,00
Sub total		18.000.000,00
<b>TUBERIA</b>		
Rev. 9 5/8"		6.000.000,00
Rev. 7"		30.000.000,00
Tubería de Prod 2 3/8"		6.000.000,00
Liner ranurado 4 1/2		2.400.000,00
Sub total		44.400.000,00

<b>OTROS MATERIALES</b>	
Empacadura colgador	5.500.000,00
Centralizad 13 3/8"	0,00
Centralizad sólidos 9 5/8"	0,00
Central intercasing 9 5/8"	0,00
Otros	0,00
Sub total	5.500.000,00
<b>CEMENTACIÓN</b>	
Rev. 9 5/8"	15.000.000,00
Rev. 7"	37.000.000,00
Liner de 7"	0,00
Tapón de cemento	0,00
Sub total	52.000.000,00
<b>LODO</b>	
Materiales	74.000.000,00
Servicio técnico	2.340.000,00
Gasoil	1.705.500,00
Sub total	78.045.500,00

<b>MECHAS DE PERFORACIÓN</b>	
Hoyo 17 1/2"	
Hoyo 12 1/4"	
Hoyo 8 1/2"	
Sub total	20.913.000,00

<b>BIO TRATAMIENTO</b>	
Sub total	45.000.000,00

<b>ALQ. EQUIPO DE PEFORACION</b>	
BHA de 12 1/4"	0,00
BHA de 9 5/8"	0,00
Equipos control sólidos	33.700.000,00
Sub total	33.700.000,00

<b>TRANSPORTE ALQUILADO</b>	
Vacumm	3.000.000,00
Pluma	3.660.000,00
Bateas P/Rev	3.500.000,00
Misceláneos	0,00
Sub total	10.160.000,00

<b>OTROS SERV. CONTRATADOS</b>	
Alq. llave hid.rev 9 5/8"	2.900.000,00
Alq. llave hid.rev 7"	2.900.000,00
Alq. Llave hid.tub 2 3/8"	2.900.000,00
Servicio ampliacion	5.000.000,00
Emp con grava	15.000.000,00
Inspección tub&BHA	1.764.000,00
Toma núcleo	25.000.000,00
registro eléctrico	70.737.904,00
Sub total	126.201.904,00
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>702.240.404,00</b>

Localización	50.000.000,00
Línea de flujo 4"X 2,8Km	26.820.000,00
Línea de G.C. 2"X 2,8Km	23.520.000,00

**TOTAL GENERAL 802.580.404,00**

Todas las tablas anteriores corresponden a la condición de flujo natural. El uso de un sistema de levantamiento implicará costos adicionales. Estos adicionales se representan por los rubros

Equipo de BCP/Motor Gas	30.000.000,00
Cabillas	7.000.000,00
Cabillero	15.000.000,00

De manera, que el costo total de un esquema de completación estará representado por la lista de precio que corresponda más el total de los tres tópicos anteriores, es decir, 52.000.000,00 de Bolívares.

## **ANEXO I Lodos de perforación**

Este anexo corresponde a los fluidos de perforación, empleados para la perforación de la localización E-PJ. Se estima emplear dos lodos de perforación hasta la profundidad total.

### **PERFORACIÓN DEL PRIMER INTERVALO ( 0 – 600)**

El primer intervalo corresponde al hoyo de superficie, el cual posee un diámetro de 12  $\frac{1}{4}$ ". Dado que las arenas más superficiales contienen mantos de agua que no deben ser contaminados, es necesario emplear un lodo base agua. Este lodo lo representa un lodo bentonítico, formado principalmente por agua dulce y bentonita. Sus propiedades se muestran a continuación.

**Tabla 168 Propiedades del lodo bentonítico**

PROPIEDADES	RANGO REQUERIDO
Densidad [lbs/gal]	8,6 – 8,9
Viscosidad de embudo [seg]	45 – 50
Viscosidad plástica [cp]	6 – 8
Punto de cedencia [lbs/100pies <sup>2</sup> ]	8 – 12
Geles [lbs/100pies <sup>2</sup> ]	2/8 – 3/12
pH	9,5 – 10
Filtrado API [cc/30min]	10 – 15
MBT [lbs/bl]	20 – 25

### **PERFORACIÓN DEL SEGUNDO INTERVALO (600 – 5000)**

Corresponde a la perforación del hoyo intermedio, en el cual se asentará el revestimiento de 9  $\frac{5}{8}$ ", correspondiéndole una mecha de diámetro de 8  $\frac{1}{2}$ ". Este hoyo cruzará a través de las formaciones que contienen las arenas prospectivas. Es deseable que este fluido cause el menor daño a la zona productora; por ello se empleará un lodo polimérico inhibido formado principalmente por: material densificante, goma xántica y almidón.

Sus propiedades requeridas para la perforación del hoyo son:

**Tabla 169 Propiedades del lodo polimérico**

<b>PROPIEDADES</b>	<b>RANGO REQUERIDO</b>
Densidad [lbs/gal]	8,4 – 8,6
Viscosidad de embudo [seg]	40 – 55
Viscosidad plástica [cp]	7 – 9
Punto de cedencia [lbs/100pies <sup>2</sup> ]	15 – 20
Geles [lbs/100pies <sup>2</sup> ]	12/13 – 14/16
pH	9,0 – 9,5
Filtrado API [cc/30min]	< 10
MBT [lbs/bl]	< 12
n	0,35 – 0,5
K [dyna/cm <sup>2</sup> ]	5 - 8

## **ANEXO J DATOS PARA EL ANÁLISIS MECÁNICO**

Este primer anexo del análisis mecánico, representa la data necesaria para alimentar al simulador, lográndose de esta manera el correcto funcionamiento del mismo, además de generar predicciones acordes con la realidad operacional del campo.

El análisis o validación mecánica, necesita datos aportados por otras áreas. Todas ellas forman un cúmulo de conocimientos generados por las mesas de trabajo, permitiendo de esta manera la autocritica y comunicación con todas las áreas de la ingeniería de petróleo.

### **DATOS PROVENIENTES DEL ANÁLISIS NODAL**

Estos son los datos necesarios suministrados por el análisis nodal. Para en este trabajo ellos pueden considerarse como resultados parciales de la mencionada sección.

- Tasa máxima de líquido: **1157**  $\frac{BN}{DIA}$
- Relación gas petróleo: **540**  $\frac{PCN}{BN}$
- Relación agua petróleo: **25%**
- Gradiente geotérmico: **1,7°F/100pies**
- Presión de fondo fluyente: **1447lppc**
- Características del fluido de producción:
  - °API: **20,5**
  - $\gamma_{gas}$ : **0,78**
  - Salinidad del agua de formación: **7216ppm**

## **DATOS PROVENIENTES DE LA PROPUESTA DE COMPLETACIÓN**

Las propuestas de completación, tanto las generadas como las ya existentes, son las que aportan, las arquitecturas a emplear en el área.

- Tipo de completación:
  - Hoyo entubado con empaque de grava interno: correspondiente a los pozos completados en el área a través de los años
  - Hoyo abierto ampliado empacado: Generado por pozos perforados en áreas vecinas.
  - Hoyo revestido fracturado “FRAC-PACK”: generado de áreas con características litológicas semejantes
- Geometría del pozo: debido a que se maneja diferentes propuestas de completación, existen diversas geometrías. Todas ellas serán presentadas a continuación:

### **Hoyo Revestido con Empaque de Grava Interno**

**Tabla 170 Geometría de pozo revestido empacado**

Nombre	Tipo	OD (pulg)	Colgado (pies)	TDC <sup>*</sup> (pies)	Asentado (pies)	Tamaño del hoyo (pulg)
Superficie	Revestimiento	9 5/8"	0	0	600	12 1/4"
Producción	Revestimiento	7"	0	1150	4430	8 1/2"
Producción	Eductor	4 1/2"	0	0	4100	---
Ranurado	Tubería	3 1/2"	4150		4430	8 1/2"

La Geometría para el resto de las propuestas o simulaciones en este tipo de completación, mantienen básicamente el mismo esquema, la única variante radica en el diámetro de la tubería eductora que disminuye a 3 1/2", 2 7/8" y 2 3/8".

---

\* Tope de cemento

### **Hoyo Abierto Ampliado con Empaque de Grava**

Este esquema de completación también conocido como ventana, está ampliamente explicado en la metodología, por lo cual solo se colocará su geometría.

**Tabla 171 Geometría del pozo hoyo Abierto ampliado con Empaque de Grava**

Nombre	Tipo	OD (pulg)	Colgado (pies)	TDC (pies)	Asentado (pies)	Tamaño del hoyo (pulg)
Superficie	Revestimiento	9 5/8"	0	0	600	12 1/4"
Producción	Revestimiento	7"	0	1150	4340	8 1/2"
Producción	Eductor	4 1/2"	0	0	4100	---
Ranurado	Tubería	3 1/2"	4150		4430	8 1/2"

Al igual que en el caso anterior, se evalúan las tuberías de producción de 3 1/2", 2 7/8" y 2 3/8"

### **Hoyo “Frac-Pack” Hoyo Revestido**

La geometría que presenta este tipo de completación para el simulador es exactamente igual a del revestido empacado debido a que no realiza ninguna estimación de producción.

**Tabla 172 Geometría del pozo revestido fracturado**

Nombre	Tipo	OD (pulg)	Colgado (pies)	TDC (pies)	Asentado (pies)	Tamaño del hoyo (pulg)
Superficie	Revestimiento	9 5/8"	0	0	600	12 1/4"
Producción	Revestimiento	7"	0	1150	4430	8 1/2"
Producción	Eductor	4 1/2"	0	0	4100	---
Ranurado	Tubería	3 1/2"	4150		4430	8 1/2"

De igual forma se sensibiliza para los tamaños de tubería de producción de 3 1/2" y 2 7/8".

## **DATOS PROVENIENTES DE LA SECCIÓN DE PRODUCCIÓN**

- Método de levantamiento artificial: La mejor opción la representa el **BCP** la más aplicada en el área es el **BM**.
- Presión de cabezal: **120lppc**
- Tasa de producción: esta se emplea si corresponde a la mayor tasa de producción, cosa que no se cumple. En consecuencia la tasa a emplear seguirá siendo **1157BN/DIA**.

## **DATOS PROVENIENTES DE LA SECCIÓN DE ESTIMULACIÓN**

Este grupo de datos es de vital importancia, debido a que ellos son los que establecen las condiciones críticas, tanto para la tubería como para el pozo en general.

- Presión de fractura al nivel de la empacadura: **3100lppc**
- Perdidas de presión por fricción: las perdidas de presión por fricción están asociadas a determinados diámetros de tubería
  - Pérdidas de presión por fricción para tubería de 2 3/8": **54lppc/100pies**
  - Pérdidas de presión por fricción para tubería de 2 7/8": **25lppc/100pies**
  - Pérdidas de presión por fricción para tubería de 3 ½": **11lppc/100pies**
  - Pérdidas de presión por fricción para tubería de 4 ½": **10lppc/100pies**
- Gradiente de fractura:
- Presión anular: la presión anular posee dos valores **1000lppc** y **2000lppc** para cada diámetro de tubería
- Presión de bombeo en cabezal: esta está asociada al diámetro de tubería y a la presión anular que se emplee.
  - Presión de bombeo para tubería de 2 7/8" 1000lppc anular: **2200lppc**
  - Presión de bombeo para tubería de 2 7/8" 2000lppc anular: **2100lppc**
  - Presión de bombeo para tubería de 3 ½" 1000lppc anular: **1500lppc**
  - Presión de bombeo para tubería de 3 ½" 2000lppc anular: **1600lppc**
  - Presión de bombeo para tubería de 4 ½" 1000lppc anular: **1400lppc**
  - Presión de bombeo para tubería de 4 ½" 2000lppc anular: **1500lppc**

## **REFERENCIAS**

- 
- 1 Cosad, C.: "Choosing Perforation Strategy". Article for Oilfield Review. October 1992.
  - 2 Barberii, E.: "El Pozo Ilustrado". Centro internacional de educación y desarrollo. Cuarta edición, 1998.
  - 3 Patton, D.; Abbott, W: "Well Completions and Workovers: The Systems Approach". Energy Publications, Dallas.1982.
  - 4 Safe, B.; Lacey, W.N. "Effectiveness of Gravel Screens" Trans AIME 1942
  - 5 'Testing Sieves and their Uses', The W.S. Tyler Co., Mentor, Ohio 1967
  - 6 Coberly, C.; Wagner, E.: "Some Considerations in the Selection and installation of gravel pack for oil wells" AIME Tech. Pub. N° 1195 JPT 1940.
  - 7 Diaz, C.; Diaz, Y.: "Diagnóstico del Problema de Producción de Arena y 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, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Mayo 2002.
  - 8 Tippie, D.; Kohlaas: "Effect of flow rate on stability of unconsolidated producing sands" paper 4533. New York 1973.
  - 9 "Manual de Bombas de Tornillo". PDVSA CIED Venezuela 1992.
  - 10 Kermit, E.; Brown: "The Technology of Artificial Lift Methods". Traducción realizada por MARAVEN S.A. 1997.

- 11 González, F.: "Optimización del proceso de completación de pozos del Área Sur del Lago de Maracaibo". Trabajo especial de grado Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Marzo 1999.
- 12 Matthews, C.; Russell, D.: "Pressure Buildup and Flow Test in Oil Wells". AIME SPE. New York 1967.
- 13 Lee, J.: "Well Testing Analysis". SPE New York, 1982.
- 14 Economides, M.; Economides, E.: "Petroleum Production Systems". Prentice Hall Petroleum Engineering Series. New Jersey, 1994.
- 15 Amyx, J.: "Petroleum Reservoir Engineering". Mac Graw Hill, New York. 1960.
- 16 Jones Parra, J.: "Elementos de Ingeniería de Yacimientos". Innovación tecnológica, Caracas 1994.
- 17 Pirson, S.: "Elementos de ingeniería de yacimientos". Omega, Barcelona. 1965.
- 18 Ayan, C.; Colley, N.; Goode, P.; Halford, F.; Joseph, J; Mongini, A.; Pop, J.: "Measuring Permeability Anisotropy: The Latest approach" Article for oilfield review, October 1994.
- 19 Tjølsen, C.; Damsleth, E.: "A Model for Simultaneous Generation of Core-Controlled Stochastic Absolute and Relative Permeability Fields". Paper SPE 22691. 1991
- 20 "Flosystem User Documentation". Version 3,6d, September 2001. Edinburgh Petroleum Services LTD.
- 21 Essenfeld, M.: "Sistema pozo/yacimiento". Guía para ingeniería de yacimientos IV. Universidad Central de Venezuela. Facultad de ingeniería. Escuela de Petróleo. 1995

- 22 Böckh, A.: "Aplicaciones Geomecánicas en la Estabilidad del Hoyo durante la Perforación de Lutitas en los Campos Borburata y Bejucal, U.E. Barinas". Trabajo especial de grado Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Septiembre 2001.
- 23 Houwen, O.; Ladva, H.; Meeten, G.; Reid, P.; Williamson, D.: "A New Slogan for Drilling Fluids Engineers" Article for Oil Review. Spring 1991
- 24 Chin, W.: "Formation Invasion". Gulf Publishing Company, Houston, Paris, Zurich, Toyko.
- 25 Tariq, S; Karakas, M.: "Semianalytical Productivity Models for Perforated Completions" PAPER SPE 18247. 1991.
- 26 Economides, M.; Watters, L.; Dunn-Norman, S.: "Petroleum Well Construction". John Wiley & Sons L.T.D. Chichester. Weinheim, New York, Brisbone, Singapore, Toronto. 1998
- 27 Mathur, A.; Ning, X.; Marchew, R; Economides, E.; Economides, M: "Hydraulic Fracture Stimulation of Highly Permeable Formations: The Effect of Critical Fracture Parameters on Oilwell Production and Pressure" Paper SPE 30652, 1995.
- 28 "Ingeniería de Producción Sistema de Completación". PDVSA CIED. 1995.
- 29 Hammerlindl, D.: "Movement, Forces, and Stresses Associated With Combination Tubing Sealed in Packers". Paper SPE 5143. 1977.
- 30 Lubinski, A.; Althouse, W.; Logan, J.: "Helical Buckling of Sealed in Packers". Paper SPE.178. 1962.

- 31 Joson, R.; Jellison, M.; Klementich.: “Triaxial-Load-Capacity Diagrams Provide a New Approach to Caising and Tubing Desing Analysis” Paper SPE. 13434. 1987.
- 32 “Wellcat Training Manual” Version 1998.7. April 2000.
- 33 “ HyPerSTIM™ BA-2247 Reporte Final de Operaciones. LAGOVEN. 1997.
- 34 Fonseca, F.: “Estudio Técnico Económico de las Completaciones Hoyo Entubado con Empaque con Grava, Hoyo Entubado con Fracturas Altamente Conductivas y Hoyo Abierto Ampliado con Empaque con Grava para los Pozos SOC-3 y SOC-5 del campo Socororo Área Mayor de Socororo” Trabajo especial de grado Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Julio 2002.
- 35 “Well Completations, workover, and stimulation” Production operations/vol1.
- 36 Mitchell, R.: “Comprehensive analysis of buckling with friction” Paper SPE September 1996.
- 37 Arbones, E.: “Ingeniería Económica” Barcelona, 1986.
- 38 Pérez, L.; Guajardo, G.; Woltz, P.; Arlen, R “Contabilidad” Mc Graw Hill. Caracas 1988.
- 39 Baca, G.: “Ingeniería Económica”. Bogota, 1996.
- 40 “Manual del Operador MAEP” PDVSA. Caracas 1996.
- 41 Cornette, M.; Gurley, D.; King, G.; Maclarty, S.; Wengarten, M.: “Specialist Share Knowledge on Sand Control Methods”. Journal of Petroleum Technology, July 1993.

- 42 “Recomendaciones para el control de arena” Manual de la BAKER HUGHES. Julio 1995.
- 43 Cigüela, S.; Guzmán, J.; Kancev, I.; Ventresca, M.: “Daños a la Formación y Estimulación de Pozos” Manual INT-M-00157,95. PDVSA INTEVEP, Los Teques.
- 44 HASSEN, B.: “New Technique Estimates Drilling Filtrate Invasion” Paper SPE 8791. 1980.
- 45 “Drilling Fluids Manual”. Milpark Drilling Fluids Baker Hughes Company. 1991.
- 46 Charge Performance Summary API, RP-43 STM Edition Data.
- 47 Walton, C.; Atwood, D.; Halleck, P.; Bianco, L.: “Perforating Unconsolidated Sands: And Experimental and Theoretical Investigation” Paper SPE 71458. 2001.
- 48 Gerencia VCD-Perforación. Proyecto 2002 Localización Vertical E-PJ. PetroUCV, San Tome. PDVSA.
- 49 Alvardo, D.; Bánzar, S.: “Recuperación Térmica de Petróleo” Universidad del Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo, 1989.
- 50 Rondón, M.; Marquez, D: “Estudio para el Mejoramiento de la Productividad de los Pozos del Área Mayor de Socororo Mediante la Aplicación de Métodos de Levantamiento Artificial” ” Trabajo especial de grado Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. Octubre 2002.