

**ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DE LÍQUIDO EN POZOS GASÍFEROS A
PARTIR DE REGISTROS SONOLOG**

**LEONEL CHAPARRO RUBIO
VERÓNICA VEGA SANDOVAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

**ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DE LÍQUIDO EN POZOS GASÍFEROS A
PARTIR DE REGISTROS SONOLOG**

**LEONEL CHAPARRO RUBIO
VERÓNICA VEGA SANDOVAL**

Trabajo de grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos

**Director
Ing. ERIK MONTES PÁEZ
Docente UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2013

DEDICATORIA

A Dios, centro y motor de mi vida, por bendecirme siempre y acompañarme en cada paso que doy

A mis padres, quienes son mi razón más importante para vivir, por brindarme siempre su apoyo y amor para alcanzar cada meta trazada

A mis hermanos, amigos incondicionales para siempre, y sobrinos, por constituir esa familia fraterna que impulsa y fortalece la realización de cada logro

A Diana, mi novia, confidente y compañera, a quien le debo gran parte de mi felicidad y le agradezco por apoyarme y darme su amor en cada paso y decisión tomada

A Javier, más que un amigo un segundo padre, por motivarme siempre a triunfar y enseñarme tantas cosas con su experiencia profesional y de vida

A Verónica, “Veri”, fiel compañera de estudio y amiga en todo momento, por ofrecerme siempre su amistad sincera e incondicional y con quien hoy también comparto este logro alcanzado

A todos mis amigos, compañeros y personas que de una u otra manera contribuyeron a la culminación de esta meta alcanzada

Leonel

DEDICATORIA

Agradezco primeramente a Dios, por darme la oportunidad de lograr dar un paso adelante para bien de mi futuro y realización profesional, además de la completa realización como persona.

Seguidamente doy gracias a mi familia, pues fueron una base indispensable e importante durante la realización de este proyecto de grado, sin su apoyo nada hubiese resultado como excelentemente sucedió.

Gracias también a mis amigos y mi compañero de tesis, que con su paciencia y ánimo constituyeron parte fundamental en el proceso.

Finalmente, pero no menos importante, a nuestro director de tesis que con su conocimiento logro brindarnos y colaborarnos al máximo.

Gracias a la vida y a la universidad por permitirme lograr este reto y salir adelante para conquistar metas y lograr éxitos.

Verónica

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, *Alma Mater* de Bucaramanga, la Escuela de Ingeniería de Petróleos y todo su personal docente, por constituir esa fuente de sabiduría que permitió alcanzar con éxito la profesión escogida en nuestro proyecto de vida.

A Tony Podio, ilustre erudito en la ciencia de la Ingeniería de Petróleos, cuya asesoría y colaboración brindada fueron claves en el éxito del presente proyecto.

A nuestro director y calificadores, ingenieros Erik Montes, Fernando Calvete y Julio César Pérez, respectivamente, por su tiempo y disposición en la realización del trabajo culminado.

A todas las personas que de una u otra forma contribuyeron al éxito de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	25
1.GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS	28
1.1 YACIMIENTOS DE GAS SECO	33
1.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO	34
1.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO	35
2. CONDICIONES OPERACIONALES QUE LLEVAN A LA FORMACIÓN DE LA COLUMNA DE LÍQUIDO	38
2.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS DE GAS	38
2.2 CARGA DE LÍQUIDOS	40
2.3 TIPOS DE LÍQUIDOS EN UN POZO DE GAS	42
2.3.1 Condensados	42
2.3.2 Agua de producción	42
2.4 MÉTODOS PARA DETECTAR LA CARGA DE LÍQUIDOS	43
3. MODELO DE TURNER MODIFICADO PARA POZOS DE GAS CON CARGA DE LÍQUIDO	46
3.1 VELOCIDAD CRÍTICA	51
3.1.1 Velocidad crítica para pozos de baja presión	52
3.1.2 Velocidad crítica con la profundidad	52
4. EQUIPO Y CONFIGURACIÓN DEL SOFTWARE PARA EL ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DEL LÍQUIDO	54
4.1 DEFINICIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	54
4.1.1 Definición	54
4.1.2 Principio de funcionamiento del equipo	55
4.1.2.1 Medidores ultrasónicos	56

4.1.2.2 Convertidor análogo-digital	57
4.2 EQUIPO UTILIZADO EN EL ESTUDIO ACÚSTICO	57
4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS	65
4.3.1 Procedimiento de montaje de la pistola de gas	65
4.3.2 Procedimiento de disparo del pulso acústico y entrada de datos al software	68
5. ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DEL LÍQUIDO EN POZOS DE GAS	84
5.1 SECCIONES DEL PROGRAMA TWM PARA EL ESTUDIO ACÚSTICO EN POZOS DE GAS	86
5.1.1 Sección Selección del Nivel del Líquido (Select Liquid Level)	87
5.1.2 Sección Determinación de la Profundidad del Nivel (Depth Determination)	91
5.1.3 Determinación de la Presión de Fondo de Pozo (Bottom-Hole Pressure, BHP) a partir de la Medida del Nivel del Líquido	101
5.1.4 Sección De-Liquification (Aplicación del software a pozos de gas)	107
5.1.5 Determinación acústica de la carga de líquido en un pozo de gas	116
6. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA LA REMOCIÓN DE LA CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS	120
6.1 MÉTODOS EXISTENTES PARA DESHIDRATAR POZOS DE GAS	120
6.1.1 Compresión	122
6.1.2 Levantamiento asistido por espuma	127
6.1.3 Plunger lift	130
6.1.4 Gas lift (Bombeo neumático)	132
6.2 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN DE POZOS DE GAS	135

7. APLICACIÓN DEL ESTUDIO ACÚSTICO EN POZOS GASIFEROS	148
7.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ESTUDIO	150
7.2 CONDICIONES QUE OCASIONARÍAN A LA FORMACIÓN DE UNA COLUMNA LÍQUIDO-GASEOSA	154
7.3 ESTUDIO ACÚSTICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	158
7.3.1 Estudio acústico pozo T1	160
7.3.1.1 Selección del nivel del líquido	165
7.3.1.2 Determinación de la profundidad del nivel	166
7.3.1.3 Determinación de la presión de fondo de pozo	173
7.3.1.4 Sección de deshidratación (De-liquification) del pozo gasífero T1	180
7.3.2 Estudio acústico pozo T3	187
7.3.2.1 Selección del nivel del líquido	190
7.3.2.2 Determinación de la profundidad de nivel	191
7.3.2.3 Determinación de la presión de fondo de pozo (Bottom-Hole Pressure, BHP)	200
7.3.2.4 Sección de deshidratación (De-liquification) del pozo gasífero T3	203
7.4 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN DE LOS POZOS T1 Y T3	212
7.4.1 Screening	213
7.4.2 Gráficas caudal vs. profundidad	214
7.4.3 Factibilidad técnica de aplicar los métodos preseleccionados de deshidratación de los pozos T1 y T3	216
7.5 VIABILIDAD ECONÓMICA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACIÓN DE LOS POZOS T1-T3	223
7.5.1 Inversión	224
7.5.2 Ingresos	224
7.5.3 Costos de electricidad	225

7.5.4 Flujo de Caja y VPN	226
7.5.5 Tasa interna de retorno – TIR	231
7.5.6 Relación Beneficio Costo – R B/C	232
7.5.7 Análisis Resultados Financieros	233
8. CONCLUSIONES	235
RECOMENDACIONES	237
BIBLIOGRAFIA	238
ANEXOS	240

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. Diagrama Presión-Temperatura para las diferentes clases de yacimientos de hidrocarburos	33
FIGURA 2. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical	40
FIGURA 3. Ejemplo curva típica de declinación	43
FIGURA 4. Ejemplo curva declinación con carga de líquidos	44
FIGURA 5. Computador acoplado al analizador de pozos	58
FIGURA 6. Dispositivo de disparo remoto 1500 psi	60
FIGURA 7. Configuración del hardware usando una pistola a gas de disparo remoto	60
FIGURA 8. Dispositivo de disparo compacto 1500 psi	61
FIGURA 9. Configuración del hardware usando una pistola a gas compacta	62
FIGURA 10. Pistola de gas para presiones de 15000 psi	63
FIGURA 11. Transductor de presión	64
FIGURA 12. Válvula del anular del pozo	66
FIGURA 13. Dispositivo de disparo conectado a la válvula anular	67
FIGURA 14. Dispositivo de disparo conectado a la válvula anular enlazado con el analizador	67
FIGURA 15. Pantalla de Configuración del TWM	69
FIGURA 16. Pantalla de Configuración del TWM II	70
FIGURA 17. Pantalla de creación del nuevo archivo de pozo del TWM	71
FIGURA 18. Selección del tipo de prueba a realizar con el TWM	71
FIGURA 19. Entrada de información básica del pozo al TWM	72

FIGURA 20. Guía de pruebas a realizar usando el TWM	73
FIGURA 21. Sección Conditions del TWM	74
FIGURA 22. Entrada de la Gravedad específica del gas conocida al TWM	76
FIGURA 23. Entrada de la composición del gas conocida al TWM	77
FIGURA 24. Secciones a llenar en BHP usando el TWM	77
FIGURA 25. Entrada de datos del Wellbore al TWM	78
FIGURA 26. Selección del diámetro externo del tubing, sección Wellbore del TWM	78
FIGURA 27. Entrada de profundidades para un pozo desviado usando el TWM	79
FIGURA 28. Sección Conditions para análisis IPR del TWM	80
FIGURA 29. Adquisición de Datos Acústicos por el software TWM	82
FIGURA 30. Formas del Pulso Acústico generadas por el software TWM	88
FIGURA 31. Esquema de un pozo Offshore y su correspondiente Data Acústica, software TWM	89
FIGURA 32. Sección Selección del Nivel del Líquido del TWM	91
FIGURA 33. Sección Collars para el cálculo automático del Nivel del Líquido, software TWM	92
FIGURA 34. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel por el método automático, software TWM	94
FIGURA 35. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel por el método manual, software TWM	95
FIGURA 36. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel usando un marcador de fondo, software TWM	96
FIGURA 37. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica conocida, software TWM	98

FIGURA 38. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir de la gravedad específica del gas hidrocarburo en el pozo, software TWM	99
FIGURA 39. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir del análisis composicional del gas, software TWM	100
FIGURA 40. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en producción por el tubing, software TWM	104
FIGURA 41. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en cerrado, software TWM	105
FIGURA 42. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en producción por el casing o anular, software TWM	106
FIGURA 43 Resultados del Estudio del Nivel del líquido en un pozo de gas tratado con Surfactantes, TWM	110
FIGURA 44. Distribución de fluidos en el anular de un pozo de gas	114
FIGURA 45. Resultados del Estudio del Nivel del líquido en un pozo de gas cargado, TWM	118
FIGURA 46. Sección De-liquification para un pozo de gas cargado de líquido, software TWM	119
FIGURA 47. Efecto de la presión en cabeza de tubing sobre el IPR de un pozo de gas con un tubing de 23/8" a 19000 ft.)	122
FIGURA 48. Compresor Reciprocante	124
FIGURA 49. Compresor Tipo Tornillo	124
FIGURA 50. Potencia mínima requerida para mantener el pozo de gas deshidratado para diferentes diámetros de tubería	126
FIGURA 51. Esquema de Inyección por Baches de surfactante a través del anular del pozo	128
FIGURA 52. Esquema de Inyección por Sarta Capilar de surfactante	129

FIGURA 53. Instalación del sistema PlungerLift	131
FIGURA 54. Cilco del Sistema PlungerLift	131
FIGURA 55. Sistema Gas Lift	133
FIGURA 56. Congiuración general del Sistema Gas Lift por flujo continuo	135
FIGURA 57. Esquema de Selección General para la deshidratación de pozos de gas	137
FIGURA 58. Esquema para el levantamiento por espumas	138
FIGURA 59. Esquema para el levantamiento por Plunger Lift	139
FIGURA 60. Esquema para el levantamiento por fluidos de potencia	140
FIGURA 61. Gráfica estándar profundidad vs. barriles por día removidos por plunger lift	142
FIGURA 62. Gráfica estándar profundidad Vs barriles por día removidos por Gas lift y Bombeo hidráulico	143
FIGURA 63. Representación del Flujo de efectivo	144
FIGURA 64. Representación del Valor Presente Neto.	145
FIGURA 65. Presiones en superficie de casing y tubing de los pozos T1 y T3 para el ingreso de información de los Sonolog	155
FIGURA 66. Llamada de Datos (RecallMode) del pozo T1. Software TWM	160
FIGURA 67. Información básica entrada al pozo T1. Software TWM	161
FIGURA 68. Equipo de superficie en el pozo T1. Entrada de datos al sistema. Software TWM	161
FIGURA 69. Sección Wellbore para el pozo T1. Software TWM	162
FIGURA 70. Sección Conditions para el pozo T1. Software TWM	163
FIGURA 71. Gravedad específica del gas del pozo T1, en la Sección Conditions. Software TWM	164

FIGURA 72. Sonolog pozo T1. Selección del nivel de líquido en el tubing	165
FIGURA 73. Sonolog pozo T1. Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático	167
FIGURA 74. Sonolog pozo T1. Pestaña Collars para la determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático	168
FIGURA 75. Sonolog Pozo T1. Sección determinación de la profundidad del nivel por el método manual, software TWM	170
FIGURA 76. Sonolog Pozo T1. Sección determinación de la profundidad del nivel ajustada por el método manual, software TWM	171
FIGURA 77. Sonolog pozo T1. Determinación de la profundidad del Nivel de Líquido mediante el método de la velocidad acústica	173
FIGURA 78. Sonolog pozo T1. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo fluyendo en el tubing	174
FIGURA 79. Sonolog pozo T1. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo en estado estático	178
FIGURA 80. Sonolog pozo T1. Corrección de la Presión estática de fondo (SBHP)	179
FIGURA 81. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, software TWM	181
FIGURA 82. Sonolog pozo T1. Sección BHP para implosión por casing y tubing, software TWM	183
FIGURA 83. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.995" I.D. software TWM	186
FIGURA 84. Llamada de Datos (Recall Mode) del pozo T3. Software TWM	187

FIGURA 85. Sección wellbore para el pozo T3. Software TWM	188
FIGURA 86. Sección Conditions para el pozo T3. Software TWM	188
FIGURA 87. Gravedad específica del gas del pozo T3, en la Sección Conditions. Software TWM	189
FIGURA 88. Sonolog pozo T3. Selección del nivel de líquido en el tubing	190
FIGURA 89. Sonolog pozo T3. Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático	191
FIGURA 90. Sonolog pozo T3. Pestaña Collars para la determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático	192
FIGURA 91. Sonolog Pozo T3. Sección determinación de la profundidad del nivel ajustada por el método manual, software TWM	193
FIGURA 92. Sonolog pozo T3. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel usando un marcador de fondo, software TWM	194
FIGURA 93. Sonolog pozo T3. Determinación de la profundidad del Nivel de Líquido mediante el método de la velocidad acústica, insertando la gravedad específica del gas	196
FIGURA 94. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir del análisis composicional del gas, software TWM	197
FIGURA 95. Cálculo de la profundidad del nivel introduciendo la velocidad acústica conocida, software TWM	198
FIGURA 96. Sonolog pozo T3. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo fluyendo en el tubing	201
FIGURA 97. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, software TWM	204

FIGURA 98. Sonolog pozo T3. Sección BHP para implosión por casing y tubing, software TWM	206
FIGURA 99. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 2.441" I.D., software TWM	208
FIGURA 100. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.995" I.D., software TWM	209
FIGURA 101. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.5" I.D., software TWM	210
FIGURA 102. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.25" I.D., software TWM	211
FIGURA 103. Gráfica estándar profundidad vs. Barriles por día removidos por plunger lift	214
FIGURA 104. Gráfica estándar profundidad Vs barriles por día removidos por gas lift y bombeo hidráulico	215
FIGURA 105. Rangos de cobertura de distintos compresores	217
FIGURA 106. Análisis de Levantamiento por Plunger Lift para deshidratar los pozos T1 y T3	221
FIGURA 107. VPN al final del proyecto para el pozo T1	229
FIGURA 108. VPN al final del proyecto para el pozo T3	230
FIGURA 109. TIR para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T1	231
FIGURA 110. TIR para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T3	232
FIGURA 111. Propiedades pseudocríticas para los gases naturales en función de la gravedad específica.	243-244
FIGURA 112. Gráfica Standing Katz para calcular el factor Z	245-246

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos	30
TABLA 2. Caracterización de fluidos de yacimiento en base a información de pruebas de producción y análisis cromatográficos	31
TABLA 3. Screening de los diferentes métodos de deshidratación de pozos de gas	141
TABLA 4. Características y parámetros principales de los pozos gasíferos	149
TABLA 5. Criterios ingenieriles pozos T1, T2 y T3	151
TABLA 6: Comparación caudales críticos y actuales de los pozos T1 y T3	158
TABLA 7. Niveles de Líquido en el pozo T3 a partir de los diferentes métodos de cálculo.	199
TABLA 8. Calculo manual de la velocidad y caudal crítico de condensado para T3	207
TABLA 9. Screening para deshidratar los pozos T1 y T3	213
TABLA 10. Costos de equipos para los métodos de deshidratación de los pozos T1 y T3	224
TABLA 11: Flujo de Caja Neto pozo T1	228
TABLA 12. Flujo de Caja Neto pozo T3	228
TABLA 13. VPN para los diferentes métodos de deslicuado-T1	229
TABLA 14. VPN para los diferentes métodos de deslicuado-T3	230
TABLA 15. Relación B/C para los métodos de deslicuado-T1	232
TABLA 16. Relación B/C para los métodos de deslicuado-T3	233

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. IPR's de los Pozos Gasíferos T1, T2 y T3	240
Anexo B. Cálculo del factor de compresibilidad Z para los pozos T1 y T3.	243

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DE LÍQUIDO EN POZOS GASÍFEROS A PARTIR DE REGISTROS SONOLOG*

AUTORES: Chaparro Rubio, Leonel

Vega Sandoval, Verónica**

PALABRAS CLAVES: Carga de líquidos, Velocidad Crítica, Contrapresión en la Formación, Nivel de líquido, Sonolog, software TWM, Optimización, Texas.

DESCRIPCIÓN

Los yacimientos de gas condensado y en general aquellos que tengan un porcentaje de componentes livianos hidrocarburos presentan en algún momento de su vida productiva problemas de carga de líquidos, donde se forma una columna líquido gaseosa en fondo que obstruye el flujo óptimo del gas de los pozos al no alcanzar éste una velocidad crítica de arrastre de líquidos; ejerciendo una contrapresión en la formación, y llegando en algunos casos a matar los pozos. Por lo anterior, es indispensable desarrollar estrategias que permitan predecir el régimen de flujo de un pozo de gas en particular, así como la mejor alternativa a seguir para descargarlo y optimizar su producción.

El presente trabajo plantea una metodología de análisis de pozos de gas con problemas de carga de líquidos a partir del estudio de su nivel de líquido, calculado con la realización de unos sonolog o disparos acústicos realizados en el pozo a tratar, donde la información recolectada por lo ecos del disparo en superficie es analizada a través del software TWM (Total Well Managment), un programa creado por la empresa norteamericana Echometer; inicialmente para el estudio de la productividad de pozos de aceite (en especial pozos con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial), y ahora aplicado para estudiar pozos de gas. Así, determinando el nivel del líquido en tres pozos de gas de Texas (pozos ejemplo), el software permite establecer el régimen de flujo predominante en ellos, y las dimensiones del tubing con las cuales estarán descargados. También se analizan sistemas convencionales como alternativas para descargar dichos pozos (compresión, plunger lift, surfactantes, gas lift y bombeo hidráulico) a partir de un estudio de viabilidad técnica y financiera.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Erik Montes Páez.

ABSTRACT

TITLE: ACOUSTIC LIQUID LEVEL STUDY IN GAS WELLS FROM SONOLOG RECORDS*

AUTHORS: Chaparro Rubio, Leonel

Vega Sandoval, Verónica**

KEY WORDS: Fluid loading, Critical Velocity, Backpressure in the Formation, Liquid Level, Sonolog, TWM software, Optimization, Texas.

DESCRIPCIÓN

Gas-condensate reservoirs and generally those with a percentage of light hydrocarbon components present at some point in its life liquid loading problems, which forms a gaseous liquid column background which obstructs optimum gas flow from wells because of it does not reach a critical velocity of fluid drive, exerting a backpressure in the formation, and in some cases, kill the wells. Therefore, it is essential to develop strategies to predict the flow rate of a gas well in particular, as well as the best alternative to follow to download it and optimize its production.

This project presents a methodology for analysis of gas wells with liquid loading problems from the study of its liquid level, calculated with the completion of a sonolog or acoustic shots made in the well to be treated, where the information gathered by shot echoes in surface is analyzed by software TWM (Total Well Management), a program created by the American company Echometer, initially to study the productivity of oil wells (especially mechanical pumping wells as lift artificial system), and now applied to study gas wells. Thus, determining the liquid level of three Texas gas wells, the software allows for the flow regime prevailing in them, and the dimensions of the tubing with which will be downloaded. It also discusses conventional and alternative systems to download these wells (compression, plunger lift, surfactants, gas lift and hydraulic pump) from a study of technical and financial feasibility.

* Degree Project

**Physicochemical Engineering's Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Eng. Erik Montes Páez.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años el desarrollo de la industria hidrocarburífera se ha enfocado principalmente hacia la implementación de nuevas tecnologías que permitan explotar yacimientos de crudo pesado, campos maduros y yacimientos de gas, en vista de que el petróleo convencional extraído desde 1859 se ha reducido ante la falta de nuevos y grandes descubrimientos por todo el mundo. Así, el gas producido de los yacimientos que en antaño era quemado por no considerarse un recurso valioso, ahora representa una de las fuentes de energía más importantes para el hombre, quien ha encontrado en él un gran número de aplicaciones industriales.

En base a lo anterior, el proyecto titulado “Estudio acústico del nivel de líquido en pozos gasíferos a partir de registros Sonolog”, se plantea como un mecanismo de evaluación de la productividad de pozos de gas, mediante la correcta interpretación de los registros sonolog obtenidos a partir del software Total Well Managment (TWM), desarrollado por la empresa norteamericana Echometer. De esta manera, interpretando los resultados obtenidos y aplicando los criterios de velocidad y caudal crítico de gas, se estudiaron las principales variables involucradas en la productividad de dichos pozos, así como los posibles cambios a realizar para obtener una tasa de flujo incremental si la carga de líquido se remueve, y mejorar su productividad.

Para la realización exitosa del nombrado proyecto, se desarrollaron siete capítulos en los cuales se explica de forma detallada los principales aspectos a tener en cuenta para realizar un estudio acústico en pozos de gas, así como la metodología implementada por los autores del presente trabajo para aplicar dicho estudio en pozos ejemplo reales a través de la interpretación de sus sonolog, suministrados por la empresa Echometer.

En este orden de ideas, los capítulos 1 y 2 tienen como finalidad afianzar conocimientos básicos respecto a las generalidades de los yacimientos de gas (capítulo 1), así como las principales condiciones operacionales que llevan a la formación de una columna líquida en fondo de pozo y los métodos existentes en la industria para detectar y/o advertir un problema de carga de líquidos (capítulo 2).

Posterior a ello, se presenta el modelo de Turner modificado en el capítulo 3, con el cual es posible calcular la velocidad y caudal crítico de gas de un pozo en particular a partir de sus condiciones mecánicas, caudal que en caso de resultar mayor al flujo actual del pozo confirmará la existencia de una columna líquida en fondo.

Una vez establecidas las condiciones y métodos para predecir la carga de líquidos en un pozo de gas, se procedió a describir el equipo y procedimiento en detalle a seguir para la realización de un estudio acústico (capítulo 4), utilizando la herramienta Echometer (pistola acústica y software TWM) en su aplicación para pozos de gas (capítulo 5), a través de un sonolog ejemplo.

Ahora, en caso de que los resultados obtenidos al realizar un estudio acústico no resuelvan el problema de carga de líquidos para un pozo de gas, es decir, que no pueda aplicarse la solución entregada por el software, en el capítulo 6 se implementaron unas estrategias alternativas para remover la columna de líquido en fondo de pozo, como lo son la instalación de un sistema de compresión en cabeza de pozo, plunger lift, gas lift, bombeo hidráulico y aplicación de espumantes; todos ellos junto con los principales indicadores financieros a tener en cuenta para estudiar su viabilidad.

Finalmente, en el último capítulo se ejemplificó la metodología a seguir para la realización de un estudio acústico en pozos de gas de Texas (E.E.U.U.) con problemas de carga de líquidos, analizando e interpretando la información suministrada por los registros sonolog, así como la viabilidad técnica y financiera de

implementar las nombradas estrategias de deshidratación en tales pozos, partiendo de sus condiciones y el cálculo de ciertos indicadores económicos como el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de repago o payback time.

Así, al realizar un estudio acústico detallado con los sonolog de pozos de gas de Texas, se evidenció el gran aporte que hace el software TWM de Echometer para el análisis de la productividad de yacimientos hidrocarburos gasíferos, con lo cual se plantea también una propuesta novedosa de aplicabilidad en campos de gas colombianos.

1. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

Una considerable parte de la energía que el mundo requiere proviene de los hidrocarburos y sus derivados. Una de estas principales fuentes de energía es el gas natural, que bajo condiciones específicas de presión y temperatura de yacimiento, no se encuentra en estado líquido o en su defecto existe una baja proporción del mismo. Al igual que ocurre en los yacimientos de aceite, en pozos de gas se realizan pruebas de declinación y restauración de presión, las cuales definen parámetros que afectan y/o controlan la producción y permiten predecir comportamientos futuros del sistema gasífero.

En términos generales, los yacimientos se dividen en dos grandes grupos: yacimientos de gas y de petróleo¹; cada uno de los cuales tiene sus propias subdivisiones que permiten caracterizar y especificar de mejor forma el comportamiento y vida productiva de los mismos. Por su parte, los yacimientos de gas se subdividen en yacimientos de gas seco, húmedo y condensado, mientras que en los yacimientos de petróleo, se encuentran los yacimientos de petróleo volátil (alto encogimiento) y petróleo negro (bajo encogimiento) que a su vez pueden ser yacimientos de petróleo negro liviano, mediano, pesado y extra pesado.

El gas natural una vez producido y llevado a superficie, es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire, proveniente de la descomposición de los sedimentos de materia orgánica atrapada entre estratos rocosos y es una mezcla de hidrocarburos ligeros en la que el metano se encuentra en grandes proporciones acompañado de otros hidrocarburos y gases cuya concentración depende de la localización del yacimiento. Es importante resaltar que es una de las fuentes de energía más eficaces, rentables y limpias y que de la mano de su

¹ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado. p 20. Puerto La Cruz, Octubre 2003.

rentabilidad con la alta eficiencia como combustible, permite obtener porcentajes monetarios mayores. No obstante, su explotación a gran escala se dio al presentarse grandes hallazgos en el mundo a partir de los 50, y gracias a las grandes innovaciones en tecnología su exploración, explotación y transporte no resultan en una gran amenaza para los ecosistemas.

En Colombia, la exploración de este recurso retomo fuerza, situándolo entre uno de los seis países latinoamericano que posee recursos significativos y grandes potenciales a futuro. Las reservas de gas en Colombia están por el orden de los 4.7 Tera pies cúbicos y otros 3.2 Terapias cúbicos que corresponden a reservas probables o posibles, el aumento de dichos volúmenes se debe principalmente a trabajos realizados a campos maduros, lo que contribuyó a incrementar la oferta para satisfacer la demanda². Los principales campos de gas en Colombia que ostentan de mayores reservas de gas son Ballena y Chucupa en la costa atlántica y en Cusiana y Cupiagua localizados en el interior del país. Durante el 2009, los campos de la Guajira y Cusiana, fueron los responsables del 86% del suministro de la demanda que equivalen a 665Mscf/d por parte de la Guajira y 200Mscf/d de Cusiana respectivamente³.

En general, los yacimientos de gas están compuestos en su mayoría de metano y otros hidrocarburos como se especificaba anteriormente, que según su proporción pertenecerán a una clase y tipo determinado de yacimiento. Para tener un mayor conocimiento de las diferentes proporciones típicas en los compuestos de los yacimientos de gas y petróleo, se mostrara a continuación las composiciones usuales de los yacimientos de hidrocarburos:

² Fuente: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/bp87.pdf>

³ Fuente: <http://www.petroleum.com.ve/barrilesdepapel/bp87.pdf>

TABLA 1. Composiciones típicas de mezclas provenientes de yacimientos de hidrocarburos

Componente	Gas seco	Gas húmedo	Gas condensado	Petróleo Volátil	Petróleo Negro
C₁	96.0	90.0	75.0	60.0	48.83
C₂	2.0	3.0	7.0	8.0	2.75
C₃	1.0	2.0	4.5	4.0	1.93
iC₄-nC₄	0.5	2.0	3.0	4.0	1.60
iC₅-nC₅	0.5	1.0	2.0	3.0	1.15
C₆	-	0.5	2.5	4.0	1.59
C₇₊	-	1.5	6.0	17.0	42.15
MC₇₊	-	1.5	125	180	225

FUENTE: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Universidad del Oriente. Puerto de la cruz, Octubre 2003. p.21

De igual forma, existe una clasificación determinada y estándar de valores para diferentes parámetros en yacimientos de las diferentes mezclas de hidrocarburos⁴, parámetros que son claves y de vital importancia a la hora de realizar una caracterización y posteriormente determinar el mejor método de explotación y tratamiento de dicho yacimiento (Ver tabla 2).

La variación del parámetro RGL (Relación gas-líquido) y °API durante la vida de producción en los diferentes yacimientos es la siguiente:

- El yacimiento de gas seco y gas húmedo siempre va a permanecer constante la RGL Y °API.

⁴ ROJAS. Op.cit., p. 23

TABLA 2. Caracterización de fluidos de yacimiento en base a información de pruebas de producción y análisis cromatográficos (McCAIN)

Yacimiento	RGP	°API	C ₇₊ (%)	C ₁ (%)	Color
Gas seco	< 100000	-	<0.1	>90	-
Gas húmedo	>15000	<70	<4	<90	Incoloro
Gas condensado	>3200	>40	<12.5	>60	Amarillo claro
Petróleo volátil	>1750	<40	>12.5	<60	Amarillo oscuro
Petróleo negro	<1750	<45	>20	<50	Negro-Verde

FUENTE: ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Universidad del Oriente. Puerto de la cruz, Octubre 2003. p.23

- En los yacimientos de gas condensado intentaran aumentar estos parámetros a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío.
- Los yacimiento de petróleo volátil también presentaran un aumento en estas propiedades a medida que la presión cae por debajo de la presión de burbuja.
- En los yacimientos de petróleo negro el RGL aumentara, mientras que °API cambian ligeramente a medida que la presión cae por debajo de la presión de burbuja.

A pesar de que en los yacimientos los parámetros RGL Y °API presentan cambios, son en realidad factores externos como la presión, atracción molecular, energía cinética y repulsión molecular los encargados de que estos cambios se produzcan y que el yacimiento se produzca, deplete o se cierre.

La presión y la atracción molecular producen un movimiento en las moléculas de la mezcla, pues estas se confinan o unen formando compuestos más grandes y

pesados, en este orden de ideas, al aumentar la presión, necesariamente se produce confinación de moléculas lo cual se evidencia en el aumento de la atracción molecular que resulta finalmente en un aumento en la densidad del hidrocarburo. La atracción molecular es proporcional a la masa de las moléculas e inversamente proporcional a la distancia entre ellas.

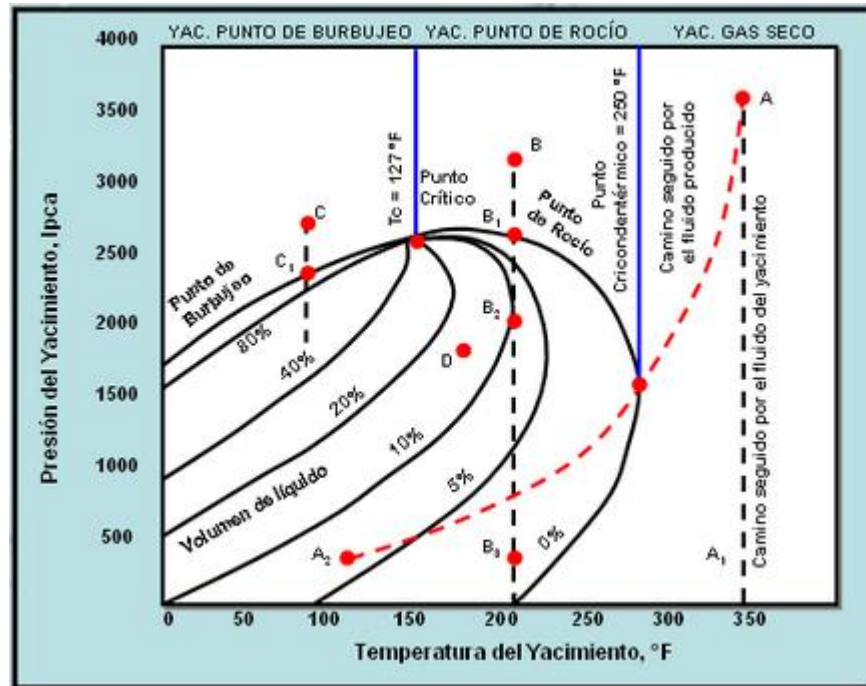
Por otro lado, la energía cinética y la repulsión molecular en conjunto producen dispersión en las moléculas, lo que indica que al aumentar la temperatura, aumenta de igual manera la energía cinética entre ellas, permitiendo que se dispersen, aumentándose también la repulsión molecular y finalmente provocando que la densidad del hidrocarburo disminuya pues la separación de las moléculas fue mayor, provocando en última instancia algún cambio de fase.

La mejor forma de poder distinguir los cambios de fase de las mezclas de hidrocarburos es a través de un diagrama de Presión-Temperatura, tal y como se muestra en la figura 1.

En los puntos de burbujeo que se muestran en la figura 1, el sistema se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas, por el contrario, en los puntos de rocío el sistema se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido. Como se puede detallar en la figura 1, las curvas se unen en el punto crítico (2610psia y 169°F), en este punto las propiedades intensivas (no dependen de la masa como por ejemplo la presión, temperatura, etc.) del gas y el líquido son idénticas.

Dentro de la envolvente se localizan las líneas de isocalidad (que representan un porcentaje particular) las cuales unen los puntos de igual porcentaje de líquido en la mezcla líquido-gas.

FIGURA 1. Diagrama presión-Temperatura para las diferentes clases de yacimientos de hidrocarburos



FUENTE: <http://html.rincondelvago.com/yacimiento-de-gas.html>.

Por último, en la gráfica se muestra claramente la sección de los yacimientos de gas seco, húmedo y condensado, yacimientos que de ahora en adelante se tomarán como referencia para realizar los objetivos de esta tesis.

1.1 YACIMIENTOS DE GAS SECO

En este tipo de yacimientos la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa durante toda su vida productiva, tanto en subsuelo como en superficie. Generalmente, como se expuso anteriormente en la tabla 1, están compuestos en su mayoría de metano, además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla. Así, ni en las condiciones de yacimiento ni las de superficie se entra en la región de dos fases durante el

agotamiento de presión del yacimiento, por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa⁵ y no habrá problemas por acumulación de líquidos en fondo de pozo (se pueden obtener líquidos del gas seco por procesos criogénicos, como la obtención del gas natural licuado, GNL).

1.2 YACIMIENTOS DE GAS HÚMEDO

Estos yacimientos producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido mayores a 15000 scf/stb. En este caso su porcentaje de compuestos intermedios y pesados es mayor que en el gas seco ($0.7 < C_{7+} < 4\%$) y por tanto a condiciones de separador en superficie la mezcla cae en la región de dos fases, generando un volumen de líquido menor a 30 BBL líquido/MMSCF. Las principales diferencias entre éste gas y el condensado son⁶:

- No ocurre condensación retrógrada durante el agotamiento de presión.
- Tiene menos cantidad de componentes pesados.
- La cantidad de líquido condensado en el separador es mayor.

Así, teóricamente el gas húmedo tampoco tendrá problemas de acumulación de líquidos en fondo, ya que de acuerdo a su diagrama de fases representativo, caerá en la zona de equilibrio bifásico en superficie, condensando aproximadamente un 6% en volumen de la mezcla producida.

En base a lo anteriormente expuesto, y exceptuando algunas excepciones de los yacimientos de gas húmedo en base a su composición, quienes presentan realmente un problema de acumulación de líquidos en el transcurso de su vida

⁵ Ibid., p. 22

⁶ Ibid., p. 23-24

productiva son los yacimientos de gas condensado o retrógrados, razón por la cual merecerán un mayor estudio de sus características y problemas asociados.

1.3 YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos de gas condensado presentan condensación retrograda en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica. Generalmente presentan 3 tipos de problemas⁷:

- Acumulación de líquido en pozos y formación
- Dispersión de gas condensado en zonas invadidas por agua
- Irrupción prematura del gas seco inyectado en los pozos de producción

La acumulación de líquidos es el principal problema que se tratara en la tesis, por tanto, se hará énfasis únicamente en este tipo de problema a mitigar. Dicha acumulación de líquidos puede provenir de condensación de hidrocarburos o agua producida con el gas. Si el gas no suministra la energía necesaria para que en su transporte hacia superficie las burbujas de gas arrastren las gotas de líquido, estas gotas de líquido se acumulan en el fondo de pozo produciendo una contrapresión adicional a la formación que afecta negativamente la capacidad productiva del mismo. Si el pozo tiene baja presión, la columna de líquido depositada en fondo podría matarlo.

Inicialmente el yacimiento presenta alta presión y alta producción de gas con baja acumulación de líquido en fondo pero cuando la P_{wf} (Presión de fondo fluyendo) disminuye, la producción de líquidos (condensado/agua) aumenta y es en este momento en donde se hace necesario aplicar alguna solución que pueda finalmente ayudar al gas a levantar el líquido depositado en el pozo.

⁷ Ibid., p. 315

Dicha acumulación de condensado puede ocurrir en diferentes lugares dentro del yacimiento⁸:

- En todo el yacimiento, cuando la presión promedio es menor que la presión de rocío. Este fenómeno puede darse en el comienzo de la explotación del yacimiento si se tiene una alta caída de presión en los alrededores en pozo debido al daño de la formación por los fluidos de perforación o cuando el yacimiento de gas condensado es producido por agotamiento de presión y la presión del yacimiento ha caído por debajo de la presión de rocío.
- En la zona cercana al pozo de producción cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de rocío ($P_{wf} < P_{rocio}$) debido a la condensación retrograda en la arena y fondo de pozo, y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P > P_{rocio}$). Por consiguiente, un anillo de condensado crece alrededor del wellbore como resultado de la caída de la presión del mismo, disminuyendo de igual manera la productividad del pozo y generando una pérdida de componentes pesados en superficie. Este caso en particular es el que analizaremos durante el transcurso del trabajo, debido a que esta acumulación de líquidos en pozo o cercana al pozo es la que genera un impedimento adicional para que el gas se movilice hacia superficie.

El anillo de condensado formado cuando la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de rocío de la mezcla, se divide a su vez, en tres regiones principales: la primera o región 1 es aquella región alejada del pozo y en la que solo ocurre flujo de gas condensado; la región 2 es la región intermedia donde empieza a ocurrir condensación retrograda y por último la región 3, es la misma región interior cerca al pozo donde fluyen ambas fases.

⁸ Ibid., p. 318

En resumen, cuando la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es menor que la presión de rocío ($P_{rocío}$) y esta a su vez es menor que la presión promedio del yacimiento (P_y), entonces, la saturación de gas crítica aumenta y la permeabilidad relativa del gas disminuye, obstaculizando a fin de cuentas la facilidad con la que el gas se desplaza a superficie, generándose una producción de gas mínima. Por el contrario, si la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) es menor que la presión promedio del yacimiento (P_y) y esta así mismo, es menor que la presión de rocío ($P_{rocío}$), entonces se presenta un aumento en la permeabilidad relativa del gas que finalmente se evidencia en el aumento del flujo de gas hacia superficie, que es lo ideal en cualquier yacimiento de gas.

2. CONDICIONES OPERACIONALES QUE LLEVAN A LA FORMACIÓN DE LA COLUMNA DE LÍQUIDO

El gas generalmente fluye a través del pozo a altas velocidades, por esta razón es capaz de levantar o transportar hasta superficie fluidos de yacimiento. Cuando el flujo de gas está por debajo de la tasa crítica (mínima necesaria para la extracción del líquido) indica inminentemente que existe una columna de líquido en fondo de pozo y se debe buscar algún tratamiento o procedimiento que le brinde al gas la suficiente energía para evitar la depositación de líquidos. A mayor carga de líquido, mayor gradiente de presión debido al peso de los mismos, ya que actuarían como un obstáculo y esto finalmente resulta en una disminución notable en el caudal y velocidad del gas.

Un aumento en la velocidad del gas a través del tubing indica también mayores pérdidas por fricción con las paredes de la tubería, es por esta razón que se busca alcanzar una velocidad óptima de flujo, que garantice producción de gas en superficie y eliminación de la columna de líquido en fondo.

2.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS DE GAS

El flujo multifásico está representado por cuatro regímenes de flujo: Flujo burbuja, flujo bache (Grandes burbujas “slug”), transición bache-anular y flujo niebla⁹. Estos regímenes pueden presentarse al mismo tiempo todos en diferentes secciones del pozo o simplemente por periodos de tiempo cada uno. La velocidad del gas fluyendo determina notoriamente el tipo de flujo presentado. El flujo en superficie

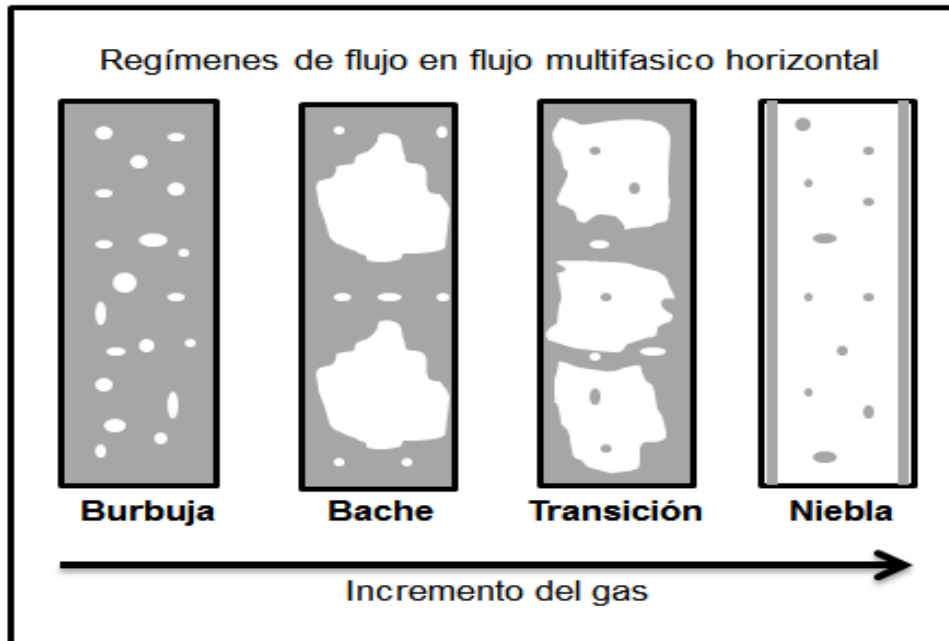
⁹ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Tesis “Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (Dewatering) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Mayo 2012

generalmente es niebla hasta que las condiciones cambien, si lo hace entonces la producción del pozo declina y disminuye su producción.

- Flujo de burbuja: La tubería de producción (tubing) está prácticamente llena de líquido y el gas sube a través del como burbujas. El líquido hace contacto con la cara del pozo y las burbujas disminuyen su densidad.
- Flujo bache: Las burbujas de gas crecen, expandiéndose y uniéndose entre sí, formando burbujas más grandes de gas, llamados “slugs” o “baches”. La fase continua sigue siendo la fase líquida. Ambos, tanto el gas como el líquido, afectan significativamente el gradiente de presión.
- Transición bache-anular: La fase continua en este régimen ahora es la fase gaseosa, el líquido está presente como gotas que son atrapadas por el gas. La fase que domina el gradiente de presión es el gas, sin embargo, el líquido sigue afectándolo significativamente
- Flujo neblina: La fase continua sigue siendo el gas y la mayoría del líquido se encuentra en forma de niebla. Las paredes de la tubería se encuentran recubiertas de una delgada capa de líquido, pero el gradiente de presión es indiscutiblemente liderado por el gas.

Generalmente, el inestable flujo en bache se estabiliza en superficie, con la disminución adicional de la tasa de gas, esto ocurre debido a que el gas no tiene la suficiente energía ni velocidad para llegar a superficie y solo algunas burbujas se logran percolar a través del líquido. Si no se toman acciones preventivas, la producción del pozo declinara hasta finalmente dejar de producir. También es posible que el pozo continúe fluyendo durante un largo periodo de tiempo aun con condiciones de carga de líquidos, produciendo gas a través del líquido y sin que este alcance llegar a superficie.

FIGURA 2. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical



FUENTE: Modificado de ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Tesis “Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (Dewatering) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Mayo 2012. p.8.

2.2 CARGA DE LÍQUIDOS

A medida que el gas se desplaza hacia superficie, arrastrará consigo gotas de líquido, si la velocidad es lo suficientemente alta, lo que produce un flujo niebla que finalmente desplaza al líquido empujándolo hasta que se produce. Por el contrario, si la velocidad del gas es baja, el gradiente de presión en la tubería aumentara considerablemente debido a la presencia de líquidos en el fondo de pozo que generan una contrapresión en la cara de la formación, impidiendo el libre flujo del gas y por ende una disminución en la producción del mismo.

A medida que la contrapresión aumenta, la tasa de producción de gas disminuye y puede caer por debajo de la tasa crítica necesaria para la extracción del fluido y

consecuentemente más líquidos se van a acumular en fondo hasta posiblemente llegar a una producción mínima de gas que conllevaría al cierre del pozo.

Existen dos casos particulares para explicar este fenómeno de manera más concisa:

CASO 1: Tasa de flujo de gas > tasa flujo crítica

En este caso el líquido no es uniformemente distribuido entonces la velocidad del gas es suficiente para llevar este fluido como una fina mezcla o gotas pequeñas hasta superficie (flujo niebla), estableciendo un gradiente de presión de flujo uniforme bajo.

CASO 2: Tasa de flujo de gas < tasa flujo crítica

La velocidad del gas no es suficiente para arrastrar las gotas de líquido hasta superficie, por tanto se acumulan progresivamente en la parte inferior del pozo. La presión de flujo que recorre el pozos mostrara dos gradientes: Un gradiente de gas bajo encima de la interface gas/líquido y otro gradiente de gas alto por debajo de dicha interface. Este último gradiente es controlado por la tasa de flujo de gas a través del líquido con cero flujo de líquido y las burbujas de gas percolándose a través del mismo.

Tener el conocimiento del gradiente de flujo y la distribución de los fluidos en el pozo es importante para determinar si hay contrapresión de la formación que obstaculice la producción del hidrocarburo gaseoso.

Cuando la velocidad del gas cae por debajo de la tasa crítica de flujo, las tasas de producción son reducidas por la acumulación de líquidos como se nombraba anteriormente y este líquido depositado en el fondo del pozo necesita aplicación de técnicas especiales como instalar plungers, bombas, rediseñar la cadena de

flujo para incrementar la velocidad del gas o la adición de surfactantes para reducir el gradiente de presión alto.

2.3 TIPOS DE LÍQUIDOS EN UN POZO DE GAS

2.3.1 Condensados. Se presentan una vez el yacimiento se ha depletado lo suficiente como para que la presión de yacimiento sea menor a la presión de rocío del gas, o se pueden condensar a medida que van fluyendo a través del tubing a medida que cae la presión.

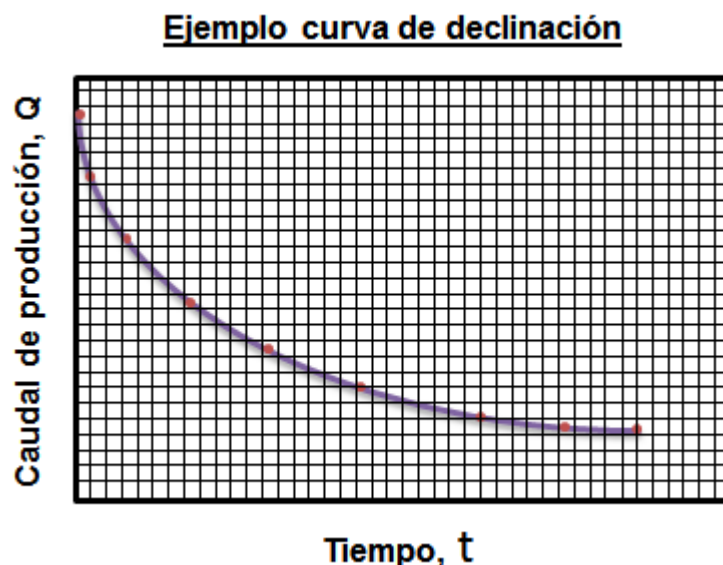
2.3.2 Agua de producción

- Agua confinada: Corresponde al agua que se moviliza hacia el pozo de formaciones subyacentes
- Agua de otra zona: Corresponde al agua de otra zona de producción, que puede presentarse si las zonas productoras están intercomunicadas
- Acuífero: Si el yacimiento presenta un acuífero activo, el agua del acuífero invadirá la zona productora y eventualmente alcanzara el pozo
- Agua condensada: Se refiere a agua que llegó en forma de vapor de agua pero que a medida que sube por la tubería de producción puede condensarse si las condiciones de presión y temperatura caen por debajo del punto de rocío del agua, una vez ocurre esto, el agua en fase líquida aumentara el gradiente de presión y si la velocidad del gas está por debajo de la velocidad crítica, empezara a producirse la carga de líquidos.

2.4 MÉTODOS PARA DETECTAR LA CARGA DE LÍQUIDOS

- Análisis curvas de declinación: La curva de declinación es uno de los métodos en donde se grafican todos los datos de caudales de producción contra el tiempo (Q Vs t), y se ajustan a los datos de otra curva o recta la cual se extrapola hacia valores de tiempo mayores, de tal manera que se logre predecir el caudal de producción a futuro del campo.

FIGURA 3. Ejemplo curva típica de declinación

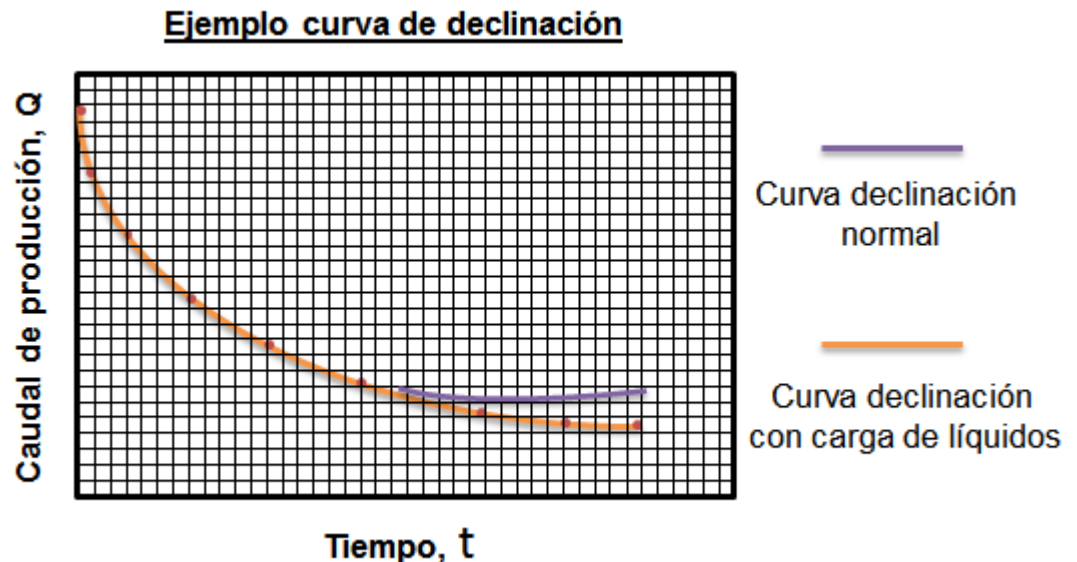


FUENTE: Modificado de ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Tesis "Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (Dewatering) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Mayo 2012.

Cuando el pozo empieza a cargarse de líquidos, la tendencia general de la curva de declinación cambiara hacia una pendiente más pronunciada tal y como se observa en la figura 4, en donde la línea morada representa la declinación normal del pozo. El punto donde se separan la línea morada y naranja, es el momento en el que comienza la carga de líquidos en el pozo. Esta nueva línea indica un abandono del pozo mucho más temprano que el original debido a que la producción disminuye notoriamente, siendo así que el método de análisis de

curvas de declinación es una gran herramienta para proveer datos, predecir eventos y prever hechos.

FIGURA 4. Ejemplo curva declinación con carga de líquidos



FUENTE: Modificado de ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Tesis "Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (Dewatering) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Mayo 2012.

- Cambio en la presión de la tubería de producción y revestimiento: Cuando la presión en la cara del pozo aumenta, se genera una contrapresión adicional debida a la columna de líquido que se encuentra depositada en el pozo, de igual forma la presión a lo largo de la tubería de producción disminuirá por la poca cantidad de fluido que circula por la misma hacia superficie. Por otro lado, a medida que se acumula el líquido en el fondo de pozo, el gas se atraviesa el mismo entre la tubería de producción y revestimiento, causando que se aumente la presión en la tubería de revestimiento. Por tal motivo, si la presión en la tubería de producción disminuye y la presión en la tubería de revestimiento aumenta es un claro indicador que el pozo está cargado de líquidos.

- Disminución en la producción de líquidos: Cuando la producción de líquidos disminuye repentina y drásticamente, se puede concluir que el pozo está produciendo a tasas de flujo menor a la tasa crítica por lo tanto los líquidos depositados en fondo no son transportados hacia superficie y producidos. En este caso, los líquidos se acumulan en fondo de pozo impidiendo el libre flujo de gas, que junto con cambios en la presión, provocaría que el pozo llegue a su límite económico y se cierre, debido a bajas tasas de producción.
- Prueba de reconocimiento de presión: Es el método más preciso y más utilizado para determinar el nivel de líquido en un pozo de gas debido a que mide la presión con respecto a la profundidad en un pozo que puede estar estático o fluyendo. Gracias a que la presión es función directa de la densidad del fluido y de la profundidad, y la densidad del gas es mucho menor que la densidad del agua o del condensado, habrá un cambio abrupto en la pendiente de una gráfica “profundidad Vs presión”, el punto donde ocurre este cambio abrupto de pendiente es donde se encuentra el nivel de líquidos acumulados. No obstante, cuando se presenta un flujo bifásico, la gráfica puede que no sea lineal y puede presentarse también que el punto de inflexión sea enmascarado debido a las altas pérdidas de presión por fricción ocasionadas por las altas tasas de flujo en pozos con tuberías de diámetro pequeño.

3. MODELO DE TURNER MODIFICADO PARA POZOS DE GAS CON CARGA DE LÍQUIDO

El modelo de Turner es el más utilizado para predecir cargas de líquido en pozos de gas, aunque cabe resaltar que en la práctica en campo también se prueba que el modelo es sobreestimado para la carga de líquido algunas veces. El modelo de Turner tiene su fundamento en que cuando la velocidad del gas es mayor a la velocidad crítica calculada, entonces no existe ninguna carga de líquido, para esto, hay un umbral o rango para la cantidad de líquido que pueda contener la mezcla gas/líquido, por encima de este valor, la carga de líquido aparecerá aun cuando la velocidad del pozo es mayor a la velocidad crítica de Turner¹⁰. Este modelo incluye la cantidad de líquido en el cálculo de la velocidad crítica y se asume que este líquido se acumula en fondo de pozo y provoca que la BHP y la saturación de agua alrededor del wellbore aumenten, disminuya el caudal de gas, aumentándose los problemas de carga de líquido resultando en consecuencias graves al punto de llegar a matar el pozo.

Para las altas tasas de producción líquido/gas, tal como formaciones apretadas de gas, la carga de líquido ocurre temprano en la producción. Los líquidos en el pozo de gas son generalmente condensados y agua que se produce directamente en el wellbore o condensada del vapor de gas.

El modelo de Turner presenta en general dos variantes:

- Modelo de movimiento de película (Film movement model)

¹⁰ DESHENG, Zou; H, Yuan. SPE 120580. A NEW MODEL FOR PREDICTING GAS WELL LIQUID LOADING. En SPE En: SPE Production and Operations Symposium. 2010, p. 1

- Modelo del arrastre de gotas (Entrained-droplet model), el cual fue basado en el balance forzado del arrastre de gotas en una corriente de gas con alta velocidad

El fenómeno de carga de líquido puede ser explicado por el patrón de flujo de dos fases. La transición de un pozo de gas sin carga a uno con carga es igual a la transición de un régimen de flujo anular a un régimen de flujo tipo slug. El régimen de flujo se refiere a una configuración geométrica de las fases gas y líquido. La velocidad del gas superficial debe ser mayor que el límite de transición de slug/anular para mantener el flujo anular.

El límite del flujo anular y slug es el mismo modelo de Turner del arrastre de gotas pero en unidades SI, Turner trabaja con unidades de campo. Lo anterior nos indica que si un pozo tiene alta velocidad de gas mucho mayor a la velocidad crítica no tendrá problemas de carga de líquidos.

Cuando hay un flujo anular o la velocidad del gas es mayor a la velocidad crítica, los líquidos se acumulan en las paredes de la tubería como una película por el arrastre de gotas y condensación de vapores. El gas fluye por la mitad, el cual también lleva gotas de líquido. A medida que la velocidad del gas aumenta, el espesor de la película disminuye y su caudal es mayor, entonces el espesor es igual a cero y todos los líquidos son arrastrados por el gas.

El modelo más popular para la predicción de la velocidad crítica para cargas de líquidos en pozos de gas es con el modelo de arrastre de gotas de Turner:

$$V_{critica-T} = \frac{1.593[\sigma(\rho_L - \rho_g)]^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \quad (Ec. 1)$$

Donde:

$V_{critica-T}$ = Velocidad crítica por el método de Turner

σ [dinas/cm] = Tensión Interfacial

ρ_L [Lbm/ft³] = Densidad del líquido

$$q_{critica-T} = \frac{3060PV_{critica-T}A}{TZ} \quad (Ec. 2)$$

Donde:

$q_{critica-T}$ = Tasa crítica por el método de Turner

P [psia] = Presión in-situ

$$A [ft^2] = \frac{\pi(D_{interno})^2}{4 \cdot 144} = \text{Área de flujo}$$

T [°R] = Temperatura

Se encontró que estos valores estaban sobreestimados y por tanto los ajustaron a un 20% hacia arriba del modelo de arrastre de gotas¹¹, así los datos se ajustaban correctamente. Este 20% se obtuvo de ajustes históricos de la data, con este ajuste tenemos:

$$V_{critica-T20\%} = 1.2 * V_{critica-T} \quad (Ec. 3)$$

$$q_{critica-T20\%} = 1.2 * q_{critica-T} \quad (Ec. 4)$$

Las ecuaciones anteriores corresponden al modelo ajustado de Turner. Cabe resaltar que a veces ajusta y otras veces no. La exactitud en el dato depende de la gravedad específica del gas, la tensión interfacial, la temperatura, el diámetro del wellbore y la presión (las últimas dos tienen mayor efecto). Es importante considerar que todos los datos anteriores se miden a condiciones de fondo de pozo.

¹¹ Ibid., p.2-3

Cuando dos líquidos están presentes en el pozo de gas, el líquido más pesado generalmente agua, determina la carga de líquido. La cantidad de líquido no afecta los rangos de velocidad crítica.

Para saber si un modelo se ajusta al modelo de Turner normal o Turner modificado es mediante la comparación de los resultados del modelo con los resultados de la prueba, si el modelo determina que el pozo está cargado y el test arroja el mismo resultado entonces la predicción es verdadera. Si el pozo está descargado y el test dice que está cargado, la predicción es falsa. Estos resultados provienen de comparar la tasa crítica de Turner con la tasa de gas del pozo. Si la tasa arrojada del test es mayor que la tasa crítica, el pozo está cargado.

Gráficamente lo anterior se representa así:



Fd: Fuerza de arrastre hacia arriba

Fb: Fuerza boyante hacia arriba

Fg: Fuerza gravedad

$Fd+Fb=Fg$: Por este motivo la gota sigue subiendo y conserva su velocidad y obtiene la velocidad crítica al gas necesaria para suspender la gota

Puede presentarse que las gotas se unan en una más grande, debido al flujo turbulento, cuando esto sucede la gota se hace más grande y las fuerzas no son capaces de seguirla arrastrando y empieza a descender hasta que se estrella o

choca y vuelve a dividirse en gotas más pequeñas que finalmente son extraídas, este fenómeno puede ayudar a evaluar el problema del entrapamiento de líquido, el cual se define así:

$$H_L = \frac{V_{sl}}{V_{sg} + V_{sl}} \text{ (Ec. 5)}$$

Donde

H_L =Entrampamiento de líquido (representa la concentración de gotas en un pozo de gas)

V_{sl} =Líquido superficial

V_{sg} =Velocidad del gas

A mayor valor de H_L mayor oportunidad de que las gotas se unan y se cargue el pozo. La concentración de las gotas de líquido es el tercer mecanismo que contribuye a la carga de líquido, junto con el mecanismo de la película de líquido y el mecanismo de Turner.

Turner está basado en el balance de fuerzas pero no tiene en cuenta el proceso de unión y depositación de las gotas, para bajas concentraciones de gotas de líquido, el chance de encontrarse es menor y el modelo de Turner aplica, de lo contrario no.

Adicional a esto, la longitud de la tubería también juega un papel importante, entre más larga la tubería más posibilidad de unión y depositación, para tal problema se realizó un nuevo ajuste al modelo de Turner que tiene en cuenta estos inconvenientes, en este nuevo ajuste se trabaja con un valor β el cual es un valor de la concentración de gotas de líquido, debajo de este, las gotas no se unen, o si lo hacen, se chocan y vuelven a ser pequeñas y el modelo de Turner es utilizado,

pero por encima de este valor, se necesita mayor velocidad del gas, lo cual genera mayor fuerza de arrastre, siendo así que se dió origen a las siguientes ecuaciones:

$$V_{critica-N} = V_{critica-T} = \frac{1.593[\sigma(\rho_L - \rho_g)^{1/4}]}{\rho_g^{1/2}} \text{ para } H_L \leq \beta \text{ (Ec. 6)}$$

$$V_{critica-N} = V_{critica-T} + \ln\left(\frac{H_L}{\beta}\right) + \alpha \text{ para } H_L > \beta \text{ (Ec. 7)}$$

$$q_{critica-N} = 3060PV_{critica-N}A \text{ (Ec. 8)}$$

Donde:

$V_{critica-N}$ [ft/sec]=Velocidad crítica nuevo modelo

H_L =liquid hold-up (entrampamiento de líquido)

β =Valor de la concentración de gotas

α =Constante=0.6

3.1 VELOCIDAD CRÍTICA

Se habla de velocidad crítica cuando la fuerza de arrastre y el peso de la gota se igualan, balanceando las fuerzas, de esta manera, el gas es capaz de transportar las pequeñas gotas de líquido hasta superficie. La velocidad crítica de Turner también se puede expresar para condensado y agua. Si el pozo produce agua, se usa la formulación específica para el agua debido que esta es más pesada que el condensado, obteniendo un mayor valor para la velocidad crítica

$$V_{C-condensado} [ft/seg] = \frac{4.043(45 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(0.0031P[psia])^{1/2}} \text{ (Ec. 9)}$$

$$V_{C-agua} [ft/seg] = \frac{5.321(67 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(0.0031P[psia])^{1/2}} \text{ (Ec. 10)}$$

Remplazando estas fórmulas en la ecuación de caudal crítico obtenemos:

$$Q_{C-\text{condensado}}[MMscf/d] = \frac{0.0676P[psia](Di[in])^2(45 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(T[^{\circ}F] + 460)Z(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 11)$$

$$Q_{C-\text{agua}}[MMscf/d] = \frac{0.089P[psia](Di[in])^2(67 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(T[^{\circ}F] + 460)Z(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 12)$$

3.1.1 Velocidad crítica para pozos de baja presión fluyente. La ecuación anteriormente presentada está basada en pozos de alta presión, para pozos con baja presión (menores a 1000psia) es necesario ajustar las ecuaciones, multiplicándolas por una constante igual a 0.8¹²:

$$V_{C-\text{condensado}}[ft/seg] = \frac{3.369(45 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 13)$$

$$V_{C-\text{agua}}[ft/seg] = \frac{4.434(67 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 14)$$

$$Q_{C-\text{condensado}}[MMscf/d] = \frac{0.0563P[psia](Di[in])^2(45 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(T[^{\circ}F] + 460)Z(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 15)$$

$$Q_{C-\text{agua}}[MMscf/d] = \frac{0.0742P[psia](Di[in])^2(67 - 0.0031P[psia])^{1/4}}{(T[^{\circ}F] + 460)Z(0.0031P[psia])^{1/2}} \quad (Ec. 16)$$

3.1.2 Velocidad crítica con la profundidad. Usualmente cuando se perfora y completa un pozo, los diámetros de tubería presentan diferentes valores, por lo

¹²ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Op. cit., p. 19

tanto, es indispensable evaluar la velocidad crítica en cada uno de esos puntos en donde se evidencia la discrepancia entre diámetros. Sucede lo mismo cuando el tubing permanece lejos de las perforaciones, en estos casos las velocidades más bajas se encontrarán en el fondo de pozo ya que ahí se encuentra el diámetro más grande de flujo y por ello será el punto más crítico y el primero en cargarse de líquidos. Por lo general, si un pozo con una sarta de diámetro constante, tiene una velocidad crítica en el fondo del pozo que es aceptable, es decir, la velocidad de flujo del gas es mayor que la velocidad crítica, entonces, la velocidad crítica será aceptable para todo el resto de la tubería.

Es importante también entender que la presión y temperatura pueden variar de forma significativa a lo largo de la tubería lo cual puede llevar a cambios en la velocidad de un punto a otro a lo largo de la tubería de producción aun cuando la tasa de flujo sea constante.

4. EQUIPO Y CONFIGURACIÓN DEL SOFTWARE PARA EL ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DEL LÍQUIDO

4.1 DEFINICIÓN Y PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO.

4.1.1 Definición. El Analizador Total de Pozos o TWM (Total Well Managment) es un software desarrollado por la empresa norteamericana Echometer, cuya casa matriz se encuentra en Texas (Estados Unidos), y el cual permite realizar básicamente los siguientes estudios para evaluar la productividad y/o detectar fallas en el sistema de levantamiento (natural o artificial) tenido en un pozo de aceite:

- Mediante los *Registros Acústicos (Sonolog)* se puede determinar el nivel de líquido en un pozo con levantamiento artificial, la presión de fondo de pozo (estática Pws-SBHP y/o dinámica Pwf-PBHP) y el flujo de gas en el anular con de fin de verificar si ha disminuido su potencial de producción.
- El análisis dinamométrico presta una ayuda efectiva de la evaluación de los problemas de un pozo con bombeo mecánico, ya que su objetivo es encontrar la causa por la cual el pozo disminuye la producción, antes de intentar cualquier reparación o mantenimiento.

Los anteriores estudios realizados a pozos de hidrocarburos se llevan a cabo gracias al uso de un paquete integrado de herramientas (pistolas a gas, transductores de presión, medidores de carga, otros) cuyo sistema está basado en convertidores de precisión análogo-digital, los cuales a su vez son controlados por un computador portátil con aplicaciones basadas en Windows (software TWM).

Para efecto de los objetivos planteados en el trabajo a desarrollar, el software TWM se estudiará a partir de su utilidad en la realización de estudios acústicos en los pozos, especificando su aplicabilidad en los pozos de gas.

4.1.2 Principio de funcionamiento del equipo. El estudio acústico y dinamométrico de un pozo se realiza integrando una serie de elementos y dispositivos electrónicos y ultrasónicos que permiten, en primer lugar, evaluar la eficiencia en la producción del pozo a partir de la medición de propiedades de éste como el nivel del líquido, la presión de fondo estática y dinámica y el gradiente de presión a lo largo de la tubería de producción, así como también realizar un diagnóstico sobre el correcto funcionamiento del sistema de bombeo mecánico (en caso de existir) a través de un análisis de cargas haciendo uso de los dinagramas. Como ya se mencionó, para efectos de la metodología a desarrollar en el presente proyecto, se estudiarán los elementos requeridos para realizar mediciones acústicas en un pozo de hidrocarburos.

Así, de forma general, para calcular el nivel del líquido existente en el pozo, un computador portátil controla el sistema de Analizador de pozos (Well Analyzer, TWM) enviando a un disparador remoto una señal, la cual acciona una válvula solenoide (es decir un sistema conformado por una válvula que permite o impide el paso de un fluido a través de un conducto y un solenoide o electroimán que a través de una corriente eléctrica acciona la válvula) dispuesta en la misma para liberar el gas (CO_2 o N_2) contenido en la cámara de carga del disparador remoto, generándose un pulso acústico que viaja por el espacio anular o tubería de producción hasta el nivel de fluido existente en el pozo¹³.

¹³RÍOS RODRÍGUEZ, Germán Salvador. Metodología para la medición de gas en cabeza de pozo utilizando el Well Analyzer. Universidad Industrial de Santander, Especialización en Ingeniería del gas. Bucaramanga, 2012, p.30

Los ecos generados por la reflexión de ese nivel de fluido así como de las uniones de tubería atravesadas (juntas) y cambios de diámetro percibidos por la onda durante su viaje a través del pozo (reducciones/aumentos del espacio anular) son leídos por un micrófono y un transductor de presión conectados en superficie al espacio anular (casing) o tubería de producción, y convierten las señales acústicas y variaciones de presión, respectivamente, en señales eléctricas que a su vez son convertidas al lenguaje binario de la computadora mediante convertidores análogos-digitales, para que finalmente la información acústica sea obtenida y analizada por el Well Analyzer.

Los equipos “Echometer”, poseen un límite de operatividad para los disparadores remotos y manuales (pistolas), el cual está determinado por el fabricante. Éstos se encuentran, para la pistola manual una presión máxima de operación de 5.000 psi, y para la pistola automática, 1.500 psi.

4.1.2.1 Medidores ultrasónicos. Son dispositivos que emiten una onda sónica de alta frecuencia, superior a la audible por el oído humano (>20000 Hz), y funcionan bajo el principio del tiempo de propagación del sonido: así, la onda emitida rebota sobre el obstáculo que se encuentra en frente (nivel del líquido, por ejemplo) y vuelve a su punto inicial (el medidor que es a la vez emisor y receptor). Bajo el concepto de que la velocidad del sonido es más o menos estable en el medio de propagación, el medidor determina la distancia en función del tiempo transcurrido entre la emisión de la onda y su recepción tras el rebote. Sin embargo, lo último no es del todo cierto, ya que la velocidad del sonido es función de variables como la densidad del medio (entre más denso sea mayor velocidad tendrá el sonido), de la temperatura y presión.

Por lo tanto, para amortiguar en parte los efectos de las perturbaciones sufridas por la onda en su recorrido, el hecho de que estos medidores utilicen ondas de altas frecuencias se traduce en una disminución de la difracción de las mismas, puesto

que al tener una frecuencia alta sus longitudes de onda serán muy pequeñas y no se esparcirán al encontrarse con obstáculos, siendo más fácil enfocar y dirigir el haz de ultrasonido.

4.1.2.2 Convertidor análogo-digital. Un convertidor analógico-digital no es más que un dispositivo electrónico capaz de convertir una entrada analógica de voltaje en un valor binario (digital), que es el lenguaje de las computadoras. Dicha conversión se realiza conectando a la entrada del dispositivo la señal analógica que varía de forma continua en el tiempo, donde es sometida a un muestreo a una velocidad fija, obteniéndose una señal digital de salida del mismo.

En el equipo del estudio acústico se utilizan principalmente dos tipos de sensores integrados: el micrófono, que capta las ondas sonoras y las envía al equipo central y el transductor de presión, herramienta que transforma los cambios de presión medidos en señales eléctricas que posteriormente (y así como las del micrófono), serán traducidas al lenguaje del computador.

4.2 EQUIPO UTILIZADO EN EL ESTUDIO ACÚSTICO

Básicamente un estudio acústico aplicado a un pozo de hidrocarburos consiste en el análisis y cálculo de:

- Profundidad del nivel del líquido presente en el pozo/tubería de producción.
- Presión de fondo de pozo, que puede ser estática (SBHP) o dinámica (PBHP).
- Distribución de Presión en el anular.
- Estimación del perfil de influjo del pozo (IPR)

Las anteriores mediciones permiten al ingeniero evaluar el rendimiento del pozo e identificar las variables operacionales que puedan estar dificultando un nivel de producción más óptimo para el mismo, trazando su productividad actual.

Para poder realizar los anteriores análisis, en el estudio se genera un pulso acústico en superficie que viaja a través del gas y va reflejando los cambios del área anular de la tubería y el nivel del líquido; señales que a través de un micrófono y transductor de presión son llevadas a un programa computarizado que analiza los pulsos acústicos y los procesa para entregar datos de interés como el nivel del líquido en el pozo, cálculos de la presión y flujo de gas por el anular y tubería de producción, presión de fondo de pozo, máximo rango de producción, entre otros. A continuación se describirán las principales herramientas usadas en un estudio acústico de un pozo de hidrocarburos:

- **Computador Portátil:** es el dispositivo que controla el analizador de pozo o well analyzer, encargado de procesar la información adquirida de las señales entregadas por el micrófono y el transductor de presión en forma electrónica. En su disco duro va instalado el Total Well Management, TWM, que es el software encargado de realizar el análisis de la información adquirida.

FIGURA 5. Computador acoplado al analizador de pozos.



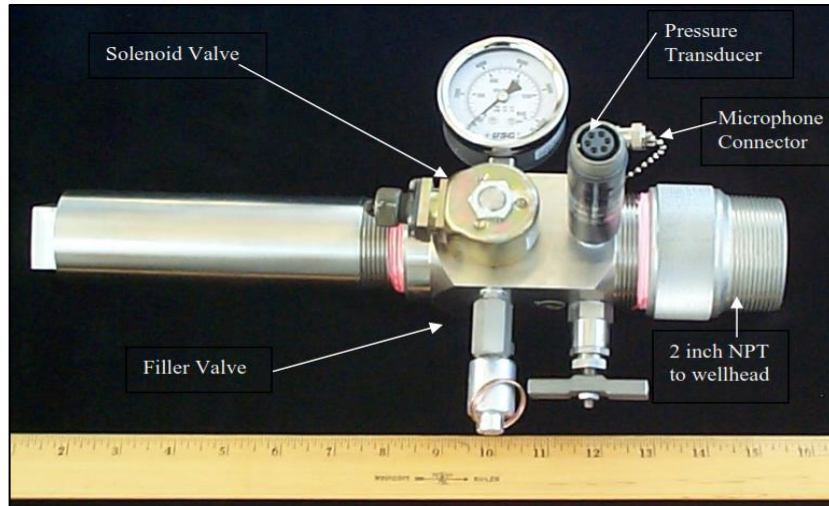
FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- **Pistola a gas o Disparador acústico:** corresponde a un dispositivo de disparo remoto o compacto que al ser activado genera un pulso acústico el cual viaja a través del pozo y detecta las anomalías y/o cambios en el espacio anular atravesado (uniones, nivel del líquido, etc.), cambios que son percibidos en superficie para su análisis.
- *Pistola de Gas de Disparo Remoto (WG):* la pistola a gas disparada remotamente genera un pulso acústico y detecta los ecos del fondo del pozo. Para ello contiene una cámara la cual se llena con un gas inerte comprimido (principalmente CO₂) para enviar un pulso acústico al pozo; además que posee un micrófono que detecta el disparo, las uniones, otros ecos del pozo y el nivel de fluido. El número de serie de este tipo de pistola tiene las letras WG (en las unidades más nuevas) seguido por tres o cuatro números. Por ejemplo WG123. La unidad estándar tiene una presión de trabajo de 1500 psi, pero el diseño se puede modificar para operar hasta 3000 psi¹⁴.

A continuación se muestra un esquema general de una pistola de gas remota, en la cual es de importancia resaltar la válvula solenoide que a través de una corriente eléctrica permite su apertura para que el gas comprimido se libere y viaje a través de la tubería. Tal flujo de gas al pozo sólo se producirá si la presión del gas en la cámara es mayor que la presión del pozo antes de abrirse la válvula (se recomienda que sea 150 psi por encima de la presión en el casing), pues de lo contrario el flujo será en reversa y partículas sólidas arrastradas por los fluidos del pozo entrarán en la cámara de gas ocasionando posteriormente problemas por presencia de arenas, escamas, corrosión, etc., afectando el buen funcionamiento de la pistola. Para reducir este hecho es necesario cargar la pistola con gas limpio luego de cada disparo registrado.

¹⁴ Ibid., p. 31

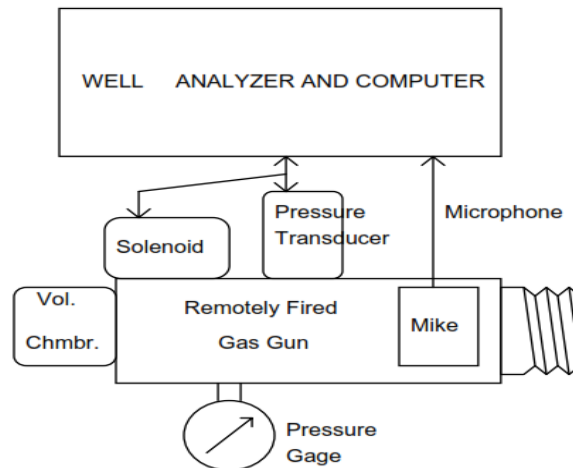
FIGURA 6. Dispositivo de disparo remoto 1500 psi.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company

Además de la válvula solenoide, la pistola cuenta con un manómetro que mide la presión en la cámara de gas, en la cual se puede corroborar que ésta precisamente sea mayor que la del casing para asegurar la calidad del pulso acústico, así como un adaptador macho-hembra de 2" de diámetro cubierto con cadmio que protege las roscas del excesivo desgaste.

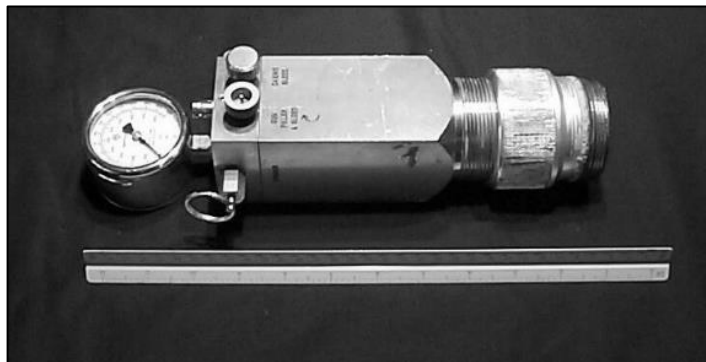
FIGURA 7. Configuración del hardware usando una pistola a gas de disparo remoto.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- *Pistola de Gas Compacta (CGG)*: La pistola compacta de gas tiene un micrófono y una cámara de 10 pulgadas cúbicas con una válvula de salida de ¼ de pulgada, y se conecta al pozo con un mínimo de reducción de diámetro. La válvula de salida abre rápidamente cuando se acciona el gatillo, lo que genera un pulso de presión. Si la presión de la cámara es mayor que la del anular, se genera un pulso de compresión. Si la presión en el anular es mayor que la presión en la cámara, se genera un pulso de vacío, también conocido como implosión. Debe haber una diferencia de presión entre la cámara y el anular para que se genere el pulso. Por lo general este dispositivo se usa en servicios de altas presiones (500-1500 psi)¹⁵. El usuario tiene la opción de escoger un pulso de explosión o implosión en la configuración del software:

FIGURA 8. Dispositivo de disparo compacto 1500 psi.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company

Pulso de explosión: La explosión usa gas externo para generar un pulso acústico en el pozo. En esta modalidad, la cámara se carga con un suministro de gas externo que está a una presión mayor que la presión del pozo.

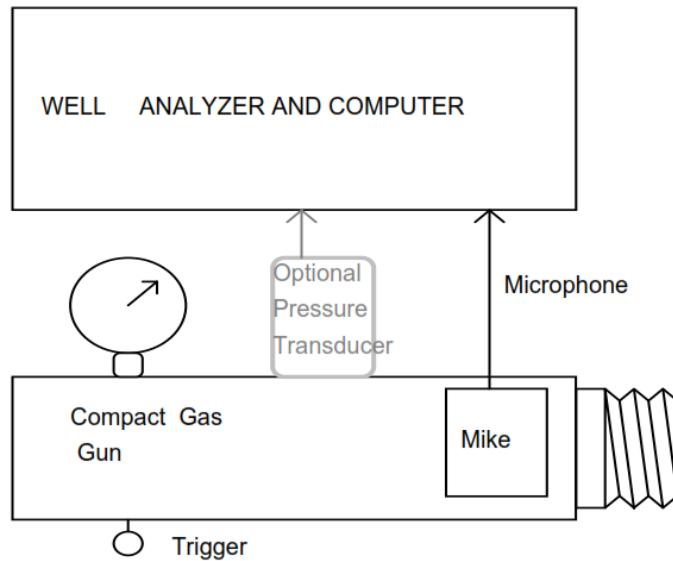
Pulso de implosión: La modalidad de implosión se usa si la presión del revestimiento (casing) es mayor que 100 psi¹⁶. Este método utiliza la presión del

¹⁵ Ibid., p. 32

¹⁶ Ibid., p. 33

gas del pozo para generar un pulso. Para liberar el gas desde la cámara se usa la válvula de alivio/llenado de la pistola a gas. En esta modalidad no se necesita un suministro de gas externo. Una configuración del hardware se muestra a continuación:

FIGURA 9. Configuración del hardware usando una pistola a gas compacta.



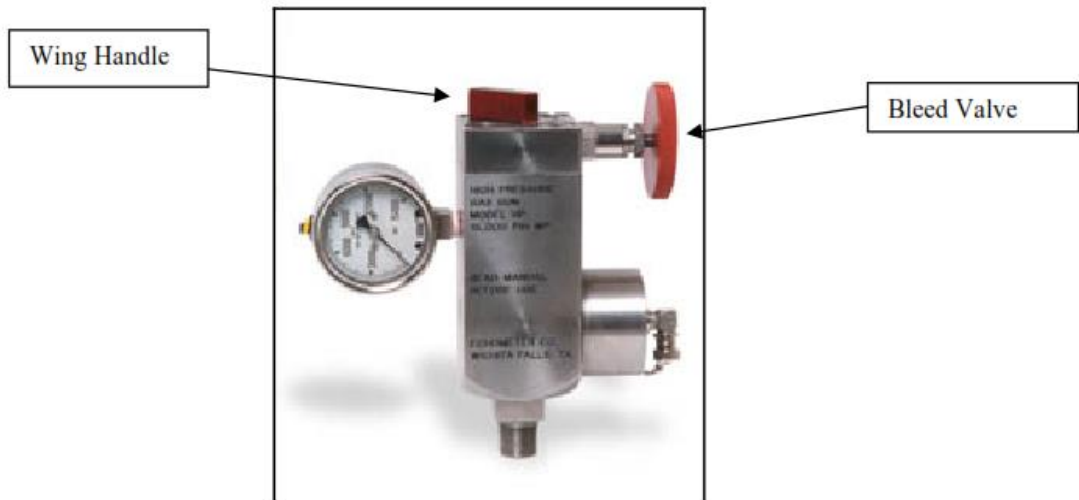
FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- *Pistola de Gas para Altas Presiones:* en pozos de altas presiones (por encima de 5000-15000 psi), estos dispositivos permiten realizar mediciones acústicas conectados al analizador de pozos, principalmente en pozos de gas, inyección de gas a pozos, de crudo de alta presión de flujo y pozos de gas condensado, donde se genera un pulso de forma manual por implosión haciendo uso de la alta presión existente en el pozo. Los principales diseños para pistolas de trabajo a altas presiones son:
- *Pistolas de gas para presiones de 5000 psi:* contienen un micrófono ensamblado y una cámara de gas separada mediante una válvula de bola. Puede usarse en modo implosión (típico) o explosión llenando la cámara con CO₂ o N₂.

- *Pistolas de gas para presiones de 15000 psi:* su funcionamiento es similar al de la pistola de gas compacta, posee una válvula de asiento con un interruptor que se desplaza en sentido anti horario para cerrarse. Lo anterior controla el paso entre el volumen de la cámara y la conexión al pozo, que queda sellado con un anillo en O (O-Ring) en la punta de la válvula, de modo que al girar el interruptor en sentido horario, se abra la válvula y el gas entra a la cámara por diferencia de presión. El máximo diferencial de presión que soporta la válvula de asiento es de 1000 psi, pues a valores superiores se dañará el O- Ring.

Todas estas pistolas también cuentan con una válvula de purga, que permite liberar cualquier presión adicional y diferente entre la del casing y la cámara, así como fijar el cero de medida en el transductor de presión.

FIGURA 10. Pistola de gas para presiones de 15000 psi.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Como ya se ha mencionado, el gas que se suministra a la pistola para los disparos por explosión o implosión, según el caso, corresponde a dióxido de carbono CO₂, o nitrógeno N₂, ambos gases inertes cuyo uso de uno u otro depende principalmente de la presión que se maneje en el anular o revestimiento; así, para

presiones altas es utilizado el N₂ ya que por su factor de compresibilidad puede soportar hasta 1200 psi usando poca masa en la cámara del disparador (el CO₂ puede alcanzar 900 psi). Por otro lado, el punto crítico del CO₂ (87.8 °F) es mucho mayor que el del nitrógeno (-232.6 °F), lo cual se traduce en una mayor capacidad del N₂ para mantenerse en fase gaseosa ante temperaturas no tan elevadas.

- **Transductor de Presión:** las medidas de presión en el revestimiento (casing) son hechas con un transductor electrónico, dispositivo que convierte las variaciones de presión percibidas en señales eléctricas. El transductor de presión estándar tiene un rango de trabajo de 0 a 1500 psi. La presión de estallido es de 3000 psi. El número de serie y los seis coeficientes se encuentran en la placa del transductor, y se usan para calcular la presión a partir de la señal de salida del transductor. Dichos valores se deben entrar en la pantalla de instalación antes de comenzar una prueba.

FIGURA 11. Transductor de presión.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Cuando la pistola se instala en el pozo debe asegurarse que la válvula del revestimiento (casing) está cerrada y la válvula de alivio está abierta a la atmósfera mientras se fija el cero en el transductor. Si la lectura de cero es grande, ± 100 psi, el transductor puede estar defectuoso, por lo cual es bueno revisarlo comparándolo con un manómetro convencional. *La presión máxima de operación del transductor en psi corresponde a dos veces el coeficiente C2.* Usar el transductor por encima del límite permitido de presión ocasionará severos daños al transductor. Si el transductor no da lecturas apropiadas, este puede estar

corroído y su uso es peligroso. Las lecturas de los transductores son compensados por los efectos de los cambios de temperatura por encima del rango de 0-140 °F.

- **Cables del analizador:** para la realización de las pruebas utilizamos cable de 150 pies y 300 pies, los cuales permiten activar o energizar el solenoide a distancia, de esta manera se recibe la señal acústica que registra el micrófono y se mantiene un margen de seguridad entre operador – pozo.

4.3 PROCEDIMIENTO PARA LA ADQUISICIÓN DE DATOS

Una vez estudiados los principales componentes para llevar a cabo un estudio acústico o sonolog en un pozo, se procederá a describir el procedimiento que se debe realizar para montar de forma adecuada la pistola en el cabezal, tomar el disparo y entrar los datos al programa.

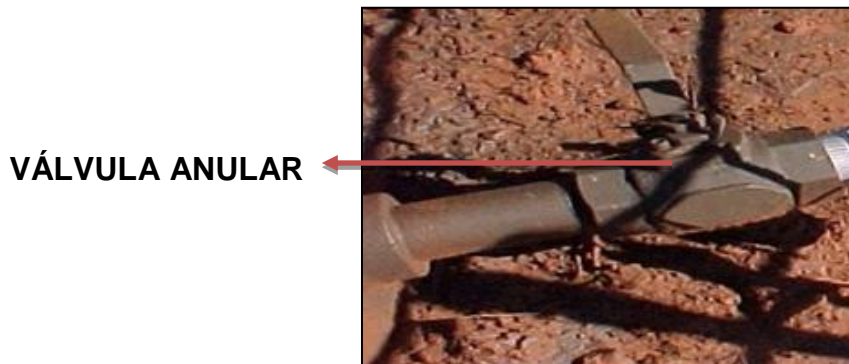
4.3.1 Procedimiento de montaje de la pistola de gas. Independientemente del tipo de pistola a utilizar en el estudio acústico, el procedimiento de montaje al cabezal de pozo es el mismo para todas, ya que las diferencias entre una u otra es básicamente la forma en que se genera el pulso acústico. Ahora bien, la pistola a gas puede ser montada en el anular del pozo (casing) o en la tubería de producción (tubing), lo cual depende de la finalidad del estudio a realizar y los datos que se deseen recolectar.

También es necesario advertir que antes de iniciar el montaje de la pistola el operador debe contar con los elementos de seguridad respectivos para el trabajo en campo (uniforme, casco, botas industriales, gafas de seguridad, audífonos, otros), para evitar daños o lesiones ante la posible liberación de fluidos del yacimiento o fallas en los equipos. Además de ello, quien opera el sistema debe

estar consciente que la pistola no puede estar en contacto directo con el crudo en ningún momento, pues afectaría el óptimo funcionamiento de los sensores. Teniendo en cuenta lo anterior, los pasos a seguir para hacer el montaje del disparador acústico son:

- i. Verificar que la válvula del anular del pozo se encuentre cerrada, en caso contrario, cerrarla completamente.

FIGURA 12. Válvula del anular del pozo.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- ii. Desconectar el tapón de la toma de dos pulgadas de diámetro del anular, si existe.
- iii. Inspeccionar las roscas de la pistola, así como de la conexión de la válvula del cabezal, para detectar posibles desgastes o corrosión de ellas. En caso de presentar estas averías, debe suspenderse el proceso para el mantenimiento de las conexiones, y evitar fugas a través de ellas.
- iv. Conectar el dispositivo de disparo, dando aproximadamente 4 ½ giros a las pistolas de gas con diámetro de 2" (modelos WG y CGG), manteniendo la válvula del anular cerrada.

FIGURA 13. Dispositivo de disparo conectado a la válvula anular.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- v. Conectar el transductor de presión en el dispositivo remoto.

FIGURA 14. Dispositivo de disparo conectado a la válvula anular enlazado con el analizador.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

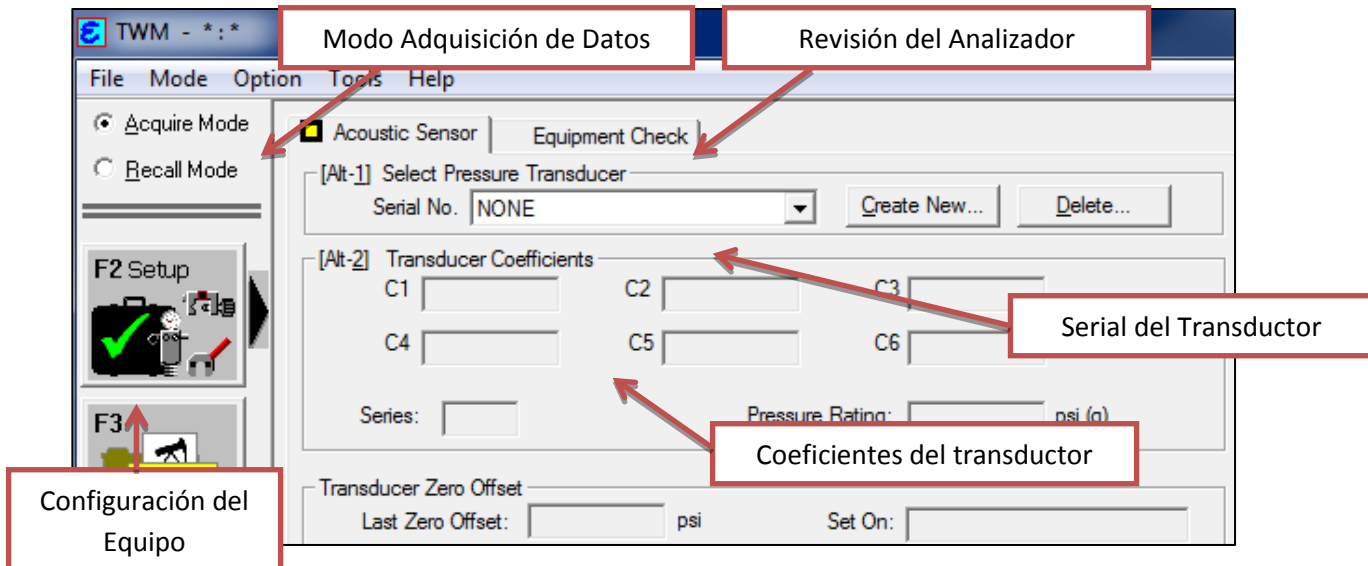
- vi. Conectar los cables al dispositivo de disparo y al analizador de pozo, leer presión de casing medida con el manómetro (abriendo la válvula del anular), luego de ser medida la presión, cerrar la válvula otra vez y drenar la presión (purga del sistema). Se recomienda que la distancia entre el cabezal de pozo y la conexión de la válvula-micrófono sea de tan siquiera 3 ft (5 ft sería lo óptimo), y que no hayan tantas conexiones en T o reductores de diámetro o codos, pues ello afecta la calidad del pulso acústico percibido. La pistola debe tener sus tres conexiones

(aseguradas con los dedos, no con llaves): la conexión del micrófono, del solenoide y del transductor de presión.

4.3.2 Procedimiento de disparo del pulso acústico y entrada de datos al software. Realizadas y revisadas las conexiones pertinentes en el pozo, se procede con el disparo acústico. Para tal fin, el procedimiento a seguir es el siguiente:

- i. Una vez conectados el cable central y el cable del micrófono al well analyzer, se encenderá éste y se esperará la activación de la luz verde que es indicio del buen encendido del equipo. El TWM se iniciará también de forma automática en el computador, acoplado al analizador de pozos.
- ii. En el escritorio se puede visualizar el ícono del TWM, y haciendo doble clic sobre éste se desplegará la página de inicio del programa. Dentro de ella, se debe seleccionar la opción modo adquirir (Acquire Mode) en la parte superior izquierda, ya que con dicha opción se hará una adquisición o guardado de datos de un pulso acústico a realizar; diferente a si se trabaja en modo llamada (Recall Mode), donde se analiza un registro sonolog tomado con anterioridad. Al hacer la selección respectiva aparecerá la primera fase de la adquisición de datos, que corresponde a la configuración del sistema o Setup (Ver figura 15).
- iii. Seleccionado el modo Adquisición (Acquire Mode), se desplegarán dos opciones en el programa: una corresponde a la pestaña de Equipment Check, donde el operador puede leer el estado de la batería interna del Well Analyzer, como el voltaje manejado, temperatura, entre otras características que garantizan un correcto funcionamiento de éste y óptima conexión entre el computador y el analizador de pozos.

FIGURA 15. Pantalla de Configuración del TWM



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

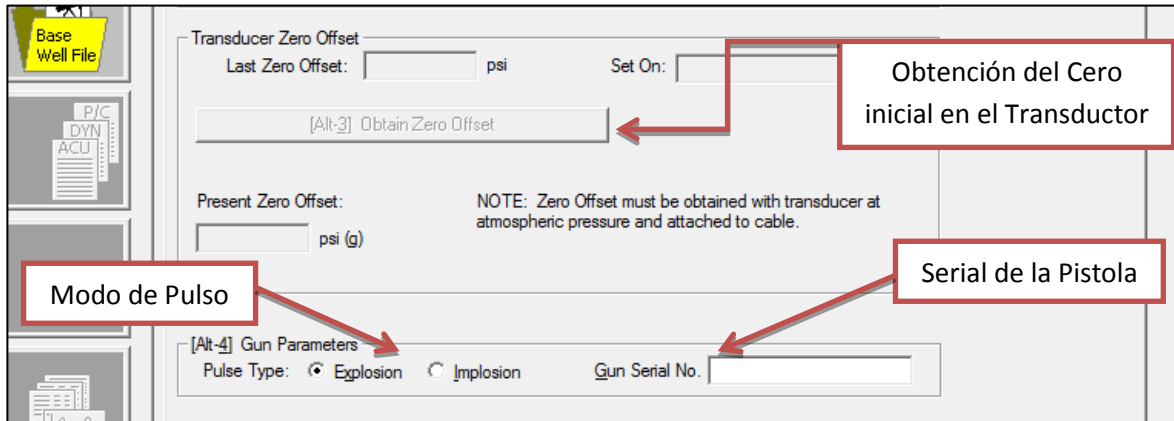
En la segunda opción, sensor acústico, se debe ingresar el número serial y los coeficientes del transductor de presión (si se va a realizar una prueba de restauración o Build up), que se encuentran nominados en éste. En caso de no aparecer el serial en las opciones dispuestas, puede ingresarse haciendo clic en "Create New".

Asimismo se introducirá en la parte inferior el serial de la pistola a utilizar y el modo de generación del disparo: explosión o implosión.

iv. A continuación y luego de abrir la válvula de purga de la pistola (para liberar cualquier presión adicional a la de la válvula del casing y la pistola), es necesario acomodar la marcación del cero en el transductor de presión, en caso de que se vaya a utilizar aquel, activando la opción de obtención del cero inicial (Obtain Zero Offset). Entonces las casillas de cero inicial anterior (Last Sero Offset), marcador establecido (Set On), temperatura (Temp) y cero inicial presente (Present Zero Offset) comenzarán a variar hasta estabilizarse en el valor de 0.0, momento en el que el operador deberá hacer clic en actualizar cero inicial con lectura actual

(Update Zero Offset with Present Reading) para salvar esta configuración. Luego de ello se cerrará la válvula de purga o drenaje.

FIGURA 16. Pantalla de Configuración del TWM II.

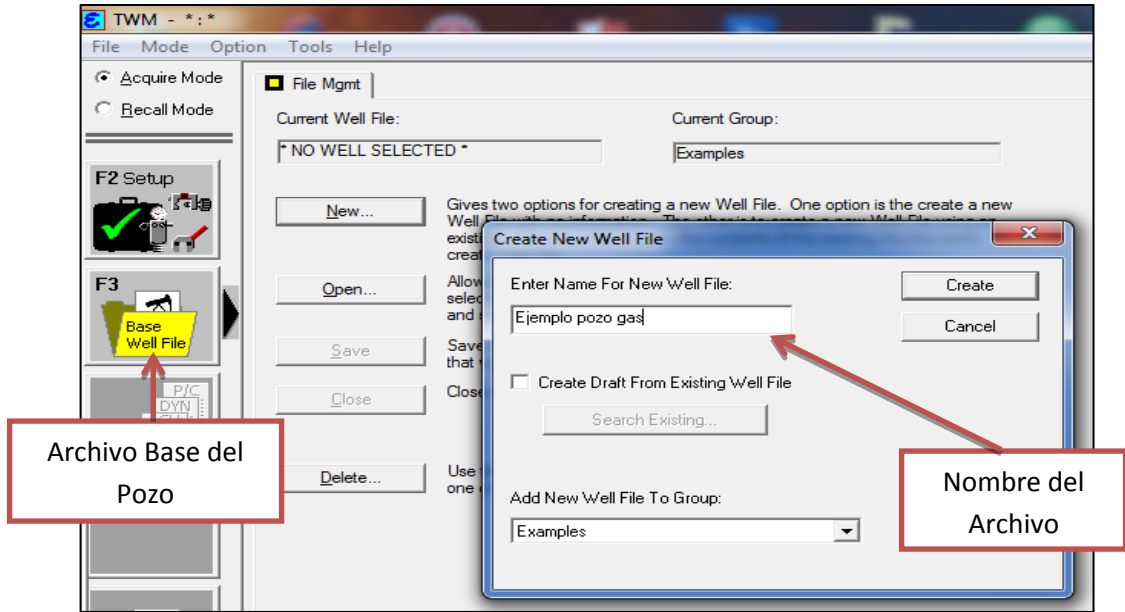


FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

v. Verificada la configuración inicial del sistema, se activa la opción de Archivo Base del Pozo (Base Well File), y enseguida se hace clic sobre la pestaña New para crear el archivo del sonolog que se va a tomar. A manera de ejemplo el archivo creado se llamará “Ejemplo pozo gas”. Una vez introducido su nombre, se desplegarán una serie de pestañas en las que se deben introducir los datos requeridos por el programa para hacer un análisis determinado, ya sea el cálculo del nivel del líquido, presión de fondo de pozo, IPR, prueba transiente de presión, análisis dinamométrico, etc.

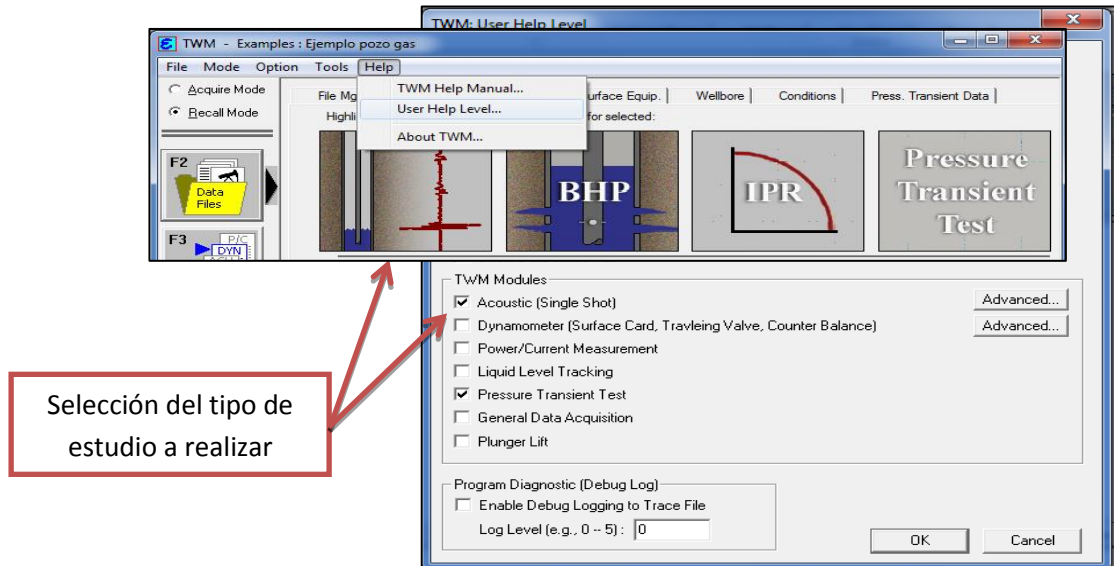
Nota: En vista de que el ejemplo incluye únicamente un estudio acústico y de prueba de ascenso de presión, en la barra de Menús se oprime la pestaña Help-User Help Level, y allí se seleccionan solo la prueba acústica y el Build Up, como se muestra a continuación.

FIGURA 17. Pantalla de creación del nuevo archivo de pozo del TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

FIGURA 18. Selección del tipo de prueba a realizar con el TWM

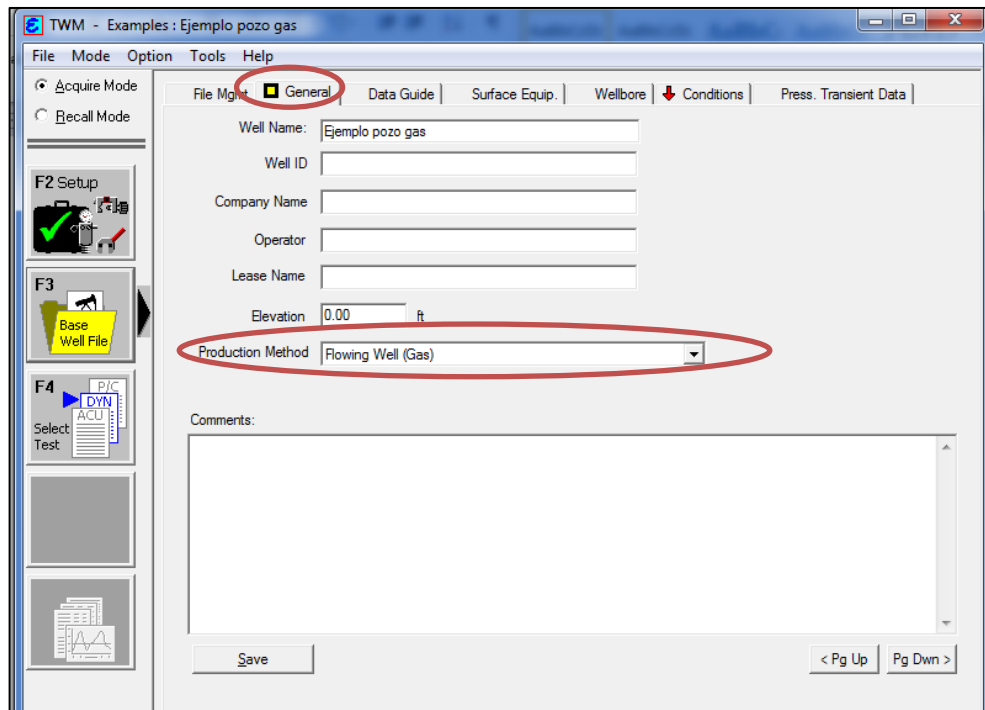


FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

vi. La primera pestaña para la entrada de datos incluye información general del pozo, como su nombre, el nombre de la compañía, del operador del test, de la

elevación de la cabeza de casing respecto al nivel del mar, y de gran importancia el Método de Producción del pozo: ya sea Bombeo Mecánico (Rod Pump), Bombeo Electrosumergible (ESP), Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP), o flujo natural de aceite (Flowing Well Oil) o para el caso, flujo de gas (Flowing Well Gas). También es visible un espacio para hacer comentarios importantes referentes al estado mecánico del pozo, propiedades o alguna información de interés. Llenados los espacios correspondientes es necesario oprimir la opción “Save” (Guardar) para que el software guarde la información entrada en el archivo creado.

FIGURA 19. Entrada de información básica del pozo al TWM.

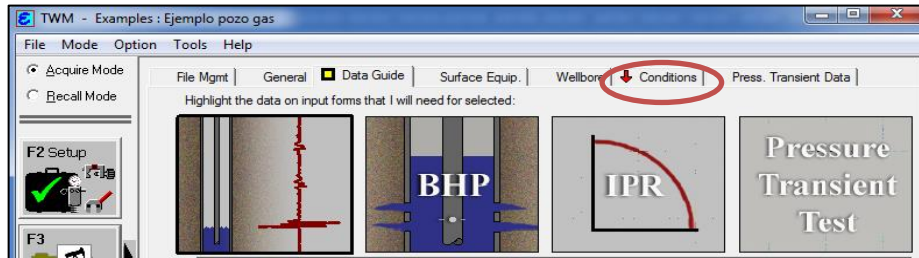


FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

vii. La siguiente pestaña desplegada en el programa es Data Guide y no es más que una guía que permite al operador tener conocimiento de los *datos mínimos* requeridos por el TWM para realizar un tipo de prueba o análisis en particular; para el caso presentado, una medición del nivel del líquido, IPR, cálculo

de presiones (BHP) y distribución del gradiente de presión. Para cada cálculo la configuración será la siguiente:

FIGURA 20. Guía de pruebas a realizar usando el TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- **Medición del Nivel del Líquido:** al hacer clic sobre la opción, el software indicará con una flecha roja hacia abajo la pestaña de la cual se necesita información para calcular la profundidad del nivel del líquido en el anular o tubing (según el caso), que corresponde a Conditions, sección del programa donde es posible introducir:

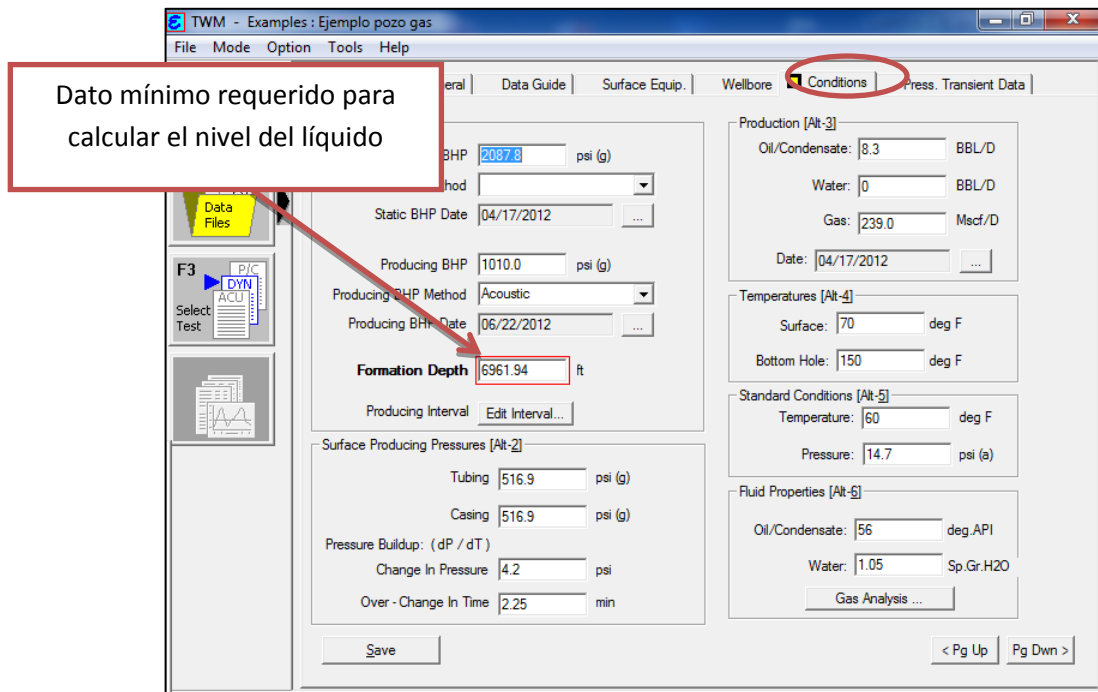
- Características del pozo.
- Datos del completamiento.
- Características de la Formación productora.
- Propiedades de los Fluidos Producidos.

Nota: Por lo general, se recomienda realizar el disparo por la tubería de producción (tubing) en caso de que existan empaques colocados en fondo de pozo, aunque en muchos casos la profundidad a la cual se colocan sirve como un marcador de fondo para calcular el nivel del líquido en disparos a través del casing.

Tal y como puede observarse en la figura de abajo, el mínimo requerimiento para el cálculo del nivel del líquido es la entrada de la profundidad en pies de la

formación a la cual se calculará la presión de fondo fluyendo (Pwf o PBHP). En vista de que la zona cañoneada corresponde a un intervalo productor, el tope de las perforaciones y su fondo es posible ingresarlos seleccionando Edit Interval.

FIGURA 21. Sección Conditions del TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Las demás variables de importancia a ingresar en Conditions son:

Presiones en Fondo y superficie: En esta parte de la sección Conditions se introducen datos conocidos de la presión estática del yacimiento (SBHP, Static Bottom Hole Pressure), y la presión dinámica o de fondo fluyendo (PBHP, Producing Bottom Hole Pressure), así como el método utilizado para obtener ese valor (medida, DST, medición acústica anterior) y la fecha de registro del mismo.

Presiones fluyentes en Superficie: Aquí se introducen la presión promedio (en psig) en el tubing y en cabeza de casing (en caso de no contar con un transductor

de presión se lee directamente), así como un cambio en presión de casing en un intervalo de tiempo, que se obtiene con el transductor o en caso de no usarlo, midiendo manualmente el cambio de presión (mínimo 10 psi de cambio observado) en un intervalo de tiempo no menor a 10 minutos.

Datos de Producción: Que son la producción más reciente reportada de crudo (condensado en un pozo gasífero) en barriles standard por día (BBL/D), usada para el cálculo del AoF o máximo potencial de producción de aceite del pozo. También involucra las producciones más recientes reportadas de agua en BBL/D y de gas en miles de pies cúbicos standard por día (Mscf/D), usadas la primera para el cálculo de gradientes de líquido/gas y máximas producciones de agua/gas del pozo, respectivamente. La fecha de los registros también se ingresa al sistema.

Datos de Temperatura: Incluye la temperatura en cabeza de pozo en grados Fahrenheit (°F), indispensable para cálculos de gradientes de gas, que típicamente oscila entre 60-70 °F, siendo el valor por defecto 70 °F (temperatura unos pies debajo de la superficie, no la del aire). Adicional a ella se introduce la temperatura en fondo de pozo (por defecto 150 °F) que, junto con la de superficie se utiliza para hacer correcciones de los gradientes de fluidos para condiciones de fondo. Puede ser obtenida de registros de pozos o usando el gradiente geotérmico local (en promedio 1°F/100 ft. de profundidad).

Propiedades de los Fluidos: Usadas para cálculos de gradientes, el valor por defecto para la gravedad API del aceite es de 40°, para la gravedad específica del agua 1.05 y para la densidad del gas respecto al aire existen dos maneras en las cuales el software deja introducirlas: introduciendo el valor si se conoce o con la composición del gas obtenida de un análisis hecho previamente, como se ilustra a continuación (el valor por defecto de composición es 100% metano- C1, que conlleva a una GE = 0.5531):

FIGURA 22. Entrada de la Gravedad específica del gas conocida al TWM.

Gas Analysis

Method To Determine Gas Gravity

Enter Gas Gravity

Gas Composition values used to calculate Gas Gravity

Input

Gas gravity Air = 1

%CO2 0

%N2 0

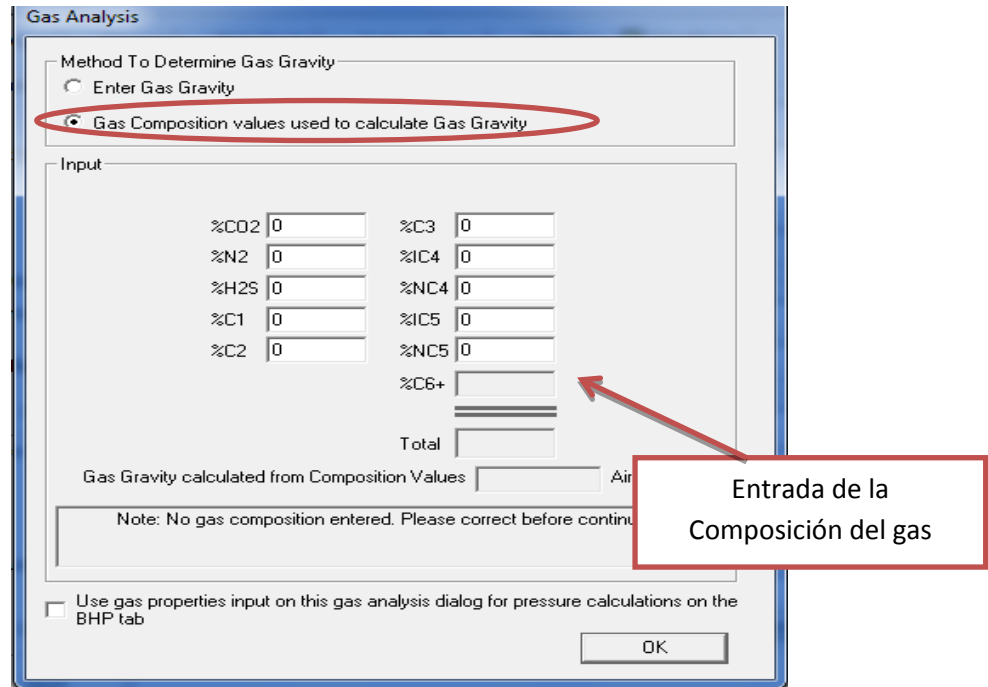
%H2S 0

Gravedad específica conocida del gas

FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

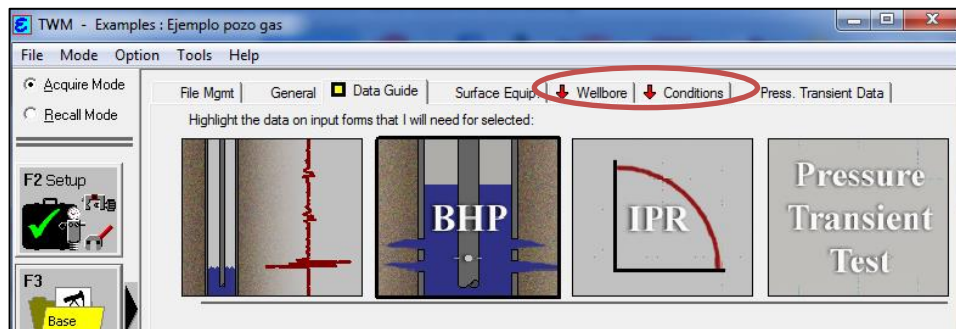
- **Cálculo de las Presiones en Fondo de pozo (BHP's):** para que el software pueda estimar el valor de las presiones dinámica y estática (de yacimiento) en fondo de pozo, así como el porcentaje de gas de la columna líquido- gaseosa formada en el tubing/casing según la prueba y de acuerdo a si el pozo está cargado o no, son requisitos mínimos datos de las condiciones del pozo (Conditions) como la profundidad de la formación, y además valores del equipo instalado en el Wellbore, como puede observarse en la figura 24.

FIGURA 23. Entrada de la composición del gas conocida al TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

FIGURA 24. Secciones a llenar en BHP usando el TWM.

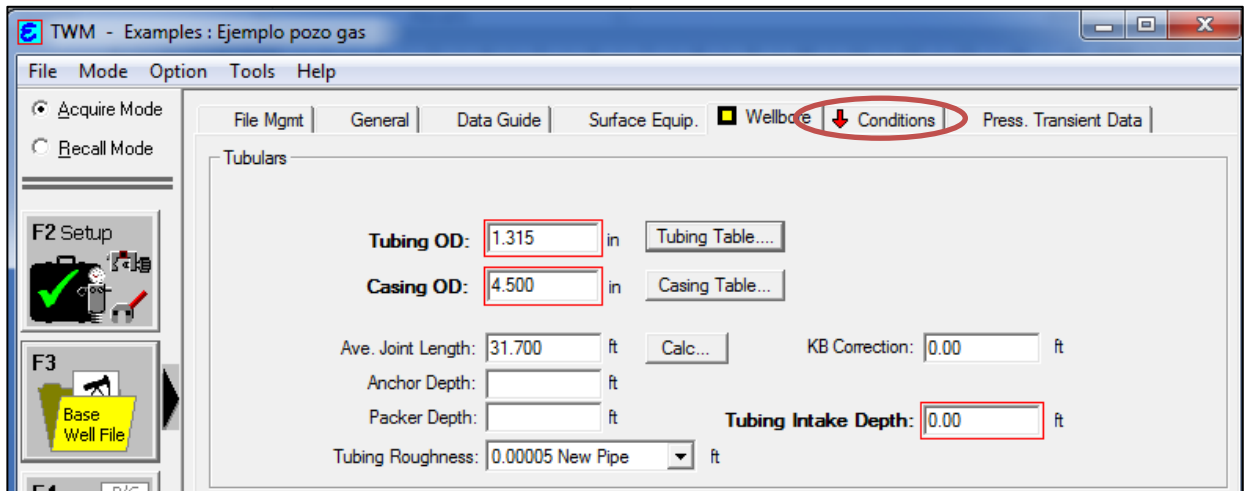


FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Así, en Wellbore los datos a necesitar para los cálculos nombrados son los diámetros externos del tubing y el casing, en pulgadas, y la profundidad a la que se encuentra la entrada del tubing, en pies.

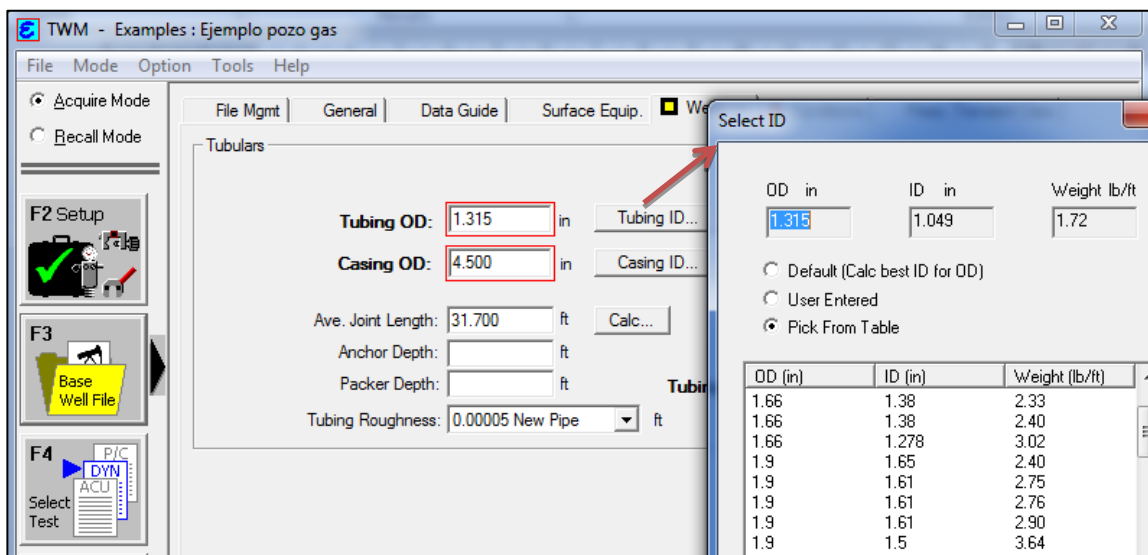
En caso de tener el diámetro interno de los tubos (tubing/casing), en la opción Tubing/Casing Table es posible encontrar un rango de valores de tubería que incluye el diámetro interno y su correspondiente externo con el peso en lb/ft.

FIGURA 25. Entrada de datos del wellbore al TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

FIGURA 26. Selección del diámetro externo del Tubing, sección Wellbore del TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Adicional a tal información, también deben introducirse datos como (si se cuenta con ellos):

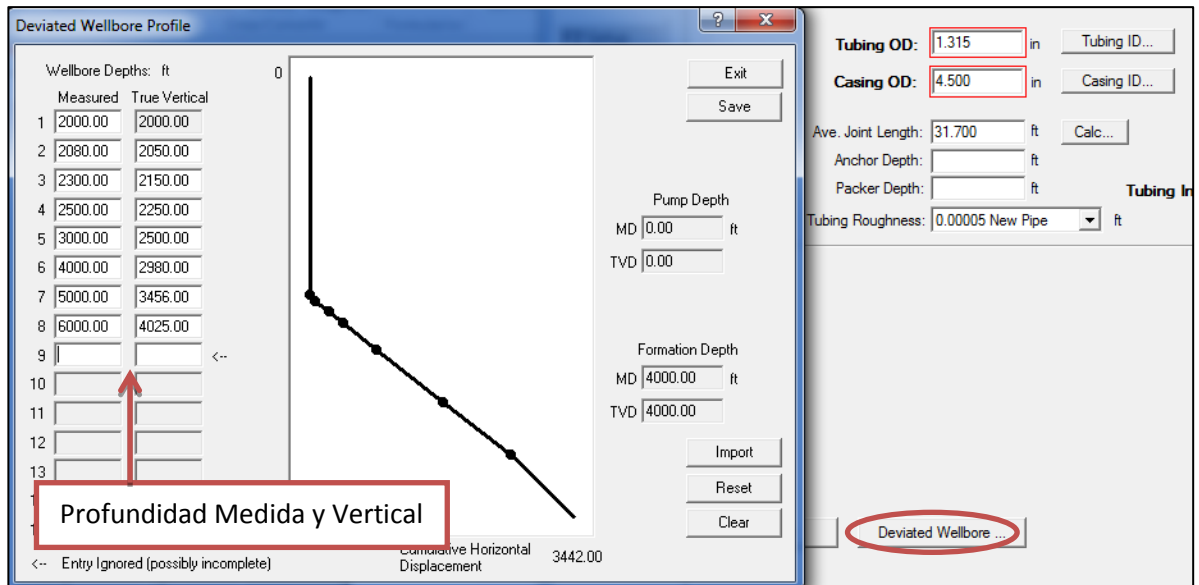
Longitud promedio de cada junta: usada para calcular el nivel del líquido por conteo collares; por ejemplo, 31.7 ft.

Profundidad del ancla y/o empaque: dada en pies, sirve como punto de referencia o marcador en la determinación del nivel del líquido. Se da como longitud medida, no vertical.

Corrección de la profundidad o KB Correction, que corresponde a la distancia en pies medida desde la mesa rotaria hasta el cabezal de pozo

Longitud Pozo desviado (Deviated Wellbore): la cual permite introducir la profundidad medida (MD, Measured Depth) y su correspondiente profundidad vertical (TVD, Total Vertical Depth) para un pozo desviado a estudiar, tal y como se muestra en la figura de abajo:

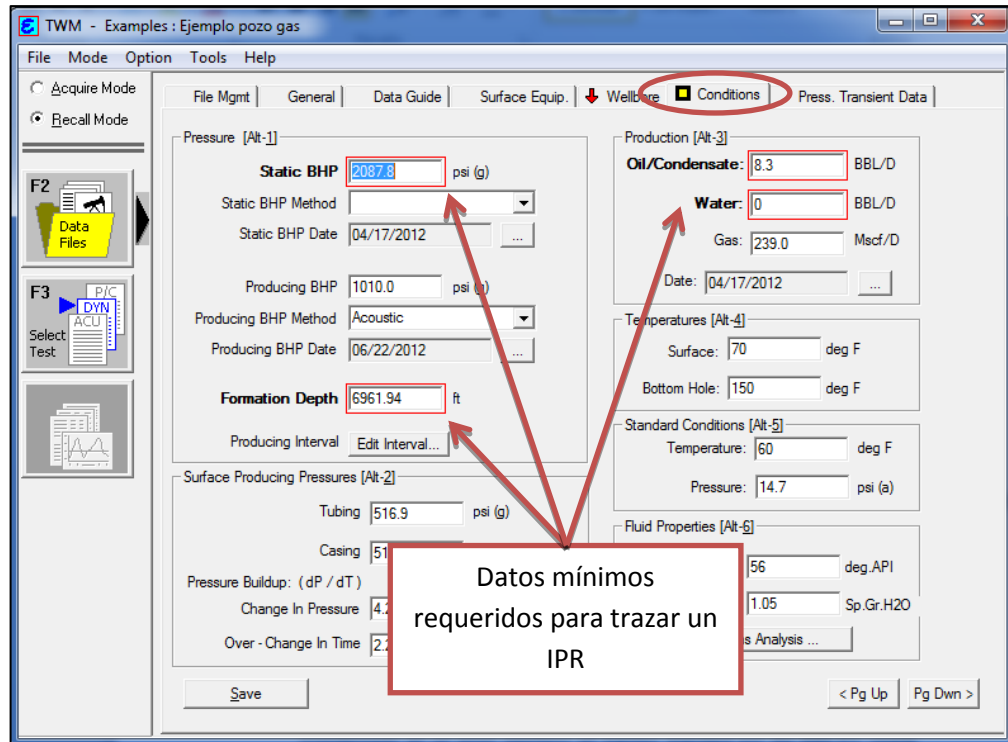
FIGURA 27. Entrada de profundidades para un pozo desviado usando el TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

- **Cálculo del IPR:** La curva de la capacidad de aporte del yacimiento a la producción en función de la presión de fondo fluyendo que se maneje (Pwf o PBHP) también requiere de unas condiciones mínimas del pozo y equipo instalado (en ésta última las mismas que en la opción wellbore), ilustradas a continuación:

FIGURA 28. Sección Conditions para análisis IPR del TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

viii. Guardados los datos de entrada al sistema, se procede a seleccionar el test a realizar oprimiendo F4 o haciendo clic sobre la pestaña del lado izquierdo de la pantalla del TWM (Select Test). Allí se escoge la opción *Acoustic* y Adquirir Datos (Acquire Data, F5). Activando la adquisición de datos, se desplegarán en la pantalla una serie de instrucciones sobre cómo preparar la pistola antes de oprimir F5 (Disparo acústico), las cuales son:

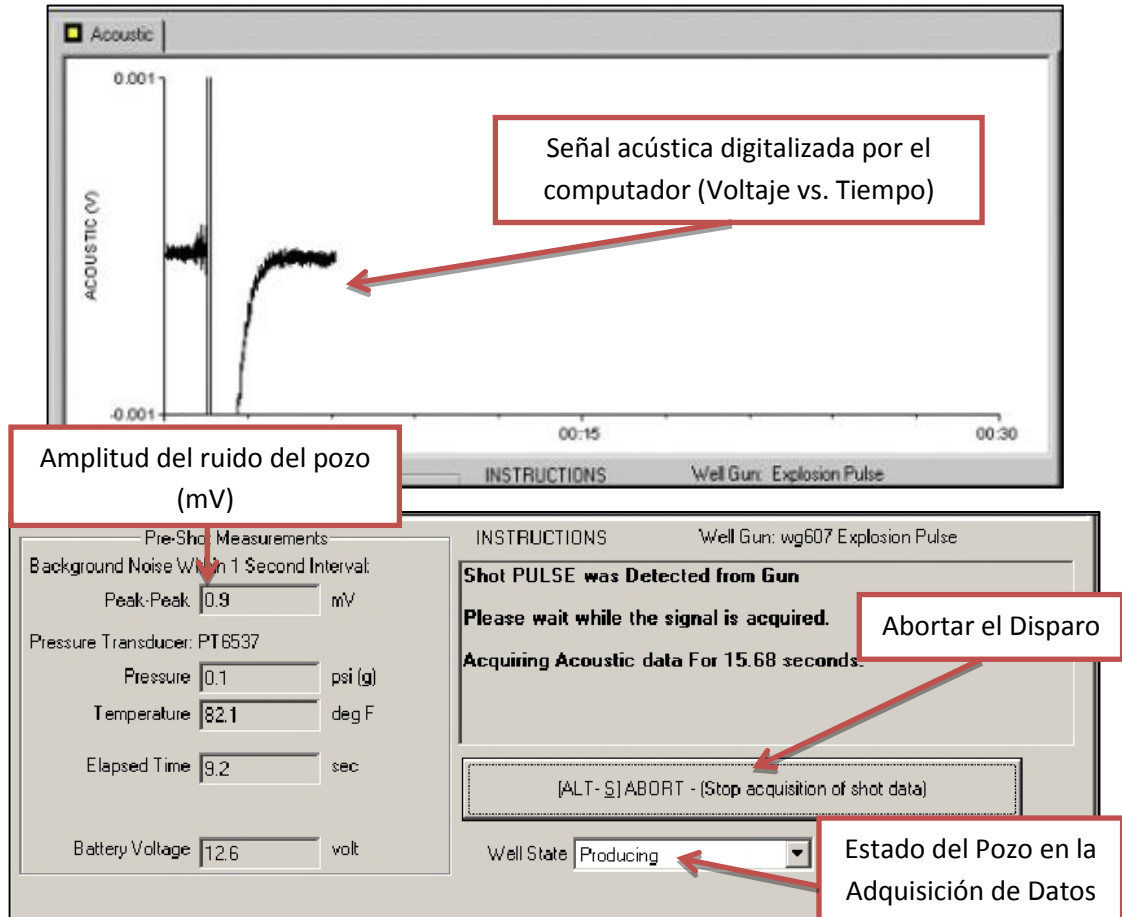
- **Cargar la pistola de disparo** con el cilindro de CO₂ o N₂ según el caso, con una presión de 150 psi mayor a la presión del anular del casing para un disparo de explosión, o 150 psi por debajo de la presión referenciada para un disparo por implosión (usando la válvula de drenaje para despresurizar la cámara). En caso de usar pistolas para servicios de 5000 psi y 15000 psi, el diferencial de presión entre la cámara y la presión de cabeza de casing no puede exceder los 1000 psi. La despresurización se hace llenando la cámara en primer lugar con fluido a la presión del anular, y luego usando la válvula de drenaje para llegar a la presión requerida.
- **Cerrar la válvula de purga** o drenaje de la pistola acústica.
- **Abrir la válvula del casing** en el cabezal entre la pistola acústica y el anular, conociéndose ya la presión de superficie de pozo.
- **Cerrar todas las demás válvulas** que conecten el casing a otras líneas de flujo.

ix. Seguidas las instrucciones anteriores, se dispara la pistola oprimiendo F5 o la opción Fire Shot (disparo), donde la secuencia de disparo dependerá del tipo de pistola a utilizar. Así, la pistola WG permite el disparo de forma automática (controlando la válvula solenoide el TWM), que también se usa para aquellas que manejen presiones de 5000 y/o 15000 psi. La pistola compacta CGC, por su parte, sólo se dispara de forma manual (el programa emite un mensaje para hacer el disparo), y debido a que ella se usa para presiones mayores a 500 psi, suele utilizarse una palanca o armado para reducir la fuerza de carga del disparo.

Iniciado el disparo, se emitirá un mensaje de adquisición de datos (*Shot PULSE was Detected from GUN*) y el programa empezará a registrar la señal acústica detectada por los sensores del equipo durante un tiempo basado en la profundidad de la formación que fue introducida en el Archivo Base del Pozo (3 segundos de data acústica adquirida por cada 1000 ft de profundidad de Formación registrada,

de acuerdo al Manual de uso del TWM). El valor por defecto es de 30 segundos de adquisición.

FIGURA 29. Adquisición de Datos Acústicos por el software TWM.



FUENTE: Manual de TWM Echometer Company.

Tal y como se aprecia en la figura de arriba, el ruido en fondo de pozo para un intervalo de tiempo específico es registrado por el software, y se dice (según el Manual del TWM) que si ésta excede los 5 milivoltios (mV) es indicio de la posible presencia de una columna líquido-gaseosa en fondo de pozo, en cuyo caso se debe colocar más presión en la cámara de la pistola.

x. Una vez adquirida y procesada la información, se podrá salvar la información o descartarla para realizar otro disparo. También, en caso de que el

disparo no hubiese sido detectado, se abortará la operación para iniciar otro disparo con una presión más alta en la cámara del disparador, mediante la opción *ABORT- Stop acquisition of Shot data* en la parte inferior de la pantalla (Ver figura arriba).

Nota: Una vez guardada la información acústica y al no realizarse en este caso una prueba de restauración de presión en el casing (en cuyo caso luego de adquirir la data el programa empezaría a registrar cada 15 segundos la presión de restauración en el anular o revestimiento por un mínimo de 2 minutos y máximo de 15), el software automáticamente dirigirá al operador a la pestaña de Análisis de la Información registrada (*Analyze-F6*).

5. ESTUDIO ACÚSTICO DEL NIVEL DEL LÍQUIDO EN POZOS DE GAS

La medición acústica, en forma general, se diseña para determinar qué gradiente de flujo hay en el pozo mediante mediciones del nivel del fluido y medidas de presión en superficie, mientras el flujo se detiene por un tiempo suficiente para evaluar el comportamiento y distribución de los fluidos en el tubing o anular¹⁷. Además, su uso es ventajoso respecto al uso de una tecnología wireline en cuanto a que es un equipo portátil de menor costo y riesgos sobre aquel, ya que las herramientas no se introducen como tal en el pozo.

Así, en pozos de gas el análisis acústico permite determinar principalmente:

- La cantidad de carga de líquido residente en el tubing (o anular en caso de una bomba puesta), y si éste se encuentra uniformemente distribuido a lo largo de la longitud del pozo como flujo anular o flujo niebla, o se ha vuelto al fondo del pozo como líquido.
- La rata de gas aproximada dentro del tubing.
- El gradiente equivalente de la columna líquido-gaseosa dentro del tubing, y la contrapresión ejercida a la Formación debida a ese líquido acumulado.
- Presión de fondo estática (P_{ws} -SBHP, Static Bottom Hole Pressure), o dinámica (P_{wf} -PBHP, Producing Bottom Hole Pressure), las cuales corresponden a la presión existente frente a los perforados en el fondo del pozo.

De esta manera, un sonolog aplicado a un pozo de gas puede ser utilizado para responder las siguientes preguntas¹⁸:

¹⁷ McCOY, J.N.; ROWLAND, O. Lynn; Echometer Company, PODIO, A.L.; University of Texas (Austin, E.E.U.U.). SPE 120643. Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. En SPE En: SPE Production and Operations Symposium, 2009, p. 2

¹⁸ Ibid., p. 2

- ¿Está el gas fluyendo?
- ¿Cuál es el nivel del líquido en el tubing y/o casing?
- ¿Cuál es el porcentaje de líquido en la columna de fluido?
- ¿Cómo cae el nivel del líquido a medida que cae la tasa de gas?
- ¿Cuánto líquido hay en el tubing por encima de la entrada del tubing?
- ¿Cuáles son las presiones de fondo estática (P_{ws} -SBHP) y dinámica (P_{wf} -PBHP)
- ¿Cuál es la tasa de flujo restringida debida a la contrapresión de la carga de líquido?
- ¿La presión en el tubing del gas/líquido saca líquido del tubing (es mayor a la tasa crítica de Turner)?
- ¿Cuál es la máxima rata de producción disponible para el pozo?

También, de acuerdo al estado del pozo de gas, el eco reflejado en la prueba acústica mostrará lo siguiente:

Caso 1: Si $Q_g > Q_{crítica\ Turner}$

Si la tasa de gas en el pozo es mayor que la mínima para levantar la columna líquido-gaseosa en el fondo, conocida como la Tasa de Turner (estudiada en el capítulo 2), la interfase gas-niebla estará en la superficie y no se mostrará un nivel de líquido en el tubing. Las mediciones de los niveles de fluidos muestran que existe un gradiente de flujo ligeramente uniforme en el tubing desde la interfase gas/niebla hasta el fondo del pozo.

Caso 2: Si $Q_g < Q_{crítica\ Turner}$

En tal caso hay una interfase gas-líquido mostrada claramente en la prueba (nivel de líquido) y el gradiente de presión fluyendo mostrará dos valores: un gradiente

de gas muy ligero por encima de la interfase gas/líquido y un gradiente líquido-gaseoso más pesado por debajo de ella.

Caso 3: Si el pozo se ha cerrado un largo período de tiempo, se acumulará gran presión en el tubing y desplazará el líquido fuera de él, luego un estudio acústico mostrará ecos en el fondo del pozo, y un nivel de líquido allí (en los perforados).

A partir de los anteriores análisis, es posible posteriormente evaluar la factibilidad de usar algún método de levantamiento para remover esa carga de líquido en el pozo, así como la rata de gas incremental que se obtendrá al removerla, por ejemplo:

- Rediseño de las dimensiones de la cadena de flujo (tubing).
- Instalación de un sistema de pistones o bombas (sistemas de compresión, gas lift, plunger lift, bombeo hidráulico).
- Adición de surfactantes para reducir el gradiente.

5.1 SECCIONES DEL PROGRAMA TWM PARA EL ESTUDIO ACÚSTICO EN POZOS DE GAS

En la opción de Análisis (*Analyze-F6*) del TWM es posible apreciar cuatro pestañas para el estudio acústico a realizar en un pozo de gas con posible acumulación de líquidos en fondo, a saber:

- Selección del Nivel del Líquido (Select Liquid Level).
- Determinación de la Profundidad del Nivel (Depth Determination).
- Determinación de la Presión de Fondo de Pozo (Bottom-Hole Pressure, BHP).
- De-Liquification (Pozos de gas).

Nota: La sección de De-Liquification (delicuefacción de la columna líquido gaseosa) se activa al realizar el disparo por la tubería de producción (tubing), mas no por el casing, ya que precisamente su finalidad es proponer una estrategia para el levantamiento de la nombrada columna formada en el tubing para incrementar la producción del pozo gasífero.

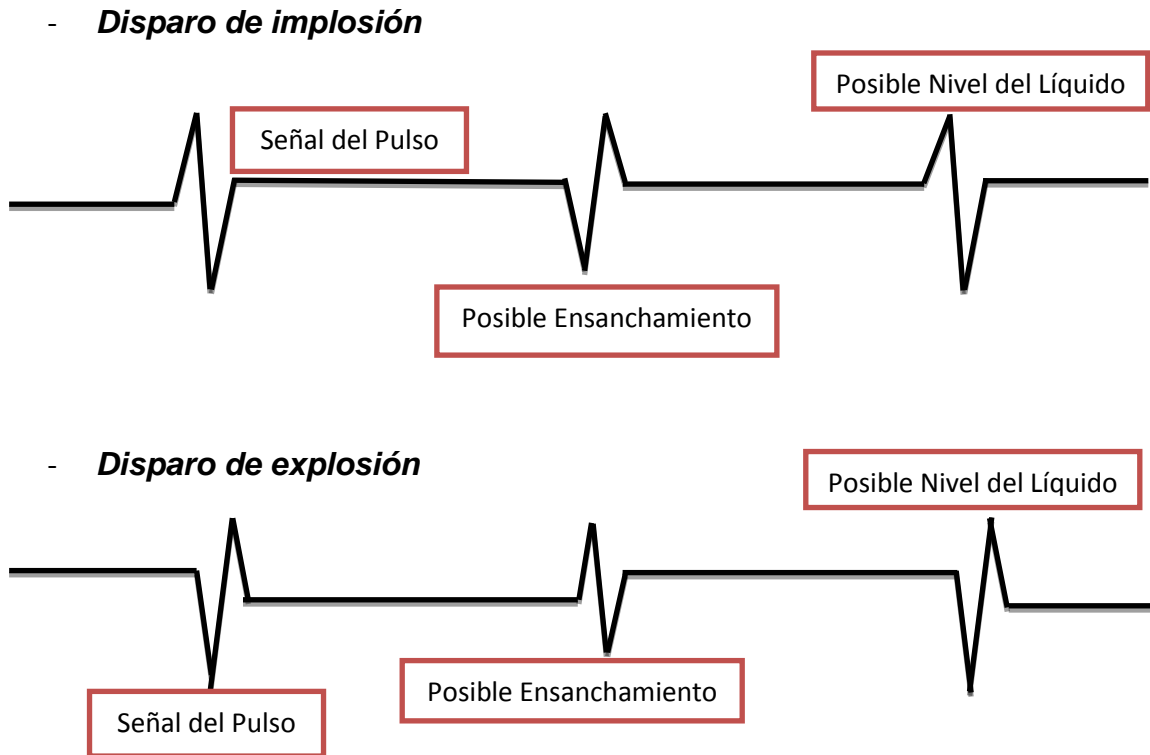
5.1.1 Sección Selección del Nivel de Líquido (Select Liquid Level). En esta primera sección del estudio acústico se puede visualizar una pantalla con la señal generada por el disparo de implosión o explosión, según corresponda, y un posible nivel del líquido seleccionado por el programa, teniendo en cuenta el pulso original generado y las variaciones de éste en las reflexiones enviadas a medida que atraviesa la tubería.

Lo anterior se comprende en el hecho de que la onda que produce la pistola a gas sale con cierto sentido, y en su viaje a través del pozo sufre variaciones debidas a anomalías en la geometría y/o espacio interno de la tubería que se reflejan en cambios de sentido de esa señal acústica.

Así, una reducción en el espacio de la tubería resulta en reflexiones de compresión que se observan como *patadas hacia abajo* (como topes de liners, tubería anclada, depósitos de parafinas/escamas, uniones o collares de los tubos, o el Nivel del Líquido); en tanto que otras anomalías incrementan dicho espacio y resultan en la refracción de las ondas reflejadas, mostrándose como *patadas hacia arriba* (como perforaciones, huecos abiertos, mangas de circulación, tubería partida, final de la tubería, otras razones).

Toda obstrucción del espacio atravesado tendrá un sentido igual al del pulso generado por la pistola, siendo el inverso para cualquier obstrucción que aumente el área¹⁹, así:

FIGURA 30. Formas del Pulso Acústico generadas por el software TWM.



FUENTE: Autores.

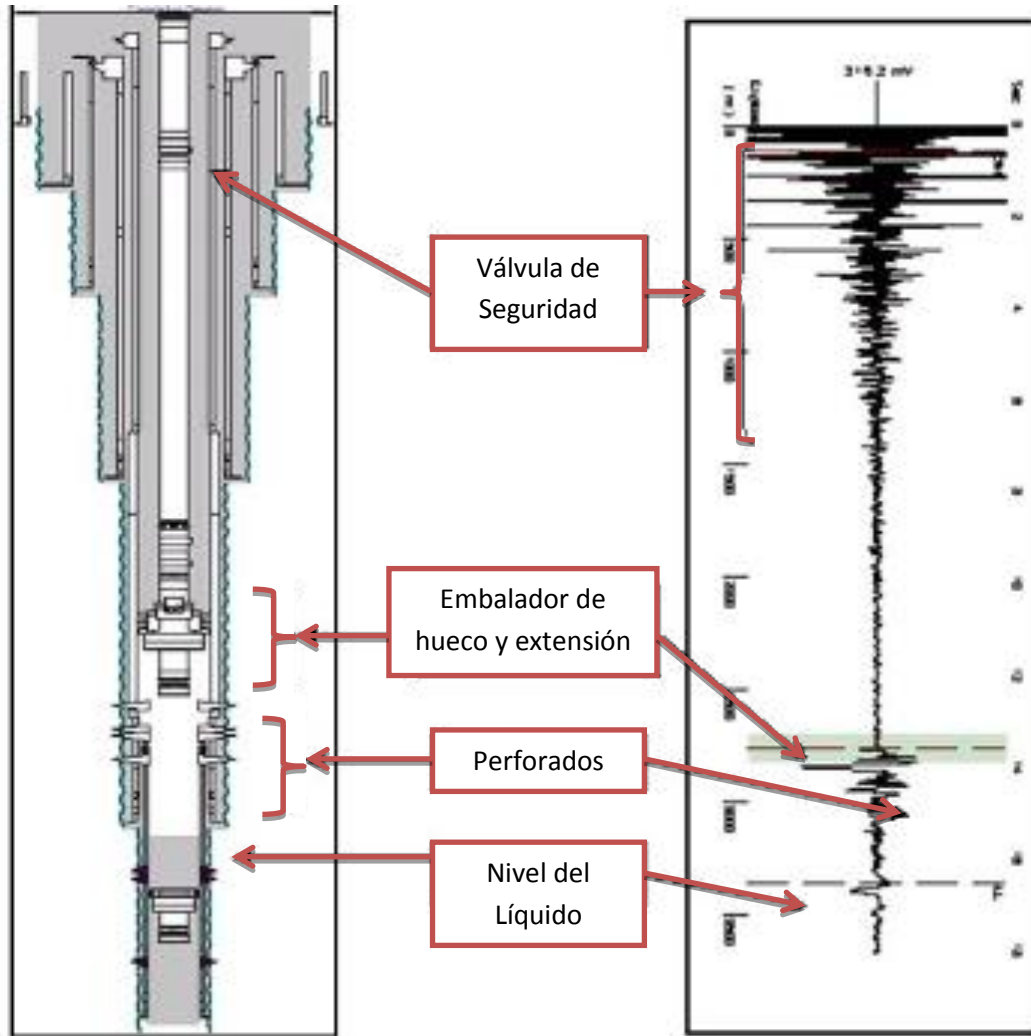
Con base en lo anterior, en la siguiente pantalla de Selección del Nivel del líquido para el caso ejemplo de un pozo de gas, es importante reconocer:

- Una línea punteada vertical que marca el posible nivel del líquido para la prueba realizada, registrando su eco respectivo (como señal de voltaje) a un tiempo determinado, que constituye el *Tiempo de viaje en el ciclo*(*Round Trip Travel Time*, **RTTT**) al nivel del líquido, es decir, la duración del pulso acústico

¹⁹RÍOS RODRÍGUEZ. Op. cit., p. 50

desde que sale de la pistola hasta que refleja el nivel en el micrófono de superficie. En el programa dicho tiempo se ubica en la casilla *Indicator @*. (Ver figura 28).

FIGURA 31. Esquema de un pozo Offshore y su correspondiente Data Acústica, software TWM.



FUENTE: Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. SPE 120643. Echometer Company, 2009.

- En caso de que el pozo presente condiciones mecánicas particulares como tubing anclado, liners, restricciones en fondo, etc., puede que el programa muestre un nivel del líquido inadecuado. En tal caso hay dos formas de corregir el supuesto

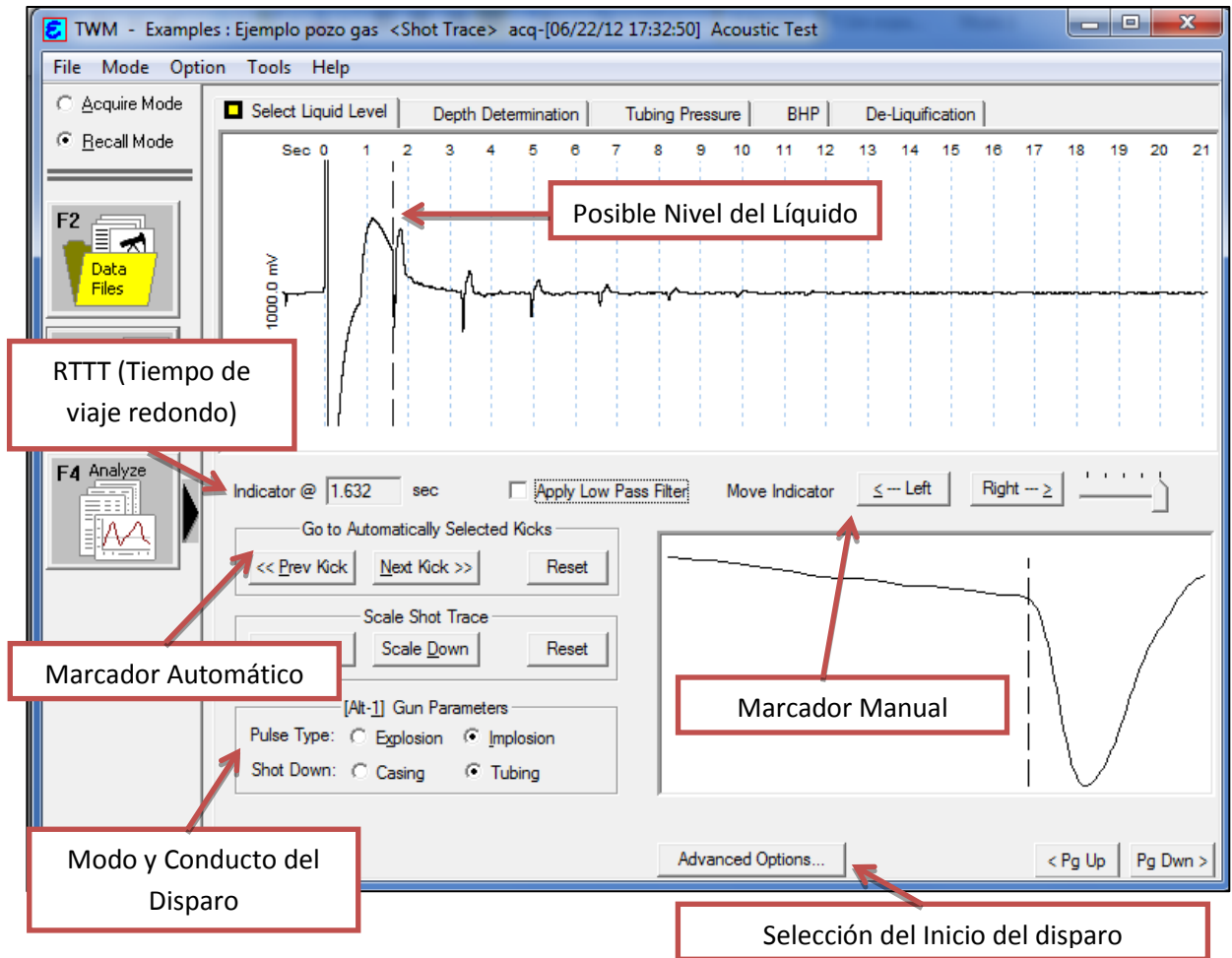
nivel mostrado: una consiste en mover la línea vertical punteada a derecha o izquierda con las opciones *Prev Kick/Next Kick*, para que el software automáticamente identifique otra señal que puede corresponder al nivel del líquido buscado y relacionado con los indicadores anteriores; y la otra es hacer uso de los botones *Left/Right*, donde de forma manual se busca el nivel desplazándose en intervalos desde 0.1 hasta 0.001 segundos (escala mostrada al lado de los botones).

- En *Advanced Options*, opción presentada al final de la pestaña en estudio, el operador puede modificar el comienzo del disparo para el software, de acuerdo al valor umbral (*Threshold Value*) de la señal acústica para iniciar el reconocimiento de tal disparo (por defecto se usa localizarlo en el voltaje umbral, a menos que haya mucho ruido en el pozo u otra condición que requiera iniciarlo después).

En caso de que el nivel del líquido no se vea claramente por factores como el ruido del pozo, la profundidad del nivel, o que se observen varias perturbaciones que pueden considerarse como el nivel buscado, debe repetirse el disparo con una presión mayor en la cámara de la pistola acústica²⁰. Además, en pozos con un nivel muy superficial muchas veces el RTTT entre la superficie y el nivel del líquido no llega a ser ni 1.0 segundo, lo que hace al programa tener dificultades para encontrar dicho nivel automáticamente, lo cual requiere moverlo de forma manual. Lo anterior se puede realizar haciendo uso de los controles *Right/Left*, mostrados en la pantalla en estudio.

²⁰ Ibid., p. 50

FIGURA 32. Sección Selección del Nivel del Líquido del TWM.



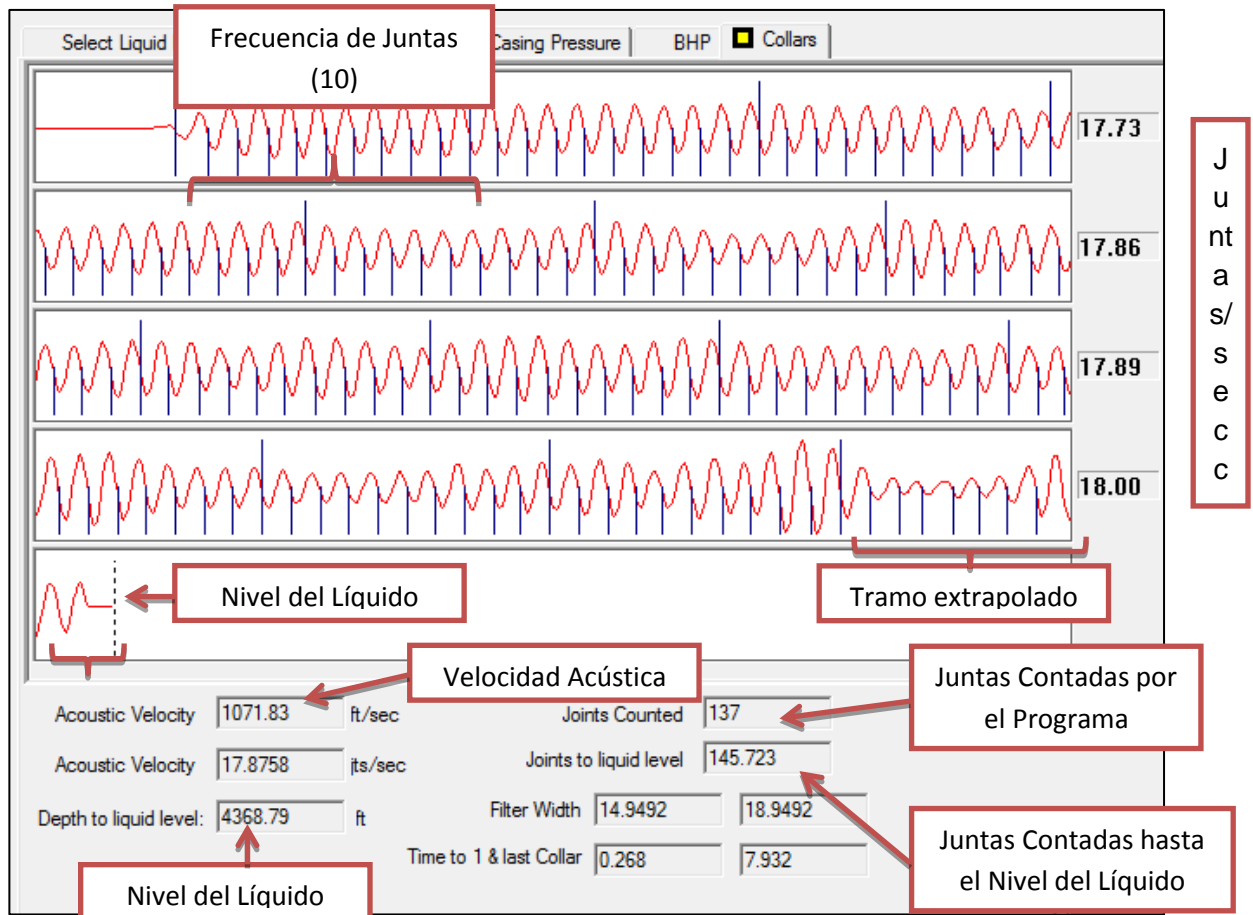
FUENTE: Manual Echometer Company.

5.1.2 Sección Determinación de la Profundidad del Nivel (Depth Determination). Ajustado el nivel del líquido al eco correcto, se procede a calcular su profundidad en el anular/tubing, para lo cual existen varios procedimientos que dependen de la información con la que se cuente para tal objetivo, resultando las siguientes opciones de cálculo:

- Método Automático.
- Método Manual.
- Método del Marcador de Fondo de Pozo.

- Método de la Velocidad Acústica.
- **Método Automático:** la base del método automático es el conteo de uniones o collares de tubería (tubing o casing, según donde se hubiese mandado el disparo) a medida que el pulso acústico enviado va reflejándose en superficie como una reducción en el espacio atravesado, lo que tendrá la misma señal que el pulso generado por la pistola (ver gráfica de tipos de pulsos). La opción que activa el conteo de las uniones se observa en la pestaña *Collars* del TWM.

FIGURA 33. Sección Collars para el cálculo automático del Nivel del Líquido, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

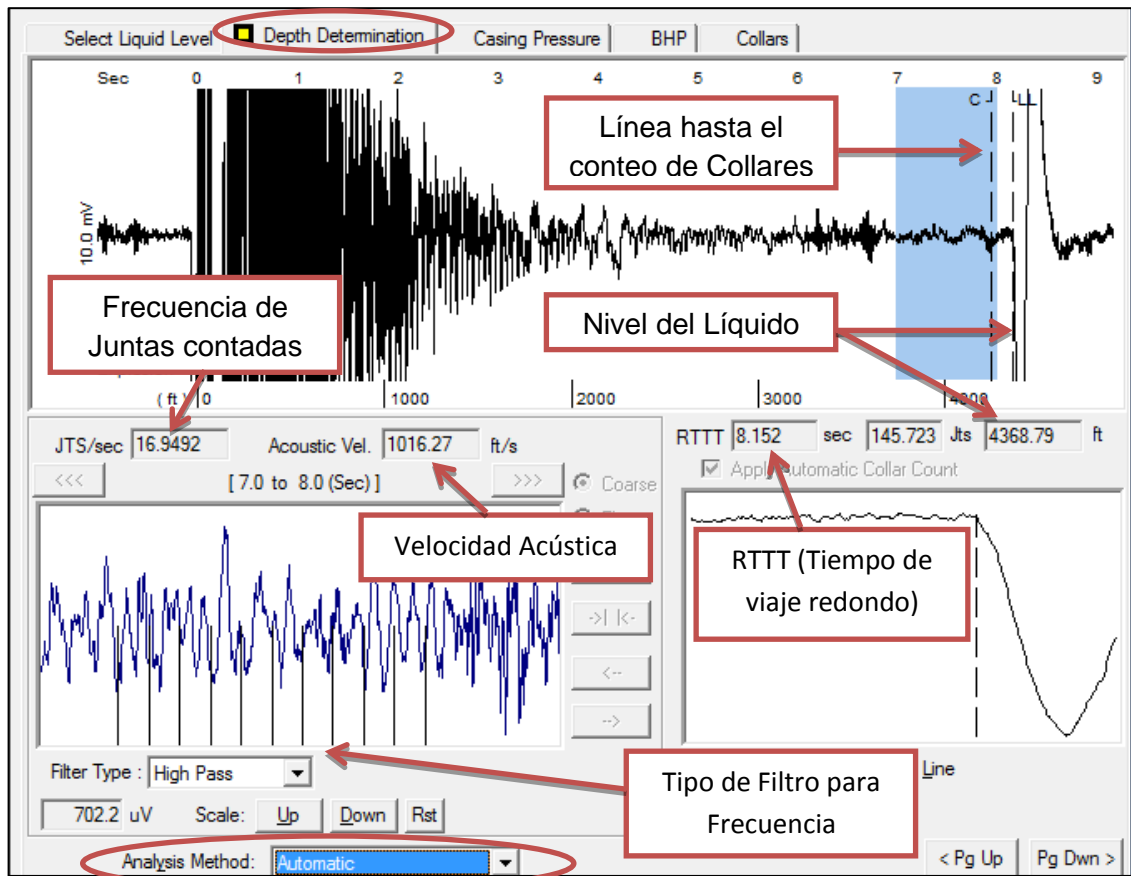
Así, el conteo de uniones va hasta que la relación señal/ruido es muy pequeña para ser detectada por el micrófono en superficie; entonces, el TWM multiplica el número de uniones por segundo (*Joints/sec*) contadas hasta ese momento, lo que se conoce como *frecuencia promedio de juntas* (elegidas de tres formas y mostradas en la parte inferior izquierda de la pestaña Depth Determination) por el doble de la longitud promedio de cada tubo (*ft/Joint*), introducida previamente en los datos del pozo, obteniendo de esta manera un valor promedio de la Velocidad Acústica de la onda dentro del pozo en *ft/sec*. El hecho de multiplicar por el doble de la longitud de cada tubo se justifica al recordar que lo que se observa en el registro sonolog son los ecos de las uniones, es decir, cuando la onda ha recorrido por segunda vez la nombrada tubería. Tenido el valor de la velocidad acústica, y considerando este valor constante (ya que se tomó como un promedio de juntas contadas por segundo), aquella se multiplica ahora por la mitad del RTTT (tiempo de viaje redondo, obtenido en la pestaña *Select Liquid Level*), para llegar finalmente al valor de la profundidad del nivel del líquido, así:

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = \text{Velocidad acústica} \left(\text{ft/sec} \right) * \frac{\text{RTTT}}{2} (\text{sec}) \text{ (Ec. 17)}$$

Nota: Es necesario advertir que el operador debe esforzarse por obtener el mejor conteo de collares para asegurar un nivel del líquido y presión de fondo lo más exactos posible, por tanto, Echometer recomienda que el método de cálculo de la profundidad del nivel de forma automática será representativo si el conteo de uniones cubre más del 80% del total de la señal registrada.

A continuación se muestra la pestaña de Depth Determination activada en el modo automático:

FIGURA 34. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel por el método automático, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

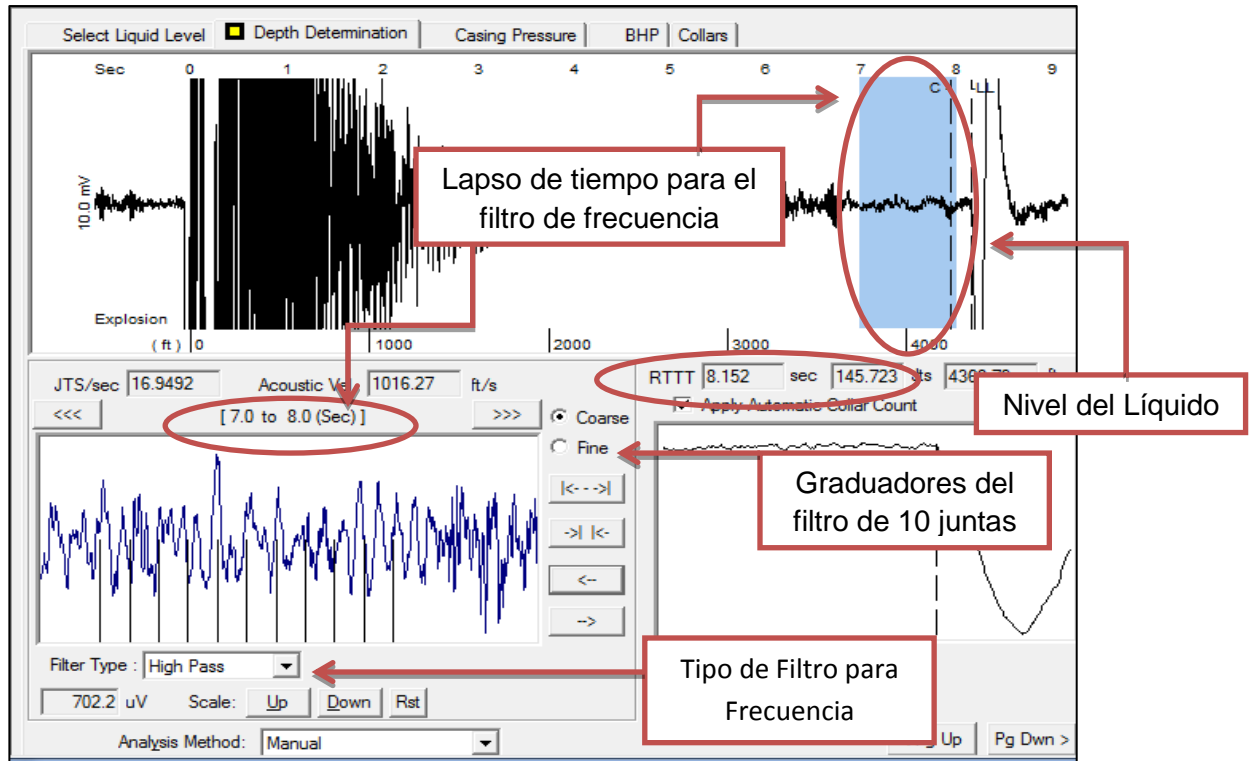
En caso de no cumplirse lo anterior, es aconsejable repetir el disparo con una presión en la cámara más alta o usar otro filtro de frecuencia de collares, opción establecida en la parte inferior izquierda de la pantalla, donde se ajustan 10 uniones a una frecuencia específica en Hz (no considerando los componentes de baja frecuencia, estableciendo bandas de frecuencia, otros) para contar los collares de acuerdo a esa frecuencia de forma periódica.

- **Método Manual:** aplica el mismo principio que el método de los collares, sólo que ahora la frecuencia del filtro de 10 juntas para el conteo periódico de

éstas se hace de forma manual, escogiendo el lapso de tiempo que mejor represente el viaje de la onda acústica por el pozo (variando la velocidad acústica en torno a ello y con ella la profundidad del nivel del líquido) y graduando las 10 líneas de frecuencia a usar de acuerdo a los mejores ecos observados. Es utilizado para realizar un análisis detallado de la data acústica o en aquellos datos donde el software no fue capaz de completar el análisis automático como por ejemplo ante un muy alto nivel del líquido. Así, la función Manual puede utilizarse con dos fines:

- Para examinar en detalle la señal acústica luego del que el procesamiento de collares ha sido completado.
- Para procesar el conteo de juntas usando la frecuencia contenida en una porción elegida del registro (tramos de 1 segundo de tiempo, ver figura abajo).

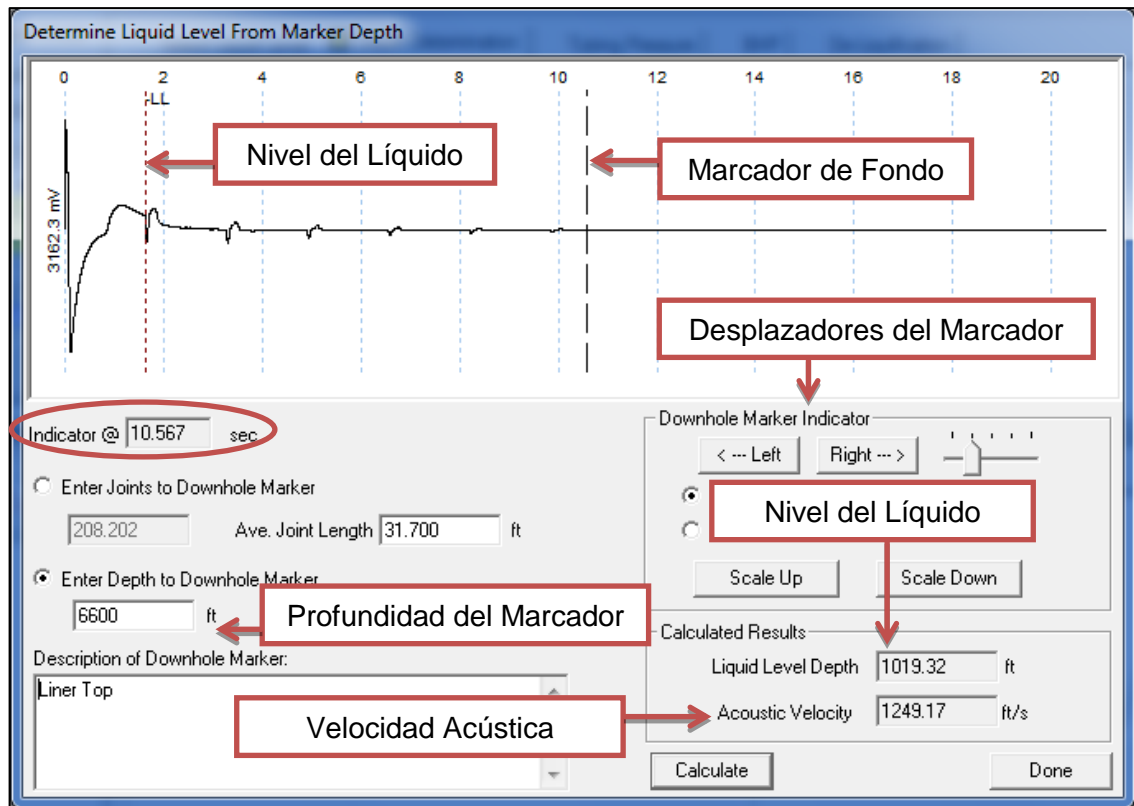
FIGURA 35. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel por el método manual, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

- Método de Marcador de Fondo de Pozo (Down Hole Marker):** el marcador de fondo de pozo es un método recursivo para el cálculo de la profundidad del nivel del líquido, utilizado principalmente cuando el conteo de juntas no abarcó el 80% de la señal total requerida, y por tanto el nivel marcado no es un dato tan confiable. Pues bien, una forma de mejorar el cálculo de la profundidad es utilizando una profundidad conocida, por ejemplo al tope del liner, para estimar una velocidad acústica más representativa, lo cual se puede hacer activando la opción Downhole Marker, como se ilustra a continuación:

FIGURA 36. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel usando un marcador de fondo, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

De esta manera, en la figura de arriba el software registró un RTTT al marcador de fondo (que puede corregirse con los Desplazadores Right/Left de la parte

derecha), y se conoce además el tope del liner; por tanto, introduciendo éste valor como profundidad del Marcador, el programa calcula una velocidad acústica, así:

$$\text{Velocidad acústica} \left(\text{ft/sec} \right) = \frac{\text{Distancia al Marcador (ft)}}{\text{RTTT al marcador}/2} \quad (\text{Ec. 18})$$

Y la respectiva profundidad del nivel del líquido será:

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = \text{Velocidad acústica} \left(\text{ft/sec} \right) * \frac{\text{RTTT} (\text{sec})}{2} \quad (\text{Ec. 19})$$

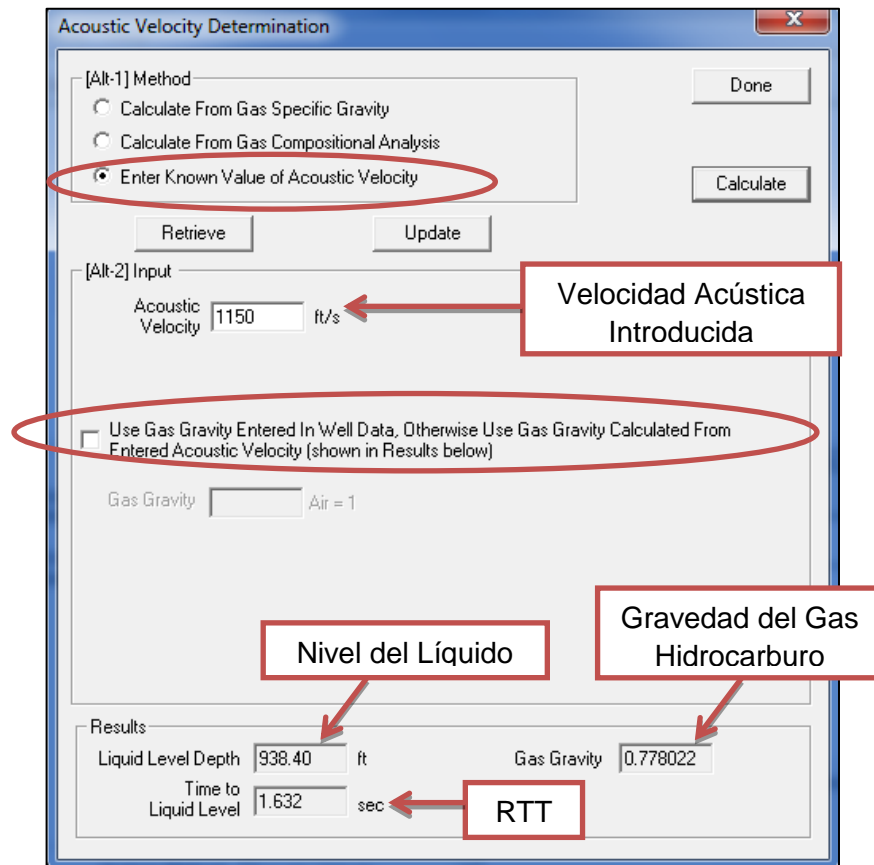
- **Método de la Velocidad Acústica (Acoustic Velocity):** Finalmente otro método muy práctico para determinar la profundidad del nivel del líquido es introduciendo el valor de la velocidad acústica de la onda generada en el espacio anular (o en el tubing), el cual una vez registrado/computado es multiplicado por la mitad del tiempo de viaje redondo (RTTT) detectado para el nivel, como se indica en la ecuación (La correspondiente a los collares). Al activar la opción de entrada o cálculo de la velocidad acústica (*Enter or Compute Velocity*), el software presentará tres opciones para introducir tal valor:

- i. Ingresar el valor de la Velocidad Acústica, en caso de ser conocido, a partir de cartas establecidas a priori para ello (Figura 37).
- ii. Ingrese el valor de la Gravedad Específica del gas a una presión y temperatura definida, para que el programa calcule la velocidad acústica (Figura 38).

Nota: Si la gravedad específica del gas no es corroborada (Activando la pestaña encerrada en rojo de arriba), el programa calculará una gravedad de la velocidad acústica introducida, y aquella se utilizará para cálculos de presiones posteriores

de la columna de gas. En caso contrario, el programa trabajará con la gravedad específica introducida en el archivo base del pozo.

FIGURA 37. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica conocida, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

Nota: La presencia de gases inertes (CO_2 , N_2 , H_2S) incrementan el valor de la velocidad acústica, aumentando así el nivel del líquido para un mismo tiempo de viaje redondo (RTTT).

iii. Ingrese las composiciones molares del gas (en caso de ser conocidas) como porcentajes, para que el programa calcule la gravedad específica y velocidad acústica del gas hidrocarburo a una presión determinada (Figura 39).

FIGURA 38. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir de la gravedad específica del gas hidrocarburo en el pozo, software TWM.

Acoustic Velocity Determination

[Alt-1] Method

- Calculate From Gas Specific Gravity
- Calculate From Gas Compositional Analysis
- Enter Known Value of Acoustic Velocity

Retrieve Update

[Alt-2] Input

Surface Temp 70 deg F %CO2 0

Bottomhole Temp 150 deg F %N2 0

Pressure 516.93 psi (g) %H2S 0

Gas Gravity 0.8 Air = 1

Note: Acoustic Velocity is calculated at entered pressure and average temperature.

Results

Liquid Level Depth 922.61 ft

Time to Liquid Level 1.632 sec

Acoustic Velocity 1130.65 ft/s

FUENTE: Manual Echometer Company.

Así pues, de cualquiera de las tres maneras vistas es posible tener un valor cercano de la velocidad acústica de la onda a medida que atraviesa el pozo hasta llegar al nivel del líquido, viajando en el gas hidrocarburo presente en el espacio anular o la tubería de producción. Sin embargo, determinar la profundidad del nivel usando tales velocidades y el RTT es a menudo el método menos preciso de determinación de la profundidad, debido principalmente a que la composición

actual del gas en el pozo es desconocida y la actual temperatura de fondo (*Bottomhole Temp en el programa*) no es entrada en el sistema.

FIGURA 39. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir del análisis composicional del gas, software TWM.

Acoustic Velocity Determination

[Alt-1] Method

- Calculate From Gas Specific Gravity
- Calculate From Gas Compositional Analysis
- Enter Known Value of Acoustic Velocity

Done

Calculate

Retrieve Update

[Alt-2] Input

Surface Temp 70 deg F

Bottomhole Temp 150 deg F

Pressure 516.93 psi (g)

%CO2 0 %C3 0

%N2 0 %IC4 0

%H2S 0 %NC4 0

%C1 88 %IC5 0

%C2 0 %NC5 0

%C6+ 12

Total 100.00

Note: Acoustic Velocity is calculated at entered pressure and average temperature.

Results

Liquid Level Depth 896.77 ft

Time to Liquid Level 1.632 sec

Gas Gravity 0.843338

Acoustic Velocity 1098.98 ft/s

RTT

Composición del Gas (% Molar)

Nivel del Líquido

Gravedad del gas del análisis

Velocidad Acústica Calculada

FUENTE: Manual Echometer Company.

Entre tales métodos, el que usa la gravedad específica del gas, dice Echometer Company, debe ser el utilizado en primera instancia para determinar tal profundidad del nivel. Concluyendo, es necesario advertir que independientemente de la técnica usada para hallar el nivel del líquido en un pozo de gas, todos los procedimientos se basan en los siguientes pasos:

- Determinar el eco correcto del nivel del líquido.
- Determinar el tiempo de viaje redondo o RTTT (Round Trip Travel Time), que es dos veces el recorrido de la onda hasta el nivel del líquido.
- Determinar la *Velocidad Acústica* del gas en el pozo, mediante una de las formas estudiadas (Método Automático, Método Manual, Método del Marcador de Fondo de Pozo, Método de la Velocidad Acústica), para calcular el nivel del líquido como lo muestra la ecuación:

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = \text{Velocidad acústica} \left(\text{ft/sec} \right) * \frac{\text{RTTT} (\text{sec})}{2} \text{ (Ec. 19)}$$

5.1.3 Determinación de la Presión de Fondo de Pozo (Bottom-Hole Pressure, BHP) a partir de la Medida del Nivel del Líquido. Esta sección del programa TWM permite visualizar de forma detallada los resultados hechos del análisis acústico de un pozo de hidrocarburos determinado, de acuerdo a la información introducida en el archivo base del pozo, al nivel del líquido identificado y las presiones medidas en el mismo. Su objetivo es calcular la presión de fondo de pozo (BHP), ya sea estática o dinámica (SBHP o PBHP, respectivamente) y mostrar un análisis detallado de las condiciones del pozo al tiempo de medida. La pantalla está dividida en dos partes: en la parte derecha se ilustra un diagrama esquemático del pozo indicando su estado de operación (estático o produciendo, que se puede modificar en la pestaña respectiva), junto con parámetros de interés, como:

- *%Líquido (% Liquid)*: Es el porcentaje en volumen de líquido que asciende a través del anular o el tubing junto con el gas del pozo. Su valor se da en base al flujo de gas usando una correlación fundamentada en datos de campo. El software asume que dicho líquido consiste principalmente en agua, a menos que se especifique lo contrario.

- *Presión Dinámica de Fondo (Producing Bottom Hole Pressure, psig):* Se calcula a la profundidad de las perforaciones (formación) introducida en el archivo base del pozo, y teniendo en cuenta el gradiente del fluido a lo largo de la tubería, (como se verá en la sección de De-liquification), así:

$$PBHP = P_{wf} = P_c + G_f * h \text{ (Ec. 20)}$$

Donde:

P_{wf} = presión de fondo fluyente, psi.

G_f = gradiente de fluido, psi/ft.

P_c = presión en el cabezal de pozo (tubing/ casing), psi.

h = profundidad del pozo hasta el tope de las perforaciones, ft.

En caso de que exista una columna de líquido formada en el pozo produciendo, se tendrán dos gradientes de fluido: el del gas arriba del nivel del líquido, y el de la columna líquido gaseosa.

- *Presión de Yacimiento o estática de Fondo (Static Bottom Hole Pressure, psig):* Es la presión de fondo de pozo cuando éste está cerrado, calculada a la profundidad de formación inicialmente entrada:

$$SBHP = P_{ws} = P_c + P_g + P_l \text{ (Ec. 21)}$$

Donde:

P_{ws} = presión de fondo estática, psi.

P_c = presión en el cabezal de pozo en el (tubing/casing), psi.

P_g = presión hidrostática de la columna de gas, psi.

P_l = presión hidrostática de la columna de líquido, psi.

- *Presión de Tubing/Casing (Tubing/Casing Pressure, psig):* Corresponde a las presiones en cabeza de pozo, ya sea que el disparo se haga a través del

tubing o el anular (casing). La pistola puede medirla y ser introducida al inicio de la prueba o calculada automáticamente.

- *Restauración de Presión en el Tubing/Casing (Tubing/Casing Buil-Up)*: Se introduce manualmente como una variación de presión de cabeza en un tiempo contado en minutos, o también de la pendiente de la gráfica Presión de Tubing/casing vs. Tiempo, en caso de ser activada esta prueba de Build-Up.
- *Presión en la Interfase Gas/Líquido (Gas/Liquid Pressure)*: Se determina sumando a la presión en cabeza de tubing/casing el peso de la columna de gas.
- *Profundidad del Nivel del Líquido (Liquid Level Depth)*: Es la profundidad en pies (ft) desde superficie hasta la interfase gas/líquido, calculada en la sección Depth Determination por cualquiera de los diferentes métodos vistos (el programa usa el automático para dar la profundidad).
- *Profundidad a la entrada del Tubing (Tubing Intake Depth)*: Muestra la profundidad medida (MD, Measured Depth) y la vertical (TVD, Total Vertical Depth), para identificar si el pozo es vertical o presenta una desviación representativa.
- *Profundidad de la Formación (Formation Depth)*: Corresponde a la profundidad en el intervalo medio de los perforados, introducida en el archivo base del pozo. El software calcula la presión PBHP y SBHP a esta profundidad.
- *Sumersión de la Formación*: Expresa la altura de la columna líquido gaseosa en pies (ft), y el equivalente en altura de esa columna siendo tan sólo líquida, que es lo que realmente obstruye la producción de gas del pozo. Se calcula de la geometría del anular o tubing y el % de líquido calculado para la rata de ascenso de presión en el casing/tubing.

FIGURA 40. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en producción por el tubing, software TWM.

The screenshot displays the TWM software interface for well production calculations. Key data points and annotations are as follows:

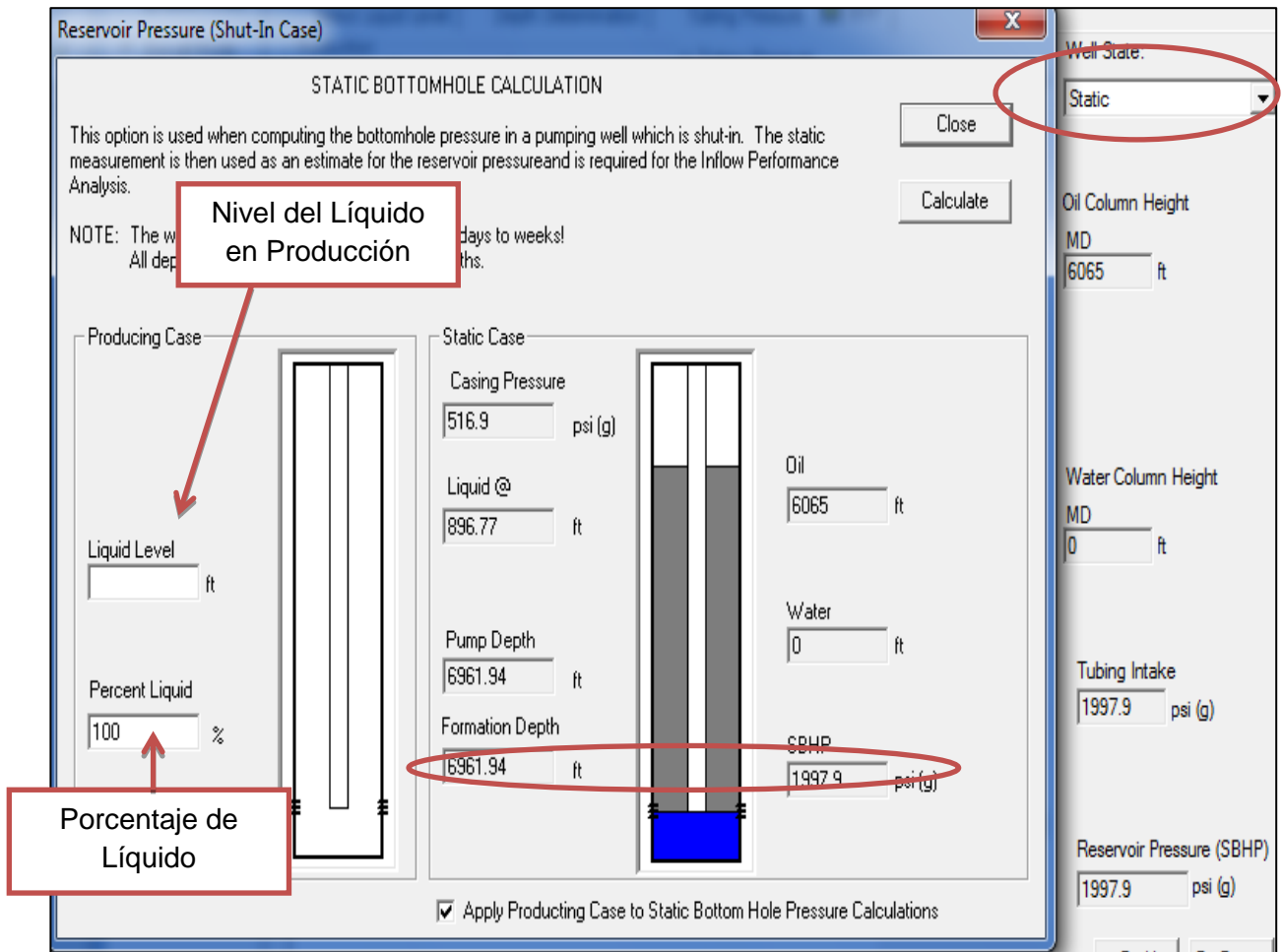
- Production Data:**
 - Oil: Current 8.3 BBL/D, Potential 12.3 BBL/D
 - Water: 0 BBL/D
 - Gas: 239.0 Mscf/D, Potential 353.0 Mscf/D
- IPR Method:** Vogel
- PBHP/SBHP:** 0.52
- Producing Efficiency:** 67.7%
- Fluid Densities:** Oil 56 deg.API, Water 1.05 Sp.Gr.H2O, Gas Gravity 0.84, Air = 1
- Pressure and Depth Data:**
 - Tubing Pressure: 516.9 psi (g)
 - Tubing Pressure Buildup: 4.2 psi
 - Gas/Liquid Interface Pres: 534.0 psi (g)
 - Liquid Level Depth MD: 896.77 ft
 - Tubing Intake Depth MD: 6961.94 ft, TVD: 6961.94 ft
 - Formation Depth MD: 6961.94 ft
- Well State:** Producing
- % Liquid:** 25
- Tubing Intake:** 1050.8 psi (g)
- PBHP:** 1050.8 psi (g)
- Reservoir Pressure (SBHP):** 2024.5 psi (g)
- Formation Submergence:**
 - Total Gaseous Liquid Column HT (TVD): 6065 ft
 - Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD): 1495 ft

Annotations in the image include red circles around 'BHP', 'Producing', '% Liquid 25', 'Gas/Liquid Interface Pres 534.0', and 'Tubing Intake 1050.8'. Red boxes highlight 'Altura de la Columna Líquido-Gaseosa' (pointing to the total HT) and 'Equivalente en altura de la Columna Líquida libre de gas' (pointing to the equivalent HT).

FUENTE: Manual Echometer Company.

Nota: La presión estática de fondo (SBHP) mostrada en la figura anterior debe corregirse debido a que en su cálculo se debe involucrar el fluido que existía antes de cerrarse el pozo (ya que la estática corresponde a una presión de yacimiento, es decir sin producción), en caso de que se hubiere cerrado por unos días o semanas, lo cual se puede hacer insertando en la pestaña SBHP Worsheet el nivel del líquido y el porcentaje de líquido del pozo produciendo, así:

FIGURA 41. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en cerrado, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

Además de lo anterior, en caso de que el disparo acústico se haya realizado por el casing (anular), se mostrará arriba del % de líquido del pozo produciendo el flujo de gas a través del anular (*Gas Flow, en miles de pies cúbicos por día, Mscf/D*) y por tanto de la columna líquido gaseosa, calculado a partir de la tasa de restauración de presión en el casing y el volumen de gas del anular, tal y como se muestra a continuación:

FIGURA 42. Cálculo de la Presión de Fondo del pozo en producción por el casing o anular, software TWM.

The screenshot displays the TWM software interface for well production analysis. Key data points are highlighted with red boxes and arrows:

- Flujo de Gas en el Anular:** 18 Mscf/D (Anular Gas Flow)
- Líquido debajo del Tubing:** 68% (% Liquid Below Tubing)
- Gas/Liquid Interface Pres.:** 140.9 psi (g)
- PBHP:** 594.5 psi (g)

Other visible data includes: Casing Pressure (127.9 psi (g)), Well State (Producing), IPR Method (Vogel), PBHP/SBHP (0.58), Producing Efficiency (61.1%), and Reservoir Pressure (SBHP) (1028.9 psi (g)).

FUENTE: Manual Echometer Company.

De la figura anterior, el dato de presión a la entrada de la bomba (*Pump Intake Pressure*), se refiere a la presión calculada a la profundidad del primer orificio de cañoneo, en vista de que en pozos de gas no existe una bomba sumergible*.

En la parte izquierda de la pestaña BHP se muestra información sobre el rendimiento del pozo (análisis IPR), y parámetros de los fluidos presentes en el yacimiento, como:

- *Datos de Producción:* las producciones más recientes de aceite, gas y agua registradas para el pozo en estudio, que fueron introducidas en el archivo base del pozo se muestran junto con los potenciales de producción de cada fluido, también llamado AoF (*Absolute Open Flow*), que constituye la producción de agua, aceite y/o gas que produciría el pozo en caso de que la presión de fondo fluyendo (Pwf) tuviera un valor de cero (es decir, no existiera una columna de fluido, dejando el fondo de pozo a la presión atmosférica). Los anteriores caudales máximos de producción son determinados ya sea usando el método del índice de Productividad, o la relación de Vogel, métodos que el usuario puede seleccionar en la opción *IPR Method*.
- *Relación Presión Dinámica/Estática de Fondo (PBHP/SBHP):* la razón entre tales presiones será de 1 en un pozo cerrado y 0 para la máxima producción posible.
- *Eficiencia de la Producción:* muestra el estado de producción actual del pozo como un porcentaje de la máxima producción calculada (AoF).
- *Densidades de los Fluidos:* en la cual se observa la gravedad específica del aceite o condensado (para pozos de gas) en °API a condiciones de tanque, así como la gravedad específica del agua y el gas, donde se toman como referencia de 1.00 para el agua fresca y el aire en el anular, respectivamente. Estos valores se introdujeron en al archivo base del pozo, o para el caso del gas se pudo haber calculado a partir de la velocidad acústica hallada con anterioridad.

5.1.4 Sección De-Liquification (Aplicación del Software a Pozos de Gas).

Cuando se aplica un análisis acústico a pozos de gas con la tasa de gas menor a la tasa crítica de Turner estudiada en el capítulo 3 (es decir, se forma un condensado o agua), se usa una correlación de Echometer llamada *Correlación de la curva S-Sección De-Liquification* en el anular o tubing para determinar el

gradiente de la columna líquido-gaseosa formada²¹. Dicha correlación, desarrollada con la adquisición de datos de campos de aceite bombeados, es aplicable a pozos de gas fluyendo a condiciones estables, con $Q_g < Q_{crítica}$ y sin perturbaciones del régimen de flujo de la columna a estudiar.

Sin embargo, los gradientes calculados haciendo uso de la curva S de Echometer no serán confiables si el pozo de gas se encuentra en flujo niebla (donde el gas es la fase continua y arrastra al líquido bajo él pegado a la pared de la tubería), la válvula del casing ha sido cerrada durante mucho tiempo o se han utilizado surfactantes, sustancias que al poseer una parte lipófila (afinidad al aceite) y otra hidrófila (afinidad al agua), reducen la tensión interfacial entre los fluidos inmiscibles y “suavizan” el gradiente de la columna, levantándola del fondo del pozo. Por el contrario, el flujo estabilizado en régimen de burbujas o lingotes arrojará valores exactos de las presiones de fondo y los gradientes.

Ahora bien, la determinación de las presiones por debajo del nivel del líquido depende, entre otras cosas de:

- La tasa de gas.
- La rata de restauración de presión en el anular/tubing al realizar el disparo acústico.
- El tipo de líquido por debajo del nivel: aceite, condensado y/o agua.

Y el gradiente de la columna líquido gaseosa, por su parte y una vez adquirida la data acústica, dependerá de:

- Las condiciones de estabilidad presentes en el pozo.
- La tasa de gas fluyendo a través de la columna.
- Las presiones de fondo del pozo y la interfase gas/líquido.
- El área de flujo de la tubería.
- Temperatura promedio de trabajo.

²¹ McCOY, ROWLAND, PODIO. Op. cit., p.4

- Gravedades específicas del aceite/condensado y el agua.
- El posible tratamiento con un surfactante, que como ya se dijo, aligera el gradiente de la columna

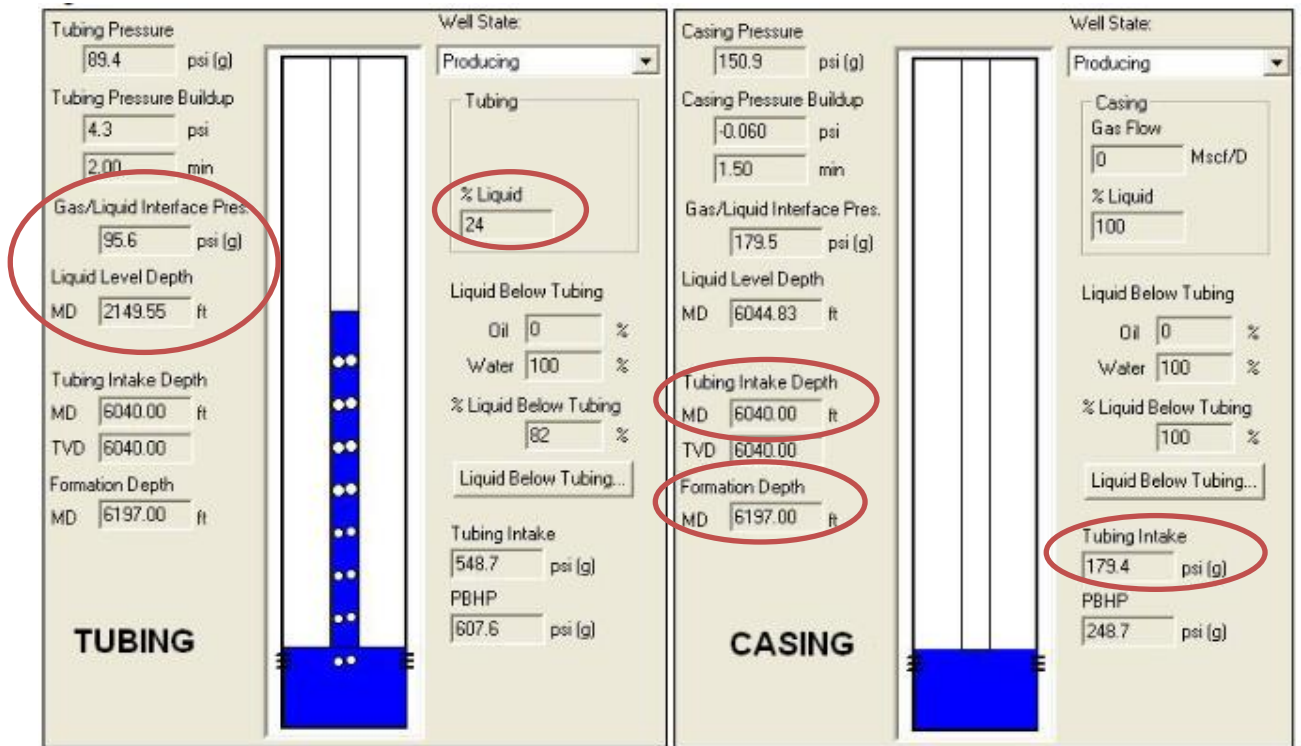
Así por ejemplo, el gradiente del agua fresca es de 0.433 psi/ft, lo que equivale aproximadamente a 2 ft de altura de la columna por 1 psi de presión. Si el gas fluye a través de esta agua manteniéndose constante la presión de fondo de pozo, entonces el nombrado gradiente se aligerará o suavizará (reduciendo su valor) y el nivel del líquido incrementará hasta que el porcentaje de líquido vs la profundidad decrezca hasta un mínimo del 20% (*según el modelo de Turner*) antes de que la velocidad del gas sea tan alta que empiece a formar un flujo niebla y saque el líquido del pozo.

De esta manera, si se suma al gradiente normal del agua la velocidad del gas por debajo de la tasa crítica a través de ella, entonces el nivel del líquido puede ser levantado hasta cinco veces más²², es decir en promedio 10 ft de altura por cada psi de presión, un gradiente aproximado de 0.08 psi/ft. y si a ello se adiciona también el efecto de un surfactante utilizado, esta columna se levantará hasta 30 ft de altura por cada psi de presión aplicada.

A manera de ilustración, la siguiente figura muestra un estudio del nivel del líquido a través del tubing y casing de un pozo de gas que ha sido tratado continuamente con inyección de surfactantes a través del anular del casing, de donde el gradiente se calcula así:

²² Ibid., p.4

FIGURA 43. Resultados del Estudio del Nivel del líquido en un pozo de gas tratado con Surfactantes, TWM.



FUENTE: Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. SPE 120643. Echometer Company, 2009.

- Cuando la válvula del casing está cerrada (derecha), el nivel del líquido en el anular se ubica a la entrada del tubing (6040 ft), con una presión de la columna de gas de 179.4 psi.
- El nivel del líquido mostrado en el tubing (izquierda) registra un valor de 2150 ft desde superficie, con un gradiente estimado de la columna de 24% de líquido, dato basado en la tasa de gas que atraviesa la columna en el tubing.
- La presión en la superficie gas/líquido marcada en el disparo a través del tubing es de 95.6 psi.
- La altura de la columna líquido-gaseosa en el tubing es por tanto:

$$\text{Altura de la Columna LíquidoGaseosa } (h_{clg}) = h_{\text{entrada tbg}} - h_{\text{nivel del líquido}} \text{ (Ec. 22)}$$

$$\text{Altura de la Columna LíquidoGaseosa } (h_{clg}) = 6040\text{ft} - 2150\text{ft} = \mathbf{3890\text{ ft.}}$$

- El gradiente promedio de la columna, por su parte, es:

$$\text{Gradiente Columna LíquidoGaseosa} = \frac{P_{\text{gas entrada tubing}} - P_{\text{interfase}_{\text{gas/líquido}}}}{\text{Altura columna } (h_{clg})} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$\text{Gradiente Columna LíquidoGaseosa} = \frac{179.4 \text{ psi} - 95.6 \text{ psi}}{3890 \text{ ft}} = 0.022 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

Si se observa detenidamente, el anterior gradiente es más o menos un tercio del gradiente del agua con la tasa de gas por debajo de la tasa crítica pasando a través de ella ($0.08/3 = 0.026$ psi/ft), lo cual ratifica el efecto del surfactante en la reducción del gradiente. Para este caso particular, la columna líquido gaseosa se levanta a 46 ft/psi.

Con base a lo anterior, ya está claro que la distribución de fluidos en el anular o en el tubing es función de las condiciones de producción del pozo en particular. Tres situaciones se presentan generalmente en un pozo de gas:

- Nivel de Líquido con el Flujo de gas por encima de la Tasa Crítica de Turner.
- Nivel de Líquido con el pozo de gas Cerrado.
- Nivel de Líquido con el Flujo de gas por debajo de la Tasa Crítica de Turner.

• **Nivel de Líquido con el flujo de gas por encima de la Tasa Crítica de Turner:** El nivel del líquido en este tipo de pozos se ubica principalmente en la superficie. Todo líquido producido con el gas o condensado debido a cambios de temperatura y presión es usualmente distribuido en el tubing, y la velocidad del gas lleva todo ese líquido como una mezcla en flujo niebla con pequeñas gotas hacia superficie, estableciéndose un gradiente de presión ligeramente uniforme (bajo condiciones de flujo no perturbado y estabilizado el nivel del líquido). Para

analizar este tipo de pozos, el flujo de gas en superficie es cerrado y una serie de medidas acústicas del nivel son realizadas como incrementos de la presión en superficie. Con el análisis de dichos estudios es posible calcular el gradiente del fluido y la presión de fondo fluyendo (P_{wf} o PBHP). Así, si $Q_g > Q_{críticaTurner}$, las mediciones de los niveles mostrarán que existe un gradiente ligeramente uniforme en el tubing, desde la interfase gas/líquido hasta el fondo del mismo. De esta manera, las presiones en la nombrada interfase y la altura de la columna líquido-gaseosa determinadas por las mediciones acústicas (como se explicó en el ejemplo del pozo tratado con surfactantes) usualmente caerán a lo largo de una línea recta, indicando que existe un gradiente de presión constante por debajo de la interfase gas-niebla/líquido.

El gradiente así calculado por debajo del nivel de líquido con el cambio en presión y altura de por lo menos dos medidas acústicas, es utilizado para calcular la presión de fondo ($P_{wf}/PBHP$), extrapolando la presión a la interfase a una altura de la columna de cero²³.

- **Nivel de Líquido con el pozo de gas Cerrado:** En un pozo de gas cerrado, el líquido es a menudo expulsado por fuera del wellbore y el nivel del líquido es generalmente identificado en o cerca al fondo de los perforados, ya que al cerrarse las válvulas del casing, el gas que sale de la formación se va acumulando en superficie y hace que incremente la presión allí, expulsando el líquido contenido.

Si una bomba se va a usar para remover la carga de líquido en fondo del pozo de gas, entonces la entrada de tal dispositivo deberá colocarse por debajo del nivel estático de líquido, preferiblemente bajo las perforaciones. Por otra parte, si el pozo se va a producir usando un sistema de plunger lift o surfactantes, entonces la

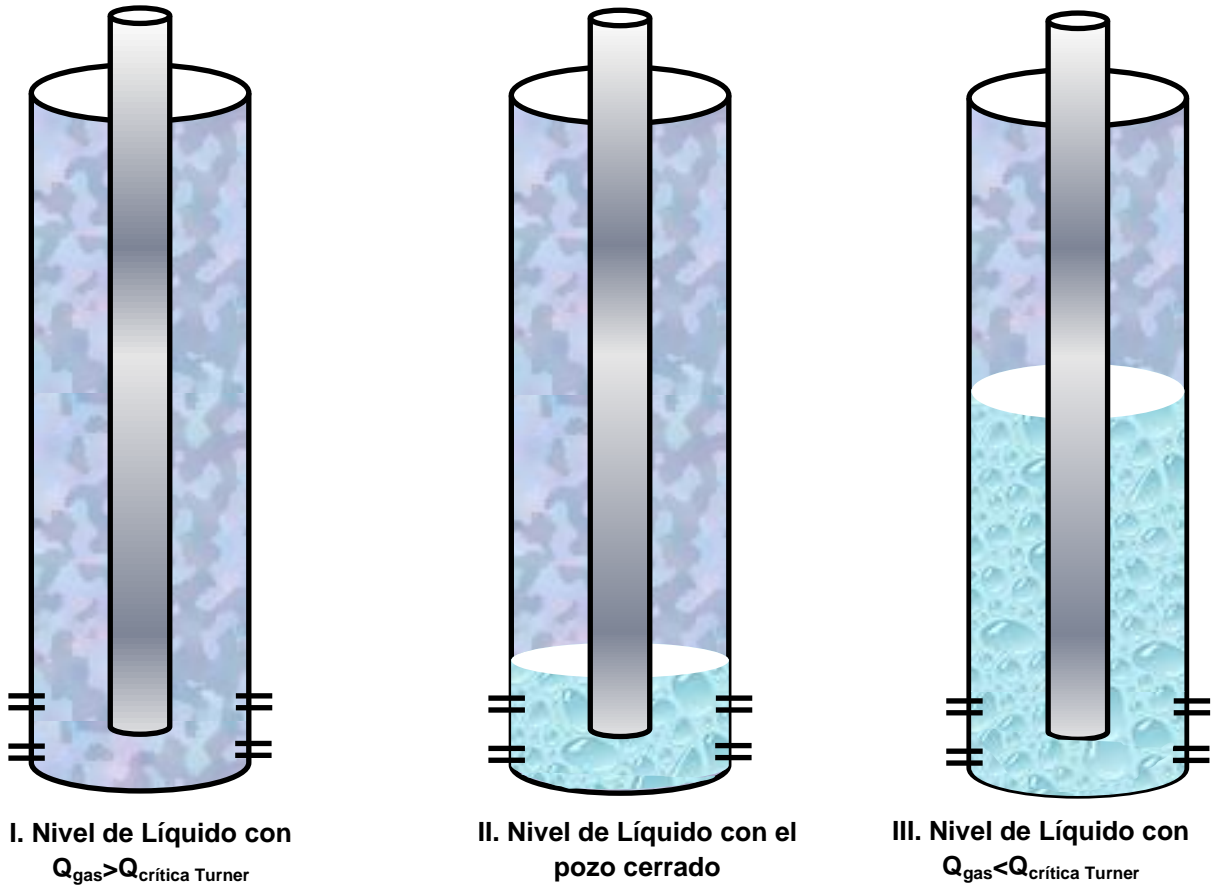
²³ Ibid., p. 6

entrada del tubing deberá ubicarse encima del nivel del líquido o el pozo de gas será difícilmente descargado.

Si la presión estática de fondo de pozo (Pws o SBHP) va a ser determinada del nivel del fluido estático, se deben hacer ciertas consideraciones especiales para algún método de producción en particular incluido en los cálculos. Para el caso de un pozo de gas cerrado, la técnica del Marcador de Fondo de pozo es la más usada para determinar distancias al nivel del líquido, donde es fundamental conocer la profundidad medida de los reflectores de fondo utilizados, como válvulas de gas lift, perforados, válvula de seguridad subterránea, crossovers y liners. Asimismo, la configuración del wellbore (medidas de tubing, casing, longitud promedio de uniones, profundidad a la entrada del tubing, otros) y el grado de desviación del pozo deben ser tenidos en cuenta en los cálculos estáticos a realizar, para calcular presiones basadas en profundidades verticales. De igual manera, las actuales producciones de agua y aceite o condensado (medido en el separador), con sus respectivas gravedades específicas deben ser conocidas.

Nota: en pozos profundos, la temperatura de fondo de pozo (T_{wf}) tiene un gran impacto en la velocidad acústica y el gradiente de presión (incrementa la velocidad acústica con el aumento de temperatura-profundidad, diferente a la presión que generalmente disminuye la velocidad a presiones por debajo de 1000 psia y la aumenta por encima de este valor, tal como se menciona en el), por lo cual los errores encontrados serán posiblemente el resultado de usar los valores por defecto para esta magnitud. De igual manera, si se compara la Pws medida en el fondo del intervalo productor con la arrojada por una bomba de presión wireline, la profundidad para reportar la SBHP/Pws desde el nivel del líquido deberá ser la de la bomba.

FIGURA 44. Distribución de fluidos en el anular de un pozo de gas.



FUENTE: Modificado de paper SPE 14254. "Acoustic determination of producing bottomhole pressure". JAMES, N. McCoy., PODIO, Agosto. p.3.

- **Nivel de Líquido con el Flujo de gas por debajo de la Tasa Crítica de Turner:** Como ya se ha mencionado varias veces, básicamente un estudio acústico en un pozo de gas permite realizar mediciones del nivel del líquido para conocer la distribución de presión a lo largo del pozo productor, así como determinar la contrapresión que actúa hacia la formación productora, debido a dicha carga presente en el tubing. En caso de que la tasa de gas del pozo sea menor que la tasa crítica de Turner (la mínima para arrastrar el líquido formado/producido), las mediciones acústicas determinan la cantidad de líquido que se ha acumulado en el tubing y el fondo del pozo.

Así, el disparo permitirá identificar un eco del nivel del líquido por debajo de la superficie, y el gradiente de la presión en condiciones de flujo mostrará dos valores: un gradiente de gas muy ligero por encima de la interfase gas/líquido y un gradiente líquido-gaseoso más pesado por debajo de ella. Por tanto, por debajo del nivel del líquido el flujo se caracteriza por ser cero de líquido con burbujas o “slugs” de gas percolándose a través del líquido, y al pasar la columna líquido-gaseosa el gas fluye la distancia faltante del tubing a superficie.

Se debe tener especial cuidado al realizar las mediciones acústicas en un pozo de gas cargado, ya que las primeras son las más precisas para determinar el gradiente de la columna líquido-gaseosa y la presión de fondo fluyendo (P_{wf} o PBHP). Lo anterior se fundamenta en el hecho de que luego de cerrar un pozo de gas cargado de líquido durante un período de tiempo, las presiones en superficie incrementan y la rata de flujo de gas decrece si la presión en la formación incrementa (pues el diferencial de presión, proporcional al flujo de acuerdo a la ley de Darcy, se disminuye), luego el régimen de flujo por debajo del nivel del líquido en el tubing es perturbado y dicho líquido que previamente había sido levantado por el gas empieza a caer, incrementando el gradiente en el fondo del tubing. Es por ello que si se registran las mediciones acústicas del nivel del líquido mientras éste está cayendo, se pueden obtener imprecisas P_{wf} 's.

Fuera de lo anterior, es recomendable realizar dos medidas acústicas en un pozo de gas cargado durante un lapso de tiempo muy corto luego de cerrar el flujo en superficie²⁴ (para evitar el problema tratado en el párrafo anterior), las cuales se usarán para observar la depresión de la interfase gas/líquido y el incremento de la presión en cabeza de pozo (WHP, Wellhead Pressure). Si el pozo en estudio posee altos porcentajes de líquido en el flujo por la tubería de producción, y la tasa de gas es 20% o más por debajo de la tasa crítica de Turner (capítulo 3), entonces sólo algunas medidas serán requeridas para estabilizar el gradiente de la columna

²⁴ Ibid., p.5

líquido-gaseosa y computar la P_{wf} , puesto que en dichos pozos el disparo es el mismo que se lleva a cabo en un pozo de aceite por debajo del anular del casing (se asemeja a un pozo de aceite con cierta producción de gas).

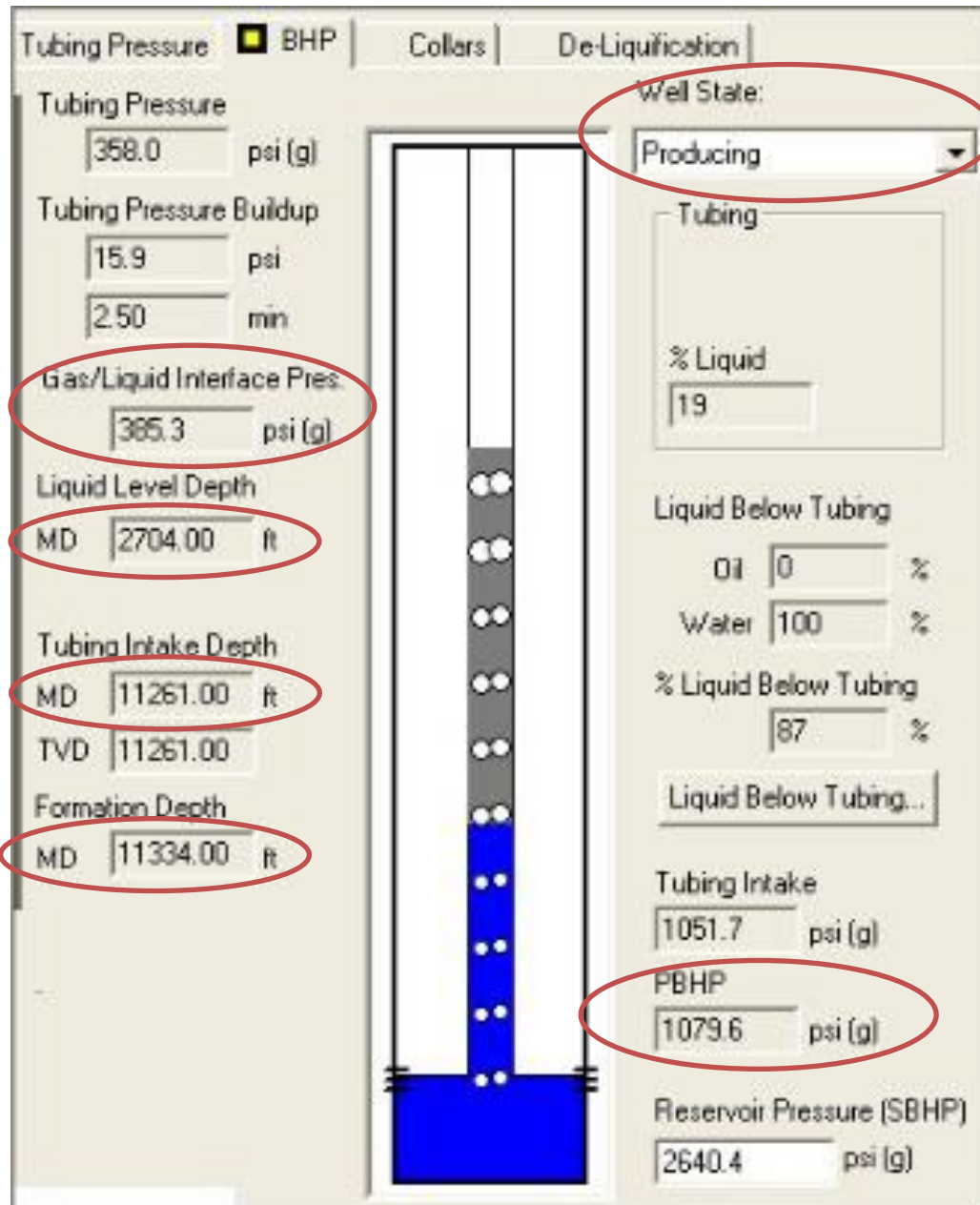
5.1.5 Determinación acústica de la carga de líquido en un pozo de gas. A manera de ejemplo, se realizará un análisis de los resultados arrojados por el software TWM en el estudio acústico de un pozo de gas cargado con una columna de líquido, usando la opción *De-Liquification* (Delicuefacción), información obtenida gracias al paper SPE 120643. Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. El análisis se resume así:

- Como puede observarse en las figuras 45 y 46, que muestran los resultados generales del estudio acústico (sección BHP y De-liquification) y los gradientes calculados para el pozo gasífero, es evidente que la tasa de gas de 265 Mscfd (Miles de pies cúbicos estándar por día) se encuentra por debajo de la tasa crítica de Turner a una presión en cabeza de pozo de 358 psig, que corresponde a 980 Mscfd (para levantar la columna de agua, pues el condensado se levanta con una tasa de 632.9 Mscfd); valor calculado junto con la tasa crítica de condensado a la presión de entrada del tubing de 2.441 pulgadas (inch) de diámetro interno (I.D.), para este caso.
- Al dirigirse hacia la pestaña De-Liquification en el programa, es posible identificar una línea con el gradiente de la columna de gas y otra (llamada *Liquid Gradient*) con el gradiente de la columna líquido-gaseosa, determinado haciendo uso de la curva “S” de Echometer. Analizando las figuras se establece una altura de la nombrada columna es de 11334 (profundidad de la formación) – 2704 (nivel del líquido) = 8630 ft de columna líquido-gaseosa en el pozo.
- Puesto que la línea de gradiente de líquido simboliza la acumulación de fluidos en el tubing, la diferencia entre las líneas Gradiente de Líquido-Gradiente

de Gas representa la *Contrapresión en la Formación*, que para este caso sería la que actúa a los 11261 ft de profundidad de entrada del tubing. De esta manera, si se extrapola el valor de la presión en la interfase gas/líquido a la profundidad de 2704 ft y usando el gradiente líquido-gaseoso, se obtendrá una Pwf de 1080 psi (ver figura 45). Con ella, el gradiente de la curva “S” es utilizado para determinar una carga de líquido libre de gas equivalente de 1664 ft, la cual está aplicando una contrapresión de 622 psi en la formación productora. En la pantalla de De-liquification es posible advertir la presión adicional de la columna líquido-gaseosa por encima de la línea del gradiente de gas.

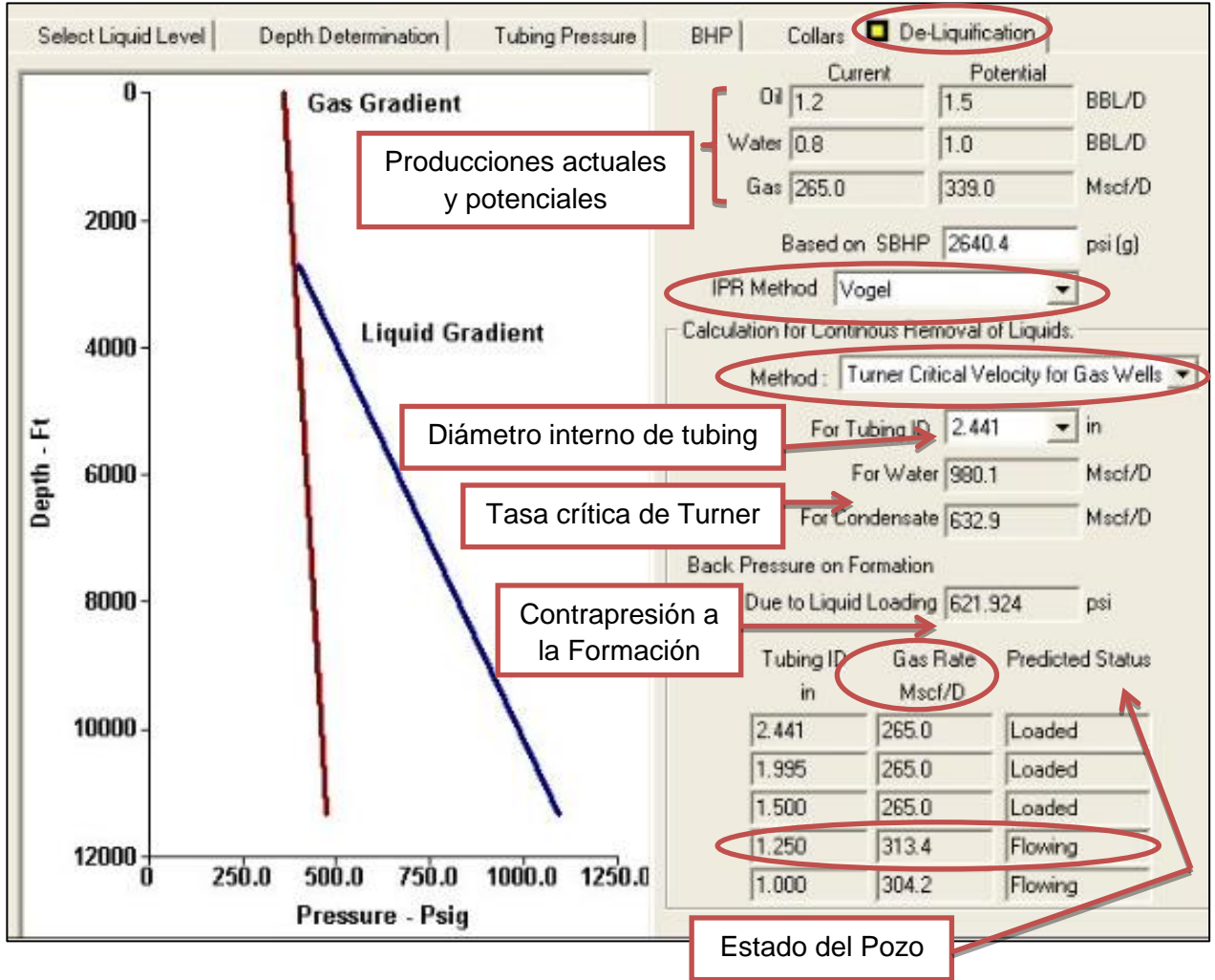
- Ahora bien, para el ejemplo tratado, se obtuvo una tasa de gas de 265 Mscfd con 2.441 in I.D., la cual es menor a la mínima para remover la carga de líquido presente en el tubing, 980MscfD de acuerdo al modelo de velocidad crítica de Turner. Pero si se analizan varios diámetros de tubing más pequeños es posible determinar si la $Q_{crítica}$ puede ser superada y el pozo entonces fluirá descargado de cualquier líquido en fondo que disminuya su potencial de producción. Por tanto, el software determina esta tasa óptima de gas de la intersección de un modelo IPR de Vogel simple, modelando el flujo de la intersección de lo aportado por la formación con curvas outflow para cada diámetro seleccionado de tubing (Análisis Nodal).
- Así, si en el pozo ejemplo se usan diámetros internos de tubing (I.D.) de 1.995 y 1.500 in, respectivamente, el estado del pozo seguirá siendo cargado de líquido. Pero si ahora se utiliza un tubing de 1.25 in I.D., la velocidad del gas se incrementará lo suficiente (a 313 Mscfd, ver figura 46) como para superar a la velocidad crítica de Turner (ahora menor por la reducción el diámetro interno del tubing) y permitir un flujo de gas sin carga, lo cual además incrementa la producción de gas en $313 \text{ Mscfd} - 265 \text{ Mscfd} = 48 \text{ Mscfd}$.

FIGURA 45. Resultados del Estudio del Nivel del líquido en un pozo de gas cargado, TWM.



FUENTE: Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. SPE 120643. Echometer Company, 2009.

FIGURA 46. Sección De-liquification para un pozo de gas cargado de líquido, software TWM



FUENTE: Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. SPE 120643. Echometer Company, 2009.

6. IMPLEMENTACIÓN DE ESTRATEGIAS PARA LA REMOCIÓN DE LA CARGA DE LÍQUIDO EN POZOS DE GAS

6.1 MÉTODOS EXISTENTES PARA DESHIDRATAR POZOS DE GAS

Existen diferentes formas y/o métodos implementados en la industria para deshidratar un pozo de gas, esto es, remover la columna de líquido presente en el tubing, la cual obstaculiza una producción de gas óptima. La primera de estas opciones consiste en realizar un análisis Nodal al sistema de producción del pozo²⁵, mediante el cual se logre determinar cuál es el diámetro óptimo de tubing que incrementará la velocidad del gas hasta hacerla mayor a la velocidad crítica de Turner, manteniendo el caudal siempre por encima del caudal crítico y removiendo así el líquido de fondo.

El anterior análisis es realizado de forma automática por el software TWM de la empresa Echometer, en la sección De-liquification (capítulo 5), donde al analizar los gradientes de gas y de la columna líquido-gaseosa, así como la altura de ésta última, el porcentaje de líquido presente y la presión de fondo de pozo (Pwf o PBHP); el programa calcula un caudal de gas (usando el método del IPR o el de Vogel) correspondiente al diámetro interno de la tubería de producción seleccionado, y lo compara con su respectivo caudal crítico a superar (generalmente el del agua que es más pesada que el condensado acumulado), para así determinar si el pozo estará cargado de líquido o no con el diámetro de tubing en estudio.

Sin embargo, a pesar de los eficientes resultados ofrecidos por la herramienta de Echometer respecto al análisis nodal que permite un deslicuado del pozo con la reducción del diámetro interno de la tubería de producción, o también un posible

²⁵ESTEVEZ GUEVARA, OLARTE CAMACHO. Op. cit., p. 50

aumento de éste para incrementar la producción sin llegar al problema de acumulación de líquidos; dicha solución puede presentar limitantes como por ejemplo el someterse a los diámetros de tubing disponibles en la industria (problema que no ocurre con el TWM, ya que analiza los caudales de gas con diámetros de tubería reales) o factores de seguridad respecto al incremento del caudal de gas del pozo, considerando sus condiciones operacionales y equipo de superficie. A causa de lo anterior, se hace necesario analizar la aplicación de otros métodos implementados en la industria para remover la columna de líquido que obstaculiza la óptima producción de gas.

Como primera medida es apenas lógico buscar algún mecanismo de levantamiento que utilice la energía propia del yacimiento en caso de ser suficiente para la columna a elevar, y de no cumplir este requerimiento se evaluarán sistemas de levantamiento que brinden una energía extra para el problema de carga de líquidos. Por ende, en su orden de análisis los principales métodos de deslicuado incluyen:

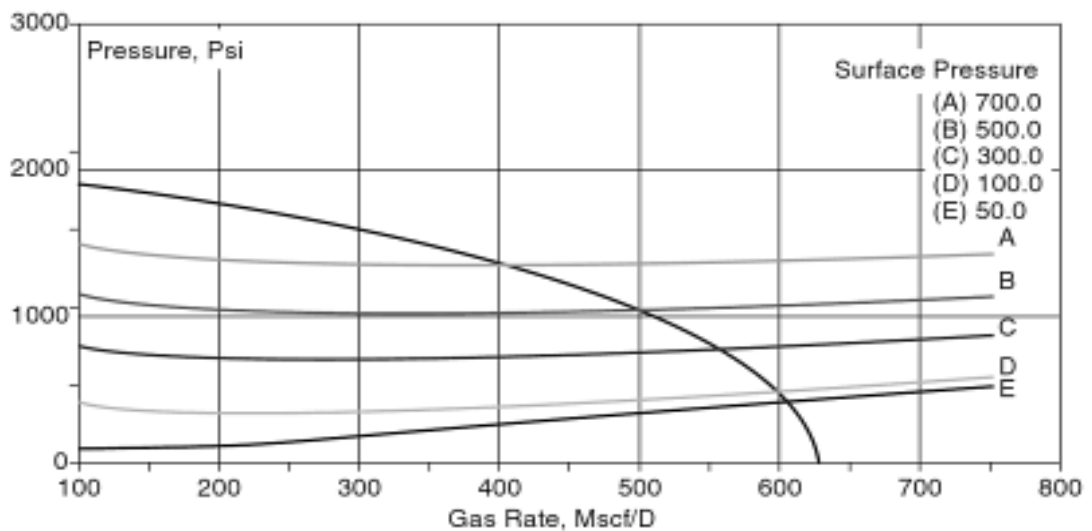
- Sistema de Compresión en cabeza de pozo.
- Levantamiento Asistido por Espuma.
- PlungerLift.
- Gas Lift.

Cada uno de los métodos remediales presentados tiene sus propias características técnicas y su aplicabilidad varía dependiendo de la ubicación y el estado del pozo. De acuerdo a Lea: *“El método óptimo es aquel que resulte más económico en el período más largo de tiempo, y los principales criterios para seleccionar ese método óptimo son: métodos utilizados en campos similares que hubiesen resultado exitosos, disponibilidad del equipo y su fuente de energía, confiabilidad del equipo, mano de obra requerida para su funcionamiento y capacidad de levantamiento”*.

6.1.1 Compresión. La compresión como método de deshidratación de pozos de gas resulta altamente efectiva en la mayoría de los casos, ya que el compresor al ser una máquina que mediante trabajo mantiene el desplazamiento de un fluido o lo promueve, es capaz de reducir la presión en cabeza de pozo (Pwh) cuando aspira con gran velocidad el gas a comprimir, hecho que reduce la presión en fondo o Pwf y aumenta así la velocidad del gas²⁶ por encima de su tasa crítica, conllevando todo finalmente a un aumento en la producción del pozo.

Por ejemplo, en la siguiente figura se ilustra el efecto que tiene la reducción de la Pwh en cabeza de tubing sobre la producción de gas de un pozo, intersecando su IPR con los respectivos TPC (Tubing Performance Curve), para un mismo tamaño de tubing:

FIGURA 47. Efecto de la presión en cabeza de tubing sobre el IPR de un pozo de gas con un tubing de 2^{3/8}” a 19000 ft.)



FUENTE: Modificado de LEA, James, et. al Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008

Como puede apreciarse, al disminuir la presión en cabeza de 700 a 50 psi se puede incrementar la producción de gas de 400 hasta más de 600 Mscf/d. Este

²⁶ Ibid., p. 57

método de compresión y reducción de la Pwh además de evaluarse en primera instancia luego del análisis Nodal para mantener deshidratado un pozo de gas, es una herramienta auxiliar para incrementar la efectividad de otros métodos de deslicuado como lo son el uso de agentes espumantes (surfactantes), gas lift o plunger lift²⁷, ya que por ejemplo:

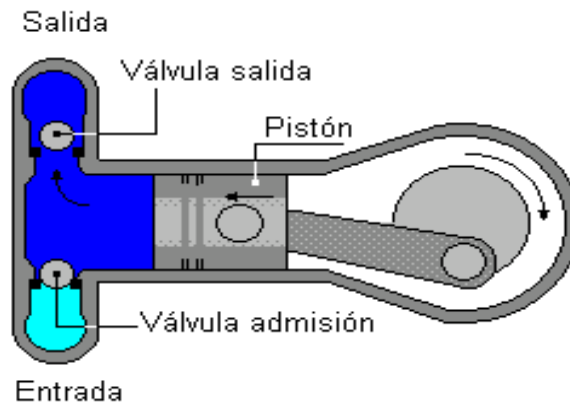
- En la compresión con espumantes, la reducción de Pwh reduce la densidad del gas y aumenta la agitación del sistema, favoreciendo el efecto de la espuma sobre la columna.
- El gas presurizado utilizado para gas lift generalmente lo proporciona la descarga de un compresor, donde una correcta combinación entre la presión en cabeza (Pwh), la presión y tasa de inyección del gas lift y los requerimientos de compresión ayudan a optimizar el sistema de levantamiento utilizado, reduciendo por ejemplo las tasas de inyección del gas con la reducción de Pwh.
- Para el caso del sistema Plunger Lift, un compresor que se active para reducir la presión en cabeza mientras el plunger va subiendo y después del flujo, y se apague mientras se aumenta la presión en el pozo con el plunger en fondo; resulta muy efectivo en el mejoramiento de la productividad del pozo.

Los compresores más utilizados en técnicas de deshidratación de pozos de gas individuales implican los compresores reciprocantes y los tipo tornillo:

- *Compresores Reciprocantes:* también llamados compresores de desplazamiento positivo, se fundamentan en el bombeo de una cantidad fija de gas encerrada en un cilindro mediante el uso de un pistón o vástago y de una válvula de succión y otra de descarga (ver figura 48). La relación de compresión por etapa es de máximo 4.0 aproximadamente, y se refrigera por agua o aire. Son utilizados en trabajos de compresión que manejan altas presiones.

²⁷ Ibid., p. 65

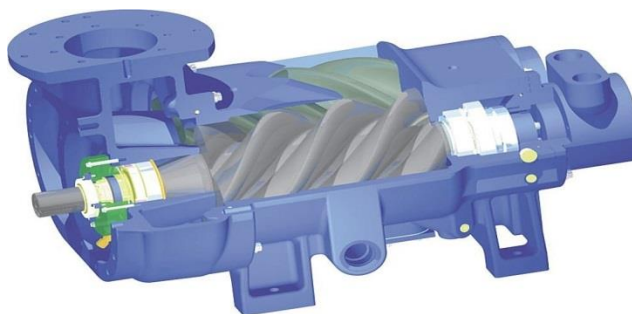
FIGURA 48. Compresor Reciprocante



FUENTE: Disponible en Internet: <http://1.bp.blogspot.com/bomba.png>

- *Compresores Tipo Tornillo:* utilizado para bajas presiones y bajos caudales de operación, requiere aceite para el sistema de refrigeración, lo cual le permite manejar relaciones de compresión muy altas en una sola etapa de operación (hasta 10), ya que el aceite absorbe la mayor parte del calor generado. En contraste, el uso del aceite puede acarrear problemas operacionales si se contamina con algún hidrocarburo pesado u otros fluidos. También, por lo general la máxima presión de descarga es inferior a 300 psig (depende del fabricante).

FIGURA 49. Compresor Tipo Tornillo



FUENTE: Disponible en Internet: <http://2.bp.blogspot.com/compresor-de-tornillo-para-gas-26630.jpg>

Ahora bien, la escogencia de uno u otro compresor para utilizar en un trabajo de deshidratación se define de acuerdo a sus rangos de operación, eficiencias, y cuatro parámetros fundamentales, a saber:

- Cantidad de fluido descargado por unidad de tiempo.
- Aumento de la presión ocasionado.
- Potencia del Compresor.
- Rendimiento.

De los parámetros anteriores, quien representa una ficha clave a la hora de evaluar el uso de un compresor es la Potencia del mismo y su rendimiento, ambos relacionados mediante la Razón de Compresión (RC), que no es más que el cociente entre la presión de succión y la presión de descarga del compresor, para una sola etapa, y para múltiples etapas (n etapas de compresión) se define como:

$$RC = \left(\frac{P_{descarga_{psia}}}{P_{succión_{psia}}} \right)^{1/n} \quad (Ec. 24)$$

Por tanto, según la anterior relación, si la presión de succión de un compresor es mayor que la de otro manteniendo una misma presión de descarga, entonces la RC del primero será menor que la del segundo y por ende se necesitará menos potencia para comprimir el gas hasta la presión de descarga necesaria. En la deshidratación de un pozo de gas la finalidad de un compresor será disminuir al máximo la presión en cabeza de pozo (Pwh), para que así se reduzca también la velocidad crítica del gas y pueda superarse, por lo cual es evidente que a mayor potencia del compresor (medida en caballos de fuerza o Horse-power) mayor será la reducción de la Pwh y se optimizará el deslicuado del pozo gasífero.

James LEA, en su libro Gas Well Deliquification, presentó una figura donde se relacionaba la potencia mínima requerida para mantener un pozo de gas sin carga

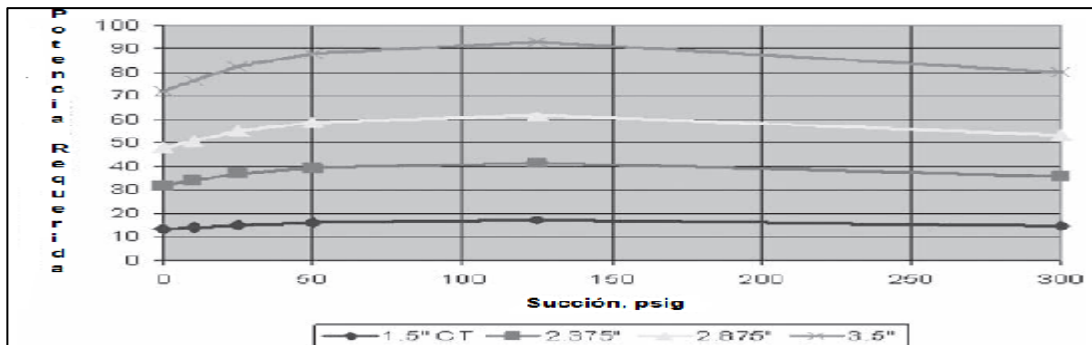
de líquido con determinada presión de succión y diámetro de tubería dados; en la cual puede apreciarse que a medida que aumente dicho diámetro para una misma presión de succión, aumentará la potencia mínima requerida por el compresor (así como el gas fuel que consumirá) y con ella los costos para mantener deshidratado el pozo. A continuación se presenta la figura 50, para una presión de descarga (Pd) de 1000 psig.

Una vez evaluada la potencia y presiones de descarga y succión del compresor, viene otro parámetro de análisis muy importante para garantizar su eficiencia, como lo es la Temperatura de descarga (Td), cuyo límite está en 275°F aproximadamente, y se calcula a partir de las presiones de succión (Ps), descarga (Pd) y temperatura de succión (Ts), como sigue:

$$\frac{T_d}{T_s} = \left(\frac{P_d}{P_s}\right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (Ec. 25)$$

Donde n es el coeficiente politrópico (puede tomar varios valores de acuerdo a si la compresión se asemeja a un proceso isobárico, isocórico, isentrópico o isotérmico), cuyo valor en promedio es de 1.3.

FIGURA 50. Potencia mínima requerida para mantener el pozo de gas deshidratado para diferentes diámetros de tubería



FUENTE: Modificado de LEA, James, et. al Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008

De esta manera, si al despejar Td se tiene que es menor a 275°F, se debe añadir otra etapa a la compresión (otro compresor), pues si no los sellos de la máquina podrían dañarse.

6.1.2 Levantamiento asistido por espuma. También conocido como FAL (Foam Assisted Lift) en inglés, el método consiste básicamente en agregar una cantidad definida (FAL por baches) o continua (FAL continuo) de surfactante en el fondo del pozo, sustancia que al contener una parte lipófila (afín o soluble con los hidrocarburos, en este caso el gas) y otra hidrófila (afín con el agua) crea una emulsión de líquido y gas conocida como espuma, en la cual las burbujas de gas están separadas las unas de las otras por una fina capa de líquido y se incrementa el área de contacto. Así, la espuma produce una mezcla menos densa del fluido de fondo al disminuir la tensión interfacial entre ambas fases, suavizando el gradiente líquido-gaseoso de la columna del pozo y conllevando finalmente al levantamiento de ésta hasta superficie, pues la velocidad crítica requerida para ello es reducida.

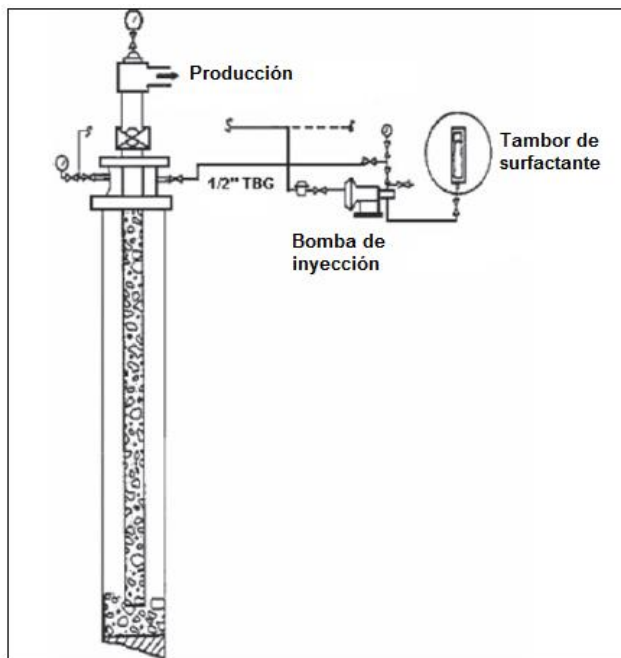
El método del levantamiento asistido por espuma resulta efectivo principalmente a bajos caudales de gas del pozo y puede verse seriamente afectado por una alta presencia de condensado (hidrocarburo líquido), puesto que la estabilidad de la espuma entre condensado-surfactante es mucho menor que la del agua-surfactante, dada la naturaleza polar del agua que ejerce mayores fuerzas de atracción hacia las moléculas del tensoactivo²⁸. Es común hablar de una “calidad de la espuma formada”, en base al porcentaje de gas de la emulsión; por ejemplo, una espuma de calidad 80 quiere decir que el 80% de la misma es gas (si la calidad es menor a 50, las fuerzas de gravedad muy posiblemente separarán las fases líquido y gas).

²⁸ Ibid., p.76

La forma como se aplique el surfactante en el pozo también influye en la respuesta efectiva del mismo para promover la deshidratación, de acuerdo al volumen de líquido que se requiere retirar del pozo. Existen entonces dos métodos de aplicación:

- *Aplicación del Surfactante por Baches:* como su nombre lo indica, el volumen a inyectar del surfactante se realiza con base en la carga de líquido presente (el pozo se cierra). Por lo general se mezcla 1% de surfactante por 20 galones de agua a bombear hasta el fondo, seguido esto por agua salada (que garantice la llegada a fondo de la mezcla) y la abertura posterior del pozo. El procedimiento se debe realizar unas cinco veces de forma continua durante ciertas semanas para poder evaluar su efectividad. A continuación se muestra un arreglo típico del sistema:

FIGURA 51. Esquema de Inyección por Baches de surfactante a través del anular del pozo.

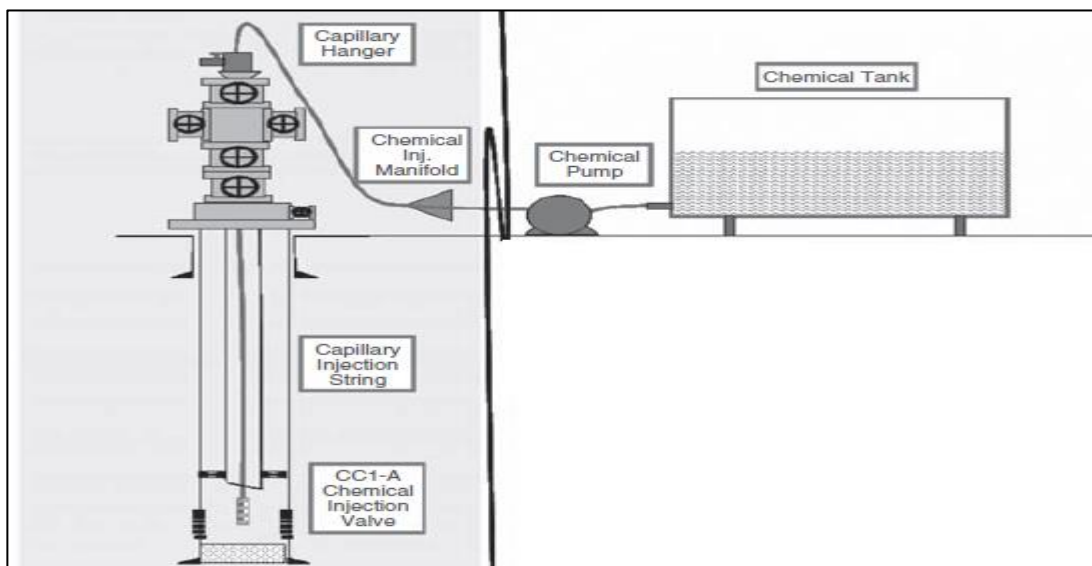


FUENTE: Modificado de LEA, James, et. al Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008

- *Aplicación Continua del Surfactante:* consiste en inyectar el surfactante a través de una sarta capilar instalada en superficie, que no es más que una tubería colgada como un tubing convencional (con dimensiones entre 1/4 - 3/8 O.D.) dentro de la tubería de producción o fuera de ésta; de tal forma que al llegar la sustancia al fondo del pozo se combine junto con el agua de producción y el gas para generar la tan mencionada espuma. Una ventaja de este sistema respecto a la inyección por baches es que se asegura con la sarta capilar que el surfactante llegue hasta el fondo del pozo (en el anterior posiblemente la espuma se forme a lo largo de la tubería). A continuación se ilustra en la figura 52 un sistema de inyección capilar de surfactante con sus partes.

Ahora bien, la aplicación de surfactantes como método de deshidratación de pozos gasíferos tiene dos factores limitantes principalmente: el costo económico del producto que incrementa a medida que aumenta el caudal de líquido a remover y los tratamientos hechos en superficie, y la efectividad de éstos para reducir la presión de fondo o P_{wf} .

FIGURA 52. Esquema de Inyección por Sarta Capilar de surfactante.



FUENTE: Modificado de LEA, James, et. al Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008

Un buen candidato para usar este método sería un pozo con bajo caudal de gas y una relación gas-líquido (RGL) de 1000-8000 SCF/BBL, pues si el RGL es más alto se recomienda usar deshidratación por plunger lift, y si es menor algún método de bombeo²⁹.

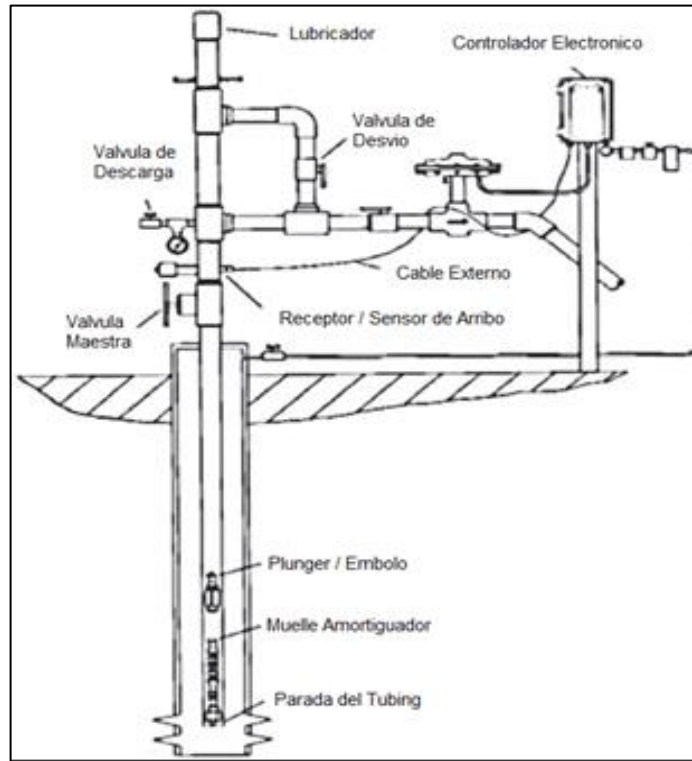
6.1.3 Plunger Lift. El sistema plunger lift suele considerarse como un método sencillo para deshidratar un pozo de gas, siempre y cuando aquel posea una alta RGL, ya que en este sistema el levantamiento de la columna de líquido se realiza utilizando la misma energía que posee el yacimiento para producir sus fluidos. Pues bien, la configuración radica esencialmente es la instalación de un émbolo de viaje (plunger) en la tubería de producción, el cual de forma intermitente sube y baja a lo largo de la misma a medida que se va cerrando y abriendo el flujo en superficie (mediante un controlador electrónico), para que de esta forma se acumulen los líquidos en fondo durante el período de cierre (la presión en el anular y la tubería incrementan a medida que se acumula gas, desplazando los líquidos al fondo del pozo) y una vez la presión aumente lo suficiente se abra el flujo y el plunger junto con la columna líquido-gaseosa formada asciendan hasta superficie.

Ya en superficie, la producción de líquido y gas continuará hasta que la velocidad del gas disminuya por debajo de su velocidad crítica y los líquidos comiencen a acumularse, tiempo en el que el pozo se cierra y el plunger cae por la tubería hasta un muelle de amortiguamiento colocado en fondo (ver figura 53), primero a través del gas y luego por el líquido. A continuación vuelve un período de acumulación de líquidos, donde la presión del anular dependerá del tiempo de cierre del pozo, la presión del yacimiento y el daño a la formación (que favorece o desfavorece el aporte de gas). Finalmente se abre el flujo (cuando la velocidad del gas en promedio alcance los 12,5 ft/sec) y el plunger asciende hasta superficie junto con los líquidos acumulados hasta que la velocidad del gas disminuya y se reinicie el ciclo.

²⁹ Ibid., p. 81

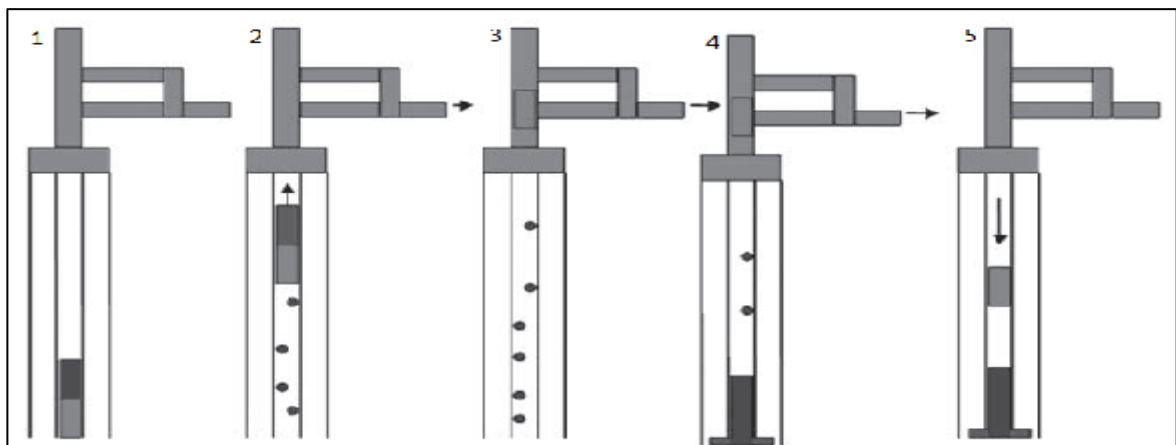
Un esquema básico de la instalación y el funcionamiento del sistema PlungerLift se muestran en las siguientes figuras:

FIGURA 53. Instalación del sistema Plunger Lift.



FUENTE: LEA, J.F. "Dynamics Analysis of Plunger Lift Operations", Tech. Paper SPE 10253.

FIGURA 54. Ciclo del Sistema PlungerLift.



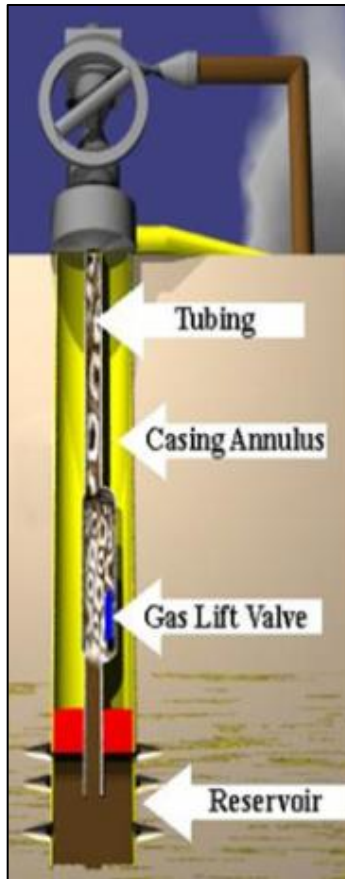
FUENTE: Modificado de LEA, James, et. al Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008

En cuanto a la selección del plunger, existen en la industria una variedad de diseños que ayudan a solucionar problemas típicos presentes en pozos donde se vaya a instalar o mejorar el funcionamiento del sistema, como un menor tiempo de caída del plunger (Anillo sólido, no es buena la eficiencia del sello), o menor tiempo a velocidades bajas del gas (tipo brush/cepillo y acolchad/ pad con buena eficiencia del sello) o instalación del sistema en pozos con problemas de arenamiento (tipo brush es eficiente al proteger el sello, pero se desgasta rápidamente). Su elección también se realiza de acuerdo a si el flujo será continuo (donde no se cierra el pozo para completar el ciclo) o convencional.

Fuera de esto, el sistema plunger lift brinda a su vez un tratamiento óptimo en cuanto a la remoción de escamas, parafinas o sólidos en general por parte del plunger, que hace un barrido a lo largo de la tubería en su ciclo. Además, como ya se ha mencionado, requiere de un alto RGL (mínimo 300-400 SCF/BBL) para su correcto funcionamiento y la desviación del pozo no debe exceder los 35°-40°, ya que el plunger baja por gravedad luego del período de flujo.

6.1.4 Gas Lift (bombeo neumático). El principio de funcionamiento del bombeo neumático o gas lift es el de inyectar gas exterior en la corriente de flujo que se produce a una determinada profundidad del pozo, lo anterior con el fin de que el gas adicional aligere o disminuya el gradiente de presión a lo largo de la tubería de producción, reduciendo la presión hidrostática y con ella la presión en fondo (P_{wf}), para finalmente aumentar el flujo de fluidos producidos. En la deshidratación de pozos de gas, el diseño se hace de tal manera que el volumen de gas del pozo más el inyectado mediante unas válvulas sujetas por unos mandriles al tubing (ver figura 55) superen la velocidad crítica del gas, sobretodo en pozos de bajo niveles de producción de líquidos.

FIGURA 55. Sistema Gas Lift.



FUENTE: Informe Journal of Natural Gas Science and Engineering 2009, "Decision matrix for liquid loading in gas Wells for cost/benefit analyses of lifting options"

A pesar de que el gas lift requiere de un suministro de energía externa al pozo para aumentar su producción, la versatilidad del sistema y su adaptabilidad a cambios en las condiciones del yacimiento (por ejemplo declinación de la producción o excesiva producción de aguas, donde el cambio en el diseño es una operación sencilla) lo han convertido en una alternativa muy utilizada en la deshidratación de pozos de gas, donde dentro de sus principales ventajas están:

- Manejo óptimo de diferentes tasas de producción.
- Óptimo para pozos con producción de arenas.
- Aplicabilidad a pozos desviados con el uso de mandriles especiales.

- Bajos costos de operación.
- Manejo de profundidades de más de 10000 ft de TVD.

Existen en la industria dos tipos principales de aplicación del sistema gas lift, a saber:

- *Gas Lift por Flujo Continuo:* En él una corriente externa de gas se inyecta continuamente a alta presión en la columna de fluido por un orificio o mediante una válvula en el pozo, donde el gas se mezclará con el del pozo para levantar el líquido hasta superficie mediante la disminución de la densidad del fluido y el peso de la columna (disminuyendo la P_{wf}), la expansión del gas inyectado que empuja el líquido delante de él y el desplazamiento de los baches de líquido por las grandes burbujas de gas.
- *Gas Lift por Flujo Intermitente:* En pozos de gas donde la presión de yacimiento ha declinado lo suficiente como para impedirle mantener un sistema de gas lift por flujo continuo, es necesario hacer el cambio a uno por flujo intermitente; en el cual usando los mandriles aún en el pozo, ahora las válvulas de descarga se reemplazan por válvulas falsas que impidan el paso del gas externo a la columna de fluido y la válvula operativa se sustituye por una válvula de presión de producción adaptada a una capacidad fija de presión que refleje el nivel de fluido hasta el cual se desea levantar el bache de líquido.

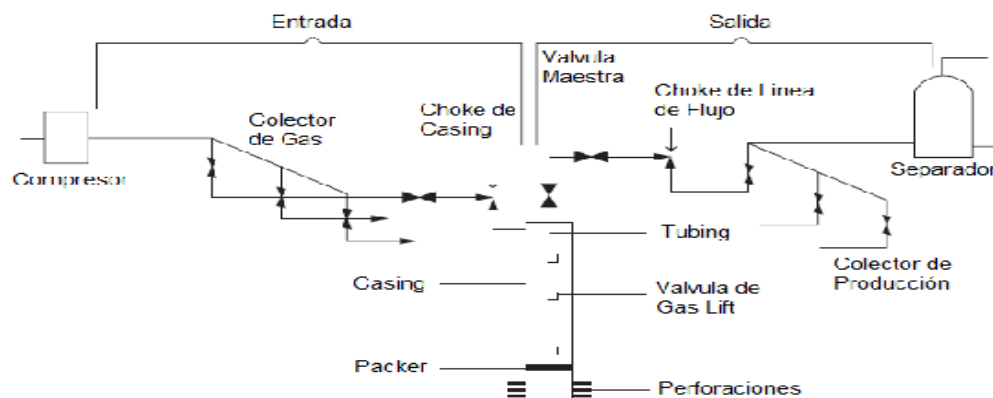
Es importante advertir que la válvula operativa de fondo debe ser la del orificio más grande posible, para así ofrecer una menor restricción a la inyección del gas en la tubería y optimizar la cantidad a inyectar para levantar el bache de líquido.

Aparte de la presión del yacimiento, la conversión de un sistema gas lift de continuo a intermitente también viene dada por el tamaño del tubing utilizado, la relación gas-líquido del pozo (RGL) y la tasa de gas.

Respecto a la configuración y/o componentes básicos del sistema de levantamiento artificial gas lift, se encuentran (Ver figura 56):

- Fuente de gas externa para inyección.
- Sistemas de inyección y tratamiento en superficie (válvulas de control, compresores, etc.).
- Equipo de fondo para el sistema (válvulas y mandriles).

FIGURA 56. Configuración general del Sistema Gas Lift por flujo continuo.



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

6.2 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN DE POZOS DE GAS

La aplicación de cada uno de los anteriores métodos explicados de deshidratación de pozos de gas debe hacerse siguiendo un diagrama de flujo específico que considere las características y/o condiciones operacionales del pozo, así como su producción actual y el caudal crítico de Turner a superar. En caso de que ninguno de ellos resulte técnica y económicamente viable implementar en el campo, se optará por producir los pozos hasta llegar a su límite económico.

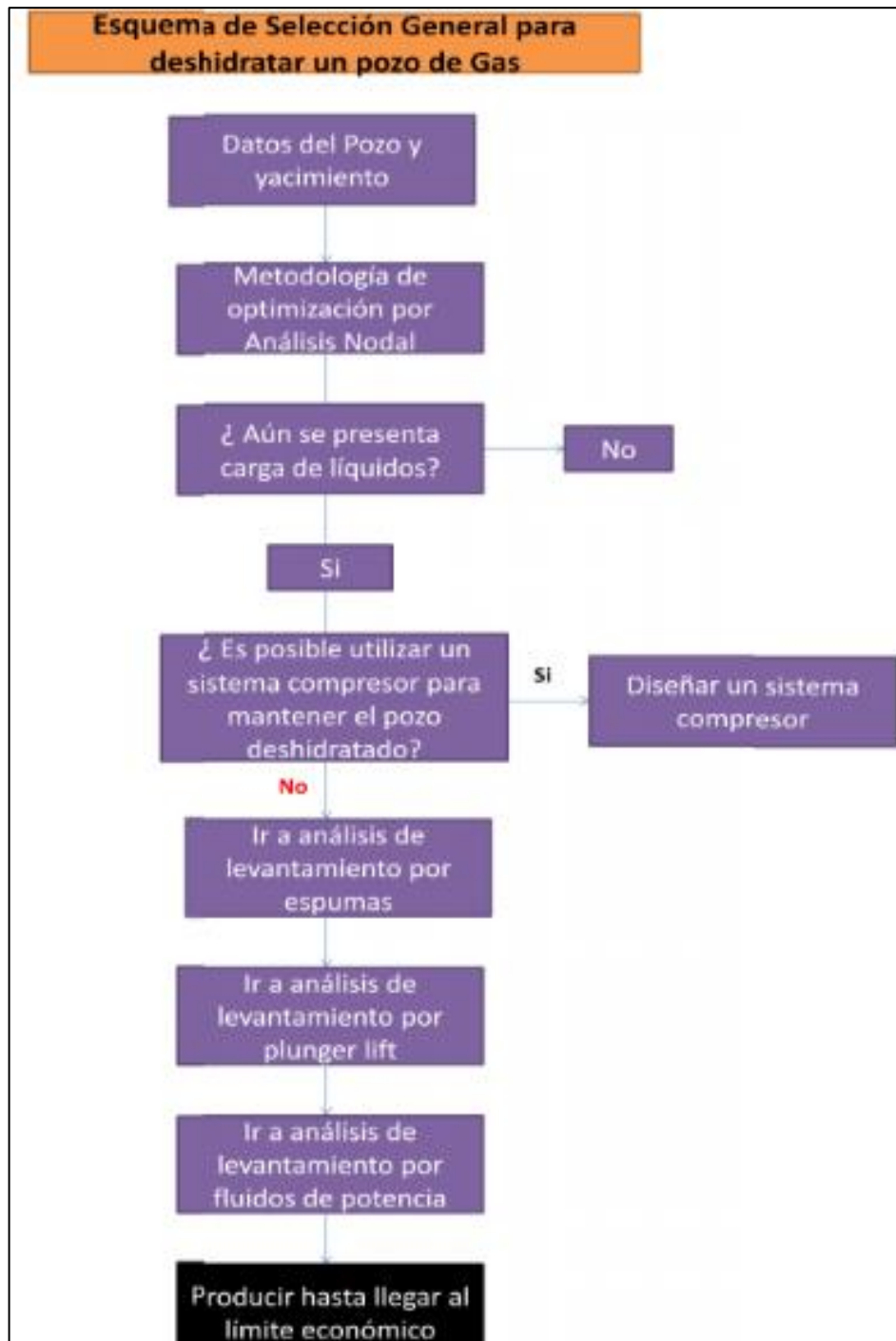
Pues bien, el diagrama de flujo para la implementación de uno u otro método de deshidratación está basado en una metodología desarrollada por el Concejo para la Investigación y Desarrollo del Levantamiento Artificial, ALRDC (por sus siglas en inglés), y seguida por los ingenieros Daniel Yoobany Estévez Guevara y Luis Alexander Olarte Camacho de la Universidad Industrial de Santander, quienes en su proyecto de grado titulado “Evaluación de Metodologías y Tecnologías efectuadas para efectuar la deshidratación (Dewatering) en pozos de gas shale. Aplicación a un Prospecto Colombiano”, realizaron un estudio técnico y financiero sobre la implementación de los nombrados métodos de deslicuado en un pozo prospecto de gas shale colombiano.

Así, el diagrama planteado por éstos autores para deshidratar un pozo de gas es el presentado en la figura 57. Ahora, la implementación de cada uno de los sistemas de levantamiento también es posible analizarla de acuerdo a los diagramas 58, 59 y 60.

A pesar que estos esquemas permiten seleccionar cuál método de deshidratación debe usarse en un pozo de gas, es necesario analizar ciertos factores a la hora de utilizar una u otra opción, como examinar un screening de los diferentes métodos, figuras de caudal vs. profundidad y condiciones de aplicabilidad técnica y financiera. Por consiguiente, la metodología planteada por los mencionados autores es la siguiente:

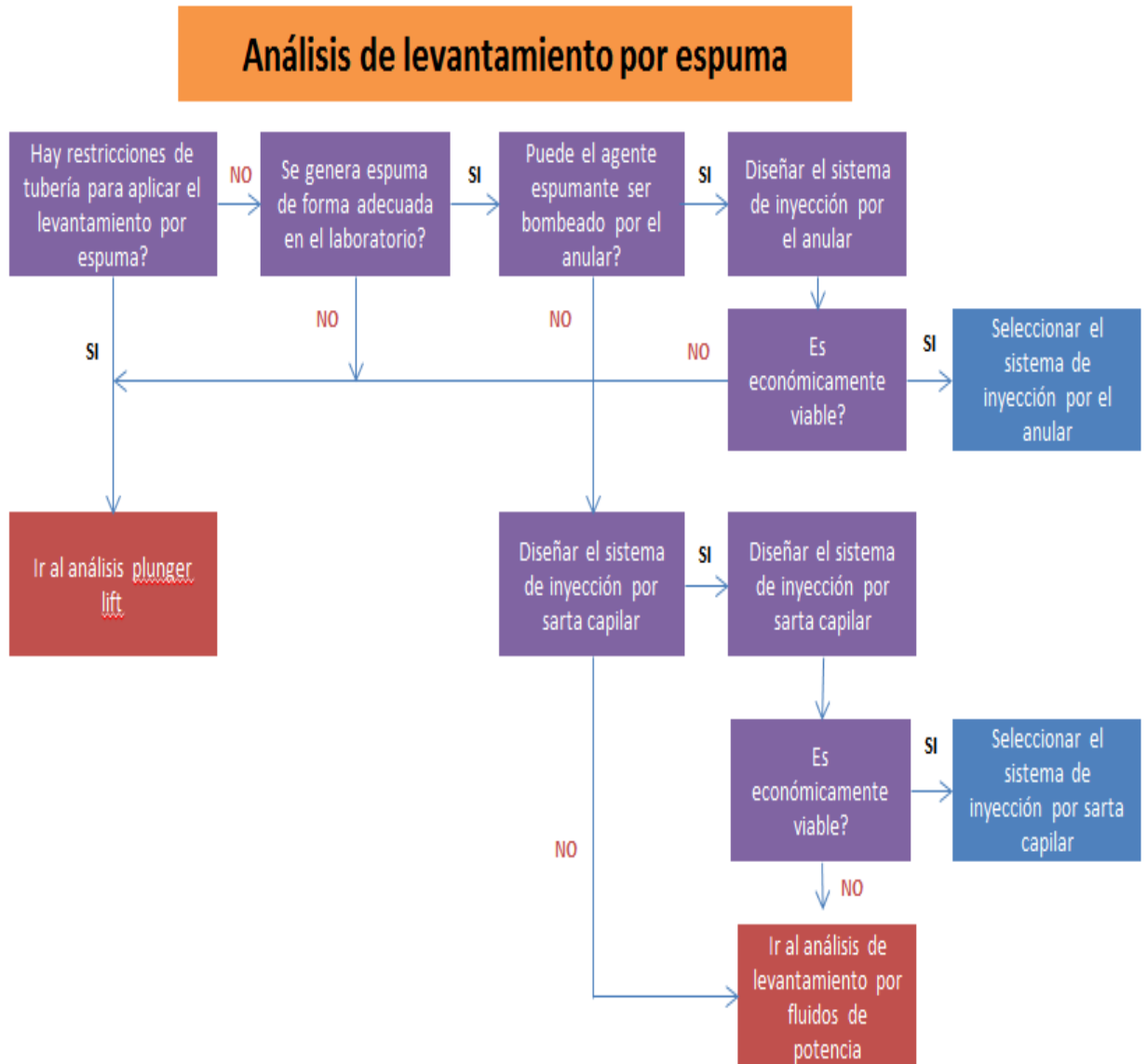
- i. Hacer un cuadro comparativo entre los datos tenidos del campo/pozo a deshidratar con el screening para los diferentes métodos, el cual consiste en una recopilación de datos que muestra el rango para el cual se aplicará una propiedad, donde al comparar dicho rango con los datos de un pozo en particular se analizará si pasa o no el filtro.

FIGURA 57. Esquema de Selección General para la deshidratación de pozos de gas.



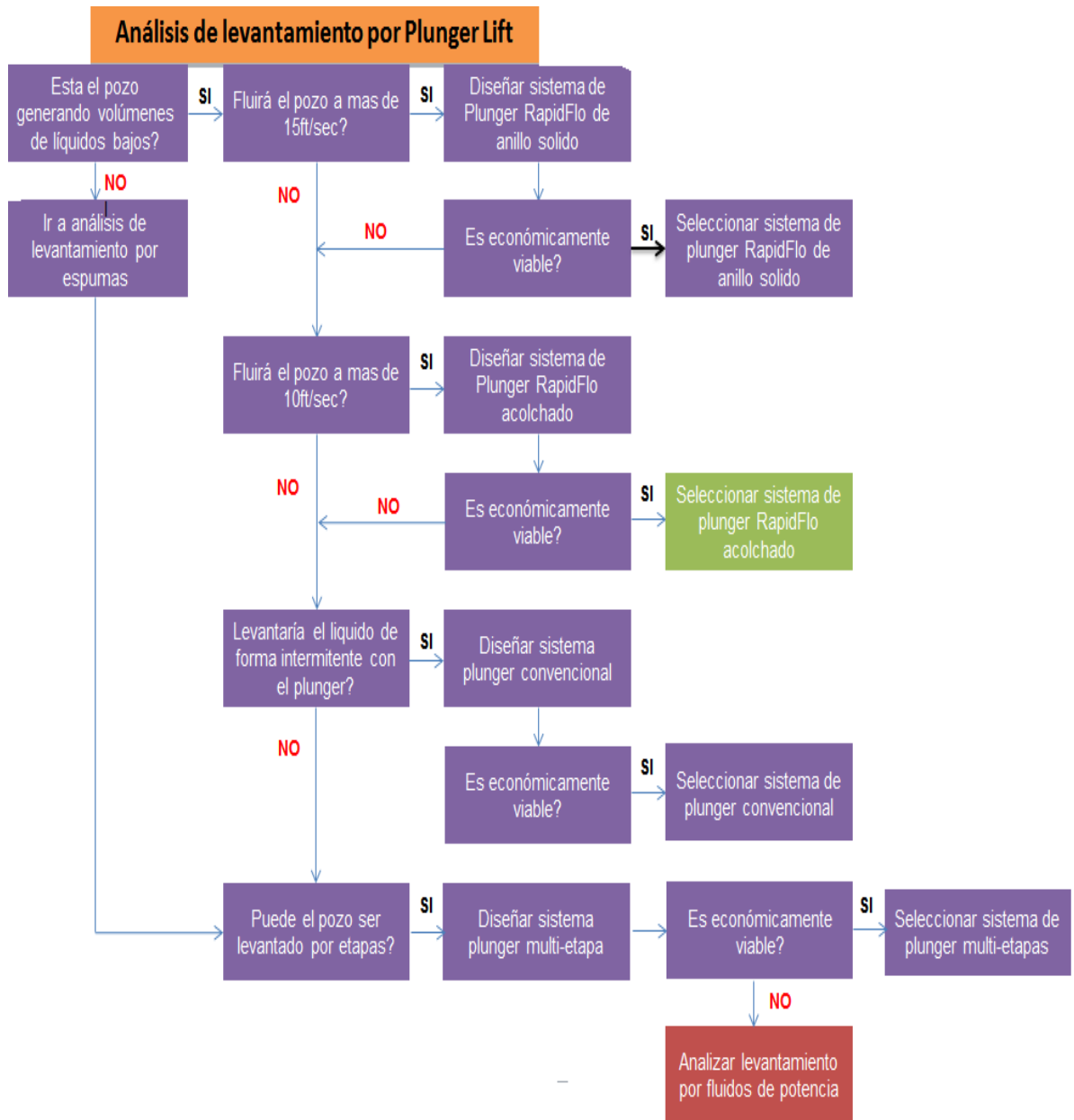
FUENTE: Tesis "Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano". Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

FIGURA 58. Esquema para el levantamiento por espumas.



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

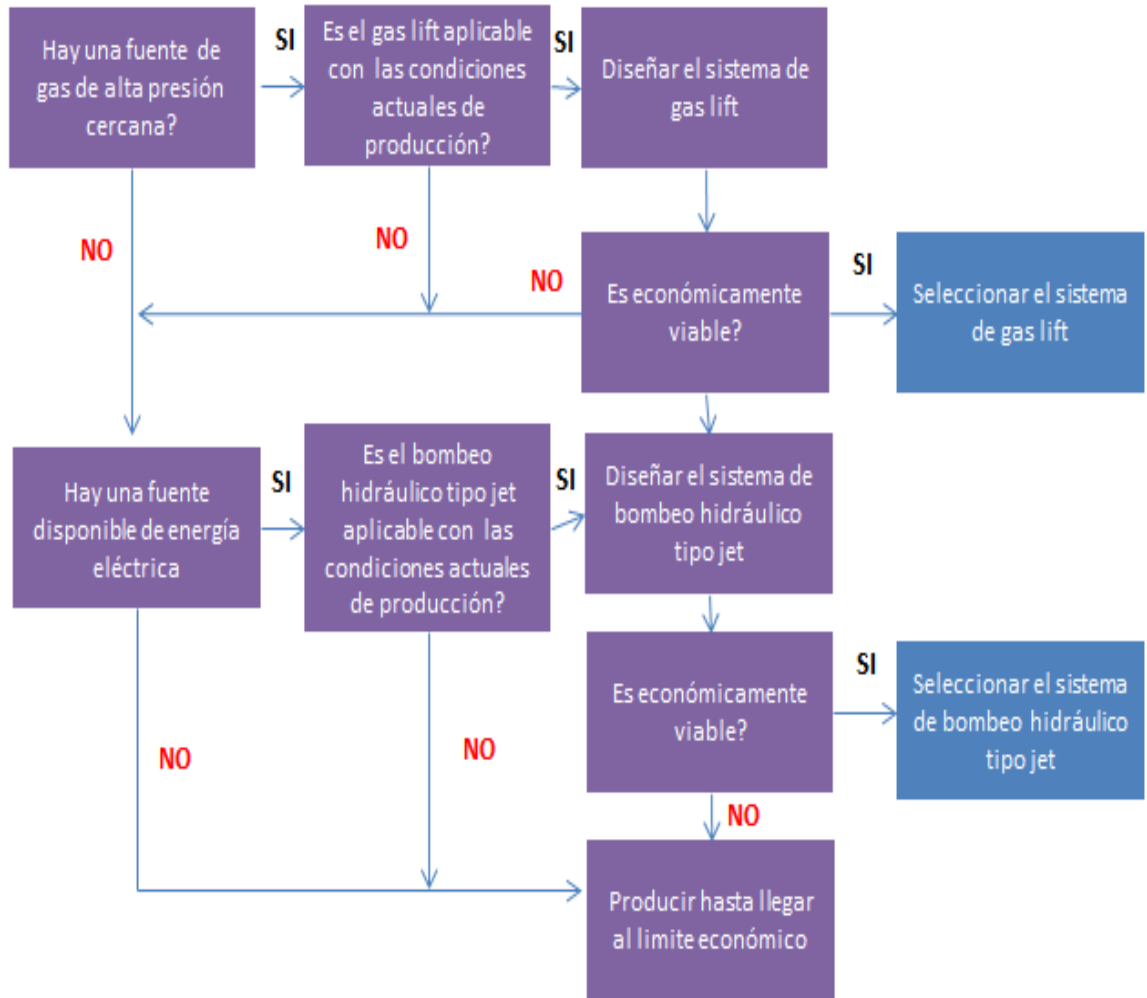
FIGURA 59. Esquema para el levantamiento por Plunger Lift



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

FIGURA 60. Esquema para el levantamiento por fluidos de potencia

Análisis por levantamiento de fluidos de potencia



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

A continuación se ilustra el screening para los sistemas en consideración:

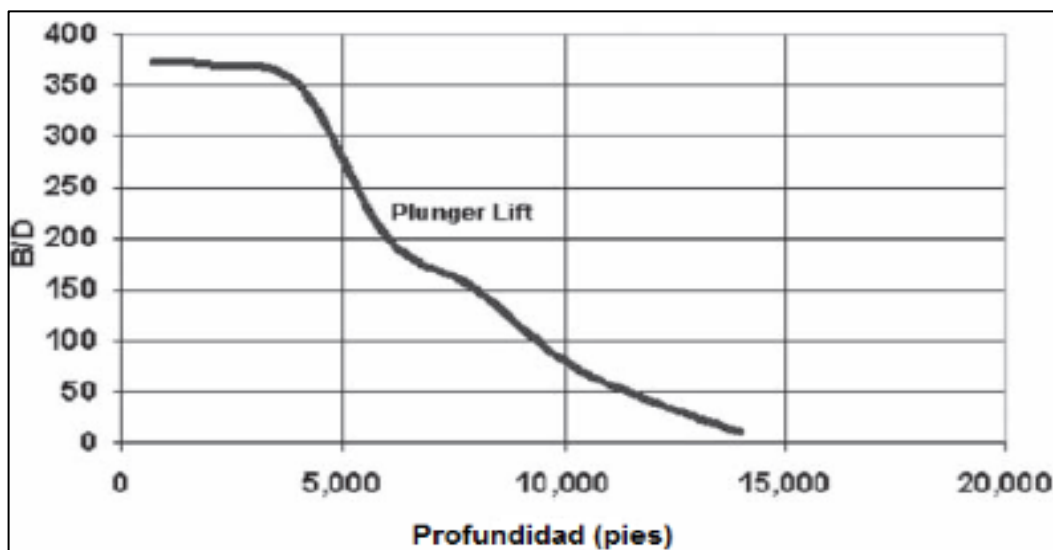
TABLA 3. Screening de los diferentes métodos de deshidratación de pozos de gas.

Forma de Levantamiento	Plunger lift	Sarta Capilar	Bombeo hidráulico Jet	Gas Lift
Máxima profundidad de operación (ft)	19000	22000	15000	18000
Máximo Caudal de operación (BDP)	200	500	35000	50000 (100-200 para pozos de gas)
Máxima temperatura de operación (°F)	550	400	550	450
Manejo de Corrosión	Excelente	Excelente	Excelente	Buena a Excelente
Manejo de Sólidos	Regular	Bueno	Bueno	Bueno
Manejo de gas	Excelente	Excelente	Bueno	Excelente
Densidad del fluido (°API)	>15	>8	>8	>15
Energía del Sistema	Energía Natural del pozo	Energía Natural del pozo	Eléctrico	Compresor
Aplicación Offshore	N/A	Bueno	Excelente	Excelente
Eficiencia del Sistema	N/A	N/A	10-30%	10-30%

FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

- ii. Determinar qué tipo de sistema de levantamiento puede servir para el pozo/campo a tratar en base a las figuras de caudal vs. profundidad para cada método, donde como puede apreciarse abajo se relaciona el caudal de líquidos que puede levantar el método con la profundidad a la que hay que levantarlo (profundidad del pozo):

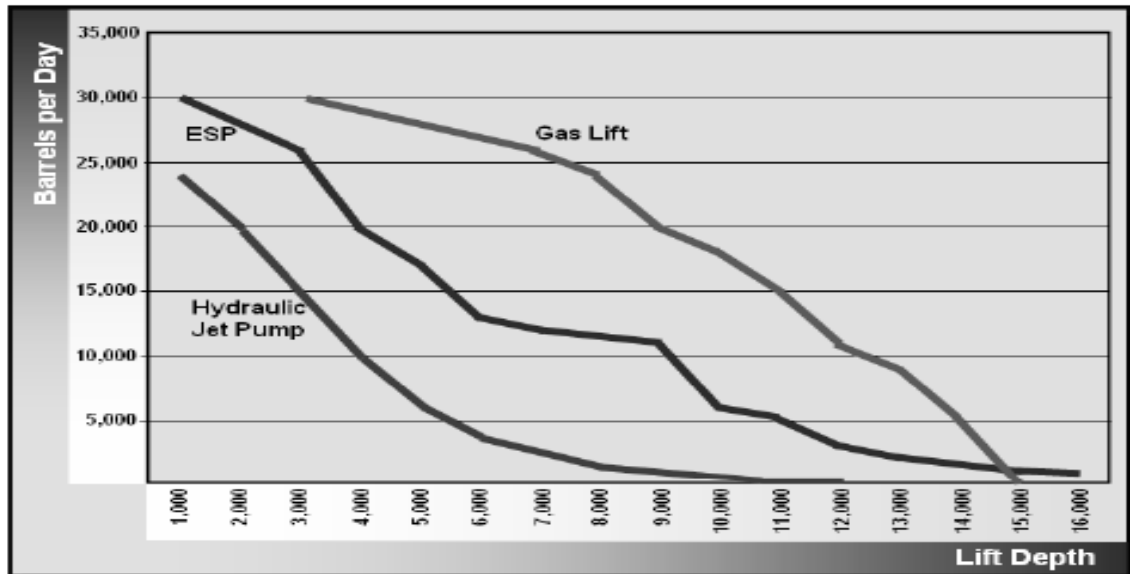
FIGURA 61. Grafica estándar profundidad vs. barriles por día removidos por plunger lift.



FUENTE: Modificado de Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

- iii. Analizar la factibilidad técnica de implementar uno u otro método de deslicuado de los pozos de gas en base a sus condiciones operacionales y a las condiciones de aplicación mínimas requeridas por cada sistema, detalladas en los párrafos anteriores.

FIGURA 62. Grafica estándar profundidad Vs barriles por día removidos por Gas lift y Bombeo hidráulico.



FUENTE: Modificado de Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

iv. Realizar un análisis financiero de los diferentes métodos para determinar cuál sería el mejor a utilizar en determinado pozo/campo desde el punto de vista económico, para lo cual se deben especificar los costos correspondientes a la instalación, operación y mantenimiento de cada sistema de deshidratación e impuestos, así como los ingresos percibidos por los beneficios alcanzados en los pozos a tratar (aumento de producción). Así, la realización del análisis incluye:

- Inversión inicial: igual a la suma de los costos de desarrollo, promoción, construcción (o modificación) e instalación del proyecto, menos la ganancia ocasionada por la venta de bienes que ya hayan estado en uso.
- Flujo de Efectivo: también llamado flujo de caja, representa todas las entradas y salidas de capital a lo largo de la duración del proyecto, incluyendo la inversión inicial, los costos de operación y mantenimiento de los equipos (egresos) y el pago de impuestos, y las ganancias en producción, dinero por venta de

equipos o beneficios fiscales asociados a la depreciación, que conforman los ingresos. La ecuación general por tanto, del flujo de caja, es:

$$\text{FlujodeCaja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación} \text{ (Ec. 26)}$$

A continuación se muestra una representación típica de un flujo de efectivo a lo largo de la línea del tiempo de vida del proyecto, donde los ingresos se grafican como rectas verticales hacia arriba y los gastos hacia abajo:

FIGURA 63. Representación del Flujo de efectivo.



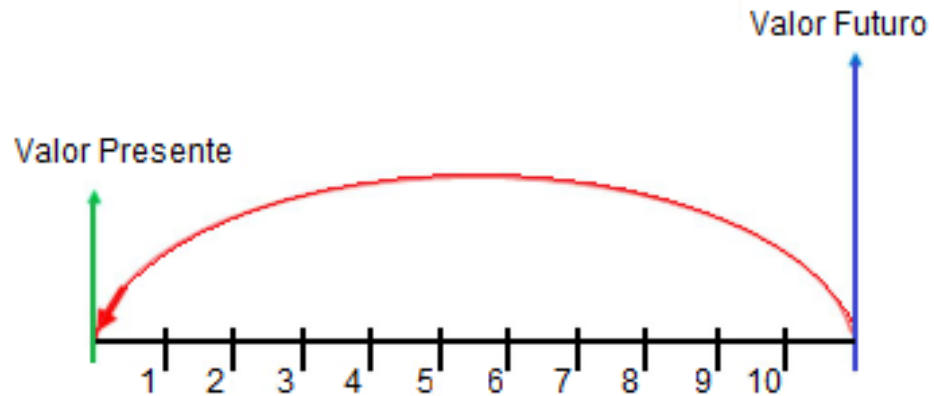
FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

- Evaluación de la Rentabilidad del Proyecto: definidas las principales variables a considerar en el desarrollo de un proyecto, se prosigue a calcular indicadores que permitan al inversionista decidir si es rentable o no la ejecución del proyecto en estudio, en base a las utilidades que genere y el tiempo en el cual las generará. Por lo tanto, suelen calcularse los siguientes métodos de análisis:

Valor Presente Neto (VPN): a partir de él es posible calcular el valor presente del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo total asociado

por llevarlo a cabo y que se considera se paga al comienzo. Además de ello, el método considera una tasa de descuento o de oportunidad, que puede ser constante o variable a lo largo del proyecto, en la cual está presente de alguna manera el factor de riesgo y el de liquidez.

FIGURA 64. Representación del Valor Presente.



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

De esta manera, el valor presente neto se define como:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FlujodeCaja}{[1 + i]^n} \quad (Ec. 27)$$

Donde n es el número de períodos de duración del proyecto ($n = 0$ es el período 1) e i es la tasa de interés o porcentaje al que está invertido el capital en un tiempo determinado. Como puede observarse en la ecuación, el VPN de un proyecto es inversamente proporcional a la tasa de interés del mismo, por lo cual una menor tasa de interés hará más conveniente un proyecto para la inversión. En caso de que un VPN resulte negativo para una evaluación particular, el proyecto deberá rechazarse de inmediato, pues no generará utilidades al inversionista.

Tasa Interna de Retorno (TIR): corresponde a la tasa de rendimiento en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a la inversión inicial, es decir, la tasa que equilibra los valores presentes netos de los ingresos y egresos. Por tanto una forma de representarla matemáticamente sería hallando el valor de la tasa de interés i a la cual se cumple que:

$$C = \sum_{n=0}^N \frac{\text{FlujodeCaja}}{[1 + i]^n} \quad (\text{Ec. 28})$$

Donde C = inversión inicial.

En base a lo anterior, si la TIR de un proyecto resulta ser mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO, también conocida como tasa interna mínima de retorno o TMIR) el proyecto se acepta, en caso contrario se rechazará. La tasa de oportunidad es fijada por el inversionista de forma personal.

Tiempo de Recuperación o Payback Time: es una forma rápida de saber en cuánto tiempo se recuperará la inversión inicial de un proyecto, para en base a esto optar o no por ejecutarlo (dependiendo de si ese es el tiempo que se tiene estimado o se requiere). Presenta sin embargo la desventaja de no considerar el valor actual de los flujos de caja futuros ni el flujo de caja de los últimos períodos. Hay dos formas de calcularlo:

- *Payback Simple:* en el cual se calcula el tiempo requerido para recuperar la totalidad del dinero invertido al inicio de un proyecto, considerando los flujos de efectivo como si el dinero tuviera el mismo valor en el tiempo (lo cual es falso). El tiempo calculado deberá ser mayor a la vida económica del proyecto (la inversión debe recuperarse antes de acabado éste), y viene dado por:

$$PaybackSimple = \frac{InversiónInicial}{FlujodeEfectivoAnual} \text{ (Ec. 29)}$$

- *Payback Ajustado*: tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, más aún presenta el inconveniente que no toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generen después de recuperar la inversión. Así, con el cálculo del *payback* ajustado se halla el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio (ajustado o su valor en el tiempo) sea igual al monto originalmente invertido (ajustado en el tiempo también). Su ecuación es:

$$PaybackAjustado = \frac{VPInversiónInicial}{VPFlujodeEfectivoAnual} \text{ (Ec. 30)}$$

Se escogerá el proyecto que tenga un menor *payback* ajustado entre las opciones.

7. APLICACIÓN DEL ESTUDIO ACÚSTICO EN POZOS GASIFEROS

Luego de estudiar detalladamente cada uno de los aspectos relevantes que se deben tener en cuenta para realizar un estudio acústico integral en pozos de gas, como lo son las características de estos yacimientos, las condiciones operacionales que conllevan a la formación de una columna de líquido la cual disminuye su productividad, el modelo estudiado que permite describir la velocidad del gas en el pozo, así como, el manejo correcto del software TWM (mediante el que se realiza el estudio acústico a partir de los Sonolog); y finalmente las posibles estrategias a implementar en los pozos para deshidratarlos y aumentar su producción de gas, se prosigue a evaluar y ejemplificar todos estos conceptos en pozos gasíferos de un campo de Texas, Estados Unidos, a los que llamaremos respectivamente T1, T2 y T3.

Estados Unidos, quien en 2011 ocupó el quinto lugar entre los países de mayores reservas de gas natural a nivel mundial (299.9 Tscf), el quinto en cuanto a producción del hidrocarburo (23 Tscf), y el primero en cuanto a consumo (24.37 Tscf)³⁰, tiene en Texas la cuarta parte de su producción diaria y además, se ha estimado que más del 90% de los pozos de gas están operando con el régimen de carga de líquidos³¹. Es por ello, que resulta de gran importancia usar una herramienta como el TWM de la empresa Echometer (Nativa Wichita Falls, Texas) para dar un diagnóstico y proponer soluciones adecuadas al problema de carga de líquidos, como se mencionó.

Los datos principales concernientes a la producción, profundidad, y características generales de los pozos T1, T2 y T3 se muestran a continuación:

³⁰ Estadísticas BP, informe Junio 2012.

³¹PARK YOUNG, Han; FALCONE, Gioia; TEODORIU, Catalin. Decision matrix for liquid loading in gas wells for cost/benefit analyses of lifting options. Informe Journal of Natural Gas Science and Engineering. Universidad de Texas, USA.2009., p. 1

TABLA 4. Características y parámetros principales de los pozos gasíferos

Características	T1	T2	T3
Profundidad (ft)	7773	9755	6961.9
Profundidad entrada tubing (ft)	7773	9660	6961.9
Presión de yacimiento @ ₂₀₁₂ (psig)	344.9	401.3	1997.9
Presión en cabeza Pwh (psig)	193.8	50.5	516.9
Temperatura de fondo (°F)	190	150	150
Producción de gas (Mscf/d)	100	430	239
Producción de condensado (Bbl/d)	0.5	46	8.3
Producción de agua (Bbl/d)	0.5	52	0
Diámetro tubing OD (in)	2.875	2.875	3.500
Diámetro casing OD (in)	4.500	7.000	7.000
RGL (scf/Bbl)	100000	4388	28795
Gravedad del condensado (API)	60	40	56
Gravedad específica del agua	1.05	1.05	1.05
Gravedad específica del gas	0.7464	0.899	0.84
BSW del condensado (%)	50	53.06	0
Mecanismo de flujo	Natural	Natural	Natural

FUENTE: Base de Datos Echometer company.

El lector de la anterior tabla de datos podría pensar que se están tratando 3 pozos pertenecientes a distintos campos gasíferos, por cuanto la presión estática del yacimiento tiene valores diferentes para cada uno de ellos. Sin embargo, realmente T1, T2 y T3 hacen parte de un mismo campo de gas, pero el campo como tal presenta diferentes yacimientos que lo conforman los cuales están compartimentalizados por la presencia de fallas y se encuentran a distintas profundidades y presiones.

7.1 SELECCIÓN DE LOS POZOS PARA EL ESTUDIO

En primer lugar y antes de aplicar los Sonolog se debe realizar una selección preliminar a los pozos gasíferos del campo en estudio, para la cual se utilizarán cinco criterios ingenieriles, a saber:

- Criterio 1: Pozos netamente gasíferos.
- Criterio 2: Producción de los pozos por flujo natural.
- Criterio 3: Disminución de la producción de gas del pozo o producción incremental negativa.
- Criterio 4: Presión en cabeza de pozo (P_{wh}).
- Criterio 5: Tipo de pistola acústica.

Los anteriores criterios de selección tienen su fundamento en el hecho de que, por ejemplo, los pozos seleccionados deben pertenecer a formaciones productoras de gas hidrocarburo solamente y no de aceite con alta producción de gas (alto GOR), y de igual forma, el mecanismo de flujo de los pozos deberá ser natural, debido a que precisamente el objetivo principal del análisis realizado será proponer estrategias de deshidratación de los pozos, es decir, un rediseño de la cadena de flujo o la instalación de un Sistema de Levantamiento Artificial (SLA) que optimice la producción de gas (criterios 1 y 2); hecho que no se lograría en caso de que el pozo fuera de aceite, así tuviera alta producción de gas (pues nunca se deshidrataría).

En cuanto al criterio 3, la disminución de la producción de gas del pozo, es uno de los factores más importantes ya que el enfoque del estudio acústico se basa en maximizar en lo posible la producción incremental de cada pozo, mediante el levantamiento de sus columnas de líquido respectivas. Igual sucede con la presión en cabeza de pozo (P_{wh}), que es el cuarto criterio a considerar y no por ello el menos importante, puesto que su valor representa qué tanto puede hacer el

ingeniero para aumentar la producción del pozo al ser una variable controlable de alguna manera desde superficie. Así, un pozo que tenga un alto potencial productor con una Pwh alta tiene la opción de disminuir dicha presión en superficie para dar paso a un incremento en el caudal de fluido que sale del pozo (aumentando el diferencial de presión fondo-cabeza de pozo), contrario a lo que pasa con uno cuya Pwh sea muy pequeña, donde será más difícil elevar el diferencial de presión y con él la producción de gas del pozo.

Finalmente, debido a que la información obtenida con un sonolog se fundamenta en la detección de los ecos recibidos por un micrófono de las ondas reflejadas en pozo al generar un pulso acústico desde superficie, el tipo de pistola usada en la toma de datos también constituye un referente para realizar el estudio acústico a un pozo, por cuanto su rango de aplicabilidad de acuerdo a las presiones manejadas en cabeza limita su uso.

Con base en lo anteriormente expuesto, y aplicando los cinco criterios de selección a los 3 pozos candidatos para el estudio acústico, se tiene:

TABLA 5. Criterios ingenieriles pozos T1, T2 y T3.

Criterio	T1	T2	T3
1. Yacimiento de gas	Si	Si	Si
2. Mecanismo de flujo	Natural	Natural	Natural
3. AOF (Absolut Open Flow) (Mscf/d)	1437.4	606.1	356.8
3. Producción incremental máxima (Mscf/d)	1337.4	175	117.8
4. Presión en cabeza Pwh (psig)	193.8	50.5	516.9
5. Tipo de pistola para el Sonolog	Compacta (CGG)	Remota (WG)	Compacta (CGG)
5. Modalidad del disparo acústico	Implosión	Explosión	Implosión

FUENTE: Autores

Nota: El cálculo de la producción incremental máxima posible para T1, T2 y T3 se realizó restando al potencial máximo de cada uno de los pozos (AOF, Absolute Open Flow, leído de los registros sonolog de cada uno), su producción actual para así tener un conocimiento previo del rango de producción de gas que el pozo está perdiendo, posiblemente por carga de líquidos. Así por ejemplo, para T1 su actual producción de gas es 100Mscf/d menos el AOF leído del Sonolog que es 1437.4Mscf/d; por tanto su producción incremental es $1437.4 - 100 = 1337.4$ Mscf/d.

Para un mejor entendimiento del aporte que los yacimientos realizan a la producción de los pozos T1, T2 y T3 respectivamente, se han graficado sus curvas IPR (Inflow Performance Relationship), utilizando el método de Aronofsky y Jenkins (1954) para flujo no Darcy en estado pseudoestable³², al trabajar en una zona de baja presión para los pozos en estudio (donde $P_{\text{yacimiento}} < 2000$ psi) tal y como puede detallarse en el anexo 1.

La tabla anterior permite concluir que tanto T1, T2 y T3 corresponden a formaciones productoras de gas (yacimientos de gas) y su mecanismo de flujo es de forma natural, razón por la cual, cumplen los criterios 1 y 2.

En cuanto a la producción incremental máxima que puede lograrse para cada uno de los pozos, es evidente que T1 y T2 requieren un mayor tratamiento y por consiguiente es posible lograr un incremento de producción más significativo que T3 (quien es el que menor incremento podría presentar de los tres pozos respecto a su AOF de 117.8 Mscf/d) a la hora de analizar la productividad de los pozos con los Sonolog. Sin embargo, al detallar las presiones en cabeza para cada uno de los candidatos al estudio acústico, la anterior conclusión respecto a cuales tendrían una mejor respuesta a éste podría cambiar, si se advierte que T3 es quien presenta la mayor P_{wh} (516.9 psig), seguida de T1 ($P_{wh} = 193.8$ psig), y terminando en la baja presión de cabeza de T2 (tan sólo $P_{wh} = 50.5$ psig), lo que

³²ESTEVEZ GUEVARA, OLARTE CAMACHO. Op. cit., p. 27

nos dice en otras palabras que al momento de evaluar posibles estrategias para deshidratar los pozos reduciendo Pwh para aumentar el diferencial de presión fondo-cabeza (y así incrementar el caudal por encima del crítico), en T2 tal evaluación no predice buenos resultados, pues sería muy poca la reducción de la presión en cabeza en vista de su valor actual. Por lo anteriormente expuesto, T1 y T2 aprueban el criterio 3, y T1 y T3 el criterio 4.

Otro parámetro de selección adicional es el del tipo de pistola utilizada para realizar el pulso acústico en el pozo (base del registro sonolog), en el cual encontramos que los pozos T1 y T3 pueden ser estudiados usando un solo tipo de pistola para el disparo, es decir, la pistola Compacta o CGG que trabaja para soportar presiones de operación de hasta 1500psi, y las presiones de T1 (193.8 psi) y T3 (516.9 psi) se adecuan a este tipo de disparador acústico, activando el pulso en el modo implosión (es decir, sin suministro de gas externo, sino que el pulso se origine al entrar una parte del gas del pozo a la cámara de la pistola, cuya presión es mucho menor que la del pozo), por ser la Pwh mayor que 100 psi, claro está (Ver capítulo 4). Hecho contrario sucede con T2, que con su baja presión de cabeza de 50.5 psig hace factible usar una pistola remota o WG en el modo explosión. De esta manera por economía y flexibilidad de la toma de datos, resulta más factible usar una misma pistola, luego T1 y T3 pasan el criterio 5.

En resumen, a partir de todos los criterios aplicados y analizados en los párrafos anteriores, se concluye que de los 3 pozos candidatos para llevar a cabo el estudio acústico, los que cumplieron en mayor proporción con los 5 criterios de selección son T1 y T3, pues tratando T2 en primer lugar no se lograría una producción incremental representativa como en T1 y T3 al poseer una presión en cabeza tan baja ($P_{wh} = 50.5$ psig); y en segundo lugar, este pozo requiere trabajarlo con una pistola diferente y en modalidad de pulso explosión, lo que acarrea más gastos y logística que estudiando solo T1 y T3.

7.2 CONDICIONES OPERACIONALES QUE OCASIONARÍAN LA FORMACIÓN DE UNA COLUMNA LÍQUIDO-GASEOSA.

Con los dos pozos seleccionados en el ítem anterior (T1 y T3), se procede a inferir a partir de los datos de producción y presiones de cada uno cuál podría ser el régimen de flujo predominante. Para esto, se analiza las producciones de gas y líquidos por parte de cada pozo: así, en T1 la producción de gas es 100Mscf/d y su producción de fluidos es 1 Bbl/d, lo que advierte que el gas está jugando un papel predominante en el gradiente de presión del sistema ya que su producción es alta en comparación con la de los líquidos. Por tanto, si el gradiente de presión es dominado por el gas, pero con cierta presencia o influencia de líquido, el régimen de flujo corresponde a transición bache-anular (capítulo II).

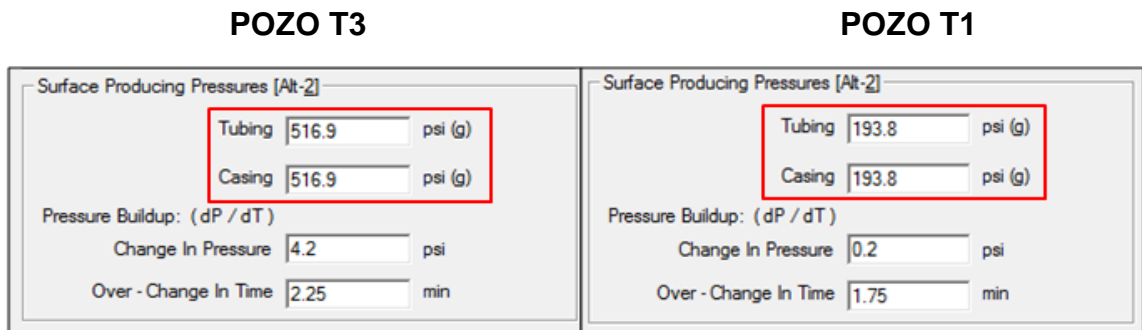
Para el caso de T3, cuya producción de líquidos suma 8.3 Bbl/d de condensado contra un caudal de gas de 239.0 Mscf/d, se evidencia que a pesar que el líquido producido en superficie es mayor que en T1, también lo es su caudal de gas y por ello aún predomina el gradiente de presión del gas a lo largo de la tubería, por lo que se predice igualmente un flujo en transición bache-anular (la presencia de líquidos en superficie advierte cierta influencia de ellos en la distribución de presión del tubing).

Ahora bien, luego de predecir el posible comportamiento del flujo a lo largo de las tuberías de producción de T1 y T3, se estudiará la probabilidad de que exista o no una columna de líquido en fondo de pozo, para lo cual existen 4 métodos de predicción de síntomas de carga de líquidos en un pozo de gas, explicados en el capítulo 2 del presente trabajo, a saber: Análisis de curvas de declinación, cambio en la presión de la tubería de producción y revestimiento, baja producción de líquidos y cálculo de la velocidad y caudal crítico del gas (capítulo III).

El análisis de las curvas de declinación (Q vs t), el cual requiere de un historial de producción de cada pozo, para comparar su declinación normal respecto a la real que presentaría por una posible carga de líquidos, no es un camino a seguir en la predicción del régimen de flujo para T1 y T3, puesto que no se cuenta con la base de datos especificada.

Otro síntoma que permite detectar si T1 y T3 presentan carga de líquidos radica en el cambio de la presión en superficie de la tubería de producción y revestimiento, donde, si la presión en superficie del revestimiento es mayor a la presión en superficie de la tubería de producción, se debe a que el gas al fluir hacia el pozo y percolarse entre el líquido aumenta la presión en superficie de la tubería de revestimiento por el aumento de presión en fondo debida la columna de líquido, pero al presentarse baja tasa de producción, en el tubing habrá poca acumulación de gas provocando finalmente que la presión en superficie de esta tubería disminuya, siendo un claro efecto de carga de líquidos. Pues bien, a continuación se ilustra un registro de presiones de superficie tanto para casing como para tubing pertenecientes a los pozos T1 y T3 respectivamente, que constituyen datos de entrada en el estudio acústico de los pozos.

FIGURA 65. Presiones en superficie de casing y tubing de los pozos T1 y T3 para el ingreso de información de los Sonolog.



FUENTE: Registros Sonolog, Echometer company.

Tras observar la figura con las presiones de ambos pozos en superficie, se concluye que aparentemente y a partir de este método de predicción, no hay carga de líquidos en ninguno de ellos, puesto que sus presiones de revestimiento y tubing muestran un mismo valor, y por tanto, el gas no presentaría ninguna obstrucción en su flujo.

Por otra parte, evaluando el tercer método de predicción de carga de líquidos en pozos gasíferos, en el que se analiza el cambio en producción de líquidos, que debe ser drástico y menor a la producción anterior para que el pozo este cargado, se logra determinar la poca eficiencia de este método para el estudio de T1 y T3, al no contar con producciones anteriores de líquidos para los pozos y por ende no poder establecer un paralelo respecto a si dicha producción ha presentado un cambio abrupto.

Finalmente, y en vista de que ninguno de los tres métodos descritos en los párrafos previos fue efectivo para determinar si los pozos T1 y T3 presentan problemas por acumulación de líquidos en fondo, se recurre al cuarto método: El cálculo de la velocidad y caudal críticos del gas usando el modelo teórico de Turner, detallado en el capítulo 3 para pozos de bajas presiones fluyentes (menores a 1000psia, como es el caso); para el cual requerimos de los siguientes datos plasmados en sus ecuaciones:

$$V_{C \text{ condensado}} = \frac{4.043(45 - 0.0031P_{wh})^{1/4}}{(0.0031P_{wh})^{1/2}} \quad (Ec. 9)$$

$$V_{C \text{ agua}} = \frac{5.321(67 - 0.0031P_{wh})^{1/4}}{(0.0031P_{wh})^{1/2}} \quad (Ec. 10)$$

$$Q_{C \text{ condensado}} = \frac{67.6 * P_{wh}(Di)^2(45 - 0.0031P_{wh})^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P_{wh})^{1/2}} \quad (Ec. 11)$$

$$Q_{C\text{ agua}} = \frac{89 * P_{wh}(Di)^2(67 - 0.0031P_{wh})^{\frac{1}{4}}}{(T + 460)Z(0.081P_{wh})^{\frac{1}{2}}} \text{ (Ec. 12)}$$

Reemplazando en las anteriores ecuaciones y con las unidades respectivas de las mismas, tenemos:

- Para T1, cuya Pwh=208.5psia, Ditbg=2.441(in), T=190°F y Z=0.978 (Ver cálculo “Z” (anexo 2), se tiene:

$$V_{C\text{ condensado } T1} = \frac{4.043(45 - 0.0031 * 208.5)^{1/4}}{(0.0031 * 208.5)^{1/2}} = 12.98 \left(\frac{ft}{sec}\right)$$

$$V_{C\text{ agua } T1} = \frac{5.321(67 - 0.0031 * 208.5)^{1/4}}{(0.0031 * 208.5)^{1/2}} = 18.89 \left(\frac{ft}{sec}\right)$$

$$Q_{C\text{ condensado } T1} = \frac{67.6 * 208.5(2.441)^2(45 - (0.0031 * 208.5))^{1/4}}{(190 + 460) * 0.978 * (0.0031 * 208.5)^{1/2}} = 441.5 \left(\frac{Mscf}{d}\right)$$

$$Q_{C\text{ agua } T1} = \frac{89 * 208.5(2.441)^2(67 - (0.0031 * 208.5))^{1/4}}{(190 + 460) * 0.978 * (0.031 * 208.5)^{1/2}} = 643.5 \left(\frac{Mscf}{d}\right)$$

- Para T3, cuya Pwh=531.6 psia, Ditbg=2.992(in), T=150°F y Z=0.91 (Ver cálculo “Z” (anexo2), se tiene:

$$V_{C\text{ condensado } T3} = \frac{4.043(45 - 0.0031 * 531.6)^{1/4}}{(0.0031 * 531.6)^{1/2}} = 8.08 \left(\frac{ft}{sec}\right)$$

$$V_{C\text{ agua } T3} = \frac{5.321(67 - 0.0031 * 531.6)^{1/4}}{(0.0031 * 531.6)^{1/2}} = 11.79 \left(\frac{ft}{sec}\right)$$

$$Q_{C\text{ condensado } T3} = \frac{67.6 * 531.6(2.992)^2(45 - (0.0031 * 531.6))^{1/4}}{(150 + 460) * 0.91 * (0.0031 * 531.6)^{1/2}} = 1158.41 \left(\frac{Mscf}{d}\right)$$

$$Q_{C\text{ agua } T3} = \frac{89 * 531.6(2.992)^2(67 - (0.0031 * 531.6))^{1/4}}{(150 + 460) * 0.91 * (0.031 * 531.6)^{1/2}} = 1689.93 \left(\frac{Mscf}{d}\right)$$

De esta manera y observando que tanto para T1 como para T3 las mayores velocidades y caudales críticos a superar por parte del gas corresponden a los del agua (hecho razonable si se fundamenta en que el agua es un líquido de mayor densidad que el condensado), se procede a comparar los actuales caudales de gas de T1 y T3 con sus respectivos caudales críticos de agua, obteniendo lo siguiente:

TABLA 6. Comparación caudales críticos y actuales de los pozos T1 y T3.

Pozo	Caudal de gas (Mscf/d)	Velocidad crítica de agua (ft/sec)	Caudal critico de agua (Mscf/d)	Estado del pozo
T1	100	18.89	643.5	Cargado
T3	239	11.79	1689.93	Cargado

FUENTE: Autores

Tal y como puede detallarse en la tabla 6, de acuerdo a los caudales críticos de Turner calculados teóricamente para T1 y T3 y al compararlos con los actuales caudales de gas de cada pozo, se inferiría que tanto T1 como T3 presentan problemas por carga de líquidos (pues $Q_{\text{gas}} < Q_{\text{crítico agua}}$).

7.3 ESTUDIO ACÚSTICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

Estudiadas las posibles condiciones causantes de la acumulación de líquidos en el fondo de los pozos gasíferos seleccionados, se prosigue a analizar los registros sonolog para los pozos T1 y T3 respectivamente, a partir de los cuales, se dará respuesta a las preguntas típicas generadas al realizar un estudio acústico en pozos de gas que son:

¿Está el gas fluyendo?

- ¿Cuál es el nivel del líquido en el tubing y/o casing?
- ¿Cuál es el porcentaje de líquido en la columna de fluido?
- ¿Cómo cae el nivel del líquido a medida que cae la tasa de gas?
- ¿Cuánto líquido hay en el tubing por encima de la entrada del tubing?
- ¿Cuáles son las presiones de fondo estática ($P_{ws-SBHP}$) y dinámica ($P_{wf-DSBHP}$)
- ¿Cuál es la tasa de flujo restringida debida a la contrapresión de la carga de líquido?
- ¿La presión en el tubing del gas/líquido saca líquido del tubing (es mayor a la tasa crítica de Turner)?
- ¿Cuál es la máxima rata de producción disponible para el pozo?

De esta manera, y con la finalidad de llevar a cabo un estudio acústico para T1 y T3, se obtuvieron dos registros Sonolog de cada pozo, efectuando un disparo acústico por el casing (anular) y otro por el tubing. En vista de que las presiones en cabeza manejadas en ambos pozos son mayores a 200psia, fue necesario el uso de la pistola compacta (CGG), que opera a presiones de pozo inferiores a 1500psi, efectuando el disparo en el modo implosión. Además, debido a que el enfoque del proyecto se basa en el análisis de los gradientes existentes a lo largo de la tubería de producción de los pozos, mas no en una prueba de restauración de presión, no se tuvieron en cuenta para este estudio los registros del build-up para cada pozo.

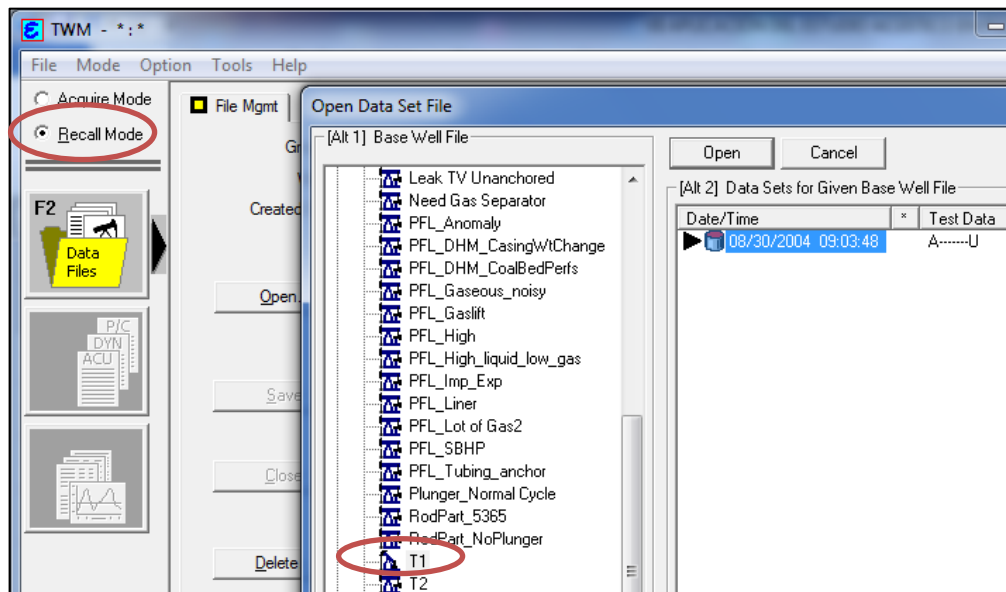
En este orden de ideas, el estudio acústico del nivel del líquido a realizar para los pozos gasíferos T1 y T3 se fundamentó en la correcta interpretación de las siguientes pestañas del software TWM de Echometer, que conforman un Sonolog:

- Selección del Nivel del Líquido (Select Liquid Level).
- Determinación de la Profundidad del Nivel (Depth Determination).

- Determinación de la Presión de Fondo de Pozo (Bottom-HolePressure, BHP).
- Sección de Deshidratación (De-Liquification) del pozo gasífero.

7.3.1. Estudio acústico pozo T1. En vista que los registros sonolog de T1 y T3 se obtuvieron en forma electrónica por su proveedor para el presente estudio, es decir no se realizó la tarea de ir hasta campo para su respectiva toma, no se describirá procedimiento alguno seguido para hacer el disparo acústico, y el software TWM de Echometer se activará desde el modo llamada de datos (*RecallMode*). Así, abriendo el archivo correspondiente al pozo T1, se desplegarán los datos registrados por quien los tomó en campo:

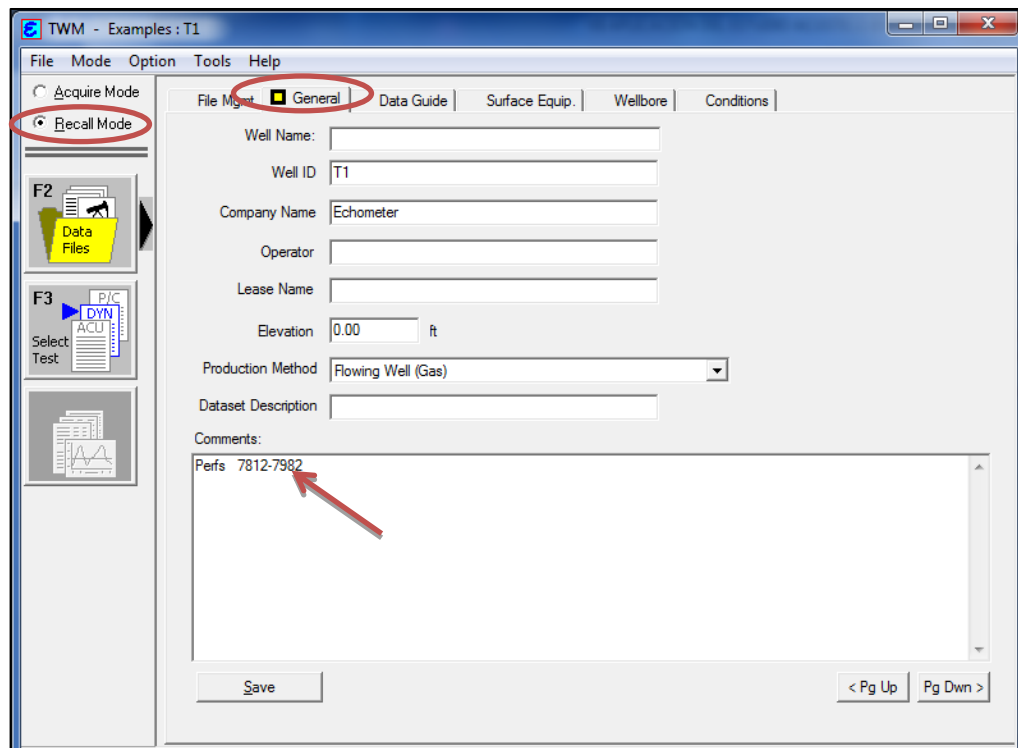
FIGURA 66. Llamada de Datos (RecallMode) del pozo T1. Software TWM.



FUENTE: Echometer company.

Abierto el archivo, la primera pestaña desplegada en el programa incluye información general del pozo, de donde es de rescatar su método de producción actual y los comentarios concernientes a su estado mecánico (para el caso, un intervalo cañoneado de $7982-7812 = 170$ ft):

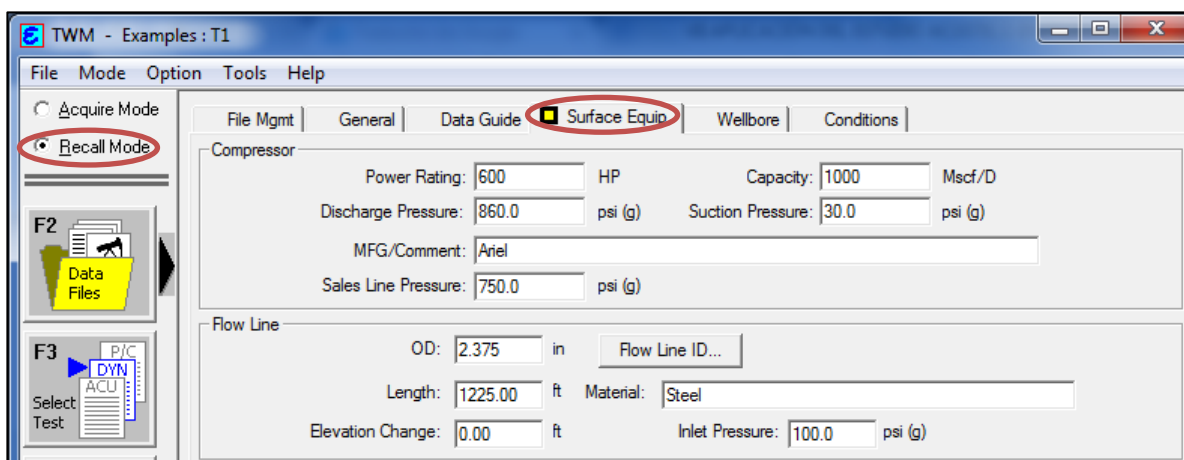
FIGURA 67. Información básica entrada al pozo T1. Software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Posterior a la pestaña general del pozo, es posible apreciar las particulares del equipo de superficie tenidas para T1:

FIGURA 68. Equipo de superficie en el pozo T1. Software TWM.

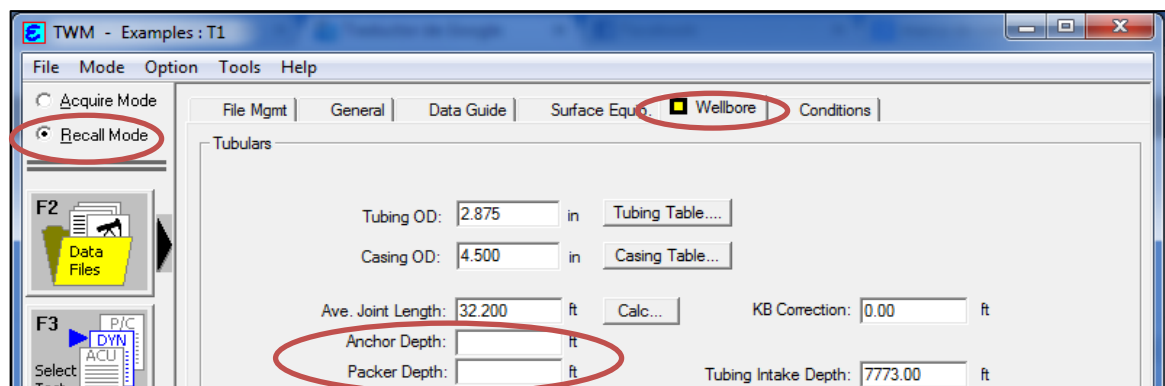


FUENTE: Echometer Company.

Así, se tiene que T1 cuenta con un sistema de compresión en superficie, donde la unidad maneja una potencia de 600 HP (*HorsePower*, Caballos de Fuerza, 1HP = 746 watt), una capacidad de gas de un millón de pies cúbicos por día (1000 Mscf/d), y presiones de succión de 30 psig y de descarga de 860 psig, para finalmente impulsarlo por la Línea de Ventas a 750 psig. Además, también se ilustran las propiedades de la línea de flujo o transporte en superficie del gas producido de T1, donde cabe destacar la presión de entrada del gas a la misma (100 psig), su longitud (1225 ft), diámetro externo (2.375 O.D.) y el material constituyente (acero).

Ahora bien, siguiendo con la lectura de los datos generales de T1 para la realización de su estudio acústico, se tiene la pestaña Wellbore del TWM, en la cual se detallan las dimensiones y longitud de las tuberías puestas en el pozo (Figura 69), donde es importante advertir los diámetros internos tanto de tubing como de casing, la longitud promedio de cada junta de tubería (32.2 ft) y sobretodo, el hecho de que el pozo no cuente con un ancla y/o empaque en fondo (o no se hubiese tenido en cuenta tal dato), ya que más adelante esto será decisivo para la determinación del nivel del líquido. También, la profundidad de entrada del tubing (7773 ft) permitirá determinar qué tanto ocupa de su volumen la hipotética aún columna líquido-gaseosa.

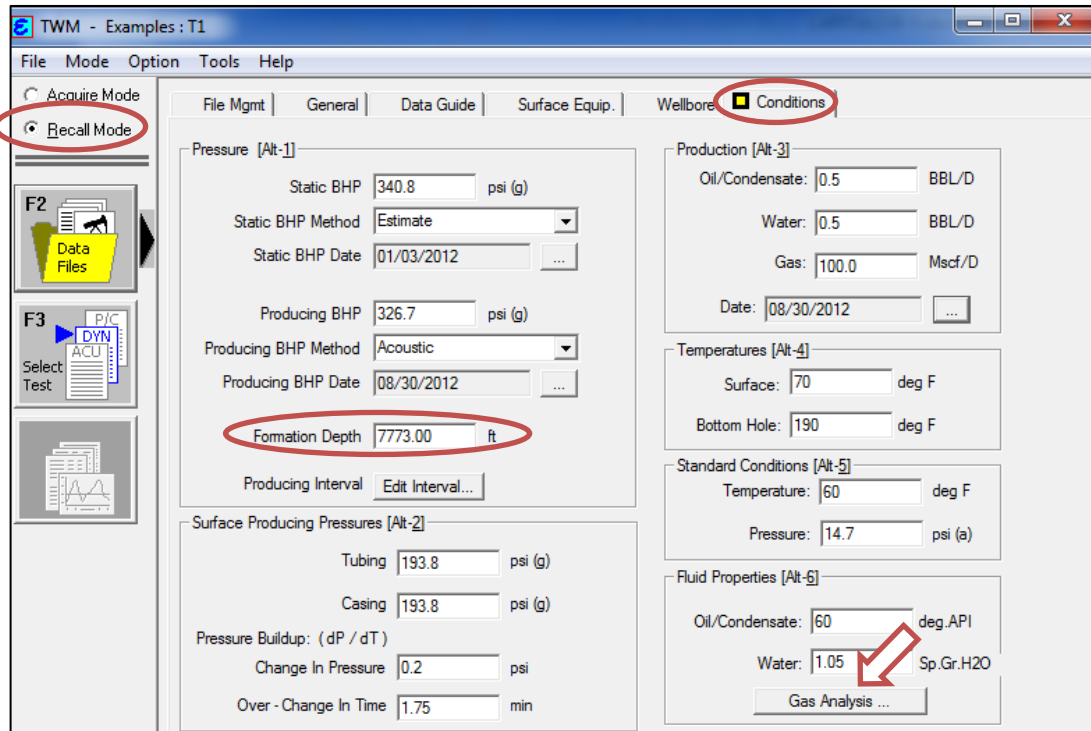
FIGURA 69. Sección Wellbore para el pozo T1. Software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Finalmente, la pestaña *Conditions* contiene la información requerida respecto a las presiones manejadas en T1 y propiedades de los fluidos, así como condiciones de temperatura en superficie y fondo, datos suministrados al inicio del presente capítulo y que son de gran relevancia para los cálculos posteriores.

FIGURA 70. Sección Conditions para el pozo T1. Software TWM.

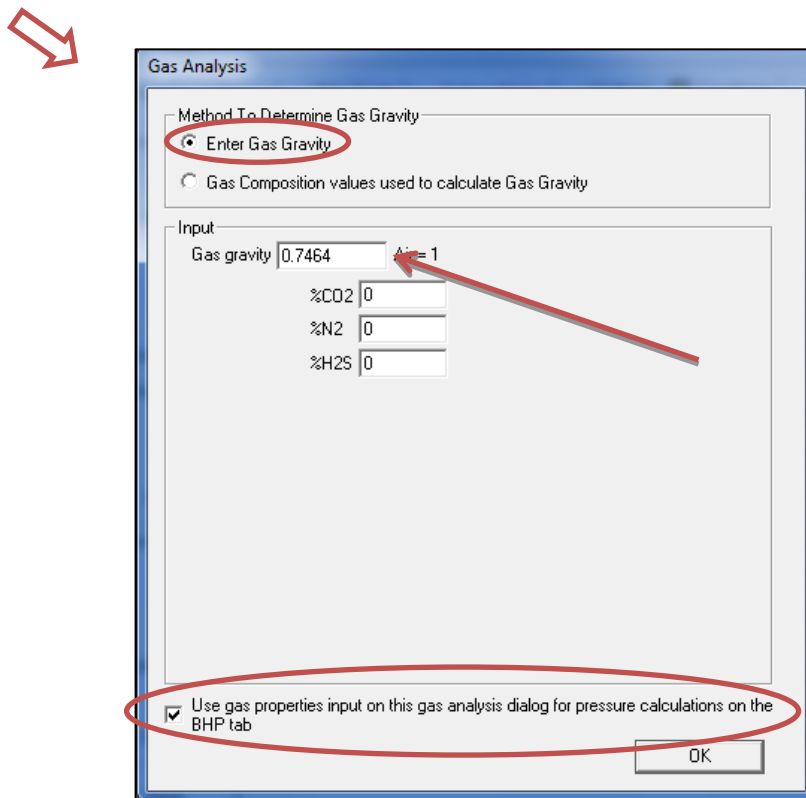


FUENTE: Echometer Company.

De lo anterior, cabe resaltar el cambio en la presión en superficie de las tuberías del pozo, el cual es de $(0.2\text{psi}/1.75\text{min}) = 0.11 \text{ psi/min}$, un valor que además de pequeño en magnitud de ascenso de presión en cabeza, no resulta de mucha utilidad analizar en detalle debido a las iguales presiones en cabeza de tubing y de casing, que como se explicó en una de las alternativas de predicción de carga de líquidos, ellas brindarían un escenario donde la producción de gas no se debería ver afectada por la presencia de una columna líquida en fondo de pozo.

Por otro lado, la gravedad específica del gas hidrocarburo de T1, que era conocida previamente también se verifica en la sección *Conditions*, y así como se señala en figura 71, es requerido indicar que dicho valor sea el que se tome en cuenta para los cálculos mostrados en los resultados del sonolog.

FIGURA 71. Gravedad específica del gas del pozo T1, en la Sección Conditions. Software TWM.

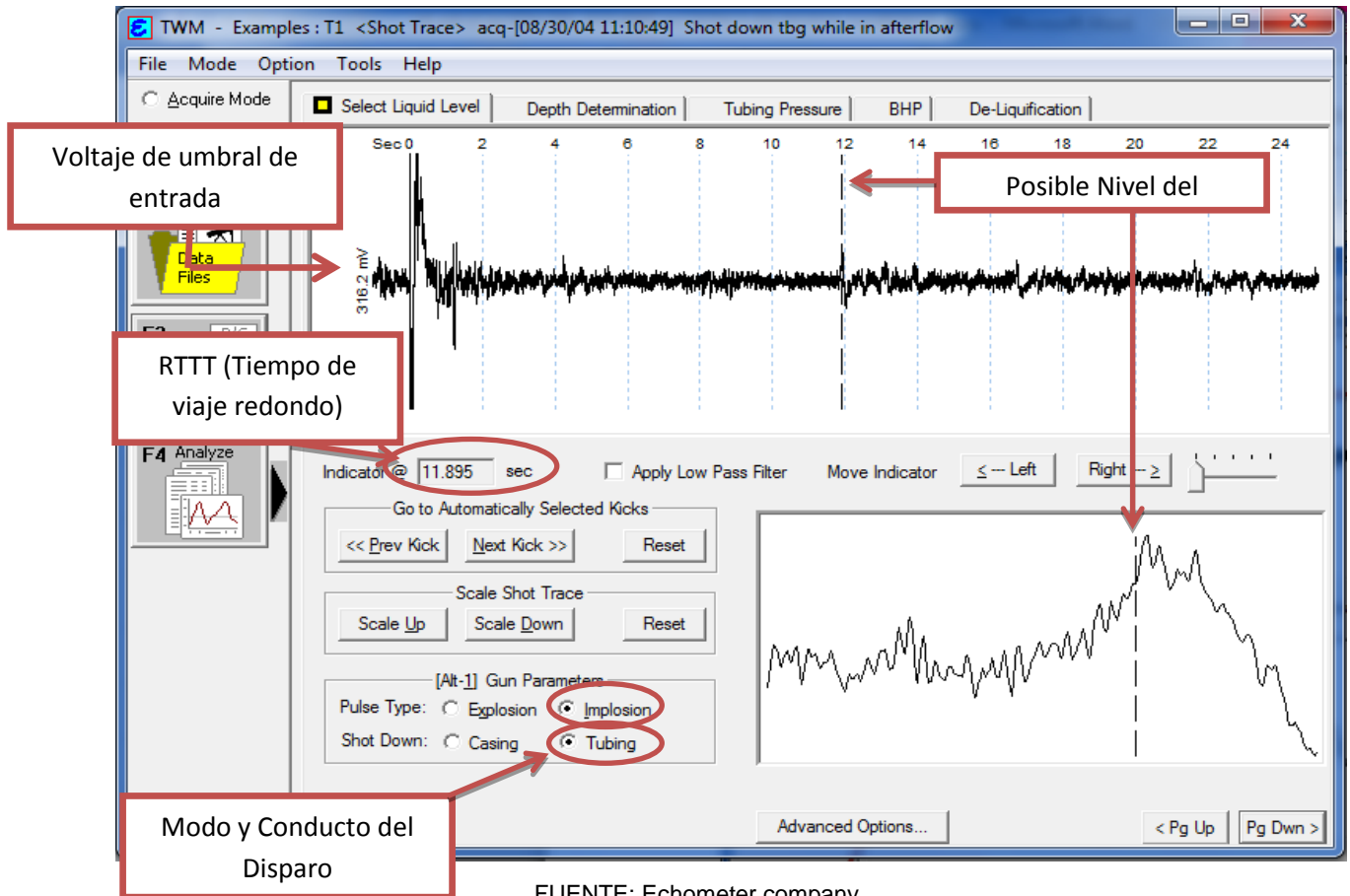


FUENTE: Echometer Company.

Con base en la información anteriormente verificada para la entrada de datos generales del pozo gasífero T1 al TWM, y una vez adquirida la información, se procede a realizar el estudio acústico propiamente dicho del pozo, analizando cada una de las cuatro pestañas del TWM correspondientes a la evaluación de un pozo de gas, que son:

7.3.1.1 Selección del Nivel del Líquido.

FIGURA 72. Sonolog pozo T1. Selección del nivel de líquido en el tubing.



En base al sonolog anterior, el RTTT es de 11.895 (sec), lo cual nos indica que este es el tiempo que demoró la onda acústica en su viaje desde que salió de la pistola hasta que se reflejó nuevamente en superficie, posterior a detectar el nivel de líquido. También, es predecible el hecho de que el pozo no presentaba gran ruido al momento de hacer el disparo pues en caso tal la señal acústica al inicio de la pantalla (cerca de superficie) se hubiera distorsionado y/o mostrado una inconsistencia en trazos hacia arriba y hacia debajo de forma desproporcionada. Cabe recordar que la detección del nivel se ubicó en dicho lugar de la traza acústica porque fue la obstrucción del área de tubing más grande de toda la traza

(ya que el espacio de viaje se bloquea totalmente al encontrar el nivel), el pozo T1 no presenta anclas/empaques o restricciones en fondo que puedan confundirse con el nivel, y además de ello la señal tiene el mismo sentido que la primera traza (modo implosión, patada hacia arriba), tal y como se explicó en el capítulo 5.

7.3.1.2 Determinación de la profundidad del nivel

- Método Automático:** De las cuatro formas en que puede determinarse la profundidad del nivel de líquido, explicadas en el capítulo 5, la primera de ellas es el método automático o determinación realizada por el mismo software mediante un conteo de juntas de tubing/casing. Tal y como se detalló en dicho capítulo, este método resulta confiable siempre y cuando las juntas de tubing contadas superen el 80% o más de la señal acústica registrada, en cuyo caso, el nivel de líquido se determinará hallando en primera instancia la velocidad promedio de la onda acústica en las juntas contadas (haciendo un promedio entre ellas), multiplicando el número de juntas por segundo por el doble de la longitud de cada junta (el doble ya que la onda recorre las juntas dos veces hasta llegar a superficie), y en segundo lugar multiplicando esta velocidad acústica por la mitad del RTTT (Tiempo de viaje hasta el nivel del líquido detectado), así:

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = \text{Velocidad acústica} \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) * \frac{\text{RTTT}(\text{sec})}{2} \quad (\text{Ec. 19})$$

De donde:

$$\text{Velocidad acustica} \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) = \frac{\text{juntas contadas(joints)}}{\text{tiempo(sec)}} * \frac{2 * \text{Valor en ft de la longitud de una junta}}{\text{longitud una junta (joints)}} \quad (\text{Ec. 31})$$

A continuación, se ilustra la pestaña de determinación del nivel de líquido para el pozo T1 por el método automático:

FIGURA 73. Sonolog pozo T1. Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático.

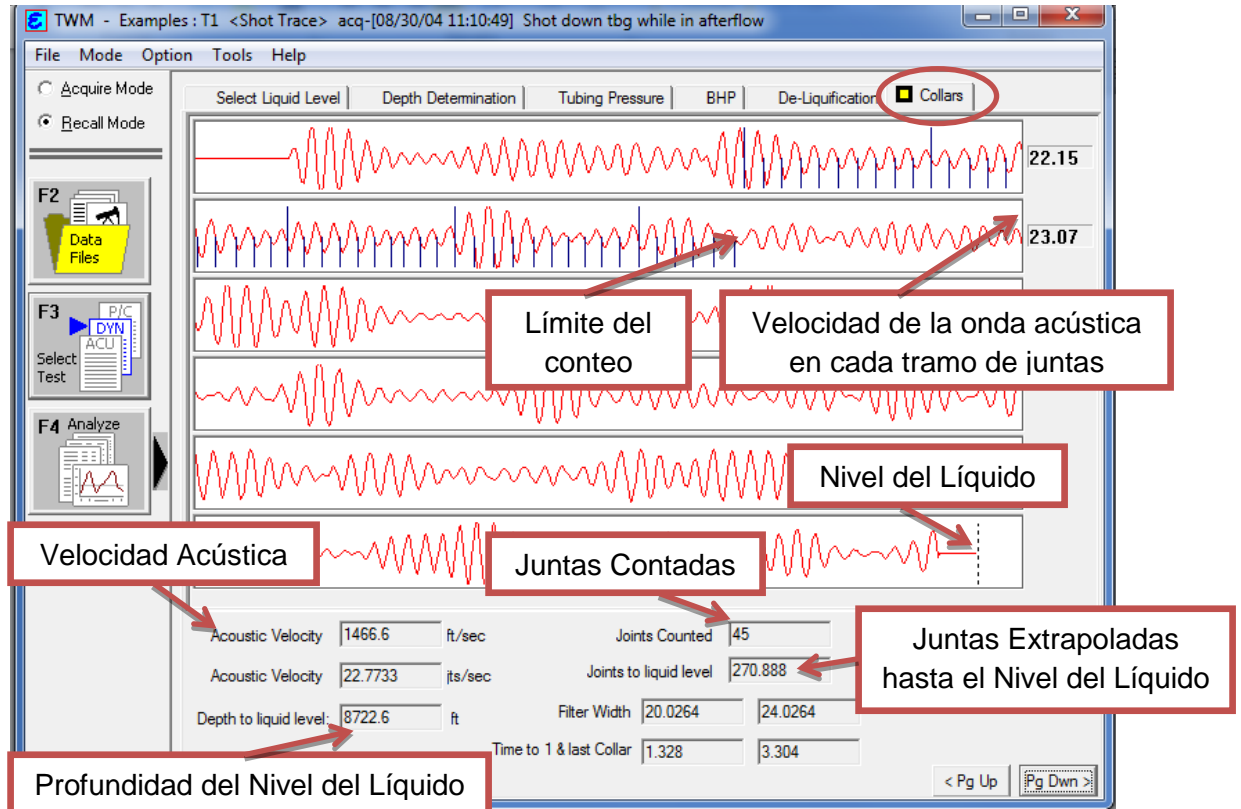


FUENTE: Echometer company

A partir de la anterior figura, se observa que la señal acústica hasta el nivel del líquido (LL) supera en gran magnitud a la señal registrada del conteo de collares (CJ), lo cual es posible corroborar si se estima la profundidad en la que se reflejaron cada una de las señales. Es decir, como se puede verificar en la figura anterior, el número de juntas totales (extrapoladas) hasta el nivel del líquido verificadas por el programa usando la velocidad promedio de la onda acústica en el pozo fue de 271 juntas aproximadamente, y teniendo en cuenta que en promedio la longitud de cada junta es de 32.2 ft, se obtiene un nivel de líquido por el método automático a 8722.6 ft, lo cual resultaría contradictorio debido a que la profundidad de la formación es de 7773 ft, y de acuerdo a esto el pozo no presentaría problemas de carga de líquidos y su producción sería óptima (hecho

que no ocurre). Además, tal contradicción se fundamenta en el hecho de que la señal acústica hasta el conteo de juntas no abarca el 80% de la señal hasta el nivel de líquido, tal y como se evidencia en la siguiente pestaña:

FIGURA 74. Sonolog pozo T1. Pestaña Collars para la Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático



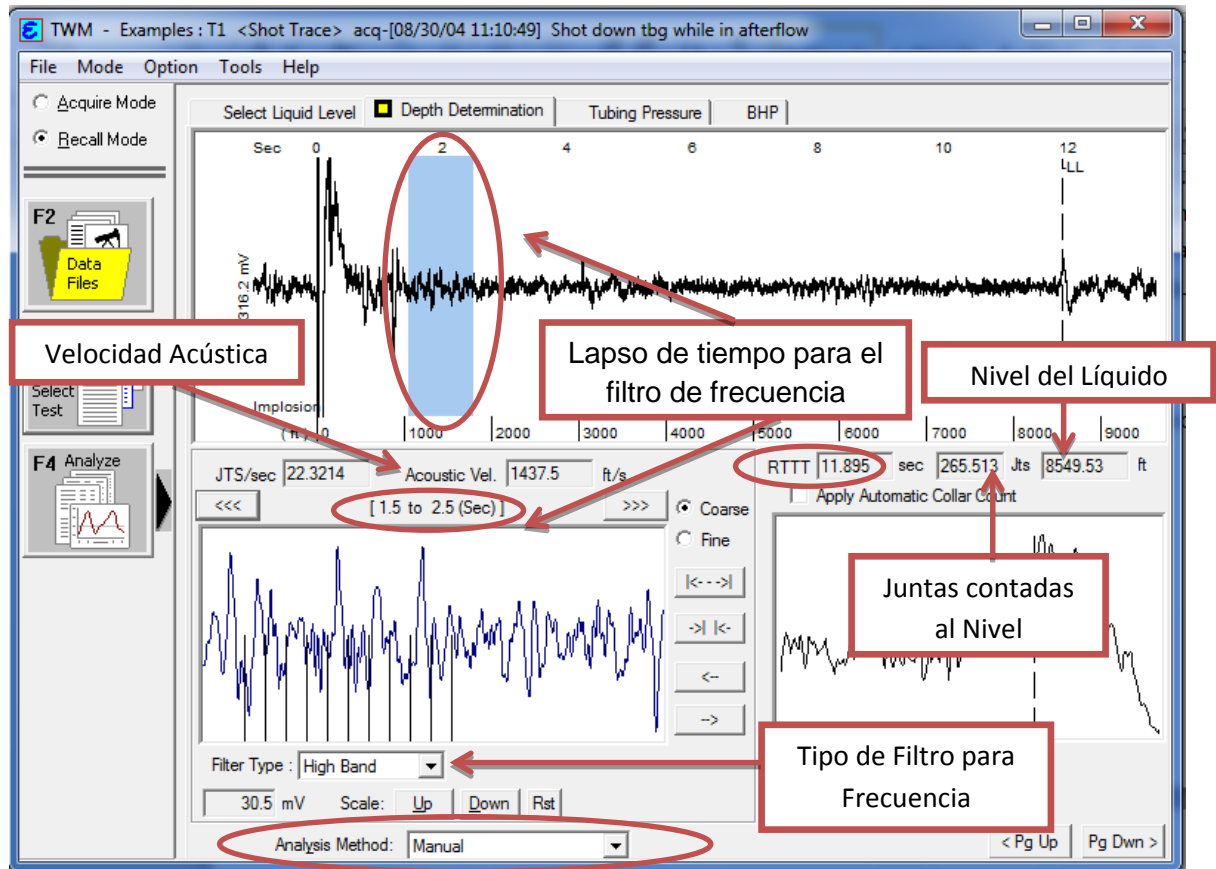
FUENTE: Echometer company

Así, el programa detectó 45 juntas en el conteo automático y en base a la velocidad acústica obtenida en ellas (1466.6ft/sec, por lo general está en el rango de 900-1200 ft/sec), extrapolaron un valor de 271 juntas aproximadamente hasta el supuesto nivel de líquido. De esta manera, el porcentaje de la señal abarcada hasta el límite de conteo de juntas fue de: $(45/270.8) \times 100 = 16.62\%$ muy inferior al 80% requerido para la confiabilidad de este método, razón por la cual se abortará para la determinación del nivel de líquido en T1.

- **Método Manual:** Este método se basa en adecuar una frecuencia del filtro de 10 juntas (Figura 75, parte inferior izquierda) para el conteo periódico de éstas en forma manual, escogiendo el lapso de tiempo que mejor represente el viaje de la onda acústica por el pozo (variando la velocidad acústica en torno a ello y con ella la profundidad del nivel del líquido) y graduando las 10 líneas de frecuencia a usar de acuerdo a los mejores ecos observados. Así, para T1 en un principio el software utiliza la frecuencia de conteo en el lapso de 1.5-2.5 sec., mostrando lo siguiente:

Con las figuras 75 se evidencia que dicho lapso de tiempo utilizado como el filtro para el conteo de juntas no resulta efectivo, por cuanto la profundidad del nivel se ubicaría en 8549.53 ft, mucho superior de hecho al intervalo de cañoneo (7812-7982 ft, luego el pozo produciría de forma óptima gas). Por tal motivo se requiere modificar de forma manual el lapso de tiempo escogido como filtro para contar los collares de tubería, haciendo uso de los graduadores de tiempo del programa (<<< y >>>). Como dicho lapso de mejor frecuencia puede resultar en una tarea muy subjetiva, el patrón que se seguirá para escogerlo será el de seleccionar el tramo de la señal acústica que mejor represente en forma general el comportamiento de ésta a lo largo de todo el eco del disparo, escogiendo así el lapso de tiempo de 3.0 a 4.0 sec., ya que en él la señal acústica no presenta un comportamiento tan regular ni tan disparada.

FIGURA 75. Sonolog Pozo T1. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel por el método manual, software TWM.



FUENTE: Echometer company

Así, y de acuerdo a la figura 76, la onda acústica en T1 recorrió 19.2308 juntas/segundo (JTS/sec), por lo cual la respectiva velocidad acústica y con ella, el nivel del líquido es:

$$\text{Velocidad acustica} \left(\frac{ft}{sec} \right) =$$

$$\frac{19.2308(joints)}{1(sec)} * \frac{2 * 32.2 (ft)}{\text{longitud una junta (joints)}} = 1238.46 \left(\frac{ft}{sec} \right)$$

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = 1238.46 \left(\frac{ft}{sec} \right) * \frac{11.895}{2} (sec) = 7365.75 ft$$

específica del gas, calculada a partir del análisis composicional del gas y entrada de forma manual usando alguna correlación o tabla de acuerdo a las condiciones del pozo. De estas formas, sólo se trabajará la primera opción en vista de que no se cuenta con un análisis composicional del gas de T1 detallado, ni se tiene un valor estimado para tal velocidad acústica.

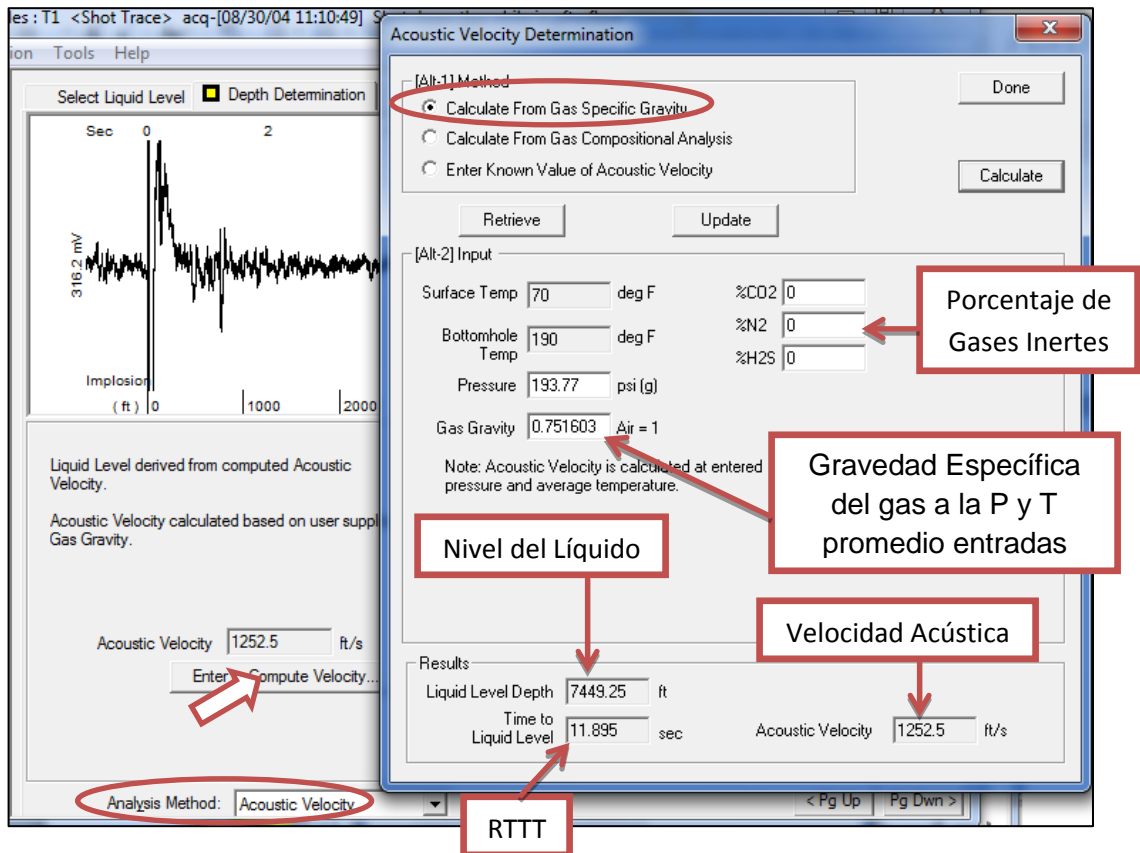
Calculada a partir de la gravedad específica del gas: el valor de la gravedad específica del gas constituye un dato de entrada, al software y para el caso de T1 es de 0.7464. Sin embargo, dicha gravedad específica se ve modificada a las condiciones de presión y temperatura del pozo, y en el pozo registró un valor de 0.7516 para una presión de 193.7 psig y una temperatura de 190°F (datos de entrada suministrados en los sonolog), resultando en lo siguiente:

Como es visible en la figura 77 a partir de la gravedad específica entrada a las condiciones de presión y temperatura mostradas, y en vista de que el gas no posee gases inertes (N₂, CO₂ o H₂S) que aumenten el valor de la velocidad de la onda acústica en el pozo, por lo que el programa obtiene un valor para ella de 1252.5 ft/sec, con lo cual la profundidad del nivel es determinada así:

$$\text{Nivel de Líquido (ft)} = 1252.5 \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) * \frac{11.895}{2} (\text{sec}) = \mathbf{7449.25(\text{ft})}$$

Este valor calculado de la medida del nivel del líquido por el método de la gravedad específica del gas (7449.25 ft) es cercano al obtenido seleccionando de forma manual la frecuencia de conteo de juntas (7365.75 ft), lo que es indicio de que la aproximación manual no fue tan desacertada.

FIGURA 77. Sonolog pozo T1. Determinación de la profundidad del Nivel de Líquido mediante el método de la velocidad acústica



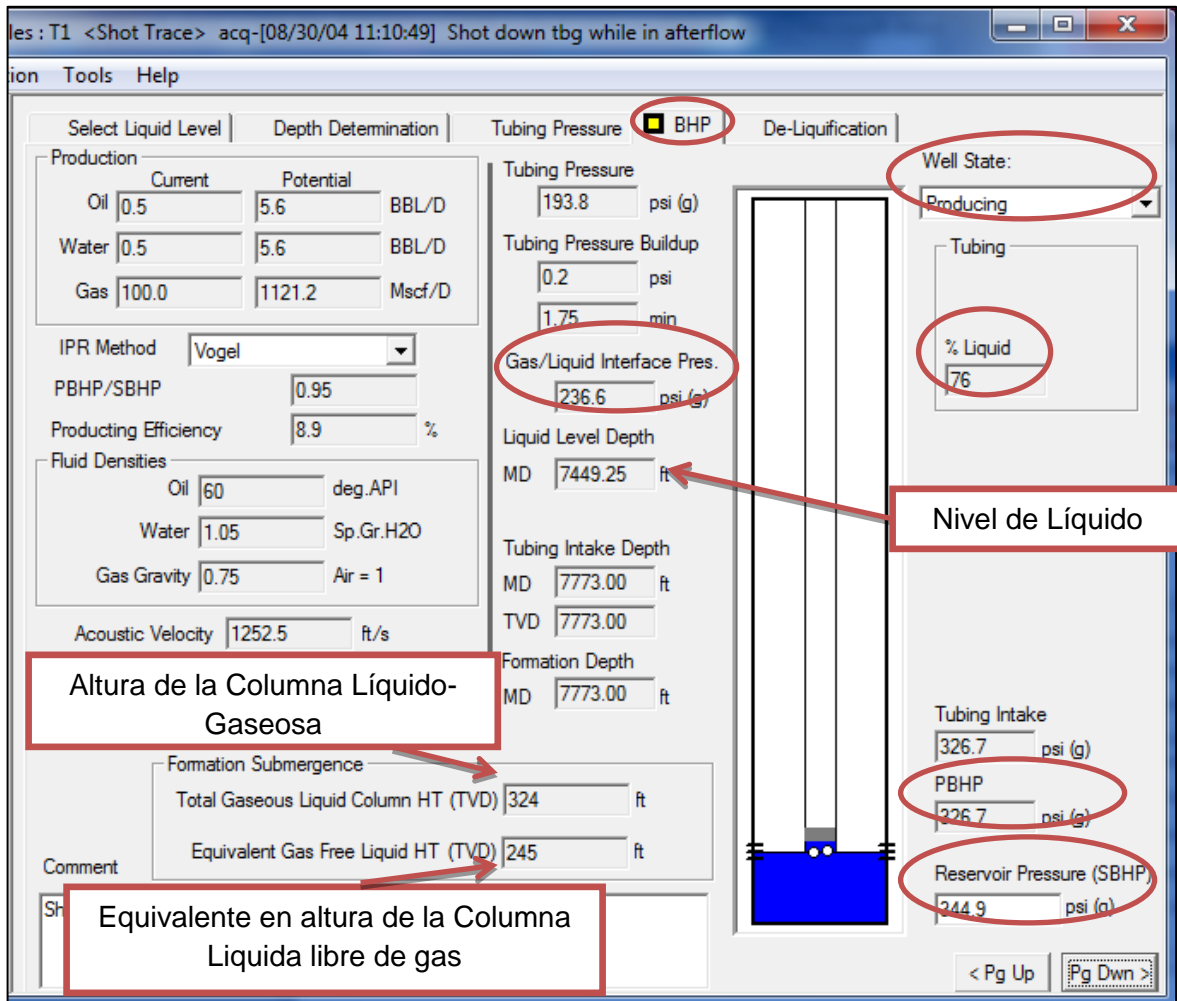
FUENTE: Echometer company

Sin embargo, precisamente el hecho de que tal medida fuera resultado de un lapso de tiempo escogido manualmente, le resta credibilidad respecto al calculado mediante la gravedad específica del gas, que constituía un dato de entrada al sistema. Por tanto, se concluye que en el pozo T1 la velocidad acústica de la onda en el disparo de implosión fue de **1252.5 ft/sec.** y la profundidad de tal nivel para el pozo de **7773 ft** de profundidad es de **7449.25 ft.**

7.3.1.3 Determinación de la presión de fondo de pozo (Bottom-Hole Pressure, BHP). Esta sección del estudio acústico es la que entrega los resultados

obtenidos del mismo, de acuerdo a la información introducida en el archivo base del pozo, al nivel del líquido identificado y las presiones medidas

FIGURA 78. Sonolog pozo T1. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo fluendo en el tubing.



FUENTE: Echometer company

La información ilustrada puede dividirse en dos secciones, donde la parte izquierda corresponde a:

- Datos de Producción: En los cuales se pueden observar las producciones actuales de gas, agua y condensado de T1 y sus correspondientes potenciales de

producción (AOF), calculados mediante el método de Vogel automáticamente por el programa y con el método de velocidad acústica seleccionado. Es de advertir que el AOF del pozo es diferente al suministrado inicialmente en los datos generales de los pozos, ya que éste último corresponde al AOF calculado con el método automático del TWM o conteo de collares. Por consiguiente, la verdadera tasa incremental máxima para T1 será de $1121.1 \text{ Mscf/d} - 100 \text{ Mscf/d} = 1021.1 \text{ Mscf/d}$. También, los potenciales de producción de agua y condensado presentan valores muy pequeños (5.6 Bbl/d para ambos) en comparación con el potencial de producción de gas, lo que resulta ventajoso al no producirse grandes volúmenes de estos problemáticos líquidos.

- Eficiencias de producción: Tal y como se ilustra en la figura 78, el pozo T1 presenta una relación entre su presión dinámica y estática de 0.95, indicio de que el pozo no tiene un diferencial de presión yacimiento-wellbore lo suficientemente representativo para optimizar su producción, y esto se confirma en el valor de la eficiencia de producción de 8.9%, mostrada. Así, del potencial de producción de T1, tan solo se está produciendo el 8.9%, hecho que permite predecir la existencia de una columna de líquido en fondo de pozo que ejerce una contrapresión a la formación y disminuye la nombrada diferencia de presión, esencial para el movimiento de fluidos en el pozo.
- Densidades de los fluidos: De los tres valores de densidades citados en la figura, es rescatable la densidad del condensado producido (60°API), pues en caso de que la predicha columna de líquido formada en fondo de pozo fuera en mayor proporción de aceite, dicho aceite no ejercería una contrapresión tan alta de la formación como en caso de que fuera de agua porque su densidad es mucho menor y al gas le costará menos trabajo levantar esta columna.
- Sumergencia de la Formación: En vista de que uno de los principales objetivos de un pozo de gas es estudiar la columna de líquido formada en fondo

de pozo (en caso de existir), al momento de realizar el disparo acústico y detectar la profundidad del nivel de líquido, el software TWM, calcula el valor de la altura de dicha columna líquido-gaseosa, así como su porcentaje de líquido y el equivalente en altura de tal columna si estuviese libre de gas. Para el caso de T1, la altura de la columna líquido gaseosa en el tubing es de 324 ft, con un porcentaje de líquido del 76% en volumen y un equivalente de columna líquida libre de gas de 245 ft. Dado que la profundidad de T1 es de 7773ft y su columna de líquido mide 324ft, de los cuales 245ft son de líquido neto, se evidencia que dicha columna no posee un tamaño representativo respecto a la longitud del pozo, aunque ello no asegura que no afecte la disminución en la producción de gas, dado su alto porcentaje de líquido (76%).

En la parte derecha de la figura 78, se encuentran valores correspondientes a las presiones de tubing, casing, interfase gas-líquido, presión de yacimiento, P_{wf} , presión de entrada del tubing, así como la profundidad del nivel calculada por el método de la velocidad acústica anteriormente (a partir de la gravedad específica del gas), datos que para T1 son:

- Presión en cabeza de tubing (P_{wh}): 193.8psig
- Aumento de la presión en el tubing: 0.1142psi/min
- Presión en la interfase gas-líquido: 236.6psig
- Presión a la entrada del tubing: 326.7 psig
- P_{wf} : 326.7 psig
- Presión en yacimiento: 344.9 psig
- Profundidad del nivel de líquido por el método de la velocidad acústica: 7449.25ft
- Profundidad a la entrada del tubing (MD): 7773.0ft
- Profundidad a la entrada del tubing (TVD): 7773.0ft
- Profundidad de la formación (MD): 7773.0ft

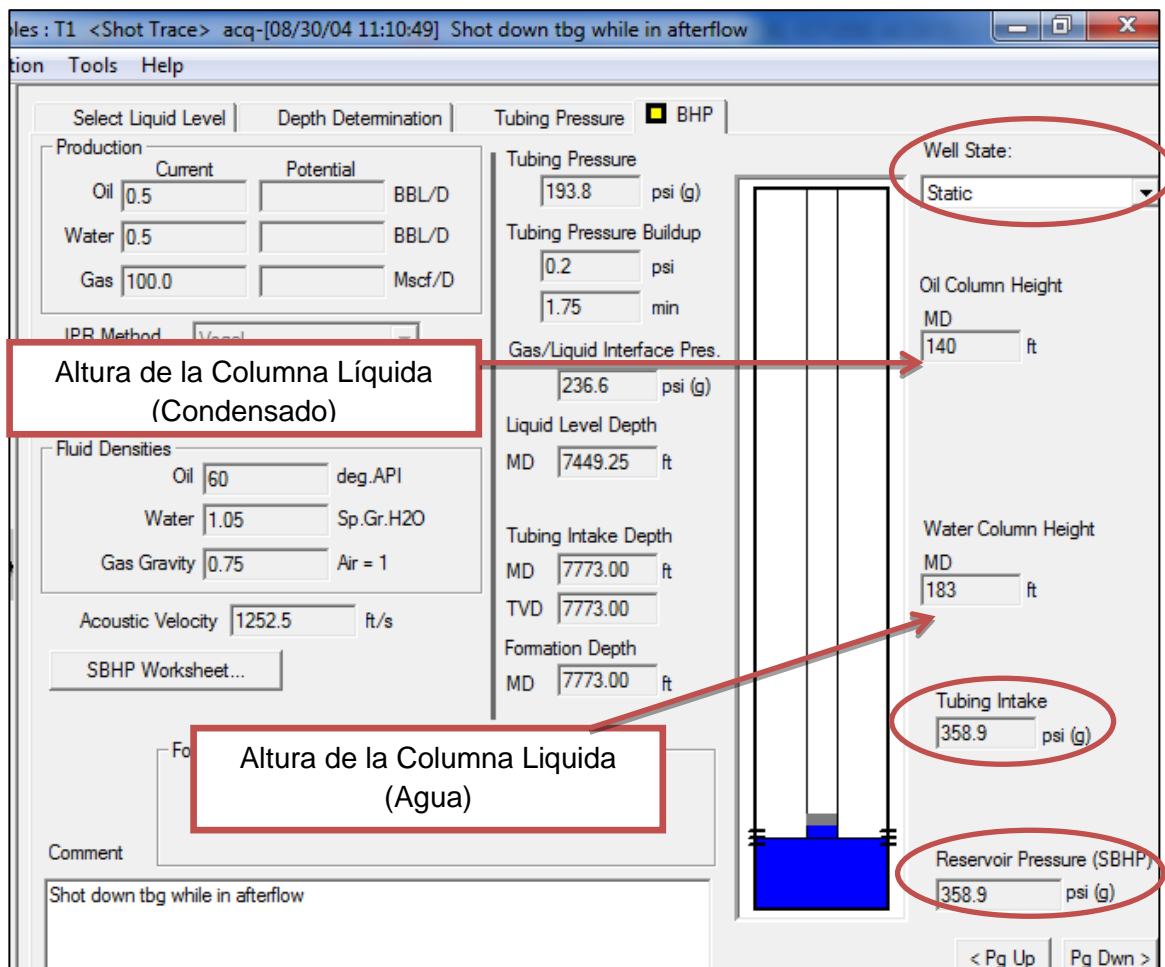
A partir de los datos anteriores suministrados por el TWM, se concluye que a pesar de que el pozo esté produciendo, la presión fluyente de fondo ($P_{wf}/PBHP$) se acerca sustancialmente a la presión estática del yacimiento ($P_{ws}/SBHP$), es decir, tiene una presión en fondo cercana a la que tendría el pozo si estuviese cerrado, por lo que se confirma el efecto negativo que la columna líquido gaseosa le confiere a la producción del pozo, al hacer una contrapresión en la formación que impide un mayor diferencial de presión y por ende un mayor caudal de gas. Además, la columna de líquido-gaseosa se encuentra en su totalidad a lo largo de tubing debido a que la profundidad a la entrada de este es la misma profundidad de la formación. También podemos resaltar la verticalidad del pozo de gas ($MD=TVD$), lo cual es favorable al momento de diseñar estrategias que permitan deshidratarlo levantando su columna de líquido.

Los anteriores cálculos realizados por el programa, corresponden a cálculos cuando el pozo se encuentra produciendo. Ahora bien, se analizarán los datos que se obtienen del programa cuando el pozo está cerrado, es decir, en estado estático, tal y como se muestra en la figura 79.

De estos datos, los más relevantes son:

- Presión estática de yacimiento (SBHP): 340.2 psig
- Presión a la entrada del tubing: 358.9 psig
- Altura de la columna de condensado: 246 ft
- Altura de la columna de agua: 183 ft

FIGURA 79. Sonolog pozo T1. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo en estado estático.



FUENTE: Echometer company

En base a la altura de la columna líquido-gaseosa total estimada con el pozo produciendo (324ft), a las producciones actuales de agua y condensado (0.5 Bbl/d de ambos) así como sus propiedades, potenciales o AOF's y presiones manejadas en T1, el software calculó una altura de la columna de 140 ft correspondiente a condensado acumulado en fondo y 183 ft de altura de agua, claramente el condensado sobre el agua (su API es de 60°). De esta manera, la columna líquida se encuentra conformada en más de la mitad de su tamaño por agua, razón que hace pensar que la contrapresión ejercida por dicha columna a la formación (lo

que hace que disminuya su producción de gas) es efectuada principalmente por éste líquido (el condensado es de muy baja gravedad específica). Es importante igualmente notar que el disparo acústico se realizó en T1 cuando se realizaba una prueba *Flow-after-Flow*, para la cual el pozo ha de haber estado previamente cerrado, y por consiguiente, la presión estática o SBHP registrada en un principio como 355.1 psig debe modificarse insertando la profundidad del nivel del líquido hallada y el porcentaje líquido de la columna en fondo formada (7449.25 ft y 76%, respectivamente), ya que para el cálculo correcto de esta presión es necesario considerar el fluido que existía antes de cerrarse el pozo. A continuación se ilustra tal corrección:

FIGURA 80. Sonolog pozo T1. Corrección de la Presión estática de fondo (SBHP).

The screenshot shows a software window titled "Reservoir Pressure (Shut-In Case)" with a sub-header "STATIC BOTTOMHOLE CALCULATION". It contains a text box explaining the calculation method and a "NOTE" about well shut-in requirements. The interface is divided into "Producing Case" and "Static Case" sections, each with a well diagram. The "Producing Case" diagram shows a liquid level at 7749 ft and 76% liquid. The "Static Case" diagram shows casing pressure at 193.8 psi, liquid level at 7449.25 ft, pump depth at 7773.00 ft, and formation depth at 7773.00 ft. On the right, fluid levels for Oil (140 ft) and Water (183 ft) are shown, along with the resulting SBHP of 358.9 psi. A red box highlights the SBHP value, and a red arrow points to it from the text "Presión estática de fondo (SBHP) corregida". A "Calculate" button is located at the top right.

Parameter	Value	Unit
Liquid Level (Producing Case)	7749	ft
Percent Liquid (Producing Case)	76	%
Casing Pressure (Static Case)	193.8	psi (g)
Liquid @ (Static Case)	7449.25	ft
Pump Depth (Static Case)	7773.00	ft
Formation Depth (Static Case)	7773.00	ft
Oil Level	140	ft
Water Level	183	ft
SBHP (Corrected)	358.9	psi (g)

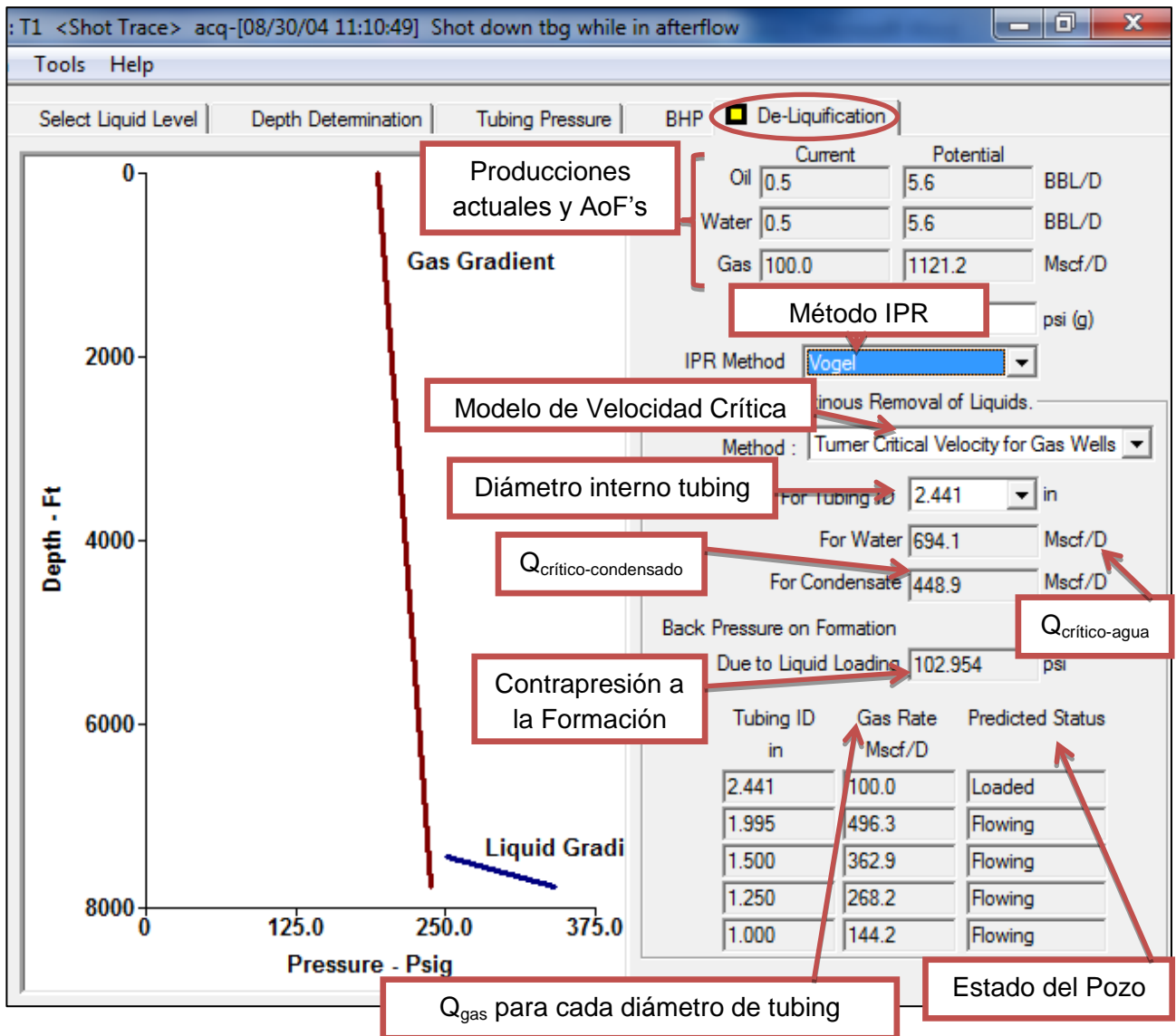
FUENTE: Echometer company

7.3.1.4 Sección de deshidratación (De-liquification) del pozo gasífero T1. Una vez revisadas las pestañas de Selección del Nivel del líquido, Determinación de la profundidad del nivel y BHP (Presión de Fondo de Pozo), se determinó a partir de los resultados encontrados que el pozo T1 presenta problemas por carga de líquidos debido a una columna encontrada en fondo de pozo a 7749.25 ft. de profundidad, con una altura de 324 ft, de los cuales el 76% es líquido neto (245 ft de columna líquida libre de gas), y que se encuentra conformada por 183 ft de agua de gravedad específica 1.05 (valor por defecto, considerando agua fresca y/o sin una influencia significativa de iones en solución) y 246 ft de condensado de 60°API.

Así, en primer lugar es de observar que el nivel del líquido se encuentra muy cerca a los perforados considerando la profundidad de T1 (7773 ft y el nivel se ubicó a 7449.25 ft), pues del intervalo cañoneado de 170 ft, dicha columna se encuentra a $324-170 = 154$ ft por encima, hecho que es apenas lógico que ocurra, pues como ya se mencionó anteriormente, la toma del sonolog se realizó junto con la corrida de una prueba “*Flow-after-Flow*”, la cual se realiza una vez el pozo ha sido cerrado durante un período de tiempo, y según lo consignado en el capítulo 5 respecto a los tres casos de presencia de líquidos en un pozo de gas, si dicho pozo se ha cerrado el líquido es a menudo expulsado por fuera del wellbore y el nivel del líquido es generalmente identificado en o cerca al fondo de los perforados, ya que al cerrarse las válvulas del tubing/casing, el gas que sale de la formación se va acumulando en superficie y hace que incremente la presión allí, expulsando el líquido contenido.

Aclarado el estado de carga de líquido del pozo T1, a continuación se estudiará la manera de descargarlo con ayuda del TWM. Para lograr lo anterior debe interpretarse correctamente la información suministrada por la pestaña De-Liquification (Deshidratación) del software, en la que se ilustran los gradientes existentes a lo largo de la tubería de producción del pozo, así:

FIGURA 81. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Tal y como puede observarse, a partir de la sección De-liquification del TWM es posible concluir que:

- El pozo T1 efectivamente presenta carga de líquidos en fondo, tras ratificarse en la figura de arriba la existencia de dos gradientes de presión, uno por

encima de la interfase gas-líquido y otro de mayor pendiente (y por tanto más pesado) por debajo de ésta.

- El gradiente predominante a lo largo de la tubería de producción del pozo T1 es el del gas (línea roja de la figura de arriba), ya que la relativamente pequeña columna líquido-gaseosa abarca tan sólo 324 ft de los 7773 ft que tiene de profundidad la formación productora en estudio. Así, existe un gradiente de gas muy ligero por encima de la interfase gas/líquido y un gradiente líquido-gaseoso más pesado por debajo de ella. Por tanto, por debajo del nivel del líquido el flujo se caracteriza por ser cero de líquido con burbujas o “slugs” de gas percolándose a través del líquido, y al pasar la columna líquido-gaseosa el gas fluye la distancia faltante del tubing a superficie. La anterior situación también se había predicho para este pozo en la evaluación de las condiciones operacionales que llevarían a la formación de una columna líquida en fondo, y así como en ese momento (pero teniendo ahora un criterio sólido), se concluye que el flujo de T1 corresponde a una transición bache-anular, pues el gradiente dominante es el del gas con una influencia de líquido.

- La presión dinámica de fondo de pozo (P_{wf}) mostrada en la sección BHP debe corregirse por cuanto al existir carga de líquidos en T1, éste valor de presión fluyente está determinado por el gradiente de la columna líquido-gaseosa a una profundidad de cero de la misma. Por tanto, en primer lugar se halla el gradiente de la columna líquido-gaseosa a partir de las presiones manejadas en la interfase gas-líquido y fondo cuando el pozo está produciendo, realizando un disparo de implosión por el tubing y otro por el casing (para hallar la presión de la columna de gas a la entrada del tubing), de tal manera que se tengan dos medidas de cambio en presión y altura de la interfase gas/líquido, así:

FIGURA 82. Sonolog pozo T1. Sección BHP para implosión por casing y tubing, software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

De esta manera, y en vista de que la columna líquido-gaseosa en el tubing mide 324 ft, se tiene:

$$\text{Gradiente Columna LíquidoGaseosa} = \frac{P_{\text{gas entrada tubing}} - P_{\text{interfase}_{\text{líquido gas}}}}{\text{Altura columna } (h_{clg})} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$\text{Gradiente Columna LíquidoGaseosa} = \frac{304.6 \text{ psi} - 236.6 \text{ psi}}{7773 \text{ ft} - 7449.25 \text{ ft}} = 0.21 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

El anterior gradiente, que es en promedio la mitad del gradiente del agua fresca ($0.433/2 = 0.217$ psi/ft) debido a que el gas fluyente a través de la columna se encargada de aligerarlo o suavizarlo y además hay condensado haciendo parte de la columna, expresa que dicha columna se levanta aproximadamente a 4.8 ft por

cada psi de presión ($1/0.21 = 4.8$ ft/psi). Ahora bien, la presión existente a cualquier altura de la columna de fondo (que mide 324 ft en el tubing) será:

$$P = 236.6 + 0.21 * (h - 7749.25)[psi], \quad h \geq 7749.25 \quad (Ec. 32)$$

Donde h es la profundidad de la columna a la que se desee hallar la presión existente. Así, la presión de fondo fluuyente será la correspondiente a una $h = 7773$ ft:

$$P_{wf} = 236.6 + 0.21 * (7773 - 7749.25) = \mathbf{304.6 [psi]}$$

Cualquier persona que observe el anterior valor para P_{wf} creerá que no tiene sentido dicho cálculo, pues 304.6 psi fue un punto de presión tomado como referencia para el cálculo del gradiente en el tubing junto con la profundidad a la entrada de éste. Sin embargo es válido y lógico que su valor fuera el mismo, en vista de que la profundidad de entrada del tubing es la misma que la de la formación.

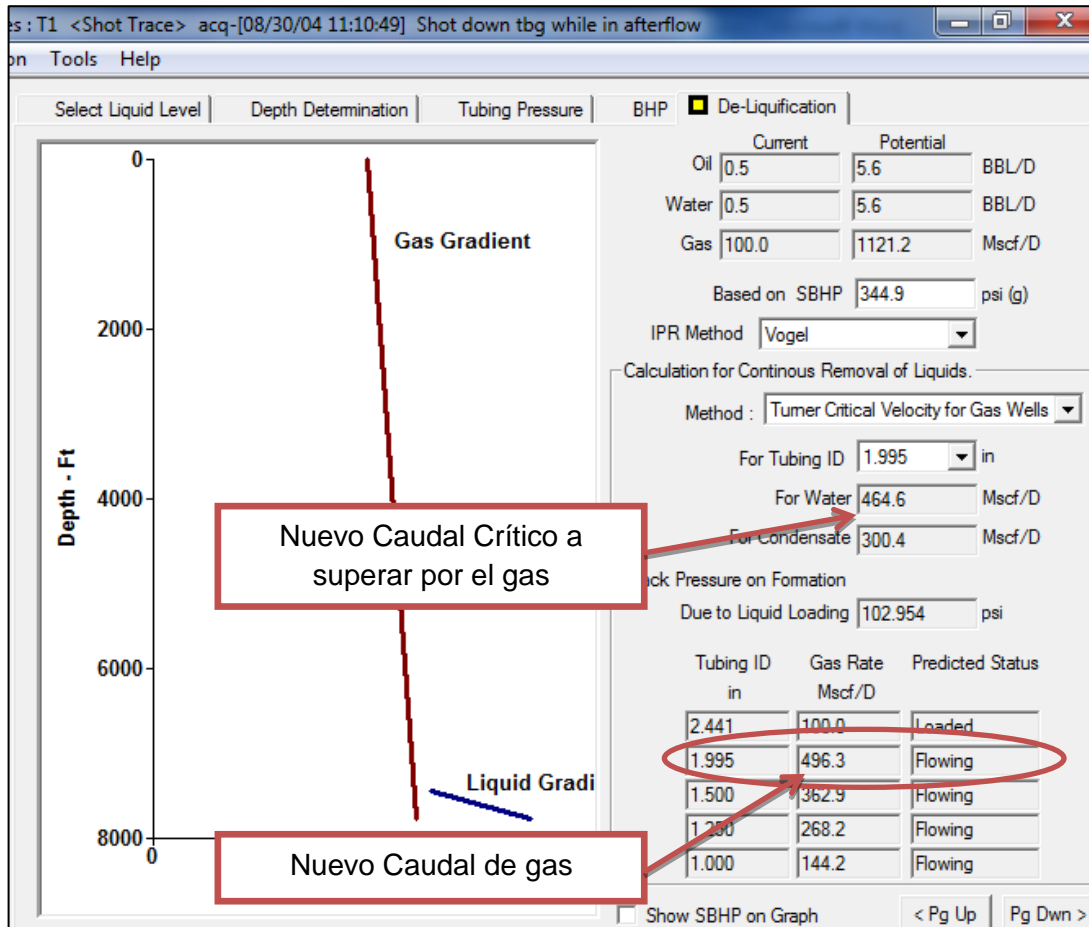
- La tasa crítica de Turner, definida como aquella por debajo de la cual la velocidad del gas fluuyente no es capaz de arrastrar consigo el líquido en flujo niebla y por tanto éste se empieza a depositar en fondo de pozo (obstruyendo la producción), es calculada a la entrada del tubing y de acuerdo a la presión en cabeza, para el caso de T1, 193.8 psig. El valor correspondiente del cálculo de las nombradas tasas por el software es de 694.1 Mscf/d para el agua y 448.9 Mscf/d para el condensado, ambas calculadas con el diámetro interno de tubing actual del pozo de 2.441". A partir de estos caudales críticos, claramente se entenderá que una vez superado el caudal para levantar el agua de fondo se levantará toda la columna (agua y condensado), para la cual el software determinó a partir del contenido neto de líquido ejerce una **contrapresión de 102.95 psi a la formación**. (Ver figura 81).

Nota: los caudales críticos arrojados por el TWM para agua y condensado (694.1 y 448.9 Mscf/d, respectivamente resultaron cercanos a los calculados previamente de forma manual usando la ecuación del modelo de Turner (643.5 Mscf/d para agua y 441.5 Mscf/d para el condensado), hecho que refleja la veracidad de los cálculos hechos.

- Para vencer la denominada tasa crítica de Turner del agua encontrada en el fondo de T1, el software calcula las diferentes tasas críticas resultantes al cambiar el diámetro interno de la tubería de producción de 2.441" por otros más pequeños (1.995", 1.5", 1.225" y 1") y determina el caudal de gas correspondiente a estos diámetros, mediante la intersección de un modelo IPR de Vogel, modelando el flujo de la intersección de lo aportado por la formación (Inflow) con curvas Outflow para cada diámetro especificado de tubing. Así, con el diámetro interno de 2.441" y una tasa de gas de 100 Mscf/d, la tasa crítica de Turner para deshidratar el pozo será de 694.1 Mscf/d, por lo que claramente persiste la columna líquido-gaseosa en fondo y el estado del pozo (*Predicted Status*) será cargado (*Loaded*).

Pero, como puede detallarse en la figura 83, si ahora se utiliza un tubing de 1.995" o menor el pozo estará descargado, ya que tendrá un nuevo caudal crítico a superar (menor al anterior) y un nuevo caudal de gas, como se puede apreciar a continuación:

FIGURA 83. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.995” I.D. software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

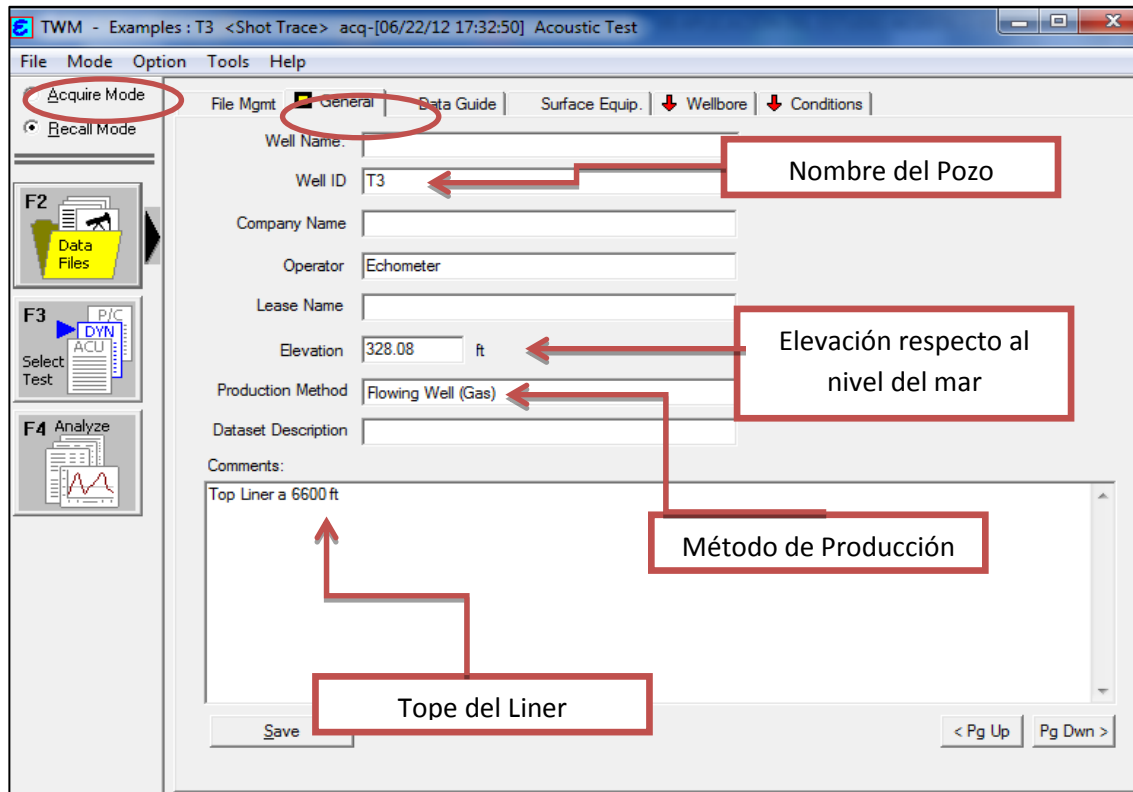
De esta manera, y como se representa en la figura de arriba, al cambiar el diámetro interno del tubing por uno de 1.995”, el caudal crítico a vencer por el gas es ahora de 464.6 Mscf/d y tal gas fluiría ahora a 496.3 Mscf/d, razón por la cual será capaz de llevar consigo a superficie el líquido acumulado en el fondo de T1, y el pozo tendrá un estado de no cargado (*Flowing*), con lo cual su producción de gas incrementará en $496.3 \text{ Mscf/d} - 100 \text{ Mscf/d} = 396.3 \text{ Mscf/d}$.

Finalmente, se concluye a partir del anterior estudio acústico hecho en base a los datos suministrados y los cálculos arrojados por el software TWM, que

el problema de carga de líquidos que presenta T1 se resuelve rediseñando la cadena del flujo hasta superficie por un tubing de 1.995" I.D., hecho que puede conseguirse colocando reductores de diámetro en fondo de pozo. Así, al realizar este proceso la tasa de gas incremental lograda en T1 será de 396.3 Mscf/d.

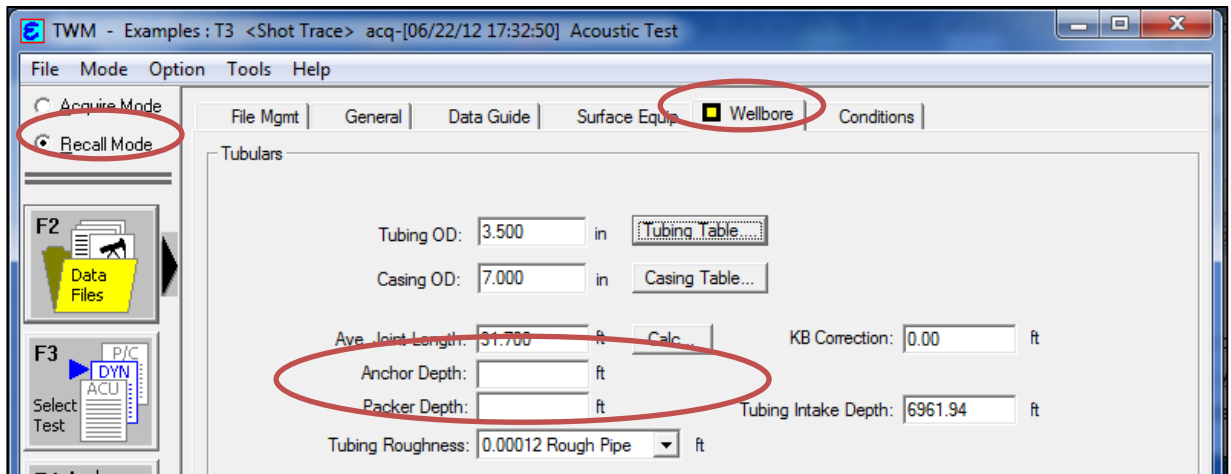
7.3.2 Estudio acústico pozo T3. Siguiendo la misma metodología que en el estudio acústico de T1, se procede ahora a analizar los resultados obtenidos en el sonolog realizado al pozo T3. Para ello, se presenta el archivo base para la entrada de datos al software, así como las pestañas de Wellbore y Conditions:

FIGURA 84. Llamada de Datos (Recall Mode) del pozo T3. Software TWM



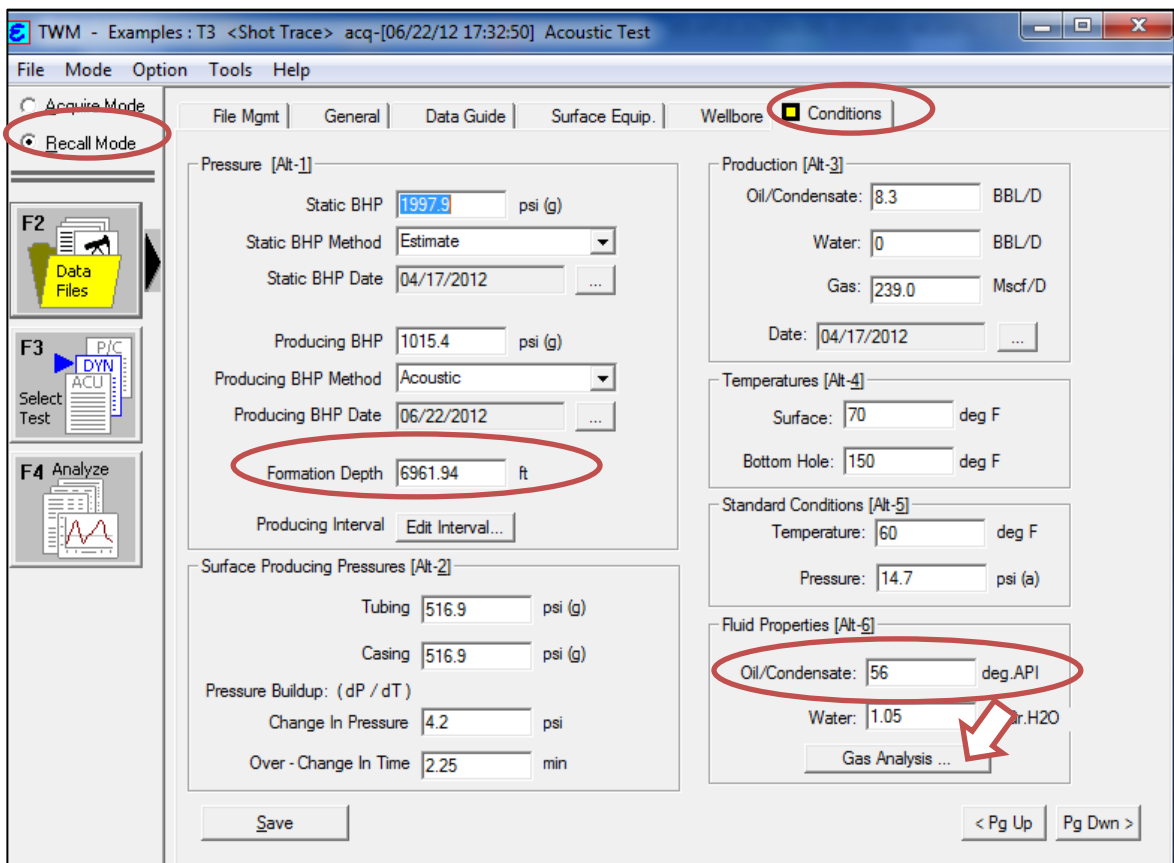
FUENTE: Echometer company.

FIGURA 85. Sección Wellbore para el pozo T3. Software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

FIGURA 86. Sección Conditions para el pozo T3. Software TWM.



FUENTE: Echometer Company

FIGURA 87. Gravedad específica del gas del pozo T3, en la Sección Conditions. Software TWM.

Gas Analysis

Method To Determine Gas Gravity

- Enter Gas Gravity
- Gas Composition values used to calculate Gas Gravity

Input

Gas gravity 0.8 Air

%CO2 0

%N2 0

%H2S 0

Use gas properties input on this gas analysis dialog for pressure calculations on the BHP tab

OK

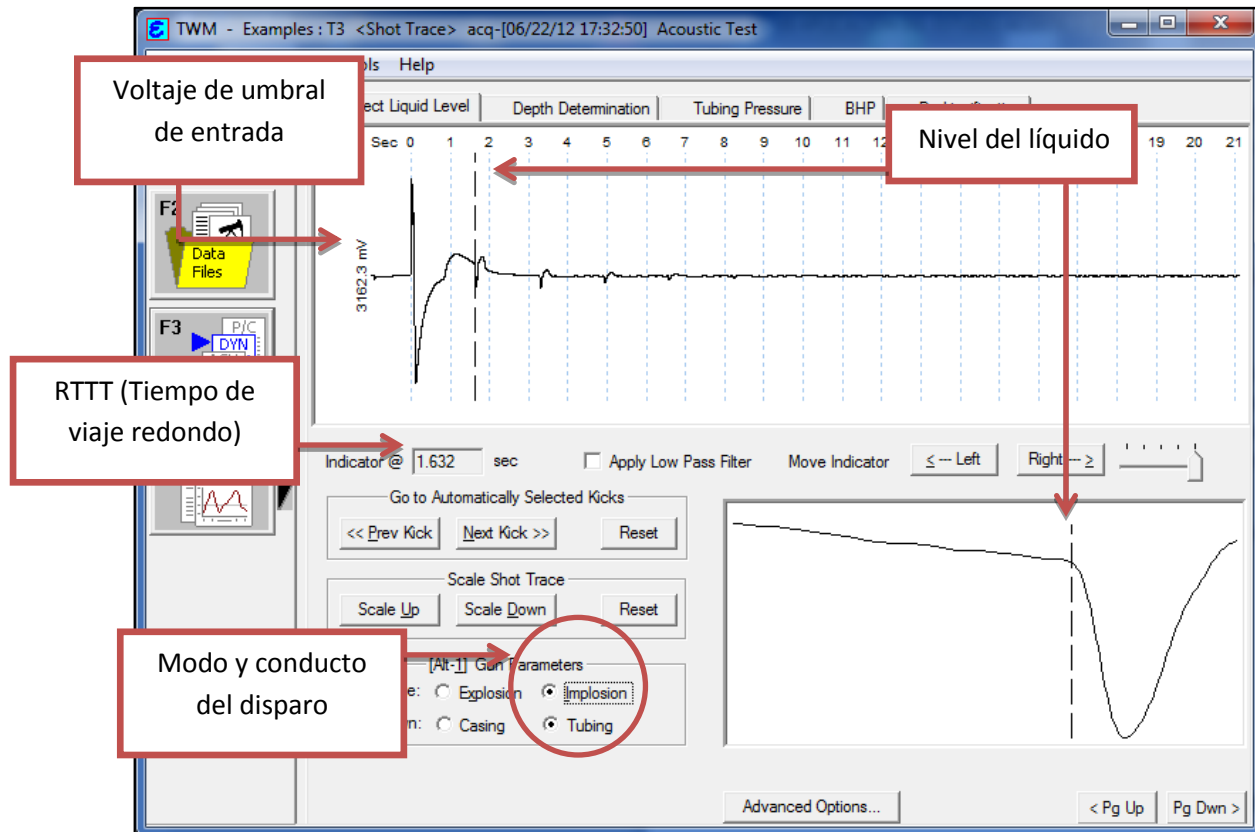
FUENTE: Echometer Company.

De las anteriores figuras respecto a los datos de entrada para el estudio acústico de T3, cabe resaltar el hecho de que hay un liner en el completamiento del pozo a 6600 ft de profundidad, además, no se presentan restricciones en fondo debidas a anclas y empaques y la gravedad específica del gas del pozo es introducida en el archivo base, al igual que la densidad del condensado (56°API).

Ahora bien, se procederá a evaluar las cuatro pestañas del estudio acústico para T3.

7.3.2.1 Selección del Nivel del Líquido.

FIGURA 88. Sonolog pozo T3. Selección del nivel de líquido en el tubing



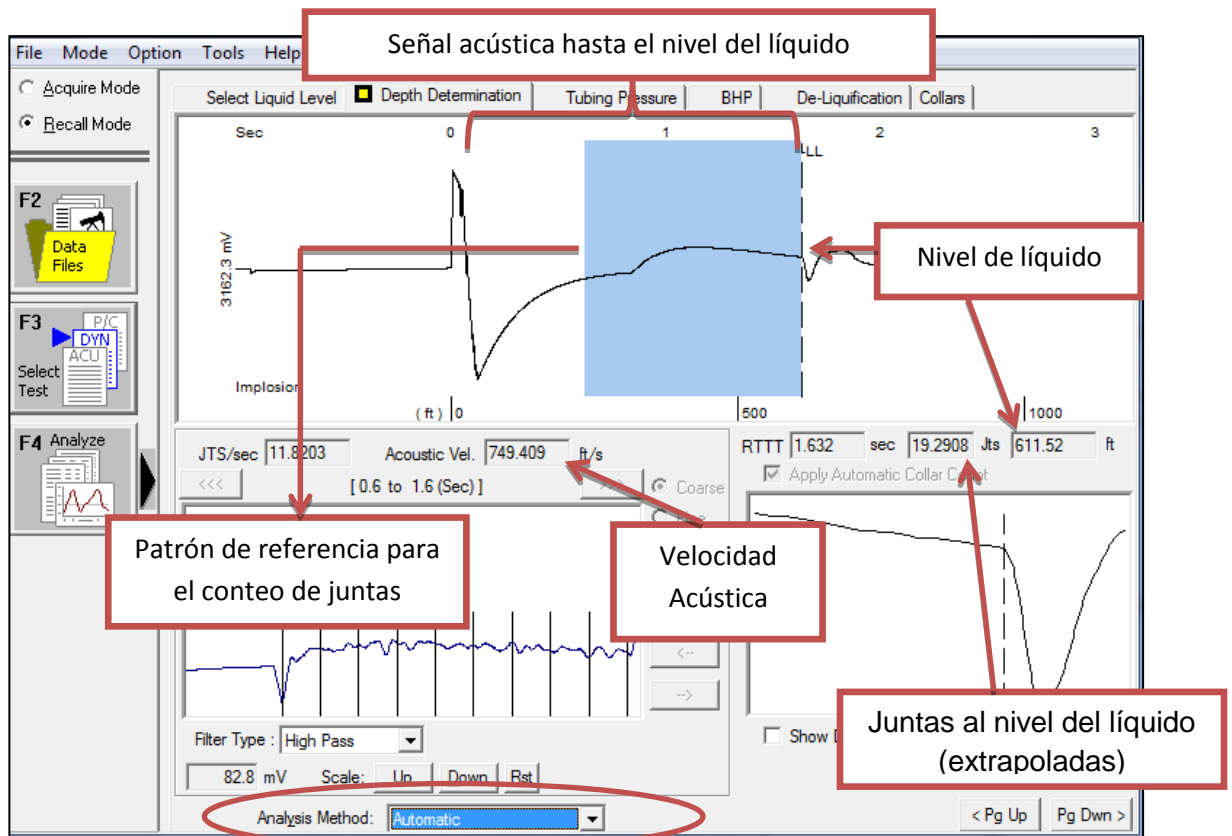
. **FUENTE:** Echometer company

En la selección del nivel del líquido, lo más importante a resaltar es la identificación del RTTT (Tiempo de viaje redondo) el cual para el caso de T3, es de 1.632 sec., valor elegido debido a que, en primer lugar la señal acústica en éste tiempo presenta la mayor deflexión (obstrucción en el viaje de la onda acústica) y más parecida a la inicial del disparo, y en segundo lugar porque dicho tiempo es mayor a 1.0 sec, lo que lo hace un registro confiable (según Echometer company). También, se puede observar el modo del disparo en implosión, causa de la alta presión manejada en cabeza de pozo (516.9psi), así como, el hecho que T3 no presentara ruido al realizar el disparo (la señal al inicio no se ve distorsionada).

7.3.2.2 Determinación de la profundidad de nivel.

- **Método Automático:** bajo la advertencia que en este método el conteo de juntas de tubería debe abarcar en promedio el 80% de la señal acústica hasta el nivel del líquido, se ilustra su correspondiente pestaña:

FIGURA 89. Sonolog pozo T3. Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático.

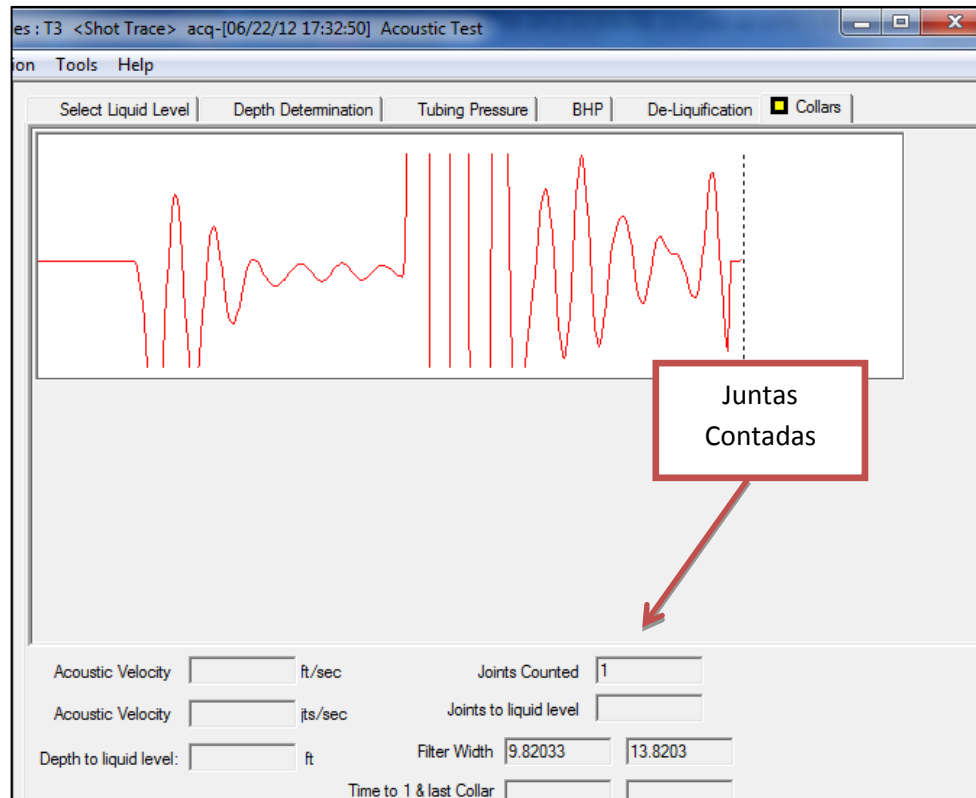


FUENTE: Echometer company

A partir de las figuras 89 y 90, se concluye que el método automático o de conteo de juntas, no es un camino confiable y veraz para determinar la profundidad del líquido en T3, por cuanto ni siquiera se observa la línea hasta la cual el software percibió la mínima señal para registrar una junta; situación que también se evidencia en la pestaña collars al no registrarse más de una junta de tubería; por

consiguiente, no se tendrá en cuenta el método automático en la determinación de dicha profundidad del nivel.

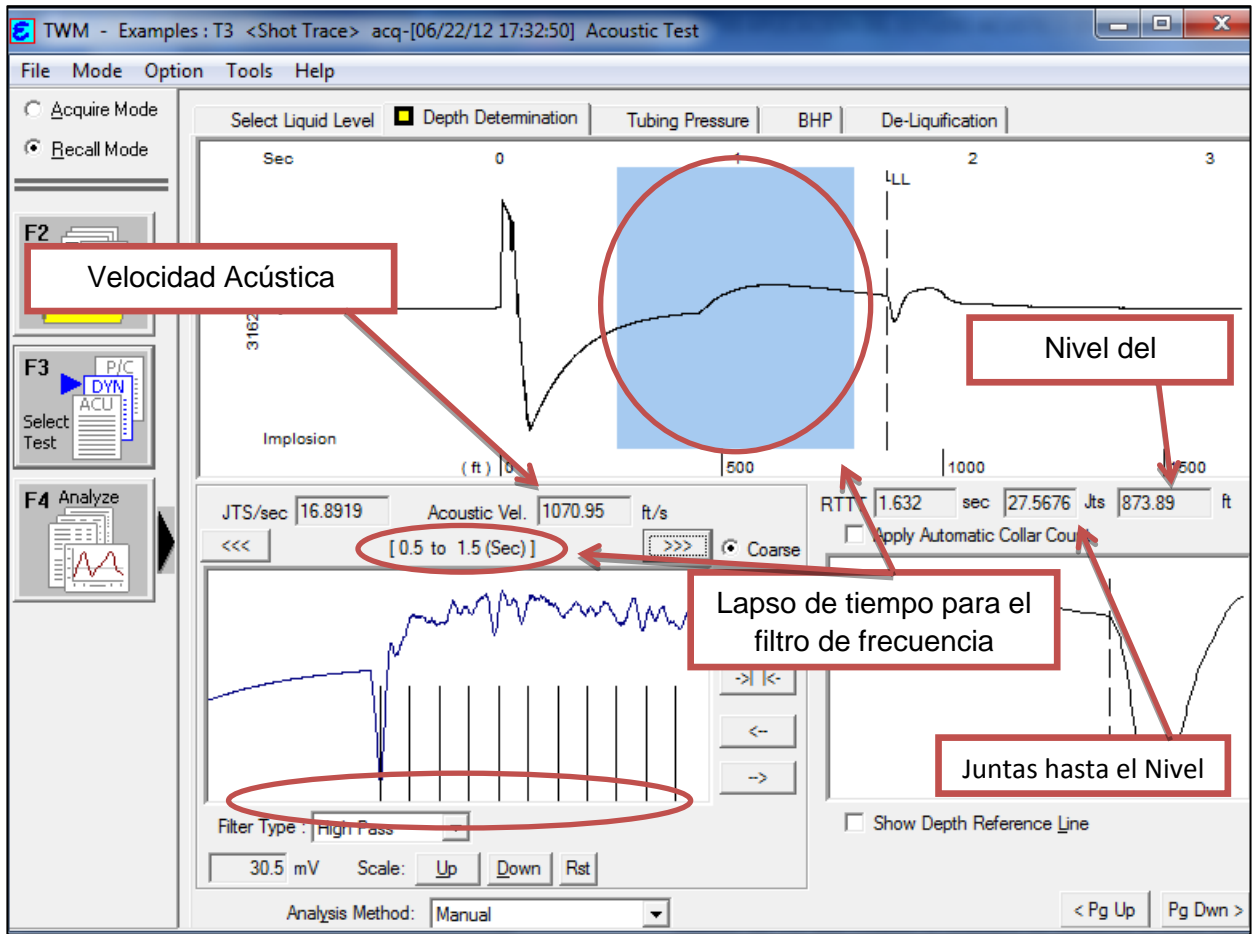
FIGURA 90. Sonolog pozo T3. Pestaña Collars para la Determinación de la profundidad del nivel de líquido por el método automático.



FUENTE: Echometer company

- **Método Manual:** éste método, tal y como se ha explicado e ilustrado con el pozo T1, posee una apreciación un tanto subjetiva por cuanto se debe escoger el “mejor” lapso de tiempo o aquel que ofrezca la frecuencia para el conteo de juntas más aproximada al comportamiento de la señal acústica. Para T3 el mejor filtro de frecuencia encontrado fue el correspondiente al lapso 1.6-2.6 sec., como se muestra en la figura de abajo:

FIGURA 91. Sonolog Pozo T3. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel ajustada por el método manual, software TWM



FUENTE: Manual Echometer Company.

Con la frecuencia de conteo de juntas descrita arriba, la profundidad del nivel en T3 es:

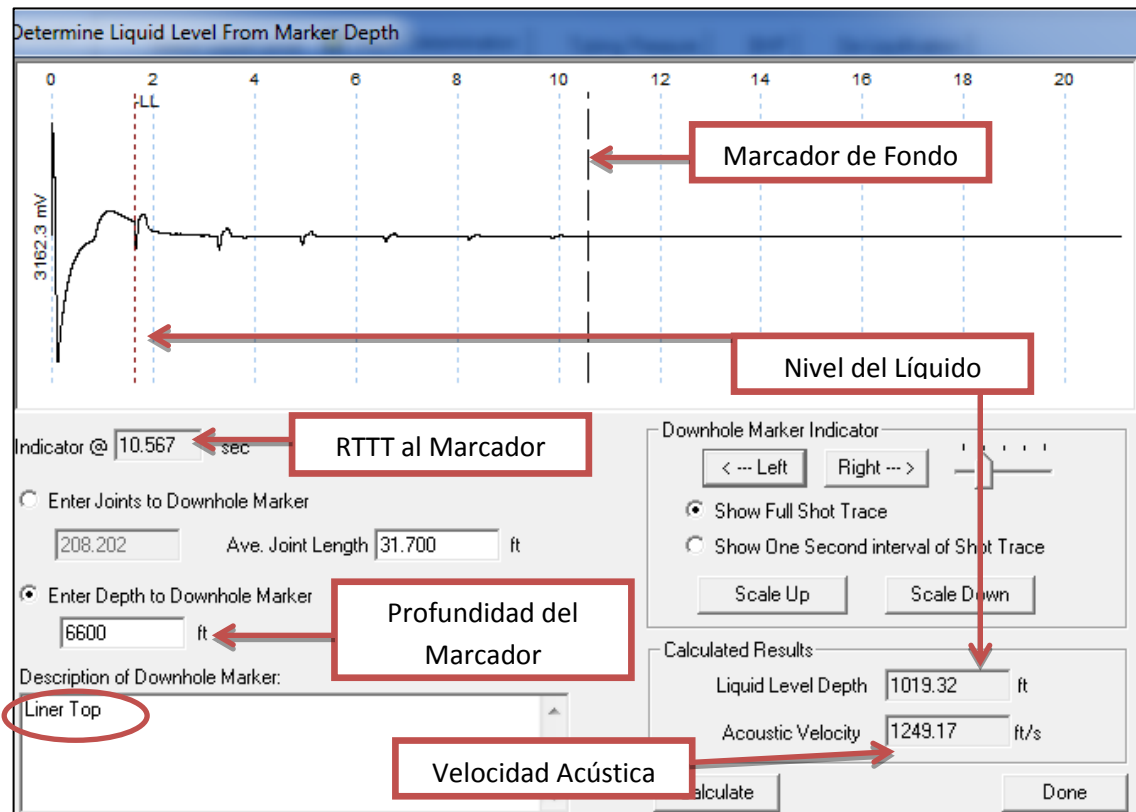
$$Velocidad\ acustica\ \left(\frac{ft}{sec}\right) = \frac{16.8919(joints)}{1(sec)} * \frac{2 * 31.7\ (ft)}{Longitud\ de\ una\ junta\ (joint)}$$

$$Velocidad\ acustica = 1070.95\ \left(\frac{ft}{sec}\right)$$

$$Nivel\ del\ Líquido\ (ft) = 1070.95\ \left(\frac{ft}{sec}\right) * \frac{1.632}{2}\ (sec) = 873.89\ ft$$

- Método del Marcador de Fondo de pozo:** o Downhole Marker por sus siglas en inglés, detallado en el capítulo 5 junto con los demás métodos, la base de su veracidad consiste en la existencia de algún identificador o profundidad conocida en fondo, para que con la velocidad de la onda hasta dicho marcador (con el tiempo al cual lo percibió el micrófono en superficie), se extrapole la profundidad hasta la mitad del RTTT y se pueda determinar el nivel del líquido. En T3 y a diferencia de T1, este marcador si existe y es la profundidad al tope del liner de 6600 ft, identificada a un tiempo de 10.567 sec, como se evidencia a continuación:

FIGURA 92. Sonolog pozo T3. Sección Determinación de la Profundidad del Nivel usando un marcador de fondo, software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

De esta manera, en la figura de arriba se registró una reducción del espacio recorrido por la onda acústica a un RTTT de 10.567 segundos (que puede corregirse con los Desplazadores Right/Left de la parte derecha), y se conoce además que el tope del liner está a 6600 ft de profundidad de los 6961.94 ft de formación introducidos en el archivo base del pozo. Por tanto, introduciendo el valor de 6600 ft como profundidad del Marcador, el programa calcula una velocidad acústica, así:

$$Velocidad\ acústica\left(ft/sec\right) = \frac{Distancia\ al\ Marcador\ (ft)}{RTTT\ al\ marcador/2} \quad (Ec. 18)$$

$$Velocidad\ acústica = \frac{6600 * 2}{10.567} = 1249.17 \left(ft/sec\right)$$

La profundidad del Nivel del Líquido, teniendo en cuenta el RTTT de 1.632 detectado para él, será:

$$Nivel\ del\ Líquido\ (ft) = Velocidad\ acústica\ \left(ft/sec\right) * \frac{RTTT}{2} (sec) \quad (Ec. 19)$$

$$Nivel\ del\ Líquido = 1249.17 * \frac{1.632}{2} = \mathbf{1019.32\ ft}$$

- **Método de la Velocidad Acústica:** tenidos hasta el momento dos valores diferentes y un poco alejados de la profundidad del nivel del líquido para T3, uno de 873.89 ft con el método manual y otro de 1019.32 ft con el del marcador de fondo, se evaluará el método de la velocidad acústica. Como ya fue mencionado, ésta alternativa trabaja con un valor de velocidad acústica introducido o calculado de las siguientes maneras:

Calculada a partir de la gravedad específica del gas: La cual es de 0.84, según los datos de entrada al archivo base del pozo, y que de acuerdo a la figura 93 (abajo), alcanza un valor de 0.8 a una presión de 516.93 psig y una temperatura de fondo

de 150°F (dato suministrado). Por tanto, con la velocidad acústica calculada por el TWM a las nombradas condiciones (1130.65 ft/sec), el nivel del líquido será:

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = 1130.65 \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) * \frac{1.632}{2} (\text{sec}) = 922.61 \text{ ft}$$

FIGURA 93. Sonolog pozo T3. Determinación de la profundidad del nivel de líquido mediante el método de la velocidad acústica, insertando la gravedad específica del gas.

The screenshot shows the 'Acoustic Velocity Determination' window with the following data:

Method	Surface Temp	Bottomhole Temp	Pressure	Gas Gravity	%CO2	%N2	%H2S	Liquid Level Depth	Time to Liquid Level	Acoustic Velocity
Calculate From Gas Specific Gravity	70 deg F	150 deg F	516.93 psi (g)	0.8	0	0	0	922.61 ft	1.632 sec	1130.65 ft/s

FUENTE: Echometer company

Como se observa arriba, el gas de T3 no presenta componentes inertes que aumenten la velocidad acústica de la onda.

Calculada a partir de la composición del gas: En vista de que se tiene conocimiento que el gas de T3 se compone en un 88% de metano y 12% de C6+ (tiene una fracción pesada), tal y como se aprecia en la figura 94, el TWM determinó para éste hidrocarburo una gravedad específica y con ella (al igual que el método anterior) una velocidad acústica de la onda y un nivel del líquido en el pozo, así:

FIGURA 94. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica a partir del análisis composicional del gas, software TWM.

Acoustic Velocity Determination

[Alt-1] Method

- Calculate From Gas Specific Gravity
- Calculate From Gas Compositional Analysis
- Enter Known Value of Acoustic Velocity

Done

Calculate

Retrieve Update

[Alt-2] Input

Surface Temp 70 deg F

Bottomhole Temp 150 deg F

Pressure 516.93 psi (g)

%CO2 0

%N2 0

%H2S 0

%C1 88

%C2 0

%C3 0

%IC4 0

%NC4 0

%IC5 0

%NC5 0

%C6+ 12

Total 100.00

Note: Acoustic Velocity is calculated at entered pressure and average temperature.

Nivel del Líquido

Gravedad del gas del análisis

Composición del Gas (% Molar)

Velocidad Acústica

Results

Liquid Level Depth 896.77 ft

Time to Liquid Level 1.632 sec

Gas Gravity 0.843338

Acoustic Velocity 1098.98 ft/s

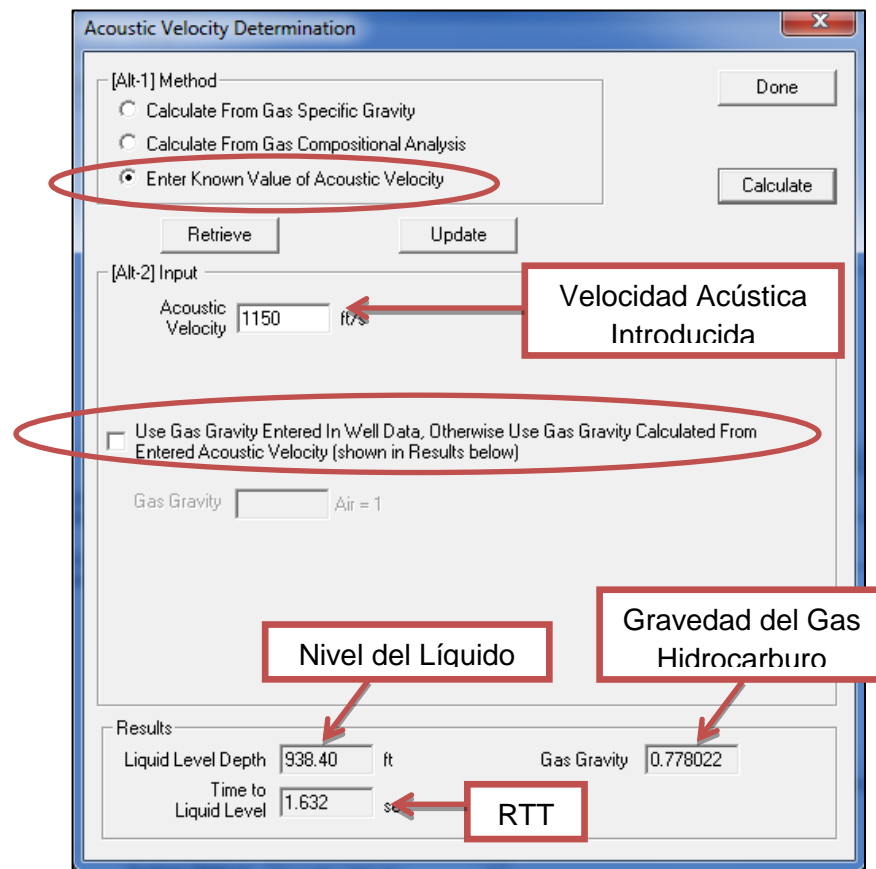
RTT

FUENTE: Manual Echometer Company.

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = 1098.98 \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) * \frac{1.632}{2} (\text{sec}) = 896.77 \text{ ft}$$

Introducida directamente en el programa: Constituye un método práctico donde para el caso de T3 se tenía un valor establecido a priori de la velocidad de la onda de 1150 ft/sec, calculándose otro nivel de líquido para el pozo:

FIGURA 95. Cálculo de la Profundidad del Nivel introduciendo la velocidad acústica conocida, software TWM.



FUENTE: Manual Echometer Company.

$$\text{Nivel del Líquido (ft)} = 1150 \left(\frac{\text{ft}}{\text{sec}} \right) * \frac{1.632}{2} (\text{sec}) = 938.40 \text{ ft}$$

Finalmente, analizando las distintas formas de determinar la profundidad del nivel de la columna líquida en T3, en base a la información suministrada y procesada, se cuenta con cinco opciones, a saber:

TABLA 7. Niveles de Líquido en el pozo T3 a partir de lo diferentes métodos de cálculo

Método	Profundidad del Nivel de Líquido (ft)
1. Manual	873.89
2. Marcador de Fondo de Pozo	1019.32
3. Velocidad Acústica (gravedad del gas)	922.61
4. Velocidad Acústica (composición del gas)	896.77
5. Velocidad Acústica (valor conocido)	938.40

FUENTE: Autores

Como una forma de filtrar los anteriores valores para el nivel del líquido en T3, de tal manera que se escoja el más exacto posible, se comenzará desechando al nivel obtenido por el método manual, ya que es el que cuenta con un grado de subjetividad en la selección del lapso de tiempo adecuado para contar los collares de tubing. De forma similar los niveles producto de la velocidad acústica calculada a partir de la composición del gas o entrada de forma directa serán descartados, ya que en el primer caso no se conoce la composición actual del gas en el pozo, que muy seguramente cambió por las condiciones allí presentes; y en segunda instancia un valor conocido con anterioridad de la velocidad acústica en un pozo con propiedades similares a T3 no garantiza que sea igual en ambos (cada pozo es diferente).

Por consiguiente, sólo quedarían en la recta final de selección del “mejor nivel” de T3 el cálculo mediante la profundidad del marcador de fondo de pozo (tope del liner) y a partir de la gravedad específica del gas, donde esta última se descartará por cuanto si se compara con un marcador de fondo, que está a una profundidad conocida y se conoce el tiempo en que se reflejó tal profundidad (y por ende la velocidad acústica de la onda), la gravedad específica caería en desventaja al no tener con exactitud su valor promedio a lo largo del pozo, donde cambian las condiciones de presión y temperatura en distintas partes de él.

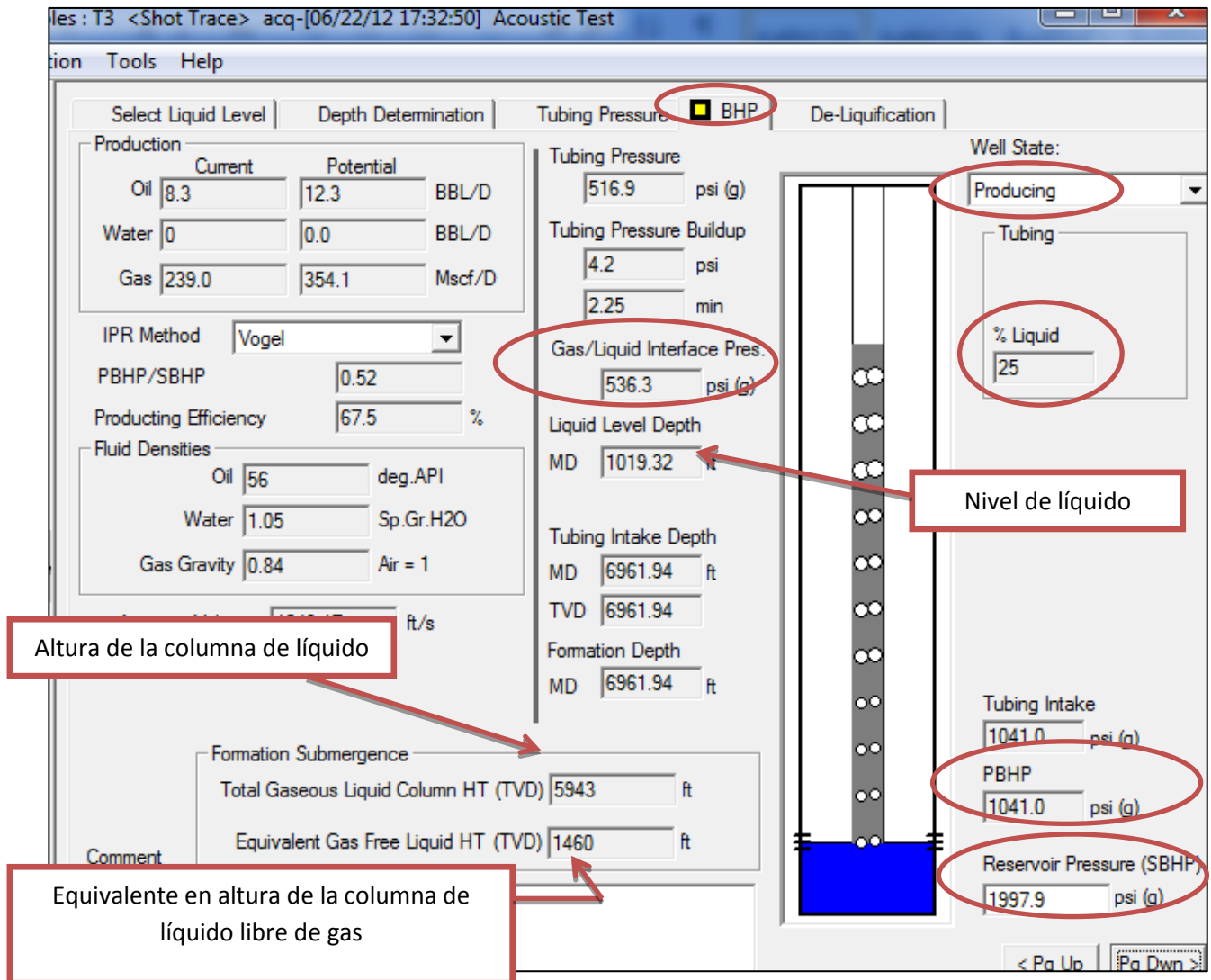
En resumen, y post al debate anterior, se concluye que en el pozo T3 la velocidad acústica de la onda en el disparo de implosión fue de **1249.17 ft/sec.** y la profundidad de tal nivel para el pozo de **6961.94 ft** de profundidad es de **1019.32 ft.**

7.3.2.3 Determinación de la presión de fondo de pozo (Bottom-hole Pressure, BHP). De la información presentada en la figura 96, se deduce que:

- Datos de producción: En vista que la producción de agua en T3 es nula, podría pensarse que se ha quedado atrapada en su totalidad en fondo de pozo al serle imposible al gas transportarla hasta superficie (pues $Q_g < Q_{cg}$), o también que la producción del yacimiento al wellbore en cuanto a agua se refiere es tan poca que ésta no alcanza a introducirse en el tubing; pues de ser así al menos algo se produciría en superficie, ya que por la reducción del espacio de flujo aumenta la velocidad del gas. Por su parte, la máxima producción de condensado tiene un valor de 12.3 Bbl/d, de los cuales 8.3 Bbl/d se están extrayendo del pozo, lo que resulta ventajoso pues prácticamente se está produciendo todo el potencial de condensado con las condiciones mecánicas de T3 (menos probabilidades que se forme columna de líquido en fondo). También es de apreciar el nuevo AoF calculado para el método de determinación de la velocidad acústica de la onda, el

cual muestra que la tasa incremental máxima posible a lograr en T3 es de $354.1 - 239 = 115.1$ Mscf/d.

FIGURA 96. Sonolog pozo T3. Sección BHP, determinación de la presión de fondo de pozo fluendo en el tubing.



FUENTE: Echometer company

- Eficiencia de producción: a diferencia de T1, la presión de fondo fluente en T3 se encuentra más alejada de su presión estática ($P_{BHP}/S_{BHP}=0.52$), lo que resulta favorable puesto que al existir un buen diferencial de presión yacimiento-wellbore, se promueve el flujo de fluidos en el medio poroso de T3. Así, del potencial productor del pozo ($AOF=354.1\text{MMscf/d}$) se está extrayendo el 67.5%.
- Densidad de los fluidos: Como se puede observar el condensado de T3 posee una alta gravedad API (56°), hecho que favorece en gran medida el problema de la obstrucción al flujo de gas en T3, porque es más fácil de remover una columna de condensado de alta calidad, que una formada sólo de solo agua o aceite más pesado (hay menor contrapresión a la formación).
- Sumergencia de la formación: Así como se detalla en grafica 96, de los 6961.9ft de profundidad de la formación productora y su vez entrada del tubing, hay una columna líquido-gaseosa en el pozo que mide 5943ft, de los cuales solo el 25% pertenecen a líquido neto (1460ft son de condensado, en vista de que no hay agua en el tubing con el pozo produciendo), es decir, sin contenido de gas. Por tanto, es de apreciar que el gradiente de la columna se encuentra bastante suavizado o aligerado, pues el gas de T3 es capaz de levantar la columna líquida hasta una altura de 4483ft, lo cual produce un líquido acumulado liviano, en cuanto a contrapresión a la formación se refiere.
- En la parte derecha de la sección BHP, es destacable el aumento de presión en cabeza de tubing cuyo valor de 1.87psi/min, una clara evidencia que el gas que fluye a través del tubing se está acumulando en cabeza de pozo y con el tiempo conllevará a una menor producción de gas debido a que éste aumento no favorece la operación al liberarse la columna líquida del gas que la levanta. En otras palabras, a mayor presión en cabeza de tubing hay un menor diferencial cara-cabeza de pozo y un menor flujo de fluidos hacia superficie.

- La presión en la interfase gas-líquido (531 psi) es casi la mitad de la presión en fondo fluyente (1041 psi), por tanto, es muestra del poder que tiene la velocidad del gas para levantar la columna de líquido en fondo pues hay un diferencial de presión significativo que promueve el desplazamiento vertical de dicha columna líquida. También, en vista de que la profundidad a la entrada del tubing es igual a la de la formación, se concluye que toda la columna líquido-gaseosa se encuentra albergada o alojada en el tubing.

Ahora bien, como el pozo T3 no estuvo cerrado anterior a la toma del sonolog (como si lo estuvo T1), no se hace necesario corregir la presión estática del yacimiento (o SBHP), cuyo valor es 1997.9 psig.

7.3.2.4 Sección de deshidratación (De-liquification) del pozo gasífero T3.

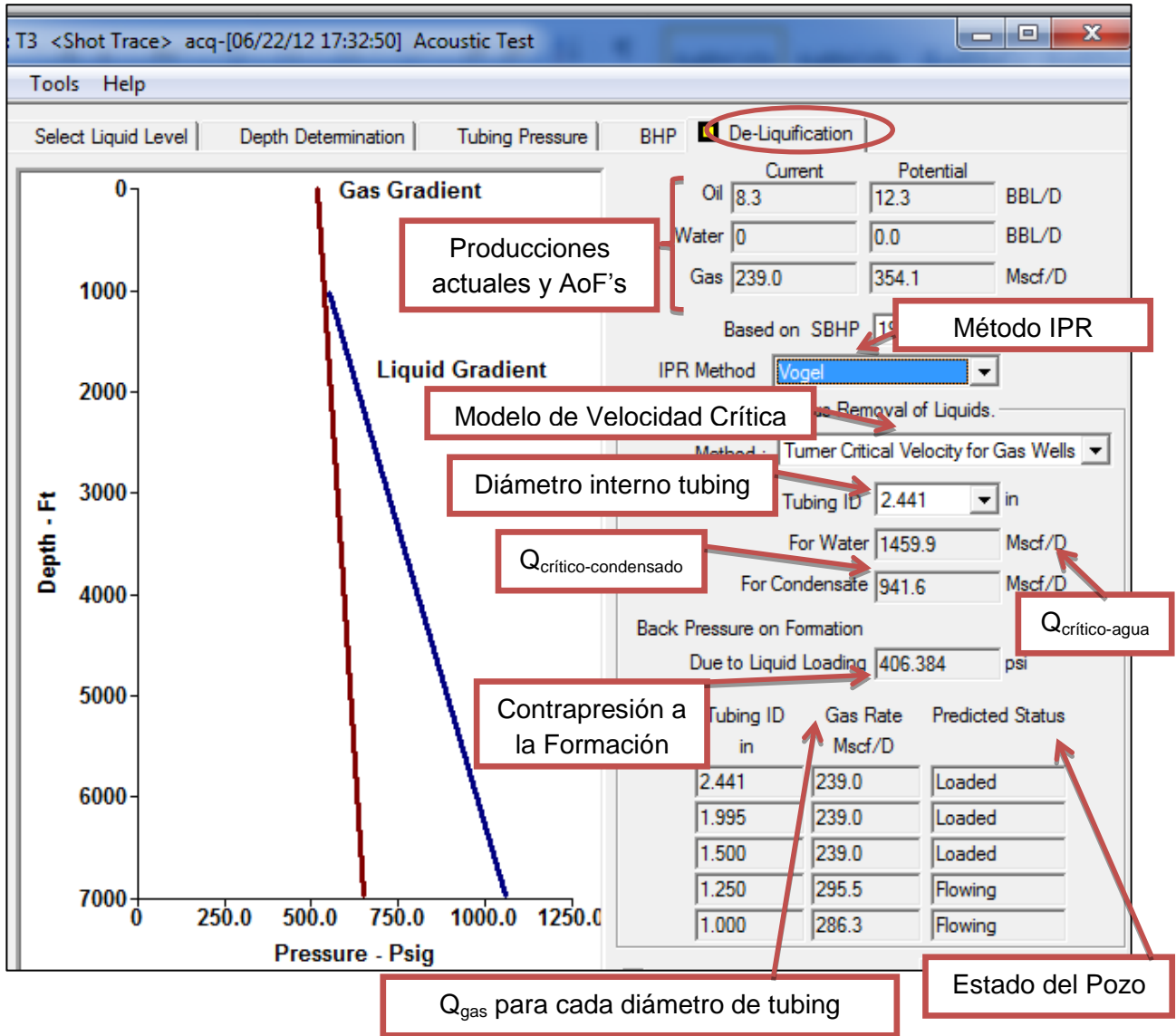
Analizadas las anteriores secciones del TWM para el pozo T3, se deduce que al igual que T1 en él hay problemas por carga de líquidos debido a una columna encontrada en fondo de pozo a 1019.32 ft de profundidad, con una altura de 5943 ft de los cuales sólo el 25% es condensado neto (no hay agua en el tubing) de 56° API.

Pues bien, se analiza que en contraste a lo que ocurría con T1, el nivel del líquido en T3 se encuentra relativamente cerca a la superficie del pozo en comparación con su profundidad de 6961.9 ft, un efecto que se entendería en el hecho de que la columna líquida corresponde únicamente a condensado de alta gravedad API (56°) y además la presión fluyente o P_{wf} (516.9 psi) comparada con la presión de cabeza (P_{wh}) ofrecen un buen diferencial de presión que puede elevar a gran altura un líquido tan liviano como lo es el condensado de 56°.

Sin embargo, el nombrado diferencial de presión cara-cabeza no parece ser suficiente para deshidratar T3, por lo cual se procede a interpretar la pestaña De-

Liquification (Deshidratación) del software, donde se analizan los gradientes presentes en el tubing (figura 97).

FIGURA 97. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Mirando detenidamente la anterior figura, se tiene que:

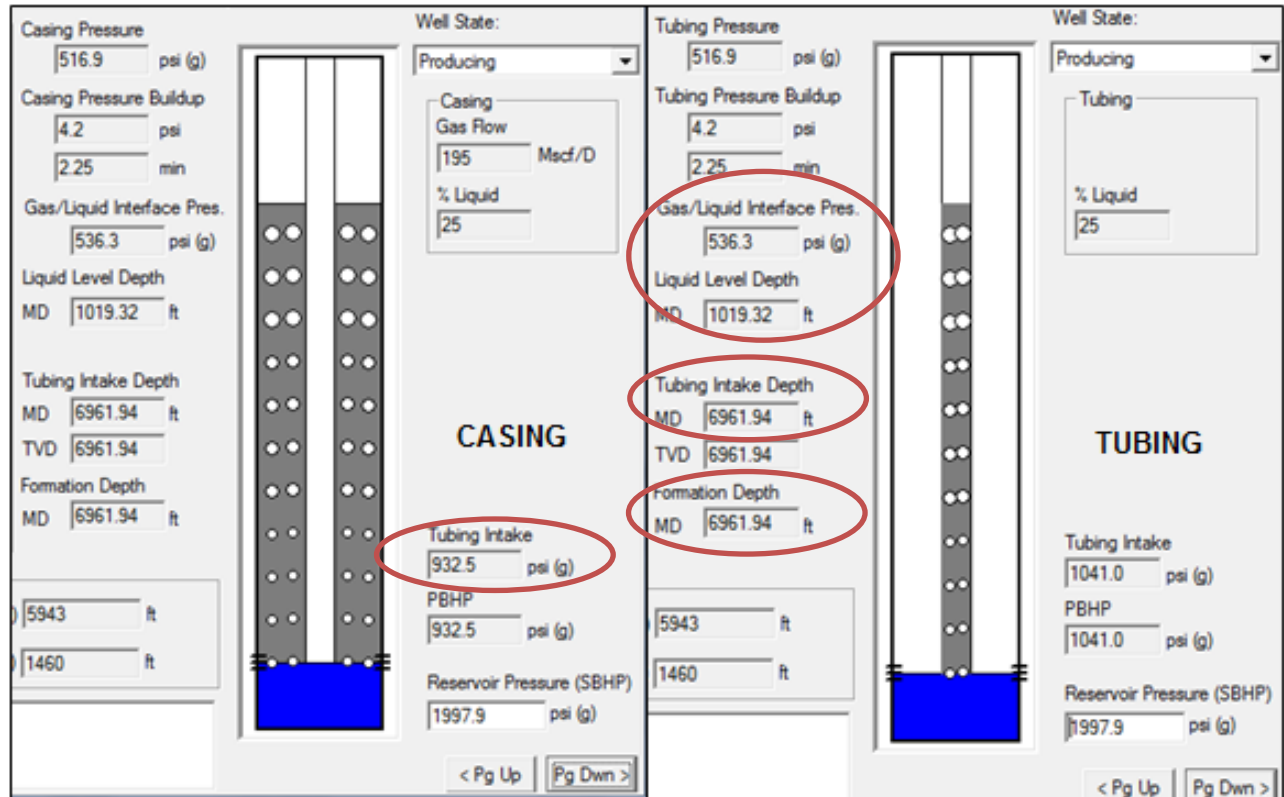
- El pozo T3 presenta dos gradientes de fluido bien definidos por una interfase gas-líquido: un gradiente de gas por encima de ella y uno líquido-gaseoso por debajo, el cual debido a su alta pendiente en la figura profundidad vs. presión no posee un valor tan elevado (el del gradiente, que de hecho es menor al de T1 que tenía una columna líquida más pequeña), pero aun así influye significativamente en la distribución del flujo a lo largo del tubing, ejerciendo una contrapresión de 406.38 psi a la formación (lo que obstruye el flujo óptimo de gas). Así, denotando la importancia del líquido en el gradiente de la tubería de producción, ha de asignársele un flujo de transición bache-anular.
- El cálculo del gradiente líquido-gaseoso en T3 para calcular Pwf a partir de él se realiza, al igual que en T1, haciendo uso de las presiones en fondo e interfase gas/líquido para una implosión por el tubing y otra por el casing, como se ilustra en la figura 98.

$$\text{Gradiente Col. LíquidoGaseosa} = \frac{P_{\text{gas entrada tbg}} - P_{\text{interfase}_{\text{líquido}}^{\text{gas}}}}{\text{Altura columna } (h_{\text{clg}})} \quad (\text{Ec. 23})$$

$$\text{Gradiente Col. LíquidoGaseosa} = \frac{932.5 \text{ psi} - 536.3 \text{ psi}}{6961.94 \text{ ft} - 1019.32 \text{ ft}} = 0.067 \frac{\text{psi}}{\text{ft}}$$

En base al cálculo anterior, se analiza que el gradiente de la columna líquido gaseosa en T3 es menor al gradiente del agua fresca (0.433psi/ft) e incluso menor al gradiente de la columna T1 (0.217psi/ft), con lo cual ratifica que dicho gradiente esta suavizado y/o presenta un valor muy bajo que facilita su levantamiento en el tubing a 15ft por cada psi de presión (En T1 levantaba el líquido a 4.8ft/psi).

FIGURA 98. Sonolog pozo T3. Sección BHP para implosión por casing y tubing, software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Ahora bien, la presión existente a cualquier altura de la columna de fondo (que mide 324 ft en el tubing) será:

$$P = P_{interfase} + \text{Gradiente columna} * (h_{columna} - h_{nivel}) [psi],$$

$$h \geq h_{nivel} \text{ (Ec. 32)}$$

Donde h es la profundidad de la columna a la que se desee hallar la presión existente. Así, la presión de fondo fluyente será la correspondiente a una h = 6961.94 ft:

$$P_{wf} = 536.3 + 0.067 * (6961.94 - 1019.32) = 934.45 [psi]$$

La anterior Pwf (como en el caso de T1), resulto ser casi la misma a la presión de fondo usada para el cálculo del gradiente de la columna, debido a que la entrada de profundidad del tubing es la misma que la entrada de la formación.

- La tasa crítica de Turner calculada a la entrada del tubing y de acuerdo a la presión en cabeza, para el caso de T3 es 941.6psi para levantar la columna de condensado (La tasa crítica de agua no se tendrá en cuenta ya que no está presente este líquido en el tubing), calculada con un diámetro interno de tubing de 2.441” (el tubing de T3 tiene 2.992” de diámetro interno).

Nota: El caudal crítico arrojado por el TWM para condensado (941.6 Mscf/d), se acercó al calculado de forma manual (1158.41Mscf/d), donde las posibles diferencias entre los dos, se pudieron deber a errores en el cálculo de parámetros como el factor de compresibilidad del gas, entre otros (Ver tabla 8)

TABLA 8. Cálculo manual de la velocidad y caudal crítico de condensado para T3

Pozo	Caudal de gas (Mscf/d)	Velocidad crítica de condensado (ft/sec)	Caudal crítico de condensado (Mscf/d)	Estado del pozo
T3	239	8.08	1158.41	Cargado

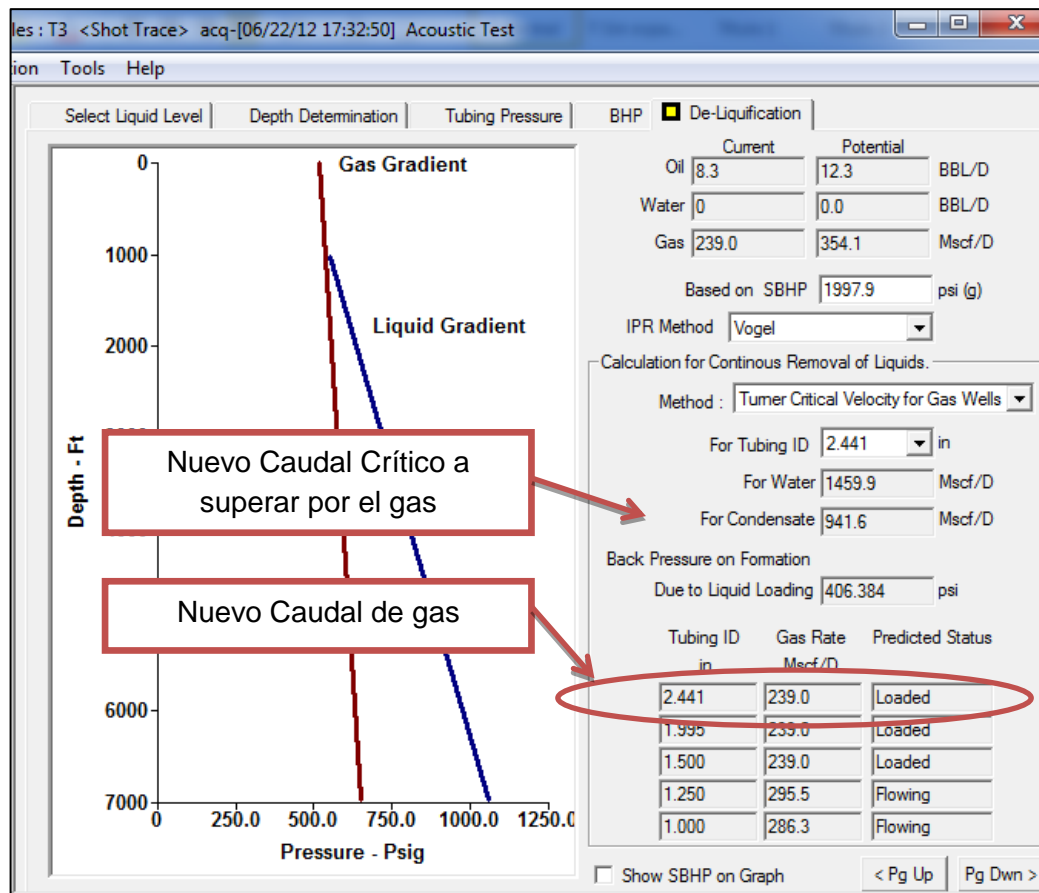
FUENTE: Autores.

- Ahora, para deshidratar el pozo T3 se procede a evaluar los caudales críticos de condensado que se obtienen al cambiar el diámetro de 2.992” del tubing (con el cual se presenta carga de líquidos) por diámetros menores ofrecidos por el software, y comparar estos caudales críticos con sus respectivas producciones de gas en base a cada diámetro (obtenidos en la intersección de

una curva inflow con una outflow para cada diámetro), para predecir el estado del pozo: cargado o no cargado.

Para diámetro interno tubing de 2.441”:

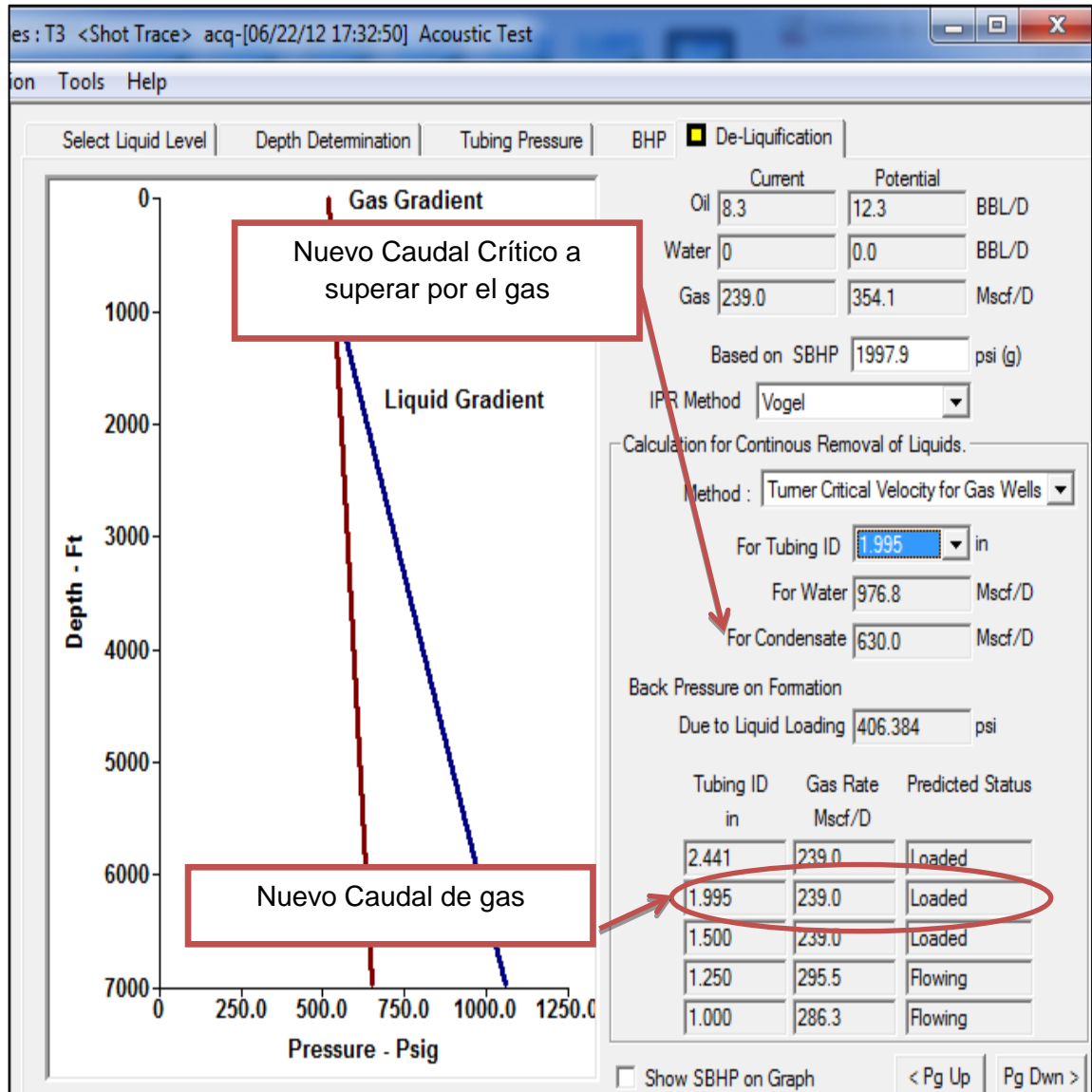
FIGURA 99. Sonolog pozo T1. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 2.441” I.D. software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Para diámetro interno tubing de 1.995”:

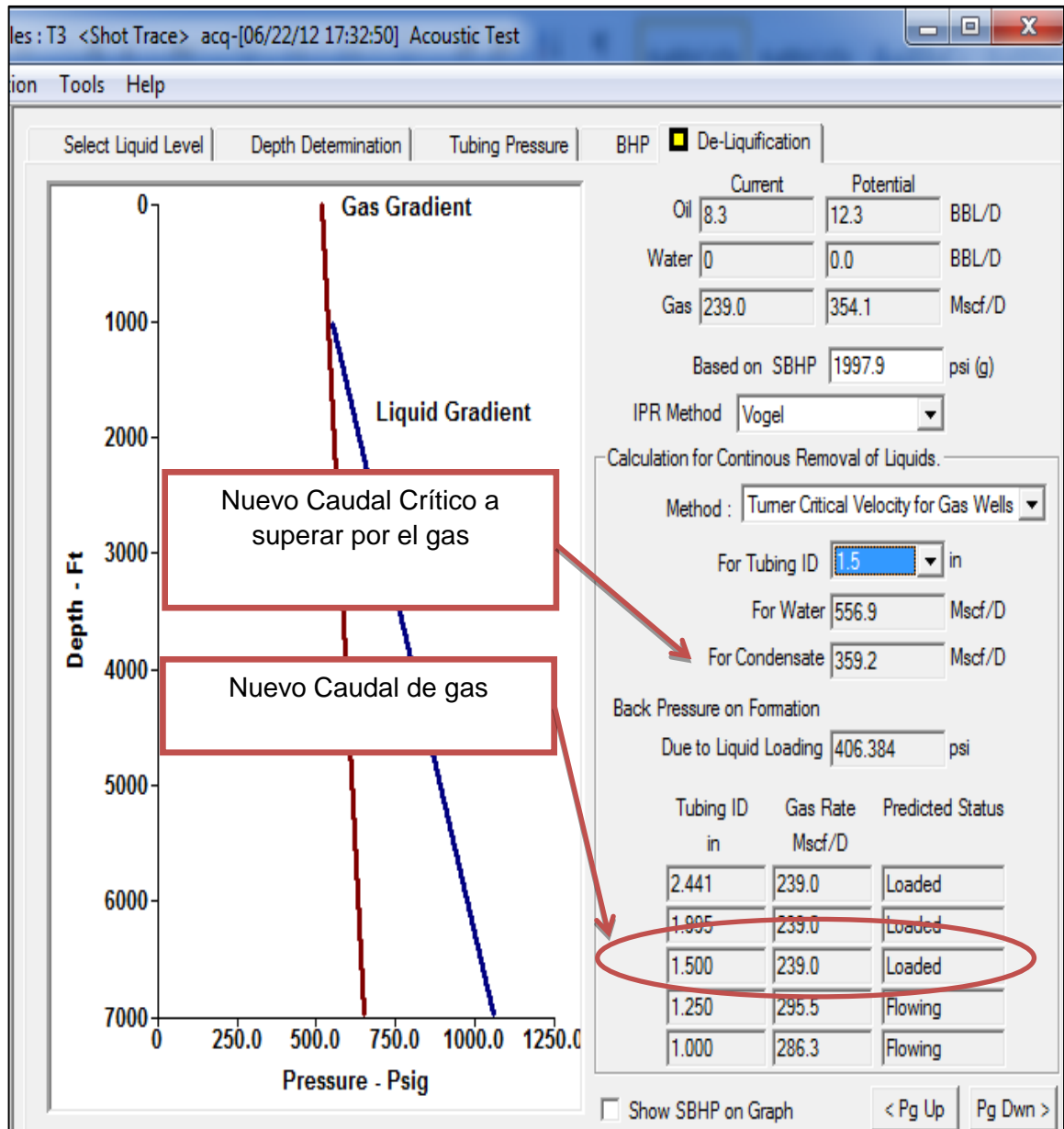
FIGURA 100. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.995” I.D. software TWM



FUENTE: Echometer Company.

Para diámetro interno tubing de 1.5”:

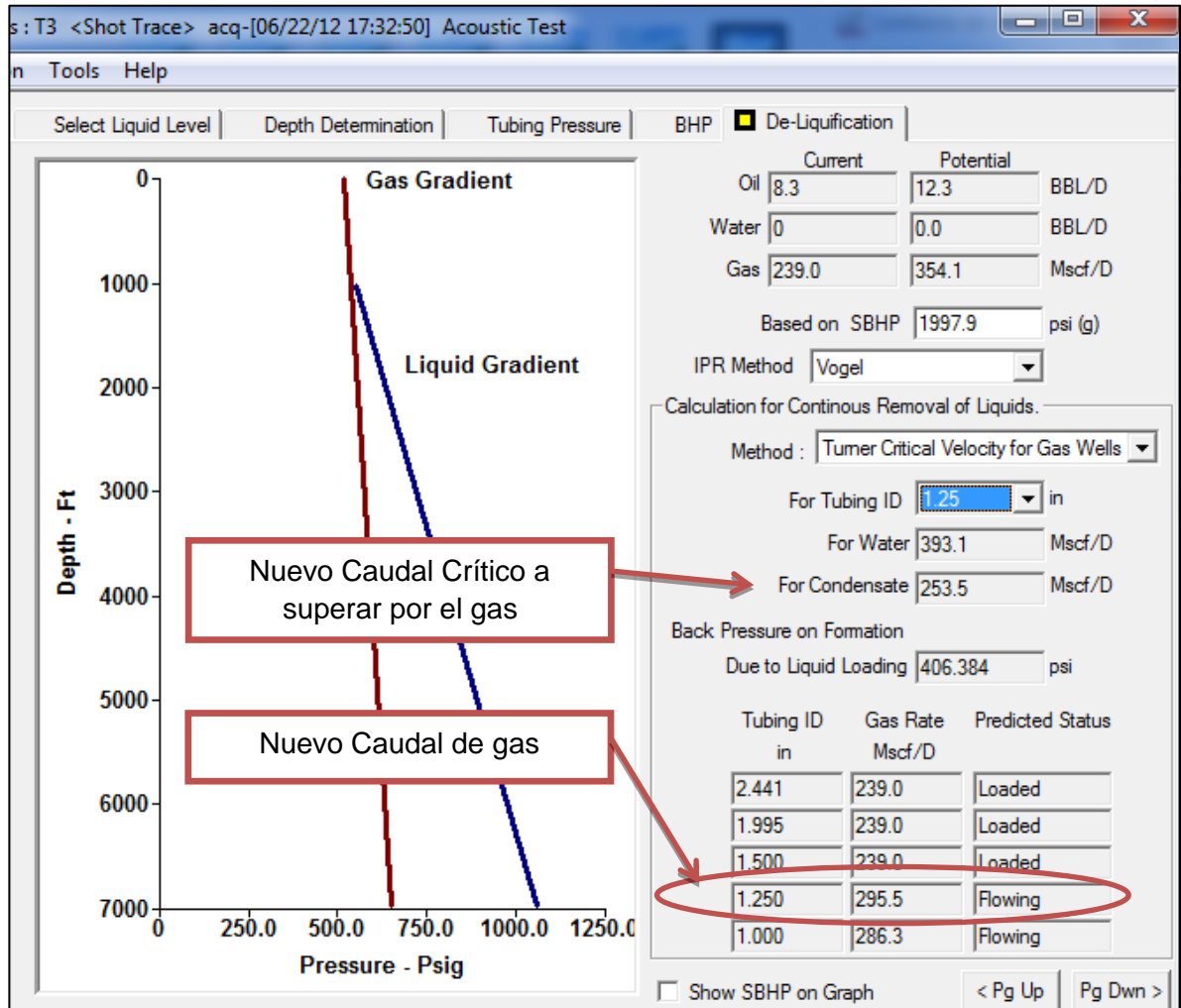
FIGURA 101. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.5” I.D. software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Para diámetro interno tubing de 1.25”:

FIGURA 102. Sonolog pozo T3. Sección De-liquification para la deshidratación del pozo, usando un tubing de 1.25” I.D. software TWM.



FUENTE: Echometer Company.

Las anteriores figuras permiten observar el estado del pozo T3 cuando se usan diámetros internos de tubing de 2.441”, 1.995” y 1.5”, el cual en los tres casos es el de un pozo cargado, pues en ellos los caudales del gas son menores siempre al caudal crítico del condensado. Sin embargo, al sustituir el diámetro interno de la

tubería por uno de 1^{1/4}”, se obtiene una tasa crítica de Turner de 253.5 Mscf/d para el condensado y una tasa de gas (de la intersección del inflow y el outflow de Vogel para éste diámetro) de 295.5 Mscf/d, razón por la cual el gas llevará todo el condensado hasta superficie y T3 estará finalmente descargado (*Flowing*), logrando incrementar la producción del pozo en 295.5 Mscf/d – 239 Mscf/d = 56.5 Mscf/d.

De esta manera, el estudio acústico realizado en T3 permite concluir que para remover la columna de condensado del pozo (la cual alcanza una altura de 5943 ft) se debe rediseñar la cadena de flujo en el tubing por una tubería de 1^{1/4}”, lo cual se puede lograr utilizando reductores de diámetro en el pozo. Realizada tal operación la tasa incremental de gas del pozo alcanzará un valor de 56.5 Mscf/d.

7.4 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DEL MÉTODO DE DESHIDRATACIÓN DE LOS POZOS T1 Y T3.

Después de realizado el estudio acústico del nivel del líquido para los pozos T1 y T3 seleccionados previamente, y en caso que la soluciones brindadas por el TWM para deshidratar estos pozos reduciendo el diámetro interno de sus tubing (colocando reductores de diámetro en fondo) no sean viables técnicamente, por ejemplo, debido la ausencia de los diámetros especificados para cada pozo, se procede a analizar nuevas estrategias para la deshidratación de pozos de gas, que como se explicó en el capítulo 6 corresponde a los siguientes métodos de levantamiento:

- Compresión
- Aplicación de surfactantes
- Plunger Lift
- Levantamiento con fluidos de potencia (gas lift, bombeo hidráulico)

7.4.1 Screening. Así, siguiendo la guía explicada para la deshidratación de pozos gasíferos, el primer paso a seguir es realizar un screening de algunas propiedades básicas e importantes para la implementación de cada método en base a las condiciones operacionales de T1 y T3. A continuación se presenta el screening a utilizar:

TABLA 9. Screening para deshidratar los pozos T1 y T3.

Screening de los distintos métodos para deshidratar pozos de gas						
Forma de Levantamiento	Plunger Lift	Sarta Capilar	Bombeo hidráulico Jet	Gas Lift	Pozo T1	Pozo T3
Máxima profundidad de operación (ft)	19000	22000	15000	18000	7773	6961.9
Máxima temperatura de operación (°F)	550	400	550	450	190	150
Manejo de gas	Excelente	Excelente	Bueno	Excelente	100 Mscf/d	239 Mscf/d
Densidad del fluido (°API)	>15	>8	>8	>15	60	56
Caudal de líquidos	200	500	35000	200	1	8.3

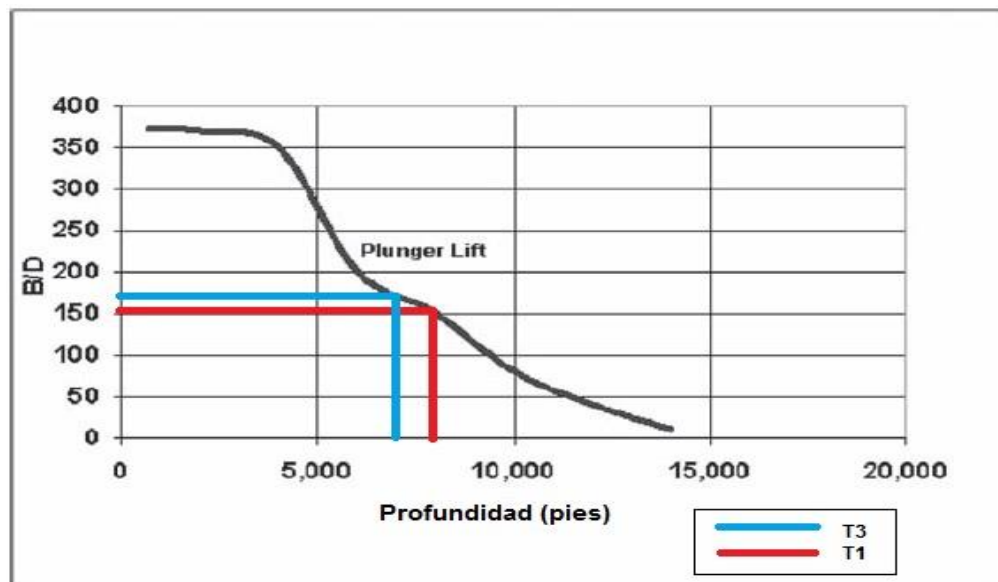
FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

De acuerdo al anterior screening, es evidente que cualquiera de los cuatro métodos de deshidratación de pozos de gas puede ser aplicado en los pozos T1 y

T3, ya que los dos cumplen a cabalidad con los rangos establecidos. Por tanto se recurre a las gráficas de Caudal vs. Profundidad.

7.4.2 Graficas Caudal vs. Profundidad. En vista que todos los métodos de deshidratación en pozos de gas mencionados pueden aplicarse a los pozos T1 y T3 con base al screening anterior, ha de utilizarse la graficas estándar de caudal vs. profundidad para estos métodos, como se muestra a continuación:

FIGURA 103. Grafica estándar profundidad vs. barriles por día removidos por plunger lift



FUENTE: Modificado de Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

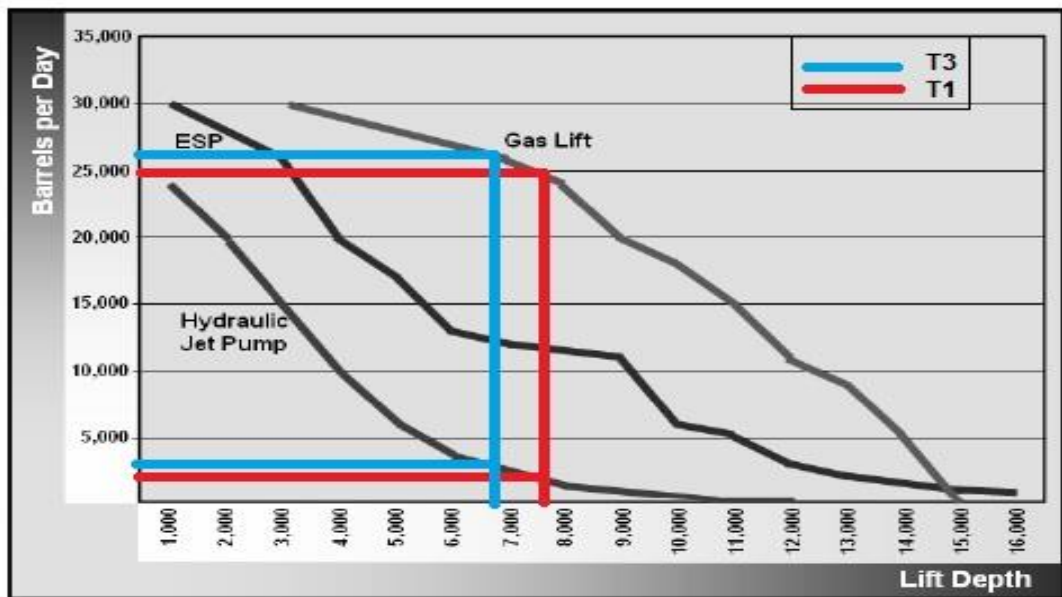
A partir de las gráficas 103 y 104, los caudales que cada sistema de levantamiento puede manejar para deshidratar los pozos en estudio son:

Para T1:

- Pluger lift: 150 Bbl/d
- Gas lift: 25000 Bbl/d

- Bombeo hidráulico: 2100 Bbl/d
- Para T3:
- Plunger lift: 175 Bbl/d
 - Gas lift: 26000 Bbl/d
 - Bombeo hidráulico: 3500 Bbl/d

FIGURA 104. Grafica estándar profundidad Vs barriles por día removidos por gas lift y bombeo hidráulico.



FUENTE: Modificado de Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

Por consiguiente y teniendo en cuenta que para deshidratar los pozos de gas los caudales utilizados generalmente no requieren sobrepasar los 200 Bbl/d, de los anteriores se escogerá el plunger lift debido a que este es el único que se acomoda al anterior parámetro. El sistema de levantamiento por gas lift y bombeo hidráulico exceden este valor pues consideran que se trata principalmente de pozos de petróleo, mas no de gas.

El método de deshidratación por adición de surfactantes no posee una gráfica estándar de caudal vs. profundidad debido a la gran diferencia que existe en la forma como se deshidrata un pozo de gas con químicos en relación con otros métodos. Es por ello que debe analizarse de otra manera la factibilidad de aplicar surfactantes y compresión en los pozos T1 y T3, junto con el preseleccionado plunger lift.

7.4.3 Factibilidad técnica de aplicar los métodos preseleccionados de deshidratación de los pozos T1 y T3.

- **Compresión**

La base de utilizar un sistema de compresión para remover la columna líquido-gaseosa formada en el fondo de un pozo de gas, es la disminución de la presión en cabeza o Pwh, cuyo resultado generara un mayor diferencial de presión cara-cabeza de pozo y por ende promoverá un mayor flujo de fluidos hacia superficie, llegando incluso a conferirle al gas la capacidad de arrastrar consigo los líquidos acumulados en fondo³³.

En el pozo T1, en la entrada de datos al TWM aparece registrada en la pestaña del equipo de superficie la presión a la entrada de la líneas de flujo en superficie, la cual debe ser de 100 psig (114.7 psia). Asumiendo la misma presión de descarga para T3, y en vista de que el compresor recíprocante es de los más utilizados en la deshidratación de pozos de gas, y su relación de compresión de compresión es de máximo 4.0, la presión de succión será:

$$RC = \left(\frac{P_{descarga}}{P_{succion}} \right)^{\frac{1}{n}} \text{ (Ec. 24)} \rightarrow P_{succion} \geq \frac{P_{descarga}}{RC^n}$$

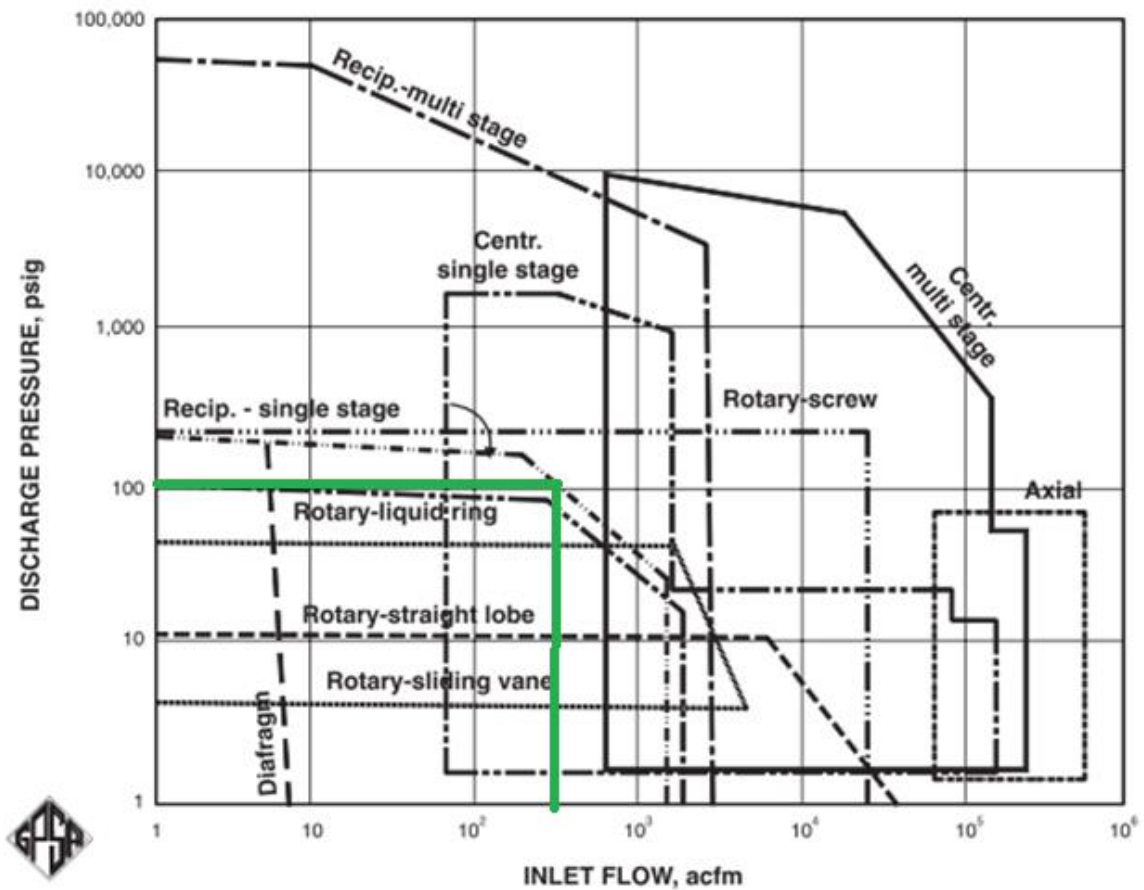
³³ Ibid., p. 57

Para una etapa de compresión (n=1), se tiene:

$$P_{succion} \geq \frac{(100 + 14.7)psia}{4^1} \rightarrow P_{descarga} \geq 28.7psia$$

Por lo tanto, para utilizar este tipo de compresor reciprocante la presión de succión deberá ser mayor a 28.7 psia (30 psia es un buen valor). Ahora bien, para conocer el caudal de entrada al sistema con las condiciones establecidas, se hace uso de la gráfica de la GPSA mostrada abajo, donde a partir de la presión de descarga y el tipo de compresor (reciprocante de una sola etapa para el caso), se determina el flujo de entrada de gas logrado, como sigue:

FIGURA 105. Rangos de cobertura de distintos compresores.



FUENTE: GPSA.

De acuerdo a la gráfica anterior, el máximo caudal de entrada al sistema de compresión con las condiciones establecidas es de aproximadamente 490 scf/min (acfm), que en Mscf/d es:

$$490 \frac{scf}{min} * \frac{1440 min}{1 día} * \frac{Mscf}{1000 scf} = 705.6 \left[\frac{Mscf}{d} \right]$$

Caudal de gas que es mayor al caudal crítico para T1 (694.1 Mscf/d), pero menor al de T3 (941.6 Mscf/d), luego el incremento en producción para T1 será:

$$Ganancia en Producción T1 = 705.6 - 694.1 = 605.6 Mscf/d$$

- **Levantamiento Asistido por Espumas (Surfactantes)**

Debido a que la estabilidad de la espuma formada y la forma de inyección en fondo de pozo es determinante en el éxito de un levantamiento asistido por espuma, en T3 no sería recomendable utilizar el nombrado método, en vista que la columna líquido-gaseosa en el tubing se compone en su totalidad de condensado (ver sonolog T3), y no se lograría una espuma estable (por la naturaleza no-í polar del condensado, que no atrae con fuerza las moléculas del surfactante).

T1, por su parte, si posee gran cantidad de agua haciendo parte de su columna en fondo, y la inyección del surfactante depende en gran medida del volumen de agua a descargar del pozo. Para lo anterior existe una regla general de inyectar 10000 ppm de concentración de tensoactivo por cada barril de agua a remover de fondo, donde se tiene que:

$$1 ppm = \frac{1 mg}{1 litro}$$

Convirtiendo los mg/litro a g/Bbl:

$$10000 \frac{mg}{L} * \frac{158.97 L}{1 bbl} * \frac{1 g}{1000 mg} = 1589.7 g/bbl$$

Ahora, en vista que T1 tiene un caudal de producción de agua de 0.5 Bbl/d, la cantidad de surfactante a utilizar sería:

$$Cantidad\ de\ Surfactante_{T1} \left[\frac{Kg}{mes} \right] = 0.5 \frac{bbl}{día} * 1.5897 \frac{Kg}{bbl} * \frac{30\ días}{1\ mes} = 23.85 \left[\frac{Kg}{mes} \right]$$

Lo cual es una cantidad pequeña de surfactante a utilizar en un mes de trabajo de deshidratación de T1, dada su escasa producción de agua. El criterio del RGL para implementar o no levantamiento por espumas también debe considerarse, el cual recomienda usarlo si tal relación de fluidos está entre 1000-8000 scf/Bbl, y ya que tanto T1 y T3 superan el rango descrito (100000 y 28795 scf/Bbl. respectivamente), el criterio sugiere realizar una deshidratación por plunger lift. Sin embargo, en caso de que se decida aplicar agentes espumantes en T1 para deslicuarlo, y observando la profundidad del pozo (7773 ft), el método de aplicación del surfactante debería ser el de inyección por sarta capilar para asegurar que el químico efectivamente llegue hasta el fondo del pozo.

- **Plunger Lift**

La base para la aplicación del sistema plunger lift en el levantamiento de una columna de líquido en un pozo gasífero, es la relación gas-líquido (RGL) que se tenga en el pozo a tratar, la cual debe ser mayor a $400 \frac{scf/bbl}{1000 ft}$, pues de esta manera se garantizará que el pozo (yacimiento) tiene la energía suficiente para levantar la nombrada columna líquido-gaseosa. Para el caso de T1, cuya profundidad es de 7773 ft, se requiere un RGL de:

$$RGL_{T1} = 400 \frac{scf/bbl}{1000 ft} * 7773 ft = 3109.2 \frac{scf}{bbl}$$

Comparando el anterior resultado con el RGL presente en el pozo T1 (100000 scf/Bbl), es apenas lógico pensar que el implementar un levantamiento por plunger lift en este pozo resultará altamente eficiente en términos técnicos, dado el gran aporte de gas que hace el pozo a la producción.

T3, por su parte, que se encuentra a 6969.1 ft de profundidad, requiere un RGL mínimo para implementar Plunger Lift de:

$$RGL_{T3} = 400 \frac{scf/bbl}{1000 ft} \times 6961.9ft = \mathbf{2785 scf/bbl}$$

Y en vista que el RGL de T3 es de 28795 scf/Bbl, se concluye al igual que T1 que éste pozo cuenta con la cantidad de gas suficiente para realizar un levantamiento por plunger lift.

Verificado que el parámetro de RGL se cumple tanto para T1 como para T3, es necesario ahora seleccionar el tipo de plunger óptimo y/o el que mejor se ajuste a las condiciones de los pozos, para lo cual se evalúa la velocidad del gas, de acuerdo a la configuración de T1 y T3 respectivamente, así:

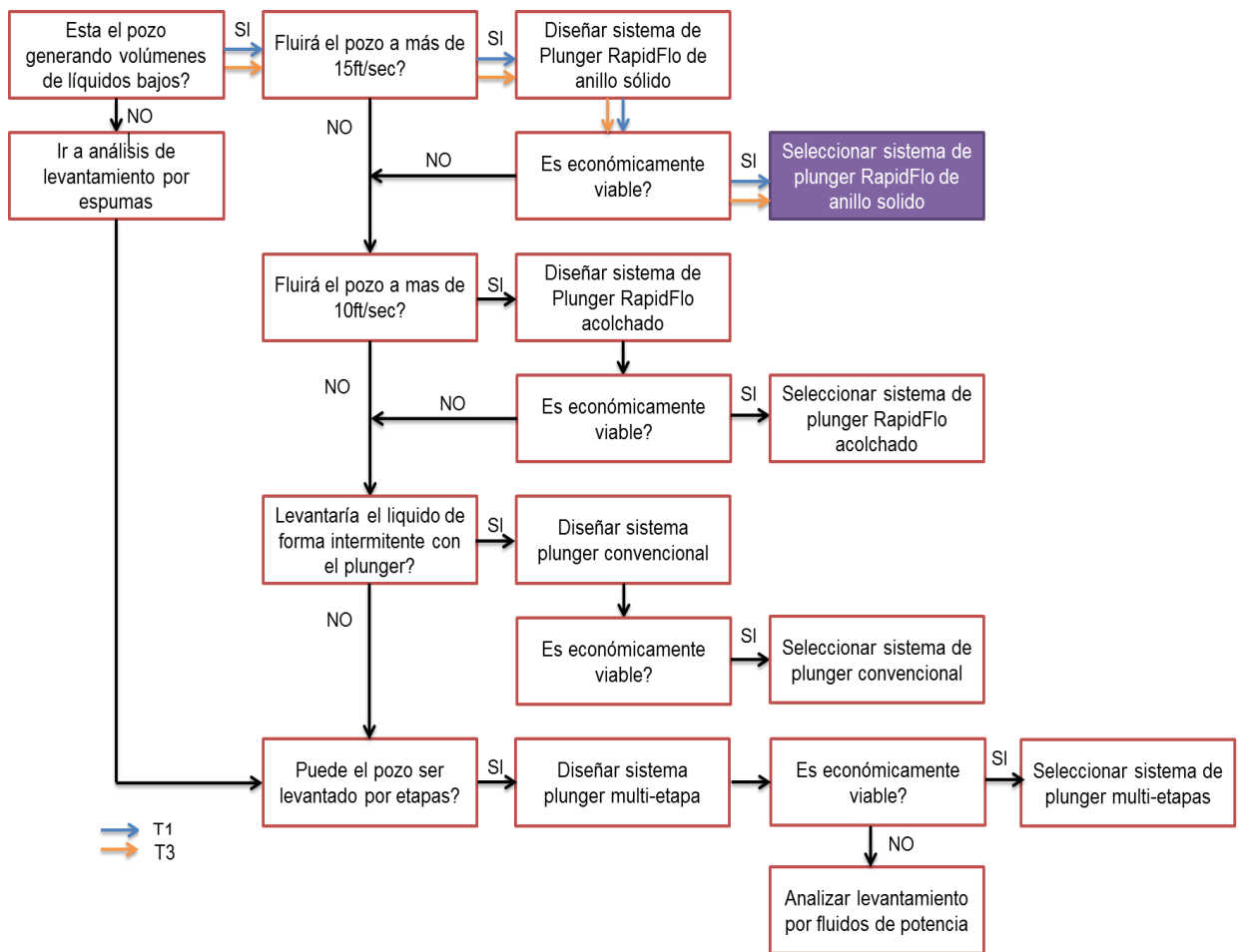
$$V_{gasT1} = \frac{Q_{gas} \left[\frac{ft^3}{día} \right]}{\text{Área}_{transversalalflujo} [ft^2]} \quad (Ec. 33)$$

$$V_{gasT1} = \frac{100000 \left[\frac{ft^3}{día} \right] * \frac{1 día}{86400sec}}{\pi * \frac{(2.441in)^2}{4} * \frac{1 ft^2}{144in^2}} = \mathbf{35.61 \left[\frac{ft}{sec} \right]}$$

$$V_{gasT3} = \frac{239000 \left[\frac{ft^3}{día} \right] * \frac{1 día}{86400sec}}{\pi * \frac{(2.992in)^2}{4} * \frac{1 ft^2}{144in^2}} = \mathbf{56.65 \left[\frac{ft}{sec} \right]}$$

De esta manera, con las anteriores velocidades actuales del gas en los pozos en estudio, y sin ser tratados con ningún otro método para deshidratarlos, se sigue el esquema de análisis para el levantamiento por plunger lift, explicado en el capítulo 6:

FIGURA 106. Análisis de Levantamiento por Plunger Lift para deshidratar los pozos T1 y T3.



FUENTE: Tesis “Evaluación de tecnologías y metodologías para efectuar la deshidratación de pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano”. Autores: Estévez Daniel, Olarte Luis.

Una vez consideradas las velocidades fluyentes del gas y el valor de RGL tanto para T1 como para T3 en el anterior diagrama de flujo, se llegó a la conclusión de

que en caso de aplicarse dicho método de deshidratación de los pozos, el plunger que resultaría más eficiente es el tipo anillo sólido RapidFlo™ de Weatherford, que como se había expuesto en el capítulo 6, presenta la ventaja de manejar mínima cantidad de partes móviles, bajo costo y gran número de viajes durante el día (aplicaciones de alta velocidad del gas).

Así pues, concluyendo lo anterior y bajo el hecho de que el análisis nodal desarrollado por el software TWM de Echometer no resulte técnica y/o económicamente viable aplicar en la deshidratación de los pozos de gas cargados T1 y T3, puede recurrirse a las siguientes alternativas:

- **Pozo T1:** La aplicación de surfactantes por sarta capilar para aligerar el gradiente de fluido en el tubing (y así reducir la velocidad crítica del gas para remover la columna líquida de fondo) es un método viable para aplicar en este pozo, aunque resulta igualmente factible utilizar un sistema plunger lift, dado el alto RGL de T1 (100000 scf/Bbl). En éste último, el plunger más efectivo a trabajar es el de anillo sólido RapidFlo, que maneja altas velocidades del gas (35.61 ft/sec, velocidad del gas en T1).
- **Pozo T3:** El uso de agentes espumantes no es recomendable en él en vista de que la columna a remover del tubing se forma de aceite condensado y no de agua, y por ende la estabilidad de la espuma puede verse afectada. Por otro lado, instalar un plunger tipo anillo sólido RapidFlo (velocidad del gas de 56.61 ft/sec) resultaría técnicamente viable en este pozo, ya que cuenta con el RGL requerido para levantar la columna de fondo en base a su profundidad (se necesita un RGL mayor a 2785 scf/Bbl y es de 3902 scf/Bbl).

Además de lo anterior, en ambos pozos cargados puede resultar técnicamente viable implementar un sistema de compresión que reduzca la presión en cabeza de pozo (P_{wh}) e incremente el diferencial cara-cabeza, conllevando a un aumento

del flujo de gas y reducción de la velocidad crítica de descarga de los pozos. Evaluadas las diferentes alternativas para remover la columna líquido-gaseosa presente en T1 y T3 de forma técnica, en base a las condiciones de cada pozo; se procede a evaluar la mejor alternativa en términos económicos.

7.5 VIABILIDAD ECONÓMICA DE LAS DIFERENTES ALTERNATIVAS DE DESHIDRATACIÓN DE LOS POZOS T1 Y T3.

El análisis financiero respecto a la implementación de un sistema de levantamiento artificial que permita remover la columna de líquido de los pozos en estudio T1 y T3 se realizará para los métodos de Compresión, PlungerLift y Aplicación de espumantes o surfactantes (éste último sólo para T1, por las razones explicadas en los párrafos anteriores), que fueron los métodos previamente seleccionados tras el análisis de la viabilidad técnica. Pues bien, en este orden de ideas, el proceso que debe llevarse a cabo para la selección de uno u otro método de levantamiento, en términos económicos es:

- Evaluar el CAPEX o capital inicial requerido para poner en funcionamiento el método de levantamiento (incluyendo costos de instalación del equipo en pozo), y el OPEX o costos de operación (potencia de equipos, costos eléctricos, otros).
- Considerar la disponibilidad y uso de una fuente de energía para equipos que lo requieran (por ejemplo, el sistema de compresión).
- Considerar la disponibilidad de la infraestructura necesaria para cada sistema.
- Considerar la disponibilidad de personal capacitado para operar cada sistema.

Por lo anterior, el análisis financiero consistirá en hacer una comparación de los tres métodos seleccionados técnicamente para deshidratar los pozos T1 y T3 en

base al Valor Presente Neto (VPN) con una tasa de oportunidad (TIO) del 12% EA.

7.5.1 Inversión. Dada por el costo de los equipos para cada sistema de levantamiento a evaluar, se presenta a continuación (incluye costos de instalación):

TABLA 10. Costos de equipos para los métodos de deshidratación de los pozos T1 y T3.

MÉTODO	INVERSIÓN (US \$)
Compresión	25000
Espumantes con Sarta Capilar	40000
Plunger Lift	7500

FUENTE: Disponible en internet:

<http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm>. (Citado en 2013/04/27).

7.5.2 Ingresos. Se determinan mediante la producción de los pozos con y sin carga de líquidos (producción incremental), es decir cuando el caudal del gas sea superior al caudal crítico, así como por el precio del gas de ventas y los impuestos o regalías que el gobierno cobra por el comercio del hidrocarburo, impuesto que en Estados Unidos es función del valor del petróleo y gas extraídos, y en promedio es del 12.5% de la producción (en costa afuera es del 16.67% en promedio).

Así, con un precio del gas de 6.5 US \$/Mscf (informe Journal of Natural Gas Science and Engineering), los ingresos recibidos por la deshidratación de cada pozo son:

- **Ingresos T1:** la ganancia en producción por la remoción de la carga de líquidos del fondo de pozo es la resta entre la producción con carga de líquidos

(100 Mscf/d) y una producción algo mayor al caudal crítico del pozo (694.1 Mscf/d) a partir de la cual el pozo estará descargado:

$$\text{Ganancia en Producción } T1 \left[\frac{\text{Mscf}}{\text{d}} \right] = 695 - 100 = \mathbf{595} \left[\frac{\text{Mscf}}{\text{d}} \right]$$

Por tanto, los ingresos mensuales serán:

$$\text{Ingresos } T1 = (\text{GananciaProd})(\text{Tiempo})(\text{PrecioGas})(\text{regalías}) \quad (\text{Ec. 34})$$

$$\text{Ingresos } T1 = (595 \text{ Mscf/d}) * (30 \text{ días}) * \left(6.5 \frac{\text{US \$}}{\text{Mscf}} \right) * (1 - 0.125)$$

$$\text{Ingresos } T1 = \text{US \$ } \mathbf{101522} / \text{mes}$$

- **Ingresos T3:** el caudal del pozo cargado es de 239 Mscf/d y su caudal crítico, calculado por el TWM aplicando el modelo de Turner resultó en 941.6 Mscf/d, por lo tanto con un caudal de 942 Mscf/d T3 no presentará columna líquida en fondo y la ganancia en producción será:

$$\text{Ganancia en Producción } T3 \left[\frac{\text{Mscf}}{\text{d}} \right] = 942 - 239 = \mathbf{703} \left[\frac{\text{Mscf}}{\text{d}} \right]$$

$$\text{Ingresos } T3 = (703 \text{ Mscf/d}) * (30 \text{ días}) * \left(6.5 \frac{\text{US \$}}{\text{Mscf}} \right) * (1 - 0.125)$$

$$\text{Ingresos } T3 = \text{US \$ } \mathbf{119949} / \text{mes}$$

7.5.3 Costos de electricidad. Debido a que los sistemas de levantamiento plunger lift y uso de agentes espumantes trabajan aprovechando la energía natural que tiene el yacimiento para el levantamiento de la columna de fluido hasta superficie, no se considerará un gaste de energía eléctrica en el flujo de caja. El método de compresión, por su parte, si requiere de electricidad para funcionar y su gasto en kilowatt-hora está dado dependiendo de la profundidad del levantamiento, gravedad específica del gas, caudal de líquido logrado con el

método y eficiencia de éste (para compresión se asume una eficiencia η de 80 y caudal de líquido extraído de 20 BPD), así:

$$kW = 0.00000736 * BPD * Profundidad(ft) * \gamma_{gas} * \frac{0.746}{\eta} \text{ (Ec. 35)}$$

Como la profundidad de levantamiento para T1 (del cual se pudo analizar la instalación de un compresor) es de 7773 ft y la gravedad del gas de 0.7464:

$$kW_{T1} = 0.00000736 * 20 * 7773(ft) * 0.7464 * \frac{0.746}{0.8} = 0.7964 \text{ kW}$$

Asumiendo un costo del kilovatio-hora de 0.08 kW-hr, el costo mensual de gasto eléctrico para el pozo es:

$$\text{Costo} \frac{kW}{mes} T1 = 0.7964 * \frac{0.08 \text{ US \$}}{kW - hr} * \frac{24 \text{ hr}}{1 \text{ día}} * \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 45.9 \left[\frac{\text{US \$}}{\text{mes}} \right]$$

T3 por su parte, que tiene 6961.9 ft de profundidad y una gravedad del gas de 0.84, tendrá un costo mensual de:

$$kW_{T3} = 0.00000736 * 20 * 6961.9(ft) * 0.84 * \frac{0.746}{0.8} = 0.8027 \text{ kW}$$

$$\text{Costo} \frac{kW}{mes} T3 = 0.8027 kW * \frac{0.08 \text{ US \$}}{kW - hr} * \frac{24 \text{ hr}}{1 \text{ día}} * \frac{30 \text{ días}}{1 \text{ mes}} = 46.2 \left[\frac{\text{US \$}}{\text{mes}} \right]$$

7.5.4 Flujo de Caja y VPN. Finalmente se realiza el flujo de caja para el cálculo del correspondiente valor presente neto de cada una de las alternativas de

deshidratación para cada pozo de gas en estudio, teniendo en cuenta las siguientes pautas:

- El precio de venta del gas se mantiene constante para el estudio en 6.5 US /Mscf.
- El proyecto se evalúa para un período de un año.
- Las regalías son del 12.5% de la producción total de gas.
- El costo de inversión se toma sólo al principio del proyecto (mes 0).
- Como los ingresos y egresos son constantes a lo largo del proyecto, se muestra el valor para un solo mes.
- Los egresos son la suma de los costos en energía y levantamiento, siendo éste último la suma de los costos de operación y mantenimiento y variables para cada método.

Aclaradas las anteriores consideraciones, a continuación se muestran los flujos de caja para cada el pozo T1 y T3 respectivamente, tablas 11-12.

TABLA 11. Flujo de Caja Neto pozo T1.

Detalle	Valor	Compresión		Plunger Lift		Surfactantes	
		Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1	Mes0	Mes 1-12
Precio del gas (US/Mscf)	6,5						
Producción Mensual (Mscf/d)	595	595	595	595	595	595	595
Producción Mensual con Regalías (Mscf/d)	12,50%	521	521	521	521	521	521
Ingresos US \$			101522		101522		101522
Costos en Energía (US \$-mes)		46	46				
Costos de Levantamiento (US/bbl Líquido)			12000		9000		20000
Egresos US \$			12046		9000		20000
Inversión US \$		-25000		-7500		-40000	
Flujo de Caja Neto US \$		-25000	89476	-7500	92522	-40000	81522

FUENTE: Autores.

TABLA 12. Flujo de Caja Neto pozo T3.

Detalle	Valor	Compresión		Plunger Lift	
		Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1
Precio del gas (US/Mscf)	6,5				
Producción Mensual (Mscf/d)	703	703	703	703	703
Producción Mensual con Regalías (Mscf/d)	12,50%	615	615	615	615
Ingresos US \$			119949		119949
Costos en Energía (US \$-mes)		46,2	46,2		
Costos de Levantamiento (US/bbl Líquido)			10000		8000
Egresos US \$			10046,2		8000
Inversión US \$		-25000		-7500	
Flujo de Caja Neto US \$		-25000	109903	-7500	111949

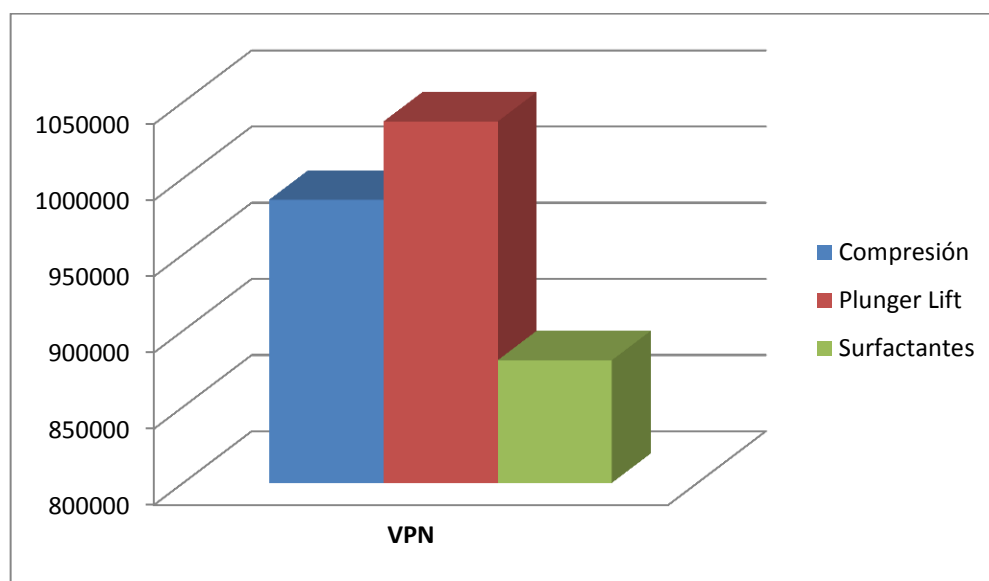
FUENTE: Autores.

TABLA 13. VPN para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T1.

Valor Presente Neto pozo T1						
Método	Compresión		Plunger Lift		Surfactantes	
Período	Flujo de Caja (US \$)	FC Acumulado (US \$)	Flujo de Caja (US \$)	FC Acumulado (US \$)	Flujo de Caja (US \$)	FC Acumulado (US \$)
0	-25000	-25000	-7500	-7500	-40000	-40000
1	88635	63635	91652	84152	80756	40756
2	87802	151437	90791	174943	79997	120752
3	86976	238413	89937	264880	79245	199997
4	86159	324572	89092	353972	78500	278496
5	85349	409921	88255	442227	77762	356258
6	84547	494468	87425	529652	77031	433289
7	83752	578220	86603	616255	76307	509596
8	82965	661184	85789	702044	75590	585186
9	82185	743369	84983	787027	74879	660065
10	81412	824782	84184	871211	74175	734240
11	80647	905429	83393	954603	73478	807718
12	79889	985318	82609	1037212	72787	880506
VPN (US \$)	985318		1037212		880506	

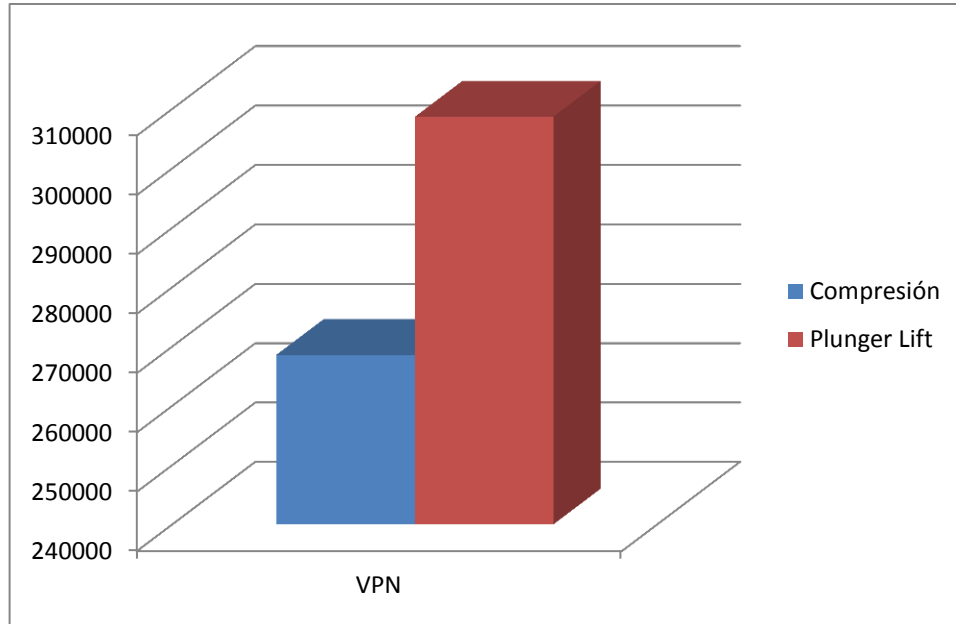
FUENTE: Autores.

FIGURA 107. VPN al final del proyecto para el pozo T1.



FUENTE: Autores.

FIGURA 108. VPN al final del proyecto para el pozo T3



FUENTE: Autores.

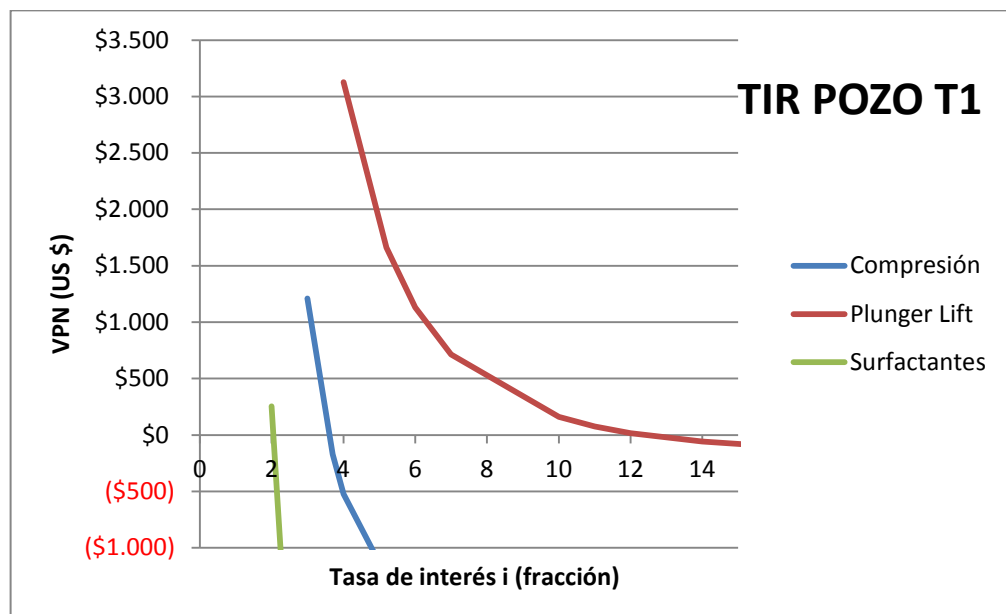
TABLA 14. VPN para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T3

Valor Presente Neto pozo T3				
Método	Compresión		Plunger Lift	
Período	Flujo de Caja (US \$)	FC Acumulado (US \$)	Flujo de Caja (US \$)	FC Acumulado (US \$)
0	-25000	-25000	-7500	-7500
1	108870	83870	110897	103397
2	107846	191716	109854	213251
3	106833	298549	108822	322073
4	105829	404377	107799	429872
5	104834	509211	106786	536657
6	103848	613060	105782	642439
7	102872	715932	104788	747227
8	101905	817837	103803	851029
9	100947	918785	102827	953856
10	99999	1018783	101860	1055717
11	99059	1117842	100903	1156619
12	98128	1215969	99954	1256574
VPN (US \$)	1215969		1256574	

FUENTE: Autores.

7.5.5 Tasa interna de retorno – TIR. Es la tasa de rendimiento en la cual el valor presente neto del proyecto es igual a la inversión inicial, se calcula cuando el VPN sea igual a cero, asignando diferentes valores para la tasa de interés y sus respectivos valores presentes netos, donde de forma gráfica se observa la tasa a la cual el VPN cambia de positivo a negativo, tal y como se ilustra a continuación para los pozos T1 y T3:

FIGURA 109. TIR para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T1



FUENTE: Autores

De las figuras 107 y 108 se concluye que las TIR para cada sistema son:

- **Pozo T1**

Compresión: 370%

Plunger Lift: 1200%

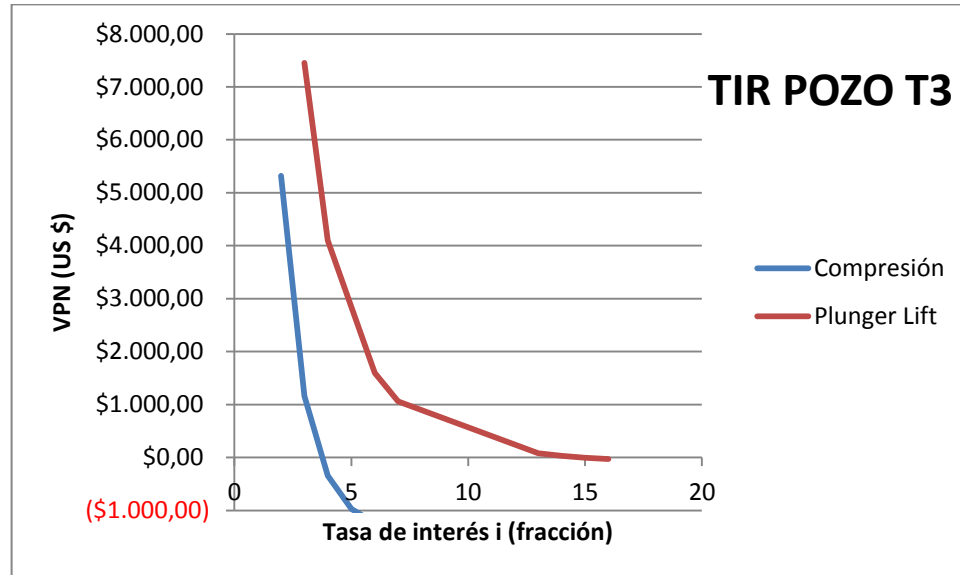
Surfactantes o Espumantes: 200%

- **Pozo T3**

Compresión: 430%

Plunger Lift: 1470%

FIGURA 110. TIR para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T3



FUENTE: Autores

7.5.6 Relación Beneficio Costo– R B/C. Corresponde al cociente entre los valores presentes netos de los ingresos y egresos percibidos por el proyecto en el tiempo de evaluación definido, para este caso un período de 1 año. Así, tenida la tasa interna de oportunidad o TIO del 12% EA, se calcula la R B/C así:

TABLA 15. Relación B/C para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T1

RELACIÓN B/C T1			
	Compresión	Plunger Lift	Surfactantes
Ingresos	960318	1029712	840506
Egresos	25000	7500	40000
R B/C	38	137	21

FUENTE: Autores

TABLA 16. Relación B/C para los diferentes métodos de deslicuado del pozo T3

	RELACIÓN B/C T3	
	Compresión	Plunger Lift
Ingresos	1190969	1249074
Egresos	25000	7500
R B/C	48	167

FUENTE: Autores

7.5.7 Análisis Resultados Financieros. De los anteriores cálculos puede deducirse que:

- Todos los VPN resultaron en valores positivos para cualquiera de los métodos analizados tanto en T1 como en T3 en el primer mes, lo cual quiere decir que cualquier sistema a implementar generará utilidades en menos de 1 mes.
- Para el pozo T1, la opción más rentable a usar para mantener el pozo gasífero sin carga de líquidos es la del sistema Plunger Lift, ya que es quien posee el VPN más alto, US 1037212, así como la mayor TIR (1200% mensual, mayor a la TIO de 12% EA) y relación beneficio costo (137) seguida por el sistema de compresión (VPN US \$985318) y por último el de surfactantes (VPN US \$880506), cuyas TIR sin embargo superan a la TIO establecida.
- De igual manera en T3 el método de plunger lift será una opción que genere mayor utilidades a la inversión que el de compresión, pues el VPN del primero es de US \$1256574 con una TIR del 1470% mensual; y el del segundo US \$1215969 con una TIR del 430% mensual. De igual manera, la relación B/C es mayor en el sistema plunger lift (167) que el de compresión (48), aunque ambos resultan rentables al proyecto por ser mayores a la unidad (hay utilidades representativas con ambos sistemas).

- Cabe aclarar que las anteriores alternativas de deshidratación para los pozos de gas T1 y T3 se contemplan en caso de que la solución por análisis nodal arrojada por el software TWM no pueda implementarse por algún motivo.

8. CONCLUSIONES

- La acumulación de líquidos en el fondo de un pozo de gas disminuye periódicamente la producción del hidrocarburo, por cuanto el régimen de flujo que inicialmente era niebla cambia con el tiempo hasta llegar incluso a ahogar el pozo (producción nula de gas). Para estudiar la presencia o ausencia de dicha carga de líquidos, existe el método de la velocidad y caudal crítico de Turner, cuya base de aplicación es la velocidad del gas fluyente y la presión manejada en cabeza de pozo (P_{wh}).
- El software TWM desarrollado por la empresa Echometer es una herramienta bastante útil a la hora de evaluar el estado de producción de un pozo de gas, determinando el tamaño y propiedades de la columna líquido-gaseosa en fondo, así como el gradiente de presión por encima y debajo de la interfase gas-líquido, y la presión de fondo de pozo.
- La sección De-liquification del software TWM es la parte fundamental del programa que ofrece una alternativa de solución al problema de carga de líquidos de los pozos T1 y T3 estudiados, calculando el diámetro interno óptimo del tubing que permitirá tener el pozo descargado, a través de un análisis nodal en base al caudal crítico hallado, el IPR de cada pozo y diámetros típicos de tubería de producción disponibles en la industria. De esta manera se puede realizar un rediseño de la cadena de flujo del sistema de producción, reduciendo el diámetro de la tubería de producción hasta el valor que mantiene el pozo deshidratado.
- En caso que el método de análisis Nodal que trae incorporado el software no pueda ser implementado por alguna razón en los pozos T1 y T3 o alguno de ellos, se analizaron otras alternativas de deslicuado de los pozos siguiendo una metodología previamente establecida en otro proyecto de grado, a partir de la cual

se concluyó que tanto para T1 como para T3 la mejor opción, técnica y económicamente hablando, corresponde a la instalación de un sistema plunger lift de anillo sólido RapidFlo, puesto que fue el camino que ofreció un VPN más alto en comparación con los otros sistemas candidatos (compresión y espumantes).

- El análisis financiero de las alternativas de deshidratación que técnicamente pueden instalarse en los pozos T1 y T3 resultó en valores presentes netos (VPN) positivos y tasas internas de retorno (TIR) mayores a la tasa interna de oportunidad establecida (12% EA), así como en relaciones beneficio/costo mayores a la unidad y tiempos de recuperación de la inversión menores a un mes; hechos que reflejan la efectividad de cualquiera de los métodos de deslicuado propuestos para los pozos gasíferos, donde la selección del sistema plunger no se realizó por ser la única económicamente viable, sino la que aportaba mayores utilidades entre las demás opciones, rentables también.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio más detallado de los pozos en estudio en cuanto a propiedades de yacimiento y equipos de superficie se refiere, antes hora de realizar algún cambio en la cadena de producción o instalar uno de los sistemas de deshidratación propuestos, para que en conjunto con los resultados del estudio acústico se tomen las medidas más pertinentes y viables para el aumento en producción deseado.
- Se recomienda ejecutar una nueva toma de registros sonolog a los pozos T1 y T3 inmediatamente antes de instalar la opción de deshidratación más óptima (luego del proceso de gestión que ello requiere), ya que las condiciones de flujo y el nivel del líquido pueden cambiar durante el tiempo de implementación de la estrategia seleccionada.
- El proyecto desarrollado con los pozos T1 y T3 de Texas puede tener aplicabilidad en campos de gas colombianos que presenten problemas en su producción por una posible presencia de carga de líquidos, siempre y cuando se posea la pistola acústica requerida para la presión manejada en los pozos a estudiar y se cuente con la versión actualizada del TWM para análisis de productividad de pozos de gas.

BIBLIOGRAFIA

DESHENG, Zou; H, Yuan. SPE 120580. A NEW MODEL FOR PREDICTING GAS WELL LIQUID LOADING. En SPE En: SPE Production and Operations Symposium (4-8 April 2009 Oklahoma City, Oklahoma). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 2010.

ESTEVEZ GUEVARA, Daniel; OLARTE CAMACHO, Luis Alexander. Tesis "Evaluación de Tecnologías y Metodologías utilizadas para efectuar la deshidratación (*Dewatering*) en pozos de gas shale. Aplicación a un prospecto colombiano". Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Mayo 2012.

Gas Processors Association. GPSA, *Engineering Data Book*, 12 Ed. 2004.

LEA, James; NIKENS, Henry; WELLS, Mike. GAS WELL DELIQUIFICATION Gulf Professional Publishing. 2 Ed., 2008.

Manual de Operación del Analizador de Pozo y Programa Analizador Total de Pozos TWM (*Total Well Managment*). Echometer Company. 2000.

McCOY, J.N.; ROWLAND, O. Lynn, Echometer Company; PODIO, A.L., University of Texas (Austin, E.E.U.U.). SPE 120643. Acoustic Liquid Level Testing of Gas Wells. En SPE En: SPE Production and Operations Symposium (4-8 April 2009 Oklahoma City, Oklahoma). Editorial Committees of the Society of Petroleum Engineer. 2009.

McCOY, James N.; HUDDLESTON, Ken L., Echometer Company; PODIO, Augusto L., University of Texas (Austin, E.E.U.U.). SPE 14254. Acoustic Determination of Producing Bottomhole Pressure. p. 3.

PARK YOUNG, Han; FALCONE, Gioia; TEODORIU, Catalin. *Decision matrix for liquid loading in gas wells for cost/benefit analyses of lifting options*. Informe *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. Departamento de Ingeniería de Petróleos, Universidad de Texas, USA. Septiembre 6, 2009.

Programa TWM (*Total Well Managment*) actualizado a noviembre 9 de 2012., Echometer Company,

RÍOS RODRÍGUEZ, Germán Salvador. Metodología para la medición de gas en cabeza de pozo utilizando el Well Analyzer. Universidad Industrial de Santander, Especialización en Ingeniería del gas. Bucaramanga, 2012.

ROJAS, Gonzalo. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Universidad del Oriente. Puerto de la cruz, Octubre 2003.

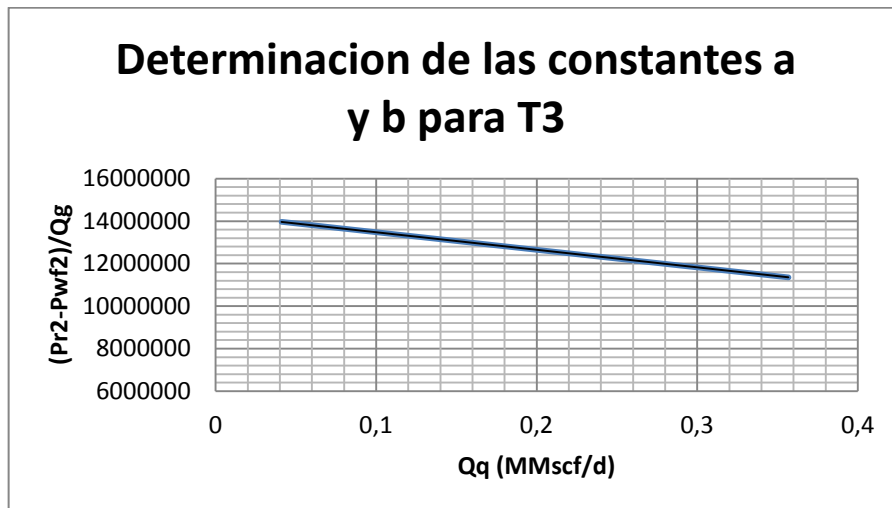
ANEXOS

ANEXO A. IPR's de los Pozos Gasíferos T1, T2 y T3.

Para realizar el IPR de los tres pozos en cuestión, se empleara el método de Aronofsky y Jenkins (1954) para flujo no Darcy en estado pseudoestable¹. Se presentará el cálculo tipo para el pozo T3 y así mismo será para T2 y T1. Una vez obtenidos los Tests Points (Valores correspondientes a Pwf y Qg) el primer paso es graficar $P_R^2 - P_{wf}^2/q$ para hallar las constantes A y B.

Pwf (psia)	Qg (MMscf/d)	$P_R^2 - P_{wf}^2/Qg$
0	0,3568	11352462,9
556,3	0,32119881	11647269,5
1240,5	0,19832312	12664779,3
1864,6	0,04108486	13966839
2012,6	0	-

Gráficamente obtenemos:



De la gráfica anterior se puede deducir fácilmente la pendiente y corte, b y a respectivamente, cuyos valores para el pozo T3 son:

$$a = 14307054.73$$

$$b = -8280806.72$$

Usando el modelo descrito anteriormente graficamos la curva IPR para pozos de gas siguiendo el modelo $P_R^2 - P_{wf}^2 = AQg + BQg^2$, el cual para el caso particular T3 queda:

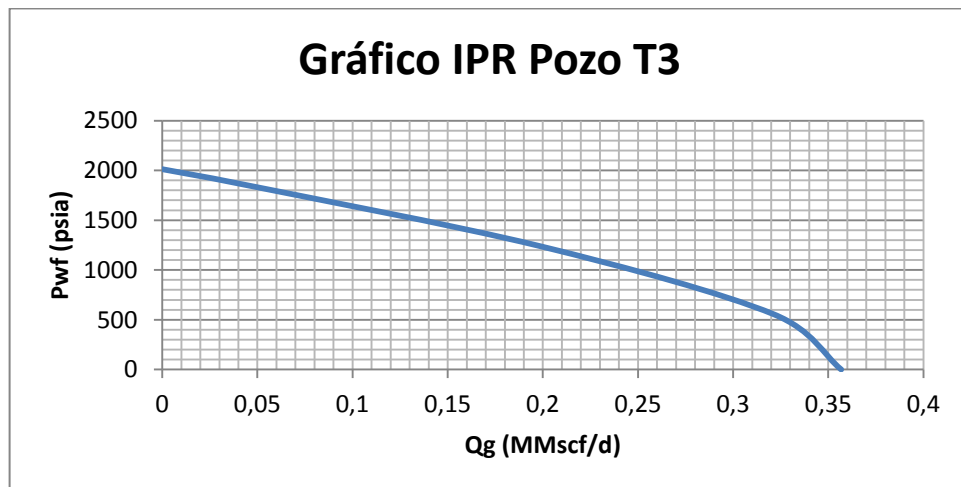
$$P_R^2 - P_{wf}^2 = aQg + bQg^2$$

$$2012.6\text{psia}^2 - P_{wf}^2 = 14307054.73Qg - 8280806.72Qg^2$$

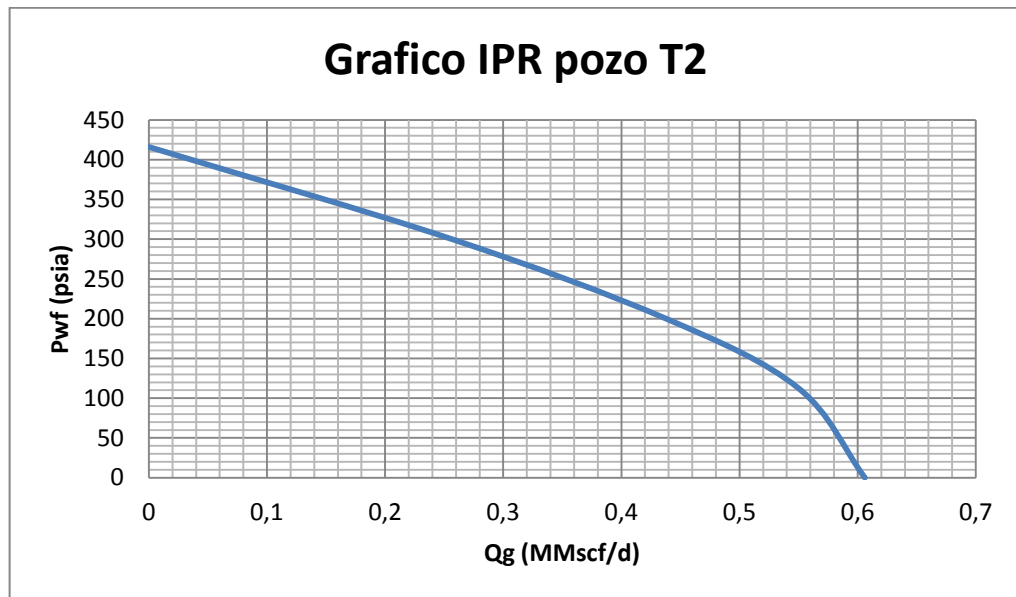
Donde despejando Qg para la anterior ecuación cuadrática tenemos:

$$Qg\left(\frac{\text{MMscf}}{d}\right) = \frac{-14307054.73 + \sqrt{(14307054.73)^2 + 4(8280806.72)(P_{wf}^2 - 2012.6^2)}}{2(-8280806.72)}$$

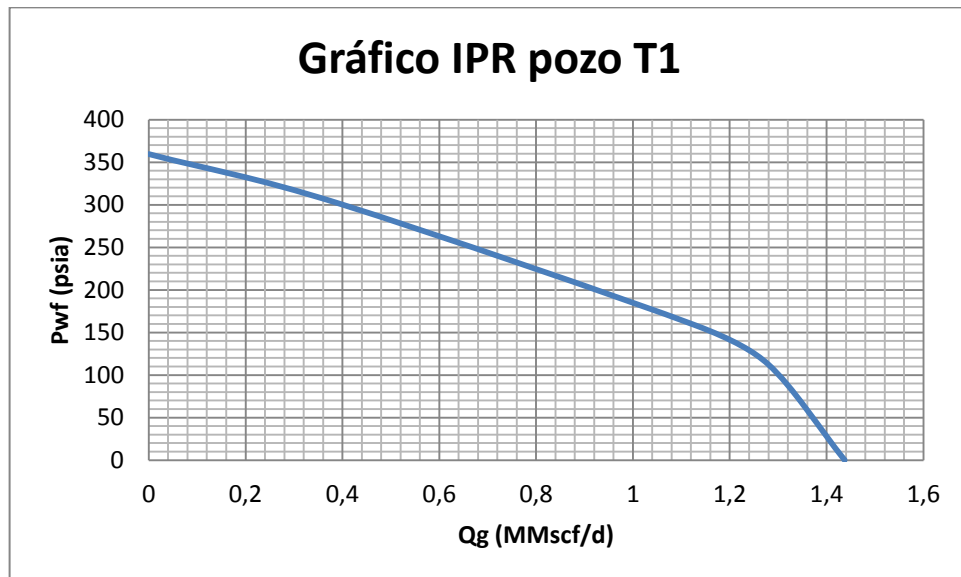
Así pues, dando diferentes valores para Pwf, calculamos sus respectivos caudales de gas, en el rango de presiones establecido (0-2012.6psia), obteniendo la siguiente curva IPR:



Con esto, hallamos el máximo potencial de producción del pozo T3 o AOF, asignando un valor de $P_{wf}=0$, con lo cual se obtiene $AOF=0.3568$ (MMscf/d). De forma similar se procede a construir las curvas IPR para los pozos gasíferos T1 y T2. Sus gráficas y AOF's se muestran a continuación:



$AOF=0.6061$ (MMscf/d)



$AOF=1.4374$ (MMscf/d)

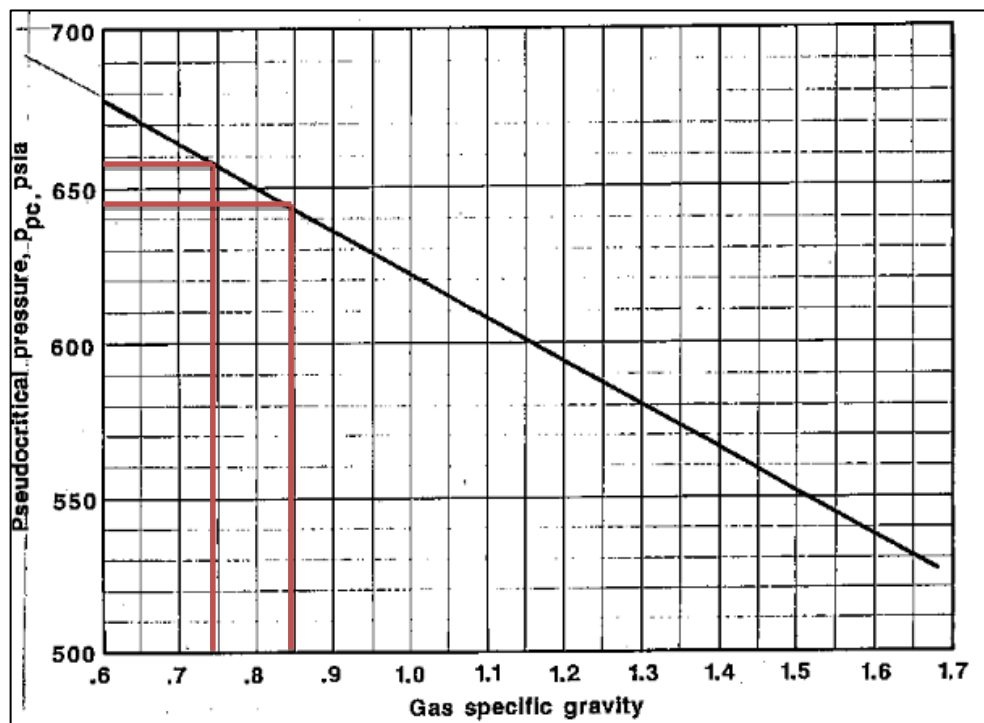
ANEXO B. Cálculo del factor de compresibilidad Z para los pozos T1 y T3.

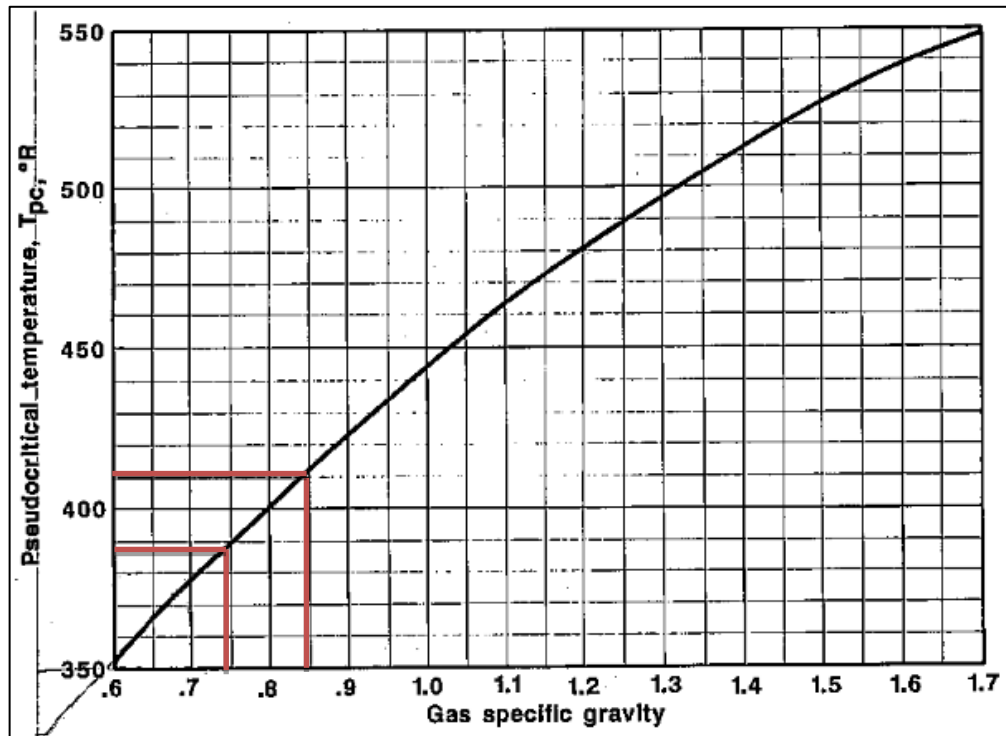
Para el cálculo del factor de compresibilidad partimos de:

$$P_{reducida} = \frac{P_{wh}}{P_{critica}}$$

Las respectivas presiones pseudocríticas del gas de cada pozo (pues los gases de los pozos en estudio son una mezcla de hidrocarburos volátiles) se hallan por medio de tablas, en base a la gravedad específica de cada uno, que constituye un dato de entrada al software, así:

FIGURA 111. Propiedades pseudocríticas para los gases naturales en función de la gravedad específica.





FUENTE: Libro McCain, pág. 119.

Como puede apreciarse de las gráficas, donde se rotularon las rutas para encontrar las propiedades pseudocríticas para T1 ($\gamma_{gas} = 0.7464$) y T3 ($\gamma_{gas} = 0.84$) respectivamente, se tiene:

$$P_{reducida T1} = \frac{P_{wh}}{P_{critica}} = \frac{193.8 + 14.47}{658} = 0.3169$$

$$P_{reducida T3} = \frac{P_{wh}}{P_{critica}} = \frac{516.9 + 14.7}{645} = 0.8242$$

Ahora, el siguiente paso es hallar las temperaturas reducidas de la siguiente manera:

$$T_{reducida} = \frac{T}{T_{critica}}$$

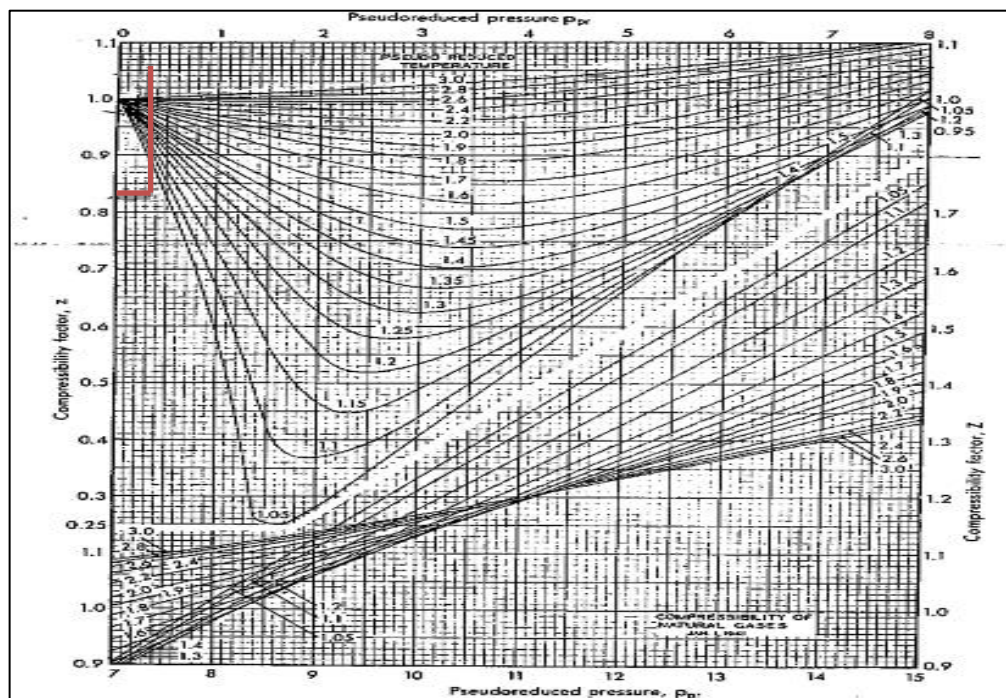
Entonces las temperaturas pseudocríticas para cada gas se calculan de forma similar que las presiones pseudocríticas, en base a la gravedad específica de cada pozo:

$$T_{reducida T1} = \frac{190 + 460}{388} = 1.6753$$

$$T_{reducida T3} = \frac{150 + 460}{411} = 1.4842$$

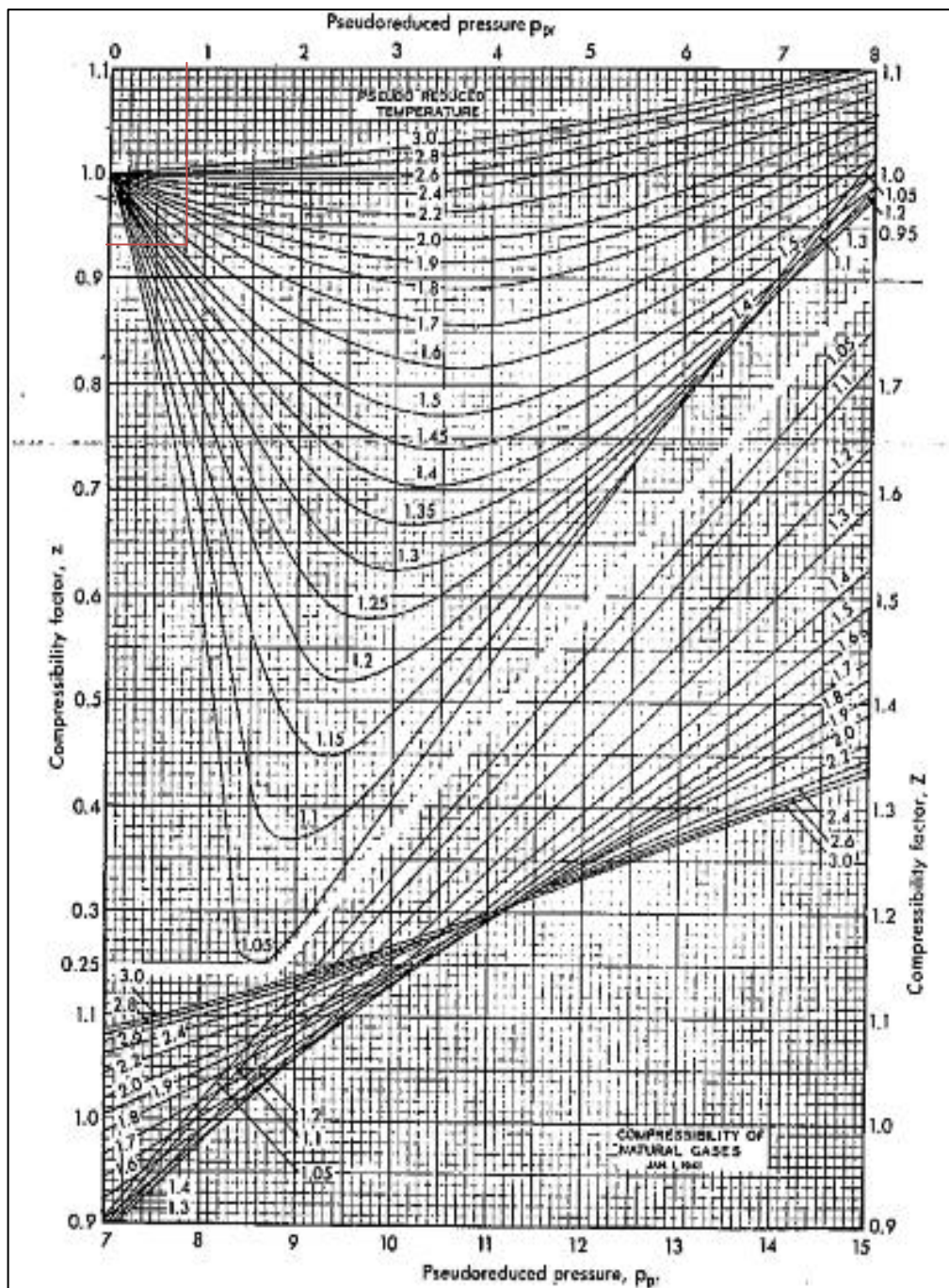
Una vez obtenidas las temperaturas y presiones reducidas para cada T1 y T3, se recurre a la gráfica de Standing and Katz del libro de McCain, e inmediatamente se obtiene el valor de Z para cada pozo. De la gráfica 110 se obtiene que en el eje de ordenadas **Z=0.978**, para T3: Con Tr=1.4842 y Pr=0.8242. De la gráfica anterior se obtiene que en el eje de las ordenadas **Z=0.91**, con Pc=666.4psia y Tc=343.3°R, (Metano).

FIGURA 112. Gráfica de Standing and Katz para cálculo del factor de compresibilidad para gases naturales a partir de condiciones reducidas



FUENTE: Libro McCain, pág. 147.

FIGURA 112. Gráfica de Standing and Katz para cálculo del factor de compresibilidad para gases naturales a partir de condiciones reducidas.



FUENTE: Libro McCain, pág. 147.