

**REGISTRO DE LAS PRESIONES DE FONDO EN UN POZO COLOMBIANO
CON BOMBEO MECÁNICO IMPLEMENTANDO UNA HERRAMIENTA QUE
ACOPLE LA MEMORY GAUGE A LA BOMBA DE SUBSUELO**

ELIZABETH QUIROGA JORDAN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS**

BUCARAMANGA

2013

**REGISTRO DE LAS PRESIONES DE FONDO EN UN POZO COLOMBIANO
CON BOMBEO MECÁNICO IMPLEMENTANDO UNA HERRAMIENTA QUE
ACOPLE LA MEMORY GAUGE A LA BOMBA DE SUBSUELO**

ELIZABETH QUIROGA JORDAN

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
MAGÍSTER, EN EL ÁREA INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS**

**M.Sc. FERNANDO CALVETE
M.Sc. OLGA PATRICIA ORTIZ
M.Sc. JAVIER DURAN SERRANO
DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERIA DE HIDROCARBUROS**

BUCARAMANGA

2013

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, porque ha sido su voluntad darme la fuerza de continuar cada día y de no abandonar mis metas, solamente él sabe cuánto ha costado cada paso.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a la Universidad Industrial de Santander, por darme la oportunidad de formarme académicamente... Siempre será mi templo del saber.

Agradezco a PetroSantander y a las personas que con su apoyo y sus conocimientos me permitieron realizar este trabajo.

Agradezco enormemente a la Profesora Olga Ortiz, por creer en este trabajo, por su apoyo y colaboración incondicional.

Agradezco al Profesor Fernando Calvete, por sus conocimientos compartidos y su apoyo constante.

Agradezco mucho al Profesor Samuel Muñoz por creer en mí desde el inicio de este proceso.

Agradezco al Profesor Julio Pérez, por aceptar mi trabajo en su grupo de investigación y apoyar mi ingreso a la maestría.

Quiero agradecer a mis compañeros, Jhon Leon, Carlos Diaz, Jorge Palma, Helena Ribón, Carlos Arias, Oscar Vanegas y Edison Garcia, por compartir parte de sus conocimientos conmigo y por hacer parte de este proceso.

Agradezco a las personas que me han apoyado constantemente desde el inicio y a las personas que he conocido a lo largo de este tiempo que me han impulsado: Mabel, Frederic, Eliana, Paola De Sales, Alexander Camacho, Yessika, a mis hermanos, a mis padres y a Dios.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. ENERGÍA DEL YACIMIENTO Y FLUJO EN MEDIO POROSO	21
1.1. ENERGÍA DEL YACIMIENTO	21
1.2. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS	22
1.3. REGÍMENES DE FLUJO	26
1.4. PATRONES DE FLUJO	28
2. PRUEBAS DE PRESIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS	32
2.1. GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	32
2.2. CONCEPTOS GENERALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN	33
2.2.1 VARIABLES ADIMENSIONALES	33
2.2.2 RADIO DE DRENAJE	35
2.2.3 FACTOR SKIN	38
2.2.4 EFECTO DEL INTERVALO PARCIALMENTE PERFORADO	41
2.2.5 ALMACENAMIENTO	42
2.2.5.1 EXPANSIÓN DEL FLUIDO	43
2.2.5.2 CAMBIO EN EL NIVEL DEL LÍQUIDO	44
2.2.6. ALMACENAMIENTO VARIABLE	45
2.2.7 RADIO DE INVESTIGACIÓN	48
2.2.8 TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN	49
2.3 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN	49
2.3.1 GENERALIDADES	49
2.3.2 PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN	50
2.4 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	51

2.4.1 REGIÓN DE TIEMPO TEMPRANO O INICIAL (ETR).	54
2.4.2 REGIÓN DE TIEMPO MEDIO (MTR).	55
2.4.3 REGIÓN DE TIEMPO TARDÍO O FINAL (LTR).	57
2.5. HERRAMIENTAS REGISTRADORAS DE PRESIÓN	58
2.5.1 ANALIZADOR DE POZOS	59
2.5.2 REGISTRADORES DE FONDO MECÁNICOS	63
2.5.2.1. BOMBA AMERADA	63
2.5.3. HERRAMIENTAS ELECTRÓNICAS DE FONDO	65
2.5.3.1. TRANSDUCTOR	65
2.5.3.2. TRANSDUCTORES DE CRISTAL DE CUARZO	66
2.5.3.3. REGISTRADORES ELECTRÓNICOS MEMORIZADOS – MEMORY GAUGE	67
2.6. PRODUCTIVIDAD DE POZOS	70
2.6.1 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD – J	70
2.6.2 IPR PARA POZOS CON GAS EN SOLUCIÓN	73
2.6.2.1 MÉTODO DE VOGEL	76
2.6.2.2 MODELO DE KLINS Y MAJCHER	79
2.6.2.3 MÉTODO DE FETKOVICH	80
2.6.2.4 IPR SEGÚN EL TIPO DE PERFORACIONES PARA POZOS QUE PRODUCEN POR GAS EN SOLUCIÓN	81
2.6.2.5 DESARROLLO DEL MODELO	83
2.6.2.6 DESARROLLO DE LA ECUACIÓN DE PÉREZ Y KELKAR	85
2.6.2.7 MODELO DE MOHAMMED ELIAS, AHAMED EL BANBI, FATTAH Y EL SAYED AMHED	88
3. BOMBEO MECÁNICO	90
3.1. SARTA DE VARILLAS.	91
3.2. SARTA DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	92
3.3. BOMBAS DE SUBSUELO.	92
3.3.1. ACCIÓN DE LAS VÁLVULAS	93

3.3.2 CARGAS DE FLUIDO	94
4. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN	96
4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.	96
4.2. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN.	99
4.2.1. PASO 1: PARÁMETROS DE PRODUCCIÓN	99
4.2.2 PASO 2: PARÁMETROS DE YACIMIENTO	99
4.2.3 PASO 3: PARÁMETROS DE OPERACIÓN	100
4.2.4 PASO 4: DISEÑO DE LA NIPLESILLA PERFORADA	102
4.2.5 PASO 5: ARME DE BHA Y REALIZACIÓN DE LA PRUEBA	102
5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ACOPLA.	104
5.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTOS Y PRODUCCIÓN.	104
5.1.1. PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	104
5.1.2. VISCOSIDADES DE LOS FLUIDOS	104
5.1.3. DENSIDADES DE LOS FLUIDOS	105
5.1.4. FACTORES VOLUMÉTRICOS DE FORMACIÓN	105
5.1.5. DATOS DE PRODUCCIÓN	105
5.1.6. HISTORIA DE PRODUCCIÓN	106
5.2. PARÁMETROS DE OPERACIÓN	107
5.2.1. ESTADO MECÁNICO DEL POZO ESTUDIO	107
5.3. DISEÑO Y PROTOTIPO DE LA HERRAMIENTA QUE ACOPLA LA BOMBA DE SUBSUELO A LA MEMORIA REGISTRADORA	109
5.3.1 DISEÑO DE LA HERRAMIENTA DE ACOPLA	109
5.3.2. PROTOTIPO DE LA HERRAMIENTA DE ACOPLA	114
5.3.3. PROCEDIMIENTO OPERACIONAL PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ACOPLA – ASENTAMIENTO Y DES-ASENTAMIENTO DE LA BOMBA DE SUBSUELO PARA REALIZAR LA PRUEBA DE PRESIÓN	116
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS	122

6.1. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRESIONES DE FONDO FLUYENDO OBTENIDAS EN LA PRUEBA DE PRESIÓN	122
6.1.1. TOMA DE NIVELES	122
6.1.2. MODELO DE VOGEL	136
6.1.3. MODELO DE KLINS Y MAJCHER	138
6.1.4. MODELO DE PÉREZ Y KELKAR	140
6.1.5. Modelo de Mohammed Elias, Ahamed el Banbi, Fattah y El Sayed Amhed.	142
6.1.6. COMPARACIÓN DE LOS MODELOS	144
6.2. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN	146
6.2.1. PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN MÉTODO CONVENCIONAL	146
6.2.2. PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN CON LA HERRAMIENTA DE ACOPLE	162
6.3. INFLUENCIA DE LA ESTABILIZACIÓN DEL CAUDAL Y EXTRACCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL ANTES DE INICIAR EL CIERRE	176
6.4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE EL MÉTODO CONVENCIONAL Y EL MÉTODO PROPUESTO	184
6.4.1. COSTOS DE LA PRUEBA REALIZADA CON LA TÉCNICA CONVENCIONAL	185
6.4.2. COSTOS DE LA PRUEBA REALIZADA CON LA TÉCNICA PLANTEADA	186
6.4.3. COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE LA PRUEBA DE PRESIÓN TOMADA CON LA TÉCNICA CONVENCIONAL Y LA TÉCNICA PLANTEADA	189
CONCLUSIONES	190
RECOMENDACIONES	192
BIBLIOGRAFIA	194

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Factores de forma para varias áreas de drenaje con un solo pozo.	36
Tabla 2. Propiedades del yacimiento y del pozo.	104
Tabla 3. Viscosidades de los fluidos.	105
Tabla 4. Densidades de los fluidos.	105
Tabla 5. Factores volumétricos de formación.	105
Tabla 6. Datos de Producción.	106
Tabla 7. Historia de Producción para PBU 1.	106
Tabla 8. Historia de Producción para PBU 2.	106
Tabla 9. Especificaciones conexiones	109
Tabla 10. Áreas y diámetros del niple de asentamiento	113
Tabla 11. Niveles de fluido medidos con el analizador de pozos “Echometer”	129
Tabla 12. Niveles de fluido calculados a partir de la presión de fondo medida con la memoria registradora	129
Tabla 13. Producción durante las 3 primeras horas durante extracción de los fluidos de control.	130
Tabla 14. Niveles calculados a partir de la presión de fondo, para el intervalo de tiempo de estudio.	134
Tabla 15. Constantes a partir del tipo de perforados, para el modelo de Pérez & Kelkar	141
Tabla 16. Propiedades yacimiento y fluido.	150
Tabla 17. Comparación entre los diferentes métodos para el PBU 1	161
Tabla 18. Propiedades yacimiento y fluido.	164
Tabla 19. Comparación entre los diferentes métodos para el PBU 2	175
Tabla 20. Resultados PBU 1 convencional	184
Tabla 21. Resultados PBU 1 con P_{wf} normalizada	184
Tabla 22. Tiempos operacionales técnica convencional	185

Tabla 23. Costos de la prueba de presión con la técnica convencional	186
Tabla 24. Tiempos operacionales técnica propuesta	187
Tabla 25. Costos de la prueba de presión con la técnica propuesta	188
Tabla 26. Comparación de costos entre el método convencional y el método propuesto	189

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema del yacimiento y presiones	22
Figura 2. Experimento de Darcy	24
Figura 3. Flujo radial	28
Figura 4. Flujo lineal	29
Figura 5. Flujo bilineal	30
Figura 6. Flujo esférico	31
Figura 7. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión.	32
Figura 8. Ilustración de la zona dañada.	38
Figura 9. Efectos de almacenamiento en restauración y caída de presión	42
Figura 10. Efecto de almacenamiento variable.	47
Figura 11. Almacenamiento de los fluidos durante una prueba de presión	48
Figura 12. Representación de la prueba de restauración de presión.	51
Figura 13. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.	53
Figura 14. Parámetros obtenidos en una curva de restauración de presión.	54
Figura 15. Determinación de P_{1hr} .	56
Figura 16. Determinación de P_i .	57
Figura 17. Componentes del Analizador de Pozos	59
Figura 18. Esquema de una Bomba Amerada	64
Figura 19. Ubicación de un transductor en una memory gauge	67
Figura 20. Registrador electrónico de cristal de cuarzo	70
Figura 21. Gráfica del caudal contra el cambio de presión o abatimiento	72
Figura 22. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo	73
Figura 23. Gráfica de P_{wf} contra caudal	74
Figura 24. IPR en función del OOIP recuperado	75
Figura 25. Efecto de la viscosidad en la curva del IPR	76
Figura 26 Gráfica Log-Log método de Fetkovich	81

Figura 27. Curva IPR Perforación Overbalanced	86
Figura 28. Curva IPR perforation Underbalanced	87
Figura 29. Sistema de bombeo mecánico	90
Figura 30. Bomba de subsuelo BM	93
Figura 31. Movimiento de las válvulas carrera ascendente - descendente	95
Figura 32. Caudal vs tiempo prueba de descenso de presión	97
Figura 33. Presión vs tiempo prueba de ascenso de presión	98
Figura 34. Diagrama Memoria conectada a la bomba mediante nipple perforado.	102
Figura 35. Estado mecánico del pozo propuesto	108
Figura 36. Diseño de la herramienta de acople	114
Figura 37. Niplesilla perforada	115
Figura 38. Ensemble, coupling de la bomba de subsuelo acoplada a la memoria registradora de presión mediante la herramienta perforada construida.	115
Figura 39 y 40 Verificación de máximo OD del ensemble y mínimo ID de la niplesilla de asentamiento de la bomba.	116
Figura 41. Estado mecánico del pozo propuesto antes de la prueba	119
Figura 42. Estado mecánico del pozo propuesto durante la prueba	120
Figura 43. Estado mecánico del pozo propuesto después de la prueba	121
Figura 44. Prueba de presión con la técnica propuesta.	123
Figura 45. Nivel de fluido	124
Figura 46. Nivel de fluido	125
Figura 47. Nivel de fluido	126
Figura 48. Nivel de fluido	127
Figura 49. Nivel de fluido	128
Figura 50. Presiones de fondo fluyendo	130
Figura 51. Modelo IPR Vogel	138
Figura 52. Modelo IPR Klins & Majcher	140
Figura 53. Modelo IPR Pérez & Kelkar	142
Figura 54. Modelo IPR Mohameed Elias y colaboradores	144

Figura 55. Comparación Modelos IPR	145
Figura 56. PBU 1, gráfica de Presión vs Δt	146
Figura 57. Cálculo de Almacenamiento a partir de la línea de pendiente unitaria para el PBU 1.	148
Figura 58. Método de Horner para el PBU 1	149
Figura 58. Áreas de drenaje.	152
Figura 59. <i>PDMBH</i> Para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.	154
Figura 60. Método MDH para el PBU 1	155
Figura 61. <i>PDMDH</i> Para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.	158
Figura 62. Método Dietz para el PBU 1.	160
Figura 63. Derivada de la presión PBU 1	161
Figura 64. PBU 1, gráfica de Presión vs Δt	162
Figura 65. Calculo del almacenamiento a partir de la línea de pendiente unitaria para el PBU 2.	163
Figura 66. Método de Horner para el PBU 2	165
Figura 67. <i>PDMBH</i> Para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.	168
Figura 68. Método MDH para el PBU 2.	170
Figura 69. <i>PDMDH</i> Para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.	172
Figura 70. Método Dietz para PUB 2	174
Figura 71. Derivada de la presión PBU 2	175
Figura 72. Comparación PBU1 vs PBU 2, tiempos tempranos – gráfica semilog	177
Figura 73. Normalización y comparación de los tiempos tempranos entre el PBU 1 y PBU 2	178
Figura 74. Calculo del almacenamiento a partir de la línea unitaria para el PBU1 después de normalizar la P_{wf}	181
Figura 75. Método de Horner para el PBU 1 con la P_{wf} normalizada	182

RESUMEN

TITULO: REGISTRO DE LAS PRESIONES DE FONDO EN UN POZO COLOMBIANO CON BOMBEO MECÁNICO IMPLEMENTANDO UNA HERRAMIENTA QUE ACOPLA LA MEMORY GAUGE A LA BOMBA DE SUBSUELO¹

AUTOR: Ing. Elizabeth Quiroga Jordan²

PALABRAS CLAVES: Memory gauge, bomba de subsuelo tipo “R”, prueba de ascenso de presión, tiempo de operación, flujo estabilizado, nipple perforado.

RESUMEN:

Llevar a cabo una prueba de ascenso de presión, se convierte en una decisión difícil de tomar debido al cierre y a que estos trabajos requieren un procedimiento que implica costos operacionales, sin embargo, se hacen necesarios para obtener información acerca de la formación y del pozo en estudio.

Con el desarrollo de nuevas tecnologías, las empresas han implementado algunos procedimientos que mejoran la calidad en el monitoreo de las presiones en fondo de pozo, sin embargo, los altos costos operacionales hacen que muchas operadoras se inclinen por los procedimientos convencionales o en algunos casos eviten realizar este tipo de pruebas y suponer la mayor parte de la información del yacimiento.

Algunas de las principales falencias en los procedimientos convencionales son los altos costos y la falta de precisión en la información obtenida, debido a que normalmente se asumen o idealizan muchos parámetros que influyen en los resultados finales como son la presión de fondo fluyendo y la estabilización del flujo antes de realizar el cierre en fondo.

Con el fin de disminuir los costos operacionales y obtener una presión de fondo fluyendo verdadera y un flujo estabilizado antes de realizar el cierre, este trabajo presenta una metodología que puede ser implementada en pozos con bombeo mecánico que se encuentran completados con bomba de subsuelo inserta.

¹ Trabajo de investigación.

² Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Fernando Enrique Calvete, Olga Patricia Ortiz y Javier Duran.

SUMMARY

TITLE: DOWNHOLE PRESSURE LOG FROM A COLOMBIAN WELL WITH MECHANICAL PUMP, USING AN ADAPTER TOOL THAT COMBINES THE MEMORY GAUGE TO THE DOWNHOLE INSERT PUMP³

AUTHOR: Eng. Elizabeth Quiroga Jordan⁴

KEY WORDS: Memory gauge, subsurface pump type “R”, build up pressure test, operational time, stabilized flow, perforated nipple.

SUMMARY:

Carry out a buildup pressure test in a wellbore, becomes a difficult decision to make because the well has to be close and because the test requires a procedure that involves high operational costs. Nevertheless, it is always necessary to obtain information related to the formation and the well in study.

With the development of new technologies, oil companies have implemented some procedures to improve the downhole pressure monitoring quality, however, with those, high operational costs make that many oil companies tend to use conventional procedures or in some cases avoid performing these tests and prefer assuming most of the reservoir information, this with results of high uncertainty.

Some of the major shortcomings in the conventional methods are the high costs and lack of accuracy in the information obtained; this is because normally reservoir engineers have to assume or idealize many parameters such as the wellbore flowing pressure and stabilization of the flow before closing on bottom, affecting the final results.

With the purpose of reducing operational costs, obtain a real wellbore flowing pressure and a stabilized flow before closing the well, this paper presents a methodology that can be implemented in wells with mechanic pump that are completed with a subsurface insert pump.

³ Research Work

⁴ Faculty of Engineering Physical Chemistry, School of Petroleum Engineering, Fernando Enrique Calvete, Olga Patricia Ortiz y Javier Duran.

INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, la industria del petróleo ha presentado un desarrollo tecnológico acelerado debido a la alta demanda y a la competencia entre las empresas de servicios. Toda la tecnología desarrollada gira en torno a la reducción de tiempos de operación y a la precisión y exactitud de la adquisición de los datos para una mejor interpretación y modelado, esto aplica para trabajos de perforación, producción, workover y en general, optimización de la extracción de hidrocarburos.

Actualmente la industria ofrece diferentes tipos de tecnologías para realizar la toma de presión de la formación, sin embargo, muchas empresas requieren continuar con los procedimientos tradicionales como es bajar los registradores de presión con cable o sentados en la tubería; en la mayoría de los casos cualquiera de los dos requiere un equipo de workover con el cual puedan cambiar el completamiento de producción por un completamiento punta abierta por donde puedan bajar la sarta de registros, o sentar la memoria registradora.

Algunas veces, cuando se requiere realizar estos trabajos en pozos con altas presiones en fondo, es necesario controlar el pozo bombeando un fluido de control que en algunos casos busca matar el pozo para continuar con el procedimiento. Este fluido ajeno al producido por el pozo puede alterar los datos del almacenamiento y de presión de fondo fluyendo.

Para dar solución a lo anteriormente mencionado en sistemas de levantamiento con bombeo mecánico, surge la necesidad de plantear una herramienta alternativa que acople la memoria registradora de presión a la bomba de subsuelo, que

permita realizar las mismas mediciones, pero que pueda mejorar el tiempo operacional y que pueda recuperar los fluidos de control antes de iniciar el cierre.

En el capítulo uno se presenta los conceptos generales de la energía del yacimiento, del flujo de fluidos en medios porosos y los regímenes de flujo, esto con el fin de dar una introducción previa al análisis detallado que se presenta en los siguientes capítulos.

En el capítulo dos se presenta los conceptos fundamentales de una prueba de presión, tipos de prueba, y los parámetros a determinar con el análisis de las pruebas de presión. Se explica también las herramientas convencionales y no convencionales usadas para registrar presiones de fondo. Finalmente se presenta el concepto de productividad de pozos y los métodos para calcular el IPR para pozos productores de aceite con gas en solución.

En el tercer capítulo se presenta las generalidades del bombeo mecánico, los componentes principales para entender el estudio realizado, especialmente los conceptos fundamentales de las bombas de subsuelo.

En el capítulo cuatro se presenta la metodología de solución, la cual contiene la descripción del problema y descripción de la solución, en esta última se presenta la metodología propuesta para el diseño de la herramienta de acople en base a parámetros de yacimiento, producción y operación, con los cuales se seleccionó el pozo estudio.

En el capítulo cinco se muestra el diseño e implementación de la herramienta de acople, mostrando los cálculos necesarios y las principales consideraciones para el desarrollo del diseño, y se presenta también el procedimiento operacional para implementar correctamente la herramienta y obtener datos representativos que puedan ser interpretados.

En el capítulo seis se presenta el análisis realizado a los datos obtenidos, discriminando la prueba en dos partes importantes: la primera parte como presiones de fondo fluyendo y la segunda parte como presiones de fondo estáticas, interpretando esta última mediante los diferentes métodos utilizados como lo son Horner, MBH, MDH, entre otros y comparando los resultados con dos software comerciales especializados, en este capítulo también se muestra la influencia de la estabilización del caudal y extracción de fluidos de control antes de iniciar el cierre en cabeza de pozo y finalmente se presenta un análisis comparativo de costos entre la prueba convencional y la prueba realizada con la técnica propuesta.

1. ENERGÍA DEL YACIMIENTO Y FLUJO EN MEDIO POROSO

Un yacimiento es un espacio poroso y permeable ubicado en el subsuelo, que contiene un banco individual de hidrocarburos confinados por una roca impermeable o una barrera de agua y es caracterizado por un sistema natural de presión⁵.

1.1. ENERGÍA DEL YACIMIENTO

Dependiendo de las condiciones iniciales del yacimiento, los hidrocarburos acumulados pueden ser clasificados como aceite, gas condensado, y yacimientos de gas. La energía de un yacimiento de aceite dependiendo de su clasificación, puede ser generada por empuje de agua, empuje por capa de gas o gas en solución, esta energía se ve representada en la presión de yacimiento.

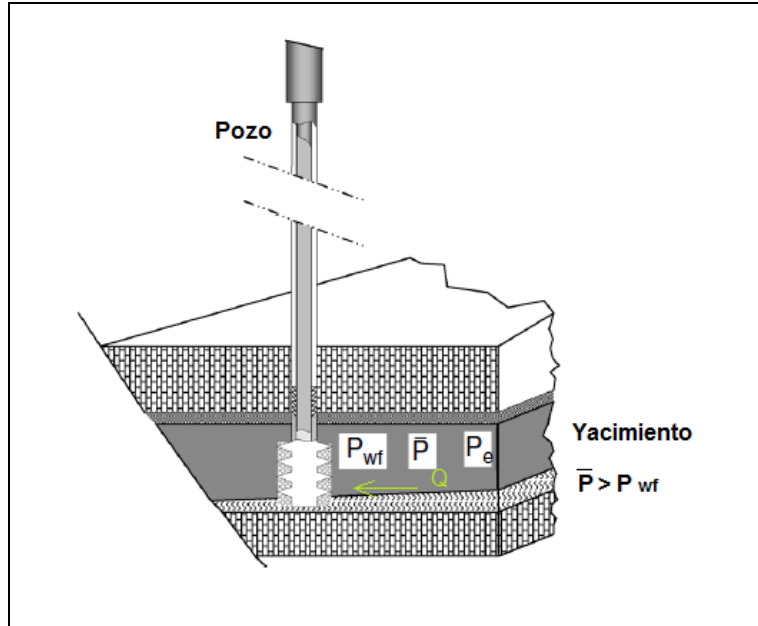
La diferencia de presión entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyendo es la encargada de generar el movimiento de fluidos hacia la cara del pozo. El caudal de flujo depende también de otras propiedades del yacimiento como son permeabilidad, movilidad de los fluidos y daño de la formación entre otros, estas definiciones serán presentadas en los siguientes capítulos para mejor entendimiento.

La figura 1 representa el esquema de un sistema de producción de hidrocarburos, se observa el flujo de los fluidos desde el yacimiento hasta el pozo debido a que la

⁵ BOYUN GUO, PH.D. Petroleum Production Engineering, Feb 2007.p. 4.

presión promedio del yacimiento es mayor que la presión de fondo fluyendo en el pozo.

Figura 1. Esquema del yacimiento y presiones



Tomada de BOYUN GUO, PH.D. Petroleum Production Engineering, Feb 2007 y modificada por el autor

Cada yacimiento tiene diferentes propiedades y esto depende de su ambiente deposicional, tiempo de deposición, presión y temperatura a los cuales ha estado sometido entre otros, sin embargo para determinar la presión de yacimiento se han realizado diferentes estudios basados en el principio de flujo de fluidos en medios porosos.

1.2. FLUJO DE FLUIDOS EN MEDIOS POROSOS

Se define como porosidad a la capacidad de almacenamiento de una roca⁶, esta capacidad va directamente relacionada con los espacios vacíos dentro de un arreglo de granos.

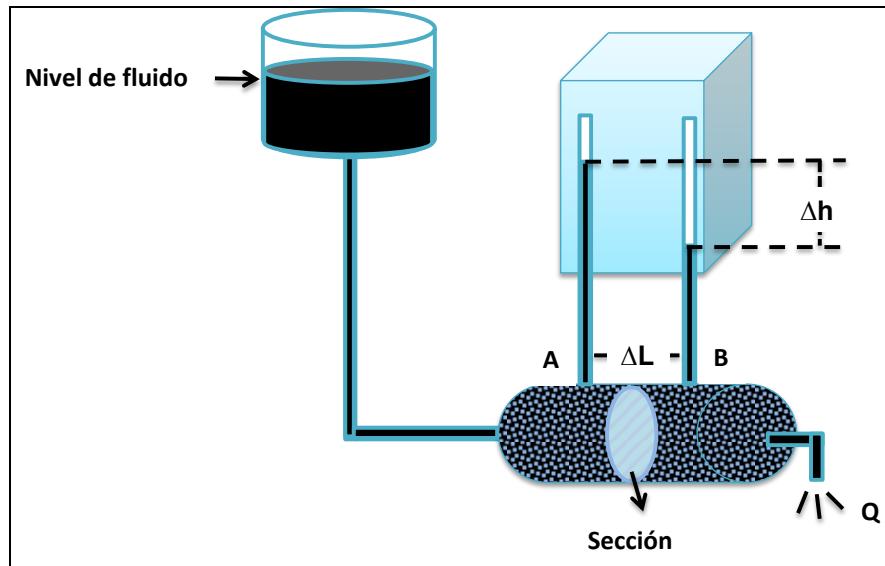
Para modelar el flujo de fluidos en medios porosos Darcy realizó un trabajo experimental, ver figura 2, donde plantea que el caudal de un fluido que fluye en un medio poroso es proporcional al área transversal que atraviesa, diferencia de presión entre la entrada y la salida, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido y la longitud que atraviesa. El caudal se relaciona con las otras variables por medio de un factor constante, que es la permeabilidad y es propio del medio poroso.

La ecuación de Darcy que rige el flujo radial de fluidos poco compresibles es:

$$q = \frac{1.08 \times 10^{-3} kh(p_e - p_w)}{\mu L n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (\text{Ec. 1})$$

⁶ Schlumberger Deep Blue 2 course material - 2009

Figura 2. Experimento de Darcy



Fuente: Autor

Y para flujo radial de fluidos compresibles es:

$$q = \frac{703 \times 10^{-6} kh(p_e^2 - p_w^2)}{\mu z T_R \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.5 \right)} \quad (E)$$

c. 2)

Donde

q = caudal

k = permeabilidad

P = presión

μ = viscosidad

h = Espesor

re = Radio drenaje

rw = radio del pozo

L = longitud

TR = es la temperatura del yacimiento (°R)

q = es la tasa de flujo (STB/D y MPCSD/D respectivamente)

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso a dejar fluir un fluido, a partir de la ley de Darcy se determina la permeabilidad del medio poroso, la cual es constante bajo las siguientes condiciones:

- Flujo laminar
- No hay reacción entre fluido y roca.
- Una fase está presente en el 100% del espacio poroso

Un modelo que se ajusta para flujo monofásico de un yacimiento de aceite, puede obtenerse combinando la ley de conservación de la masa y la ley de Darcy para el flujo isotérmico de fluidos de baja y constante compresibilidad, obteniendo una ecuación diferencial parcial simplificada como

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{0.000264k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (\text{Ec. 3})$$

Se supone que la compresibilidad, c, es baja e independiente de la presión; la permeabilidad, k, es constante e isotrópica; la viscosidad, μ es independiente de la presión; la porosidad, ϕ es constante; y que ciertos términos en la ecuación diferencial básicos (que involucran los gradientes de presión al cuadrado) son despreciables. Esta ecuación es llamada la ecuación de difusividad; el término $0,000264k/\phi\mu c$ es conocido con el nombre de difusividad hidráulica y frecuentemente su símbolo está dado por η .⁷

⁷ LEE, John. WATTENBARGER, Robert A. Gas Reservoir Engineering, 1996. Cap 1.p. 2.

Todas las técnicas de análisis de transiente de presión están basadas en la ecuación de difusividad.

1.3. REGÍMENES DE FLUJO⁸

Los regímenes de flujo describen cómo el desplazamiento de los fluidos de un yacimiento, a través de un medio poroso, está relacionado directamente con la interacción entre ellos, con sus propiedades y con las de la roca porosa.

Los tipos de flujo se definen de acuerdo a la forma como varía la presión con el tiempo en cada punto del yacimiento. Los regímenes de flujo se agrupan en:

- **Periodo de flujo transitorio:** este régimen de flujo se presenta desde el inicio de la producción en los pozos hasta que la perturbación en la presión, originada por la tasa de flujo, alcanza los límites del yacimiento.
- En este periodo, el yacimiento se considera actuando como infinito y mientras la onda de presión no alcance los límites ni las fronteras, la producción será por expansión de los fluidos internos y por contracción del volumen poroso.
- **Periodo de flujo semitransitorio:** se considera como un periodo de ajuste, entre el periodo transitorio y otro régimen de flujo, durante el cual las condiciones logran estabilizarse definiendo el nuevo régimen.
- Este periodo existe para condiciones donde la presión declina linealmente con el tiempo o en proporción directa al agotamiento del yacimiento. La compresibilidad de la zona alcanza un punto de límites de no flujo (yacimiento cerrado bajo producción).

⁸ RAMIREZ, Dario y RODRIGUEZ, Richard, "Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión" Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996.

- **Periodo de flujo estable:** este régimen se manifiesta principalmente en yacimientos no volumétricos, lo cual implica entrada de fluidos por la frontera del yacimiento. La tasa de entrada de fluido en él, irá aumentando hasta igualar la tasa de descarga en la cara del pozo. La presión, mientras tanto, irá disminuyendo hasta que las tasas de flujo e influjo del pozo a través de las fronteras sean iguales. Como efecto el valor de la caída de presión y de sus gradientes permanecerán invariables en cada distancia radial que se midan; si la tasa de producción se cambia, el yacimiento empezará un nuevo ciclo de estabilización hasta que sea necesario cambiar a una nueva tasa.
- **Periodo de flujo inestable:** este régimen es típico de los yacimientos que producen por gas en solución y se manifiesta en yacimientos volumétricos cuando se trata de mantener la presión constante y la tasa variable mediante mecanismos de control de la producción.
- A pesar del control la presión seguirá disminuyendo en el límite del yacimiento al no haber entrada de fluidos y tenderá a ser igual a la presión de producción. La tasa, mientras tanto, variará disminuyendo y tenderá a cero a medida que las presiones se igualan.
- **Periodo de flujo pseudo- estable:** este periodo se manifiesta cuando las fronteras de un yacimiento volumétrico empiezan a afectar la distribución de presiones, de tal manera que el yacimiento ya no actúa como infinito.

En este régimen de flujo la tasa de producción en el yacimiento permanece casi constante y la presión desciende con el transcurrir del tiempo. En cualquier

distancia radial el caudal y el gradiente de presión deben ser constantes para que se ajuste al patrón.

1.4. PATRONES DE FLUJO

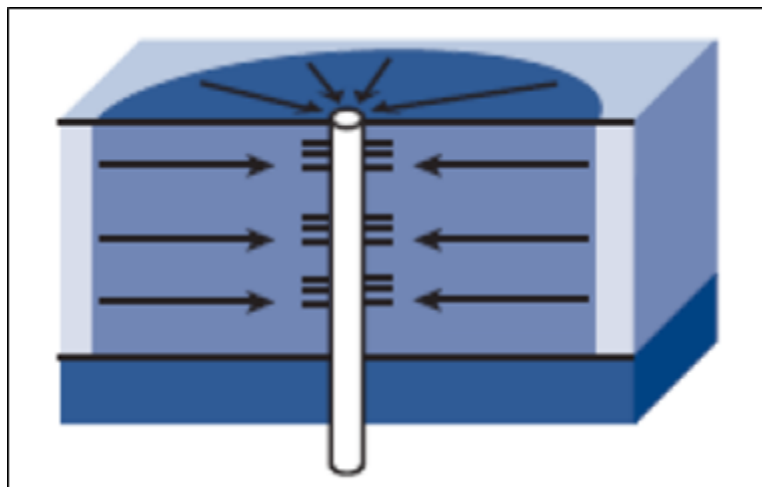
El desplazamiento de fluidos en el yacimiento y la cara del pozo se pueden describir mediante los patrones de flujo.

Gráficamente la derivada de la presión se puede determinar el patrón de flujo para un pozo.

Los tipos de flujo se pueden clasificar normalmente como:

- **Flujo radial:** El pozo debe estar localizado en un yacimiento infinito, este tipo de patrón de flujo se presenta cuando el pozo penetra totalmente la zona productora y cuando solamente el intervalo productor ha sido perforado.

Figura 3. Flujo radial



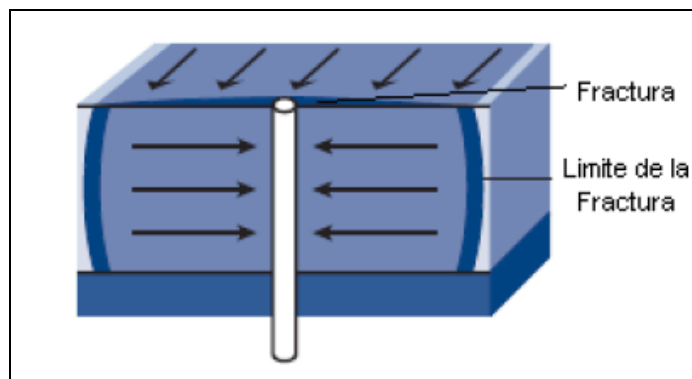
Fuente: Well test interpretation Schlumberger 2002.

Este tipo de flujo se puede determinar de una gráfica de Presión vs. Log tiempo cuando se observa un comportamiento de línea recta en los tiempos medios

- **Flujo Lineal:** Se presenta en pozos y yacimientos hidráulicamente fracturados⁹. El patrón de flujo lineal se aplica específicamente a fracturas de conductividad infinita, en las cuales el factor dominante del movimiento de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo es el caudal desde la matriz a la fractura, se considera insignificante la caída de presión dentro de la fractura.

En arenas de forma lenticular también puede presentarse este tipo de flujo, en pozos horizontales y en pozos que se encuentran en canales según su ambiente deposicional.

Figura 4. Flujo lineal



Fuente: Well test interpretation Schlumberger 2002.

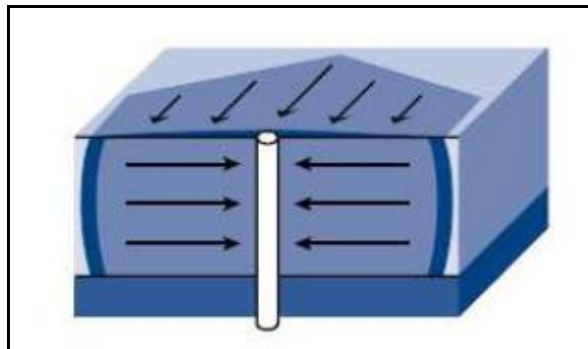
⁹ CORREA, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado. 2008. P.18.

Este patrón puede determinarse si se observa un comportamiento lineal en los tiempos tempranos en una gráfica de presión vs. $\text{Log}\sqrt{t}$.

- **Flujo bilineal:** Se genera en pozos fracturados con conductividad finita, en los cuales dos flujos lineales se superponen: el flujo de la matriz a la fractura y el flujo de la fractura en la cara del pozo.

El flujo bilineal en el medio de alta permeabilidad es incompresible y en el de baja permeabilidad es compresible, además no existen efectos de frontera sobre él.

Figura 5. Flujo bilineal



Fuente: Well test interpretation Schlumberger 2002.

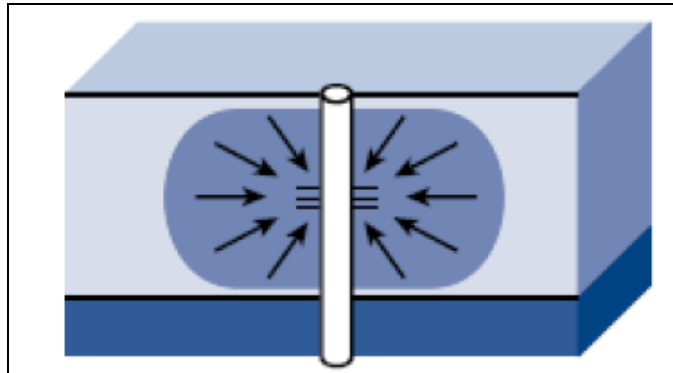
Este flujo se puede determinar en una gráfica de presión vs. $\text{Log}\sqrt[4]{t}$, si en los tiempos tempranos los datos se muestran como un comportamiento lineal.

- **Flujo esférico:** Se presenta en yacimientos con zonas productoras parcialmente penetradas o con intervalos productores cañoneados de manera no uniforme.¹⁰

¹⁰ LEE and WATTENBARGER, Op.cit.

Las líneas de flujo son radiales debido al movimiento de los fluidos y convergen alrededor del pozo de manera esférica.

Figura 6. Flujo esférico



Fuente: Well test interpretation Schlumberger 2002.

Este tipo de flujo se puede reconocer en una gráfica de presión vs $\text{Log}^{1/\sqrt{t}}$, si los datos muestran un comportamiento lineal en los tiempos tempranos y medios.

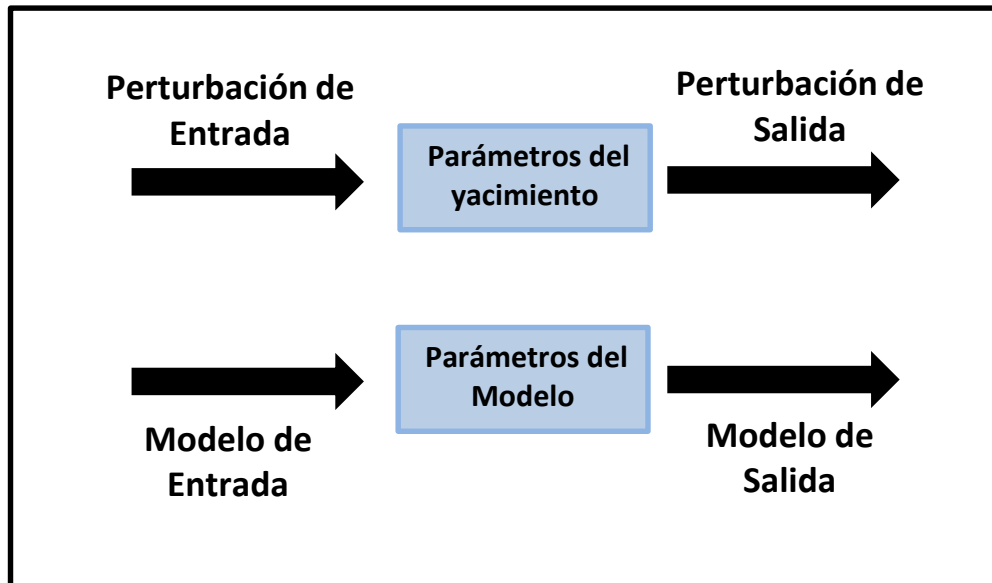
2. PRUEBAS DE PRESIÓN Y PRODUCTIVIDAD DE POZOS

2.1. GENERALIDADES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

Una prueba de presión se define como las mediciones continuas de los cambios de presión en un pozo, causadas por la depleción del yacimiento, bajo un mecanismo de flujo a un determinado tiempo. Las mediciones involucran el recorrido por el cual se transmite la onda de presión, desde el yacimiento, llegando a la cara del pozo, el cual sufre las alteraciones propias del daño de formación, y finalmente en la tubería o casing experimenta el almacenamiento de fluidos. Este tipo de pruebas pueden realizarse en pozos cerrados o en pozos fluyendo.¹¹

La figura 7 muestra un esquema representativo de una prueba de presión.

Figura 7. Esquema de la representación matemática de una prueba de presión.



¹¹ RAMIREZ y RODRIGUEZ, Op.cit.

Fuente: Modificado de Modern Well Testing, Roland Horner.

Conocer la presión de yacimiento es fundamental para determinar reservas, índice de productividad, para determinar el sistema de levantamiento y para definir métodos de optimización de la producción, entre otros.

2.2. CONCEPTOS GENERALES DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN

2.2.1 Variables adimensionales¹². Por lo general en el análisis de pruebas de presión se hace uso de variables adimensionales. La importancia de las variables adimensionales es que simplifican los modelos del yacimiento involucrando parámetros como la permeabilidad y de esta forma se reduce el número de variables desconocidas. Además la ventaja adicional de estas variables es que proveen soluciones al modelo que son independientes de cualquier sistema de unidades en particular.

La **presión adimensional** es definida (unidades de campo) como:

$$P_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf}) \quad (Ec. 4)$$

Donde

k = Permeabilidad (md)

h = Espesor (ft)

P_i = Presión inicial del yacimiento (psi)

¹² HORNER, D.R., "Pressure Build-up in wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo (psi)

q = Tasa de producción (STB/d)

B = Factor volumétrico de formación (RB/STB)

En unidades consistentes P_D es definida como:

$$P_D = \frac{2\pi kh}{qB\mu} (P_i - P_{wf}) \quad (Ec.5)$$

El **tiempo adimensional** es definido (unidades de campo) como:

$$t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (Ec.6)$$

Donde

t = tiempo (horas)

ϕ = Porosidad (fracción)

C_t = Compresibilidad total (1/psi)

r_w = radio del pozo (ft)

En unidades consistentes t_D , es definido como:

$$t_D = \frac{kt}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (Ec.7)$$

Otra definición que es comúnmente utilizada es t_{DA} , este tiempo adimensional es basado en el área del yacimiento.

$$t_{DA} = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t A} \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde A = area del yacimiento = πr_e^2

r_e = radio del yacimiento (ft)

De igual forma se puede definir un radio adimensional, r_D




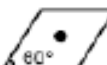

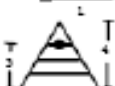





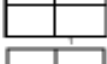
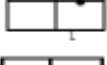
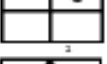
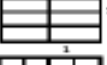

$$r_D = \frac{r}{r_w} \quad (\text{Ec. 9})$$

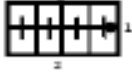
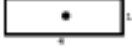

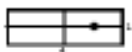
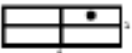

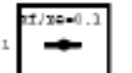

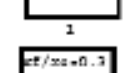
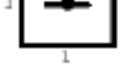
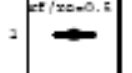
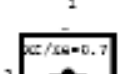
El valor de t_{DA} puede ser utilizado en las ultimas 3 columnas de la tabla 1 para determinar cuando el yacimiento deja de comportarse como infinito, es decir cuando empiezan a sentirse los efectos de la frontera, y cuando comienza realmente el estado pseudo-estable.

2.2.2 Radio de drenaje. Es la distancia desde la formación al pozo en un yacimiento dentro de la cual existe flujo. En una prueba de presión, la máxima distancia que puede alcanzar el radio de investigación es el radio de drenaje.

Cuando la perturbación alcanza el radio de drenaje, el flujo en dicho punto no existe y de esta forma se puede decir que la perturbación ha alcanzado los límites.

Tabla 1. Factores de forma para varias áreas de drenaje con un solo pozo.

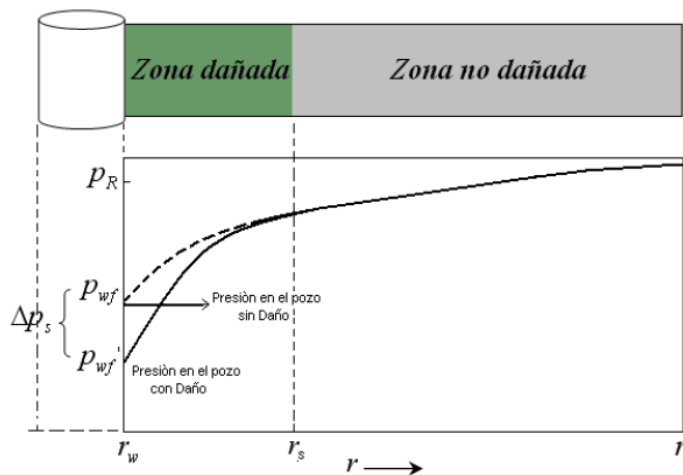
Forma de yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para t_{DA}	Menos de 1% de error para t_{DA}	Use solución de sistema infinito con menos de 1% de error para t_{DA}
	31.62	3.4538	1.3224	0.1	0.06	0.10
	31.6	3.4532	-1.3220	0.1	0.06	0.10
	27.6	3.3178	-1.2544	0.2	0.07	0.09
	27.1	3.2995	-1.2452	0.2	0.07	0.09
	21.9	3.0865	-1.1387	0.4	0.12	0.08
	0.098	-2.3227	1.5659	0.9	0.60	0.015
	30.8828	3.4302	-1.3106	0.1	0.05	0.09
	12.9851	2.5638	-0.8774	0.7	0.25	0.03
	4.5132	1.5070	-0.3490	0.6	0.30	0.025
	3.3351	1.2045	-0.1977	0.7	0.25	0.01
	21.8369	3.0836	-1.1373	0.3	0.15	0.025
	10.8374	2.3830	-0.7870	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5072	-0.3491	1.5	0.50	0.06
	2.0769	0.7309	0.0391	1.7	0.50	0.02
	3.1573	1.1497	-0.1703	0.4	0.15	0.005
	0.5813	-0.5425	0.6758	2.0	0.60	0.02

	0.1109	-2.1991	1.5041	3.0	0.60	0.005
	5.3790	1.6825	-0.4367	0.8	0.30	0.01
	2.6896	0.9894	-0.0902	0.8	0.30	0.01
	0.2318	-1.4619	1.1355	4.0	2.00	0.03
Forma de yacimiento	C_A	$\ln C_A$	$0.5 \ln \left(\frac{2.2458}{C_A} \right)$	Exacto para t_{DA}	Menos de 1% de error para t_{DA}	Use solución de sistema infinito con menos de 1% de error para t_{DA}
	0.1155	-2.1585	1.4838	4.0	2.00	0.01
	2.3606	0.8589	-0.0249	1.0	0.40	0.025
Yacimientos verticalmente fracturados Use $(x_w/x_d)^2$ en lugar de A/r_w^2 para sistemas fracturados						
	2.6541	0.9761	-0.0835	0.175	0.08	Cannot use
	2.0348	0.7104	0.0493	0.175	0.09	Cannot use
	1.9886	0.6924	0.0583	0.175	0.09	Cannot use
	1.6620	0.5080	0.1505	0.175	0.09	Cannot use
	1.3127	0.2721	0.2685	0.175	0.09	Cannot use
	0.7887	-0.2374	0.5232	0.175	0.09	Cannot use

Fuente: Ph.D. ESCOBAR, Fredy H. Análisis Moderno de Presiones de pozos.

2.2.3 Factor Skin¹³. Es usual para materiales como el filtrado del lodo, cemento o partículas de arcilla entrar a la formación durante las operaciones de perforación, completamiento o workover y así reducir la permeabilidad en las cercanías del pozo; este efecto es comúnmente referido como daño del pozo y la región dañada por la permeabilidad es llamada zona alterada. Muchos pozos son estimulados por acidificación o fracturamiento lo cual incrementa la permeabilidad en la cara del pozo. Por lo tanto, la permeabilidad en la cara del pozo siempre es diferente de la permeabilidad en donde la formación no ha sido afectada por perforación o estimulación. La figura 8 muestra esquemáticamente la zona dañada.

Figura 8. Ilustración de la zona dañada.



Fuente: GOLAN M., " Well performance ", Prentice Hall, EnglewoodsCliffs, NJ , Second edition 1991.

Estos factores que causan el daño a la formación pueden causar caídas de presión localizadas durante el flujo. Esta caída de presión adicional es comúnmente referida como ΔP_{skin} . Por otra parte las técnicas de estimulación

¹³AHMED Tarek, and MCKINNE Paul D. "Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

mejoran las propiedades de la formación y aumentan la permeabilidad en la cara del pozo, con esto se puede observar una reducción en la caída de presión.

Los valores del daño pueden ser interpretados para caracterizar físicamente la cara del pozo, mediante los siguientes conceptos:

❖ Radio efectivo: El radio efectivo, es el radio más pequeño que el pozo aparenta tener debido a la reducción en el flujo causada por el efecto de daño

$$r_{w\text{eff}} = r_w e^{-s} \quad (\text{Ec. 10})$$

❖ Caída de presión adicional cerca a la cara del pozo: La caída de presión de dicha zona está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

$$\Delta P_{\text{skin}} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad (\text{Ec. 11})$$

Donde S está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada uniforme.

Hawkins (1956) sugirió que la permeabilidad en la zona dañada, k_{skin} , es uniforme y la caída de presión a través de esta zona puede ser aproximada por la ecuación de Darcy. Hawkins propuso la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{\text{skin}} = \left[\begin{array}{c} \Delta P \text{ en la zona} \\ \text{dañada debido a} \\ k_{\text{skin}} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{c} \Delta P \text{ en la zona} \\ \text{dañada debido a} \\ k \end{array} \right] \quad (\text{Ec. 12})$$

El efecto skin es debido a la zona dañada de radio r_s y permeabilidad reducida k_s , y puede ser calculado como:

$$s = \left[\frac{k}{k_{skin}} - 1 \right] \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (Ec. 13)$$

La ecuación 13 proporciona una idea del significado físico del signo del factor skin.

❖ **Factor skin positivo, $s > 0$.**

Cuando una zona dañada cerca a la cara del pozo existe, k_{skin} es menor que k y por lo tanto es un número positivo. La magnitud del factor skin incrementa con la disminución de k_{skin} y la longitud del radio dañado incrementa.

❖ **Factor skin negativo, $s < 0$.**

Cuando la permeabilidad en la cara del pozo k_{skin} es mayor que la de la formación k , existe un factor skin negativo. Este factor skin negativo indica que se ha realizado una estimulación.

❖ **Factor skin cero, $s = 0$.**

Esto ocurre cuando no hay alteración de la permeabilidad en la cara del pozo, $k_{skin} = k$.

❖ **Eficiencia de flujo:** La eficiencia de flujo es la relación entre índice de productividad observado y el ideal.

$$E = \frac{J_{real}}{J_{ideal}} = \frac{\bar{P} - P_{wf} - \Delta P_s}{\bar{P} - P_{wf}} = \frac{P^* - P_{wf} - \Delta P_s}{P^* - P_{wf}} \quad (Ec. 14)$$

Donde P^* es la presión extrapolada en el gráfico de Horner.

2.2.4 Efecto del intervalo parcialmente perforado¹⁴. Cuando el intervalo completado es menor que el espesor total de la formación, la caída de presión cercana al pozo aumenta y el factor skin aparente se incrementa positivamente.

En una revisión tecnológica, Saidikowski¹⁵ encontró que el factor skin total, s , determinado de una prueba de transiente de presión se relaciona con el factor skin verdadero, s_d , que es causado por el daño a la formación y el factor skin aparente, s_p , que es causado por un intervalo parcialmente perforado. La relación entre estos factores es:

$$s = \frac{h_t}{h_p} s_d + s_p \quad (\text{Ec. 15})$$

Donde h_t es el espesor total (ft) y h_p es el espesor del intervalo perforado (ft).

Saidikowski también verificó que s_p puede ser estimado de la siguiente ecuación:

$$s_p = \left(\frac{h_t}{h_p} - 1 \right) \left[\ln \left(\frac{h_t}{r_w} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \right) - 2 \right] \quad (\text{Ec. 16})$$

Donde k_H es la permeabilidad horizontal (md) y k_V es la permeabilidad vertical (md).

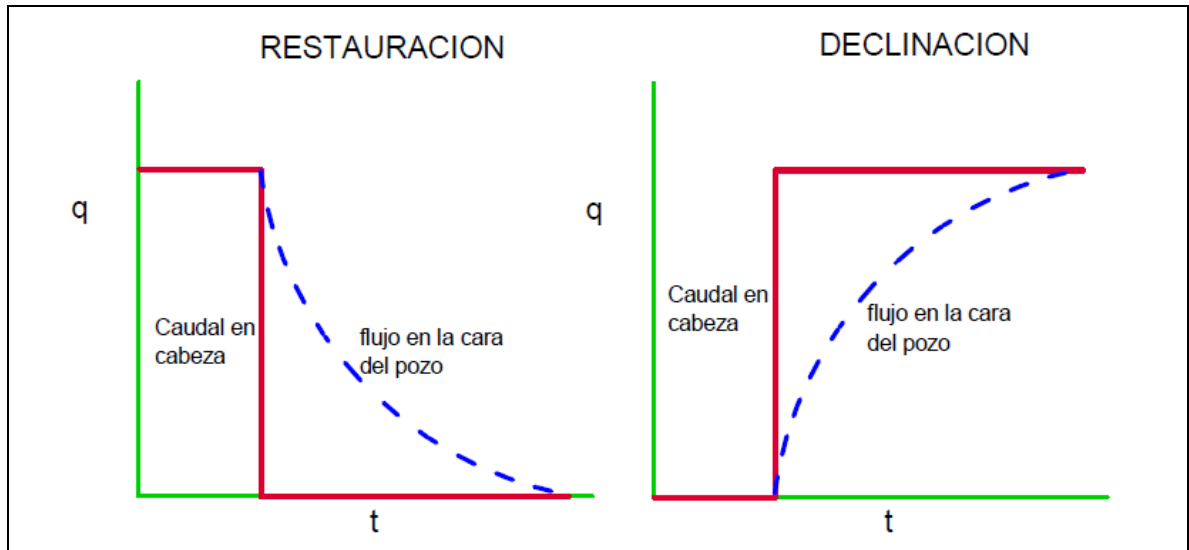
¹⁴ LEE John, "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME, Fiert Printing, New York, 1982.

¹⁵ SAIDIKOWSKI Ronald M. "Numerical simulations of the combined effects of wellbore damage and partial penetration", SPE 8204.

En general, el factor daño está dado por un daño mecánico asociado al completamiento, daño aparente relacionado con el flujo de fluidos y daño matricial de la roca relacionado al daño de la formación.

2.2.5 Almacenamiento¹⁶. Es el flujo continuado de la formación hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización. Se le denomina también postflujo, postproducción, postinyección, carga o descarga. En pruebas de declinación ocurre descarga (unloading). El flujo ocurre por expansión de los fluidos en el pozo. En pruebas de restauración ocurre postflujo (afterflow). El almacenamiento puede cambiar durante una prueba de presión tanto en pozos inyectoros como productores.

Figura 9. Efectos de almacenamiento en restauración y caída de presión



Fuente: Tomado de Análisis moderno de pruebas de presión – Autor Freddy Humberto Escobar

A medida que el tiempo transcurre, el efecto de almacenamiento disminuye su severidad y la formación empieza a influenciar más, y los puntos de la línea recta

¹⁶ ESCOBAR, Freddy Humberto, Análisis moderno de pruebas de presión 2005. P.88.

de pendiente unitaria del gráfico log – log descienden y finalmente se aproximan a una línea curva que indica que el almacenamiento del pozo es cero. En varias ocasiones, los datos de presión entre la línea de pendiente unitaria y la línea de almacenamiento de pozo cero pueden usarse para analizar propiedades de la formación. Sin embargo, este análisis puede que sea tedioso.

El tiempo en el cual inicia el flujo radial se puede realizar utilizando una aproximación empírica, la cual afirma que dicho tiempo, ocurre de 1 a 1.5 ciclos en tiempo después de que se comience la desviación de la línea pendiente unitaria en el gráfico log –log¹⁷.

Por lo general el análisis de una prueba de presión es la interpretación de la respuesta de presión de un yacimiento a un cambio dado en el caudal (de cero a un valor constante en una prueba de descenso y de un valor constante a cero en una prueba de ascenso). Por esto se debe tener en cuenta el efecto del almacenamiento a la hora de interpretar una prueba de presión ya que se puede confundir la respuesta del yacimiento con la del almacenamiento.

El efecto del almacenamiento puede ser generado de diferentes maneras, pero dos son las principales. Una es causada por la expansión del fluido, y la otra por cambio en el nivel del líquido.

2.2.5.1 Expansión del fluido. Cuando el pozo se abre al flujo, la presión en el wellbore cae. Esta caída de presión causa una expansión en el fluido, y por lo tanto la primera producción no es del yacimiento sino del fluido que ha sido almacenado en el pozo. Como el fluido se expande, el pozo se va desocupando progresivamente, hasta que ya no aporta más fluido y en ese punto comienza la

¹⁷ MEDINA, María V y OLAYA, David. Determinación del tiempo de inicio del flujo radial en pruebas de presión con almacenamiento variable, Tesis de pregrado, Universidad SurColombiana 2012. p.24.

respuesta del yacimiento. Este almacenamiento es debido a la expansión del fluido.

El coeficiente de almacenamiento, C , es un parámetro utilizado para cuantificar este efecto. C es el volumen de fluido que el pozo produce debido a una unidad de caída de presión.

$$C = \frac{V}{\Delta P} \quad (\text{Ec. 17})$$

Donde V es el volumen de fluido producido, y ΔP es la caída de presión C tiene unidades de STB/psi. Es también muy común utilizar un coeficiente de almacenamiento adimensional, C_D , definido como:

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi\phi C_t h r_w^2} \quad (\text{Ec. 18})$$

El coeficiente de almacenamiento puede ser calculado dependiendo del tipo de almacenamiento, para el caso de expansión del fluido:

$$C = c_w V_w \quad (\text{Ec. 19})$$

Donde V_w es el volumen del pozo, y c_w es la compresibilidad del fluido en el pozo.

2.2.5.2 Cambio en el nivel del líquido. Esta clase de almacenamiento es fácilmente evidenciado en un completamiento de una sarta de producción sin empaque. Cuando el pozo es abierto al flujo durante una prueba de caída de presión, la reducción en la presión causa una disminución en el nivel de líquido del

anular. El fluido proveniente del anular se une con el del yacimiento y son la mayor parte del flujo del pozo. El nivel de líquido del anular es generalmente capaz de suministrar mucho más fluido que el proveniente por expansión, por lo tanto los efectos del almacenamiento son usualmente mucho más importantes en este tipo de completamiento.

El coeficiente de almacenamiento para el caso de cambio en el nivel del líquido es:

$$C = \frac{144A_w}{\rho} \left(\frac{ft^3}{psi} \right) \quad (Ec.20)$$

Donde A_w es el área seccional del pozo en la región donde el fluido está disminuyendo (en ft^2) y ρ es la densidad del fluido (en lbm/ft^3).

2.2.6. Almacenamiento variable¹⁸. Durante más de 30 años, el almacenamiento variable durante las pruebas de pozo ha sido reportado en la literatura petrolera. Varias circunstancias causan cambios en este tipo de almacenamiento, tales como redistribución de fases e incremento o decremento del almacenamiento asociado con pruebas de presión en pozos inyectores.

De acuerdo a Hegeman et al. (1993), el almacenamiento decreciente, usualmente causado por la compresibilidad decreciente de los fluidos del pozo, frecuentemente es encontrada durante pruebas de restauración de presión. Es importante resaltar que la medición simultánea del caudal de fondo de pozo y la presión puede disminuir el efecto severo de almacenamiento variable. Sin embargo, dicho procedimiento no elimina el problema cuando la herramienta que mide la producción se ve influenciada por volumen del pozo que hay debajo de

¹⁸ MEDINA y OLAYA, Op.cit.,p. 24 – 26.

ella. Cuando una prueba de pozo se corre durante el tiempo suficiente para desarrollar el flujo radial en el yacimiento, el efecto ocasionado en los puntos a tiempos tempranos puede ser un impacto visual en el observador y reducir la precisión de la interpretación. Además, en varias ocasiones los datos de la prueba de pozo son considerados imposibles de interpretar por la combinación de los efectos del almacenamiento variable y la insuficiencia en los datos del transiente (pruebas detenidas demasiado pronto, falla en equipos, etc.).

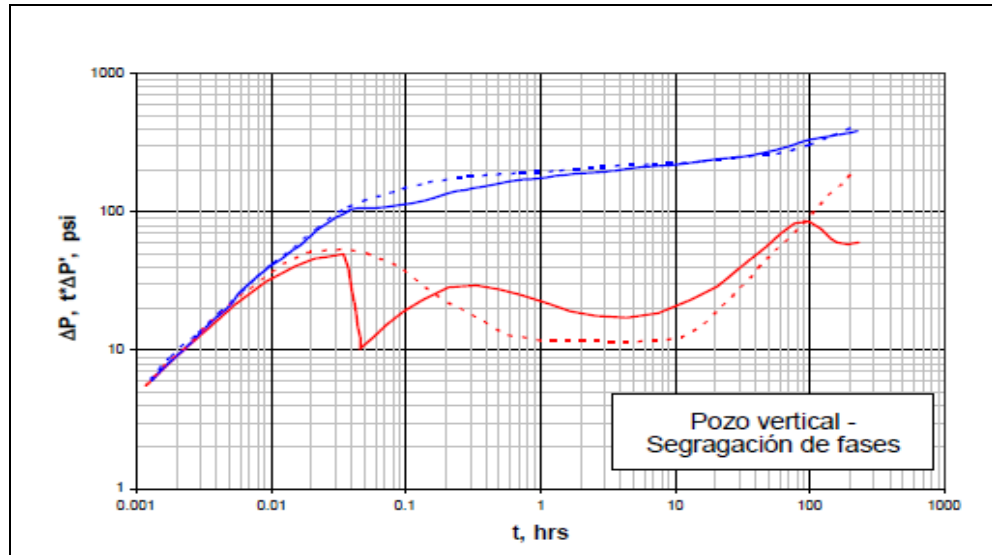
Es importante resaltar que Ramey y Agarwal (1972) presentaron una solución analítica para cambios de almacenamiento de pozo. Por otro lado, Fair (1981) presentó una solución para un incremento exponencial en el almacenamiento, el cual usó como modelo de redistribución de fases de pozo.

El almacenamiento variable de pozo ocurre cuando una de las siguientes condiciones existe dentro del pozo:

- Compresibilidad del fluido variable
- Redistribución de fases
- Cambio en el tipo de almacenamiento a partir de un cambio en el nivel de líquido de un pozo lleno.

En la figura 10, se observa que el comportamiento del almacenamiento variable puede ser fácilmente identificado al graficar la derivada de la presión.

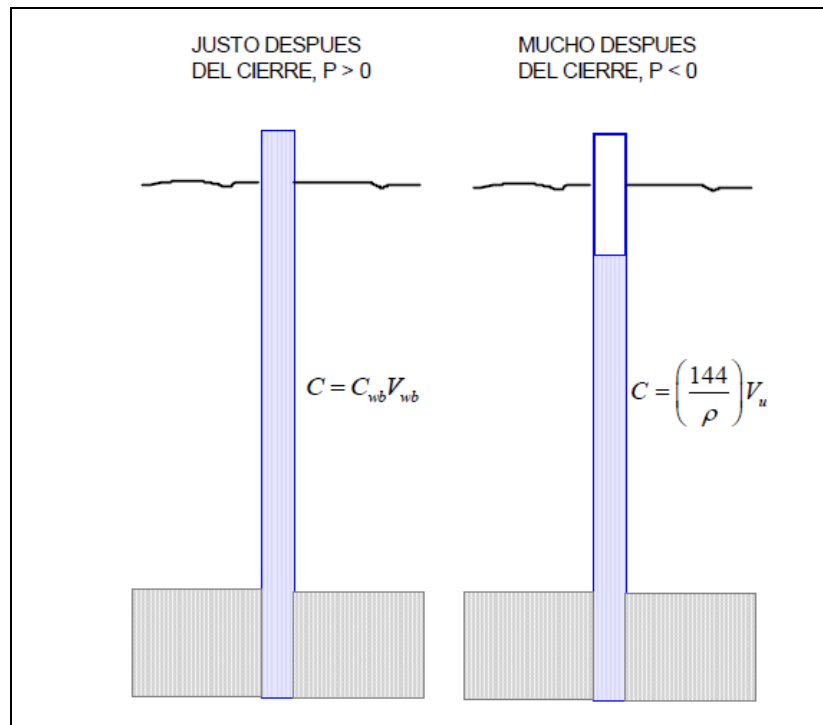
Figura 10. Efecto de almacenamiento variable.



Fuente: Análisis moderno de pruebas de presión – Autor Freddy Humberto Escobar

El fenómeno de redistribución de fases ocurre en un pozo que se cierra en la superficie con gas y líquido fluyendo simultáneamente en el tubing. En estas situaciones, el efecto de la gravedad causa la caída del líquido, el gas sube a la superficie, ver figura 11. Debido a la muy baja compresibilidad del líquido y a que no hay espacio extra para la expansión del gas en una cámara cerrada, la redistribución de las fases provoca un aumento de la presión del pozo. Por tal razón en los primeros tiempos, la presión del pozo puede superar la presión de la formación causando la aparición de una joroba anómala en la restauración de presión el cual no puede ser analizado de una manera convencional solo con la constante adimensional de almacenamiento del pozo (CD).

Figura 11. Almacenamiento de los fluidos durante una prueba de presión



Fuente: ESCOBAR, Freddy Humberto, Análisis moderno de pruebas de presión

2.2.7 Radio de investigación. El radio de investigación es la distancia radial, r_{inv} a la cual la onda de presión se ha desplazado dentro de la formación cuando ha habido un cambio de tasa. Esta distancia está relacionada con las propiedades de la roca y de los fluidos, y puede calcularse de la siguiente ecuación:

$$r_{inv} = \left(\frac{kt}{948\phi\mu C_t} \right)^{1/2} \quad (Ec. 21)$$

De ella se puede deducir que es independiente de la tasa de producción o inyección y que se aplica a yacimientos a yacimientos para determinar la distancia transitoria dentro de una formación siendo aproximadamente la distancia al pozo en el cual las propiedades de la formación están siendo investigadas en un tiempo

en particular en una prueba de pozo y adicionalmente determinar el tiempo de estabilización.

2.2.8 Tiempo de estabilización. Se define como el tiempo necesario para alcanzar los límites del yacimiento en una prueba de presión. A partir de la ecuación para el radio de investigación se puede expresar, para un área de drenaje cilíndrica homogénea de radio $r_i = r_e$, como:

$$t_s = \frac{948\mu\phi C_t r_e^2}{k} \quad (\text{Ec. 22})$$

Para otras formas de área de drenaje, se puede determinar de la siguiente forma:

$$t_s = \frac{3800\mu\phi C_t A t_{DA}}{k} \quad (\text{Ec. 23})$$

2.3 PRUEBAS DE TRANSIENTE DE PRESIÓN¹⁹

2.3.1 Generalidades. El análisis del transiente de presión se utiliza para estudiar, mejorar y predecir el comportamiento de un yacimiento y consiste básicamente en medir las variaciones de presión en uno o varios pozos y hallar las propiedades tales como: el coeficiente de almacenamiento, la permeabilidad, el volumen poroso y la presión promedio, entre otros. El diseño de estas pruebas está supeditado a las características del yacimiento y es utilizado para analizar, mejorar y pronosticar el comportamiento de cualquier yacimiento en particular.

¹⁹ MOLINA, Miguel. Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados, utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab”, Tesis de maestría, UIS, 2004. P.8.

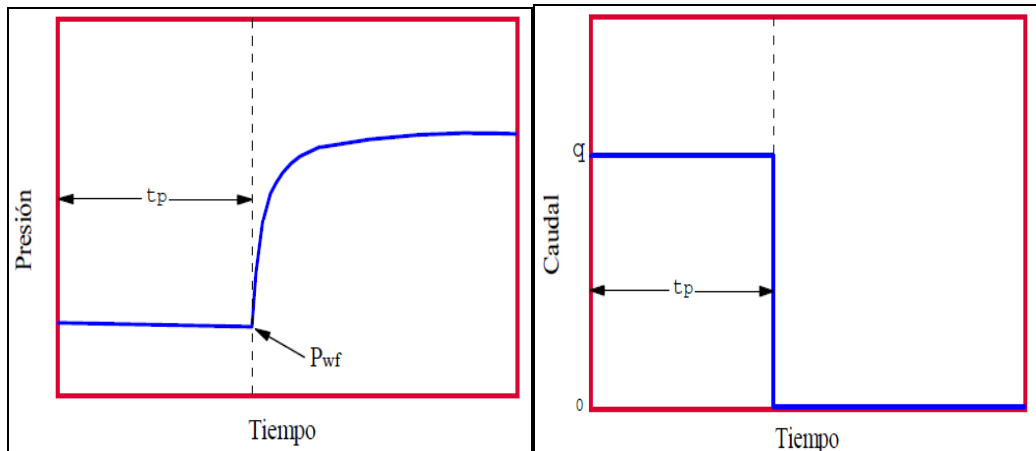
Como el tema central de este trabajo es la realización de una prueba de ascenso de presión o Build-up, a continuación se explicará más detalladamente esta prueba en particular.

2.3.2 Prueba de ascenso de presión. La prueba de restauración de presión es una técnica muy utilizada en la industria del petróleo. Una de las grandes ventajas de esta prueba es que permite determinar parámetros como la permeabilidad y daño, además no requiere una supervisión detallada. A diferencia de otras pruebas de presión por medio de un Build-up se puede determinar la presión promedio del yacimiento.

La fig. 12 muestra un esquema general de un Build-up ideal. Básicamente una prueba de ascenso de presión consiste en cerrar un pozo productor después de un periodo de flujo en el que se ha logrado estabilizar la tasa. Para realizar la prueba se pueden seguir los siguientes pasos:

1. Determinar la ubicación de los empaques, tamaño de la tubería de producción y la tubería de revestimiento, profundidad del pozo.
2. Estabilizar el pozo a una tasa de producción constante.
3. Cerrar el pozo y registrar el valor P_{wf} (justo antes del cierre)
4. Leer la presión de cierre, P_{ws} , a intervalos cortos de 15 segundos para los primeros minutos, entonces cada 10 minutos para la primera hora. Durante las siguientes 10 horas, se deben tomar lecturas de presión cada hora. Cuando la prueba progresa, los intervalos de tiempo se pueden expandir a 5 horas

Figura 12. Representación de la prueba de restauración de presión.



Fuente: Ph.D. ESCOBAR Fredy H. Análisis Moderno de Presiones de pozos.

2.4 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN²⁰

El análisis de la prueba de ascenso de presión se basa en el método de Horner. En el desarrollo de la ecuación de Horner se asumió que el yacimiento actuaba como infinito, homogéneo e isótropo que contiene un fluido en una sola fase, ligeramente compresible y con propiedades constantes.

La gráfica de Horner es incorrecta cuando el yacimiento no actúa como infinito durante el periodo de flujo que precede al cierre. Los límites cobran importancia cuando el $r_i \rightarrow r_e$. El problema se agrava cuando $r_i \rightarrow r_e$, después del cierre. Por lo cual la gráfica de Horner es incorrecta. El problema ha sido resuelto por diversos autores, sin embargo, se puede usar el método de Horner aunque se haya alcanzado estado pseudo estable, por las siguientes razones:

- El método gráfico de Horner es correcto teóricamente para un yacimiento que actúa como infinito.

²⁰ LEE, Op.cit., cap 2, p.12.

- El método ofrece un medio conveniente de extrapolar a $\Delta t = \infty$, no disponible en otro método; la presión a este tiempo es un punto de chequeo útil para el análisis de la prueba.
- Para yacimientos que actúan como finitos, la permeabilidad puede ser determinada con precisión a partir de la pendiente de la gráfica de Horner, aun a tiempos de cierre largos, comparada con la obtenida de gráficos desarrollados específicamente para yacimientos en estado pseudoestable.
- Si el pozo ha producido por un tiempo t_p a una tasa q antes del cierre, y si se denomina Δt al tiempo transcurrido después del cierre, entonces, usando el principio de superposición, se puede encontrar a cualquier tiempo después del cierre:

$$P_i - P_{ws} = -70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{k(t_p + \Delta t)} \right) - 2s \right] - 70.6 \frac{(-q)B\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688\phi\mu C_t r_w^2}{k\Delta t} \right) - 2s \right] \quad (Ec. 24)$$

Simplificando,

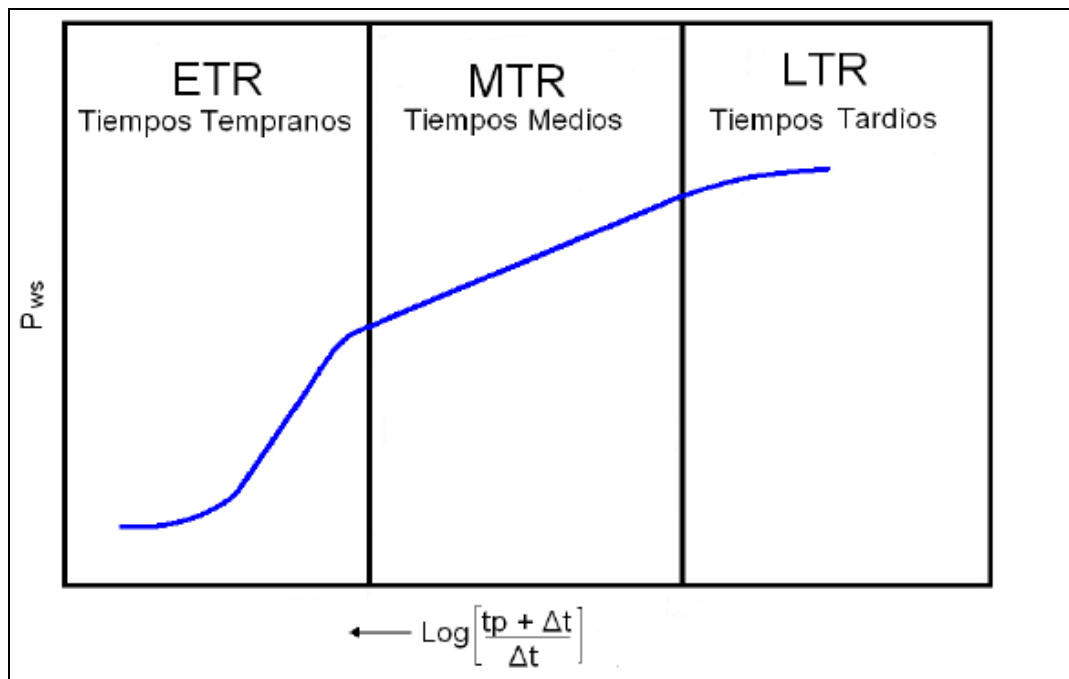
$$P_{ws} = P_i - 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \ln \left(\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right) \quad (Ec. 25)$$

Utilizando la función logarítmica en base 10.

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \log \left(\frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right) \quad (Ec. 26)$$

La curva descrita por el método de Horner muestra tres regiones, una región de tiempo temprano inicial, durante el cual la onda de presión se está moviendo en la parte de la formación más cercana al pozo; una región de tiempo medio, durante el cual la onda de presión viaja más allá de la región cercana al pozo y dentro de toda la formación neta y una región de tiempo tardío o final, en el cual el radio de investigación ha alcanzado los límites de drenaje del pozo. Ver figura 13.

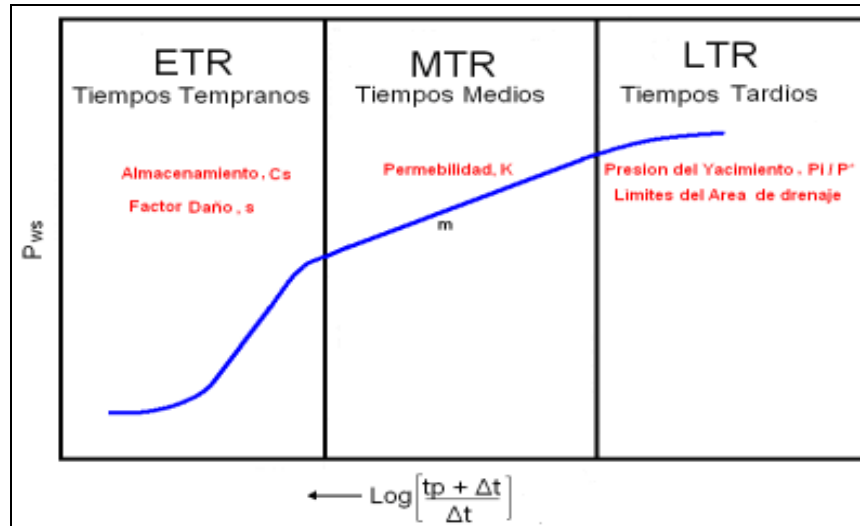
Figura 13. Regiones de tiempo de una prueba de restauración de presión.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

Mediante el análisis de la prueba es posible obtener los siguientes parámetros: Efectos y duración del postflujo, determinación de la permeabilidad, daño o estimulación del pozo, presión en el yacimiento y prueba de los límites del yacimiento. En la figura 14 se puede apreciar a partir de qué región se puede obtener la anterior información.

Figura 14. Parámetros obtenidos en una curva de restauración de presión.



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

A continuación se explican las regiones de una prueba de restauración y los parámetros que se pueden determinar en cada una:

2.4.1 Región de tiempo temprano o inicial (ETR). La mayoría de los pozos tienen permeabilidad alterada cerca al wellbore. Mientras que el transiente de presión causado por el cierre se mueva a través de esta zona, no hay razón para esperar una línea recta cuya pendiente permita calcular la permeabilidad.

Existe una complicación adicional: el continuo movimiento del fluido hacia el wellbore (postflujo, una forma de almacenamiento) una vez el pozo es cerrado en superficie. La teoría impuso la restricción que para $\Delta t=0$, $q=0$, lo cual no sucede en la realidad. q tiende a cero pero en el instante del cierre, la tasa en el fondo del pozo sigue siendo q .

Por lo tanto se está incumpliendo una de las suposiciones, debido a esto es necesario encontrar el punto en el cual el postflujo deja de distorsionar los datos de la prueba, si se conoce la constante de almacenamiento y el daño, se puede

usar las siguientes relaciones empíricas para encontrar el punto del fin de la distorsión debido al almacenamiento en el pozo.

$$t_D \cong (60 + 3.5 S) C_{sd} \quad (\text{Ec. 27})$$

$$t_{wbs} \cong \frac{170000 C_s e^{0.145}}{(kh/\mu)} \quad (\text{Ec. 28})$$

2.4.2 Región de tiempo medio (MTR). En esta región el radio de investigación se ha movido más allá de la influencia de la zona alterada cerca al pozo probado, y cuando ha cesado la distorsión de los datos de la prueba de restauración de presión debido al postflujo, usualmente se observa la línea recta ideal cuya pendiente está relacionada con la permeabilidad de la formación.

Esta línea recta ordinariamente continuará hasta que el radio de investigación alcance uno o más de los límites del yacimiento, heterogeneidades masivas o un contacto fluido/fluido. El análisis de una prueba de restauración de presión usando el método de Horner, requiere que se identifique esta línea de tiempo medio y que, en particular, no se confunda con una de las líneas rectas falsas que se desarrollan en las regiones de los tiempos temprano y tardío de la prueba. La determinación de la permeabilidad del yacimiento y el factor de daño, depende del reconocimiento de la línea de tiempo medio, además la estimación de la presión promedio del área de drenaje para un pozo en un campo desarrollado requiere que esta línea esté definida.

La permeabilidad se determina con la pendiente de la línea recta presente en la región de tiempo medio por medio de la siguiente ecuación:

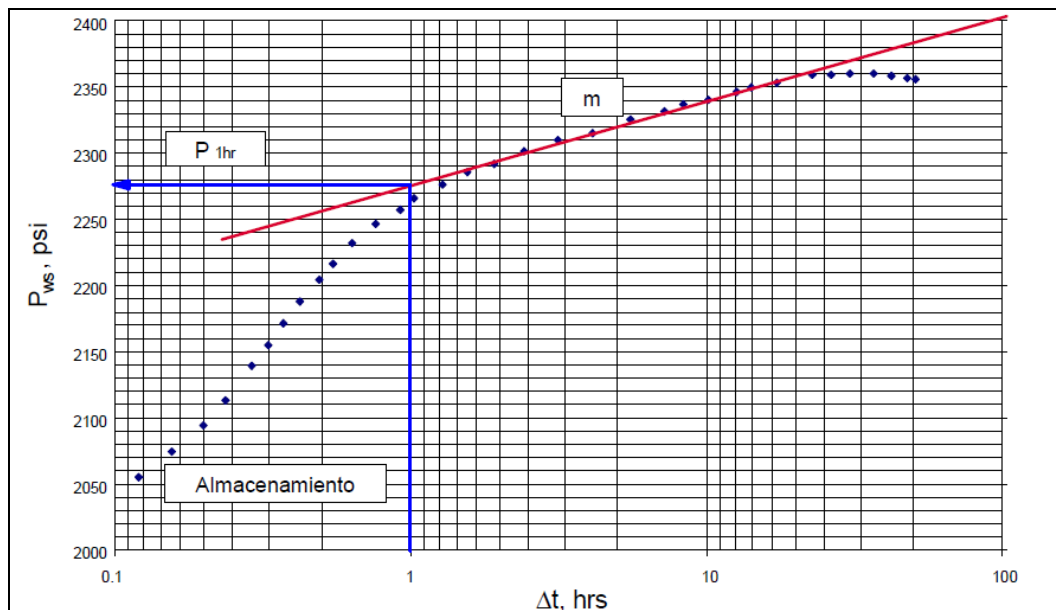
$$m = 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \quad (Ec. 29)$$

El daño se puede determinar una vez se haya identificado la región de tiempo medio, MTR, y se haya calculado la permeabilidad de la formación, está definido por la siguiente ecuación:

$$S = 1.151 \left[\frac{(P_{1hr} - P_{wf})}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad Ec(30)$$

Donde P_{1hr} es el valor de P_{ws} al tiempo de cierre Δt de 1 hora sobre la línea de tiempo medio o su extrapolación. Ver figura 15.

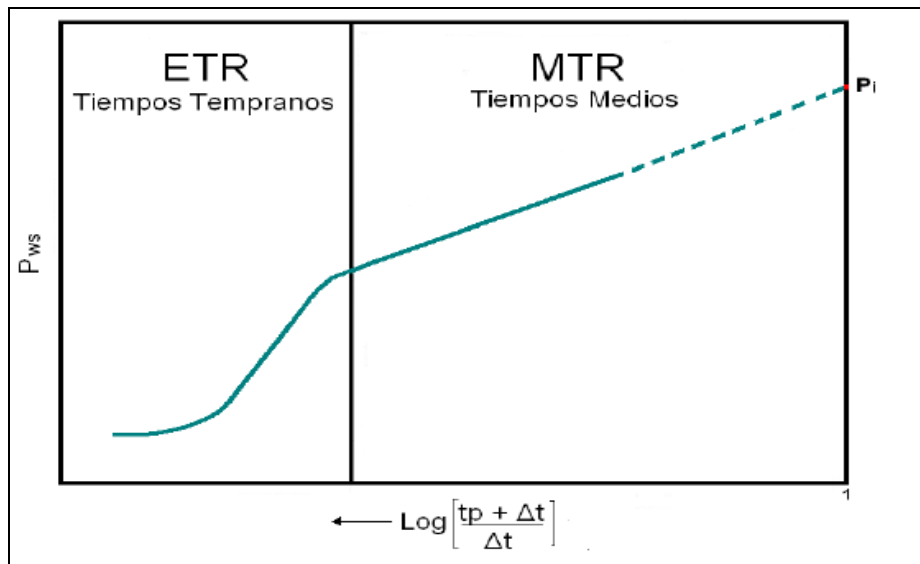
Figura 15. Determinación de P_{1hr} .



Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Ph.D. Freddy H. Escobar.

2.4.3 Región de tiempo tardío o final (LTR). En esta región, transcurrido un tiempo suficiente, el radio de investigación eventualmente alcanza los límites de drenaje de un pozo. En esta región de tiempo tardío el comportamiento de la presión está influenciado por la configuración del límite, interferencia de pozos cercanos, heterogeneidades significativas del yacimiento y contactos fluido/fluido. La presión original de yacimiento P_i , se determina simplemente identificando la línea de tiempo medio, MTR, se extrapola al tiempo de cierre infinito, $(t_p + \Delta t)/\Delta t = 1$, y se lee la presión, la cual es la presión original del yacimiento. Ver figura 16.

Figura 16. Determinación de P_i .



Fuente: LEE John., "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME.

Esta técnica es posible únicamente en un yacimiento nuevo, es decir, uno en el que ha habido un agotamiento despreciable de la presión, estrictamente hablando,

esto es válido solo para pruebas en las cuales el radio de investigación no encuentra ningún límite del yacimiento durante la producción.

En un yacimiento con uno o más límites relativamente cerca al pozo probado y encontrado por el radio de investigación durante el periodo de producción, la línea de tiempo tardío es la que debe ser extrapolada.

Para un pozo en un yacimiento en el cual ha habido algún agotamiento parcial de la presión, no se obtiene un cálculo de la presión original del yacimiento de la extrapolación de una curva de restauración de presión. Usualmente el objetivo es determinar la presión promedio del área de drenaje del pozo; a esta presión se llama presión estática del área de drenaje.

2.5. HERRAMIENTAS REGISTRADORAS DE PRESIÓN

La presión necesita ser medida cuando el pozo se está perforando, cuando está perforado, cuando está produciendo, o cuando por cualquier razón el pozo está cerrado. La presión también es una variable crítica durante los procesos de recuperación secundaria y terciaria.

La obtención de la presión en el fondo del pozo es una variable crítica para funcionamiento de un pozo y por lo tanto deben ser medidas con herramientas de presión con un alto grado de exactitud y confiabilidad.

La presión de fondo puede ser medida de manera indirecta mediante el uso del Analizador de Pozos o directamente con herramientas registradoras de presión en fondo, a continuación se presenta una descripción de estos métodos.

2.5.1 Analizador de Pozos²¹. El Analizador de pozos es una máquina diseñada para adquirir en superficie y digitalizar datos del pozo para su posterior análisis e interpretación con el fin de determinar nivel acústico de líquido, presión promedio de yacimiento, factor de daño, permeabilidad de la formación y medidas de dinamómetro y así poder determinar posibles problemas en un pozo, maximizar la productividad de éste y proveer información necesaria para el operador en la toma de decisiones.

El Analizador de pozos consta de los siguientes componentes: Pistola a gas con sus partes, Consola, Computador, Cables de conexión y Software TWM. En la figura 17 se observan todas las partes de la herramienta

Figura 17. Componentes del Analizador de Pozos



Fuente: Modificado Echometer Company.

El cálculo de la interfaz gas- líquido y de los gradientes depende de la distribución de fluidos en el anular que a su vez son función de las condiciones de producción

21 PACHON, Yessika y GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. caso práctico-campo colorado. Tesis de Pregrado 2011.p.46.

de un pozo en particular. Tres situaciones son encontradas por lo general en el campo: (1) el nivel del líquido está en la cara de las perforaciones o cerca y se puede o no producir gas por el casing; (2) el nivel del líquido está por encima de las perforaciones y no hay producción de gas en el anular; y (3) el nivel del líquido está por encima de las perforaciones y hay producción de gas. En el caso (1) y (2) teniendo las gravedades del líquido y del gas y las razones agua-petróleo el cálculo de la interfaz y los gradientes es directo y sencillo, en el caso (3) la presencia de gas airea la columna de líquido causando errores en el cálculo de la BHP.

La compañía Echometer Co. ha desarrollado una correlación para determinar la fracción de líquido en pozos con columna líquido gaseosa²². La correlación requiere una medida de la profundidad del tope de la columna líquido gaseosa y la tasa de restauración de presión del revestimiento. La profundidad se obtiene acústicamente y la tasa de restauración se obtiene automáticamente a partir de las lecturas del transductor de presión a intervalos cortos de tiempo.

La fracción de aceite presente en la columna líquido gaseosa es obtenida como se describe a continuación: Primero se supone un valor de uno para f_o , luego se calcula la profundidad ajustada del nivel del líquido con la ecuación 31 y posteriormente se utiliza una gráfica que está en función de la profundidad ajustada, de la restauración de presión y de la fracción de líquido para calcular este último.

$$D_a = D_L + (1 - f_o)L \quad (Ec.31)$$

Donde:

²² PODIO L. James McCoy, Augusto and Ken L. Huddleston. "Acoustic determination of producing bottomhole pressure", SPE 14254.

D_a : Profundidad ajustada del nivel de líquido, (ft)

D_L : Profundidad del tope de la columna líquido gaseosa, (ft)

L : Longitud de la columna líquido gaseosa, (ft)

f_o : Fracción de líquido en la columna líquido gaseosa

Como la profundidad ajustada está en función de la fracción de líquido, la ecuación 32 se itera hasta que el valor de f_o llegue a la convergencia. Con la ayuda de esta correlación se puede determinar la presión de fondo de pozo.

$$P_{wf} = P_{cf} + P_{gc} + g_o f_o L \quad (Ec. 32)$$

Dónde:

P_{cf} : Presión en el Casing, (psig)

P_{gc} : Presión ejercida por la columna de gas, (psi)

g_o : Gradiente del aceite, (psi/ft)

La presión ejercida por la columna de gas puede ser calculada por numerosos métodos que están en función de la gravedad específica del gas, el factor de compresibilidad (z) y la temperatura del gas. El gradiente del aceite es tomado de una serie de estudios de campo realizado por Podio y McCoy en el artículo de la SPE "Acoustic Static Bottomhole Pressures".

Con el fin de alcanzar la máxima exactitud en el cálculo de la BHP el Analizador de Pozos tiene en cuenta las variaciones de temperatura, velocidad acústica y los cambios de la composición de los fluidos en el anular.

- **Corrección a la variación de temperatura**

Durante los días que puede durar una prueba típica de transiente de presión el elemento sensitivo del transductor podría sufrir variaciones a temperatura mayores a 60° F. Aunque el transductor se compensa a si mismo por cambios de temperatura, estos cambios pueden causar errores considerables en el cálculo de la presión de cabeza de casing. Correcciones adicionales se introducen midiendo la temperatura con una resistencia térmica y calculando la desviación de presión correspondiente a partir de curvas de calibración obtenidas para cada transductor y entradas al programa.

- **Variación de la velocidad acústica**

Durante un Build-up la temperatura, presión y composición del gas en el anular sufren cambios significativos, esto a su vez causa variaciones en la velocidad acústica del gas. En un momento determinado la velocidad acústica promedio se calcula con una cuenta automática de las reflexiones de las uniones y con el promedio de la longitud de los tubos. Se genera una tabla de velocidades, el programa interpola entre estas velocidades para conocer la profundidad a la cual se refleja el líquido y esa profundidad será el valor de la interfaz gas-liquido. Si esta variación no se tiene en cuenta y si sólo se usa un valor de velocidad acústica para interpretar los datos de tiempo de viaje, se obtendría un error significativo al calcular la presión del fondo de pozo.

- **Composición del fluido del anular**

Muchos artículos han sido presentados acerca de los métodos para el cálculo de la presión de fondo de pozo a partir del nivel de líquido en el anular determinado acústicamente. El gradiente de la columna del gas se calcula en función de la presión, temperatura y gravedad del gas. El gradiente de la columna del fluido en

el anular es una función de la composición de los líquidos y de la razón agua/petróleo y gas/líquido in situ. Las condiciones de bombeo y la geometría del pozo determinan las del fluido.

Por ejemplo, a una tasa de bombeo en estado estable el líquido por encima de la entrada de la bomba es petróleo debido a la segregación por gravedad que ocurre en el anular. Cuando el pozo se cierra para un Build-up el corte de agua se mantiene esencialmente constante durante el periodo posterior al flujo. Estos factores se consideran en el programa para el cálculo de la presión de fondo de pozo. Las densidades in situ del petróleo y del agua se calculan en función de la presión y de la temperatura, usando correlaciones convencionales²³.

Actualmente se usan dos tipos de herramientas para realizar las pruebas de presión en fondo:

2.5.2 Registradores de Fondo Mecánicos. Dentro de los registradores mecánicos se encuentra la bomba amerada, los registradores KPG entre otros y se describen brevemente a continuación:

2.5.2.1. Bomba amerada. Diseñada y patentada en 1929 por GRC (Geophysical Research Corp.), catalogado como el primer Registrador de Presión de Fondo.

Este tipo de herramienta mecánica Consta de un tubo Bourdon, un estilete y un reloj. El reloj, en la parte alta del instrumento, es conectado a una sección grabadora que contiene una carta metálica cubierto con una envoltura negra. El reloj mueve la carta hacia abajo a través de un estilete cuando el tiempo pasa. El estilete está conectado a un eje que es doblado cuando el tubo Bourdon enrosca y desenrosca en respuesta a los cambios de presión. Así, la presión es grabada

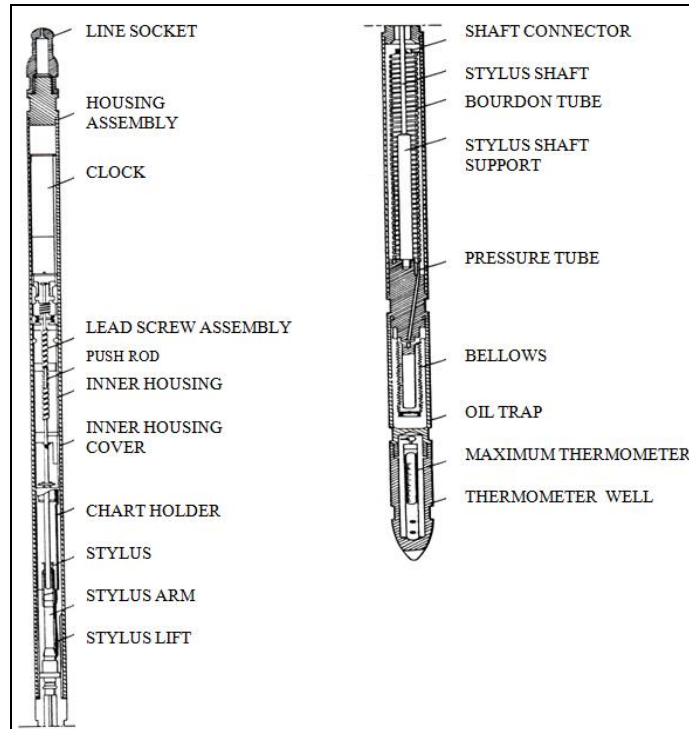
²³ PODIO L. James McCoy,. Augusto and Ken L. Huddleston. "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells". SPE 23980

como una función del tiempo por el estilete, el cual marca una línea muy fina sobre la envoltura negra de la carta de metal.

Debido a que el tamaño de la superficie de los registradores de presión son fijados, la mayoría de los fabricantes de los registradores ofrecen elementos sensitivos de presión (tubo Bourdon) en una variedad de rangos; los más bajos pueden ser de 0 a 500 o 1000 psi.

En la Amerada RPG-3 que se muestra en la figura 18, el elemento de presión es un tubo Bourdon en espiral. El tubo es sujetado en el fondo y está libre para rotar en la parte alta. El fluido entra a la parte más baja del registrador y transmite presión al tubo Bourdon, causando que el tubo desenrosque y rote al final de la parte libre.

Figura 18. Esquema de una Bomba Amerada



Fuente: Tomado de www.slb.com

2.5.3. Herramientas Electrónicas de Fondo. Los registradores electrónicos permiten mayor confiabilidad en los resultados y tienen mayor capacidad de almacenamiento, algunos de estos son:

2.5.3.1. Transductor. Dispositivo que transforma una forma de energía en otra, reproduciendo las variaciones de amplitud e intensidad de la energía transformada. También se conocen como sensores.

Los transductores de presión modernos, usados en los registradores electrónicos memorizados “Electronic Memory Gauges”, operan basándose en el mismo principio de convertir la presión en una deformación o desplazamiento mecánico, que a su vez es convertida en señales eléctricas las cuales posteriormente se procesan mediante sistemas de medición.

El desplazamiento mecánico se realiza por medio de un mecanismo de empalme de esfuerzo o elemento sensible a la fuerza, en el cual la fuerza efectuada por la presión es compensada por una fuerza opuesta. El desplazamiento o fuerza generada es transmitida a un elemento transductor que la convierte en una señal eléctrica u otra forma de generación de señal.

Los transductores que combinan el mecanismo de empalme con el elemento transductor en una sola unidad se conocen como sensores de exposición directa, en los cuales el sensor (cristal de Cuarzo) está directamente expuesto a la presión, por lo que la deformación mecánica ocurre directamente en el elemento transductor.

Entre los transductores de Exposición Indirecta se encuentran los transductores tipo “Strain Gauge” y algunos de cristal de Cuarzo.

Los sensores electrónicos proporcionan una mayor exactitud que la que se podría obtener con los sensores mecánicos. Los datos adquiridos mediante herramientas electrónicas son fáciles de manejar en un amplio rango de diferentes formatos de salida, lo cual facilita el posterior análisis e interpretación de las condiciones de la formación.

2.5.3.2. Transductores de cristal de cuarzo. Actualmente los sensores de presión contruidos sobre la base de un elemento oscilador sensible de cristal de Cuarzo, son los más precisos y con mejores características de desempeño.

Mediante circuitos electrónicos externos se induce al cristal a oscilar a su frecuencia de resonancia. Cuando se aplica un esfuerzo, producido por la presión, sobre el cristal de Cuarzo, se altera la frecuencia de resonancia del mismo en forma muy precisa. Estos cambios son medidos y almacenados para proporcionar resultados muy exactos.

El Cuarzo ha sido ampliamente usado en dispositivos de control de frecuencia y de medición de tiempo y se emplea como cristal oscilador (en sensores de presión) debido a sus excelentes propiedades elásticas, estabilidad de largo término, alta Sensibilidad y debido a sus propiedades piezoeléctricas, fácil excitabilidad.

Los registradores de cristal de Cuarzo combinan las ventajas de velocidad de respuesta rápida de algunos transductores (Strain Gauges) con la alta exactitud y resolución propias de los modernos transductores de cristal oscilador (Cuarzo).

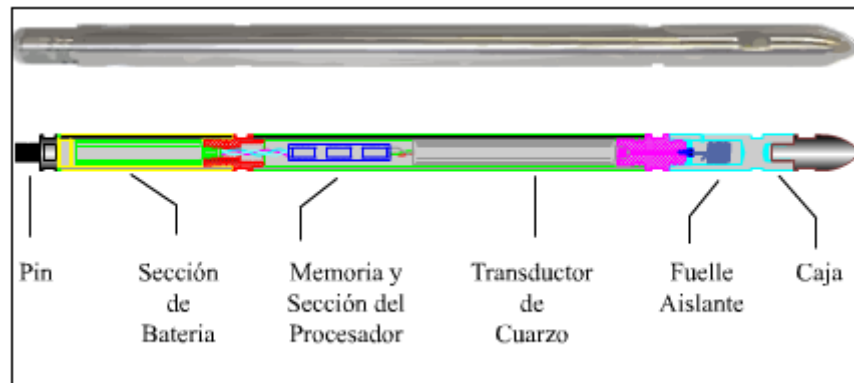
Una desventaja es la sensibilidad a la temperatura y alto costo.

La frecuencia de resonancia y sensibilidad a la presión y temperatura de los sensores de Cuarzo está determinada principalmente por la forma en que se realizan los cortes en el cristal (orientación de las caras del cristal).

Cuando se somete a una corriente alterna, una laminilla de Cuarzo cortada de modo conveniente se deforma mecánicamente y vibra por flexión en una dirección y luego en otra; cuanto más delgada es, mayor es la frecuencia de vibración. Colocando una placa de Cuarzo en el campo eléctrico generado por un circuito de radio, la frecuencia de transmisión o recepción es controlada cuando la frecuencia del Cuarzo coincide con las oscilaciones del circuito.

Las pequeñas láminas de Cuarzo utilizadas en relojes digitales realizan la misma función que los osciladores de Cuarzo utilizados para controlar las radiofrecuencias. Es decir, vibra mecánicamente a una frecuencia constante previamente determinada; así controla exactamente la frecuencia de los circuitos electrónicos del reloj. Este circuito cuenta la frecuencia del cristal y suministra la señal digital de tiempo del reloj.

Figura 19. Ubicación de un transductor en una memory gauge



Fuente: Tomado de www.slb.com

2.5.3.3. Registradores electrónicos memorizados – Memory Gauge. los registradores de cristal de cuarzo son dispositivos diseñados para registrar datos de presión y temperatura utilizando un transductor de cuarzo (QMR – Quartz

Memory Recorder), proporcionando datos más exactos de la presión absoluta en el pozo.

La re calibración se reduce drásticamente porque la herramienta de detección del transductor de cuarzo, es un cristal de resonancia colocado en un circuito electrónico para controlar el oscilador²⁴.

Los registradores de presión y temperatura memorizados “Memory Gauges” son herramientas electrónicas que registran la Presión y la Temperatura en el fondo del pozo, las cuales consisten de un Sensor o Transductor y una Memoria alimentados por una batería. Estas herramientas electrónicas se bajan al pozo por medio de cable de acero liso “Slickline”.

Los registradores electrónicos pueden ser corridos por medio de cable de acero liso “Slickline” como registradores electrónicos memorizados “Memory Gauges”, de igual forma que con cable eléctrico monoconductor como registradores con lectura en superficie, incorporando los elementos de transmisión adecuados en la parte superior del sensor.

Estas herramientas tienen como fin primordial, el obtener datos de Presión y Temperatura del fondo del pozo, que posteriormente son interpretados con el fin de evaluar los parámetros y propiedades del yacimiento.

Sus principales aplicaciones son:

- Pruebas de presión convencionales.
- Gradiente de presión.
- Pruebas de interferencia.
- Monitoreo de la presión mientras se perfora.

²⁴ [On-line] <http://www.grcamerada.com/> [consultado: junio 2010]. GRC, A SERCEL BRAND, INTEGRA QRM Specifications

- Monitoreo de la presión de inyección.
- Determinación de extensión y límites de yacimientos

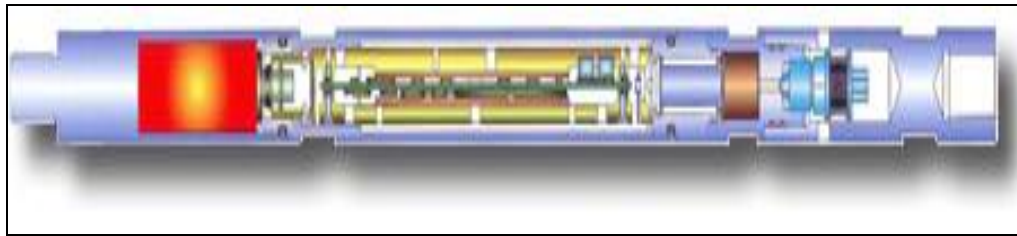
En general el objetivo de este tipo de pruebas es permitir una mejor evaluación, manejo y/o descripción del yacimiento y deben ser realizadas periódicamente, según los requerimientos del gobierno y de la compañía operadora.

Los datos de presión obtenidos, combinados con datos de producción y datos de laboratorio de las propiedades de las rocas y de los fluidos, pueden ser usados para determinar la eficiencia del completamiento del pozo, la necesidad y efectividad de un posible tratamiento de estimulación, la clase de tratamiento requerido, el grado de conectividad con otros pozos, la presión inicial del yacimiento, la conductividad y las fronteras o límites del yacimiento y otros parámetros de interés. De igual forma también se pueden estimar las reservas iniciales en el yacimiento y el recobro que puede ser esperado mediante diferentes métodos de explotación.

Entre las pruebas más comunes que se realizan con estos propósitos en la actualidad, se tienen:

- Pruebas de Restauración de presión “Build up”.
- Pruebas de caída de presión en pozos inyectoros “Fall off”.
- Pruebas de Gradientes Dinámicos.
- Pruebas de registro de Gradientes y Presión Estática del pozo.
- Prueba Estática Selectiva, entre otras.

Figura 20. Registrador electrónico de cristal de cuarzo



Fuente Geophysical Research Corp

Ventajas:

- Alta confiabilidad para medir presión y temperatura en fondo de pozo.
- Alta resolución y exactitud combinadas con un mínimo de variaciones entre los datos.
- Alta capacidad de memoria que permite medición y Almacenamiento de datos muy cercanos entre sí.
- Soportan presiones y temperaturas extremas.

2.6. PRODUCTIVIDAD DE POZOS

2.6.1 Índice de Productividad – J²⁵. Se conoce como el abatimiento al cambio de presión entre la presión estática del yacimiento y la presión de fondo fluyendo, es decir, abatimiento = $P_s - P_{wf}$. Por otra parte la relación que existe entre el gasto de producción de un pozo y el abatimiento, se denomina índice de productividad – IP, el cual se simboliza con la letra J; si la producción q está en Bbls/día de líquido a condiciones de almacenamiento y el abatimiento esta expresado en lb/in² el IP se expresa de la siguiente manera:

$$J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \quad (Ec. 33)$$

²⁵ Modificado por el autor de: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

La escala típica de valores del índice de productividad en bpd/lpc:

Baja productividad: $J < 0,5$

Productividad media: $0,5 < J < 1,0$

Alta productividad: $1,0 < J < 2,0$

Excelente productividad: $2,0 < J$

A menos que se especifique otra cosa el IP se basa en la producción neta de líquidos (aceite y agua)

El IP específico J_s es el número total de barriles de líquido, a condiciones de almacenamiento, producidos por día por cada lb/in² de abatimiento y por cada pie de espesor de la formación productora, es decir,

$$J_s = \frac{J}{h} = \frac{q}{h(P_s - P_{wf})} \quad (\text{Ec. 34})$$

La ecuación anterior se puede definir para el flujo radial de la producción de un líquido homogéneo de poca compresibilidad que está contenido en un yacimiento horizontal y uniforme, su ecuación es:

$$J = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{0.007082kh}{B_o * \mu * \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (\text{Ec. 35})$$

Donde:

q = Caudal de líquido en Bbls/d

P_s = Presión estática del yacimiento en Psi

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo en Psi

K = Permeabilidad md

h = Espesor ft

Bo = Factor volumétrico Rb/STB

μ = Viscosidad Cp

re = Radio de drenaje ft

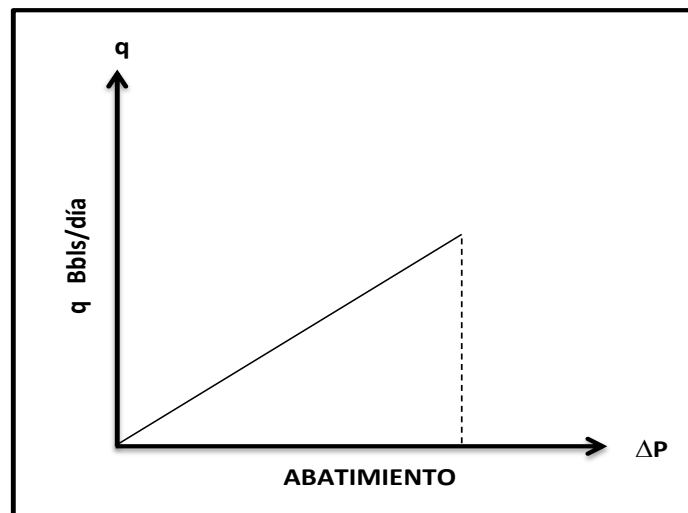
rw = Radio del pozo ft

De igual manera se puede expresar el índice de productividad específico para un flujo radial.

$$J = \frac{q}{h} = \frac{0.007082k}{Bo * \mu * \ln\left(\frac{re}{rw}\right)} \quad (Ec. 36)$$

Si el valor de IP del pozo se toma como constante, independientemente de la producción actual del pozo, se puede decir que $q=J*\Delta p$, en la que Δp es el abatimiento. Así es evidente que la relación entre q y Δp es una línea recta que pasa por el origen y tiene una pendiente J (ver figura 21)

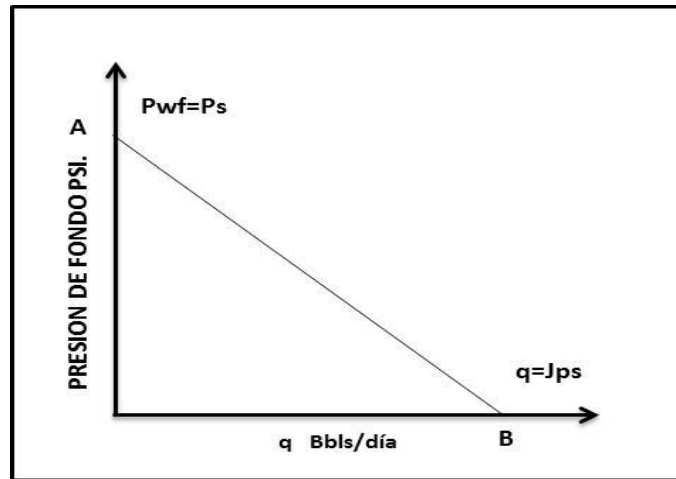
Figura 21. Gráfica del caudal contra el cambio de presión o abatimiento



Fuente: Modificado por el autor de: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

En un momento particular de la vida del yacimiento, P_s tiene un valor específico, por lo que si J es constante, al graficar P_{wf} contra q , se obtiene una línea recta como se observa en la figura 22.

Figura 22. Comportamiento de la presión de fondo fluyendo



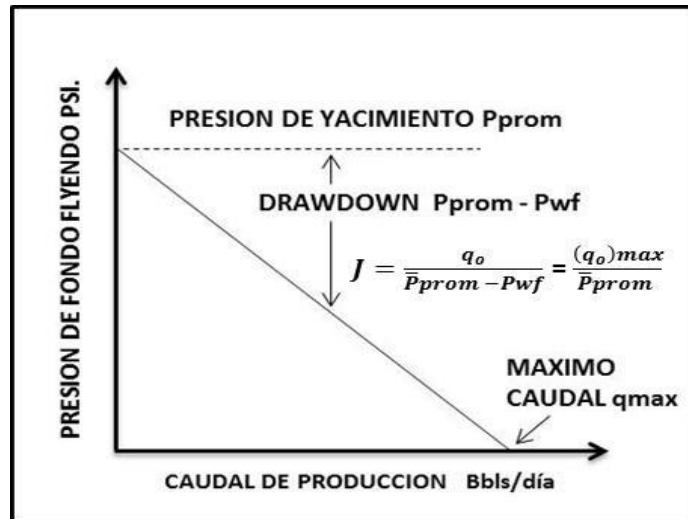
Fuente: Modificado por el autor de: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

El punto de q en el punto B, es decir, $J P_s$ se conoce como el potencial del pozo y se representa con el símbolo q . se debe hacer énfasis que lo anterior se refiere al comportamiento de la formación, es decir a la relación de la formación a un abatimiento de presión en el pozo, luego se está hablando realmente del potencial de la formación, el gasto máximo al cual la formación puede entregar líquido hacia el pozo, lo que se presenta cuando la P_{wf} es cero.

2.6.2 IPR Para Pozos con Gas en Solución. La relación del comportamiento de flujo corresponde al IPR (Inflow Performance Relationship). En los cálculos de producción de pozos de petróleo es común suponer que el flujo que ingresa al pozo es directamente proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y la cara del pozo. La constante de proporcionalidad de esta relación se conoce como el índice de productividad J .

Para los casos en los cuales esta relación se mantiene, al graficar la presión versus la tasa de producción se deriva una línea recta como se observa en la figura 23.

Figura 23. Gráfica de Pwf contra caudal



Fuente: Modificado por el autor de: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

Sin embargo Vogel²⁶ planteó que cuando existen dos fases en el yacimiento, la anterior relación ya no se mantendría, y que en lugar de la línea recta existiría una curva debido a que en cada punto el valor de la pendiente J varía con respecto a un cambio de presión entre el yacimiento y la cara del pozo.

Cuando en el gráfico de presión de fondo contra caudal del pozo es una curva no se puede decir que existe un solo valor de IP debido a que no hay una sola pendiente, además ésta varía con la presión, por lo que algunos autores propusieron métodos alternativos para estos casos en que la caída de presión contra el caudal de un pozo fuese una curva IPR.

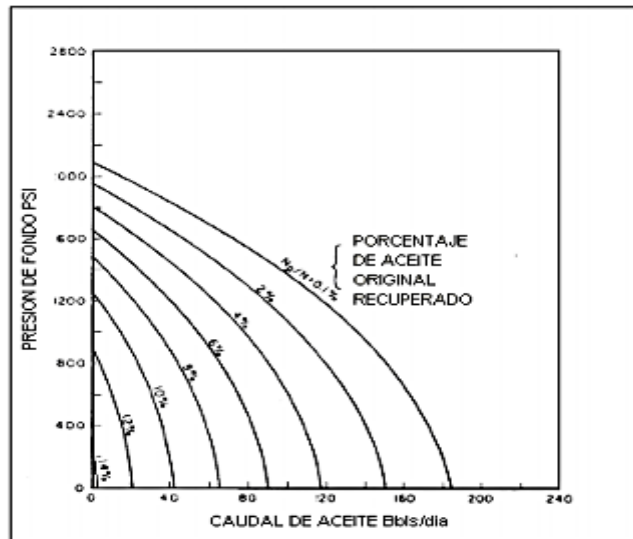
²⁶ VOGEL, J.V. "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well" Shell Oil Co. Bakersfield California. SPE 1476, Año 1968.

Para el desarrollo de esta metodología, Vogel²⁷ parte de las siguientes suposiciones:

1. Yacimiento circular con un pozo centrado
2. El medio poroso es uniforme e isotrópico
3. No se tienen en cuenta efectos gravitacionales
4. La compresibilidad de la roca y del fluido se toman como despreciables
5. La composición y el equilibrio para el gas son constantes
6. Existe la misma presión en ambas fases

La producción en un pozo con gas en solución decrece principalmente porque la presión del yacimiento se reduce y porque el incremento del gas en solución ocasiona una resistencia al flujo de aceite hacia la cara del pozo, estas dos causas hacen que las curvas IPR cada vez corten el eje X en un valor menor, lo que hace que el valor del caudal máximo cada vez se reduzca, como se observa en la figura 24.

Figura 24. IPR en función del OOIP recuperado

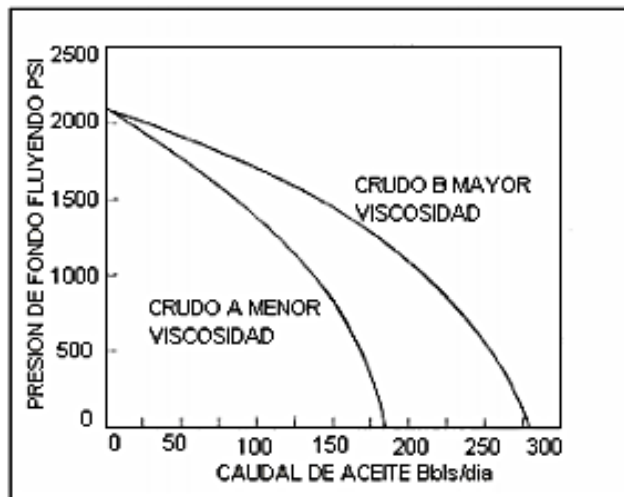


Fuente: Vogel J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well"

²⁷ Ibid. SPE 1476.

Las curvas también dependen de otros efectos como el que causa la viscosidad, en la cual al tener un crudo de menor viscosidad ocasiona que la curva tenga una mayor extensión con respecto a una curva con crudo de viscosidad mayor como se observa en la figura 25.

Figura 25. Efecto de la viscosidad en la curva del IPR



Fuente: Vogel J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well"

2.6.2.1 Método de Vogel: Dentro de las diferentes técnicas utilizadas para el cálculo del potencial de producción de un pozo de aceite con gas en solución, aparece el propuesto por Vogel²⁸ en el año 1968, el cual plantea una serie de correlaciones para determinar a ciencia cierta el comportamiento actual del pozo, además de su posible comportamiento a futuro.

Vogel²⁹ propone el método partiendo de la ecuación que rige el comportamiento de la curva del IPR

²⁸ Ibid.

²⁹ Ibid.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.20 * \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P}\right)^2 \quad (Ec. 37)$$

Donde:

q_o = Caudal de aceite del pozo

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P = Presión promedia del yacimiento

Con esta ecuación se halla J, la cual es una relación de caudales y presiones, dada por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{q}{P - P_{wf}} \quad (Ec. 38)$$

Luego se reemplaza esta ecuación en la primera para encontrar una relación de J con respecto al caudal máximo del pozo el cual queda de la siguiente manera:

$$J = \frac{q_{\max}}{P} * \left(1 + 0.8 * \frac{P_{wf}}{P}\right) \quad (Ec. 39)$$

Además de lo anterior el autor planteó una relación para la cual el valor de J sería variable, puesto que cuando se trabaja con yacimientos en los cuales se tiene gas disuelto el valor de J cambia gradualmente con la presión, es así que la ecuación quedó de la siguiente manera:

$$J = \frac{1.8 * q_{\max}}{P} \quad (Ec. 40)$$

Esta ecuación se planteó de igual manera para flujo radial debido a que la aplicación del caso está dada para estas condiciones de flujo:

$$J^* = \frac{0.007082 * k_o * h * q_o}{B_{oF} * \mu_{oF} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)} \quad (Ec. 41)$$

A la hora de buscar condiciones futuras de los pozos o comportamientos hacia el futuro se tendría que buscar una correlación para J que tuviera que ver con ese tiempo, es por eso que el autor planteó la misma correlación de J pero en esta ocasión las variables de la correlación serían las propiedades PVT pero hacia futuro, con esas consideraciones se obtuvo la siguiente expresión:

$$J_F^* = \frac{0.007082 * K_{oF} * h * q_o}{B_{oF} * \mu_{oF} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} \right)} \quad (Ec. 42)$$

Donde:

J_F^* = Índice de productividad variable a futuro

K_{oF} = Permeabilidad al aceite futura

h = Espesor ft

q_o = Caudal de aceite del pozo

B_{oF} = Factor volumétrico de formación

μ_{oF} = Viscosidad del aceite Cp

re = Radio de drenaje ft

rw = Radio del pozo ft

Haciendo la relación entre el índice de productividad a las condiciones en el momento y el índice de productividad se puede dejar a uno en función del otro,

para luego reemplazarlo en la ecuación que presenta la curva IPR y encontrar la correlación que representa un comportamiento a futuro del pozo.

$$q_{oF} = \frac{J_F * P}{1.8} \left(1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \right) \quad (Ec. 43)$$

Donde:

q_{oF} = Producción futura del pozo

J_F^* = Índice de productividad a futuro

P = Presión del yacimiento a futuro

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

La idea de esta metodología es la de ir dando posibles valores de presión de fondo fluyendo para encontrar los respectivos caudales y poder hacer un análisis detallado a futuro de la productividad del pozo, como para conocer su respuesta a la instalación de un posible sistema de levantamiento artificial.

2.6.2.2 Modelo de Klins y Majcher: Basados en el trabajo de Vogel, Klins and Majcher (1992) desarrollaron la siguiente ecuación para calcular el IPR teniendo en cuenta la presión del punto de burbuja y presión del yacimiento.

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}|_{s=0}} = \left[1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N_1} \right] \quad (Ec. 44)$$

Donde:

$$N_1 = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b} \right) * (1.235 + 0.001 P_b) \quad (Ec. 45)$$

2.6.2.3 Método de Fetkovich: MJ. Fetkovich³⁰ demostró que los pozos de aceite y los pozos de gas que producen por debajo de la presión de saturación o punto de burbuja, se comportaban de manera similar en términos de índice de productividad, por lo que desarrollo la siguiente correlación:

$$q_o = c * (P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (Ec. 46)$$

Dónde:

q_o = Caudal máximo de aceite correspondiente a la P_{wf}

$q_{o\max}$ = Caudal máximo de aceite cuando la P_{wf} es igual a cero

P_{wfs} = Presión de fondo estática

P_{wf} = Presion de fondo fluyendo

C = Coeficiente de la curva

n = exponente (un valor entre 0.5 y 1.0)

Para aplicar el método de Fetkovitch³¹, es necesario determinar los valores de C y de n. Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión – producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus correspondientes presiones de fondo fluyentes, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado.

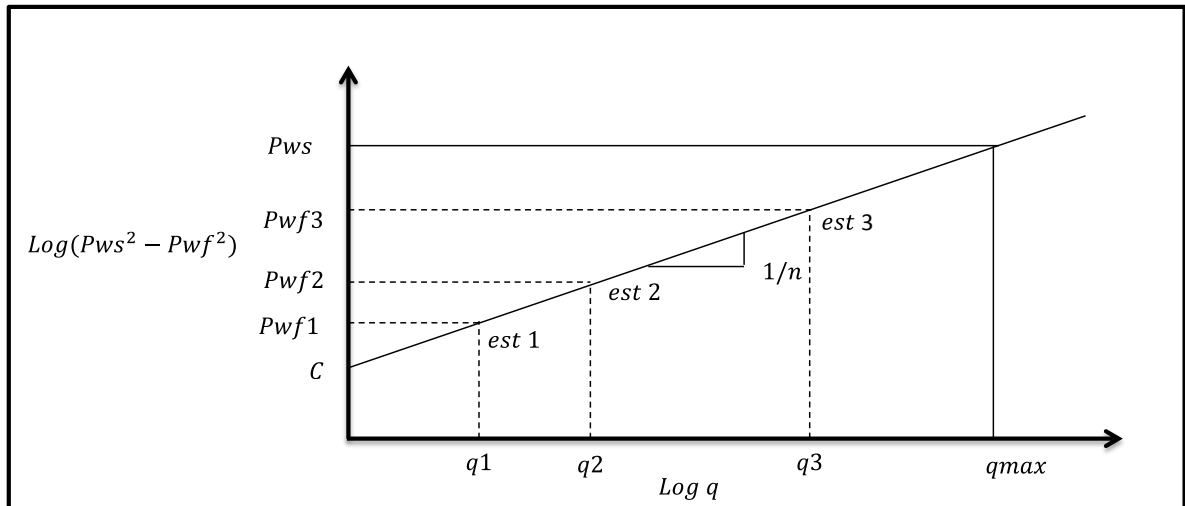
En escala log – log se grafican los valores de presión contra gasto, obteniendo una línea recta. El valor de C es la ordenada al origen y el valor de 1/n es la pendiente de dicha recta. El potencial del pozo o gasto máximo teórico se obtiene

³⁰ T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos de Petróleos, Editorial Limuza México 1987.

³¹ Ibid.

interceptando el valor de la P_{ws} con la recta obtenida, para encontrar su correspondiente valor de gasto, como se observa en la figura 26.

Figura 26 Gráfica Log-Log método de Fetkovich



Fuente: Modificado por el autor de: T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

2.6.2.4 IPR según el tipo de perforaciones para pozos que producen por gas en solución. A la hora de la aplicación de análisis nodal en sistemas de producción la perforación juega un papel muy importante, así en las anteriores metodologías no se haya nombrado.

Diferentes técnicas de perforación, diferentes longitudes de las perforaciones, diferentes diámetros de pozo se tendrán en cuenta a la hora de hacer un pronóstico del comportamiento de la producción de un pozo por medio de esta técnica.

En los sistemas de análisis nodal es necesario una buena ecuación del comportamiento del flujo, por esta razón, según el artículo Zukamo y Tobing³², Blound y Glaze han desarrollado una ecuación que predice el comportamiento del flujo por medio de la perforación, para el caso de una sola fase (gas o aceite), aunque las ecuaciones no son aplicables para pozos que producen en yacimientos con gas en solución.

Según Zukamo y Tobing³³, Pérez y Kelkahan desarrollaron una ecuación que predice la caída de presión a través de las perforaciones para un flujo multifásico. En la aplicación de esta ecuación es necesario conocer la permeabilidad relativa de la zona de interés, el número de perforaciones que tendrá el pozo, el tamaño de las perforaciones, la longitud, la viscosidad, factor volumétrico del crudo que se produce en esta zona y la presión de formación. Para propósitos prácticos Pérez y Kelkar combinaron su método con otro para de esta forma poder conocer los valores de permeabilidad relativa del aceite y la presión de la zona de interés.

Las metodologías descritas no tuvieron en cuenta el efecto de la zona de perforados del pozo para observar el comportamiento de la producción, es por esta razón que Pérez y Kelkar plantearon su metodología basada principalmente en esta operación. Esta expresión está basada principalmente en modelos matemáticos, numéricos y además por la corrida de un simulador en donde se modela un solo pozo en donde coexisten dos fases.

En la corrida del simulador se supuso que en la zona cercana al pozo el efecto del daño era insignificante, el modelo fue corrido para un gran rango de propiedades de yacimiento, técnicas de perforación y tamaños de perforaciones, para de esta manera obtener la relación entre la rata de flujo de aceite y la presión de fondo fluyendo a cierta presión de yacimiento.

³² ZUKAMO. P, Tobing Edward, "inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive", SPE 29312, Año 1995.

³³ Ibid.

La ecuación de Vogel³⁴ fue utilizada como un punto de partida para representar la ecuación general del modelo

2.6.2.5 Desarrollo del modelo. El modelo matemático que representa la productividad de un pozo de petróleo con gas en solución, consiste de modelos matemáticos tanto para el flujo de gas como para el del aceite entre el yacimiento y la cara de la arena.

Las características que tenía el modelo matemático eran que podía modelar un flujo trifásico y radial para un pozo que producía aceite con gas en solución, el modelo fue validado para una fase (oil), dos fases (gas, aceite) y tres fases (aceite, agua y gas), por la comparación de la relación de pendientes entre la caída de presión del wellbore y el tiempo dimensional. La gráfica de este modelo produjo una línea con una pendiente de 1.151 en un periodo de tiempo temprano.

Zukamo y Tobing³⁵ muestran en su artículo que Wiggins desarrollo el modelo trifásico con resultados muy cerrados comparados con el modelo presentado. Usando el modelo de Wiggins la distribución de la presión y de la saturación a lo largo del yacimiento a cierta rata de producción podían ser calculadas.

Un pozo perforado penetra la formación y cada una de las perforaciones penetra la formación con una longitud L_p , medida a partir de la cara de la arena.

La perforación en la formación produce en hueco de radio r_p , además de que la penetración de las perforaciones en la zona de interés producen un agujero de radio r_c medido desde el centro de las perforaciones. Se asume que la entrada de todas las perforaciones en la zona de interés tiene un radio semejante.

³⁴ VOGEL, Op.cit. SPE 1476.

³⁵ ZUKAMO, Op.cit. SPE 29312.

Pérez y Kelkar basaron el desarrollo de su modelo de acuerdo a las siguientes suposiciones:

- El flujo está en estado estable y es isotérmico
- El flujo es perpendicular a la longitud de las perforaciones
- El gas y el aceite fluyen simultáneamente por las perforaciones
- La tasa de flujo a través de cada perforación es la misma e igual a la suma total del caudal dividido por el número de perforaciones.
- La presión fuera de los límites de la zona de interés se asume constante.
- La permeabilidad relativa de la zona de interés es función de la saturación
- Los efectos gravitacionales y capilares son despreciables.

Las anteriores suposiciones fueron similares a las que se utilizaron en el simulador trifásico.

Las ecuaciones diferenciales parciales para el gas y para el aceite fueron derivadas de la ley de la conservación de la masa combinando con la ecuación de Forchimmer, presentada en el artículo de Zukamo y Tobing³⁶, siendo esta ecuación la que representa el flujo turbulento en el medio poroso entre la zona de interés y la perforación. Desarrollando las ecuaciones diferenciales Pérez y Kelkar llegaron a la ecuación de pseudo caída de presión, la cual se describe a continuación:

$$\Delta P_D = P_{PD}(P_C) - P_{PD}(P_P) \quad (Ec. 47)$$

$$\Delta P_D = \frac{L_P n_P K_P}{1695 * q_o} \int_{P_C}^{P_P} \frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} dP \quad (Ec. 48)$$

³⁶ ZUKAMO, Op.cit. SPE 29312.

Para desarrollar la caída de pseudo presión en las perforaciones (ecuación 48) se necesita la relación entre $(K_{ro}/\mu_o * B_o)$ versus la presión.

Para propósitos más simples, se asume una relación lineal, entre $(K_{ro}/\mu_o * B_o)$ versus la presión, a presión promedio podría representarse la relación de la siguiente manera:

$$\frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} = \left\{ \frac{1}{P} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} \right) \right\}_{P=\bar{p}} \quad (Ec. 49)$$

$$\Delta P_D = \frac{L_p n_p K_p}{1695 * q_o} \left\{ \frac{1}{2P} \left(\frac{K_{ro}}{\mu_o * B_o} \right) \right\}_{P=\bar{p}} (P_c^2 - P_p^2) \quad (Ec. 50)$$

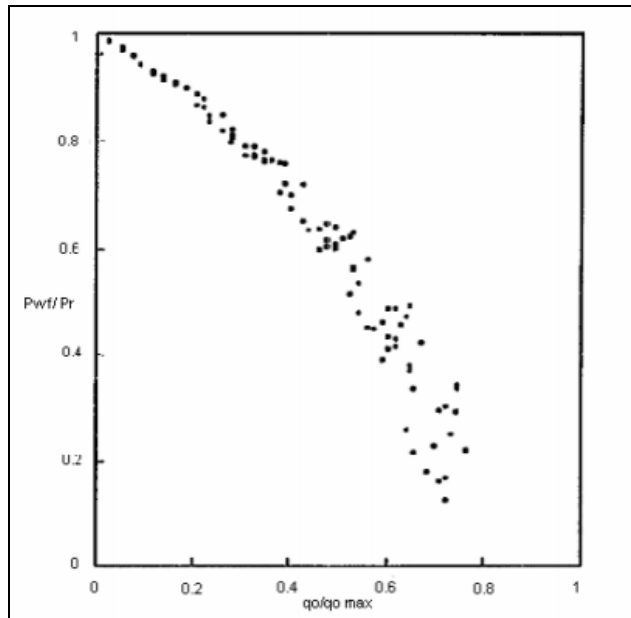
2.6.2.6 Desarrollo de la ecuación de Pérez y Kelkar. El modelo matemático fue corrido en un amplio rango de valores de propiedades de roca y de fluido, también para diferentes tamaños de yacimientos y perforaciones.

Aplicando la ecuación de Pérez y Kelkar para cierto diámetro, longitud y numero de perforaciones se puede determinar la caída de presión a través de ellas, luego la presión de fondo fluyendo se puede obtener a partir de la diferencia entre la presión en la cara de la arena y la caída de presión en las perforaciones.

Vogel se aplica entonces para encontrar la relación entre la presión y el caudal de aceite en donde al graficar la relación de $q_o/q_{o\max}$ versus la relación de presiones P_{wf}/P_r para cierto rango de datos, sería posible obtener el IPR.

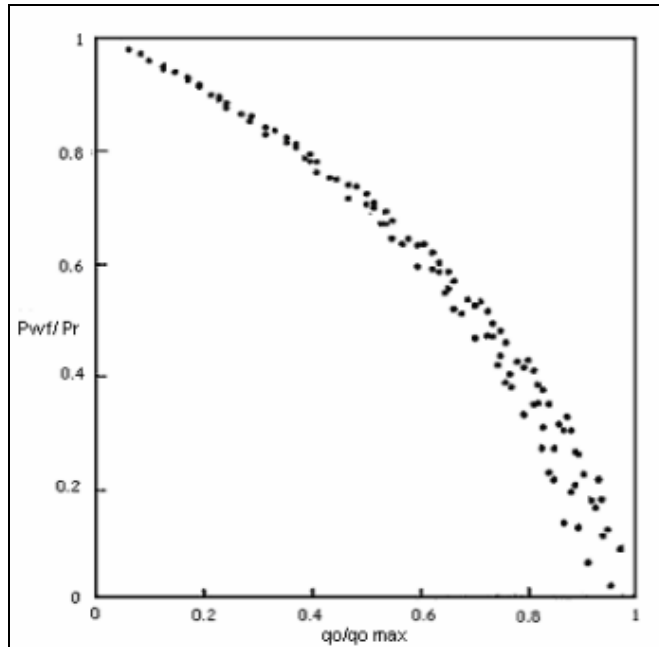
En este caso el q_{\max} es el flujo a condiciones de hueco abierto sin perforaciones. Las figuras 27 y 28 representan las curvas de IPR para $r_p < 0.3$ y $r_p > 0.19$ para perforación overbalance y perforación underbalance respectivamente.

Figura27. Curva IPR Perforación Overbalanced



Fuente: Zukamo P; Tobing Edward, "Inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive

Figura 28. Curva IPR perforation Underbalanced



Fuente: Zukamo P; Tobing Edward, "Inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive

Basados en los resultados de los estudios realizados por Pérez y Kelkar, se pudo concluir lo siguiente:

Para una densidad mayor a 12 tiros por pie, la caída de presión es despreciable y el pozo podría comportarse como si fuera hueco abierto.

Para el rango de longitud de perforaciones entre 3 y 13 in, el efecto de las perforaciones es despreciable.

La curva IPR obtenida del modelo fue realizada basada en las técnicas de perforación y radios de perforaciones.

Un análisis de regresión para los datos corridos en el simulador arrojó la curva que representa el modelo propuesto por Pérez y Kelkar para el IPR.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad (Ec. 51)$$

Donde a_0 , a_1 y a_2 son las constantes las cuales dependen de las técnicas de perforación y los radios de las perforaciones.

q_{\max} = máxima producción de aceite sin perforaciones.

Finalmente para esta metodología se puede decir que tomando el dato de una sola presión y varios datos de pruebas de producción, se puede desarrollar la curva IPR para un pozo que produce aceite con gas en solución aplicando la ecuación anteriormente planteada.

2.6.2.7 Modelo de Mohammed Elias, Ahamed el Banbi, Fattah y El Sayed Amhed³⁷. En este trabajo los autores obtienen una nueva forma para la función de movilidad del aceite a diferentes valores de presión de yacimiento, a partir de un estudio de simulación. Esta nueva correlación fue obtenida usando 47 casos de campos y adicionalmente diversas pruebas de simulación.

Este nuevo modelo de IPR es sencillo de aplicar y cubre un amplio rango de parámetros de yacimiento para su aplicación y requiere de un solo punto de presión – caudal conocido.

A continuación se presenta la metodología de aplicación:

Para presión de yacimiento < 1600 psi usar:

³⁷ ELIAS, Mohammed y colaboradores, New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs, SPE 124041, 2009

$$\alpha = \frac{1}{-0.981 * P - 152.585} \quad (Ec. 52)$$

Donde P = Presión de yacimiento

Luego se calcula la $q_{o\max}$:

$$q_o = q_{o\max} * \frac{\left[\frac{\ln(\alpha * P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha * P + 1)} \right] Bbl}{dia} \quad (Ec. 53)$$

$$q_o / \left[\frac{\ln(\alpha * P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha * P + 1)} \right] = q_{o\max} \quad (Ec. 54)$$

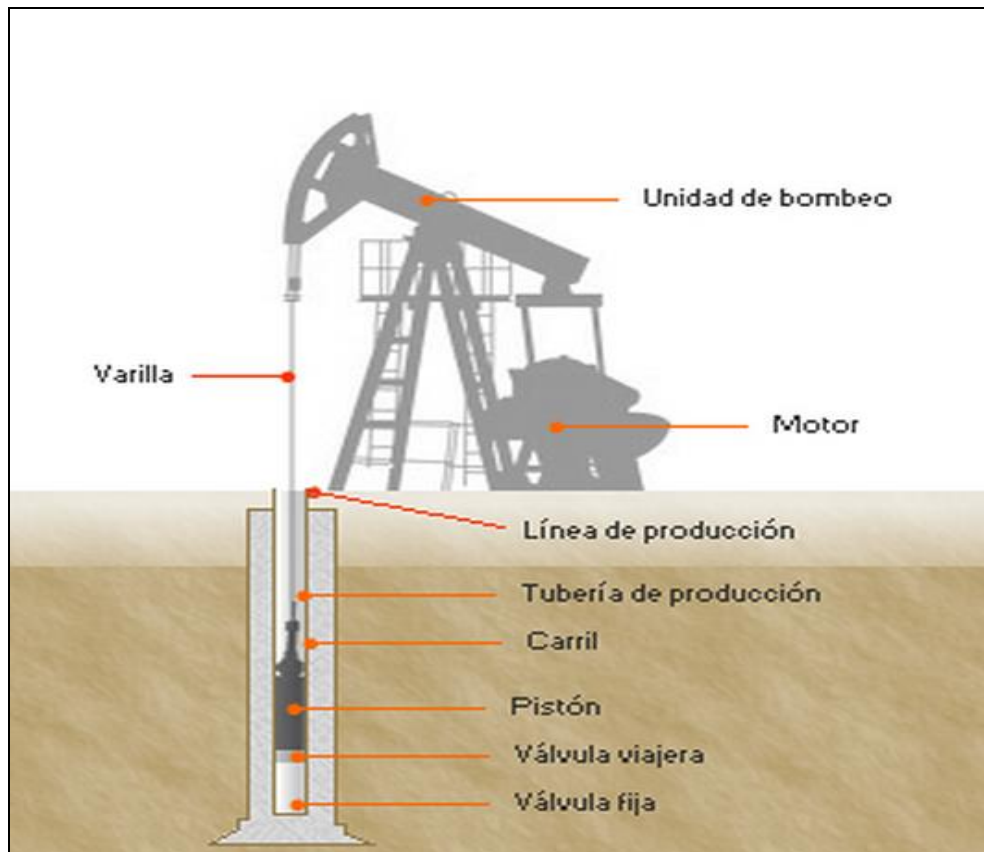
Finalmente usando la misma ecuación y para diferentes Pwf supuestos, se calcula el respectivo caudal obteniendo la gráfica del IPR:

3. BOMBEO MECÁNICO³⁸

El Bombeo mecánico es el método del levantamiento artificial más común. Es usualmente el más económico y el sistema más fácil de mantener cuando es diseñado y operado apropiadamente.

El sistema está compuesto de dos sistemas, el sistema de superficie y el sistema de subsuelo. Para efectos de esta investigación el fundamento teórico se enfoca en el sistema de subsuelo.

Figura 29. Sistema de bombeo mecánico



Fuente: Galp Energy página web

³⁸ John G. Svinos, Tetha Enterprise Optimización de Bombeo mecánico

3.1. SARTA DE VARILLAS.

La sarta de varillas conecta la bomba de fondo con la barra pulida o lisa. La función principal es transmitir el movimiento oscilatorio de la barra lisa a la bomba. Esto proporciona la potencia necesaria por la bomba para producir hidrocarburo. La resistencia, vida útil y fuerzas friccionales de la sarta de varillas tiene un impacto significativo en la economía de un pozo.

Las varillas de succión son hechas de acero o fibra de vidrio. La mayoría de ellas son fabricadas 100% en acero. Sartas parcialmente acero y fibra de vidrio son también comunes en muchos campos petroleros. Estas son principalmente utilizadas en localizaciones con problemas de corrosión, para reducir cargas en la unidad de bombeo, para evitar la compra de unidades excesivamente grandes o para incrementar la tasa de producción.

Varillas de acero son fabricadas en longitudes de 25 o 30 pies. Varillas de fibra de vidrio son construidas en longitudes de 25, 30 o 37,5 pies, pero el tamaño más común es 37.5 pies. Esto reduce el número de acoples haciendo la sarta tan ligera como sea posible. El rango del diámetro de varillas de acero va de 0.5 plg hasta 1.25 plg, para las de fibra de vidrio se encuentran rangos desde 0.75 plg hasta 1.5 plg.

Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta se diseña usualmente de forma combinada. Diámetros mayores de varillas son colocados en el tope y más pequeños en la base.

3.2. SARTA DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El fluido se produce a través del anular tubería-varillas hasta la superficie. Cuando la tubería está anclada al anular, esta tiene un efecto de vibración menor del sistema en la mayoría de los casos. Si la tubería no está anclada entonces podría afectar las cargas sobre las varillas y el desplazamiento de la bomba debido a su estiramiento. Algunos problemas que pueden afectar el comportamiento del sistema incluyen:

1. Restricciones de flujo debido a parafinas y escamas.
2. Pozos desviados que incrementan la fricción entre varillas y tubería.
3. Tubería que es demasiado pequeña para la tasa de producción.

Todos estos problemas resultan en cargas más altas en todos los componentes del sistema. También, fugas en tubería pueden disminuir significativamente la eficiencia del sistema si no es detectada y corregida a tiempo.

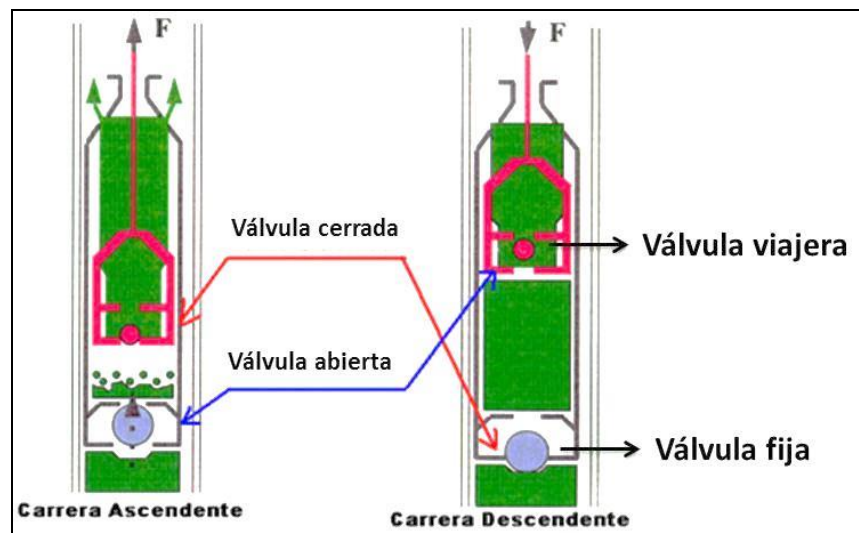
3.3. BOMBAS DE SUBSUELO.

La bomba de succión inserta es un arreglo pistón-barril. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de varillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor.

3.3.1. Acción de las Válvulas. Para entender cómo trabaja la bomba hay que darle un vistazo a la acción de las válvulas, asumiendo que la bomba está llena con líquido incompresible tal como petróleo muerto o agua. La Figura 30 muestra cómo se comportan las válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo.

Figura 30. Bomba de subsuelo BM



Fuente: Autor

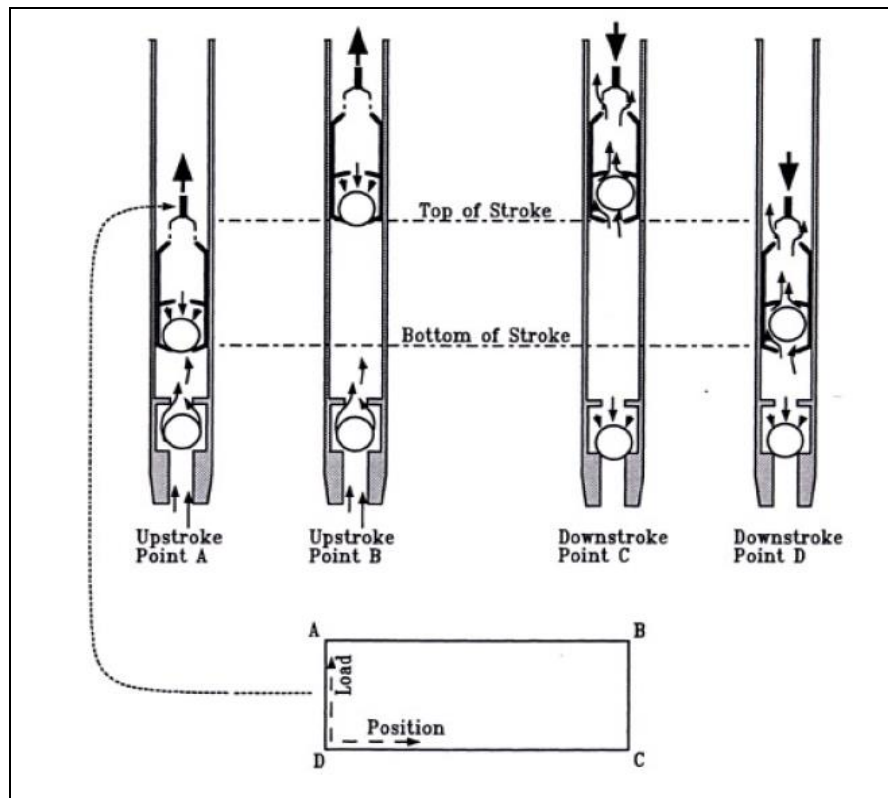
- a) Carrera Ascendente: en la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba.
- b) Carrera Descendente: en la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite.

- c) Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible. Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería.

3.3.2 Cargas de Fluido. La acción de las válvulas es también importante para entender como las cargas de fluido son aplicadas al pistón de la bomba y la sarta de varilla. Esto es necesario para entender la carga sobre las varillas, forma de la carta dinográfica y comportamiento de las cabillas de succión.

- a) Carrera ascendente: al comienzo de la carrera ascendente, la válvula viajera cierra (punto A de la Figura 31). A este punto la válvula viajera levanta las cargas del fluido. Estas cargas permanecen constantes durante el recorrido ascendente (del punto A hasta B).
- b) Carrera descendente: en la carrera descendente, cuando el pistón comienza el movimiento hacia abajo, la válvula viajera abre (punto C). En este punto la válvula viajera se libera de la carga de fluido y la presión del mismo se transfiere a la tubería a través de la válvula fija. Por lo tanto, la válvula viajera no lleva la carga de fluido durante la carrera descendente (desde el punto C al D).
- c) Las diferencias de carga entre los puntos A y D (o B y C) son las cargas del fluido en el pistón. De acuerdo a la Figura 31 las cargas de fluido son transferidas instantáneamente desde D hasta A y desde B hasta C. Esto es verdad solo al asumir incompresibilidad del fluido y bomba llena. Algunas veces tal como cuando pozos con alta producción de gas son bombeados, la transferencia de cargas de fluido no son instantáneas. La tasa de levantamiento de carga depende de la integridad de la bomba, el tipo de fluido bombeado, espaciamiento de la bomba, y si la tubería está o no anclada.

Figura 31. Movimiento de las válvulas carrera ascendente - descendente



Fuente: John G. Svinos, Tetha Enterprise Optimización de Bombeo mecánico

4. METODOLOGÍA DE SOLUCIÓN

En este capítulo se presenta la metodología empleada para la toma e interpretación de la prueba de presión en un pozo Colombiano con bombeo mecánico implementando la herramienta que acopla la memoria registradora de presión a la bomba de subsuelo.

4.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.

El análisis de pruebas de presión es el método primario para determinar permeabilidad, factor de daño, presión de yacimiento, longitud y conductividad de fractura, heterogeneidad del yacimiento, entre otros. Además, las pruebas de presión son el método más rápido y más barato para estimar variables dependientes del tiempo como el factor de daño y la permeabilidad en yacimientos sensibles al esfuerzo.

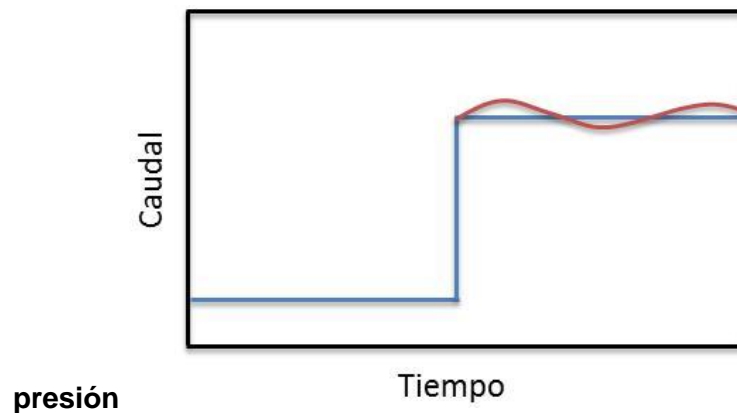
Actualmente existen tecnologías para la toma de pruebas de presión que monitorean el pozo continuamente, pero esto requiere dejar los sensores en el completamiento y además implica altos costos. Muchas empresas requieren continuar con los procedimientos tradicionales como es bajar los registradores de presión con cable o sentados en la tubería, en la mayoría de los casos cualquiera de los dos requiere un equipo de workover con el cual puedan cambiar el completamiento de producción por un completamiento punta abierta por donde puedan bajar la sarta de registros, o sentar la memoria.

Además de esto, cuando se requiere realizar estos trabajos en pozos con altas presiones en fondo, es necesario bombear un fluido de control que en algunos

casos busca matar el pozo para continuar con el procedimiento. Este fluido ajeno al producido por él, puede afectar el cálculo del almacenamiento y de presión de fondo fluyendo.

Para realizar una prueba de descenso de presión, se requiere cerrar el pozo para alcanzar una estabilización de la presión del yacimiento, bajar la herramienta y finalmente abrir el pozo para registrar presiones de fondo fluyendo a una tasa constante.

Figura 32. Caudal vs tiempo prueba de descenso de

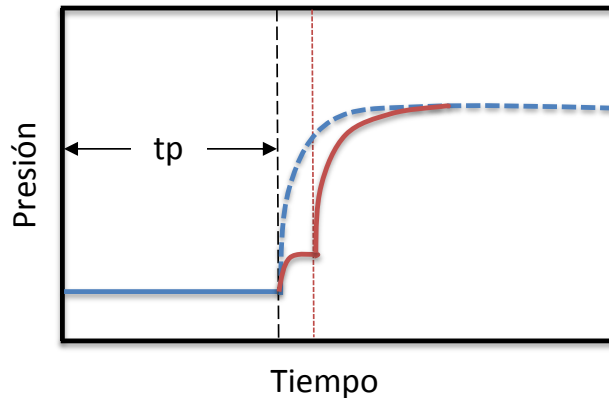


Fuente: Modificado por el Autor, tomado de: Fredy Escobar Análisis Moderno de Presiones

Mantener el pozo chocado para registrar presiones a una tasa constante es difícil de lograr, en un procedimiento convencional se obtiene un comportamiento como se muestra con la línea roja. Teóricamente se asume que se obtiene una línea estabilizada como la línea azul.

Para realizar una prueba de ascenso de presión, se requiere estabilizar el pozo a una tasa de producción q , registrar la P_{wf} un instante antes del cierre y cerrar el pozo por un tiempo estimado y registrar presiones.

Figura 33. Presión vs tiempo prueba de ascenso de presión



Fuente: Modificado por el Autor, tomado de: Fredy Escobar Análisis Moderno de Presiones

En este caso, con los métodos convencionales (línea roja) no es posible obtener una P_{wf} real, debido a que el yacimiento aporta fluidos al pozo que se traducen en columna hidrostática la cual incrementa la “ P_{wf} ” y es registrada con la memoria antes de iniciar el cierre.

Además realizar una prueba de presión implica costos y tiempos operacionales, debido a que es necesario realizar algunas actividades tales como:

- Cerrar el pozo por un periodo
- Cambiar el completamiento para realizar la prueba
- Equipo de Workover para realizar el trabajo
- Unidad de slickline para bajar la herramienta de registro de presión

En algunas investigaciones³⁹ se ha propuesto completamientos con válvulas temporizadas de cierre en fondo que cierran y registran automáticamente, pero estas tienen un costo elevado en el mercado y deben mantenerse dentro del pozo.

³⁹ SPE Reservoir Testing Using a Down Hole Shut-In Tool – Paper Halliburton 1992

Otra alternativa es el registro de presiones desde superficie por medio del Echometer, sin embargo éste se encuentra limitado al estado mecánico del pozo (sin ancla de tubería) y es un método con un porcentaje de error más alto que el de los registradores de fondo.

4.2. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN.

Para implementar la herramienta que acopla la memoria a la bomba de subsuelo y realizar la prueba de ascenso de presión, se deben cumplir una serie de requerimientos que se presentan a continuación en la siguiente metodología de selección del pozo y aplicación:

4.2.1. Paso 1: Parámetros de producción. Para seleccionar el pozo candidato es necesario analizar los parámetros de producción, ya que el pozo debe estar produciendo para poder hacer el cierre característico de una prueba de restauración de presión, algunos de estos son:

- **Pozo productor activo:** Para una prueba de ascenso de presión es necesario que el pozo se encuentre produciendo.
- **Caudal:** Para realizar el diseño de la prueba y para la estabilización antes del cierre del pozo es necesario conocer previamente la producción diaria del pozo y el tiempo de producción.

4.2.2 Paso 2: parámetros de yacimiento. Se requiere conocer los parámetros de yacimiento tales como: Bloque, zona productora, formación, propiedades PVT, del fluido y petrofísica de cada pozo, además se debe tener en cuenta pruebas de presión realizadas anteriormente en el campo y por lo menos una prueba de presión realizada el último año para realizar la comparación de la investigación.

- **Zona y formación productora:** Es muy importante escoger un pozo que produzca por una sola zona y una única formación para que se obtengan datos representativos de la prueba.
- **Propiedades petrofísicas:** Es un factor determinante para la metodología desarrollada ya que se debe contar con la mayor cantidad de información petrofísica del pozo candidato para garantizar el buen diseño e interpretación de la prueba.
- **Pruebas PVT:** Contar con información de los fluidos, es un parámetro clave a la hora de seleccionar el pozo al que se le va a realizar la prueba.
- **Pruebas de presión realizadas:** Es importante tener pruebas anteriores del campo, y para realizar la investigación se requiere una prueba de por lo menos el último año para comparar con los datos a obtener de la prueba de presión tomada con la técnica propuesta. Teniendo en cuenta esto, se seleccionará un pozo que tenga estudio previo de presiones y que cumpla con los parámetros de producción y yacimientos descritos anteriormente.

4.2.3 Paso 3: parámetros de operación. Se requiere un pozo con bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial.

Para garantizar el éxito de la prueba también se deben tener cuenta los siguientes parámetros:

- **Estado Mecánico:** Uno de los parámetros más importantes para la selección del pozo es el estado mecánico, debido a que la prueba se realiza en fondo, esta requiere algunas características especiales como:
 - La niplesilla de asiento de la bomba se debe encontrar unos pies por debajo de las perforaciones, en caso de no ser así y tener suficiente bolsillo, con el equipo de workover después de sacar la sarta de varilla instalar preventoras para tubería y añadir las juntas que sean necesarias para llegar a la profundidad requerida.

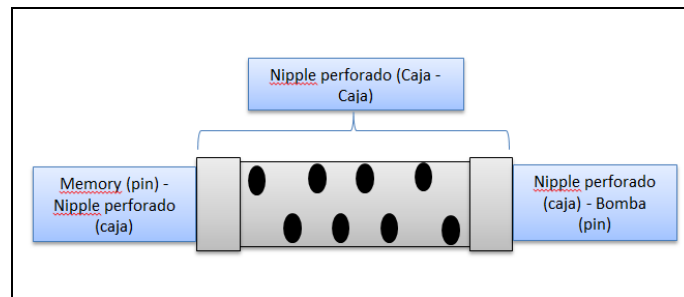
- Por debajo de la nipplesilla de asiento de la bomba se debe encontrar la tubería libre. En caso de tener una bomba con anclaje abajo, se debe tener la longitud mínima de tubería libre que resulta de la suma de la longitud de la memoria más la nipplesilla perforada (ver diseño en el paso 3). Si la bomba tiene anclaje arriba se requiere la longitud mínima que resulta de la suma de la longitud de la memoria más la nipplesilla perforada más la longitud de la bomba.
 - Se requiere que el pozo tenga suficiente bolsillo en caso de ser productor de arena para evitar una pega.
- **Configuración del cabezal de pozo:** Con el fin de evaluar la confiabilidad de los datos de presión de fondo, se propone realizar la toma de presiones de fondo fluyendo simultáneamente con el equipo TWM Analizador de Pozo, para esto se debe determinar si es necesario un tubo de extensión en la válvula del anular del pozo donde se instalará la pistola a gas o para descartar el pozo por completo en el caso en el que el diseño del cabezal de pozo no permita instalar la pistola a gas en la válvula del anular. La conexión del tubo de extensión en el cabezal ocasiona una disminución en la energía acústica del disparo, por este motivo se debe seleccionar un pozo que tenga las condiciones óptimas para conectar la pistola al anular sin la necesidad de adaptar un tubo de extensión.
 - **Válvula de casing:** Verificar que en la cabeza de pozo se encuentre instalada una válvula de revestimiento, ya que se requiere impedir el paso del fluido para poder realizar la conexión de la pistola a gas con el cabezal de pozo.
 - **Presencia de gas:** Es importante que no haya fuga de gas en cabeza, debido a que el gas produce ruido, ocasionando problemas a la hora de interpretar la prueba.

- **Medición de la presión en cabeza de pozo:** Es necesario conocer la presión en cabeza previamente a la inicialización del Build-up, debido a que esta información es requerida como punto de referencia y de partida, por tal motivo el pozo seleccionado debe contar con un manómetro en cabeza.

4.2.4 Paso 4: Diseño de la nipplesilla perforada. Para realizar el diseño de la nipplesilla perforada o acople se debe tener en cuenta:

- El completamiento del pozo estudio, basando el diseño en las condiciones de producción, manteniendo el mismo flujo de entrada a la bomba con las perforaciones de la nipplesilla.
- Verificar que el máximo “OD” de la memoria y la nipplesilla perforada pueda pasar por dentro de la nipplesilla de asentamiento de la bomba, ver Figura 34.
- Las conexiones de la nipplesilla deben ser acordes a la conexión de la bomba de subsuelo y de la memoria registradora de presión como se observa en la figura 34.

Figura 34. Diagrama Memoria conectada a la bomba mediante nipple perforado.



Fuente: Autor

4.2.5 Paso 5: Arme de BHA y realización de la prueba: Cuando los anteriores pasos han sido completados exitosamente, y después de establecer el tiempo necesario para el cierre, se procede a armar el BHA de la memoria acoplada a la

bomba de subsuelo mediante la nipplesilla perforada, poner el pozo a producir hasta retirar los fluidos de control y realizar el cierre en superficie.

Al finalizar el tiempo estipulado, se da por terminada la prueba, se realiza el procedimiento para retirar la memoria acoplada a la bomba, descargar e interpretar la información obtenida.

5. DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA HERRAMIENTA DE ACOPLE.

Previo al desarrollo del diseño de la herramienta de acople y a la realización de la prueba de presión se debe realizar el estudio de la información disponible como se presentó en la metodología mostrada en el capítulo anterior

5.1. PARÁMETROS DE YACIMIENTOS Y PRODUCCIÓN.

5.1.1. Parámetros del yacimiento: Las propiedades de yacimiento y del pozo registradas en la tabla 2, fueron suministradas por la empresa Operadora.

Tabla 2. Propiedades del yacimiento y del pozo.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Porosidad	16	%
Compresibilidad total	6.0654e-4	Psi -1
Compresibilidad de la formación	3.9013e-6	Psi -1
Compresibilidad del aceite	6.6900e-4	Psi -1
Compresibilidad del Agua	2.9400e-6	Psi -1
Compresibilidad del gas	1.9792e-3	Psi -1
Temperatura de la zona de interés	125	(deg F)
Presión de la zona de interés	800	Psi
Presión de burbuja	1635	Psi
Espesor neto	48	Ft
Radio del pozo	0.35	Ft
Área de drenaje	12	Acres
Tope del intervalo perforado	2211	Ft
Base del intervalo perforado	2259	Ft

Fuente: Empresa operadora

5.1.2. Viscosidades de los fluidos. Las viscosidades de los fluidos registradas en la tabla 3, fueron suministradas por la empresa Operadora.

Tabla 3. Viscosidades de los fluidos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Crudo	11.365	Cp
Agua	0.721	Cp
Gas	0.012	Cp

Fuente: Empresa operadora

5.1.3. Densidades de los fluidos. Las densidades de los fluidos registradas en la tabla 4, fueron suministradas por la empresa Operadora.

Tabla 4. Densidades de los fluidos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDADES
Crudo	53	Lb/ft ³
Agua	63	Lb/ft ³
Gas	1.84	Lb/ft ³

Fuente: Empresa operadora

5.1.4. Factores volumétricos de formación. Los factores volumétricos registrados en la tabla 5, fueron suministrados por la empresa Operadora.

Tabla 5. Factores volumétricos de formación.

FACTOR	VALOR	UNIDADES
Crudo	1.153	RB/STB
Agua	1.004	RB/STB
Gas	0.02696	Ft3/SCF

Fuente: Empresa operadora

5.1.5. Datos de producción. Los datos de producción de crudo, gas y agua registrados en la tabla 6, fueron suministrados por la empresa Operadora.

Tabla 6. Datos de Producción.

FACTOR	VALOR	UNIDADES
Crudo	15	BBL/D
Agua	0	BBL/D
Gas	10	MSCF

Fuente: Empresa operadora

5.1.6. Historia de producción. Los datos de historia de producción de crudo, registrados en la tabla 7 y 8, fueron suministrados por la empresa Operadora.

Para efectos de entendimiento se denomina PBU 1 la prueba de presión realizada convencionalmente y PBU 2 la prueba de presión realizada implementando la herramienta de acople.

Debido a que las dos pruebas se realizaron en intervalos de tiempos diferentes, a continuación se presenta una tabla con la información para cada una de las pruebas.

Tabla 7. Historia de Producción para PBU 1.

FACTOR	VALOR	UNIDADES
Np	2100	BBL total
Prod. Aceite	15	BBL/D
tp	140	Días
tp	3360	horas

Fuente: Empresa operadora

Tabla 8. Historia de Producción para PBU 2.

FACTOR	VALOR	UNIDADES
Np	4575	BBL total
Prod. Aceite	15	BBL/D
tp	305	Días
tp	7320	horas

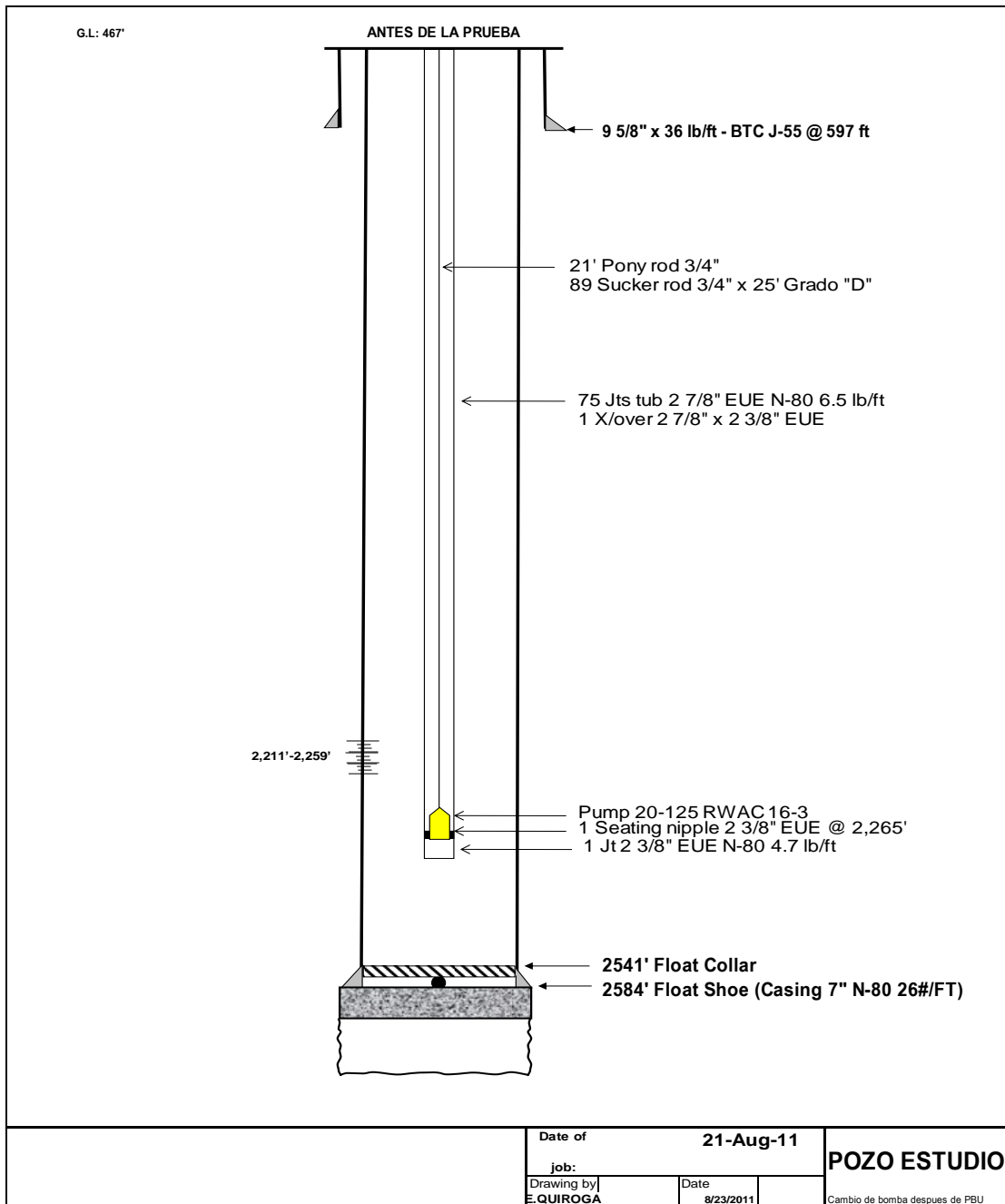
Fuente: Empresa operadora

5.2. PARÁMETROS DE OPERACIÓN

A continuación se presenta el estado mecánico del pozo estudio, adicionalmente se verificaron las condiciones en cabeza de pozo para confirmar que cumple con los requerimientos de la prueba, con esto se completa la información requerida para el estudio y diseño de la prueba:

5.2.1. Estado mecánico del pozo estudio. El estado mecánico fue suministrado por la empresa Operadora, este es el completamiento del pozo antes de realizar el PBU 2 o prueba estudio.

Figura 35. Estado mecánico del pozo propuesto



Fuente: Autor

Especificaciones de la memoria y bomba de subsuelo: El tipo de conexión, diámetros y longitudes fueron medidas directamente en campo, las especificaciones de la conexión a la bomba no son importantes cuando es la

misma del completamiento original, donde de antemano se conoce que se acopla a la nipplesilla de asentamiento y al completamiento del pozo.

Tabla 9. Especificaciones conexiones

Tipo de conexión memoria:	Pin
Tipo de conexión bomba de subsuelo	Box
Máximo diámetro externo memoria:	1.2 in
Longitud memoria:	22 in

Fuente: Autor

Después de obtener la información y aplicar la metodología presentada en el capítulo anterior donde se presentan los requerimientos para realizar la prueba de presión propuesta, se observa cumplen con las condiciones de yacimiento, producción y operacionales.

5.3. DISEÑO Y PROTOTIPO DE LA HERRAMIENTA QUE ACOPLA LA BOMBA DE SUBSUELO A LA MEMORIA REGISTRADORA

5.3.1 Diseño de la herramienta de acople. El diseño de la herramienta de acople debe cumplir con las especificaciones antes mencionadas, teniendo en cuenta que debe conservar el área libre de succión a la entrada a la bomba requerido para extraer el volumen de fluidos producido por el pozo.

El fluido debe pasar inicialmente por lo perforados del acople, luego por el diámetro interno de este y finalmente por el diámetro del pistón de la bomba. Por lo tanto el área de flujo de las perforaciones y diámetro interno del acople deben ser mayor o igual que el área requerido para la succión de los fluidos producidos y menor o igual al área de succión de la bomba (capacidad máxima).

El caudal promedio del pozo es de 15 BFPD, para efectos de cálculo se tomara 20 BFPD como factor de seguridad.

Basados en el diámetro del pistón de la bomba (1.25) del completamiento actual y usando la ecuación de desplazamiento las condiciones de la unidad de bombeo son:

Longitud de la carrera de fondo = 42 in

Strokes por minuto = 4 - 12 spm, para el cálculo se tomaran 4 spm como mínimo.

El área mínima de succión se calcula a partir del volumen de desplazamiento requerido mencionado anteriormente:

Usando la ecuación de desplazamiento de las bombas de subsuelo de bombeo mecánico

$$Pd = 0.1166 * Dp^2 * sp * spm \quad (Ec.55)$$

Donde:

Pd es el desplazamiento de la bomba en BFPD

Dp es el diámetro del pistón en pulgadas

Sp es la longitud de la carrera de fondo en pulgadas

Spm son los strokes por minuto de la unidad de bombeo

$$20 \text{ BFPD} = 0.1166 * Dp^2 * 42 * 4$$

$$Dp_{\min}^2 = 1.020 \text{ in}^2$$

$$D_{pmin} = 1.010 \text{ in}$$

$$r_{pmin} = 0.50 \text{ in}$$

Por lo tanto el área de succión mínima es:

$$A_{min. succion} = \pi r^2 \quad (Ec. 56)$$

$$A_{min. succion} = \pi * 0.80^2$$

$$A_{min. succion} = 0.80 \text{ in}^2$$

El área de succión de la bomba de subsuelo con que se encuentra completado el pozo se calcula mediante el diámetro interno de la bomba:

$$A_{succionbomba} = \pi r^2 \quad (Ec. 57)$$

Donde $r = D/2$

$$D = 1.25 \text{ in}$$

$$A_{succionbomba} = \pi * 0.625^2$$

$$A_{succionbomba} = 1.227 \text{ in}^2$$

Debido a que ya se tuvo en cuenta un factor de seguridad considerable en los cálculos anteriores donde se determinó el área mínima de succión, y manteniendo la condición:

$$A_{\text{min. succion}} < A_{\text{perforaciones}} < A_{\text{succion bomba}} \quad (\text{Ec. 58})$$

Se propone un área de perforaciones de 0.9 in^2 donde:

$$0.8 \text{ in}^2 < 0.9 \text{ in}^2 < 1.23 \text{ in}^2$$

Para conservar la integridad del acople y evitar cualquier fractura o rompimiento de este, se recomienda realizar las perforaciones de $\frac{1}{4}$ in de diámetro, cada pareja de perforados a la misma altura y ubicada a 180 grados respecto una de la otra, y la siguiente pareja ubicada a 90 grados de la pareja anterior y como se muestra en la figura 36, cada perforación tendrá por lo tanto un área de:

$$A_{\text{orificio}} = \pi * 0.125^2 \quad (\text{Ec. 59})$$

$$A_{\text{orificio}} = 0.04908 \text{ in}^2$$

Entonces el número de orificios requerido para conservar el área de perforaciones propuesto anteriormente es:

$$\# \text{ de orificios} = \frac{A_{\text{perforaciones}}}{A_{\text{orificio}}} \quad (\text{Ec. 60})$$

$$\# \text{ de orificios} = \frac{0.9 \text{ in}^2}{0.04908 \text{ in}^2}$$

$$\# \text{ de orificios} = 16.33$$

Se proponen 16 orificios, debido a que se realizaran en pares y ya anteriormente se tuvo en cuenta un factor de seguridad en cálculo para asegurar que el área se mantenga en caso de taponamiento de uno de estos orificios.

Finalmente se verifica el diámetro interno del acople, este diámetro interno debe ser mayor o igual al diámetro interno mínimo requerido y menor o igual que el diámetro del pistón:

$$D_{pmin} < ID_{acople} < D_{piston} \quad (Ec. 61)$$

$$1.01 \text{ in} < ID_{acople} < 1.25 \text{ in}$$

Se propone un diámetro interno del acople de 1.1 in el cual corresponde a un área de 0.95 in² y se propone una longitud de la herramienta de 1 ft dando un espacio longitudinal entre perforación y perforación de aproximadamente 1.25 in.

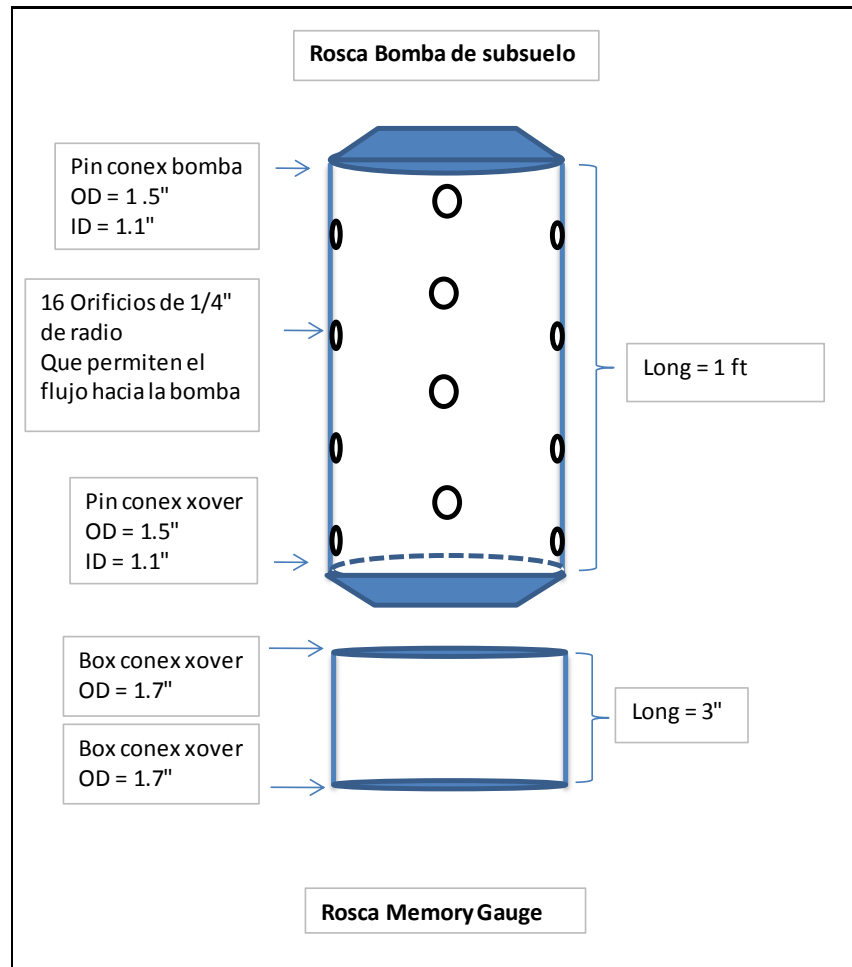
Tabla 10. Áreas y diámetros del niple de asentamiento

Tamaño de la Tubería	Diámetro del niple de asentamiento (plg)	Área de niple de asentamiento (plg ²)
Bomba Insertable		
1.9	1.46	1.674
2 3/8	1.78	2.488
2 7/8	2.28	4.083
3 1/2	2.78	6.07

Fuente: SVINOS, John G. Theta Enterprises, bombeo mecánico optimización

Se verifica el diámetro externo máximo del ensamble para asegurar que va a pasar por diámetro interno del niple de asentamiento, por el tamaño de la bomba este niple es de 2 3/8" y según la tabla anterior este diámetro interno es de 1.78", como se presenta el diseño a continuación, ningún diámetro externo es mayor a este.

Figura 36. Diseño de la herramienta de acople



Fuente: Autor

5.3.2. Prototipo de la herramienta de acople. Para poder llevar a cabo la realización del prototipo a partir del diseño anterior, fue necesario encontrar primero el tubo base que cumpliera con las especificaciones para luego realizar el maquinado de las roscas y los perforados, a continuación se presenta algunas de las imágenes del resultado final:

En la figura número 37 se observan las perforaciones para mantener el flujo a la entrada de la bomba.

Figura 37. Niplesilla perforada



Fuente: Autor

En la figura 38 de izquierda a derecha se observa el coupling de la bomba (parte inferior de la bomba), la niplesilla perforada, el adaptador de las conexiones entre la niplesilla perforada y la memoria, y finalmente la memoria registradora de presión.

Figura 38. Ensamble, coupling de la bomba de subsuelo acoplada a la memoria registradora de presión mediante la herramienta perforada construida.



Fuente: Autor

En las figuras 39 y 40 se observa que el ensamblaje realizado pasa correctamente por dentro de la niplesilla de asentamiento que va conectada a la tubería de producción.

Figura 39 y 40 Verificación de máximo OD del ensamble y mínimo ID de la niplesilla de asentamiento de la bomba.



Fuente: Autor

5.3.3. Procedimiento operacional para la implementación de la herramienta de acople – asentamiento y des-asentamiento de la bomba de subsuelo para realizar la prueba de presión. Para garantizar que la prueba Build-up se realice correctamente y que se obtengan datos representativos, se debe tener en cuenta los siguientes pasos:

1. Rig Up Equipo de varilleo

2. Registrar presiones en tubing y anular y descargar a cero psi ambas columnas. Si es necesario tener crudo limpio de la formación en locación para controlar el pozo en caso de ser requerido.
3. Retirar cabezal de la unidad bombeo, quitar conexiones de producción.
4. Realizar prueba de tubing con 500 psi en cabeza. Descargar presiones.
5. Desasentar bomba 20-125 RWAC 16-3 @ 2,256 ft y retirar polished rod, stuffing box y pumping tee.
6. Instalar preventora de varillas, sacar en triples a la torre la sarta de varillas:
 - * 21 ft de pony rods
 - * 89 Sucker rod $\frac{3}{4}$ " x 25' Grado D
7. Retirar bomba 20 125 RWAC 16-3, enviar al taller de bombas para verificar su estado y cambiar copas.
8. Realizar SFU con wireline para verificar que la memory puede pasar sin inconvenientes y registrar tope de arena.
9. Conectar bomba al nipple perforado y a la memory gauge.
10. Bajar bomba con sarta de varillas, con la misma configuración que se encontraba.
 - * 11 ft de pony rods
 - * 89 Sucker rod $\frac{3}{4}$ " x 25' Grado D

Nota: 1) Tener cuidado durante la bajada de la sarta de varillas, se recomienda hacerlo lo más despacio posible, para evitar golpear la memoria.
2) Sentar la bomba solamente con el peso de la sarta de varillas sin golpearla y verificar que la bomba haya quedado sentada.

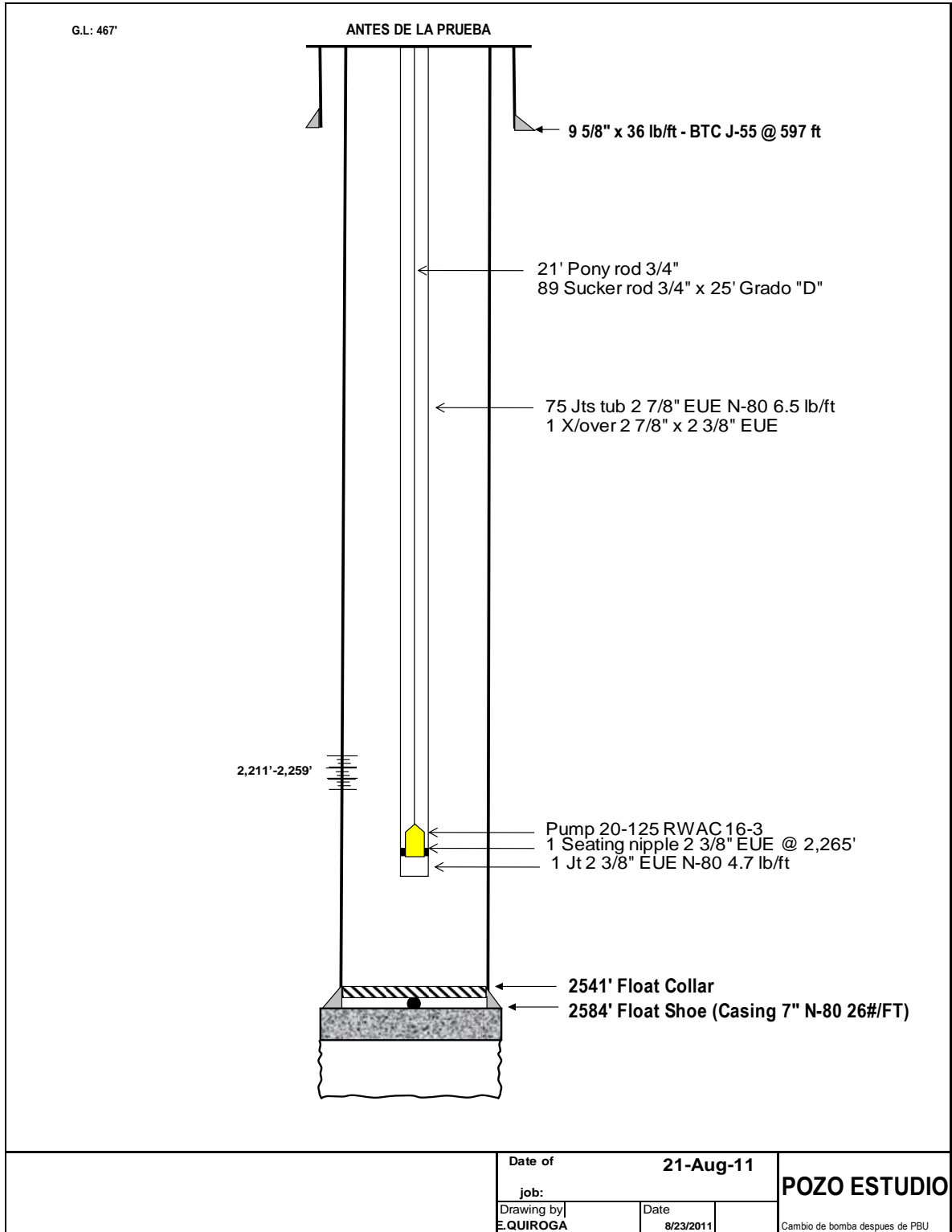
11. Retirar preventora de varillas, instalar pumping tee, stuffing box y Polished rod.
12. Espaciar bomba y dejar bomba sin golpe.
13. Instalar cabezal de la unidad de bombeo y colgar sarta de varillas a la unidad de bombeo.
14. Dejar el pozo con 12 SPM

15. Rig down
16. Poner el pozo en producción y realizar pruebas de nivel para determinar el tiempo de cambio de 12 a 4 SPM.
17. Continuar produciendo por 5 días y registrar presiones.
18. Parar el pozo y registrar presiones durante 7 días (tiempo estimado de estabilización)

Recuperación de la Memoria registradora y puesta en producción el pozo nuevamente

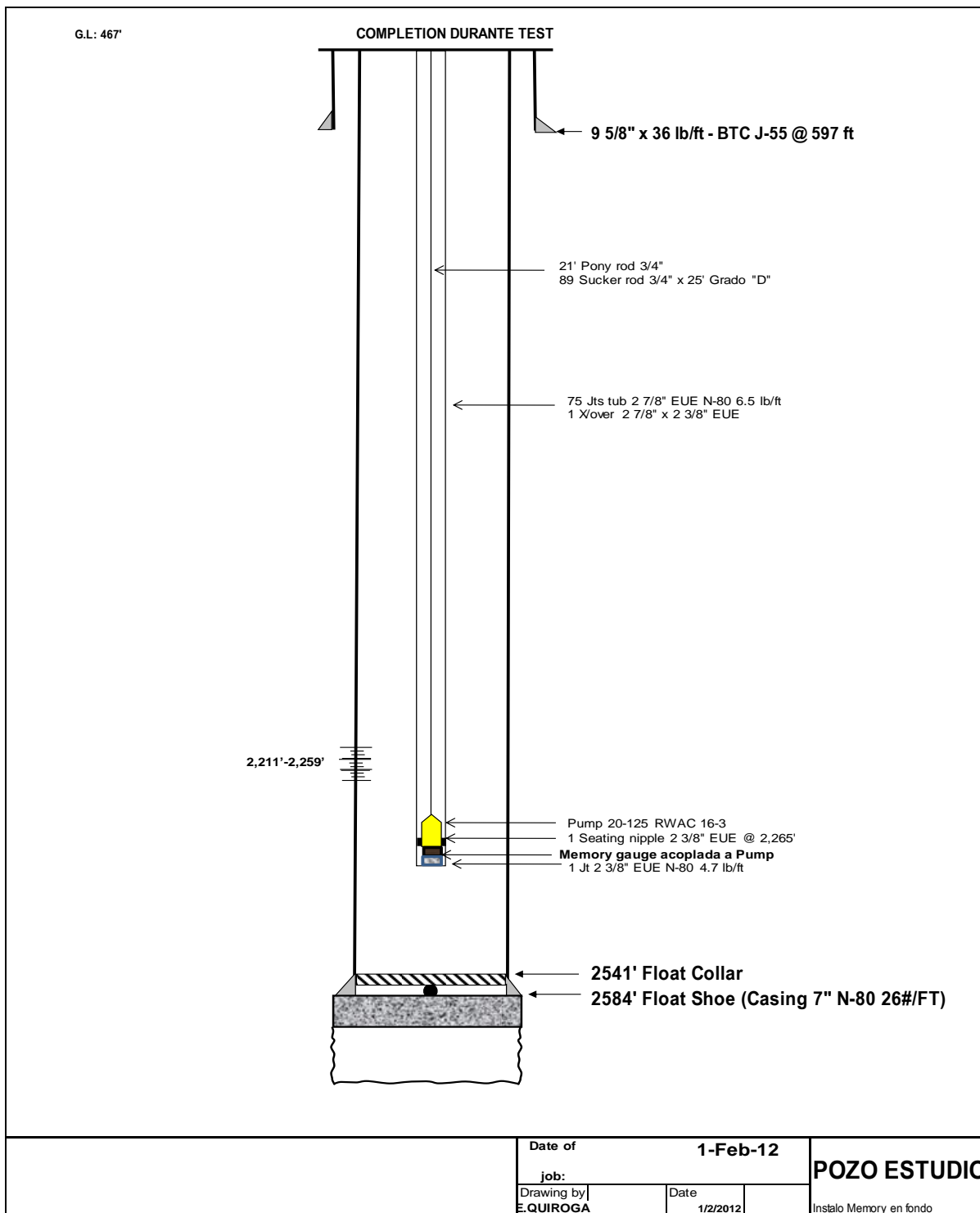
19. Rig up Equipo de varilleo
20. Registrar presiones en tubing y anular y descargar a cero psi ambas columnas. Si es necesario tener crudo limpio de la formación en locación para controlar el pozo en caso de ser requerido.
21. Retirar cabezal de la unidad bombeo, quitar conexiones de producción.
22. Realizar prueba de tubing con 500 psi en cabeza. Descargar presiones.
23. Desasentar bomba 20-125 RWAC 16-3 @ 2,256 ft y retirar polished rod, stuffing box y pumping tee.
24. Instalar preventora de varillas, sacar en triples a la torre la sarta de varillas:
 - * 11 ft de pony rods
 - * 89 Sucker rod $\frac{3}{4}$ " x 25' Grado D
25. Retirar bomba 20-125 RWAC 16-3 y desconectar memory gauge y niple ranurado y entregar al encargado de Ingeniería.
26. Bajar bomba con sarta de varillas, con la misma configuración que se encontraba antes de la corrida de la memory:
 - * 21 ft de pony rods
 - * 89 Sucker rod $\frac{3}{4}$ " x 25' Grado D
27. Instalar conexiones de producción y retornar el pozo a producción.
28. Desarmar y mover unidad.

Figura 41. Estado mecánico del pozo propuesto antes de la prueba



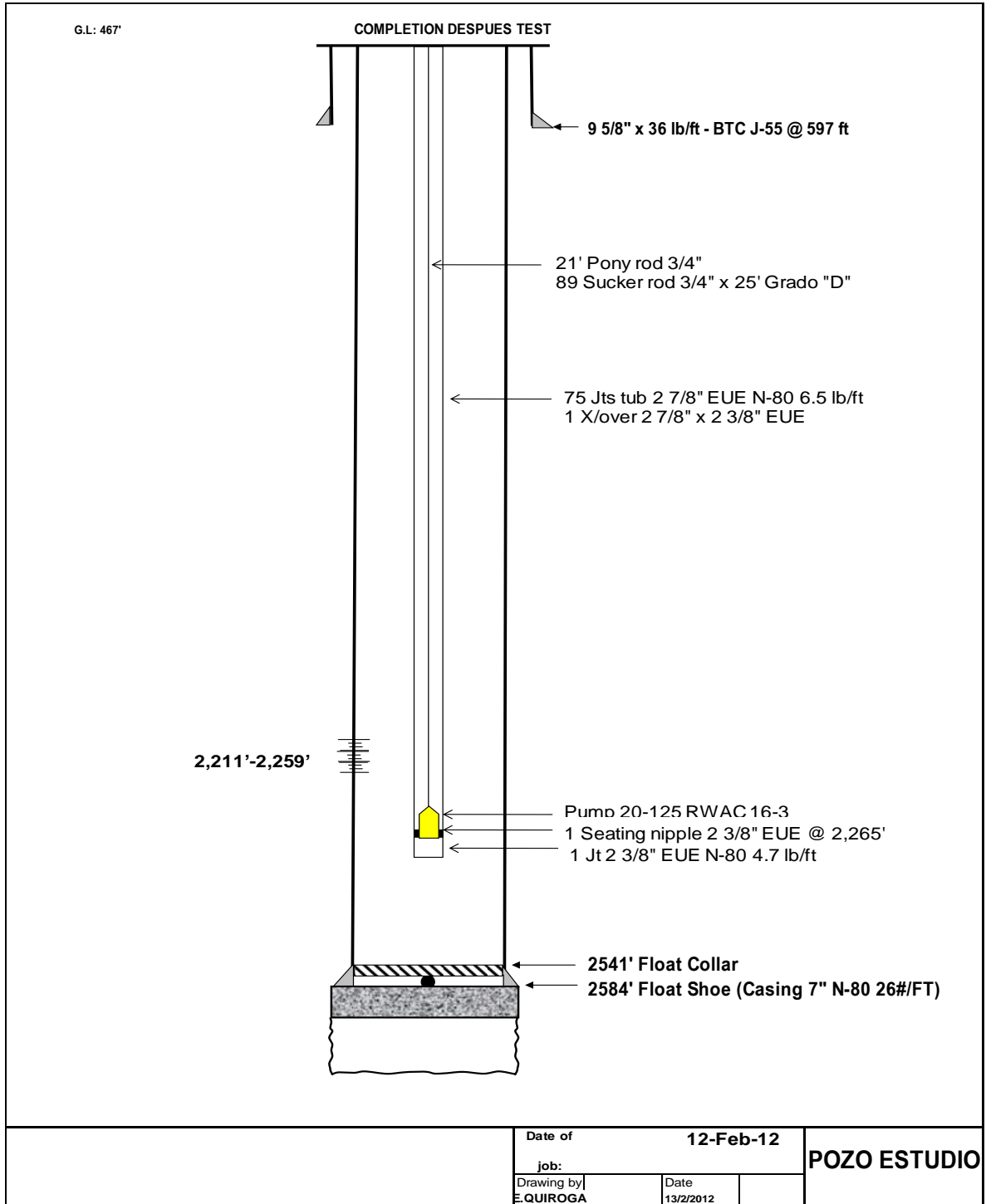
Fuente: Autor

Figura 42. Estado mecánico del pozo propuesto durante la prueba



Fuente: Autor

Figura 43. Estado mecánico del pozo propuesto después de la prueba



Fuente: Autor

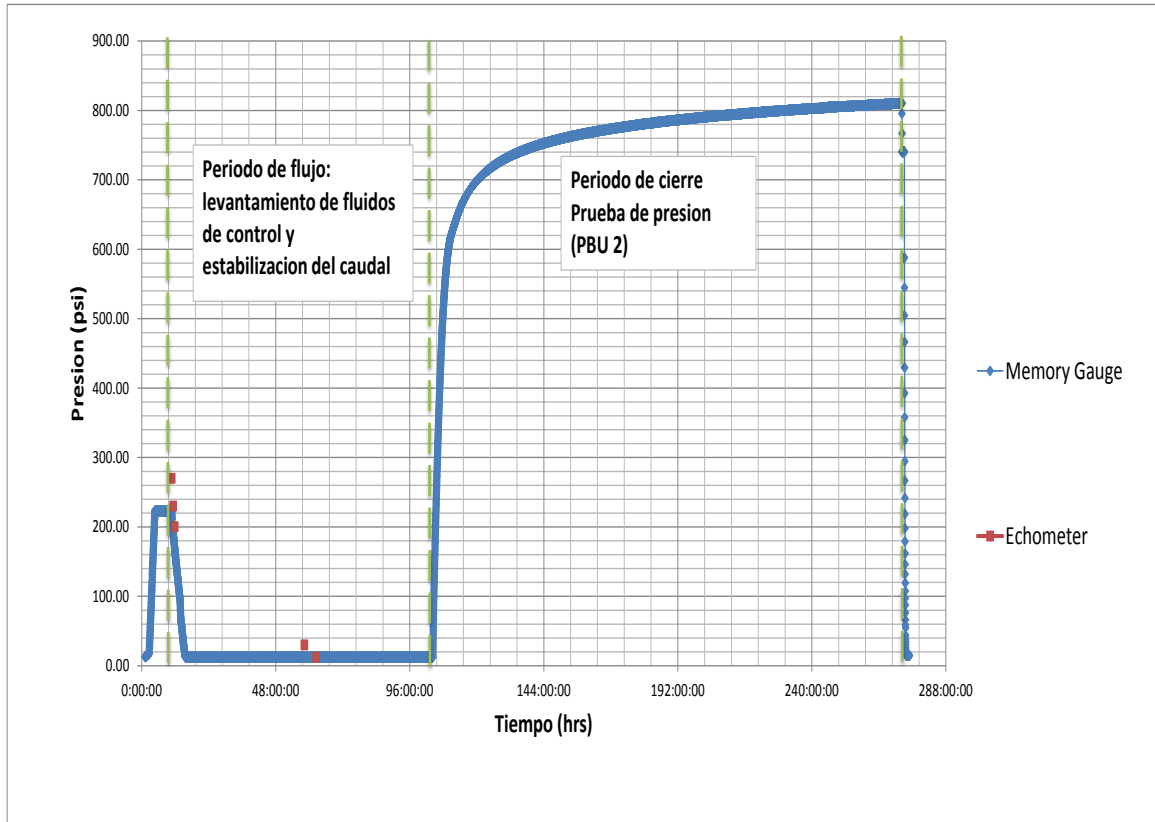
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRESIONES DE FONDO FLUYENDO OBTENIDAS EN LA PRUEBA DE PRESIÓN

La prueba de presión realizada con la técnica propuesta PBU 2, consta de dos partes, la primera etapa es la medición de presión de fondo fluyendo mientras el fluido de control es extraído y el caudal estabilizado y la segunda etapa es la medición de las presiones de fondo estáticas al realizar el cierre en cabeza de pozo.

6.1.1. Toma de Niveles. Durante el periodo de flujo, mientras se registraron las presiones de fondo con la memoria registradora, se tomaron 5 niveles de presión en superficie con el equipo Echometer con el fin de comparar las presiones y realizar una validación de la información obtenida por la memoria, además de determinar el tiempo al cual el pozo ya no presentaba nivel de fluido de control para cambiar la velocidad de la unidad de bombeo de 12 a 4 SPM y así evitar que la bomba se quede sin nivel.

Figura 44. Prueba de presión con la técnica propuesta.



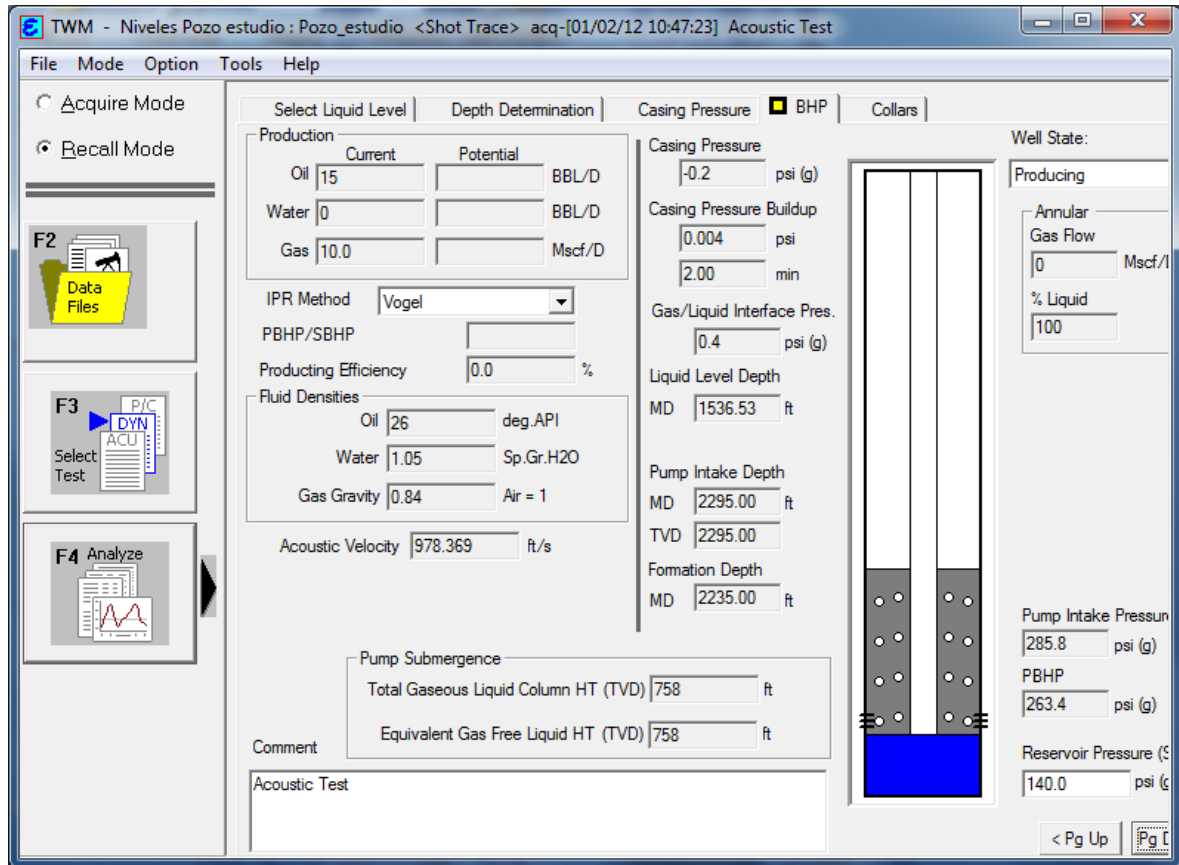
Fuente: Autor

En la figura 44 se encuentra la curva de presión obtenida con la memoria de fondo y los puntos de presión tomados con el Echometer de una manera indirecta y calculada mediante la densidad del fluido como se explicó anteriormente.

Nivel Número 1:

Este nivel fue tomado el día 1 de febrero a las 10:47 am

Figura 45. Nivel de fluido



Fuente: Autor

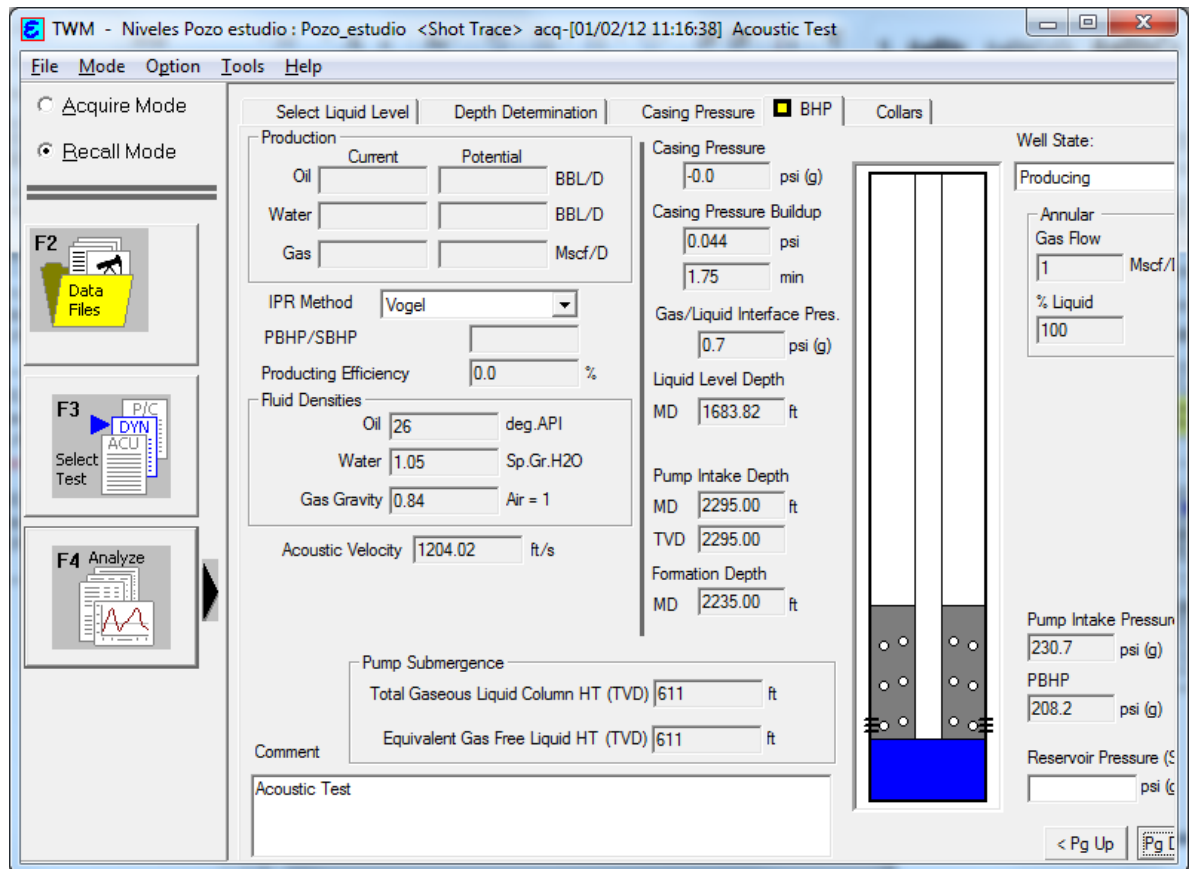
Presión de fondo: aprox 270 psi

Nivel de fluido: 758 ft

Nivel número 2:

Este nivel fue tomado el día 1 de febrero a las 11:16 am

Figura 46. Nivel de fluido



Fuente: Autor

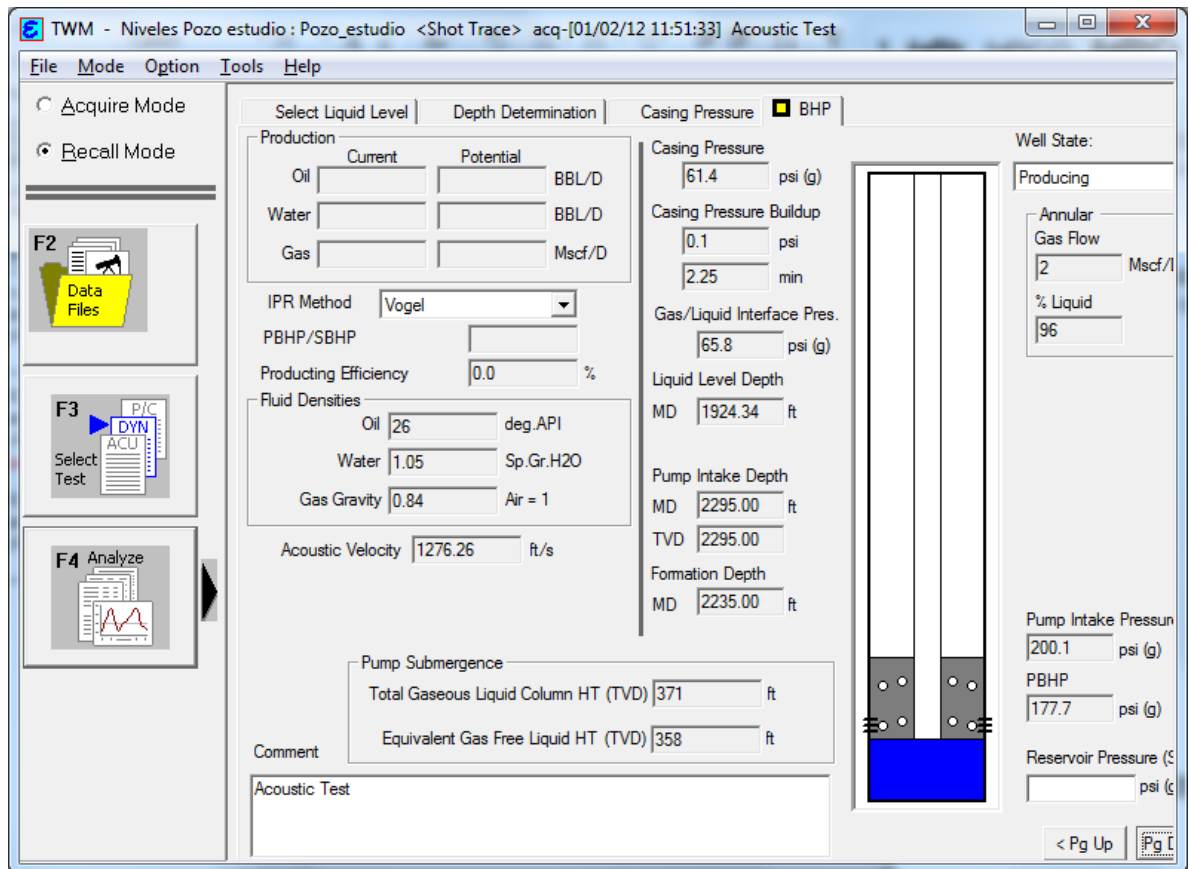
Presión de fondo: aprox 230 psi

Nivel de fluido: 611 ft

Nivel número 3:

Este nivel fue tomado el día 1 de febrero a las 11:51 am

Figura 47. Nivel de fluido



Fuente: Autor

Presión de fondo: aprox 200 psi

Nivel de fluido: 371 ft

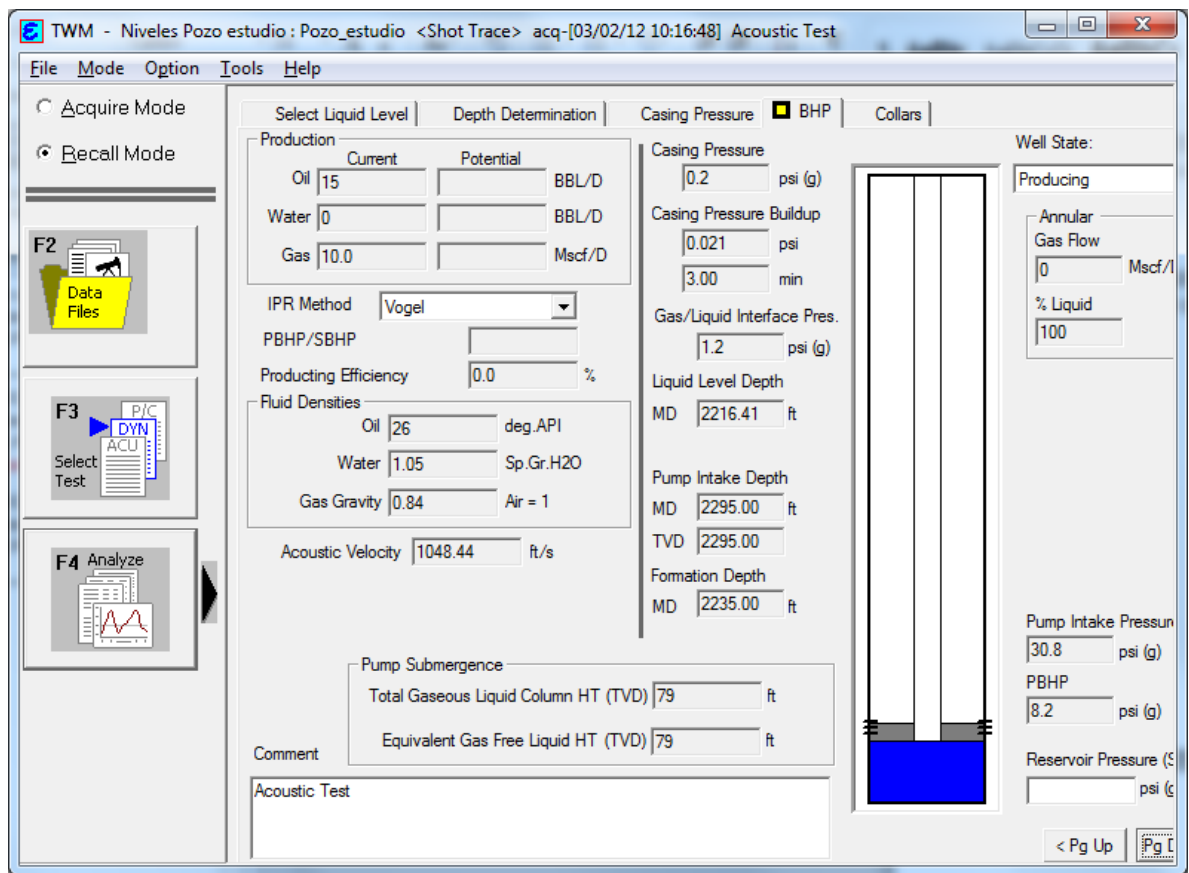
Los 3 primeros niveles de fluido fueron tomados cuando la bomba de subsuelo se encontraba levantando el fluido de control, los siguientes dos niveles que se muestran a continuación, fueron los niveles tomados cuando el pozo se

encontraba fluyendo a una tasa constante de 15 BOPD y se observa que nivel de aceite en el pozo es muy bajo o nulo.

Nivel número 4:

Este nivel fue tomado el día 3 de febrero a las 10:16 am

Figura 48. Nivel de fluido



Fuente: Autor

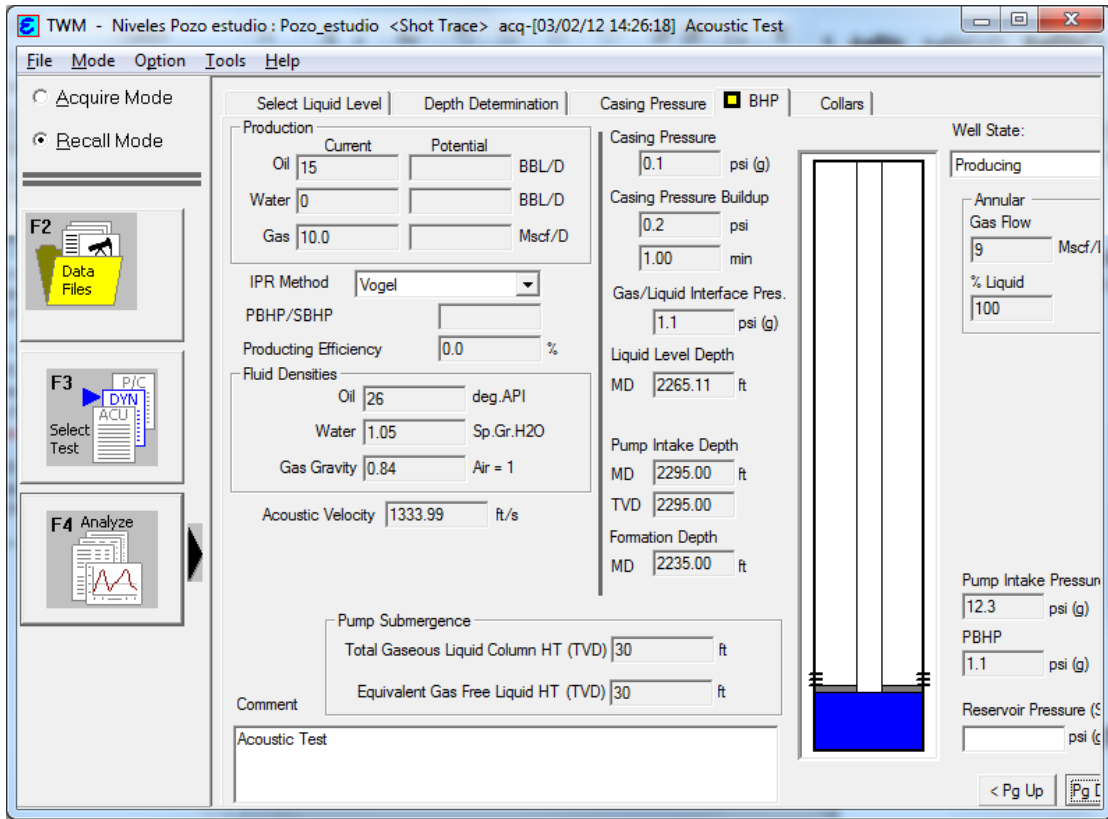
Presión de fondo: aprox 30 psi

Nivel de fluido: 79 ft

Nivel número 5:

Este nivel fue tomado el día 3 de febrero a las 14:26 pm

Figura 49. Nivel de fluido



Fuente: Autor

Presión de fondo: aprox 12 psi

Nivel de fluido: 30 ft

Los datos obtenidos anteriormente son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 11. Niveles de fluido medidos con el analizador de pozos “Echometer”

Echometer	
Presión de fondo (psi)	nivel de fluido (ft)
270	758
230	611
200	371
30	79
12	30

Fuente: Autor

Las presiones obtenidas al mismo tiempo con la memoria de subsuelo y calculando el nivel de fluido mediante la densidad son:

Tabla 12. Niveles de fluido calculados a partir de la presión de fondo medida con la memoria registradora

Memoria	
Presión de fondo (psi)	nivel de fluido (ft)
220	604.3956044
192	527.4725275
169	464.2857143
12.7	34.89010989
12.3	33.79120879

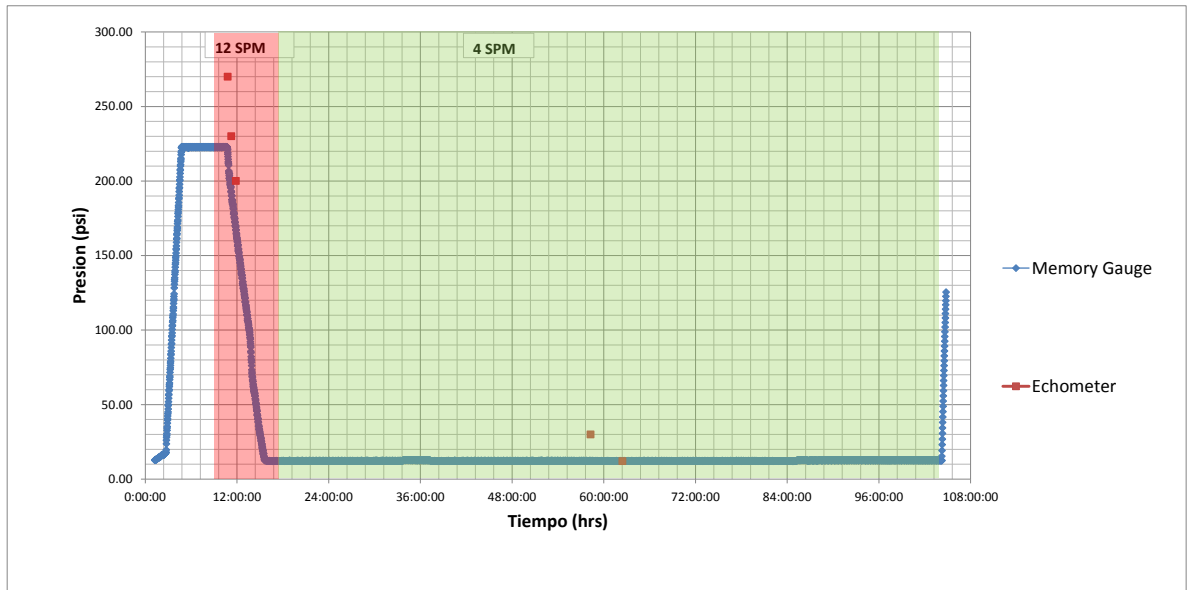
Fuente: Autor

Los valores obtenidos con la memoria y con el analizador de pozos muestran valores aproximados entre sí. Para efectos de cálculos se tendrá en cuenta únicamente las presiones obtenidas con la memoria puesto que es una medida directa.

Es importante tener en cuenta que debido a que el pozo se encontraba bajo diferentes condiciones a lo largo del periodo de flujo (diferentes SPM), a que la liberación de gas presenta una dependencia inversa a la columna de fluido y

adicionalmente a que la columna de fluido inicial no corresponde a fluidos del yacimiento (aceite muerto para completamiento) las velocidades acústicas variaron durante la toma de los niveles.

Figura 50. Presiones de fondo fluyendo



Fuente: Autor

Se realizó un monitoreo de la producción durante las primeras 3 horas observando el siguiente comportamiento:

Tabla 13. Producción durante las 3 primeras horas durante extracción de los fluidos de control.

Intervalo de tiempo	de	SPM	Producción Barriles por Hora	Producción BOPD	Presión de fondo
0 – 2 horas		12	3.8	92	150 psi
2 – 3 horas		12	3.8	92	90 psi

Fuente: Autor

Luego de que el nivel de fluido era cercano a 30 ft, se cambió la velocidad de la unidad de bombeo desde 12 hasta 4 SPM y el recorrido desde 42 hasta 22 SPM,

para garantizar que el volumen diario extraído sea el caudal del pozo en condiciones normales y evitar que la bomba se quede sin nivel.

$$Pd = 0.1166 * Dp^2 * sp * spm \quad (Ec. 62)$$

$$Pd = 0.1166 * 1.25^2 * 22 * 4$$

$$Pd = 16 \text{ BPD}$$

Para calcular el IPR del pozo, se requiere un punto de presión y su respectivo caudal, sin embargo para dar validez al resultado se requiere un punto adicional conocido de presión y su caudal respectivo. Encontrar este segundo punto en el pozo estudio requiere realizar un cálculo de volúmenes desplazados, esto debido a que los fluidos en los tiempos iniciales de la prueba no corresponden a fluidos de aporte de la formación y como se observa en la gráfica el pozo mantuvo una columna mínima o nula durante el tiempo que estuvo produciendo de manera constante.

Por lo tanto, de la gráfica se puede tomar fácilmente el punto inicial para realizar los cálculos el cual es:

$$\text{Caudal} = 15 \text{ BOPD @ } P = 12.35 \text{ psi}$$

El siguiente punto de caudal y presión puede ser calculado durante el tiempo de extracción de los fluidos de control, calculando la columna de nivel a partir del volumen por capacidad de la bomba en un intervalo de tiempo, y con esto el nivel de fluido que el pozo debería tener al final de ese intervalo de tiempo, finalmente se compara este nivel con el nivel actual del pozo al final del intervalo de tiempo

estudiado, la diferencia a favor del nivel verdadero es el aporte del pozo en ese tiempo.

De esta manera se calcula la capacidad de la bomba bajo las condiciones iniciales de bombeo:

Velocidad de la unidad de bombeo = 12 SPM

Longitud de la carrera de fondo = 42 in

$$Pd = 0.1166 * Dp^2 * sp * spm \quad (Ec. 63)$$

$$Pd = 0.1166 * 1.25^2 * 42 * 12$$

$$Pd = 91.82 \frac{Bbl}{dia}$$

$$Pd = 3.82 \frac{Bbl}{hr}$$

Asumiendo una eficiencia de la bomba de 1 y teniendo en cuenta que el fluido de control es aceite muerto, se asume que no hay gas en solución

De las tablas de capacidades:

Casing de 7 in de 26 #/ft tiene un el diámetro interno es 6.276 in y la capacidad es 0.03826 Bbl/ft

Tubería de producción de 2 7/8 in tiene un diámetro interno de 2.441 in y la capacidad es 0.00579 Bbl/ft

Por lo tanto la capacidad del anular es:

$$\text{Capacidad espacio anular} = \text{capacidad casing} - \text{capacidad de la tubería} \quad (\text{Ec. 64})$$

$$\text{Capacidad espacio anular} = \frac{0.03826 \text{ Bbl}}{\text{ft}} - \frac{0.00579 \text{ Bbl}}{\text{ft}}$$

$$\text{Capacidad espacio anular} = \frac{0.03247 \text{ Bbl}}{\text{ft}}$$

Entonces:

La columna desplazada por la bomba durante 1 hora es:

$$\text{Columna desplazada por la bomba} = \frac{Pd \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{hr}} \right) * 1 \text{ hr}}{\text{Capacidad espacio anular} \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{ft}} \right)} \quad (\text{Ec. 65})$$

$$\text{Columna desplazada por la bomba} = \frac{3.82 \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{hr}} \right) * 1 \text{ hr}}{0.03247 \left(\frac{\text{Bbl}}{\text{ft}} \right)}$$

$$\text{Columna desplazada por la bomba} = 117.647 \text{ ft}$$

El tiempo de desplazamiento de la columna hidrostática es aproximadamente de 5 horas, las dos primeras horas se toman como tiempo de estabilización y llenado de tubería y las dos últimas horas no se consideran representativas porque se interpreta que el aporte del pozo ha sido mayor a ese tiempo y existe mayor gas en solución.

El análisis entonces se realizara para el intervalo entre la hora 2 y 3 después de iniciar el bombeo.

El nivel de fluido a ese tiempo (entre las 12:45 y 13:45 hrs del día 1 de febrero de 2011), se calcula a partir de las presiones registradas con la memoria de fondo y usando la densidad del aceite de control de 7.1 lb/gal

$$P = 0.052 * \rho * h \quad (\text{Ec. 66})$$

$$h = \frac{P}{0.052} * \rho$$

Tabla 14. Niveles calculados a partir de la presión de fondo, para el intervalo de tiempo de estudio.

Presión de fondo medida con la memoria de fondo	nivel de fluido
132 psi	358.54 ft
95 psi	258.03 ft

Fuente: Autor

Si se toma la hora inicial de estudio como la hora a la que la presión de fondo es 132 psi (nivel de fluido de 358.54 psi), y con el volumen de desplazamiento teórico calculado de la bomba de 117.65 ft, se puede decir que el nivel del fluido (asumiendo caudal aportado por el pozo = 0) al final del intervalo de tiempo de 1 hora es de:

240.89 ft que resulta de la siguiente operación:

Nivel de fluido asumiendo pozo sin aporte de fluidos
= nivel de fluido al inicio del intervalo estudiado
– columna de fluido desplazada por la bomba (capacidad) (Ec. 67)

Nivel de fluido asumiendo pozo sin aporte de fluidos = 358.54 ft – 117.65 ft

Nivel de fluido asumiendo pozo sin aporte de fluidos = 240.89 ft

Este nivel es comparado con el nivel (real) o calculado mediante la presión medida por la memoria de fondo al final del intervalo de 1 hora (95 psi), donde se observa que el nivel real presenta 17.14 ft más de nivel el cual es atribuido al aporte del pozo durante esa hora:

Estos 14.43 ft representan un volumen de fluido de:

$$\text{Vol de fluido aporte del pozo} = 17.14 \text{ ft} * 0.03247 \frac{\text{Bbl}}{\text{ft}} \quad (\text{Ec. 68})$$

Vol de fluido aporte del pozo = 0.556 Bbl en una hora

Que equivale a:

$$\text{Vol de fluido aporte del pozo} = 13.35 \frac{\text{Bbl}}{\text{dia}}$$

Punto número 2:

Caudal = 13.35 BOPD @ P = 113 psi

Para realizar el cálculo anterior se asumieron ciertas variables que son desconocidas como es la eficiencia de la bomba, no liberación de gas de los fluidos, densidad del fluido constante, entre otras, por lo tanto este segundo punto para la curva del IPR se puede asumir solamente como un punto de control, no para cálculos.

Debido a que el mecanismo de empuje de este yacimiento es gas en solución, se utilizaron diferentes modelos que han sido ajustados para este tipo de yacimientos y fueron explicados anteriormente en el capítulo 2:

6.1.2. Modelo de Vogel. Usando la información de producción del pozo y presión de formación se aplica el método de Vogel:

Se emplea la siguiente ecuación para calcular el $q_{o\max}$:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.20 * \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P}\right)^2 \quad (Ec. 69)$$

Dónde:

q_o = Caudal de aceite del pozo

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo

P = Presión promedia del yacimiento

$$\frac{q_o}{1 - 0.20 * \frac{P_{wf}}{P} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P}\right)^2} = q_{o\max} \quad (Ec. 70)$$

$q_o = 15$ BOD

$P_{wf} = 12.35$ psi

$P = 980 \text{ psi}$

$q_{o\max} = \text{Caudal máximo del pozo}$

$$\frac{15 \text{ BOPD}}{1 - 0.20 * \frac{12.35 \text{ psi}}{980 \text{ psi}} - 0.8 * \left(\frac{12.35 \text{ psi}}{980 \text{ psi}} \right)^2} = q_{o\max}$$

$$15.04 \text{ BOPD} = q_{o\max}$$

Se halla J, la cual es una relación de caudales y presiones, dada por la siguiente ecuación:

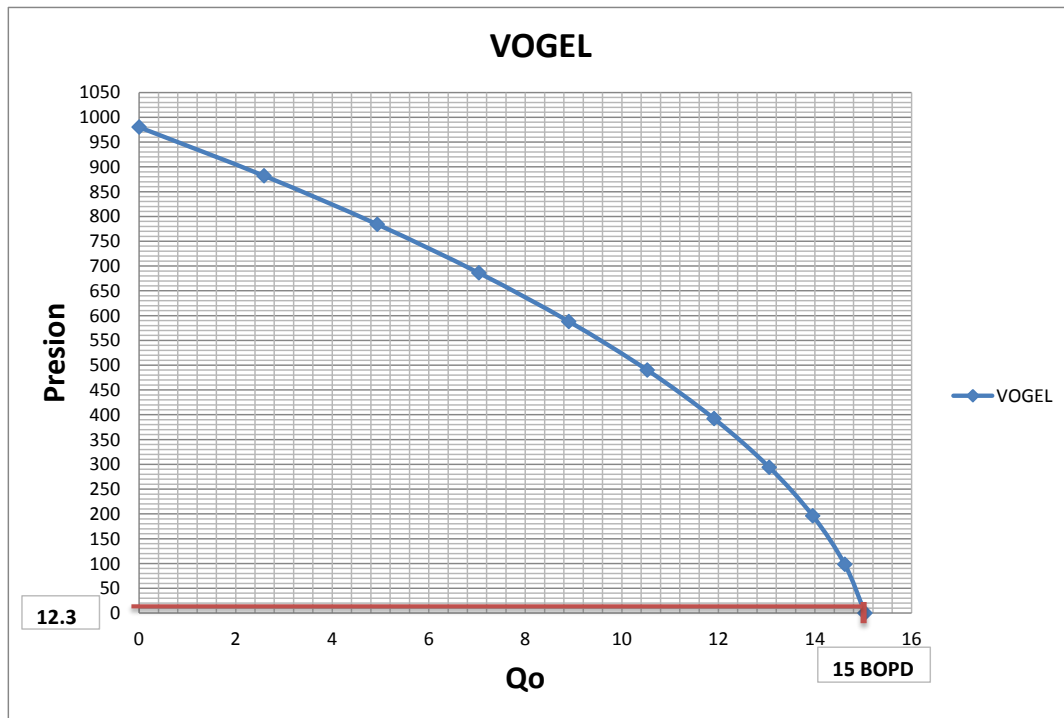
$$J = \frac{q}{P - P_{wf}} \quad (\text{Ec.71})$$

$$J = \frac{15}{980 - 12.35}$$

$$J = 0.0276$$

Tomando diferentes valores de P_{wf} y calculando el caudal para cada una se tiene la gráfica de IPR :

Figura 51. Modelo IPR Vogel



Fuente: Autor

6.1.3 Modelo de Klins y Majcher

Se calcula la $q_{o\max}|_{s=0}$ a partir de la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}|_{s=0}} = \left[1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N1} \right] \quad (Ec. 72)$$

$$\frac{q_o}{\left[1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^{N1} \right]} = q_{o\max}|_{s=0}$$

Donde:

$$q_o = 15 \text{ BOPD}$$

$$P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$$

$$P = 980 \text{ psi}$$

$$P_b = 1635 \text{ psi}$$

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

$$N_1 = \left(0.28 + 0.72 \frac{P_r}{P_b}\right) * (1.235 + 0.001 P_b) \quad (Ec.73)$$

$$N_1 = \left(0.28 + 0.72 * \frac{12.35 \text{ psi}}{980 \text{ psi}}\right) * (1.235 + 0.001 * 1635 \text{ psi})$$

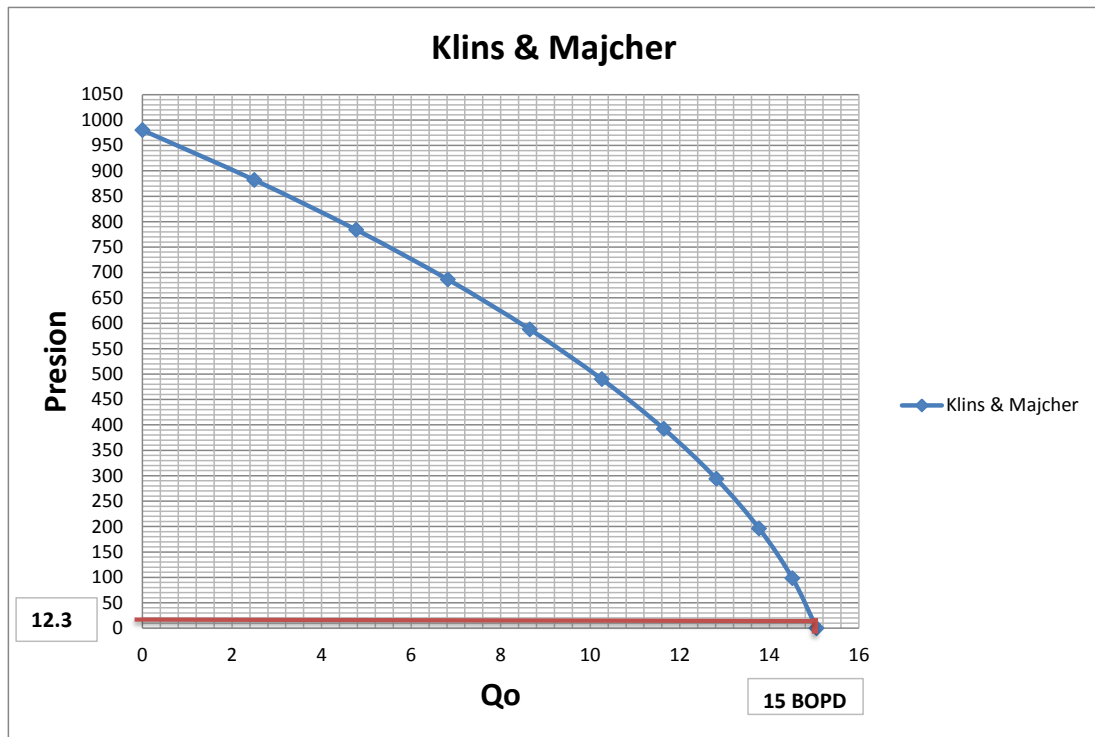
$$N_1 = 2.0421$$

$$\frac{15 \text{ BOPD}}{\left[1 - 0.295 \left(\frac{12.35 \text{ psi}}{980 \text{ psi}}\right) - 0.705 \left(\frac{12.35 \text{ psi}}{980 \text{ psi}}\right)^{N_1}\right]} = q_{o\max} |_{s=0}$$

$$15.05 \text{ BOPD} = q_{o\max} |_{s=0}$$

Tomando diferentes valores de P_{wf} y calculando el caudal para cada una se tiene la gráfica de IPR :

Figura 52. Modelo IPR Klins & Majcher



Fuente: Autor

6.1.4. Modelo de Pérez y Kelkar. El modelo de Pérez y Kelkar tiene en cuenta el tipo de perforados del casing y yacimientos con empuje por gas en solución, pero el rango establecido para poder usar el modelo va desde 100 md hasta 625 md, más adelante se calcula la permeabilidad mediante la interpretación de las pruebas de fondo estáticas, el valor aproximado está entre 3 y 10 md, el cual no cumple para aplicar el modelo.

Sin embargo se realizaron los cálculos para luego comparar todos los métodos.

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2 \quad (Ec. 74)$$

Donde a_0 , a_1 y a_2 son las constantes las cuales dependen de las técnicas de perforación y los radios de las perforaciones.

Tabla 15. Constantes a partir del tipo de perforados, para el modelo de Pérez & Kelkar

rw	0.35
SPF	12
a0	0.9048
a1	0.08881
a2	-
	0.96534

Fuente: Autor

$$q_o = 15 \text{ BOPD}$$

$$P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$$

$$P = 980 \text{ psi}$$

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2$$

Se calcula $q_{o\max}$:

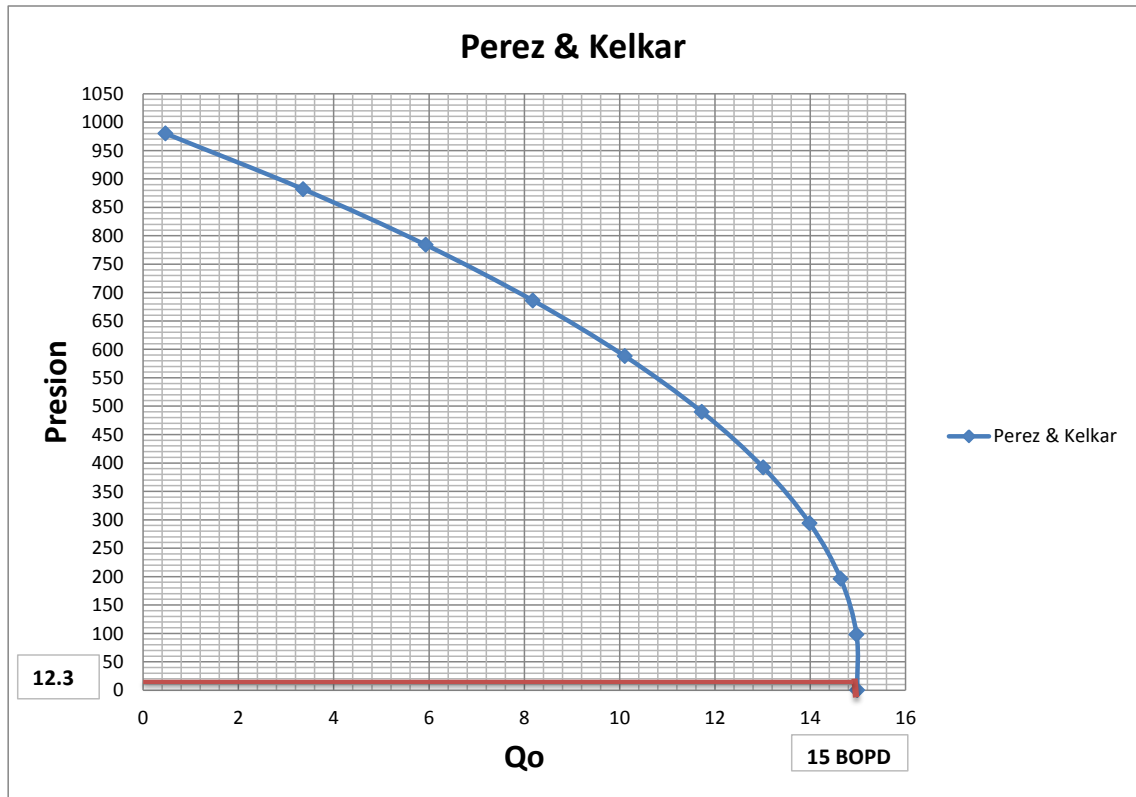
$$\frac{q_o}{a_o + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2} = q_{o\max}$$

$$\frac{15}{0.9048 + 0.08881 \left(\frac{12.35}{P} \right) + 0.96534 \left(\frac{P_{wf}}{P} \right)^2} = q_{o\max}$$

$$16.56 \text{ BOPD} = q_{o\max}$$

Tomando diferentes valores de Pwf y calculando el caudal para cada una se tiene la gráfica de IPR :

Figura 53. Modelo IPR Pérez & Kelkar



Fuente: Autor

6.1.5. Modelo de Mohammed Elias, Ahamed el Banbi, Fattah y El Sayed Amhed.

Para presión de yacimiento < 1600 psi usar:

$$\alpha = 1/(-0.981 * P - 152.585) \quad (Ec. 75)$$

Donde P = Presión de yacimiento

$$q_o = 15 \text{ BOPD}$$

$$P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$$

$$P = 980 \text{ psi}$$

$q_{o\max}$ = Caudal máximo del pozo

$$\alpha = -0.000897$$

Luego se calcula la $q_{o\max}$:

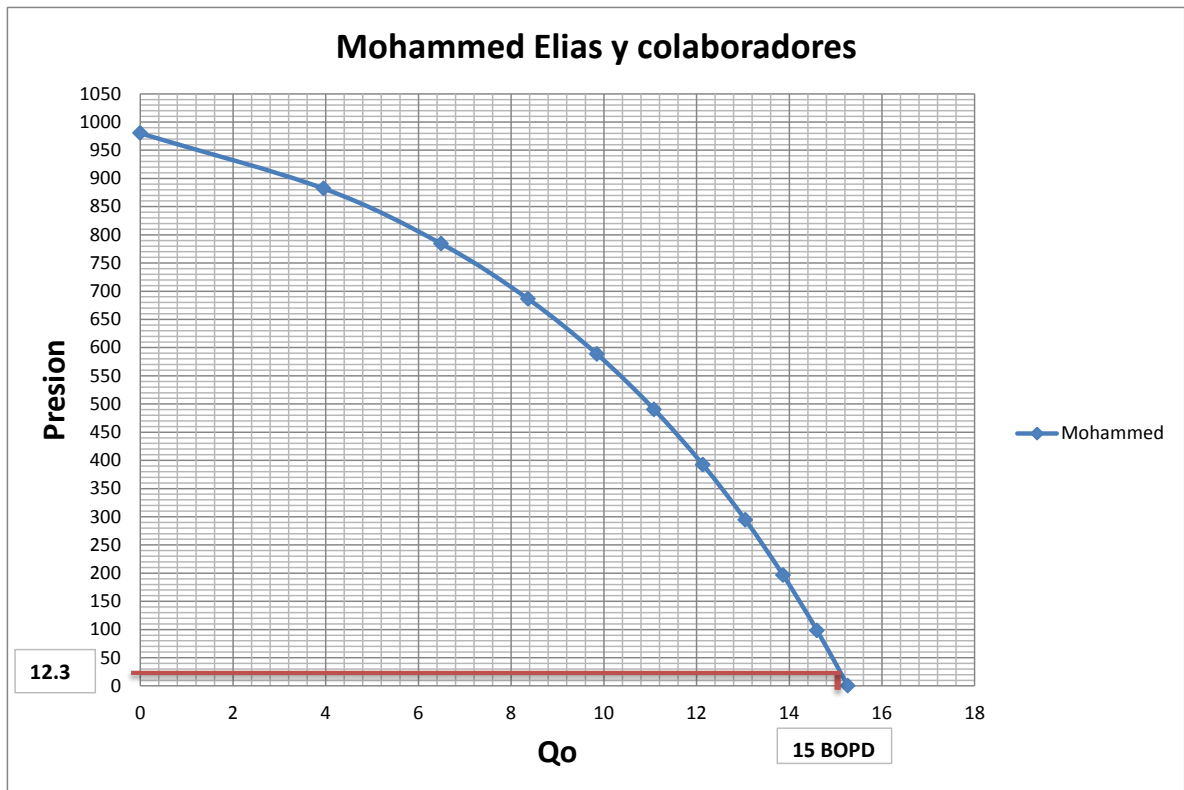
$$q_o = q_{o\max} * \left[\frac{\ln(\alpha * P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha * P + 1)} \right] \text{ Bbl/dia} \quad (\text{Ec. 76})$$

$$q_o / \left[\frac{\ln(\alpha * P_{wf} + 1)}{\ln(\alpha * P + 1)} \right] = q_{o\max}$$

$$15.26 \text{ BOPD} = q_{o\max}$$

Usando la misma ecuación y para diferentes P_{wf} supuestos, se calcula el respectivo caudal obteniendo la siguiente gráfica:

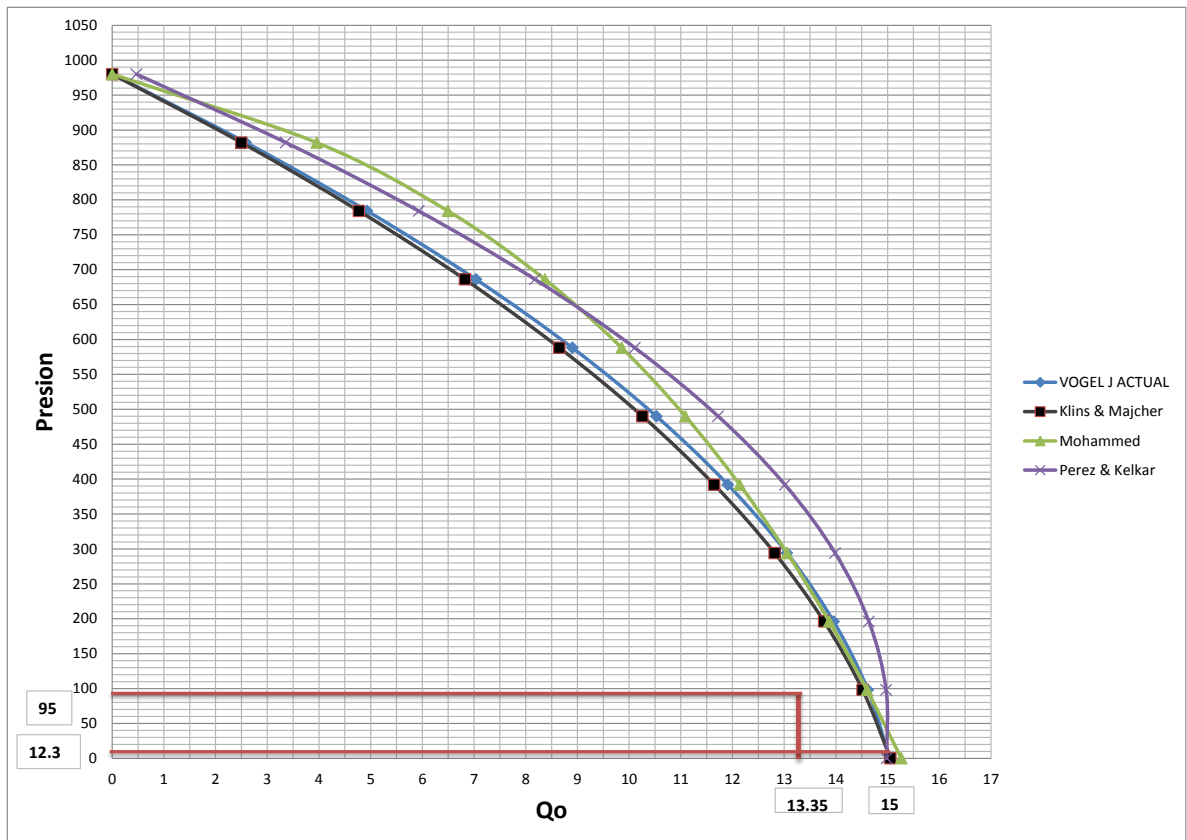
Figura 54. Modelo IPR Mohameed Elias y colaborades



Fuente: Autor

6.1.6. Comparación de los modelos. En la figura 55 se observa la comparación de los modelos presentados, en la cual se ubica el punto de control número 2 calculado anteriormente.

Figura 55. Comparación Modelos IPR



Fuente: Autor

De los modelos anteriores se puede concluir que el pozo se encuentra aportando el máximo caudal posible debido a que la presión de fondo fluyendo es aproximadamente cero, sin embargo el índice de productividad es demasiado bajo para lo que el pozo podría manejar, uno de los objetivos del trabajo es encontrar el daño de la cara de la formación y determinar la razón de su baja producción.

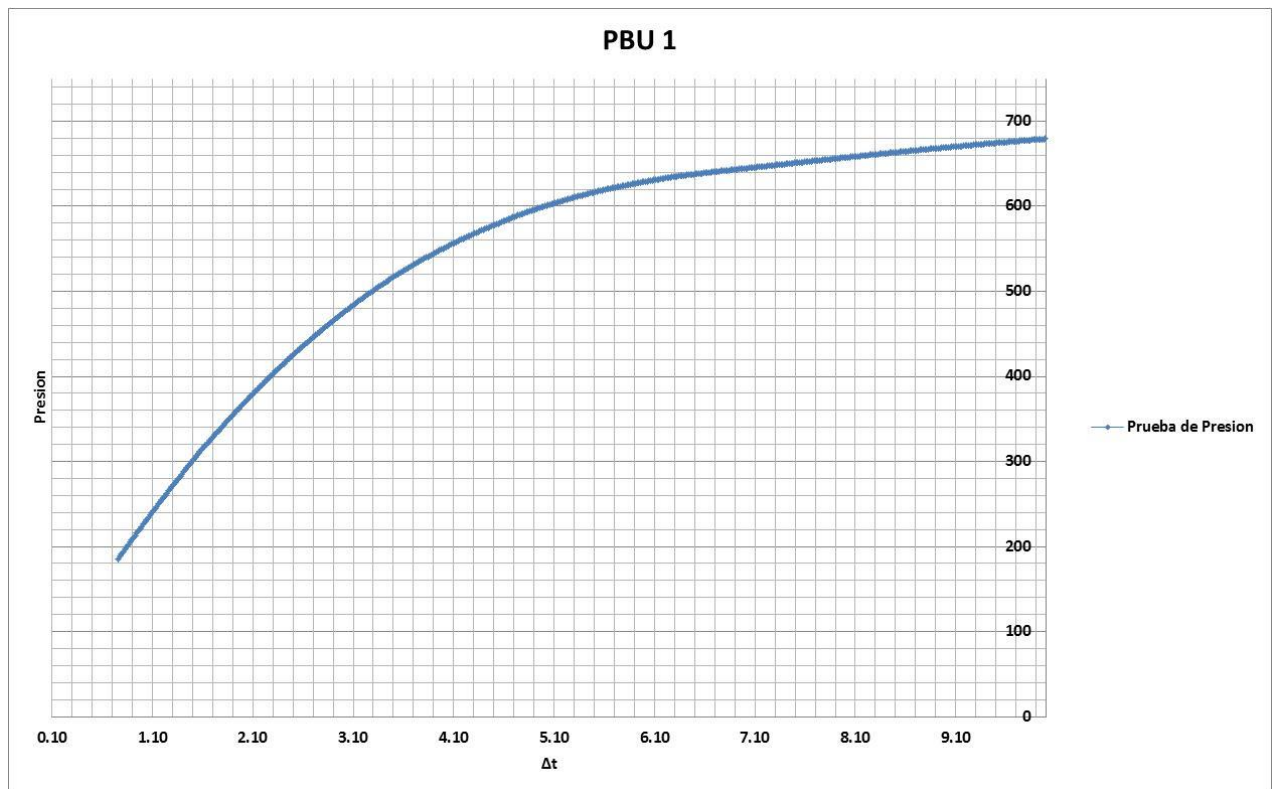
El punto de control calculado (13.35 BOPD) no corresponde exactamente al caudal para la presión de 95 psi, el respectivo caudal según los modelos es de aproximadamente 14.5 BOPD, pero para los valores tan bajos que se manejan para el pozo estudio, la diferencia de 1 BOPD puede estar implícita dentro de las variables que se asumieron al realizar este cálculo.

6.2. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN

Primero se presentara la interpretación de la prueba de presión convencional, luego la interpretación de la prueba de presión realizada con la herramienta de acople y finalmente se presentara la comparación de los resultados.

6.2.1. Prueba de ascenso de presión método convencional. El día 20 de agosto de 2011, se realiza el PBU1 al pozo estudio. La prueba tuvo una duración de 21 horas, obteniendo los siguientes datos:

Figura 56. PBU 1, gráfica de Presión vs Δt



Fuente Autor

Cálculo del Almacenamiento: Una pendiente de valor unitario en tiempos tempranos indica el almacenamiento del pozo, el almacenamiento C puede ser estimado usando la siguiente ecuación:

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \left(\frac{t}{\Delta P} \right)_{LPU} \quad (Ec. 77)$$

Donde:

q es el caudal (BOPD)

B es el factor volumétrico de formación

t es un tiempo cualquiera dentro de la línea de pendiente unitaria LPU

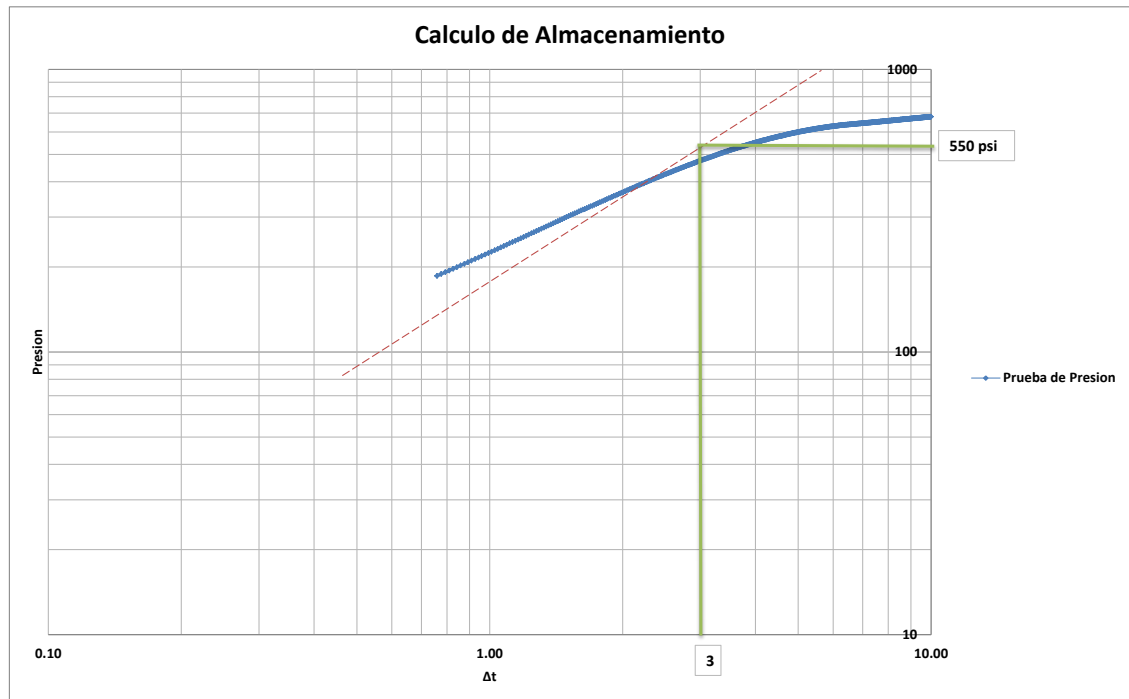
ΔP es el ΔP al tiempo t

De la tabla de propiedades del yacimiento y producción y de la figura 56 se obtiene:

$$C = \left(\frac{15 \text{ STB} * 1.153 \text{ RB/STB}}{24 \text{ hrs}} \right) \left(\frac{3 \text{ hrs}}{550 \text{ psi}} \right)_{LPU}$$

$$C = 0.00393 \text{ RB/psi}$$

Figura 57. Cálculo de Almacenamiento a partir de la línea de pendiente unitaria para el PBU 1.



Fuente: Autor

Método de Horner

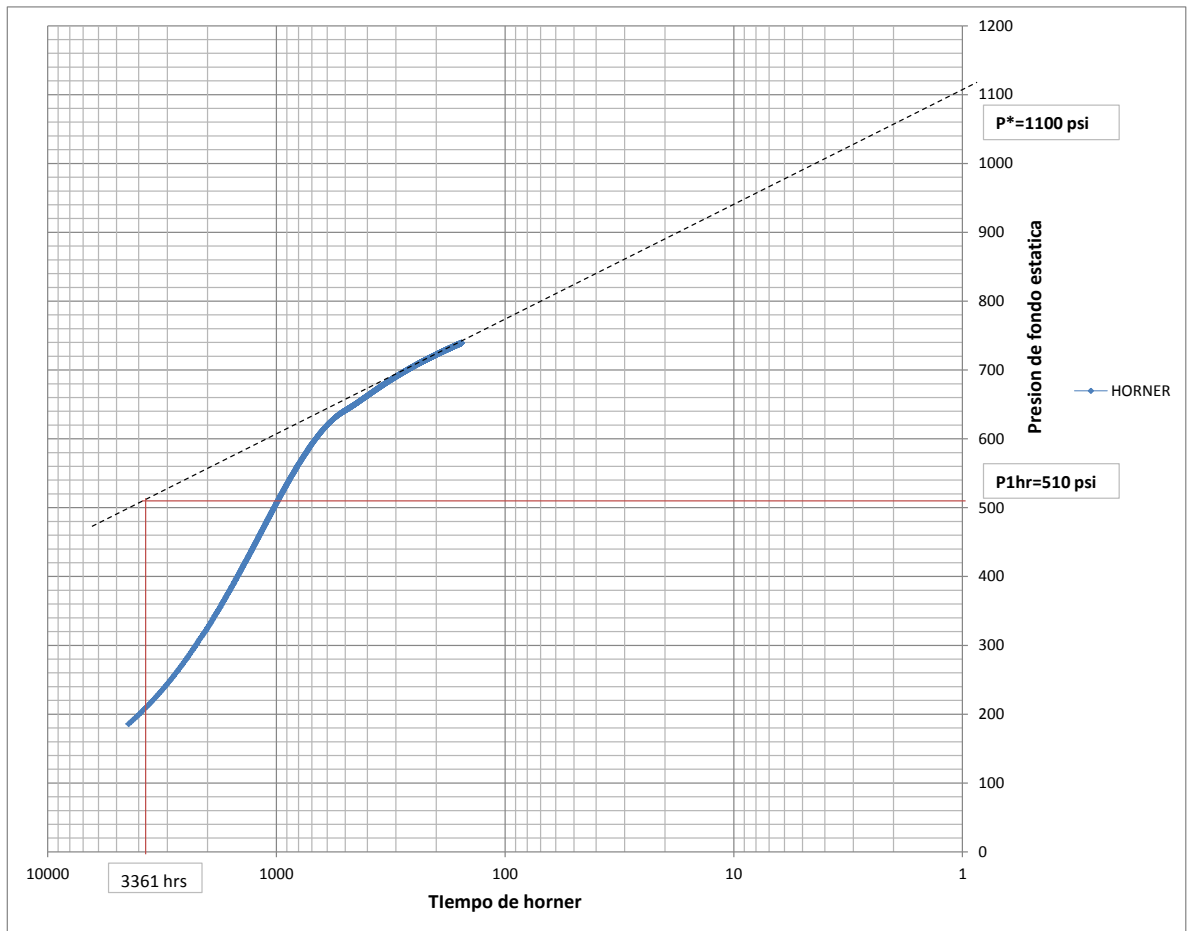
Es un gráfico de presión vs logaritmo de $(t+\Delta t)/\Delta t$, donde t es el tiempo de producción y Δt es el tiempo registrado durante el cierre del pozo. El tiempo de Producción se puede determinar dividiendo la producción acumulada entre la tasa de producción promedio desde la última vez que se cerró el pozo.

El tiempo de producción para esta primera prueba es de es de 3360 horas, debido a que el pozo después de ser perforado se puso en producción en el mes de abril de 2011 y la prueba se realizó el 21 de Agosto de 2011, con una producción acumulada de 2100 barriles de aceite, a una tasa de 15 BOPD.

Cualquier daño o estimulación se considera concentrado en la cara del pozo.

Figura 58. Método de Horner para el PBU

1



Fuente: Autor

Datos calculados a partir del método de Horner:

Teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido.

Tabla 16. Propiedades yacimiento y fluido.

Pwf	183.09671	Psi
tp	3360	hrs
tp	140	días
rw	0.35	ft
h	48	ft
porosidad	0.16	fracción
viscosidad	11.36	cp
B	1.153	RB/STB
Np	2100	BBL total
A	522720	
q	15	BOPD
ct	0.0006065	Psi-1

Fuente: Recopilación información Campo estudio

Se calcula la permeabilidad de la siguiente ecuación.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (\text{Ec. 78})$$

El valor correspondiente a la pendiente es $m = 170.6$ psi/ciclo

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.153 * 11.36)}{(170.6 * 48)}$$

$$k = 3.90 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (\text{Ec. 79})$$

Del gráfico de Horner se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y entrando con el valor de $t_p + 1$ sobre el eje de la abscisa y corta con el eje “y” ordenada, allí se lee el valor de la presión, siendo este valor de $P_{1hr} = 510 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 183.09 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \left[\frac{510 - 183.09}{170.6} - \log \frac{3.90}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * (0.35)^2} + 3.23 \right]$$

$$s = 0.78$$

Método MBH

Para calcular la presión promedio se utiliza el método MBH, que utiliza el gráfico de Horner.

- Calcular el t_p .

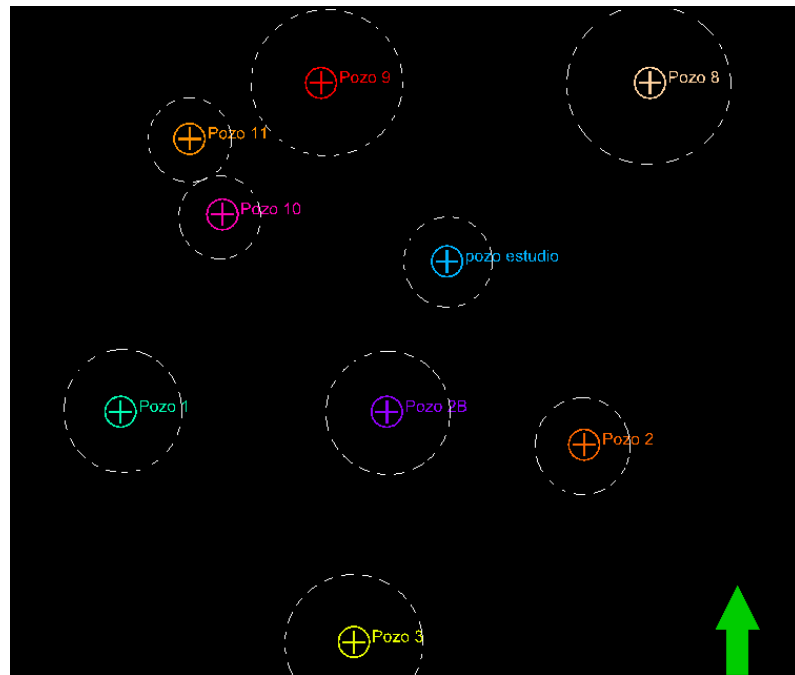
$$t_p = 24 * \frac{Np}{q} \tag{Ec. 80}$$

$$t_p = 3360 \text{ horas}$$

- El valor de t_p debe ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable. Por lo tanto se debe calcular el valor de $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla 1, de la columna “exacto para $t_{DA} >$ ”.

Se puede decir que inicialmente en un yacimiento cada pozo drena un volumen geométrico igual, sin embargo con el tiempo cuando alcanzan el estado semi-estacionario el área de drenaje es proporcional a su caudal de producción⁴⁰.

Figura 58. Áreas de drenaje.



Fuente: Recopilación información Campo estudio

- Basado en la producción de cada pozo, se calcula el área de drenaje y para efectos de discretización la compañía operadora asume geometría cuadrada y el pozo está ubicado en el centro. Por lo tanto:

$$(t_{DA})_{pss} = 0,1$$

⁴⁰ MATTHEWS, C.S and RUSSELL, D.G. Pressure buildup and flow tests in wells. p. 35-38.

- Calcular el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable, t_{pss} .

$$t_{pss} = \frac{\varphi\mu c_t A}{0,000264k} (t_{DA})_{pss} \quad (Ec. 81)$$

- Si $t_p \geq 2t_{pss}$, realizar nuevamente el gráfico de Horner con $t_p = t_{pss}$, si no $t = t_p$.

$$t_{pss} = \frac{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720}{0.000264 * 3.90} * 0.1$$

$$t_{pss} = 851517.3$$

$$3360 \geq 2 * 851517.3$$

3360 \geq 1703034.6. Como t_p no es mayor que t_{pss} , entonces $t = t_p$.

- Con el tiempo t, definido en el paso anterior, determinar t_{pDA} .

$$t_{pDA} = \frac{0.000264k}{\varphi\mu c_t A} t \quad (Ec. 82)$$

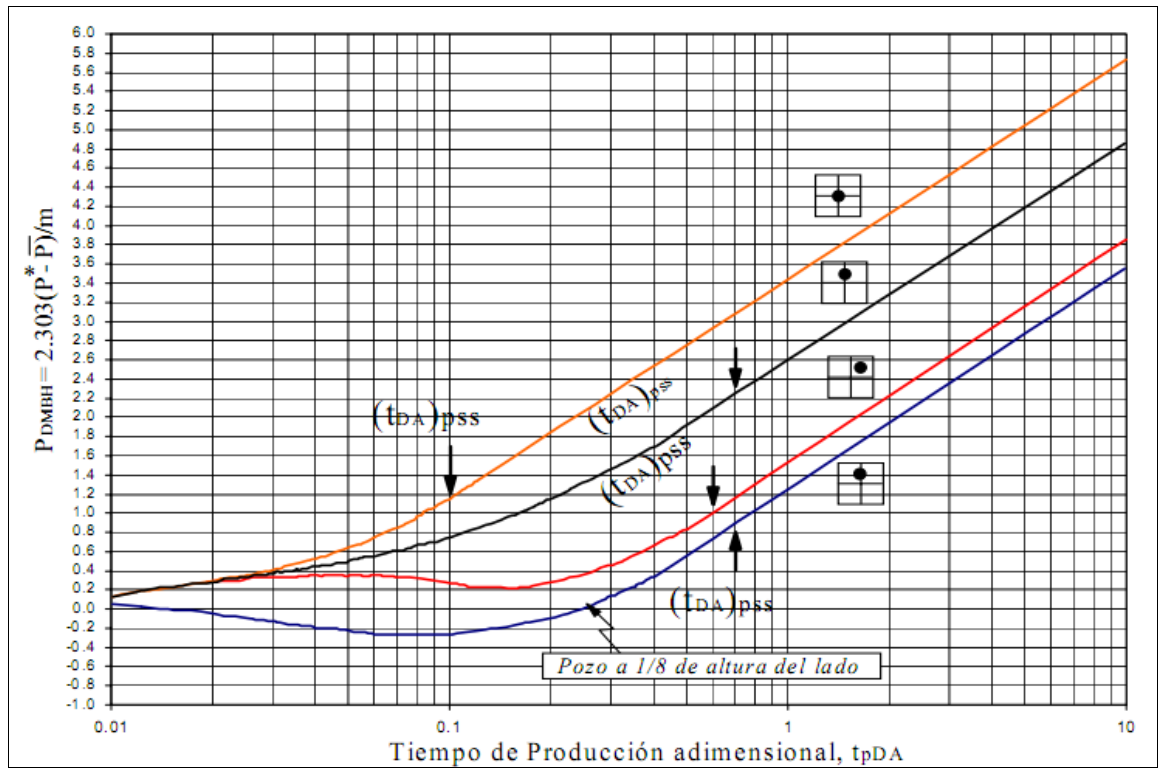
$$t_{pDA} = \frac{0.000264 * 3.90}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720} * 3360$$

$$t_{pDA} = 0.006005$$

- Extrapolar la línea recta semilogarítmica del gráfico de Horner y hallar P*, siendo P* = 1090 psi.

- Determinar P_{DMBH} de la figura 49, usando el valor de t_{pDA} , para este caso el valor de t_{pDA} es demasiado pequeño y se debe aproximar a $P_{DMBH} = 0.1$

Figura 59. P_{DMBH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.



Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Calcular la presión promedio:

$$\bar{P} = P^* - \left(\frac{m}{2.303}\right) * P_{DMBH} \quad (Ec. 83)$$

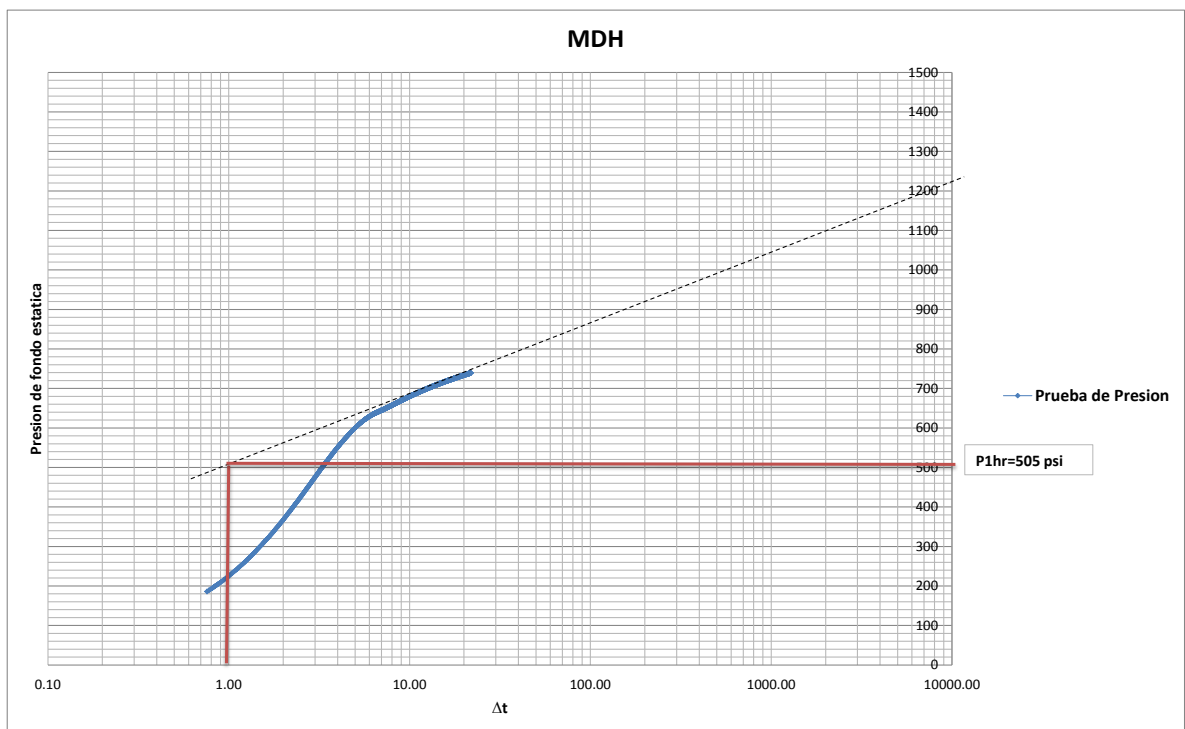
$$\bar{P} = 1340 - \left(\frac{170.6}{2.303}\right) * 0.1$$

$$\bar{P} = 1093 \text{ psi.}$$

Método MDH

Este método está basado en que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar una presión promedio que la presión inicial. Este método se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre¹⁵.

Figura 60. Método MDH para el PBU 1



Fuente: Autor

A partir de la figura 60, se calcula la permeabilidad, el factor skin y la presión promedio.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (Ec. 84)$$

El valor correspondiente a la pendiente de la zona de flujo radial es de $m = 180$.

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.153 * 11.36)}{(180 * 48)}$$

$$k = 3.69 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

Del gráfico MDH se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y cortando con el eje de la ordenada "x" a un tiempo igual a una hora. Siendo este valor de $P_{1hr} = 505 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 183.09 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \left[\frac{505 - 183.09}{180} - \log \frac{3.69}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * (0.35)^2} + 3.23 \right]$$

$$s = 0.67$$

- La presión promedio se puede calcular del gráfico MDH al escoger cualquier punto sobre la línea recta y leer los valores de $(P_{ws})_N$ y $(\Delta t)_N$.

$$(\Delta t)_N = 10 \text{ hrs}$$

$$(P_{ws})_N = 680 \text{ psi}$$

- Calcular

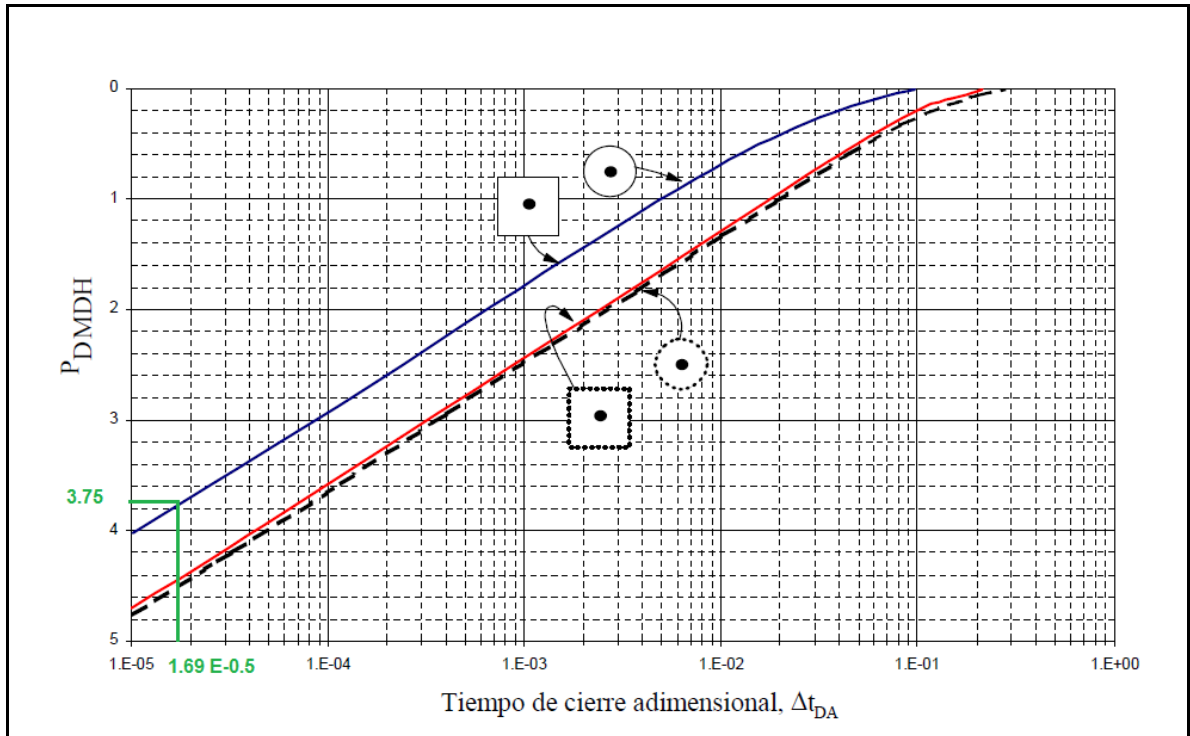
$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t A} \Delta t_N \quad (\text{Ec. 85})$$

$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264 * 3.69}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720} * 10$$

$$\Delta t_{DA} = 1.69e - 5$$

- De la figura 50, determinar PD_{MDH} correspondiente a $(\Delta t_{DA})_N$.
Para este caso, $PD_{MDH} = 3.61$.

Figura 61. P_{DMDH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.



Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Luego, se calcula la presión promedio.

$$\bar{P} = P_{wsN} + \frac{m}{1.1513} * P_{DMDH} \quad (Ec. 86)$$

$$\bar{P} = 680 + \frac{180}{1.1513} * 3.75$$

$$\bar{P} = 1310 \text{ psi.}$$

Método DIETZ

Este método asume que el pozo fluyó lo suficiente hasta alcanzar el estado pseudoestable antes del cierre y que la recta semilog se desarrolló apropiadamente.

- Conociendo la forma del yacimiento y la localización del pozo, determino el C_A de la tabla 1.
- Calcular el tiempo de cierre de Dietz, $(\Delta t)_{\bar{P}}$

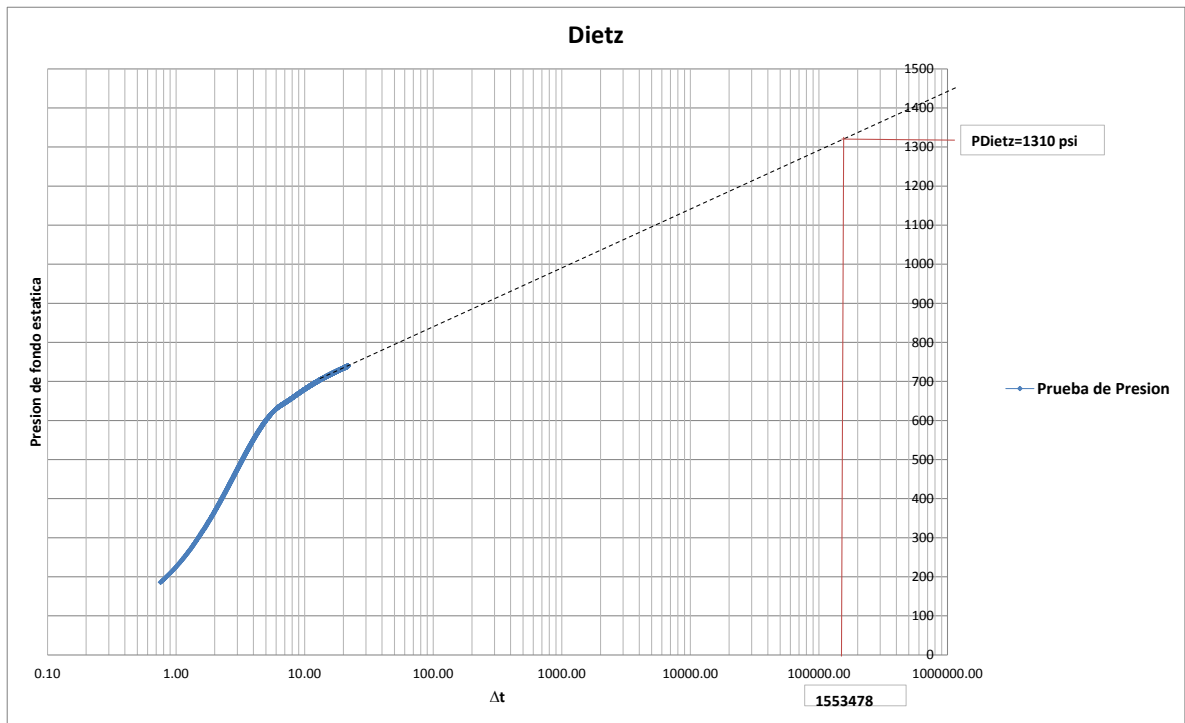
$$(\Delta t)_{\bar{P}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.000264 C_A k} \quad (Ec. 87)$$

$$(\Delta t)_{\bar{P}} = \frac{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720}{0.000264 * 30.88 * 3.69}$$

$$(\Delta t)_{\bar{P}} = 1553478 \text{ hrs}$$

Con este valor, se extrapola la línea recta de la región media y se lee la presión, ésta es la presión promedio. Para este caso, la $\bar{P} = 1310 \text{ psi}$. ver figura 57.

Figura 62. Método Dietz para el PBU 1.

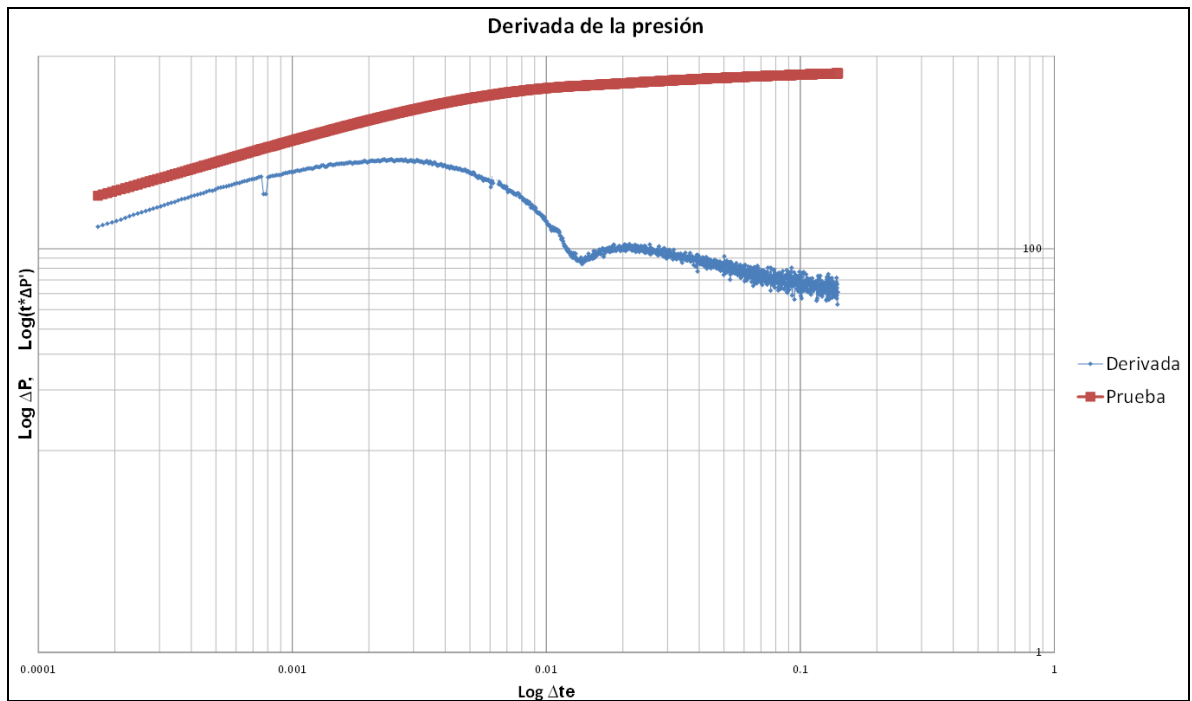


Fuente: Autor

Gráfica de la derivada de la presión

La siguiente figura muestra la derivada de la presión, en la cual se puede observar el efecto de almacenamiento variable, discutido anteriormente en el capítulo 2, a partir de esta gráfica, se puede observar que finalizando este efecto, los tiempos tempranos apenas están iniciando, razón por la cual se recomienda realizar más extensa la prueba con la técnica propuesta.

Figura 63. Derivada de la presión PBU 1



Fuente: Autor

Comparación de resultados:

En la tabla 17 se hace una comparación de los 3 principales parámetros obtenidos utilizando un software comercial especializado y el análisis realizado con diferentes métodos en excel.

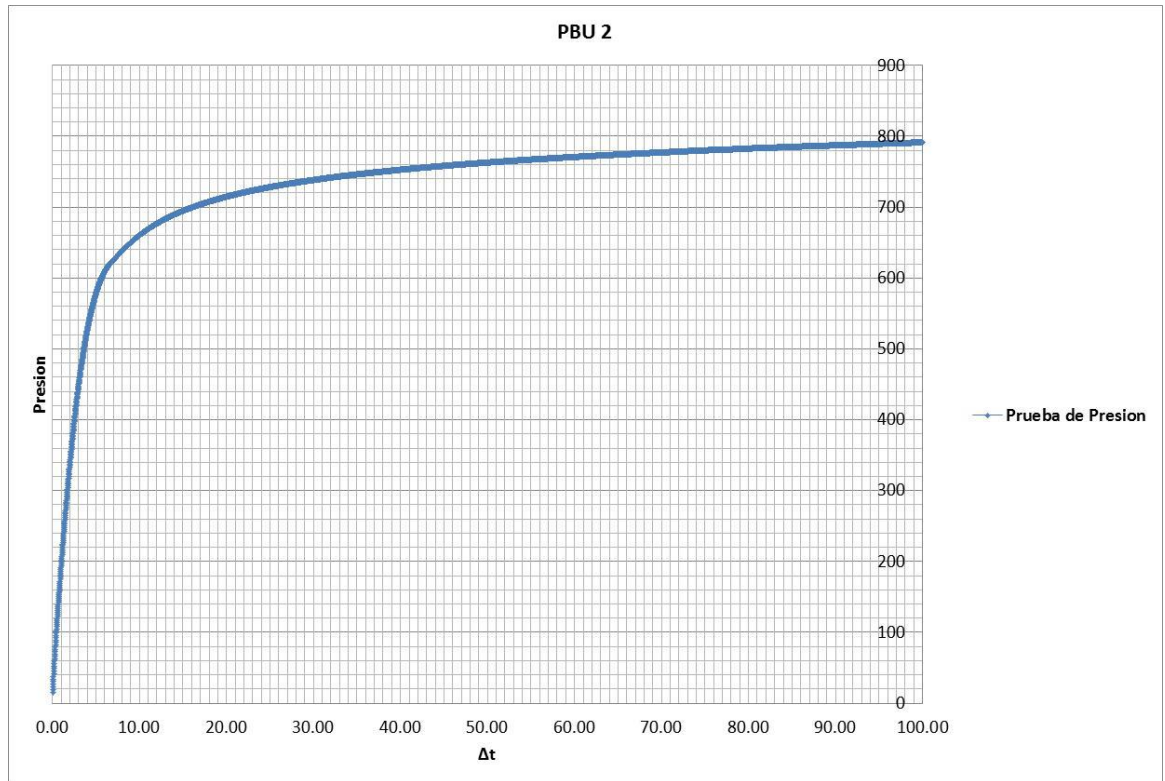
Tabla 17. Comparación entre los diferentes métodos para el PBU 1

PBU 1	Software MDH	Software Horner	Excel	Excel Horr	Excel MBH	Excel MDH	Excel Dietz
K (md)	3.58	3.58		3.91		3.69	
S	0.84	0.82		0.85		0.98	
Kh (md.f)	171.84	171.84		187.68		177.12	
P (psi)	780			1100	1092	1150	1300
Cs (bbl/ps)	0.0051		0.0039				

Fuente: Autor

6.2.2. Prueba de ascenso de presión con la herramienta de acople. El día 1 de febrero de 2012, se realiza el PBU2 al pozo estudio. La prueba tuvo una duración de 7 días, obteniendo los siguientes datos:

Figura 64. PBU 1, gráfica de Presión vs Δt



Fuente Autor

Cálculo del Almacenamiento: Se calcula el almacenamiento de la misma manera que se presentó en la prueba anterior

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta P}\right)_{LPU} \quad (Ec. 88)$$

Donde:

q es el caudal (BOPD)

B es el factor volumétrico de formación

t es un tiempo cualquiera dentro de la línea de pendiente unitaria LPU

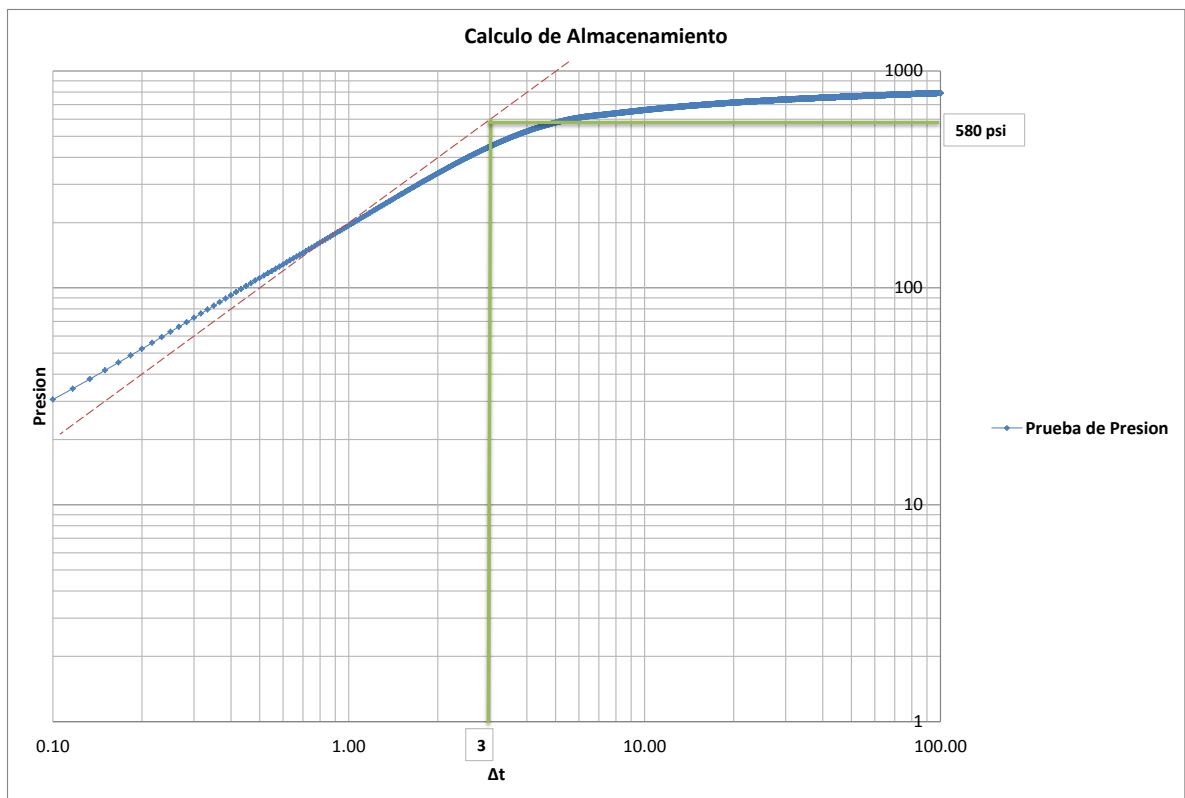
ΔP es el ΔP al tiempo t

De la tabla de propiedades del yacimiento y producción y de la figura 65 se obtiene:

$$C = \left(\frac{15 \text{ STB} * 1.153 \text{ RB/STB}}{24 \text{ hrs}} \right) \left(\frac{3 \text{ hrs}}{580 \text{ psi}} \right)_{LPU}$$

$$C = 0.00372 \text{ RB/psi}$$

Figura 65. Cálculo del almacenamiento a partir de la línea de pendiente unitaria para el PBU 2.



Fuente: Autores

Se emplean los mismos métodos de interpretación usados para el PBU 1, teniendo en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido para el PBU 2.

Tabla 18. Propiedades yacimiento y fluido.

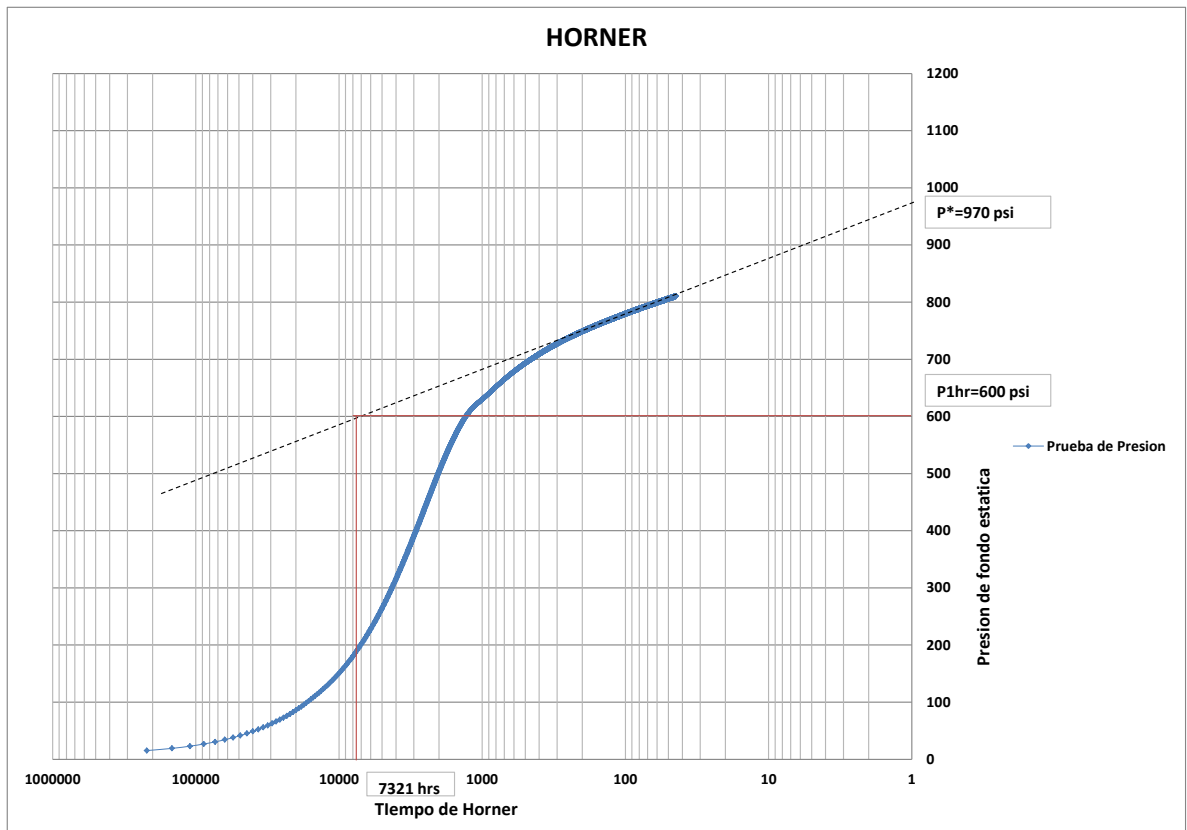
Pwf	12.35	Psi
tp	7320	hrs
tp	305	días
rw	0.35	ft
h	48	ft
porosidad	0.16	fracción
viscosidad	11.36	cp
B	1.153	RB/STB
Np	4575	BBL total
A	522720	
q	15	BOPD
ct	0.0006065	Psi-1
tp+1	7321	hrs
C	0.00432375	bbl/psi

Fuente: Recopilación información Campo estudio

Método de Horner

Calculo usando el método de honer:

Figura 66. Método de Horner para el PBU 2



Fuente: Autor

Se calcula la permeabilidad de la siguiente ecuación.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (Ec. 89)$$

El valor correspondiente a la pendiente es $m = 86$

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.153 * 11.36)}{(86 * 48)}$$

$$k = 7.74 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (Ec. 90)$$

Del gráfico de Horner se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y entrando con el valor de $t_p + 1$ sobre el eje de la abscisa y corta con el eje “y” ordenada, allí se lee el valor de la presión, siendo este valor de $P_{1hr} = 600 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \left[\frac{600 - 12.35}{86} - \log \frac{7.74}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * (0.35)^2} + 3.23 \right]$$

$$s = 6.10$$

Método MBH

Para calcular la presión promedio se utiliza el método MBH, que utiliza el gráfico de Horner.

- Calcular el t_p .

$$t_p = 24 * \frac{Np}{q} \quad (Ec. 91)$$

$$t_p = 7320 \text{ horas}$$

- El valor de t_p debe ser comparado con el tiempo requerido para alcanzar el estado pseudoestable. Por lo tanto se debe calcular el valor de $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla 1, de la columna “exacto para $t_{DA} >$ ”. Asumiendo que el yacimiento tiene una geometría cuadrada.

$$(t_{DA})_{pss} = 0,1$$

- Calcular el tiempo para alcanzar el estado pseudoestable, t_{pss} .

$$t_{pss} = \frac{\varphi \mu c_t A}{0,000264k} (t_{DA})_{pss} \quad (\text{Ec. 92})$$

- Si $t_p \geq 2t_{pss}$, realizar nuevamente el gráfico de Horner con $t_p = t_{pss}$, si no $t = t_p$.

$$t_{pss} = \frac{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720}{0.000264 * 7.74} * 0.1$$

$$t_{pss} = 28204.25$$

$$7320 \geq 2 * 28204.25$$

$3360 \geq 56408.5$ Como t_p no es mayor que t_{pss} , entonces $t = t_p$.

- Con el tiempo t , definido en el paso anterior, determinar t_{pDA} .

$$t_{pDA} = \frac{0.000264k}{\varphi\mu c_t A} t \quad (Ec.93)$$

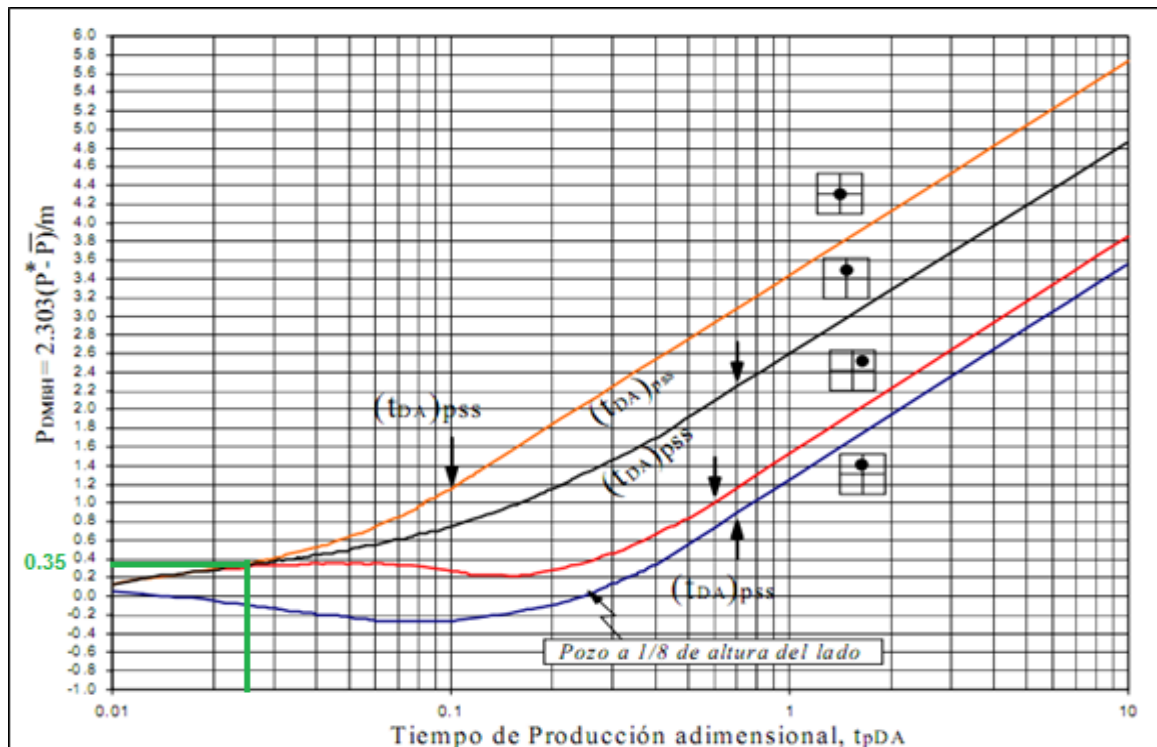
$$t_{pDA} = \frac{0.000264 * 7.74}{0.16 * 11.36 * 6.0654e^{-4} * 522720} * 7320$$

$$t_{pDA} = 0.02595$$

- Extrapolar la línea recta semilogarítmica del gráfico de Horner y hallar P^* , siendo $P^* = 970$ psi.
- Determinar P_{DMBH} de la figura 51, usando el valor de t_{pDA} , para este caso

$$P_{DMBH} = 0.35$$

Figura 67. P_{DMBH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas.



Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Calcular la presión promedio:

$$\bar{P} = P^* - \left(\frac{86}{2.303}\right) * P_{DMBH} \quad (Ec. 94)$$

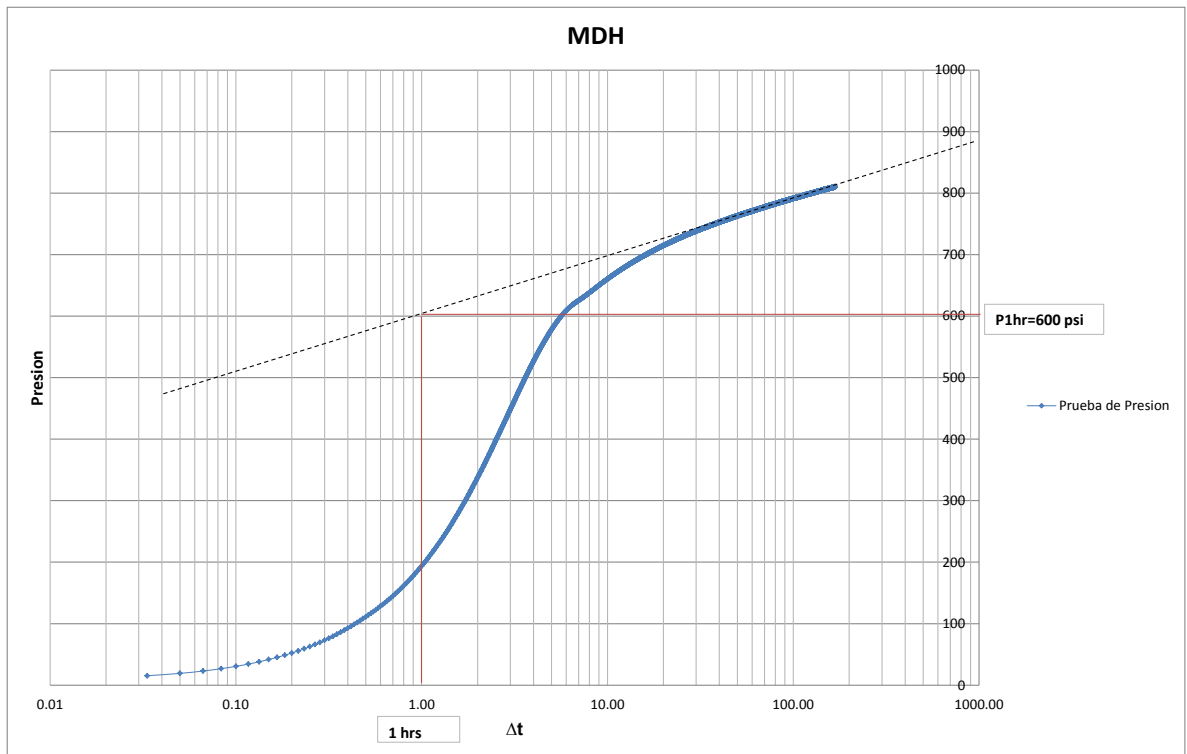
$$\bar{P} = 1340 - \left(\frac{85}{2.303}\right) * 0.35$$

$$\bar{P} = 957 \text{ psi.}$$

Método MDH

Gráficamente se ilustra el comportamiento de la presión de fondo del pozo en función del logaritmo del tiempo transcurrido desde el inicio de la prueba.

Figura 68. Método MDH para el PBU 2.



Fuente: Autor

A partir de la Figura 68, se calcula la permeabilidad, el factor skin y la presión promedio.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (Ec. 95)$$

El valor correspondiente a la pendiente de la zona de flujo radial es de $m = 86$.

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.153 * 11.36)}{(86 * 48)}$$

$$k = 7.74 \text{ md}$$

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

Del gráfico MDH se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y cortando con el eje de la ordenada "x" a un tiempo igual a una hora. Siendo este valor de $P_{1hr} = 600 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la primera presión registrada al momento del cierre, se tiene que $P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \left[\frac{600 - 12.35}{86} - \log \frac{7.74}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * (0.35)^2} + 3.23 \right]$$

$$s = 6.10$$

- La presión promedio se puede calcular del gráfico MDH al escoger cualquier punto sobre la línea recta y leer los valores de $(P_{ws})_N$ y $(\Delta t)_N$.

$$(\Delta t)_N = 10 \text{ hrs}$$

$$(P_{ws})_N = 690 \text{ psi}$$

- Calcular

$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264k}{\phi \mu c_t A} \Delta t_N \quad (\text{Ec. 96})$$

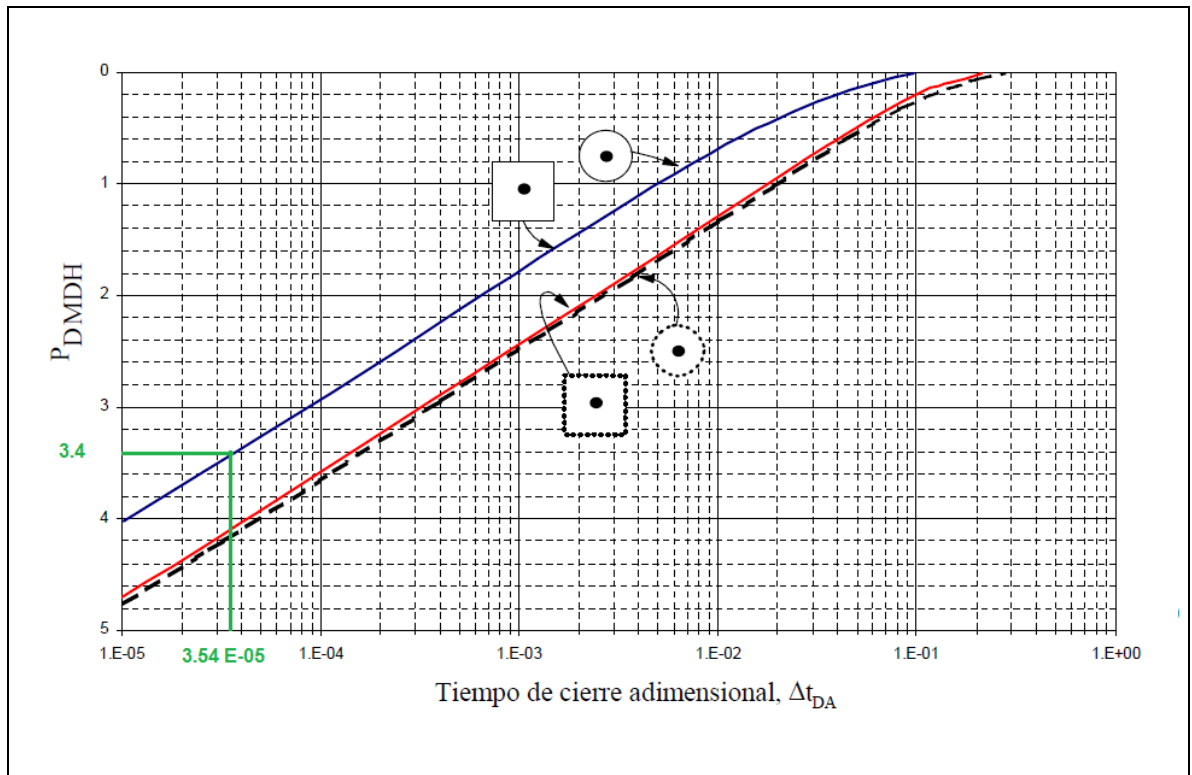
$$\Delta t_{DA} = \frac{0.000264 * 7.74}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720} * 10$$

$$\Delta t_{DA} = 3.54e - 5$$

- De la figura 52, determinar PD_{MDH} correspondiente a $(\Delta t_{DA})_N$.

Para este caso, $PD_{MDH} = 3.4$.

Figura 69. PD_{MDH} Para un pozo en el centro de áreas de drenaje circular y cuadrada.



Fuente: Análisis moderno de presiones. Ph.D. Escobar, Freddy.

- Luego, se calcula la presión promedio.

$$\bar{P} = P_{wsN} + \frac{m}{1.1513} * P_{DMDH} \quad (Ec. 97)$$

$$\bar{P} = 680 + \frac{86}{1.1513} * 3.4$$

$$\bar{P} = 944 \text{ psi.}$$

Método DIETZ

- Conociendo la forma del yacimiento y la localización del pozo, determino el C_A de la tabla 1.
- Calcular el tiempo de cierre de Dietz, $(\Delta t)_{\bar{P}}$

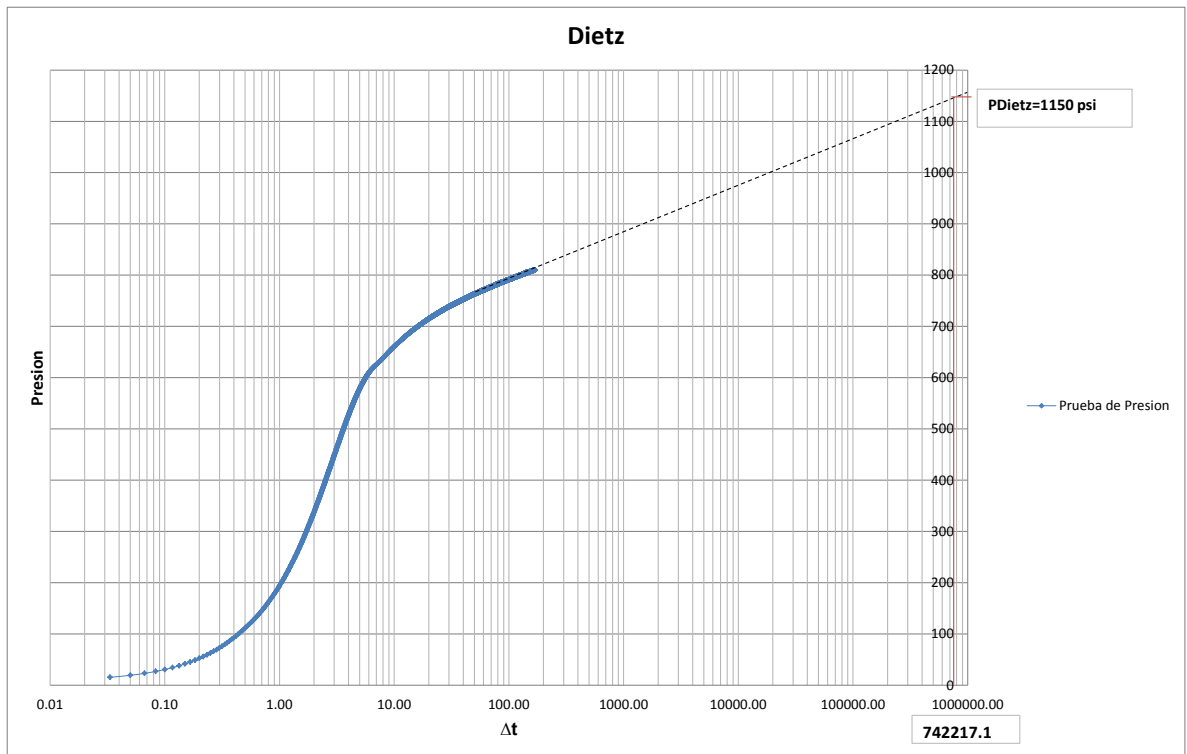
$$(\Delta t)_{\bar{P}} = \frac{\phi \mu c_t A}{0.000264 C_A k} \quad (\text{Ec. 98})$$

$$(\Delta t)_{\bar{P}} = \frac{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * 522720}{0.000264 * 30.88 * 7.74}$$

$$(\Delta t)_{\bar{P}} = 742217.1 \text{ hrs}$$

Con este valor, se extrapola la línea recta de la región media y se lee la presión, ésta es la presión promedio. Para este caso, la $\bar{P} = 1150 \text{ psi.}$ ver figura 57.

Figura 70. Método Dietz para PUB 2

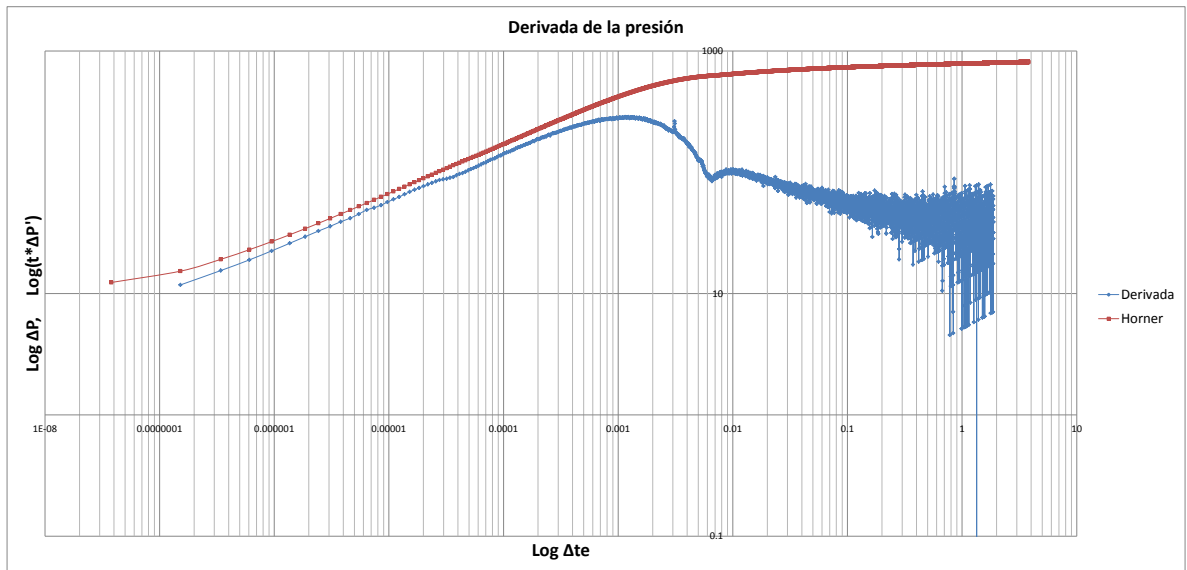


Fuente: Autor

Gráfica de la derivada de la presión

La siguiente figura muestra la derivada de la presión, de igual forma que en el PBU 1, se puede observar el efecto de almacenamiento variable que también presentan las otras pruebas de presión realizadas a la misma zona, sin embargo, debido a que el tiempo de cierre fue mayor, después de que el efecto de almacenamiento variable se termina, se puede observar más claramente el inicio de los tiempos medios.

Figura 71. Derivada de la presión PBU 2



Fuente: Autor

Comparación de resultados:

En la tabla 19 se hace una comparación de los 3 principales parámetros obtenidos utilizando un software comercial especializado y el análisis realizado con diferentes métodos en excel.

Tabla 19. Comparación entre los diferentes métodos para el PBU 2

PBU 2	Software MDH	Software Horner	Excel	Excel Horner	Excel MBH	Excel MDH	Excel Dietz
K (md)	7.66	7.85		7.74		7.74	
S	6.16	6.42		6.1		6.1	
Kh (md.f)	367.68	376.8		371.52		371.52	
P (psi)	815			970	957	944	1150
Cs (bbl/ps)	0.00114		0.0037				

Fuente: Autor

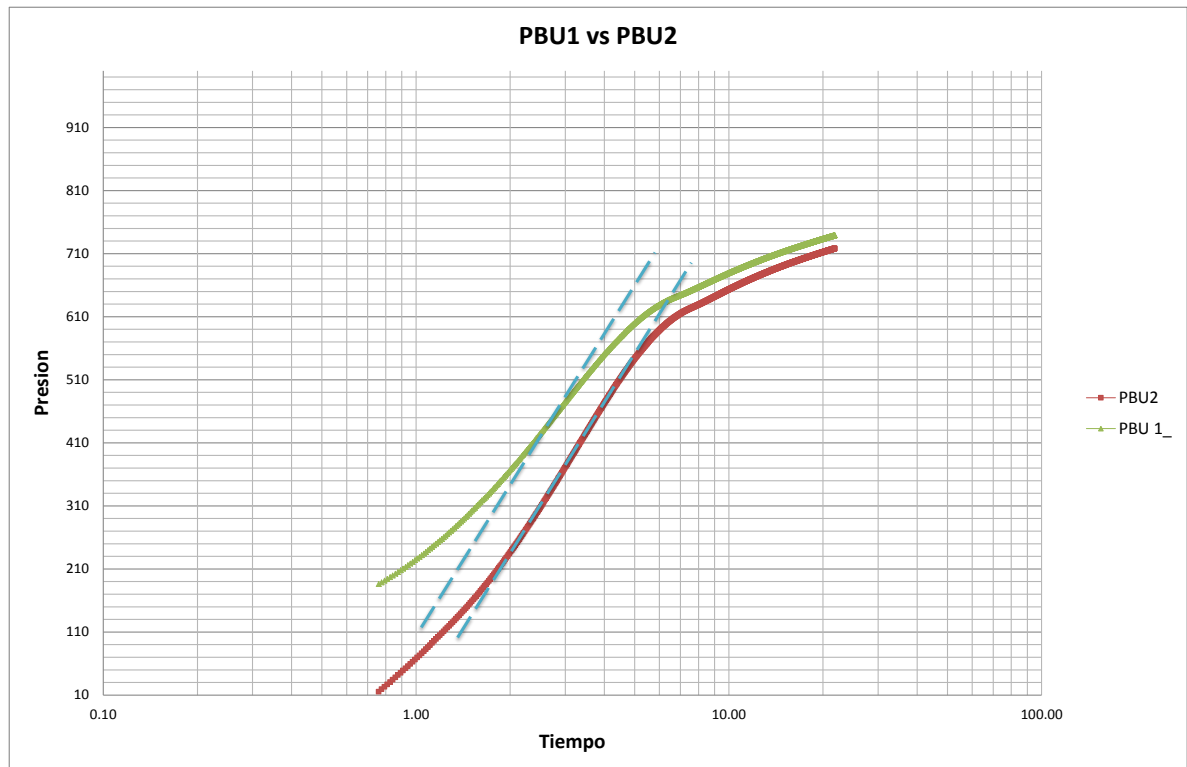
6.3. INFLUENCIA DE LA ESTABILIZACIÓN DEL CAUDAL Y EXTRACCIÓN DE FLUIDOS DE CONTROL ANTES DE INICIAR EL CIERRE

Realizar una comparación entre los resultados del PBU 1 y PBU 2 no es representativo y puede incurrir en un error, debido a que el tiempo de cierre del PBU 1 no fue suficiente para determinar con certeza el inicio de tiempos medios, sin embargo se puede realizar una comparación entre las dos pruebas a los mismos tiempos durante el periodo de almacenamiento.

Para determinar la influencia de la estabilización del caudal y extracción de fluidos de control, se presenta a continuación una gráfica semilog de Presión vs tiempo ver Figura 72, donde las dos pruebas inicial al mismo tiempo $t=0.02$ hrs y finalizan al mismo tiempo $t=21.83$ hrs, el cual es el último tiempo de la prueba más corta, es decir el PBU1, esto se hace con el fin de normalizar las dos pruebas a los mismos tiempos y periodos de cierre.

Debido a que la prueba realizada con la técnica convencional al inicio del cierre, el pozo tenía un nivel de fluido de control y por lo tanto tiene una P_{wf} de 183.09 psi, a diferencia de la prueba realizada con la técnica propuesta la cual tiene una P_{wf} de 12.35 psi, debido a que se realizó la extracción del fluido de control y como se presentó anteriormente el pozo no tenía suficiente nivel.

Figura 72. Comparación PBU1 vs PBU 2, tiempos tempranos – gráfica semilog



Fuente: Autor

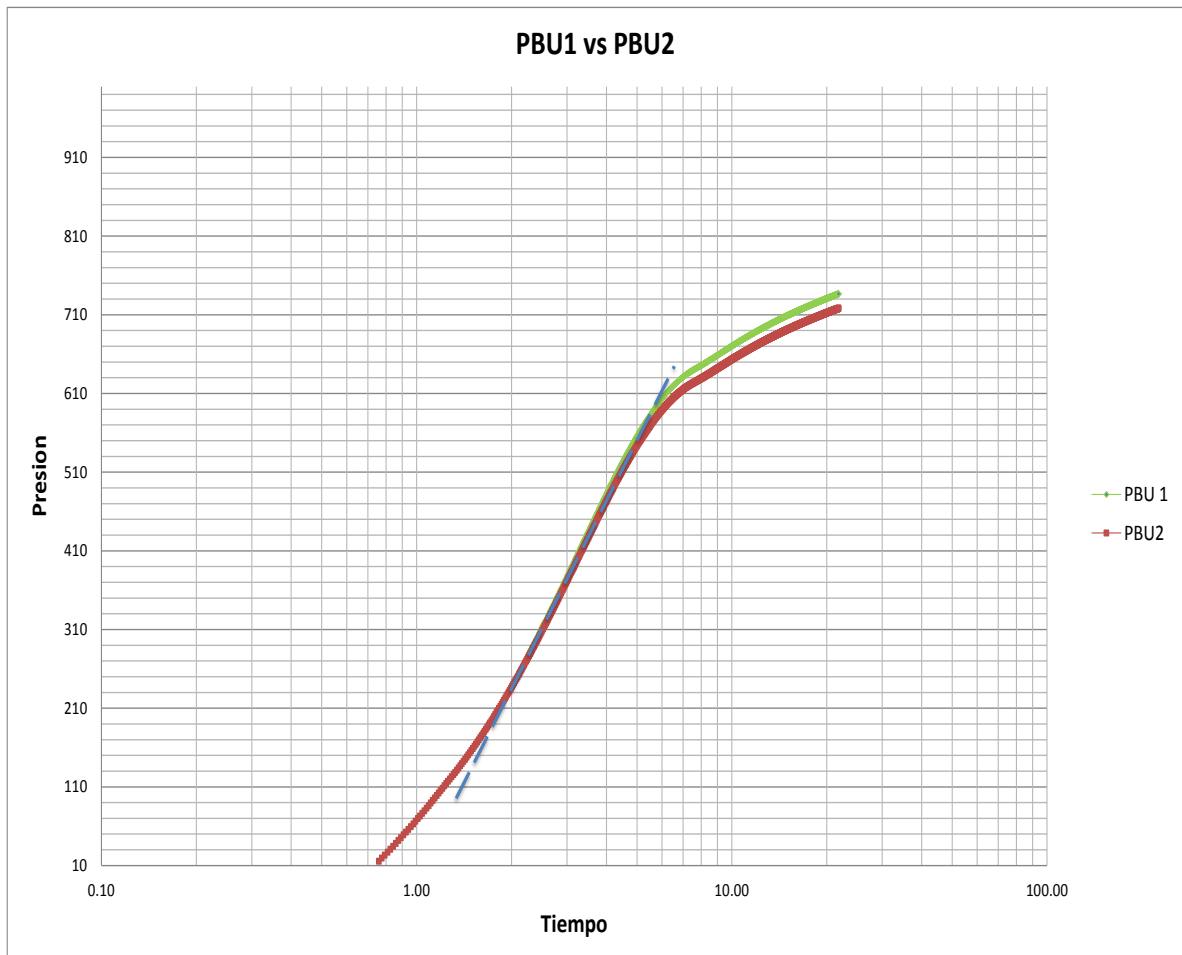
De la gráfica anterior se observa que las pendientes de los tiempos tempranos del PBU1 y PBU2 no coinciden, a partir de esto se puede concluir que los tiempos tempranos pueden estar siendo influenciados por alguna de las siguientes dos razones:

- Las pendientes están afectadas por los tiempos a los cuales se está graficando la primera lectura de presión.
- La afectación proviene del cambio en almacenamiento del pozo a través del tiempo (3 meses aproximadamente entre una prueba y la otra)

Para determinar cuál es la causa se lleva la P_{wf} o primera presión leída al realizar el cierre en el PBU 1, y se superpone en el tiempo del PBU 2 al cual se alcanzó la

misma presión, con esto se asume que las dos pruebas iniciaron al mismo tiempo con una pwf de 12.35 psi y que ambas alcanzaron 183 psi al mismo tiempo:

Figura 73. Normalización y comparación de los tiempos tempranos entre el PBU 1 y PBU 2



Fuente: Autor

En la Figura 73, se observa que al ajustar las curvas a los mismos tiempos, el almacenamiento a partir de la normalización es el mismo para ambos casos, lo cual no fue representado en la interpretación del numeral anterior cuando se obtuvo un almacenamiento diferente para cada caso y donde la pendiente unitaria no se ajustó de la misma manera a ambas pruebas.

Hasta ahora, este efecto solo se ve reflejado en los tiempos tempranos, el único parámetro afectado es el almacenamiento C calculado a partir de la gráfica.

Para determinar cuál es el impacto de usar la Pwf real, en los demás parámetros que se obtienen a partir de los tiempos medios, se asume que la tasa de incremento de presión en el tiempo inicial que no pudo ser medido en el PBU 1 debido al fluido de control, es igual al del PBU 2, es decir:

La Pwf (presión justo antes del cierre) del PBU 1 según los datos de la prueba es 183.09 psi

La Pwf (presión justo antes del cierre) del PBU 2 según los datos de la prueba es 12.35 psi

Según el concepto de presión de fondo fluyendo, la presión verdadera de fondo fluyendo es la obtenida del PBU 2, debido a que el pozo estaba fluyendo gracias a la herramienta que acopla la memoria a la bomba de subsuelo, para efectos de investigación, se asume que la tasa de incremento de presión en el PBU 1 desde la presión de fondo fluyendo real (12.35) hasta la presión registrada de fondo con el PBU 1 (183.09 psi), sería la misma del PBU 2 ya que en la Figura 73 se observa que las curvas de almacenamiento se superponen.

A partir de esta aproximación se toman los valores del PBU 2 desde la presión 12.35 hasta la presión 183.09 y el resto de los datos se toman del PBU 1. De esta manera el PBU 1 estaría iniciando desde la verdadera presión de fondo fluyendo y se procede a calcular la permeabilidad, skin y presión promedio por uno de los métodos anteriormente descritos, para finalmente realizar una comparación con los resultados obtenidos en la interpretación del PBU 1 por el mismo método.

Cálculo del Almacenamiento: Se calcula el almacenamiento de la misma manera que se presentó en la prueba anterior

$$C = \left(\frac{qB}{24} \right) \left(\frac{t}{\Delta P} \right)_{LPU} \quad (\text{Ec. 99})$$

Donde:

q es el caudal (BOPD)

B es el factor volumétrico de formación

t es un tiempo cualquiera dentro de la línea de pendiente unitaria LPU

ΔP es el ΔP al tiempo t

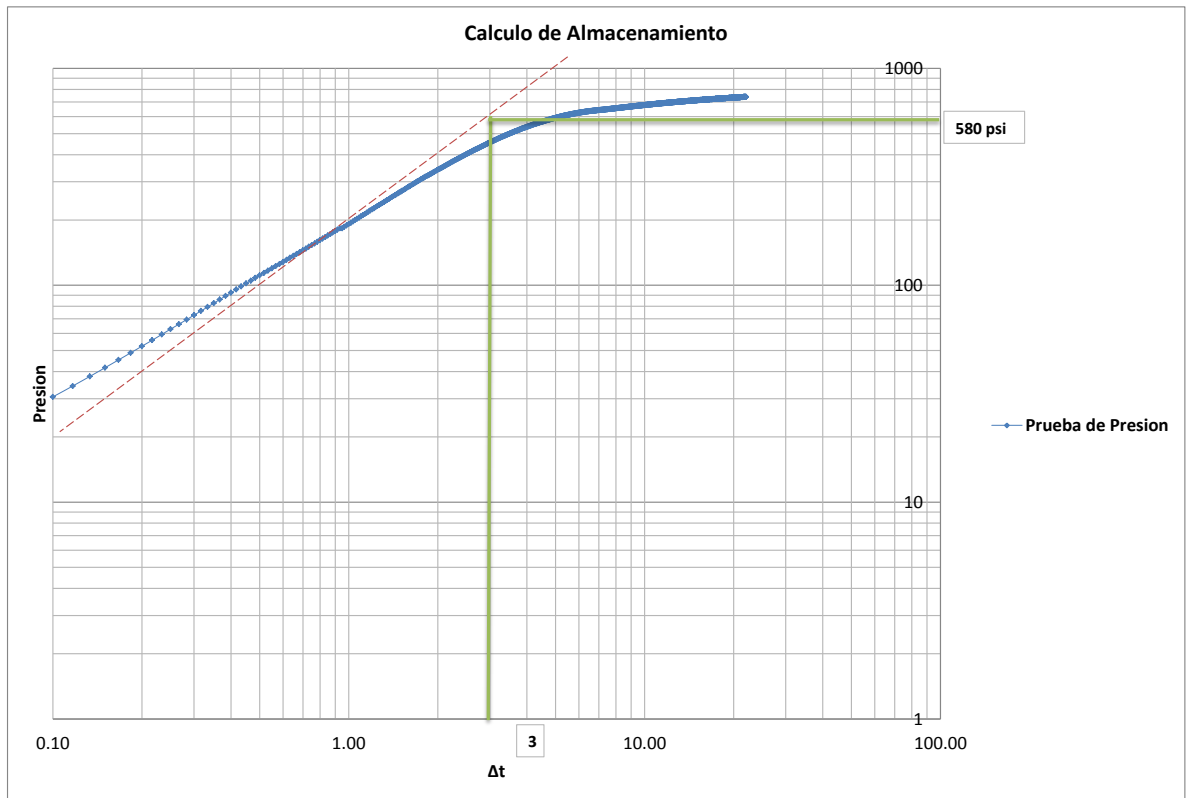
De la tabla de propiedades del yacimiento y producción y de la Figura 74 se obtiene:

$$C = \left(\frac{15 \text{ STB} * 1.153 \text{ RB/STB}}{24 \text{ hrs}} \right) \left(\frac{3 \text{ hrs}}{580 \text{ psi}} \right)_{LPU}$$

$$C = 0.00372 \text{ RB/psi}$$

El valor del almacenamiento calculado a partir de la línea pendiente unitaria es el mismo del almacenamiento que se obtuvo a partir del PBU 2.

Figura 74. Calculo del almacenamiento a partir de la línea unitaria para el PBU1 después de normalizar la Pwf

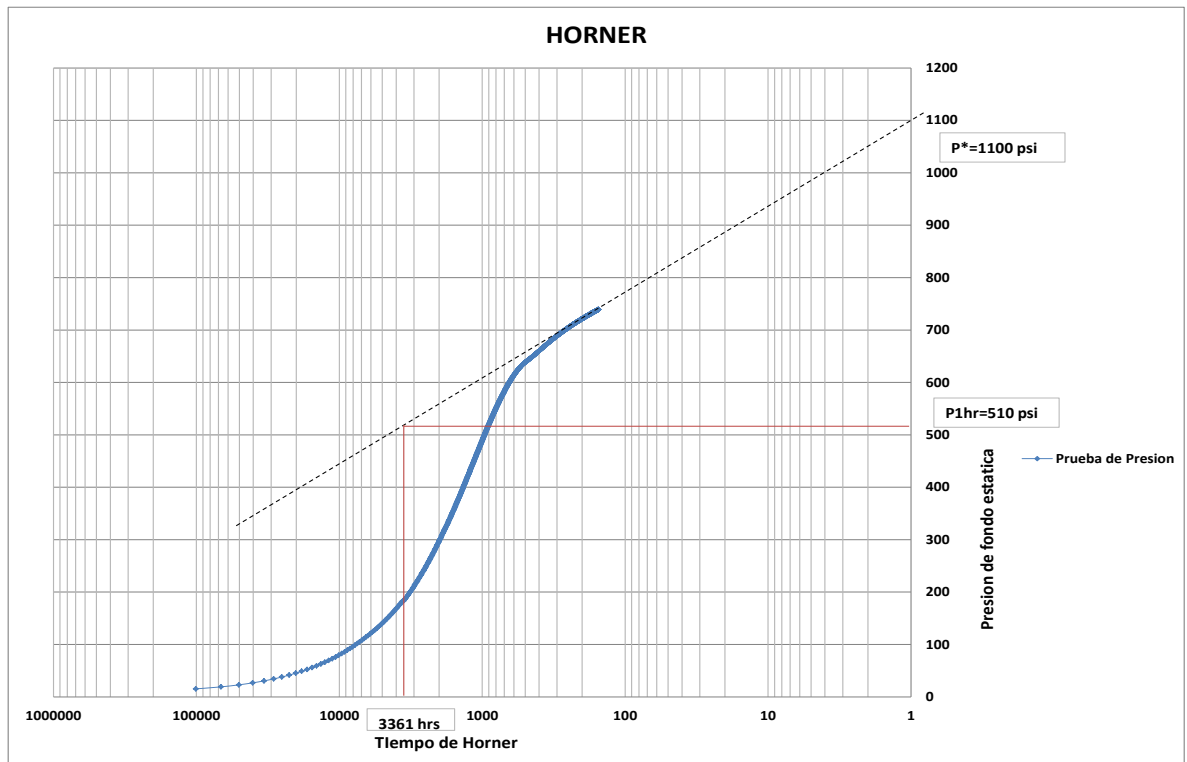


Fuente: Autor

Método de Horner

Cálculo usando el método de horner:

Figura 75. Método de Horner para el PBU 1 con la Pwf normalizada



Fuente: Autor

Se calcula la permeabilidad de la siguiente ecuación.

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (\text{Ec. 100})$$

El valor correspondiente a la pendiente es $m = 170.6$

El cuál es el mismo calculado para la interpretación anterior del PBU 1

$$k = 162.6 \frac{(15 * 1.153 * 11.36)}{(170 * 48)}$$

$$k = 3.90 \text{ md}$$

Debido a que el valor de permeabilidad depende de las mismas propiedades del yacimiento, la única variable es entonces la pendiente m la cual para este caso es igual porque es tomada de la línea de los tiempos medios.

El factor skin se calcula de la siguiente ecuación.

$$s = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right] \quad (Ec. 101)$$

Del gráfico de Horner se lee la presión a una hora, extrapolando la línea recta de la región media (MTR) y entrando con el valor de $t_p + 1$ sobre el eje de la abscisa y corta con el eje "y" ordenada, allí se lee el valor de la presión, siendo este valor de $P_{1hr} = 510 \text{ psi}$.

Teniendo en cuenta que la P_{wf} es la presión registrada a $\Delta t = 0$ en el cierre, se tiene que $P_{wf} = 12.35 \text{ psi}$.

$$s = 1.151 \left[\frac{510 - 12.35}{170.6} - \log \frac{3.90}{0.16 * 11.36 * 6.0654e - 4 * (0.35)^2} + 3.23 \right]$$

$$s = 1.94$$

Los resultados obtenidos son mostrados en la siguiente tabla y comparados con los cálculos realizados sin tener en cuenta la verdadera presión de fondo fluyendo:

Tabla 20. Resultados PBU 1 convencional

PBU 1 usando Pwf = 183.09 psi		
	Excel	Excel Horner
K (md)		3.91
S		0.85
Kh (md.f)		187.68
P (psi)		1100
Cs (bbl/psi)	0.0037	

Fuente: Autor

Tabla 21. Resultados PBU 1 con Pwf normalizada

PBU 1 usando Pwf = 12.35 psi		
	Excel	Excel Horner
K (md)		3.91
S		1.94
Kh (md.f)		187.68
P (psi)		1100
Cs (bbl/psi)	0.0039	

Fuente: Autor

Los resultados muestran que para este caso (pozo estudio) realizar los cálculos con una prueba convencional donde la Pwf no es la real genera un error en los resultados del Skin de aproximadamente 7% y un error en el almacenamiento poco significativo. Sin embargo una de las ventajas de no extraer los fluidos de control es asegurar que el periodo de almacenamiento se completa en menor tiempo y que por tanto la estabilización de la presión se alcanzara en más rápidamente.

6.4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS ENTRE EL MÉTODO CONVENCIONAL Y EL MÉTODO PROPUESTO

Los costos tenidos en cuenta para el cálculo del costo total de cada prueba y que se presentan a continuación son un promedio de los costos de la industria en el momento de la realización de las pruebas.

6.4.1. Costos de la prueba realizada con la técnica convencional. Primero se calculan los tiempos requeridos para realizar la prueba asumiendo:

Tiempo de la prueba (cierre): 168 hrs equivalente a 7 días

Profundidad del pozo: 2700 ft

Sacando el pozo de producción desde el inicio de la movilización del equipo de workover.

Tabla 22. Tiempos operacionales técnica convencional

TIEMPOS OPERACIONALES DEL RIG DE WORKOVER (pozo a 2700 ft)	tiempo (horas)
Movilizacion unidad de workover	2
Parar torre, adecuar facilidades	3
Sacar sarta de varilla con Bomba	1.5
Sacar sarta de tuberia	2
Bajar sarta de tuberia para PBU (punta libre)	2
Rig down unidad de workover/adecuacion de facilidades	4
Instalar Unidad de Slickline	3
Bajar cable con memoria	2
TIEMPO DE LA PRUEBA	168
Recuperar Memory	2
Rig down unidad de slickline / movilizacon unidad WO	2
Parar torre de workover, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de tuberia para PBU (punta libre)	2
Bajar sarta de tuberia para produccion	2
Bajar sarta de varilla con Bomba	1.5
Rig down unidad de workover/adecuacion de facilidades	4
Tiempo Total	203
DISCRIMINACION DEL TIEMPO DE LA PRUEBA	hrs
Tiempo de cierre	168
Tiempo total de prueba	168

Fuente: Autor

Basados en los cálculos de tiempos, se procede a realizar el cálculo de los costos:

Tabla 23. Costos de la prueba de presión con la técnica convencional

PRESUPUESTO DETALLADO					
PERSONAL					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA	
Cuadrilla de trabajo	2	2	10,200,000.00	40,800,000.00	
Vigilancia y monitoreo	2	9	700,000.00	12,600,000.00	
Ingeniero a Cargo	1	9	400,000.00	3,600,000.00	
EQUIPOS DE COMPUTO Y SOFTWARE					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO	TIEMPO DIAS	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA
Licencia Software especializado	1	Alquiler	30	40,000.00	1,200,000.00
ALQUILER DE EQUIPOS					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA	
Unidad de Workover	1	2	54,350,000.00	108,700,000.00	
Alquiler Memory gauge	1	9	3,100,000.00	27,900,000.00	
Unidad de slickline	1	9	12,000,000.00	108,000,000.00	
HERRAMIENTAS					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO	VALOR UNIDAD	COSTO PRUEBA	
Varillas que requieren cambio	3	Compra	396,000.00	1,188,000.00	
Tubos que requieren cambio	3	Compra	1,553,000.00	4,659,000.00	
Herramienta de acople	1	Compra	1,500,000.00	1,500,000.00	
PRODUCCION DIFERIDA					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/UNIDAD	COSTO PRUEBA	
BOPD	15	8.458333333	186,660.00	23,682,487.50	
KSCFD	10	8.458333333	36,600.00	366,000.00	
Precio del barril, el pie cubico de gas y del dolar Referenciado a promedio de Abril de 2012					
COSTO TOTAL DE PRUEBA					334,195,487.50

Fuente: Autor

6.4.2. Costos de la prueba realizada con la técnica planteada. De igual manera que se realizaron los cálculos para la prueba con el método convencional se realizan para esta prueba propuesta.

Primero se calculan los tiempos requeridos para realizar la prueba asumiendo:

Tiempo de la prueba (cierre): 168 hrs equivalente a 7 días

Tiempo de la prueba: 186 hrs, sin embargo de estas 186 hrs solamente 168 hrs son tiempo diferido de producción, debido a que las otras 18 hrs son horas de extracción de los fluidos de control y estabilización de caudal.

Profundidad del pozo: 2700 ft

Sacando el pozo de producción desde el inicio de la movilización del equipo de varilleo.

Tabla 24. Tiempos operacionales técnica propuesta

TIEMPOS OPERACIONALES DEL RIG DE VARILLEO (pozo a 2700 ft)	tiempo (horas)
Movilizacion de unidad de varilleo	2
Parar torre, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de varilla	1
Conectar Memory a Bomba de subsuelo	0.5
Bajar sarta de varilla con memory y bomba	2
Desarmar torre y adecuar facilidades	4
TIEMPO DE LA PRUEBA	186
Movilizacion de unidad de varilleo	2
Parar torre, adecuar facilidades	2
Sacar sarta de varilla	1
Desconectar Memory de bomba de subsuelo	0.5
Bajar sarta de varilla con bomba	1
Desarmar torre y adecuar facilidades	4
Tiempo Total	208
DISCRIMINACION DEL TIEMPO DE LA PRUEBA	hrs
Tiempo de recuperacion de fluidos de control	6
Tiempo de estabilizacion del flujo	12
Tiempo de cierre	168
Tiempo total de prueba	186

Fuente: Autor

Basados en los cálculos de tiempos, se procede a realizar el cálculo de los costos:

Tabla 25. Costos de la prueba de presión con la técnica propuesta

PRESUPUESTO DETALLADO					
PERSONAL					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA	
Cuadrilla de trabajo	2	2	10,200,000.00	40,800,000.00	
Vigilancia y monitoreo	2	12	700,000.00	16,800,000.00	
Ingeniero a Cargo	1	12	400,000.00	4,800,000.00	
EQUIPOS DE COMPUTO Y SOFTWARE					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO	TIEMPO DIAS	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA
Licencia Software especializado	1	Alquiler	30	40,000.00	1,200,000.00
ALQUILER DE EQUIPOS					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/DIA	COSTO PRUEBA	
Unidad de Varilleo	1	2	24,350,000.00	48,700,000.00	
Alquiler Memory gauge	1	12	3,100,000.00	37,200,000.00	
HERRAMIENTAS					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIPO	VALOR UNIDAD	COSTO PRUEBA	
Varillas que requieren cambio	3	Compra	396,000.00	1,188,000.00	
Tubos que requieren cambio	3	Compra	1,553,000.00	4,659,000.00	
Herramienta de acople	1	Compra	1,500,000.00	1,500,000.00	
PRODUCCION DIFERIDA					
DESCRIPCION	CANTIDAD	TIEMPO (DIAS)	VALOR/PESOS	COSTO PRUEBA	
BOPD	15	8.666666667	186,660.00	24,265,800.00	
KSCFD	10	8.666666667	36,600.00	366,000.00	
Precio del barril, el pie cubico de gas y del dolar Referenciado a promedio de Abril de 2012					
COSTO TOTAL DE PRUEBA				181,478,800.00	

Fuente: Autor

6.4.3. Comparación de costos entre la prueba de presión tomada con la técnica convencional y la técnica planteada:

Tabla 26. Comparación de costos entre el método convencional y el método propuesto

Nuevo método (pesos)	Método convencional (pesos)	Diferencia (pesos)
181,478,800.00	334,195,478.50	152,716,678.50

Precio del dólar 1830 pesos Colombianos

Nuevo método (dólares)	Método convencional (dólares)	Diferencia (dólares)
106,752.24	196,585.58	89,833.34

Fuente: Autor

El resultado es una diferencia a favor de la técnica planteada de aproximadamente 89,833.34 dólares.

CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología de selección del pozo para la implementación de la herramienta que acopla la memoria registradora de presión a la bomba de subsuelo en un pozo con bombeo mecánico, teniendo en cuenta las variables y condiciones de yacimiento, producción y operación mínimas requeridas para su correcta aplicación.
- Se desarrolló un procedimiento operacional para realizar la toma de presiones de fondo en un pozo produciendo con bombeo mecánico.
- Se diseñó e implementó la herramienta de acople, teniendo en cuenta las especificaciones del completamiento y del diseño realizado. De igual forma se registraron las presiones de fondo de acuerdo al procedimiento operacional planteado.
- Se compararon las presiones de fondo fluyendo tomadas en superficie mediante el analizador de pozos “Echometer” y las presiones de fondo registradas con la memoria, encontrando valores similares, los cuales ofrecen confiabilidad de la información obtenida en fondo.
- Se interpretaron las presiones de fondo fluyendo, empleando diversos métodos encontrados en la literatura para determinar el IPR en pozos de aceite con gas en solución, encontrando que el pozo estudio se encuentra fluyendo con el máximo caudal posible, bajo las condiciones actuales de yacimiento.

- Mediante diferentes técnicas y diferentes software comerciales especializados, se interpretaron las presiones de fondo estáticas de la prueba de presión realizada con el método convencional obteniendo resultados similares. De igual forma se interpretaron las presiones de fondo estáticas para la prueba de presión realizada con el método propuesto, obteniendo también resultados cercanos usando las diferentes técnicas.
- Al comparar los resultados entre la prueba de presión convencional y la prueba de presión con la técnica propuesta se observa una diferencia significativa, la cual se atribuye al corto tiempo de cierre de la prueba convencional, razón por la cual no se observa con certeza el inicio de los tiempos medios. Debido a esto, se concluye que los resultados obtenidos de la interpretación de la segunda prueba de presión entrega valores más cercanos a los reales puesto que esta prueba se diseñó para una duración de aproximadamente 6 veces más que la prueba de presión convencional con el fin de obtener mayor cantidad de data durante los tiempos medios.
- Para determinar la influencia de la estabilización del caudal y extracción de los fluidos de control, se gráfcaron las dos curvas bajo los mismos tiempos observando una diferencia en las pendientes de los tiempos tempranos. Además para investigar si las variables que se obtienen a partir de los tiempos medios se ven afectadas también, se realizó una normalización de la P_{wf} del PBU 1 utilizando la información inicial medida en el PBU 2 y se procedió a interpretar nuevamente el PBU 1, observando una diferencia poco significativa en el almacenamiento y un error del 7% al tomar las presiones con el método convencional, para el caso del pozo estudio.
- Se realizó un análisis comparativo de costos entre el método convencional y el método propuesto, donde el método propuesto presenta una reducción de costos de aproximadamente el 30%.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda siempre realizar un análisis de la información existente del campo, antes de realizar una prueba de presión y así determinar el tiempo necesario para obtener data representativa y poder realizar una buena interpretación.
- Se recomienda realizar una prueba más extensa para poder identificar las fronteras a partir de los tiempos tardíos.
- Se recomienda realizar un mejoramiento del diseño de la herramienta de acople ofreciendo un amortiguamiento para evitar que el golpe de bomba (si llegase a existir) afecte la confiabilidad de los datos medidos.
- Aunque la memoria de fondo se considera una herramienta confiable, se recomienda siempre realizar la medición de las presiones de fondo fluyendo con el equipo analizador de pozos “Echometer” para luego comparar los datos obtenidos con la memoria y así dar confiabilidad a la información obtenida.
- Para empresas donde se cuenta con dos memorias registradoras de presión, se recomienda realizar un procedimiento adicional y un diseño para poder ensamblar las dos memorias y así comparar la información obtenida entre cada una de ellas.
- A pesar de que la industria ha desarrollado ya dispositivos que se dejan en el completamiento y pueden medir la presión continuamente por un tiempo extenso, estos dispositivos representan un alto costo y algunas empresas prefieren continuar con la metodología tradicional, por lo tanto se recomienda

realizar una extensión de esta investigación a pozos con diferentes tipos de completamiento.

BIBLIOGRAFIA

AHMED Tarek, and MCKINNE Paul D. "Advanced Reservoir Engineering". Elsevier Science, Amsterdam, 1996.

BOYUN GUO, PH.D. Petroleum Production Engineering, Feb 2007

CORREA JAIMES, Fabio. Desarrollo de una metodología para interpretar pruebas de presión tomadas con herramientas convencionales. Aplicación Campo Colorado.

ELIAS, Mohammed and collaborators, New Inflow Performance Relationship for solution-gas drive oil reservoirs, SPE 124041, 2009

ESCOBAR, Freddy Humberto, Análisis moderno de pruebas de presión 2005

MEDINA, Maria V. Determinación del tiempo de inicio del flujo radial en pruebas de presión con almacenamiento variable, Tesis de pregrado, Universidad SurColombiana 2012

HORNER, D.R., "Pressure Build-up in wells", Pressure Analysis Methods, Reprint series No 9. SPE, Dallas 1967.

MCCOY, James McCoy. PODIO L. Augusto and KEN L. Huddleston. "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells". SPE 23980

SVINOS, John G. Tetha Enterprise Optimización de Bombeo mecánico

LEE, John. WATTENBARGER. Robert A, Gas Reservoir Engineering, 1996

LEE, John. "Well Testing", Society of petroleum Engineers of AIME, Fiert Printing, New York, 1982.

MOLINA, Miguel. Determinación de la presión promedio en yacimientos naturalmente fracturados, utilizando la técnica de síntesis directa de Tiab", Tesis de maestría, UIS, 2004.

[On – line]: <http://www.grcamerada.com> [Consultado: junio 2010].

PACHON, Yessika y GODIN, Francisco. Realización e interpretación de una prueba de restauración de presión en un pozo con bombeo mecánico. Caso práctico-campo colorado. Tesis de Pregrado 2011

PODIO L, James McCoy Augusto and Ken L, Huddleston. "Acoustic determination of producing bottomhole pressure", SPE 14254.

RAMIREZ, Dario y RODRIGUEZ, Richard, "Manejo del programa PanSystem para interpretar pruebas de presión" Tomo I, Tesis de grado, UIS, 1996

SAIDIKOWSKI Ronald M. "Numerical simulations of the combined effects of wellbore damage and partial penetration", SPE 8204.

Schlumberger Deep Blue 2 course material – 2009

SPE Reservoir Testing Using a Down Hole Shut-In Tool – Paper Halliburton 1992

T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros

T.E.W Nind, Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos de Petróleos, Editorial Limuza Mexico 1987.

VOGEL J.V, "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Well" Shell Oil Co. Bakersfield California. SPE 1476, Año 1968.

ZUKAMO P, Tobing Edward. "inflow Performance Relationship for Perforated Well Producing From Solution Gas Drive", SPE 29312, Año 1995.