



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

VIABILIDAD DEL USO DEL ECÓMETRO PARA LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
GALINDO LANDERO OMAR
TEC BELTRÁN NICTEHA

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA



CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D. F., AGOSTO 2013.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Dedicatorias

A Dios por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres Aureliano y Margarita, quienes me han heredado el tesoro más valioso que puede dársele a un hijo, amor, y que sin escatimar esfuerzo alguno han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme. Nunca podré pagar todos sus desvelos ni aún con las riquezas más grandes del mundo, por eso y más esto es para ustedes.

A Diana, que a pesar de ser mí hermana menor me ha demostrado que nada es imposible en esta vida y que los sueños se pueden cumplir si tienes la perseverancia y determinación para lograr que se hagan realidad.

A Nictaha, una excelente compañera, gran amiga y en lo personal la mejor petrolera de la generación que he conocido, por darme la oportunidad de trabajar con ella en la elaboración de esta tesis para ver concluida una etapa muy importante de nuestras vidas.

A mis mejores amigos: Sebastián, Liliana, Nictaha, Alan, Luis Poza, Andie, Mayra, Lulú, por ser un gran apoyo para mí en los buenos y malos momentos, así como por brindarme su ayuda cuando más los necesité.

A mis demás amigos y compañeros con los que compartí, disfruté, sufrí, reí y lloré a lo largo de esta trayectoria universitaria.

A mi querida amiga Andrea, por estar allí siempre que la necesité, por sus consejos, su apoyo incondicional y por darme una perspectiva diferente de la vida.

A mi novia Ericka Gabriela, que en poco tiempo se convirtió en una persona muy especial e importante en mi vida, por enseñarme a sonreír, a disfrutar de la vida y por los buenos momentos que hemos compartido juntos y los que nos faltan.

Omar

Dedicatorias

A Dios que me ha acompañado a lo largo de mi vida, fortaleciendo mi corazón e iluminando mi mente.

A mis padres, pilar fundamental en todo lo que soy, por su apoyo incondicional.

A mis hermanas, Itzel Leonarda y Rosa Isela, por creer en mí.

A mis tíos, Constantino, Rafael, Isabel, Carmen y Herminia, por su apoyo, consejos y sobre todo el gran amor que me han brindado.

A la memoria de mis abuelos, Rosa, Brigido, Leonarda e Hilario.

A mi pequeña hermana, Nelly Anahí, para que veas en mí un ejemplo a seguir.

A mis amigos, Sheila, Mercedes, Zeltzin, Eduardo Mandujano y Luis Ahindel, por confiar y creer en mí, por la amistad que me han brindado y compartir los buenos y malos momentos.

A Omar Galindo Landero, gran amigo y compañero, por compartir conmigo la experiencia de realizar conjuntamente nuestra tesis profesional.

Nicteha

Agradecimientos

Primero que nada agradecemos a Dios por estar con nosotros en cada momento, fortalecernos e iluminar nuestras mentes y haber puesto en nuestro camino a aquellas personas que han sido nuestro soporte y compañía durante toda nuestra formación académica y personal.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, nuestra alma mater y segunda casa, donde nos forjamos como personas profesionales, en especial a nuestra Facultad de Ingeniería, principal modelador de nuestro presente.

A todos nuestros profesores que marcaron cada etapa de nuestro camino universitario, por su gran apoyo y motivación para la culminación de nuestros estudios profesionales y para la elaboración de esta tesis.

Queremos agradecer a nuestro director de tesis, el ingeniero Israel Castro Herrera, por la confianza que depositó en nosotros, su constante apoyo, sus indicaciones y orientaciones indispensables en el desarrollo de este trabajo. Quisiéramos destacar la seriedad profesional que le caracteriza.

Omar y Nictaha

Resumen

Hoy en día el petróleo es la energía primaria más importante del mundo, todas las actividades económicas en todo el mundo, se sustentan en el petróleo como fuente energética, representando alrededor del 40 % de las necesidades energéticas mundiales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles.

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado.

Según la consultora especializada IHS CERA, América Latina tiene un 45% de sus reservas catalogadas como crudo pesado, con lo cual es la región con la mayor proporción de hidrocarburos no convencionales en sus reservas totales. Países como Venezuela, Ecuador, México, Argentina, Colombia, Perú y Brasil tienen considerables reservas de crudo pesado y presentan un gran potencial para aumentar el suministro de dichos recursos.

México ostenta una importante cantidad de hidrocarburos no convencionales. Las reservas de crudo pesado, concentradas en tres regiones principales, representan cerca del 50% de las reservas petroleras totales del territorio mexicano.

Es de vital importancia, dentro del Proceso de Evaluación de Yacimientos, determinar las características dinámicas del sistema pozo-yacimiento, basados en el análisis e interpretación de pruebas de pozo, de presión y producción, a fin de caracterizar los yacimientos como apoyo a la simulación numérica, y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

Por medio de la Caracterización Dinámica se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento, a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, características y tipos de fluidos; así como, fallas geológicas semipermeables, impermeables o conductivas que en su momento afectan parcial o totalmente la transmisibilidad en el medio poroso o comuniquen otras estructuras entre otros elementos. Todas estas variables bajo condiciones dinámicas.

El aumento de la eficiencia en las operaciones de producción requiere que las características de la formación estén bien definidas y analizadas antes de comprometer fondos para operaciones de estimulación y/o reparación de pozos. Estas mediciones generalmente se obtienen a partir del análisis de datos de presión transitorio obtenidas con sondas que registran la presión en el pozo, estas herramientas están adaptadas para trabajar con unidades de línea de acero, cable de registros e incluso con tubería flexible. Estas mediciones conllevan diversas dificultades debido al tiempo requerido para ejecutar los registradores de presión de línea de cable. Esta necesidad impulsó el desarrollo de técnicas para el cálculo de la presión transitoria de fondo del pozo a partir de mediciones de superficie.

En este trabajo se describe el cálculo de presión de fondo a través de la medición acústica del nivel de líquido mediante el ecómetro para posteriormente realizar la CDY de un yacimiento de crudo pesado.

Índice de contenido

Introducción	1
1. YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO	3
1.1 Introducción	3
1.2 Antecedentes.....	4
1.2.1 Tipos de crudos.....	4
1.2.2 Composición	5
1.3 Clasificación general de los yacimientos petroleros	6
1.3.1 Clasificación de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan	7
1.3.2 Clasificación a partir del diagrama de fases	8
1.3.3 Clasificación a partir de su mecanismo de producción	10
1.3.4 Clasificación de yacimientos convencionales y no convencionales	12
1.4 Yacimientos convencionales.....	13
1.5 Yacimientos no convencionales	13
1.5.1 Yacimientos de crudo pesado	14
1.5.2 Origen del crudo pesado	14
1.5.3 Características del crudo pesado.....	15
1.6 Cuáles son sus propiedades	15
1.6.1 Densidad.....	15
1.6.2 Viscosidad.....	16
1.7 Importancia de los yacimientos de crudo pesado.....	16
1.8 Yacimientos de crudo pesado en México y el mundo.....	19
1.8.1 México	19
1.8.2 Canadá.....	27
1.8.3 Venezuela	29
1.9 Avances en las técnicas para la producción de yacimientos de crudo pesado	30
1.10 Principales dificultades en la explotación de los yacimientos de crudo pesado.....	36
1.11 El futuro de los yacimientos de crudo pesado	37
2. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO	39

2.1	Introducción.....	39
2.1.1	Definición de caracterización estática y dinámica.....	39
2.1.2	Herramientas de la caracterización dinámica.....	40
2.1.2.1	Pruebas de presión.....	41
2.1.2.2	Datos de producción.....	53
2.2	Metodología de la interpretación de pruebas de presión.....	54
2.2.1	Análisis de pruebas de presión.....	55
2.2.2	Preparación de los datos.....	55
2.2.3	Diagnóstico.....	57
2.2.4	Modelos de flujo.....	57
2.2.5	Métodos de análisis de pruebas de presión.....	60
2.3	Metodología de análisis de datos de producción.....	63
2.3.1	Revisión y control de calidad de los datos.....	64
2.3.2	Modelos clásicos de declinación de la producción.....	64
2.3.3	Registros de producción.....	70
2.3.4	Estimación de parámetros.....	75
2.4	Análisis integral de la información.....	75
2.4.1	Metodología de la caracterización dinámica de un yacimiento.....	76
2.4.2	Validación de datos de presión y producción.....	76
2.4.3	Definición de escala única de tiempo.....	77
2.4.4	Sincronización de datos y delimitación de periodos de flujo y de pruebas.....	77
2.4.5	Validación de datos de gastos para pruebas.....	78
2.4.6	Diagnóstico de geometrías de flujo y detección de heterogeneidades.....	79
2.4.7	Integración del modelo de flujo.....	79
2.4.8	Diagnóstico de geometrías de flujo con Pwf y gastos (tiempos largos).....	79
2.4.9	Estimación de parámetros.....	80
2.4.10	Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción.....	80
2.4.11	Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción.....	81

2.4.12	Ajuste de comportamiento total.....	81
2.4.13	Análisis del comportamiento total de un yacimiento	82
3.	CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO POR MEDIO DEL ECÓMETRO.....	83
3.1	Caracterización de yacimientos utilizando información estática.....	83
3.2	Caracterización de yacimientos con ajuste histórico de producción	85
3.3	Caracterización de yacimientos usando información dinámica.....	85
3.4	Porqué usar el ecómetro en la CDY de crudo pesado	86
3.5	Qué es el ecómetro	88
3.6	Definiciones elementales	88
3.7	Principio de funcionamiento	89
3.8	Descripción del sistema.....	91
3.8.1	Descripción del sistema acústico digital de presión transitoria	91
3.8.2	Fuente/detector acústico	92
3.8.3	Adquisición de señales, procesamiento y grabación	92
3.8.4	Transductores.....	93
3.8.5	Procesamiento de datos.....	93
3.8.6	Presentación de los resultados.....	93
3.9	Toma de registro del nivel del fluido con el ecómetro.....	94
3.10	Procedimiento: consideraciones previas.....	94
3.11	Herramienta y equipo.....	94
3.12	Toma de nivel	95
3.13	Interpretación.....	99
3.14	Procedimiento de las pruebas de presión.....	99
3.15	Resultados de pruebas de campo	102
3.16	Conclusiones.....	105
4.	CASO DE ESTUDIO.....	107
4.1	Activo integral Samaria-Luna.....	107
4.1.1	Ubicación	107
4.2	Antecedentes.....	108
4.3	Proyecto integral Samaria Somero.....	108
4.4	Origen geológico.....	108

4.5	Sistema petrolero.....	109
4.6	Perfil litológico	109
4.7	Columna litológica	110
4.8	Migración del hidrocarburo	111
4.9	Tipo de rocas	111
4.10	Roca generadora	111
4.11	Roca almacenadora.....	111
4.12	Roca sello	112
4.13	Tipos de kerógeno.....	112
4.14	Trampa estructural	112
4.15	Producción	112
4.16	Reactivación del desarrollo del campo Samaria	113
4.17	Pozo 870.....	116
4.18	Planteamiento del caso de estudio.....	117
4.19	Bitácora	119
4.20	Uso del software TWM para determinar presiones de fondo del pozo	122
4.21	Comparación de resultados de PBH obtenidos con el ecómetro y la sonda de presión ...	130
4.22	Resultados obtenidos.....	137
4.23	Caracterización dinámica del pozo 870	137
Conclusiones y recomendaciones		149
Bibliografía		151

Índice de tablas

Tabla 1-1. Clasificación del crudo de acuerdo con su gravedad API.	15
Tabla 1-2. Clasificación de los crudos de acuerdo a su viscosidad in-situ.....	16
Tabla 1-3. Reservas de crudo pesado en el hemisferio occidental.	19
Tabla 1-4. Reservas de crudo pesado en otros países.....	19
Tabla 1-5. Nuevas tecnologías de producción.....	36
Tabla 2-1. Tipos de pruebas de presión.	44
Tabla 2-2. Análisis de pruebas de presión vs. análisis de producción.....	54
Tabla 2-3. Modelos de flujo.....	57
Tabla 2-4. Régimen de flujo.....	60
Tabla 2-5. Métodos de análisis de pruebas de presión.....	60
Tabla 4-1. Datos generales del campo Samaria.	108
Tabla 4-2. Datos generales del campo Samaria.	114
Tabla 4-3. Datos petrofísicos del campo Samaria.	115
Tabla 4-4. Datos de los fluidos del campo Samaria.....	115
Tabla 4-5. Datos del Pozo 870.	116
Tabla 4-6. Pozo 870, % agua y sedimentos.	116
Tabla 4-7. Parámetros del Pozo 870.....	117
Tabla 4-8. Generalidades del pozo 870 y su estado mecánico.....	119
Tabla 4-9. Especificaciones técnicas de la sonda.	120
Tabla 4-10. Especificaciones del Ecómetro.	120
Tabla 4-11. Bitácora de la sonda.	121
Tabla 4-12. Bitácora del Ecómetro.	122
Tabla 4-13. Comparación de resultados de BPH obtenidos con el ecómetro y la sonda de presión.	131
Tabla 4-14. Condiciones del pozo debido al factor de daño.	143

Índice de figuras

Figura 1-1. Parafinas.....	5
Figura 1-2. Isoparafinas.....	5
Figura 1-3.Olefinas.	5
Figura 1-4. Naftenos.....	6
Figura 1-5. Aromáticos.....	6
Figura 1-6. Viscosidad y densidad de crudos pesados, extrapesados y bitumen.....	7
Figura 1-7. Yacimiento de aceite bajosaturado (A) y yacimiento de aceite saturado (B).	8
Figura 1-8. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al diagrama de fases.	9
Figura 1-9. Producción por liberación de gas disuelto en el aceite y por expansión y expulsión del aceite.	10
Figura 1-10. Producción por la expansión del casquete de gas.	11
Figura 1-11. Producción por empuje hidráulico.....	12
Figura 1-12. Gráfica de reservas de petróleo en el mundo por tipo.	17
Figura1-13. Reservas mundiales de crudo pesado por país.	18
Figura1-14. Producción de crudo pesado en el mundo.	18
Figura1-15. Acumulaciones de aceite pesado en México.	20
Figura1-16. Gráfica de composición de las reservas probables de aceite crudo por tipo 2000-2010 (millones de barriles).....	20
Figura1-17. Gráfica de composición de las reservas posibles de aceite crudo por tipo 2000-2010 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente).....	21
Figura1-18. Gráfica de composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Marina Noreste al primero de enero de 2010 (millones de barriles).	22
Figura1-19. Región Marina Noreste. Reservas de aceite al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	23
Figura1-20. Gráfica de composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Marina Suroeste al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	23
Figura1-21. Región Marina Suroeste, reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	24
Figura1-22. Composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Norte al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	25
Figura1-23. Región Norte. Reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	25
Figura1-24. Composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Sur al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).....	26
Figura1-25. Región Sur. Reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).	27
Figura1-26. Acumulaciones de crudo pesado en Canadá.	28

Figura1-27. Localización de la Faja del Orinoco.....	29
Figura1-28. Mejoramiento de campo a través de CHOPS.	32
Figura1-29. Elementos básicos del SAGD (y VAPEX).....	32
Figura1-30. SAGD pasa a través de capas de lutitas.	33
Figura1-31. THAI Proceso de combustión in situ.	35
Figura1-32. Esquema de desarrollos de sistema mixto.	35
Figura2-1. Esquema de caracterización estática y dinámica.	40
Figura2-2. Prueba de presión.....	41
Figura2-3. Prueba de presión con un pozo.	41
Figura2-4. Prueba de presión con 2 pozos.....	41
Figura2-5. Prueba de presión con varios pozos.	42
Figura2-6. Prueba de incremento de presión.	45
Figura2-7. Gráfica P_{ws} vs $\log((t_p+\Delta t)/\Delta t)$, prueba de incremento.	46
Figura2-8. Periodos de flujo.....	47
Figura2-9. Periodo transitorio.....	48
Figura2-10. Periodo transitorio tardío.....	50
Figura2-11. Periodo semi-estacionario.....	51
Figura2-12. Prueba de gasto múltiple o gasto variable.	51
Figura2-13. Prueba de inyección (Fall-off test).....	52
Figura2-14. Prueba de pulso.	53
Figura2-15. Referencias.	56
Figura2-16. Tipos de flujo lineal.....	58
Figura2-17. Tipos de flujo radial.	59
Figura2-18. Flujo esférico.....	59
Figura2-19. Flujo bilineal.....	60
Figura2-20. Método de Horner.....	61
Figura2-21. Análisis de datos de producción.....	64
Figura2-22. Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante.	65
Figura2-23. Declinación de presión a gasto constante y presión constante.	66
Figura2-24. Gráfica típica de gasto de aceite vs. Tiempo.	67
Figura2-25. Gráfica típica de gasto de aceite vs. Producción acumulada.....	67
Figura2-26. Declinación del gasto en función del tiempo.	68
Figura2-27. Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.	68
Figura2-28. Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica.....	69
Figura2-29. Curva tipo para una declinación armónica, basada en las ecuaciones empíricas de ARP.....	69

Figura2-30. Herramienta digital de entrada e imágenes de fluido (DEFT).....	71
Figura2-31. Registro de temperatura.....	73
Figura2-32. Uso del molinete hidráulico.	74
Figura2-33. Registro de adherencia de cemento.	75
Figura2-34. Validación de datos de presión y producción.	77
Figura2-35. Definición de escala única de tiempo.	77
Figura2-36. Sincronización de datos y delimitación de periodos de flujo y de pruebas.	78
Figura2-37. Validación de datos de gastos para pruebas.....	78
Figura2-38. Determinación de geometrías de flujo y detección de heterogeneidades.....	79
Figura2-39. Integración del modelo de flujo.	79
Figura2-40. Diagnóstico de geometrías de flujo con presiones de fondo fluyendo y gastos (tiempos largos).	80
Figura2-41. Estimación de parámetros.	80
Figura2-42. Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción.....	81
Figura2-43. Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción.	81
Figura3-1. Esquema de instalación del ecómetro en pozo.	89
Figura3-2. Pantalla de datos acústicos.	90
Figura3-3. Diagrama esquemático del analizador del pozo	91
Figura3-4. Diagrama de bloques del hardware y software de interacción.	92
Figura3-5. Pistola remota conectada al well analyzer.....	95
Figura3-6. Pantalla principal TWM.	96
Figura3-7. Selección del pozo deseado	97
Figura3-8. Selección del tipo de registro a tomar, recepción de señal.	98
Figura3-9. Pantalla de datos del pozo.	100
Figura3-10. Pantalla de información del progreso de la prueba transitoria.	101
Figura3-11. Pantalla de datos del pozo A.	102
Figura3-12. Presión en la cabeza del pozo como función del tiempo, pozo A.....	102
Figura3-13. Medición de la posición del nivel de líquido como función del tiempo, pozo A.	103
Figura3-14. Frecuencia de la señal acústica de reflexiones de cuello contra el tiempo, pozo A.	103
Figura3-15. Presión de fondo vs. tiempo, pozo A.	104
Figura3-16. Presión vs. logaritmo del tiempo.	104
Figura3-17. Prueba del pozo A - análisis del gráfico de Horner.	105
Figura4-1. Ubicación respecto a activos integrales de la Región Sur.	107
Figura4-2. Ubicación activo integral – Cuenca.	107
Figura4-3. Sistema petrolero.....	109

Figura4-4. Columna litológica.	110
Figura4-5. Sección regional.	112
Figura4-6. Histórico de producción del campo Samaria.	113
Figura4-7. Producción de aceite del campo Samaria en 2012.	114
Figura4-8. Calendario del desarrollo del campo Samaria.	115
Figura4-9. Pozo 870, % agua y sedimentos.	117
Figura4-10. Opción de iniciación bajo modalidad de llamado (Recall mode).	123
Figura4-11. Carga de datos y selección de resultados.	124
Figura4-12. Sección general.	125
Figura4-13. Sección de equipo de superficie.	125
Figura4-14. Sección Pozo.	126
Figura4-15. Sección condiciones.	126
Figura4-16. Selección de la prueba.	127
Figura4-17. Visualización del registro sonolog obtenido por medio del ecómetro.	127
Figura4-18. Determinación de la profundidad del nivel dinámico.	128
Figura4-19. Medición de la Dp en la tubería de producción.	129
Figura4-20. Visualización del nivel dinámico en la tp y de la presión de fondo del pozo.	129
Figura4-21. Visualización de las juntas en la tubería de producción.	130
Figura4-22. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores del ecómetro y la sonda para el día 24/01/13.	132
Figura4-23. Tiempo, valores del ecómetro y la sonda para el día 25/01/13.	132
Figura4-24. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores de la sonda y valores corregidos del ecómetro para el día 24/01/13.	135
Figura4-25. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores de la sonda y valores corregidos del ecómetro para el día 25/01/13.	136
Figura4-26. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, prueba de incremento completa.	137
Figura 4-27. Grafica cartesiana P vs t.	138
Figura 4-28. Grafica log-log ΔP vs $(tp + \Delta t \Delta t)$	139
Figura 4-29. Grafica log-log ΔP vs $(tp + \Delta t \Delta t)$	140
Figura 4-30. Gráfica semilog P vs Log $(tp + \Delta t \Delta t)$	141
Figura 4-31. Gráfica cartesiana P vs t, con curva de ajuste.	144
4-32. Gráfica cartesiana P vs. t.	145
4-33. Volumen original en sitio.	145
Figura 4-34. Espaciamiento óptimo entre pozos.	146

Introducción

El presente tema de tesis se realizó bajo la dirección del Ingeniero Israel Castro Herrera, cuyo tema a desarrollar fue “Viabilidad del uso del ecómetro para la CDY de crudos pesados”.

Hoy en día, los yacimientos de crudo pesado tienen una gran importancia debido a los grandes volúmenes de crudo que existen en el mundo. Anteriormente no habían sido considerados debido a la dificultad en su explotación, la creciente necesidad de incrementar las reservas de crudo para satisfacer la gran demanda de energía, la actual declinación de la producción de los yacimientos convencionales, y aunado a los altos precios de los hidrocarburos han despertado el interés de las principales compañías petroleras, las cuales, cada vez con mayor frecuencia comienzan a centrar su atención en los yacimientos de crudo pesado.

Una de las herramientas más importantes dentro del área de la ingeniería de yacimientos es la caracterización dinámica, la cual nos permite conocer el comportamiento y determinar las características del sistema pozo-yacimiento bajo condiciones dinámicas, para así obtener una efectiva administración de los yacimientos.

Dentro de la caracterización dinámica de Yacimientos, un aspecto clave para lograr que los resultados sean confiables es la toma, adquisición y validación de datos. Para obtener dichos datos la Caracterización dinámica de yacimientos se auxilia de herramientas como pruebas de presión, datos de producción, registros de presión de fondo fluyendo y cerrado, registros de producción y datos del comportamiento del yacimiento. Por tal motivo es necesario elegir la herramienta más adecuada de acuerdo al sistema pozo-yacimiento, esto es, considerando las propiedades y características del yacimiento y del estado mecánico del pozo.

Para la medición de la presión de fondo de pozo generalmente se usan sondas que se introducen en el pozo y registran valores de presión. Estas herramientas se adaptan para trabajar bajo diferentes condiciones, las cuales pueden ser: línea de acero, cable de registros e incluso con tubería flexible. Algunas desventajas presentes en estas herramientas son: el tiempo que se requiere para ejecutar los registradores de presión, los riesgos de que la sonda quede atrapada en el pozo (pescado) y que de acuerdo a las características del pozo no siempre es factible el uso de estas herramientas.

La propuesta que presentamos en este trabajo es una metodología para obtener la presión de fondo de pozo a partir de mediciones de superficie y realizar la Caracterización Dinámica del Yacimiento. La obtención de la presión de fondo es a través de la medición acústica del nivel del líquido mediante el ecómetro, donde estos valores de nivel dinámico de crudo son convertidos a presión de fondo de pozo a través de un software especializado.

El capítulo 1 hace mención de forma general a los yacimientos de crudo pesado, se explica la necesidad actual de su explotación y el interés de las principales empresas petroleras por comenzar a explotar de forma eficiente este recurso. Se describen las propiedades y características de los crudos pesados y se comparan sus propiedades con respecto a otros tipos de crudos. Así mismo se describe la importancia de este recurso en México y el mundo, los principales productores de este tipo de crudo y su acumulación en el mundo. Por último se hace referencia de los principales avances, retos y dificultades para la explotación de este tipo de yacimientos.

El capítulo 2 se refiere a los conceptos básicos de la Caracterización Dinámica de Yacimientos de los crudos pesados, la importancia de la Caracterización Estática y Dinámica de Yacimientos, así como sus principales herramientas de estudio. Primero se describe la metodología para el análisis de pruebas de presión y de producción. Posteriormente, se explica la forma en que

se realiza el análisis integral de la información obtenida durante las pruebas. Finalmente se muestra la metodología para la interpretación de resultados.

El capítulo 3 menciona la metodología para determinar el nivel dinámico de un pozo por medio del ecómetro. Se explica el principio de funcionamiento de la herramienta, como está constituido el ecómetro y sus principales características. Se describe el procesamiento de datos y la presentación de resultados. Se muestra la ventaja de usar el ecómetro dentro de la caracterización dinámica y el procedimiento que se realiza para convertir los datos de nivel dinámico a valores de presión de fondo del pozo por medio del software especializado así como el análisis e interpretación de resultados para realizar la caracterización dinámica del yacimiento.

El capítulo 4 abarca un caso de estudio, en el cual se pretende demostrar si es factible o no el uso del ecómetro como una alternativa para realizar la caracterización dinámica de yacimientos de crudos pesados, cuando se presentan problemas o no es posible bajar una sonda registradora de presión. Así mismo se hace una comparativa entre los valores de presión obtenidos por la sonda y el ecómetro, para el pozo en estudio, y verificar si es posible obtener información confiable de esta última herramienta como alternativa de medición de la presión de fondo fluyendo y realizar la caracterización dinámica del yacimiento. Finalmente, con base en los datos obtenidos de la prueba de presión se realizó el análisis e interpretación de dicha prueba y se obtuvo el modelo de flujo, así como algunos parámetros del yacimiento, como son: factor de almacenamiento, capacidad de flujo, daño, permeabilidad, entre otros.

1. YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

1.1 Introducción

Hoy en día el petróleo es la energía primaria más importante del mundo, todas las actividades económicas en todo el mundo, se sustentan en el petróleo como fuente energética, representando alrededor del 40 % de las necesidades energéticas mundiales.

El petróleo es un recurso natural no renovable que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo. La palabra petróleo significa “aceite de piedra”. Es de origen bituminoso y está compuesto básicamente de carbono e hidrogeno, que en su forma natural se encuentra en estado sólido, líquido y gaseoso. Es producto de la descomposición de los restos de organismos vivos microscópicos de hace millones de años.

Hoy en día el petróleo tiene muchas aplicaciones como fuente de energía, en la industria petroquímica y en la obtención de sus derivados y en nuestro país es uno de los principales generadores de fuentes de ingresos económicos.

De los 54 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente de recursos prospectivos (potenciales) que tiene el país, el 55 por ciento o cerca de 30 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente se localizan en aguas profundas, por lo cual es necesario comenzar a desarrollar la tecnología para poder incursionar en esta área.

En el futuro los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de energía más importante a nivel mundial. Para el 2020 la demanda de crudo aumentará en un 50 %, mientras que la del gas natural en un 60%. Si en la actualidad a nivel mundial se consumen 82 millones de barriles de petróleo diarios para dentro de una década se requerirán 131 millones de barriles de petróleo diarios.

Las reservas probadas mundiales son de 1 billón doscientos mil millones de barriles de petróleo y 3 mil trillones 952 billones 800 mil millones de pies cúbicos de gas.

En el caso de que no aumente de manera explosiva la demanda de petróleo y gas, las reservas actuales podrían alcanzar para los próximos cien años, lo cual es poco probable, debido a la creciente demanda del petróleo como fuente de energía.

Los hidrocarburos seguirán siendo el motor principal del mundo debido a su relativa abundancia, a su bajo costo de producción y a los altos costos de las fuentes de energía alternativas como la eólica, las mareas, la biomasa, el hidrógeno y la energía nuclear.

Dada la dependencia e importancia que tiene el petróleo en la actualidad es necesario que se incrementen las reservas actuales de los yacimientos descubiertos y por descubrir, para lograr mantener e incrementar la producción a mediano y largo plazo. Se debe reactivar la producción en los campos maduros, mejorar los procesos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos, continuar con la investigación y el desarrollo de tecnología en el área de aguas profundas y tener un mayor conocimiento de los yacimientos de crudo pesado para poder explotarlos de forma eficiente.

Al respecto es necesario mencionar que gran parte de las reservas mundiales se relacionan con acumulaciones no convencionales donde predominan yacimientos de aceite pesado y extra pesado.

La merma del suministro del petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de crudo

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

Con la gran demanda y los altos precios del petróleo, y estando en declinación la producción de la mayoría de los yacimientos de petróleo convencionales, la atención de la industria en muchos lugares del mundo se está desplazando hacia la explotación del petróleo pesado. Para esto es necesario tener un conocimiento integral de los yacimientos de crudo pesado, de sus características y de las propiedades de los fluidos para poder realizar la caracterización del yacimiento.

Una vez que tenemos toda la información del yacimiento, podemos comenzar a seleccionar las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de los pozos para que los yacimientos de crudo pesado se conviertan en activos rentables.

El petróleo pesado se había dejado de lado como recurso energético debido a las dificultades y costos asociados con su producción. Pero existen más de 6 trillones de barriles (1 trillón de metros cúbicos) de petróleo en sitio atribuidos a los hidrocarburos más pesados – equivalente al triple de las reservas combinadas de petróleo y gas convencionales del mundo – que merecen una atención más esmerada.

Por tal motivo, el estudio de los yacimientos de crudo pesado y de la caracterización de este tipo de yacimientos, serán temas de especial interés a lo largo de esta tesis.

1.2 Antecedentes

1.2.1 Tipos de crudos

Son miles los compuestos químicos que constituyen el petróleo, y, entre muchas otras propiedades, estos compuestos se diferencian por su volatilidad (dependiendo de la temperatura de ebullición). Al calentarse el petróleo, se evaporan preferentemente los compuestos ligeros (de estructura química sencilla y de bajo peso molecular), de tal manera que conforme aumenta la temperatura los componentes más pesados van incorporándose al vapor.

Las curvas de destilación TBP (del inglés “True Boiling Point”, temperatura de ebullición real) distinguen a los diferentes tipos de petróleo y definen los rendimientos que se pueden obtener de los productos por separación directa. Por ejemplo, mientras que el crudo Istmo se obtiene un rendimiento directo de 26% volumétrico de gasolina, en el Maya solo se obtiene 15.7%.

La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica al petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo). Ver Tabla 1-2.

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Istmo: Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya: Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca: Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

El petróleo mexicano es materia prima de calidad que se encuentra presente en toda la industria nacional e internacional como lo es en transporte, alimentos, fármacos, fertilizantes, pinturas y textiles por mencionar algunas.

1.2.2 Composición

Dependiendo del número de átomos de carbono y de la estructura de los hidrocarburos que integran el petróleo, se tienen diferentes propiedades que los caracterizan y determinan su comportamiento como combustibles, lubricantes, ceras o solventes.

Las cadenas lineales de carbono asociadas a hidrógeno constituyen las parafinas; cuando las cadenas son ramificadas se tienen las isoparafinas; al presentarse dobles uniones entre los átomos de carbono se forman las olefinas; las moléculas en las que se forman ciclos de carbono son los naftenos, y cuando estos ciclos presentan dobles uniones alternas (anillo bencénico) se tiene la familia de los aromáticos.

Además hay hidrocarburos con presencia de azufre, nitrógeno y oxígeno formando familias bien caracterizadas, y un contenido menor de otros elementos. Al aumentar el peso molecular de los hidrocarburos las estructuras se hacen verdaderamente complejas y difíciles de identificar químicamente con precisión. Un ejemplo son los asfaltenos que forman parte del residuo de la destilación al vacío; estos compuestos además están presentes como coloides en una suspensión estable que se genera por el agrupamiento envolvente de las moléculas grandes por otras cada vez menores para constituir un todo semicontínuo.

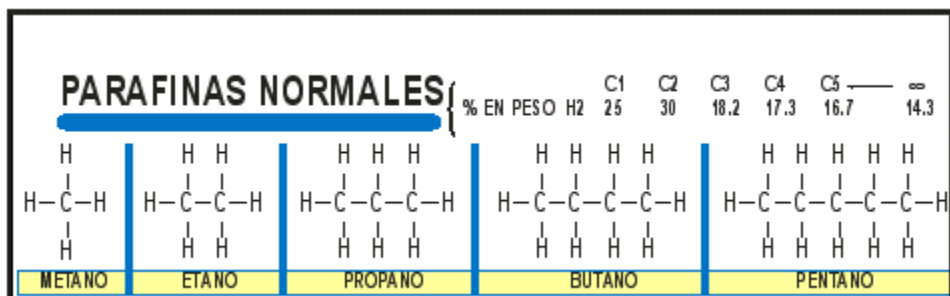


Figura 1-1. Parafinas.

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

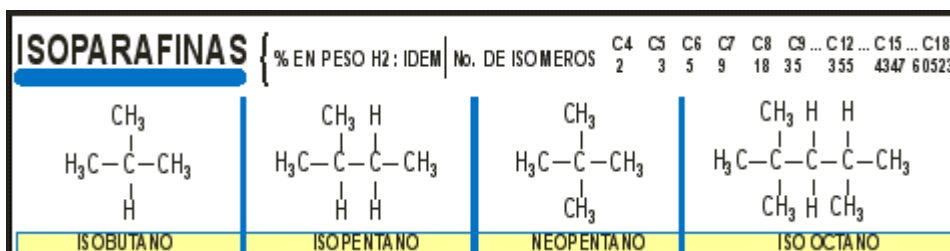


Figura 1-2. Isoparafinas.

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

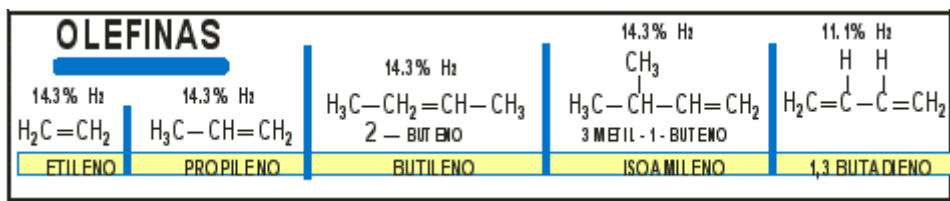


Figura 1-3. Olefinas.

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

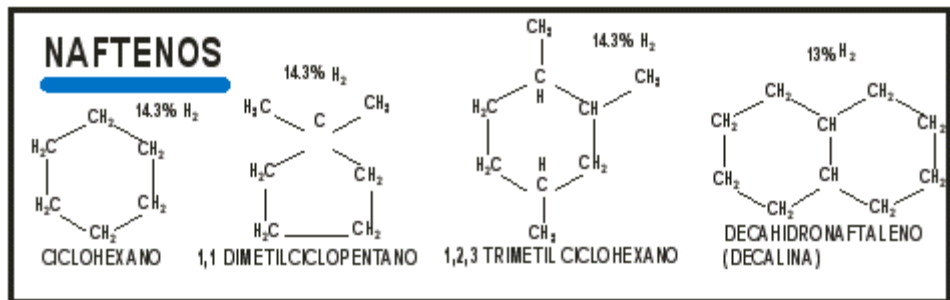


Figura 1-4. Naftenos.

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

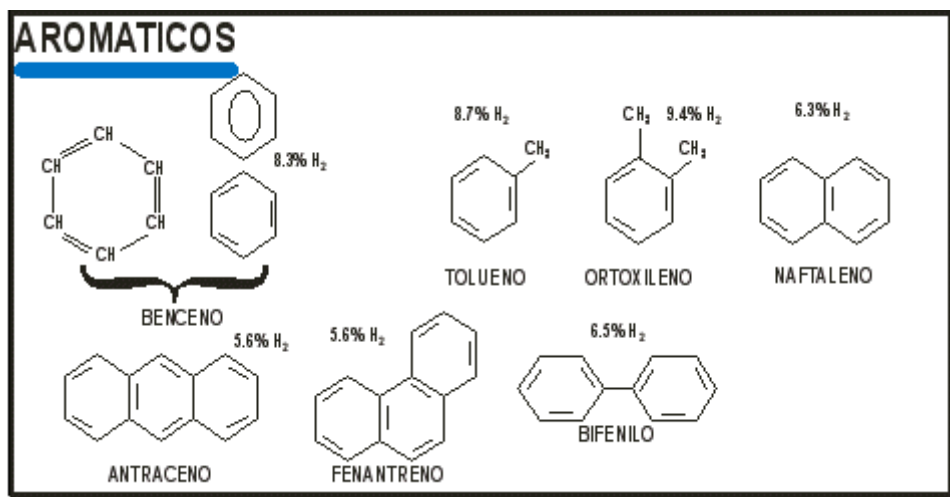


Figura 1-5. Aromáticos.

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo.

1.3 Clasificación general de los yacimientos petroleros

Los yacimientos petroleros se clasifican principalmente de acuerdo a:

- Los hidrocarburos que almacenan.
- A partir del diagrama de fases.
- A partir de su mecanismo de producción.

Es importante identificar el tipo de yacimiento desde el inicio de su explotación para planear adecuadamente su desarrollo, diseñar las instalaciones de producción y comprometer la producción.

Inicialmente a partir de pruebas de producción se puede clasificar un yacimiento, sin embargo, la clasificación final se obtendrá a partir de un análisis PVT.

La evaluación de las reservas de aceite y gas se efectúa de acuerdo al tipo de yacimiento que se trate.

Ahora bien, si consideremos los hidrocarburos que almacenan los yacimientos pueden ser:

- Yacimientos de Bitumen.
- Yacimientos de aceite y gas asociado: Bajosaturados y Saturados.

- Yacimientos de gas no asociado: Gas y condensado, Gas húmedo y Gas seco.

Por otro lado si se toma en cuenta el diagrama de fases y la localización del punto crítico con respecto al punto de burbuja la clasificación es la siguiente:

- Yacimientos de aceite y gas disuelto (Pb).
- Yacimientos de gas y condensado (Pr).
- Yacimientos de gas: Gas húmedo y Gas seco.

Por último se encuentra la clasificación que considera el mecanismo de empuje predominante:

- Yacimientos de gas disuelto.
- Yacimientos con casquete de gas.
- Yacimientos con empuje de agua.
- Yacimientos con segregación gravitacional.
- Yacimientos con empuje combinado.

1.3.1 Clasificación de acuerdo a los hidrocarburos que almacenan

De acuerdo a los hidrocarburos que almacenan los yacimientos petroleros se clasifican de la siguiente manera:

Yacimientos de Bitumen: Los hidrocarburos de este tipo de yacimientos están en la fase sólida o semisólida, generalmente contienen compuestos como azufre y metales y normalmente se encuentran en la superficie o muy cercana a ella, generalmente requieren tratarlo antes de refinarlo. El bitumen tiene rangos de viscosidad que van desde los 10,000 a 1, 000,000 cp. El bitumen normalmente tiene densidades menores a los 10 grados API y no fluye a condiciones normales.

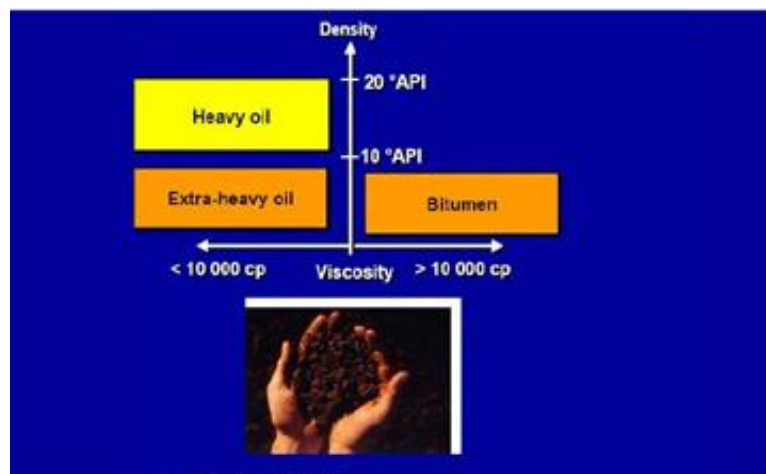


Figura 1-6. Viscosidad y densidad de crudos pesados, extrapesados y bitumen.
Fuente: "Clasificación de los yacimientos petroleros", Pemex Exploración y Producción.

Yacimientos de aceite y gas asociado: el gas disuelto está en el yacimiento y dependiendo de presión inicial (Pi) y de la presión de burbuja (Pb) se puede presentar gas asociado libre que también se conoce como "casquete".

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Los yacimientos de aceite y gas asociado de acuerdo a su presión original con respecto a su presión de saturación puede clasificarse en saturado y bajosaturado.

Los yacimientos de aceite bajosaturado: en este tipo de yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de burbuja ($P_i > P_b$), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el aceite.

Los yacimientos de aceite saturado: la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de burbuja ($P_i < P_b$), por lo que solo una parte del gas está disuelta en el aceite y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a lo que se le conoce como “casquete”.

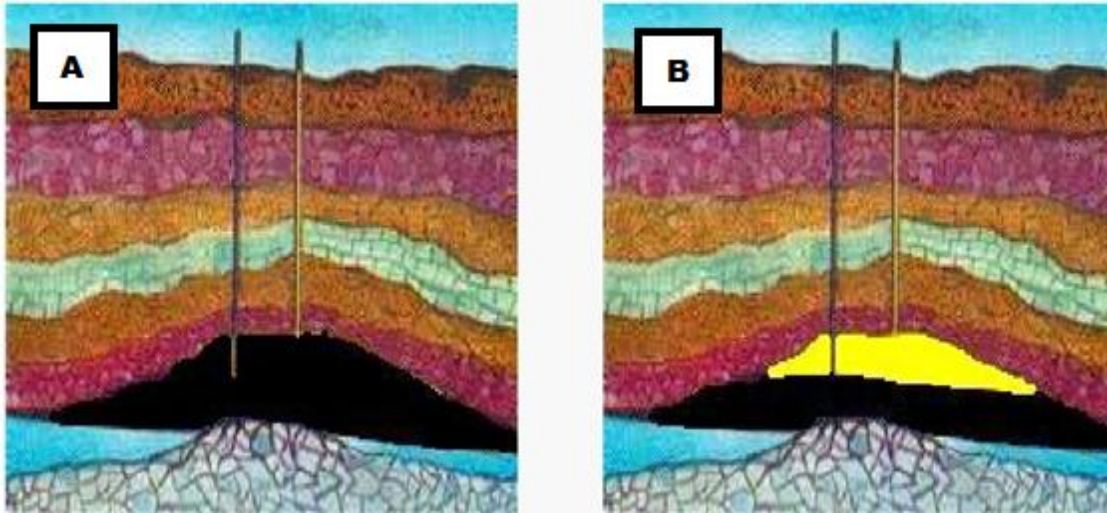


Figura 1-7. Yacimiento de aceite bajosaturado (A) y yacimiento de aceite saturado (B).
Fuente: Escobar. "Ingeniería de yacimientos petrolíferos".

Yacimientos de gas no asociado: los hidrocarburos se encuentran en la fase gaseosa a las condiciones originales de presión y temperatura. Dependiendo de la composición de la mezcla de gas, se pueden clasificar como de: gas seco, gas húmedo y gas y condensado.

Los yacimientos de gas seco: producen esencialmente metano (CH_4), aunque en algunas ocasiones aportan pequeñas cantidades de condensados, su RGC son superiores a los 20,000 m^3/m^3 .

Los yacimientos de gas húmedo: producen cantidades considerables de condensado, los valores de RGC se encuentran generalmente en el rango de 10,000 a 20,000 m^3/m^3 .

Los yacimientos de gas y condensado: presentan RGC de 500 a 15 000 m^3/m^3 , los condensados presentan densidades de 41 a 57 grados API, su contenido de componentes C_7+ es menor del 11%.

1.3.2 Clasificación a partir del diagrama de fases

Tras el descubrimiento de un yacimiento el siguiente paso es determinar cuál es la RGL de la mezcla de hidrocarburos y clasificarlo según criterios termodinámicos de fases, RGL, grados API, etc.

Cuatro son los factores físicos que controlan el comportamiento de fases de mezclas de hidrocarburos:

- Presión y atracción molecular: las moléculas tienden a mantenerse unidas, y cuanto mayor es la fuerza de atracción mayor es su densidad.
- Energía cinética y repulsión molecular: debido al movimiento de las partículas tienden a dispersarse y disminuyendo así su densidad.

La gravedad API es muy importante para la viscosidad y densidad.

El comportamiento regular de los hidrocarburos es pasar de fase gaseosa a líquida por un aumento de la presión y/o disminución de la temperatura y pasar de líquido a gas por disminución de la presión y/o aumento de la temperatura.

Donde se pueden observar mejor estos cambios es en el diagrama de fases P-T:

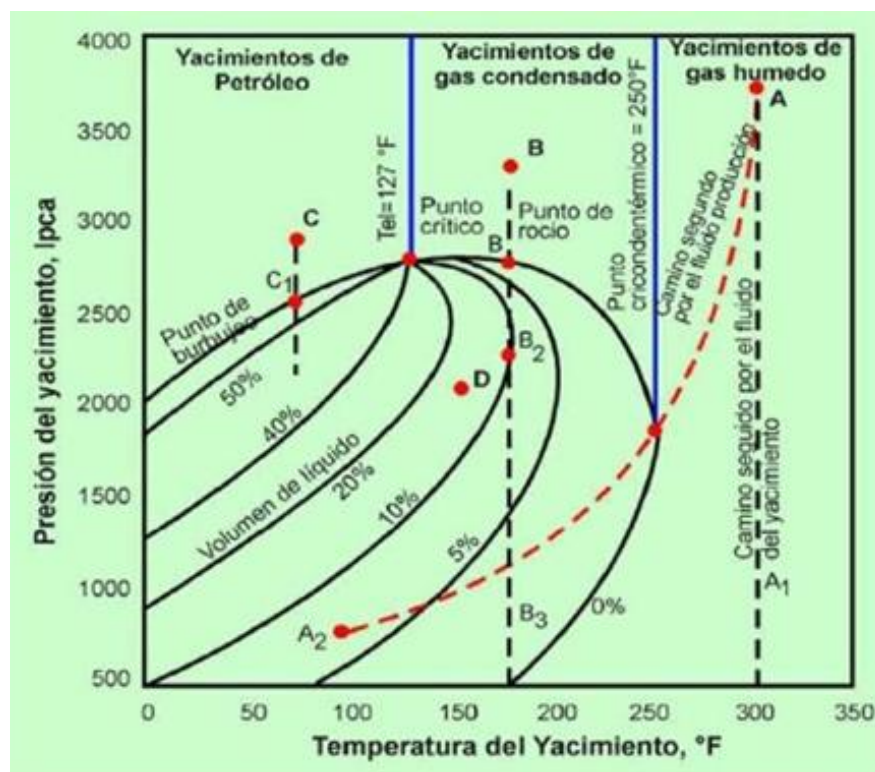


Figura 1-8. Clasificación de los yacimientos de acuerdo al diagrama de fases.
Fuente: Escobar, "Ingeniería de yacimientos petrolíferos".

- La envolvente de fase se forma de unir las curvas de punto de rocío y punto de burbuja. Las curvas de 100% de punto de rocío y 0% de punto de burbuja convergen en el punto crítico.
- La zona del punto crítico hacia la izquierda está en fase líquida y del punto crítico a la derecha está en fase gaseosa.
- En los puntos de burbujeo el sistema se encuentra en fase líquida con infinitésimas burbujas de gas, mientras que en los puntos de rocío se encuentra en fase gaseosa con infinitésimas gotas de líquido.
- El punto crítico es la unión de las curvas de burbujeo y de rocío, donde las propiedades de líquido y gas son iguales.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

- Un punto en el medio de la envolvente como lo es el punto D se dice que el fluido es bifásico.
- Para cada yacimiento existe una envolvente diferente.
- Los yacimientos que se encuentran debajo de la temperatura crítica, ejemplo el punto C, el yacimiento se encuentra en estado monofásico.
- La envolvente de fases divide el diagrama en tres zonas: fase líquida, fuera de la envolvente y a la izquierda de la temperatura crítica; gas, fuera de la envolvente y a la derecha de la temperatura crítica y dentro de la envolvente que existe el equilibrio líquido – gas.
- El área encerrada por las curvas del punto de burbujeo y de rocío es la región donde existen fases de líquido – gas, donde las curvas dentro del área muestran el % del volumen de líquido en el volumen total.
- Temperatura cricondenterma: es la máxima temperatura donde existe un equilibrio entre el vapor y el líquido.
- Presión cricondembárica: es la máxima presión donde existen en equilibrio el vapor y el líquido.
- Líneas de isocalidad: líneas que unen punto de % volumétrico de líquido en la mezcla líquido – gas, por lo tanto la curva de burbujeo y de rocío son 100% y 0% de líquido, respectivamente.

1.3.3 Clasificación a partir de su mecanismo de producción

Además de la clasificación de los yacimientos comentada anteriormente, también se pueden clasificar con respecto a su mecanismo de producción.

Yacimientos de aceite con gas en solución: el mecanismo bajo el cual producen estos yacimientos, es el resultado de la liberación de gas en solución en el aceite, provocando una expansión y expulsión del aceite.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Declinación rápida de la presión.
- No hay producción de agua.
- RGA aumenta rápidamente.
- Baja recuperación final, $5 < Fr < 25\%$.

El aceite es producido por la expansión de los fluidos del yacimiento y el gas disuelto en la fase líquida, $P_{yac} > P_b$.

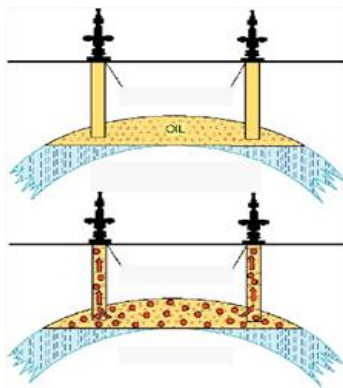


Figura 1-9. Producción por liberación de gas disuelto en el aceite y por expansión y expulsión del aceite.
Fuente: Escobar, "Ingeniería de yacimientos petrolíferos".

- Una alta producción de aceite es seguida por una rápida declinación del mismo.
- La RGA manifiesta un pico debido a la alta permeabilidad del gas.
- La presión del yacimiento declina rápidamente.

Yacimientos con casquete de gas: estos tipos de yacimientos producen por la expansión del casquete de gas. La eficiencia de la recuperación es mayor que los yacimientos de gas disuelto.

Algunas características de estos tipos de yacimientos son:

- Manifiestan una declinación gradual de la presión.
- Su RGA aumenta rápidamente en los pozos estructuralmente más altos.
- Tienen una recuperación final, $20 < Fr < 40\%$.
- En este tipo de yacimientos es importante, el casquete de gas, dado que es la energía que causa la producción del aceite y origina un mayor factor de recuperación.
- A medida que la producción de aceite declina, la producción de gas se incrementa.
- La presión del yacimiento presenta al inicio una declinación fuerte.

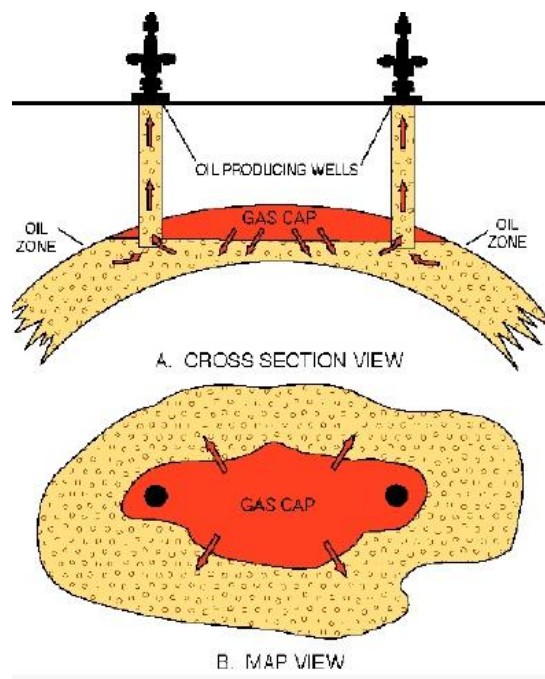


Figura 1-10. Producción por la expansión del casquete de gas.
Fuente: Escobar, "Ingeniería de yacimientos petrolíferos".

Yacimientos con entrada de agua: el mecanismo bajo el cual producen este tipo de yacimientos es causado por el avance hacia la zona de aceite del agua que se encuentra en el acuífero asociado al yacimiento. La invasión del agua al yacimiento, es causada por la disminución de la presión.

Algunas características de este tipo de yacimientos son:

- Manifiestan una declinación gradual de la presión.
- Su RGA se mantiene prácticamente constante.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

- Relación Agua-Aceite aumenta más rápido en los pozos estructuralmente más bajos.
- Recuperación final, $40 < Fr < 70\%$.
- El aceite es reemplazado por el agua manteniendo la presión constante si la relación de reposición es de 1:1.
- En este tipo de yacimientos la presión disminuye gradualmente.
- Poco tiempo de iniciar la producción de aceite, surge la producción de agua.
- La producción de agua aumenta a medida que declina la producción de aceite.
- La producción de gas es casi constante y por lo tanto la RGA es casi igual.

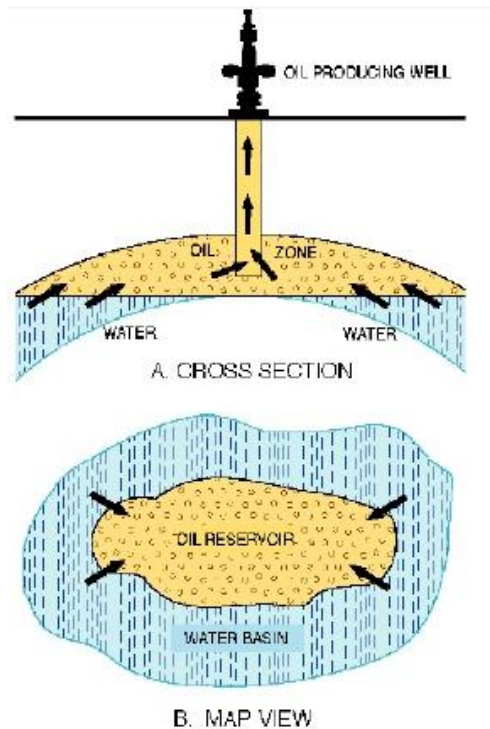


Figura 1-11. Producción por empuje hidráulico.
Fuente: Escobar, "Ingeniería de yacimientos petrolíferos".

1.3.4 Clasificación de yacimientos convencionales y no convencionales

Los yacimientos convencionales son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo y que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación, procesos especiales de recuperación o el uso de tecnología de punta.

Por el contrario, los Yacimientos no Convencionales son todos aquellos que no producen a tasas económicas de flujo y que no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación.

Los primeros ocurren como acumulaciones discretas en trampas estratigráficas y/o estructurales, mientras que los segundos se presentan como acumulaciones predominantemente

regionales, extensas, la mayoría de las veces independientes de trampas estratigráficas o estructurales.

1.4 Yacimientos convencionales

Sus principales características son:

- Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales como en trampas estratigráficas.
- Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías y poseen buenas permeabilidades.
- Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas en pocos años.
- Su desarrollo como ya fue mencionado anteriormente no requiere del uso de tecnología de punta.

1.5 Yacimientos no convencionales

Existen proyectos de explotación de hidrocarburos considerados “No Convencionales”, en los que su explotación, además de todos los retos involucrados, requiera de acciones que permitan vencer la complejidad del yacimiento para lograr pozos con producciones rentables, así mismo dé un seguimiento y análisis continuo, del cual se deriven diferentes acciones de ingeniería para optimizar su producción.

Sus principales características son:

- Se presentan como acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
- Poseen bajas porosidades y permeabilidades y pobres propiedades petrofísicas
- Su desarrollo requiere el uso de altas tecnologías.
- Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos.
- Son capaces de producir por varias décadas.

Los yacimientos no convencionales típicos incluyen:

- Petróleo pesado.
- Lutitas gasíferas.
- Arenas apretadas de gas.
- Carbonatos apretados.
- Gas de capas de carbón.
- Hidratos de gas.
- Arenas bituminosas.
- Hidratos de metano y/o areniscas naturalmente fracturadas.

Dentro de los yacimientos no convencionales es necesario mencionar que gran parte de las reservas mundiales se relacionan con acumulaciones de hidrocarburos no convencionales donde predominan principalmente yacimientos de aceite pesado y extrapesado.

Una parte importante de las reservas de crudo pesado en México, se localizan en yacimientos costa-afuera, en el golfo de México.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Algunas de las principales tecnologías que pueden ser adaptadas para explotar los yacimientos de crudo pesado son: inyección de gases, inyección de solventes y mejoramiento de crudo.

De esta forma los principales retos en el mejoramiento del crudo son:

- Desarrollar una tecnología de mejoramiento de crudos pesados aplicable a los crudos pesados mexicanos con una rentabilidad atractiva en comparación con los procesos H-Oil y coquización retardada.
- Generar tecnologías que permitan reducir la viscosidad de los crudos extrapesados en instalaciones marinas y facilite su transporte a tierra, con un requerimiento mínimo de manejo de suministros y subproductos.

1.5.1 Yacimientos de crudo pesado

Crudo pesado o crudo extra pesado es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina "pesado" debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica (DOE, por sus siglas en inglés), define al petróleo pesado como aquél que presenta densidades API de entre 10.0° y 22.3°.

Las reservas de petróleo pesado son muy diferentes a los depósitos convencionales. Para comenzar, la escala de tiempo de producción es mucho mayor. Los yacimientos de petróleo pesado por lo general producen a régimen estable durante décadas. A lo largo del tiempo, estos yacimientos producen grandes cantidades de petróleo. La región de petróleo pesado de California, en el Condado de Kern, ha sido productiva por más de un siglo, con cuatro de sus campos más grandes entregando más de mil millones de barriles cada uno. Los depósitos de petróleo pesado se encuentran generalmente en arenas poco consolidadas, lo cual implica que los ingenieros de perforación deben tomar precauciones adicionales para mantener la integridad de los pozos y para manejar la producción y eliminación de arena. Los yacimientos de petróleo pesado presentan diferencias, incluso entre campos adyacentes. Los métodos de recuperación que funcionan de un lado de la cera pueden no funcionar del otro lado.

1.5.2 Origen del crudo pesado

Originalmente, cuando la roca generadora produce petróleo crudo, éste no es pesado. Los expertos en geoquímica generalmente coinciden en que casi todos los petróleos crudos comienzan con densidades de entre 30 y 40°API. El petróleo se vuelve pesado sólo luego de una degradación sustancial ocurrida durante la migración y luego del entrapamiento. La degradación se produce a través de una variedad de procesos biológicos, químicos y físicos. La bacteria transportada por el agua superficial metaboliza los hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos en moléculas más pesadas. Las aguas de formación también remueven hidrocarburos por solución, eliminando los hidrocarburos de menor peso molecular, los cuales son más solubles en agua. El petróleo crudo también se degrada por volatilización cuando un sello de pobre calidad permite que las moléculas más livianas se separen y escapen.

El petróleo pesado se produce típicamente de formaciones geológicamente jóvenes; Pleistoceno, Plioceno y Mioceno. Estos yacimientos tienden a ser someros y poseen sellos menos efectivos, exponiéndolos a condiciones que conducen a la formación de petróleo pesado.

1.5.3 Características del crudo pesado

Gran parte de las reservas mundiales se relacionan a acumulaciones donde predominan yacimientos de aceite pesado y extra pesado. Dentro de sus principales características se encuentran:

- Difíciles de producir
- Transporte y manejo complicado
- Requiere procesos y tratamientos adicionales en superficie para su aprovechamiento y comercialización
- Altos contenidos de azufre, de metales y de precursores de la formación de carbón

1.6 Cuáles son sus propiedades

Si bien otros factores tales como la porosidad, la permeabilidad y la presión determinan cómo se comportará un yacimiento, la densidad y la viscosidad del petróleo son las propiedades que dictan el enfoque de producción que tomará una compañía petrolera. Los petróleos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan retos de producción especial pero no insuperable.

Los petróleos crudos naturales exhiben un amplio espectro de densidades y viscosidades. Desafortunadamente, no existe una correlación clara entre las dos. Un crudo de mediana, o baja densidad, con alto contenido de parafina en un yacimiento frío y somero puede presentar una viscosidad más alta que un petróleo crudo pesado, libre de parafina, en un yacimiento profundo y con alta temperatura.

1.6.1 Densidad

La densidad se define usualmente en términos de grados API (Instituto Americano del Petróleo) y está relacionada con la gravedad específica; mientras más denso es el petróleo, más baja es la densidad API. Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El petróleo pesado abarca un vasto rango a lo largo de este espectro que existe entre el petróleo ultrapesado y el petróleo liviano. La densidad es más importante para el refinador de petróleo porque es un mejor indicador de los derivados de la destilación.

La densidad varía poco con la temperatura y se ha convertido en el parámetro estándar del campo petrolero más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

Clasificación	API
Superligero	>39
Ligero	31.1 - 39
Mediano	22.3 – 31.1
Pesado	10 – 22.3
Extrapesado	<10
Bitumen	<10

Tabla 1-1. Clasificación del crudo de acuerdo con su gravedad API.
Fuente: Hussein Alboudwarej, et. Al., “La importancia del petróleo pesado”.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

1.6.2 Viscosidad

La viscosidad es una medida de la resistencia interna al flujo, resultante de los efectos combinados de la cohesión y la adherencia. También puede definirse como la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales. Un fluido que no tiene viscosidad se llama fluido ideal, en realidad todos los fluidos conocidos presentan algo de viscosidad, siendo el modelo de viscosidad nula una aproximación bastante buena para ciertas aplicaciones. La unidad en el sistema CGS para la viscosidad dinámica es el poise (p), cuyo nombre homenajea a Jean Louis Marie Poiseville.

La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP), la viscosidad del agua, y aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP y más de 1, 000,000 cP. El hidrocarburo más viscoso, el bitumen, es un sólido a temperatura ambiente y se ablanda fácilmente cuando se calienta.

La viscosidad a la temperatura del yacimiento es generalmente la medida más importante para un producto de hidrocarburos porque determina cuán fácilmente fluirá el petróleo. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura. La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica.

Clasificación	Viscosidad in-situ (cP)
Ligero	
Mediano	
Pesado	
Extrapesado	<10 000
Bitumen	>10 000

Tabla 1-2. Clasificación de los crudos de acuerdo a su viscosidad in-situ.
Fuente: Hussein Alboudwarej, et. Al., "La importancia del petróleo pesado".

1.7 Importancia de los yacimientos de crudo pesado

La merma del suministro de petróleo, los altos precios de la energía y la necesidad de restituir las reservas, están incentivando a las compañías petroleras a invertir en yacimientos de petróleo pesado. Los petróleos pesados y viscosos presentan desafíos en el análisis de fluidos y obstáculos para la recuperación, que están siendo superados con la nueva tecnología y las modificaciones de los métodos desarrollados para los petróleos convencionales.

La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados, que son difíciles y caros de producir y refinar. Por lo general, mientras más pesado o denso es el petróleo crudo, menor es su valor económico. Las fracciones de crudo más livianas y menos densas, derivadas del proceso de destilación simple, son las más valiosas.

Como el petróleo pesado es menos valioso, más difícil de producir y más difícil de refinar que los petróleos convencionales, surge la pregunta acerca del porqué del interés de las compañías petroleras en comprometer recursos para extraerlo. La primera parte de la respuesta, que consta de

dos partes, es que ante la coyuntura actual, muchos yacimientos de petróleo pesado ahora pueden ser explotados en forma rentable. La segunda parte de la respuesta es que estos recursos son abundantes. El total de recursos de petróleo del mundo es de aproximadamente 9 a 13×10^{12} (trillones) de barriles [1.4 a 2.1 trillones de m³]. El petróleo convencional representa sólo un 30% aproximadamente de ese total, correspondiendo el resto a petróleo pesado, extrapesado y bitumen. El petróleo pesado promete desempeñar un rol muy importante en el futuro de la industria petrolera y muchos países están tendiendo a incrementar su producción, revisar las estimaciones de reservas, comprobar las nuevas tecnologías e invertir en infraestructura, para asegurarse de no dejar atrás sus recursos de petróleo pesado.

En 40 años, con los índices actuales de agotamiento del petróleo convencional, todas las compañías petroleras serán compañías de petróleo pesado.

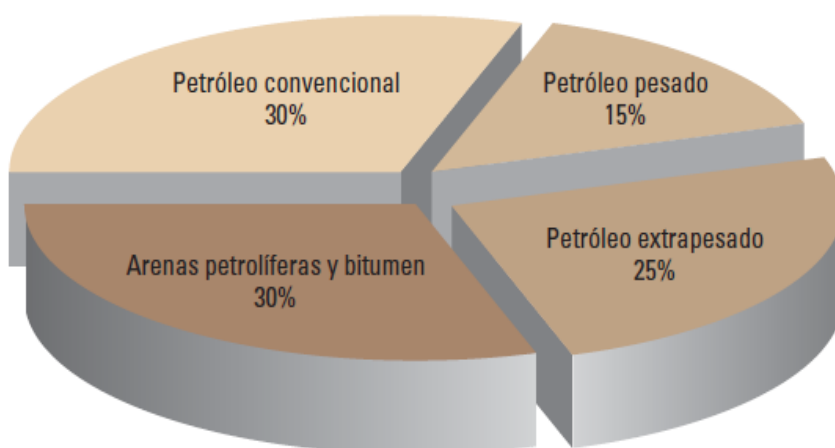


Figura 1-12. Gráfica de reservas de petróleo en el mundo por tipo.
Fuente: Hussein Alboudwarej, et. Al., "La importancia del petróleo pesado".

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

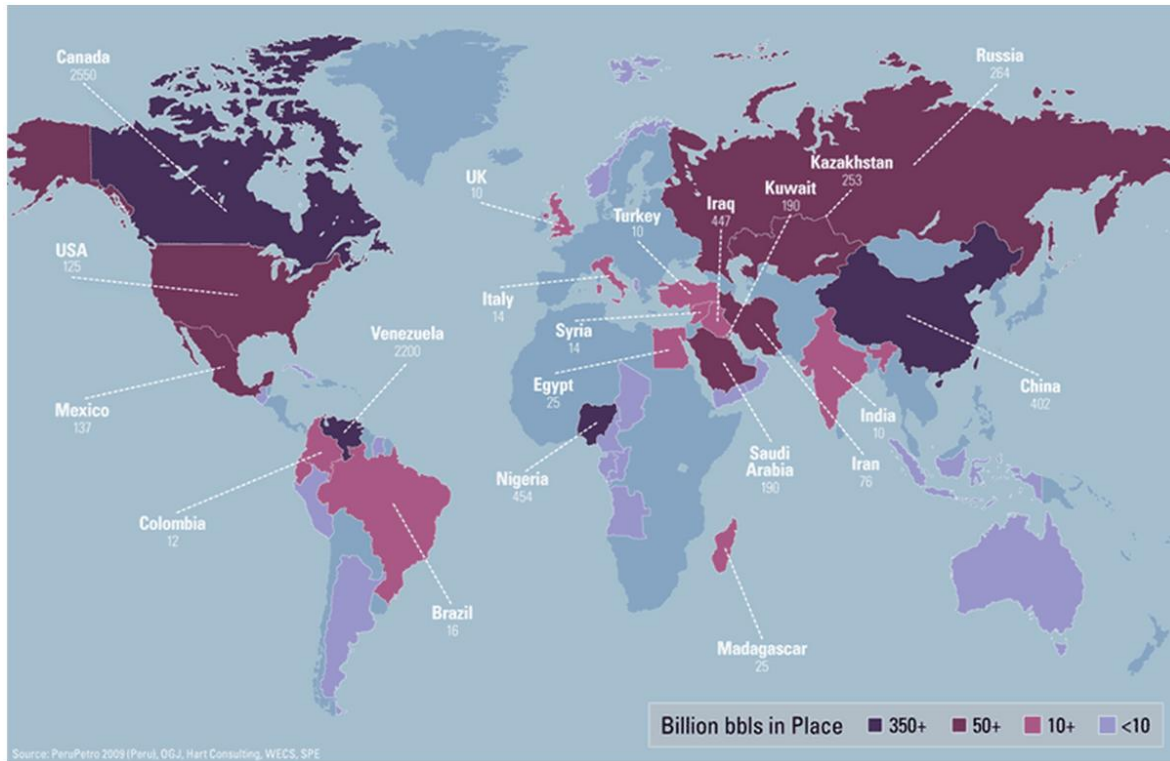


Figura1-13. Reservas mundiales de crudo pesado por país.
 Fuente: PeruPetro, 2009; Hart Consulting, WECS, SPE.

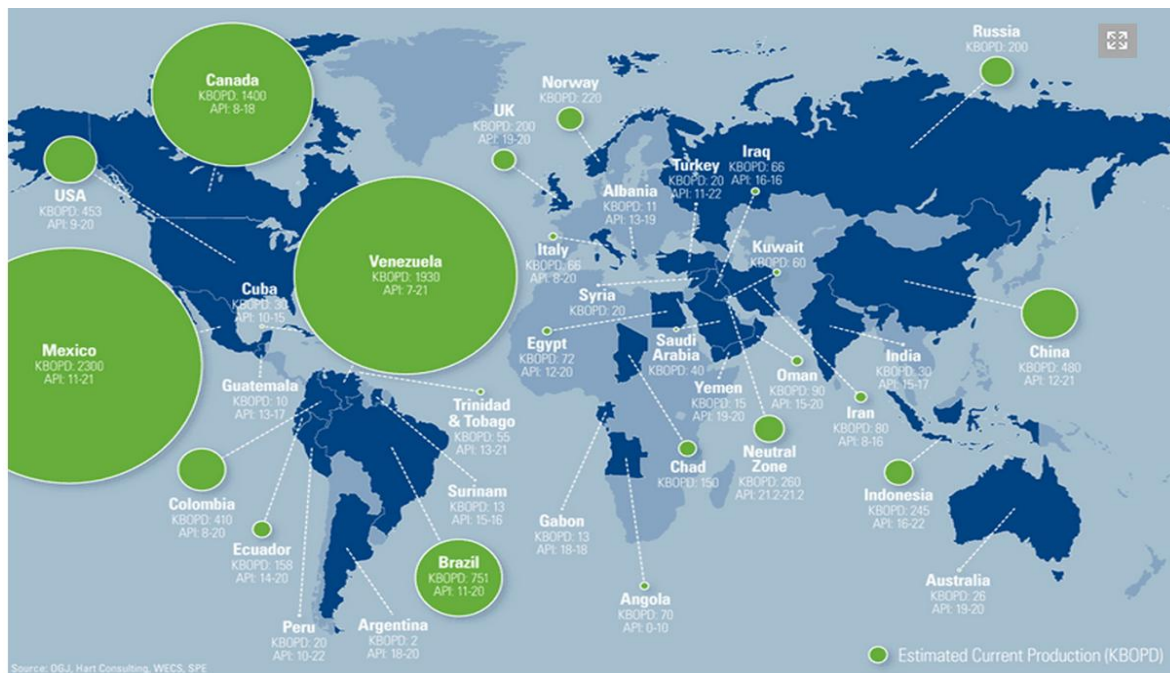


Figura1-14. Producción de crudo pesado en el mundo.
 Fuente: PeruPetro, 2009; Hart Consulting, WECS, SPE.

1.8 Yacimientos de crudo pesado en México y el mundo

Según la consultora especializada IHS CERA, América Latina tiene un 45% de sus reservas catalogadas como crudo pesado, con lo cual es la región con la mayor proporción de hidrocarburos no convencionales en sus reservas totales. Países como Venezuela, Ecuador, México, Argentina, Colombia, Perú y Brasil tienen considerables reservas de crudo pesado y presentan un gran potencial para aumentar el suministro de dichos recursos.

En las décadas futuras, el petróleo pesado probablemente afectará la dinámica del suministro global, ya que el 80 por ciento de las reservas conocidas de petróleo pesado están en el Hemisferio Occidental. Canadá y Venezuela concentran el 90 por ciento de todas las reservas conocidas de petróleo pesado según lo reportado por la Sociedad Canadiense de Geofísicos de Exploración.

HEMISFERIO OCCIDENTAL	
País	Millones de barriles
Canadá	2,550,000
Venezuela	2,200,000
México	237,000
Estados Unidos	125,000
Brasil	16,000
Colombia	12,000

Tabla 1-3. Reservas de crudo pesado en el hemisferio occidental.

Fuente: Resumen Ejecutivo “La atracción del petróleo no convencional de América Latina”, Oil and gas, Pietro Donatello Pitts.

OTROS PAÍSES	
País	Millones de barriles
Nigeria	454,000
Irak	447,000
China	402,000
Rusia	264,000
Kazajistán	253,000
Arabia Saudita	190,000
Kuwait	190,000
Irán	76,000

Tabla 1-4. Reservas de crudo pesado en otros países.

Fuente: Resumen Ejecutivo “La atracción del petróleo no convencional de América Latina”, Oil and gas, Pietro Donatello Pitts.

1.8.1 México

México ostenta una importante cantidad de hidrocarburos no convencionales. Las reservas de crudo pesado, concentradas en tres regiones principales, representan cerca del 50% de las reservas petroleras totales del territorio mexicano.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO



Figura1-15. Acumulaciones de aceite pesado en México.

Fuente: "Retos tecnológicos de la industria petrolera" Encuentro tecnológico internacional sobre los recursos energéticos del golfo; Instituto Mexicano del Petróleo".

Reservas probables

La aportación de aceite crudo a las reservas probables registradas al 1 de enero de 2010 fue de 10,020.5 mmb, de los cuales 47.0% corresponde al crudo pesado, 37.9% al crudo ligero y 15.1% al crudo superligero.

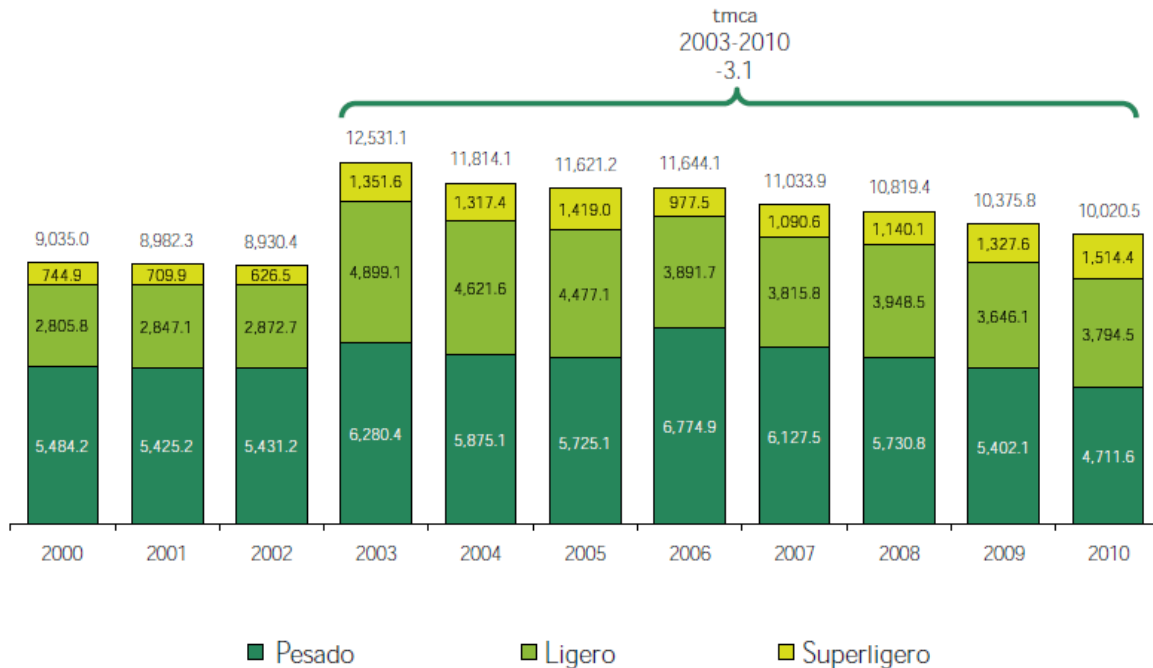


Figura1-16. Gráfica de composición de las reservas probables de aceite crudo por tipo 2000-2010 (millones de barriles). Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México, varios años.

Cabe mencionar que la Región Norte aportó a las reservas probables 78.7% del crudo ligero y 64.4% del crudo superligero.

Reservas posibles

Las reservas posibles de aceite crudo reportaron para el 1 de enero de 2010, un volumen de 10,057.2 mmb, destacando el crudo pesado con una participación de 47.8%, seguido del crudo ligero con 39.2% y por último el superligero con 13.0%. En esta clasificación de reservas, la Región Norte aportó 53.6% del volumen total de aceite mientras que 27.0% y 14.4% correspondieron a las Regiones Marinas Noreste y Suroeste, respectivamente. La menor aportación fue de la Región Sur con 5.0%.

En cuanto a crudo pesado, la Región Marina Noreste aportó 56.5%, mientras que la Región Norte aportó 32.0%, las Regiones Marina Suroeste y Sur aportaron 8.5% y 3.0%, respectivamente. Para el crudo ligero la Región Norte aportó a las reservas posibles 81.0%, la Región Marina Suroeste 13.6%, la Región Sur 5.3% y la Región Marina Noreste aportó marginalmente 0.1%.

Las reservas posibles de aceite crudo superligero se conformaron principalmente por las aportaciones de las Regiones Norte y Marina Suroeste con 50.4% y 38.4%, respectivamente. La Región Sur aportó 11.2% y la Región Marina Noreste no registró aportaciones de este tipo de crudo.

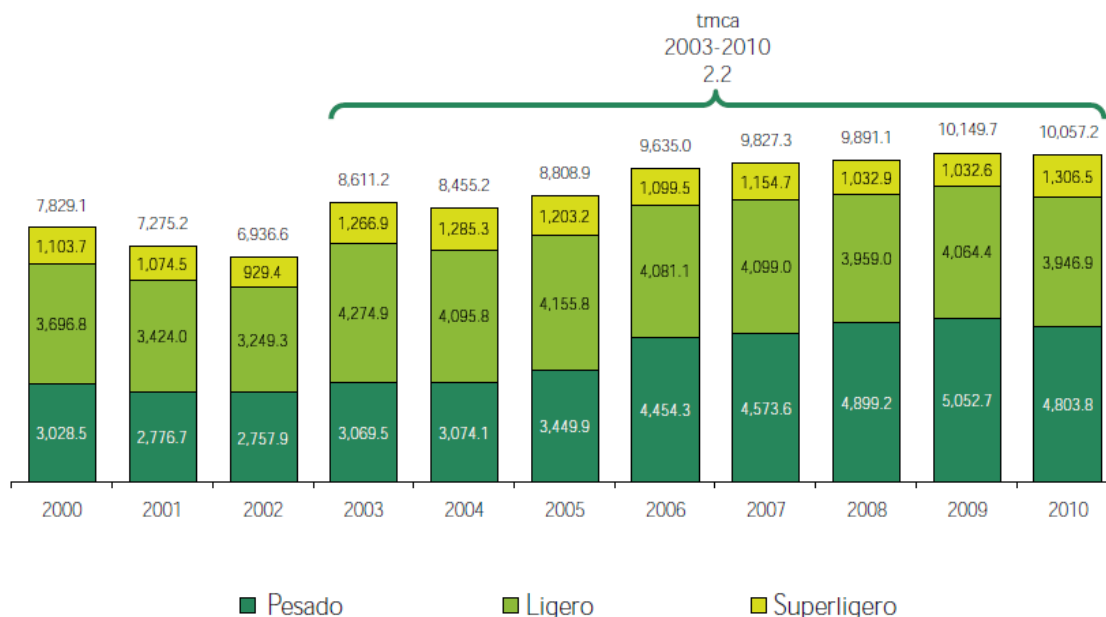


Figura1-17. Gráfica de composición de las reservas posibles de aceite crudo por tipo 2000-2010 (millones de barriles de petróleo crudo equivalente).

Fuente: Pemex Explotación y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México, varios años.

Región Marina Noreste

Se localiza en el sureste de la República Mexicana en aguas territoriales nacionales frente a las costas de los estados de Campeche, Yucatán y Quintana Roo, esta región forma parte de la plataforma continental y del talud del Golfo de México cubriendo una superficie de 166,000 kilómetros cuadrados, por lo que es la región de menor extensión territorial. Consta de dos activos

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

que son: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap. Estos integran 27 campos, de los cuáles 14 se encuentran en explotación. Es importante mencionar que el activo con mayor número de campos en producción es Cantarell con 9 campos.

En la Región Marina Noreste predomina la participación crudo pesado. Cabe destacar el desarrollo de los campos del activo Ku-Maloob-Zaap que registró 54.2% de las reservas totales de aceite pesado que superó, a partir de 2008, al Activo Cantarell. Este último reportó una participación de 45.8% para la misma clasificación en 2009.

Asimismo, la región registra una reserva marginal de crudo ligero que representa el 1.2% de las reservas totales del país en esta clasificación. Ninguno de los activos de esta región reporta reservas de crudo superligero.

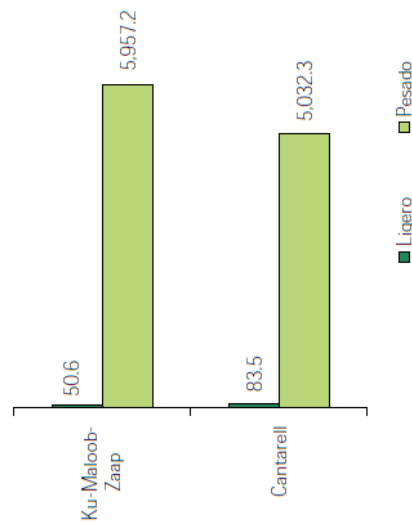
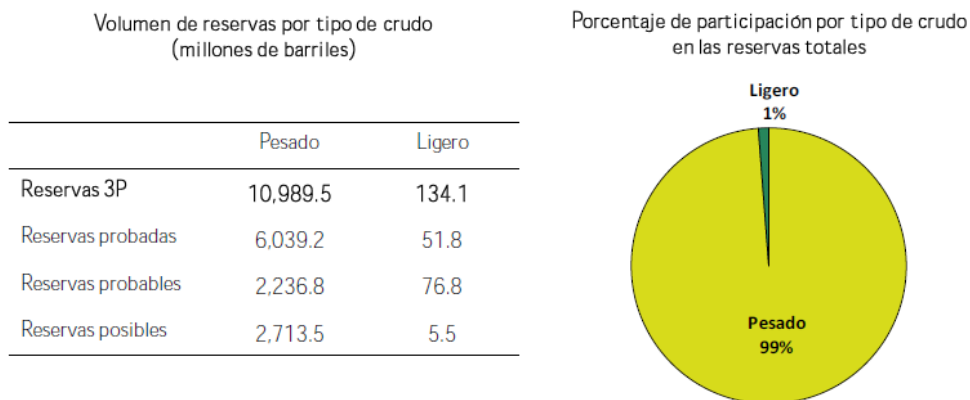


Figura1-18. Gráfica de composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Marina Noreste al primero de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

La región Marina Noreste se ha caracterizado por proveer crudo pesado. Cabe resaltar que para 2009 el crudo pesado representó 99.2% del total de reservas 1P de aceite de la región y el 0.8% restante fue crudo ligero. A nivel de activos, Ku-Maloob-Zaap concentra 58.3% de las reservas probadas de aceite de la región, mientras que el Activo Integral Cantarell contiene el 41.7%. En cuanto a los campos, Akal es el que reportó la mayor proporción de la reserva de crudo regional.



Nota: Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

Figura1-19. Región Marina Noreste. Reservas de aceite al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).
Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

El Activo Integral Cantarell aportó 51.6% del total de reservas posibles de la región, mientras que el Activo Integral Ku-Maloob-Zaap aportó el 48.4% restante. La Región Marina Noreste aportó el 56.5% al total de reservas posibles de crudo pesado del país.

Región Marina Suroeste

Con una extensión mayor a 352,390 kilómetros cuadrados, esta región se encuentra ubicada en aguas territoriales pertenecientes a la plataforma y talud continental del Golfo de México. Colinda al sur con Veracruz, Tabasco y Campeche; al este con la Región Marina Noreste; al norte y poniente con aguas territoriales nacionales.

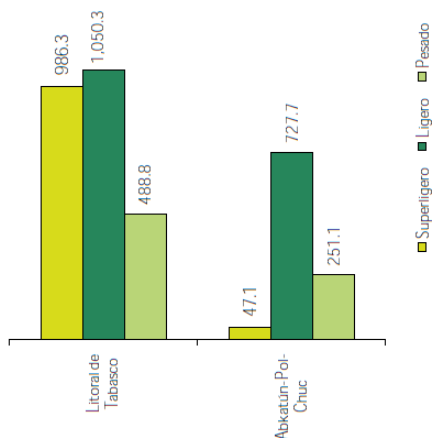


Figura1-20. Gráfica de composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Marina Suroeste al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La calidad de aceite, esta región se caracteriza por poseer un mayor volumen de reservas de crudo ligero (65.5%), seguida de crudo superligero (24.8%) y una menor participación de crudo pesado (9.7%).

En la clasificación de reservas posibles de crudo, se registró un incremento anual de 36.9%, contabilizando 1,445.3 mmb, de los cuales 28.2% corresponde a crudo pesado, 37.0% a crudo ligero y 34.8% a crudo superligero.

Las reservas 3P de la región se componen de 50.1% de crudo ligero, 29.1% de crudo superligero y 20.8% de crudo pesado.

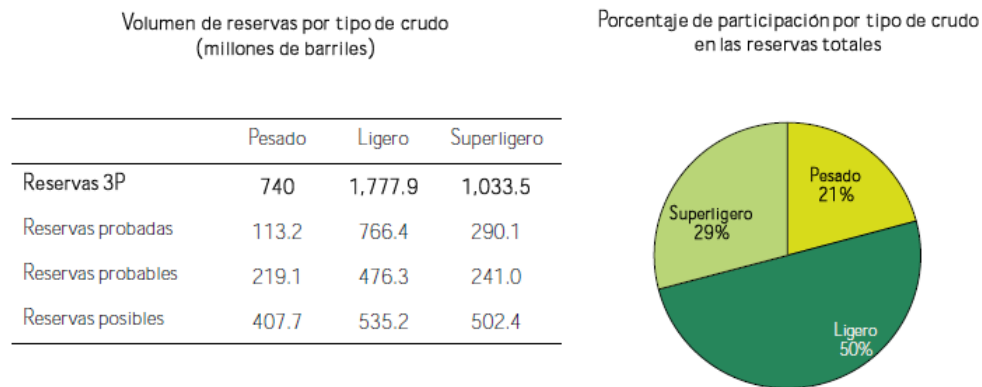


Figura1-21. Región Marina Suroeste, reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, las reservas de hidrocarburos de México 2010.

Región Norte

La Región Norte cubre aproximadamente 1.8 millones de kilómetros cuadrados, la porción más grande del territorio nacional y, está conformada por una porción terrestre y otra marina. Se ubica en la parte norte del país y colinda al norte con los Estados Unidos de América, al sur con el río Tesechoacán, al este con la isobata55 de 500 metros del Golfo de México y al oeste con el Océano Pacífico. Esta región cuenta con cuatro activos integrales: Burgos, Poza Rica-Altamira, Veracruz y Aceite Terciario del Golfo, este último de reciente creación⁵⁶, además de contar con un Activo Regional de Exploración.

Al 1 de enero de 2010, la Región Norte reportó reservas totales de aceite por 12,083.1 mmb, siendo la aportación regional más grande con una participación de 39.6% a nivel nacional. La composición por tipo de crudo fue 32.5% de crudo pesado, 53.8% de crudo ligero y 13.7% de crudo superligero.

La Región Norte posee 5.9% de las reservas probadas de aceite crudo del país, siendo la de menor aportación. El volumen registrado al 1° de enero de 2010 es de 613.6 mmb, que respecto al año anterior presentó una disminución de 26.0%. De este volumen 52.4% corresponde a crudo ligero, 45.0% a crudo pesado y el 2.6% restante a crudo superligero.

En reservas probables de crudo, la región registró 6,077.6 mmb, 60.7% del total nacional, ubicando a la región en el primer lugar en esta clasificación. El 95.4% de este volumen proviene de la aportación del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, 4.5% del Activo Integral Poza Rica-Altamira y el resto del Activo Integral Veracruz. Las reservas 2P de crudo alcanzaron 6,691.1 mmb de los cuales 35.8% son de crudo pesado, 49.4% de crudo ligero y 14.8% de crudo superligero.

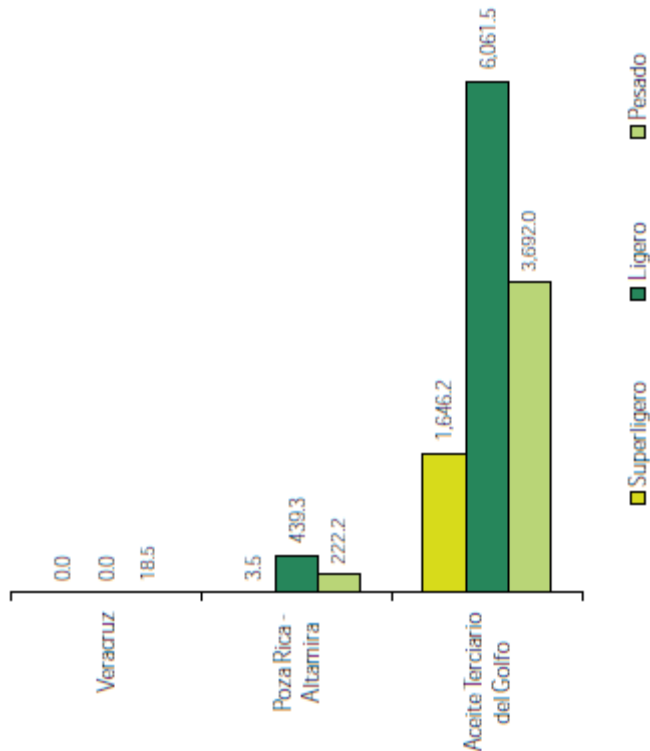


Figura1-22. Composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Norte al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

En cuanto a las reservas posibles de aceite crudo la región reportó 5,392.0 mmb el volumen más alto del país en su clasificación al aportar 53.6%. Al igual que en las reservas probables, el Activo Integral Aceite Terciario del Golfo registró la mayor participación con 97.3%.

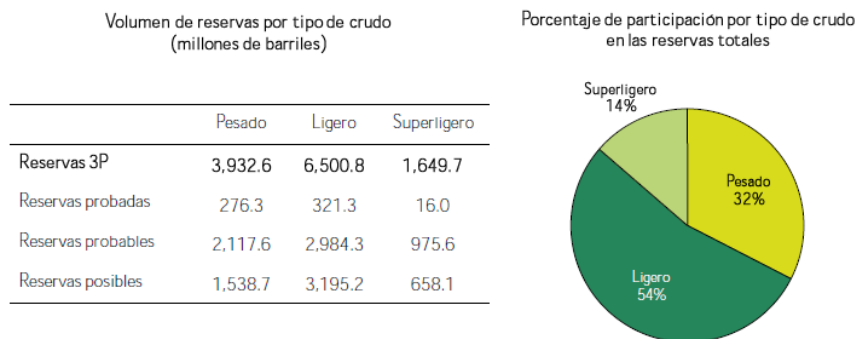


Figura1-23. Región Norte. Reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

Región Sur

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La Región Sur cubre una superficie aproximada de 390,000 kilómetros cuadrados, abarcando los estados de Chiapas, Campeche, Tabasco, Quintana Roo, Yucatán, y porciones de los estados de Veracruz, Oaxaca y Guerrero, se ubica en la porción sur del país y colinda al norte con el Golfo de México, al noreste con la Región Norte en el paralelo 18° y el río Tesechoacán, al este con el Mar Caribe, Belice y Guatemala y al Sur con el Océano Pacífico.

Las reservas totales de aceite al 1° de enero de 2010 ascendieron a 3,739.1 mmb, representando un aumento de 2.4% respecto a 2008. Su aportación al total nacional fue de 12.3%, ubicando a la región en el tercer lugar de esta clasificación, al aportar 9.0% de crudo pesado a las reservas de aceite de la región y el 2.1% a las reservas nacionales de aceite pesado.

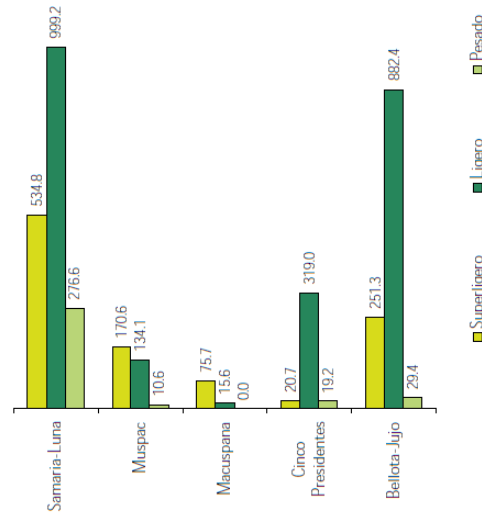


Figura1-24. Composición de las reservas totales de aceite por activo de la Región Sur al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).

Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

Las reservas totales de crudo de la región se componen de reservas probadas en un 68.1%, 18.5% de reservas probables y 13.4% de reservas posibles. Así, la reserva 2P de crudo en la región se ubicó en 3,238.4 mmb. La Región Sur aporta el 24.4% del total de reservas probadas de aceite del país, ubicándose en el segundo lugar nacional con un volumen de 2,545.3 mmb, del cual 2.1% fue crudo pesado, 73.9% crudo ligero y 24.0% de crudo superligero.

El volumen de reservas probables de aceite fue de 693.1 mmb, del cual 19.9% fue aceite pesado, 37.1% aceite ligero y 43.0% aceite superligero.

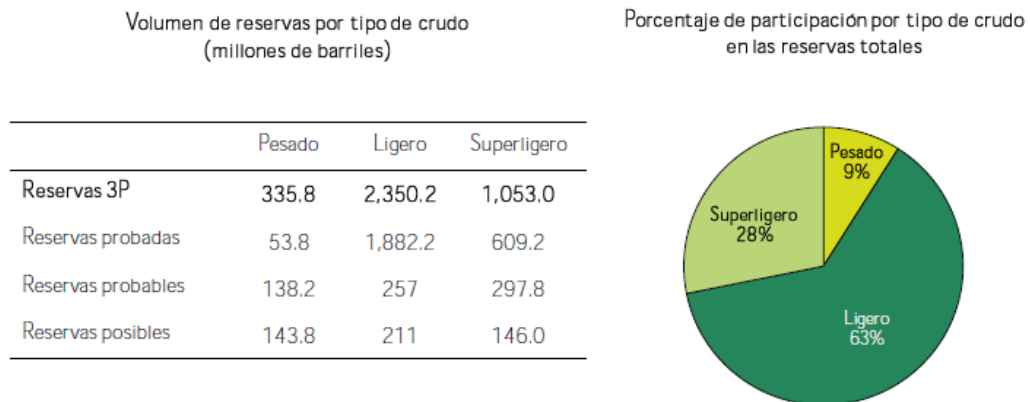


Figura1-25. Región Sur. Reservas de crudo al 1° de enero de 2010 (millones de barriles).
Fuente: Pemex Exploración y Producción, Las reservas de hidrocarburos de México 2010.

1.8.2 Canadá

Las acumulaciones combinadas de petróleo extrapesado de la cuenca del oeste de Canadá, en Alberta, totalizan 1.7 trillones de bbl [270,000 millones de m3].

Los yacimientos de petróleo pesado en Canadá son casi todos de la edad del Cretácico Medio a excepción del petróleo pesado que se encuentra en la formación Bakken, una arena no consolidada de la edad Carbonífero Pérmico. Las reservas de petróleo en Canadá se estiman en 2,550 billones de barriles en 2012. De acuerdo con esta cifra, Canadá cuenta con el primer lugar de reservas de crudo pesado. Más del 95% de estas reservas se encuentran en los yacimientos de arenas bituminosas de la provincia de Alberta. Alberta contiene prácticamente la totalidad de las arenas bituminosas de Canadá. El resto se concentra en varias otras provincias y territorios. Saskatchewan y las zonas costeras de Newfoundland, en particular, tienen una producción sustancial de crudo pesado.

Canadá cuenta con una industria energética altamente sofisticada y es a la vez un importador y exportador de petróleo y productos refinados. En 2006, además de la producción de 1.2 mil millones de barriles (190×10^6 m3), Canadá importó 440 millones de barriles (70×10^6 m3), consumió 800 millones de barriles (130×10^6 m3), y exportó 840 millones de barriles (134×10^6 m3) a los EE.UU. El exceso de las exportaciones sobre las importaciones fue de 400 millones de barriles (64×10^6 m3). Más del 99% de las exportaciones petroleras canadienses se envían a los Estados Unidos y Canadá es el país que más suministra de petróleo a los Estados Unidos.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

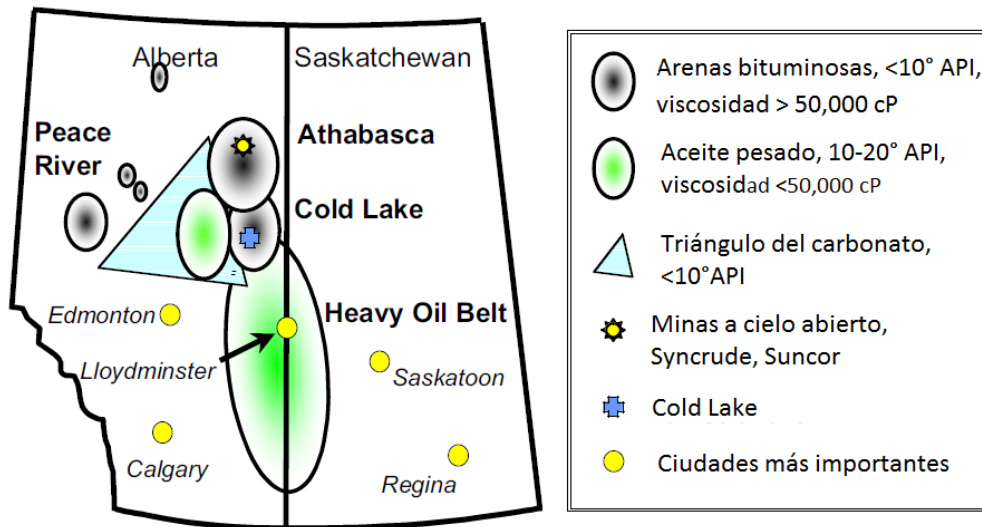


Figura1-26. Acumulaciones de crudo pesado en Canadá.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands", Canadian international petroleum conference.

La decisión de contabilizar los 174 mil millones de barriles (28×10^9 m³) de los yacimientos de arenas petrolíferas de Alberta como reservas probadas fue tomada por el Consejo de Energía y Utilidades de Alberta (AEUB), ahora conocido como Consejo de Conservación de Recursos de Energía (ERCB). Aunque ahora es ampliamente aceptada, esta adición fue polémica en su momento porque las arenas petrolíferas son una forma de petróleo crudo extremadamente pesado, conocido como bitumen, que no fluye hacia un pozo bajo las condiciones del yacimiento. Debe ser extraído, calentado, o diluido con disolventes, para que pueda ser producido, y se debe mezclar con aceite ligero para poder ser utilizado en las refinerías. En los últimos años los avances tecnológicos han superado las dificultades económicas y técnicas de producción de las arenas bituminosas, y en 2007 el 64% de la producción de petróleo de Alberta (1.86 millones de barriles por día) fue de arenas petrolíferas en lugar de campos de petróleo convencional. El ERCB estima que en 2017 la producción de petróleo de las arenas constituirá el 88% de la producción de petróleo predicha en Alberta previsto de 3.4 millones de barriles por día.

El aumento de cinco veces los precios del petróleo desde 1998 hasta 2007 hizo que la producción de las arenas canadienses sea rentable.

Los analistas estiman que un precio de 30 a 40 dólares por barril se requiere para que la producción de arenas continúe rentable. En los últimos años los precios han superado con creces los niveles.

Canadá es el único productor de petróleo en la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) que ha tenido un aumento de la producción de petróleo en los últimos años. La producción de los otros productores principales de la OCDE (Estados Unidos, Reino Unido, Noruega y México) ha ido disminuyendo, al igual que la producción de petróleo convencional en Canadá. Pero la producción total de crudo en Canadá se prevé que aumente en un promedio del 8.6 por ciento al año desde 2008 hasta 2011, como resultado de los nuevos proyectos de petróleo de crudo pesado.

1.8.3 Venezuela

Con cerca de 1,360 Mb de petróleo original en sitio, la faja petrolífera del Orinoco contiene la acumulación de petróleo extrapesado más grande del mundo. Se trata de reservas de 8.6 grados API en promedio que se dividen en cuatro áreas. La acumulación de petróleo individual más grande que se conoce es la faja de petróleo pesado del Orinoco, en Venezuela, con 1.2 trillones de barriles [190,000 millones de m³] de petróleo extrapesado de 6 a 12°API.

Los informes sobre las reservas probadas alcanzan 2,200 billones de barriles de petróleo en 2012. De acuerdo con la Encuesta Geológica de Estados Unidos, se estima que la Faja del Orinoco contiene de 900 a 1,400 millones de crudo pesado. Por ello, el Servicio Geológico de Estados Unidos calcula que de 380 a 652 mil millones de barriles de petróleo pesado podría ser técnicamente recuperable, lo que haría que el total de reservas recuperables de Venezuela se encuentren entre las más grandes del mundo. La tecnología necesaria para recuperar el aceite pesado y ultrapesado, como en la mayor parte de la Faja del Orinoco, puede ser mucho más complejo y costoso que el de la industria de petróleo ligero de Arabia Saudita y Canadá.

En 2008, Venezuela contaba con exportaciones netas de petróleo de 1,189 miles de barriles por día a los Estados Unidos. Como resultado de la falta de transparencia en la contabilidad del país, el nivel real de producción de petróleo de Venezuela es difícil de determinar, pero los analistas de la OPEP estiman que se produjo alrededor de 2.47 Mbbl / de petróleo en 2010. Esto le daría 234 años de producción restante al ritmo actual.

Venezuela tiene petróleo en yacimientos de arenas de tamaño similar a las de Canadá. Las arenas bituminosas de Orinoco son menos viscosas que las arenas petrolíferas de Athabasca (Canadá) - lo que significa que se puede producir por medios más convencionales - pero están enterradas más profundo, lo que significa que no pueden ser extraídos por la minería de superficie.

El desarrollo de las reservas de petróleo de Venezuela se ha visto afectado por la inestabilidad política en los últimos años. A finales de 2002 casi la mitad de los trabajadores de la empresa petrolera estatal PDVSA se declararon en huelga, después de que la empresa despidió a 18,000 de ellos. El petróleo crudo que Venezuela tiene es muy pesado para los estándares internacionales, y como resultado gran parte del crudo debe ser procesado por refinerías especializadas nacionales e internacionales. Venezuela sigue siendo uno de los mayores proveedores de petróleo de Estados Unidos, pues se envían alrededor de 1.4 millones de barriles por día a la Venezuela de EE.UU., que es además una refinería de petróleo y propietario de la cadena de gasolina Citgo.



Figura1-27. Localización de la Faja del Orinoco.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands", canadian international petroleum conference.

1.9 Avances en las técnicas para la producción de yacimientos de crudo pesado

La naturaleza somera de la mayoría de las acumulaciones de petróleo pesado se debe a que muchas se descubrieron tan pronto como se establecieron las poblaciones en sus proximidades. La recolección de crudo de chapopoterías (manaderos de petróleo) y la excavación a mano constituyeron las formas más tempranas de recuperación, seguidas de la perforación de túneles y la minería.

A principios de la década de 1900, estos métodos dieron lugar al avance de técnicas empleadas hoy para producir yacimientos de petróleo pesado. La mayoría de los operadores tratan de producir la mayor cantidad de petróleo posible utilizando métodos de recuperación primaria; etapa denominada de producción en frío y a temperatura de yacimiento. Los factores de recuperación típicos para la producción en frío varían de 1 a 10%. Dependiendo de las propiedades del petróleo, la producción en frío con levantamiento artificial – incluyendo la inyección de un petróleo liviano, o diluyente, para disminuir la viscosidad – puede resultar exitosa. Muchos yacimientos producen más eficientemente con pozos horizontales. En algunos casos, se prefiere un plan de producción fomentando la producción de arena junto con la de petróleo. La elección de la estrategia óptima de producción en frío requiere una comprensión de las propiedades del flujo del yacimiento, así como de la física de producción.

Nuevas Tecnologías de Producción

Entre las principales nuevas técnicas que han afectado positivamente a la industria del petróleo pesado en Canadá en los últimos 10 años son:

- Tecnología de pozos horizontales para aplicaciones de poca profundidad (<1000 m de profundidad) que implica la producción en frío (Los métodos de producción en frío son aquellos que no requieren el agregado de calor), pero mucho más combinado con enfoques térmicos de drenaje por gravedad (SAGD por ejemplo), y,
- Tecnología CHOPS, donde la producción de arena se impulsa y gestiona como un medio de mejora de la productividad del pozo.

Estos dos métodos han añadido cerca de 250,000 bbl/d de crudo de una densidad > 10 ° API del petróleo producido de Alberta y Saskatchewan desde 1990. Además de estas tecnologías probadas, hay dos ideas que están en las primeras etapas de comercialización:

- Procesos térmicos por gravedad, particularmente llamado SAGD, utilizando pozos horizontales para establecer una gravedad constante con ayuda de un EOR térmico; y,
- PPT, Tecnología de Presión de Pulso, donde los impulsos de presión se utilizan como una tecnología de la mejora del flujo, tanto como un método de deposición-ancha y de un método de reparación de pozos.

Hay varios conceptos nuevos para el aceite pesado que pueden tener un impacto sustancial en la industria en los próximos años:

- VAPEX (Extracción de Petróleo Asistido por Vapor), donde una mezcla de hidrocarburos se utiliza para reducir la viscosidad en un régimen dominado por drenaje gravitacional, y,
- THAI (Inyección de aire desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal), un intento de revitalización de la combustión in situ utilizando un concepto de pozo horizontal con una zona de reacción corta y una vía corta de producción para evitar inestabilidades.

Estas dos tecnologías emergentes no se han beneficiado aún de las pruebas de campo a gran escala. También, hay tecnologías adecuadas para condiciones de diferentes estratos, espesores distintos, y diferentes condiciones del yacimiento.

La industria petrolera en Canadá es pionera en la perforación de pozos someros horizontales (<1,000 m de profundidad), con valores de costo por metro cercanos a 1.2 veces el costo de los pozos verticales. En casos menos profundos (150 a 200 m de profundidad en el Proyecto del río MacKay) los pozos pueden ser perforados usando mástiles inclinados en 25 ° - 45 ° para reducir la curvatura necesaria para pasar de vertical a horizontal. La perforación con tubería flexible se introdujo en la última década, reduciendo aún más los costos de perforación de pozos horizontales. Un buen control de sísmica (sísmica 3-D) y análisis de recortes permite una precisa dirección al perforar en las zonas delgadas (<5 m) para colocar el pozo en la posición óptima en el yacimiento. En la fase de producción, la longitud de drenaje a lo largo del pozo, >1,200 m en algunos casos, permite una producción mucho más efectiva, dando mayor porcentajes de producción de POES (petróleo original en sitio). Hay muchos pozos horizontales de producción en frío en Canadá; y en Venezuela, los pozos de producción horizontales en frío se utilizan exclusivamente en este momento para el desarrollo del petróleo pesado.

CHOPS (Producción en Frío de Petróleo Pesado con Arena) se define como una tecnología de producción primaria de crudo pesado que involucra la iniciación deliberada de flujo de arena y la incesante producción de cantidades sustanciales de arena con petróleo durante la vida productiva de un pozo, sin ningún dispositivo de control (tamices, revestidores ranurados, empaques de grava, etc.). La arena se produce continuamente junto con el crudo, agua y gas, y en superficie se implementan métodos de separación limpieza y disposición de la arena producida, luego el crudo es deshidratado y enviado a facilidades para su mejoramiento. Tenga en cuenta que si se instala una malla para mantener la arena, la producción de petróleo caerá a niveles antieconómicos.

Los aumentos de productividad sobre la producción primaria convencional de hasta x10 y x20 se han logrado con regularidad (>100 b/d en lugar de 5-10 b/d). También, de 12-20% de POES se pueden desarrollar, en lugar de la típica de 0-2% de la producción primaria convencional (sin arena) en tales casos.

Pozos CHOPS (vertical a 45°) son operados cada vez más con bombas rotativas de cavidades progresivas; en los campos viejos las bombas se están cambiando gradualmente por bombas de cavidades progresivas de mayor gasto, dado que la producción aumenta en estos pozos viejos. CHOPS aumenta la productividad por cuatro razones:

- Si la arena puede moverse, la permeabilidad base a los fluidos se mejora.
- Como más arena es producida, una zona de crecimiento de mayor permeabilidad se genera alrededor del pozo;
- La exsolución del gas del petróleo pesado genera una fase burbuja, lo que lleva a una unidad "interna" de gas, conocido como 'flujo espumoso'.
- El lijado continuo hace que los asfaltenos o el taponamiento de finos del medio ambiente cercano al pozo no puedan ocurrir a inhibir el flujo de aceite.

Típicamente, una buena posición en CHOPS inicialmente producirá un alto porcentaje de arena, a menudo >25% en volumen de líquidos; sin embargo, esto generalmente decae a 0.5-5% de arena en volumen después de algunas semanas o meses. Cuanto más viscoso sea el aceite, mayor es la estabilidad del corte de arena a largo plazo que se observa en los fluidos producidos.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

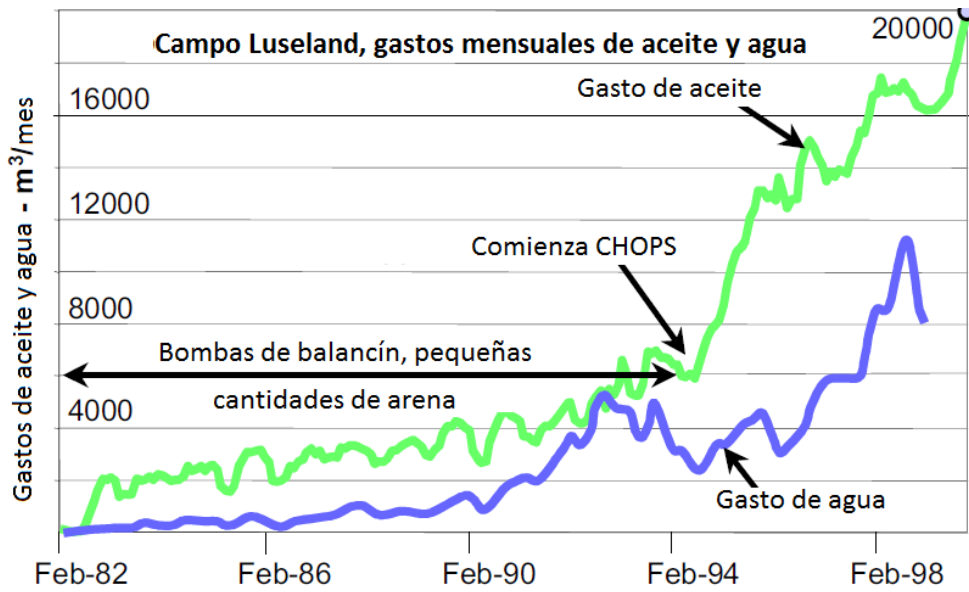


Figura1-28. Mejoramiento de campo a través de CHOPS.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands"; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

SAGD (Segregación Gravitacional Asistida por Vapor) es el más adecuado para los yacimientos donde el crudo pesado es básicamente inmóvil. SAGD implica perforar uno o dos pozos horizontales en la parte inferior de un yacimiento de arenisca no consolidada, se inyecta vapor lentamente y se desarrolla una "cámara de vapor". Aumenta el calor y el vapor de agua, el agua condensada y el flujo de aceite se moviliza hacia abajo a través del medio poroso por contracorriente, flujo conducido por gravedad.

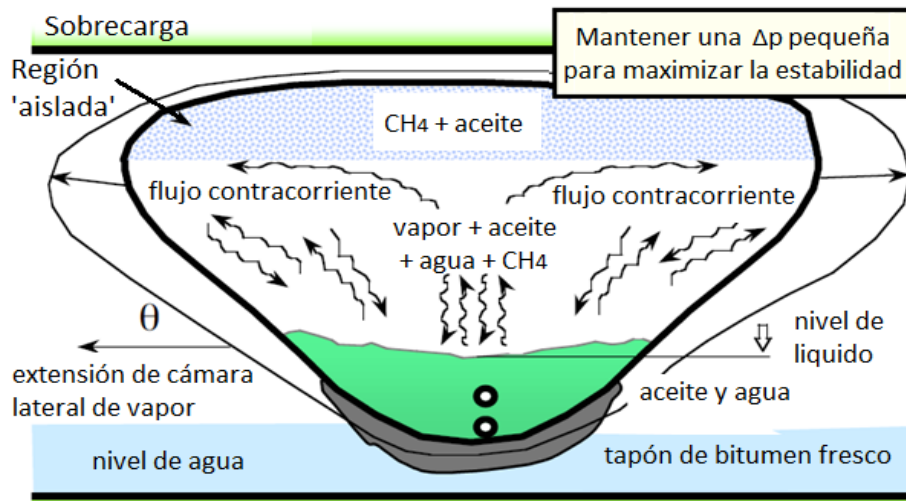


Figura1-29. Elementos básicos del SAGD (y VAPEX).

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands"; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

Las presiones de inyección son mucho menores que el gradiente de fractura, lo que significa que las posibilidades de romper una zona de escape son prácticamente cero.

SAGD es extremadamente estable ya que la cámara sólo crece por segregación gravitacional y no hay inestabilidades de presión conducidas (canalización, conificación o fracturamiento), siempre que los pozos se operen adecuadamente con gradientes de presión moderados.

SAGD también parece ser insensible al fluir en presencia de franjas de lutitas y barreras horizontales debido a que la roca se calienta, la expansión térmica diferencial hace que se coloquen bajo una tensión de tracción, y se crean fracturas verticales, que sirven como conductos para el vapor (arriba) y líquidos (abajo). Esencialmente, la presión de los poros es mayor que el esfuerzo lateral, que es la condición para el fracturamiento hidráulico vertical. Además, como las altas temperaturas de vapor golpean las lutitas, en lugar de expandirse térmicamente, sufren deshidratación y deshidroxilación que conducen a la contracción volumétrica de las barreras de lutitas, y aún más la apertura de las fracturas verticales inducidas.

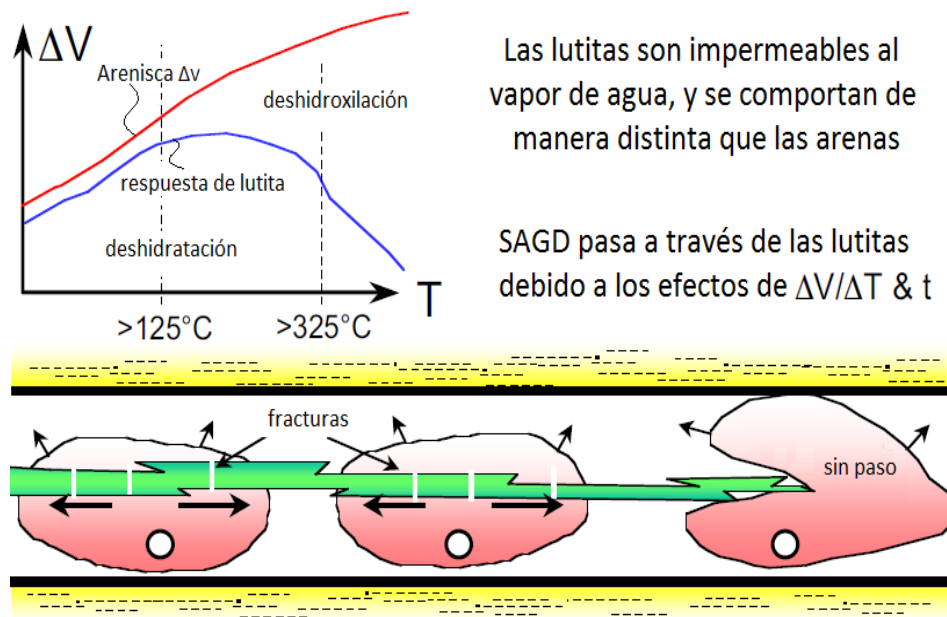


Figura1-30. SAGD pasa a través de capas de lutitas.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands"; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

Por lo tanto, los procesos combinados de segregación gravitacional y la fracturamiento térmico de lutitas hacen la tecnología SAGD tan eficiente que los coeficientes de recuperación de 50-75% son posibles de alcanzar en los casos apropiados (yacimientos horizontales gruesos de areniscas, flujo poroso dominado excepto por las lutitas).

Un aspecto radicalmente nuevo de la mecánica de medios porosos fue descubierto y desarrollado en un método de mejoramiento de la producción en el período 1995-2001, sobre la base de los desarrollos teóricos realizados en la Universidad de Alberta. PPT (tecnología de mejoramiento del flujo mediante presión de pulso) se basa en el descubrimiento de que los grandes pulsos de presión de amplitud dominados por la energía de onda de baja frecuencia generar

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

aumento de las tasas de flujo en medios porosos. Por ejemplo, en grandes yacimientos de aceite en Alberta, PPT ha reducido la tasa de agotamiento, y aumentó la tasa de recuperación de aceite así como la prolongación de la vida útil de los pozos. Además, se ha descubierto que los pulsos de amplitud muy grandes de presión aplicada durante 5 - 30 horas a un pozo de producción bloqueada puede restablecer la producción económica durante muchos meses, e incluso años.

El mecanismo por el cual funciona PPT es generar movimiento local de líquido dentro y fuera de los poros, a través de la propagación de una onda de dilatación de porosidad. A medida que la onda de dilatación de porosidad se mueve a través del medio poroso a una velocidad de aproximadamente 40-80 m/s, la pequeña expansión y contracción de los poros con el paso de cada paquete de energía de las olas ayuda a desbloquear las gargantas de poros, aumentar la velocidad de flujo de líquido, superar parte de los efectos del bloqueo capilar, y reducir algunos de los efectos negativos de las inestabilidades de convección tales como digitación viscosa, conificación, etc.

VAPEX (Extracción de Petróleo Asistido por Vapor) utiliza una mezcla de gases condensables y no condensables (por ejemplo CH₄ a C₄H₁₀) para disolverse y reducir el aceite viscoso de manera que fluirá a los pozos de producción horizontales. El principio VAPEX es general, y puede ser "añadido" a proyectos SAGD, utilizadas en una situación caliente (algunos de calefacción eléctrica, por ejemplo), y en un gran número de combinaciones.

En la combustión in situ se puede hacer un regreso con un nuevo concepto. **THAI** (Inyección de aire desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal), es una tecnología para el recobro de crudo pesado y bitumen, que combina pozos inyectoros verticales y pozos productores horizontales. Durante el proceso, se crea un frente de combustión que consume parte del crudo presente originalmente en el yacimiento, generando calor y reduciendo con ello la viscosidad del crudo desplazado e induciendo a que éste fluya por gravedad hacia el pozo productor horizontal. El frente de combustión barre la formación desde el dedo hasta el talón del pozo horizontal (Toe-to-Hell), mientras el crudo es parcialmente mejorado in situ. El alto potencial de THAI está en el desarrollo de un frente de combustión estable, en el que las fuerzas gravitacionales, viscosas y cinéticas se combinan para generar un frente de combustión cuasi-vertical, sin el "overriding" del gas inyectado (sobreposición de gases y vapores en la parte más alta de la formación) y mejor aún, con cero ruptura del oxígeno inyectado, beneficiando la operación general, la eficiencia térmica y la eficiencia del barrido del proceso.

El proceso es iniciado entre un pozo inyector vertical y un productor horizontal. El pozo inyector es completado cerca al centro vertical del yacimiento, mientras el pozo productor es completado cerca a la base de la arena. El frente de combustión iniciado cerca al pozo inyector, avanza rumbo al talón (Hell) del pozo productor, como se observa en la siguiente figura.

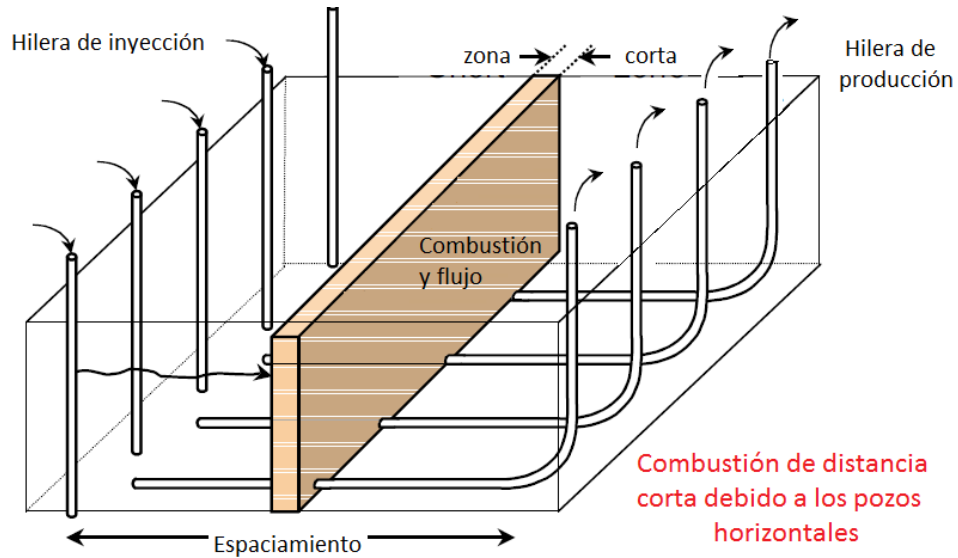


Figura1-31. THAI Proceso de combustión in situ.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands"; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

Los métodos híbridos que involucran el uso simultáneo de varias de estas tecnologías son desarrolladas y se verán grandes aplicaciones en el futuro. Por ejemplo, un período de explotación primario utilizando CHOPS puede ser sustancialmente extendido, dando más aceite más rápido, usando PPT. Entonces, después de la fase primaria es esencialmente completada, un período de drenaje por gravedad, ayudado por la inyección de gas inerte y la inyección de vapor, podría ser usado una vez que la presión del yacimiento sea restablecida. Diferentes fases de explotación y el uso de métodos híbridos pueden permitir la producción del 30 a 50% del aceite pesado del yacimiento.

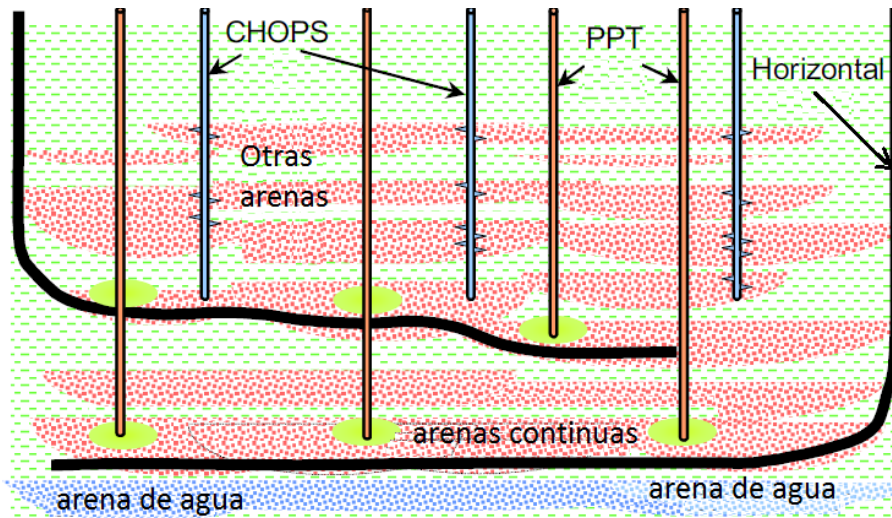


Figura1-32. Esquema de desarrollos de sistema mixto.

Fuente: "Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands"; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

NUEVAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN			
Método	Años	Estado	Sustentabilidad
CHOPS	>10	\$\$\$ - Totalmente comercial	Mejor para zonas de 5 - 20 m, no hay movimiento de agua, sin nivel de agua
SAGD	~6-8	\$ Rentable	Probablemente se limitan a las zonas más gruesas, >15 – 20m
PPT	2	\$\$\$ Los primeros días	Es útil con otros métodos (flujo en frío, CHOPS)
VAPEX	0	? Sin pruebas de campo todavía	Mejor en casos de crudos >20°API, o como un complemento SAGD
THAI	0	“ ”	El resultado se observará en el futuro

Tabla 1-5. Nuevas tecnologías de producción.

Fuente: “Comparing venezuelan and canadian heavy oil and tar sands”; M.B. Dusseault; paper 2001-06.

1.10 Principales dificultades en la explotación de los yacimientos de crudo pesado

Para los productores de petróleo, dedicados a la recuperación de crudo pesado, el emprendimiento requiere de una inversión a largo plazo. La alta viscosidad del petróleo pesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinación especial y por ende más costosas.

Los productores de petróleo que invierten en la recuperación de petróleo pesado enfrentan retos de producción especiales. Sin embargo, las técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de pozos contribuyen para que los yacimientos de petróleo pesado se conviertan en activos rentables.

Los crudos pesados tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos, lo que exige más esfuerzos y erogaciones para la extracción de productos utilizables y la disposición final de los residuos.

Dentro de las *principales dificultades para explotar este tipo de yacimientos se encuentran las siguientes:*

- Son difíciles de producir.
- El transporte y manejo es complicado.
- Requieren procesos y tratamientos en superficie para su aprovechamiento y comercialización.
- Altos contenidos de Azufre, de metales y de precursores de la formación de carbón.

Al respecto, cada región posee petróleo con diferentes propiedades físicas y se halla en una etapa diferente del proceso de maduración, de modo que cada una utiliza diferentes técnicas de desarrollo y producción.

1.11 El futuro de los yacimientos de crudo pesado

Dada la abundancia de las reservas de petróleo pesado, las compañías que actualmente se concentran en la producción de petróleos convencionales están ingresando en el ámbito del petróleo pesado, uniéndose a otras empresas que producen petróleo pesado desde hace varias décadas. Es probable que estas compañías recién llegadas aporten nuevas tecnologías, ayudando a suplir las deficiencias tecnológicas identificadas por los productores en el largo plazo y por otras organizaciones. Por ejemplo, la Cámara de Recursos de Alberta ha compilado un listado de los avances necesarios para permitir que la producción de las arenas petrolíferas alcance 5 millones de bbl/d [800,000 m³/d], o un 16% de la demanda norteamericana para el año 2030. La materialización de esta visión exigirá inversiones para introducir mejoras tecnológicas en los métodos de minería y recuperación en sitio y en métodos de mejoramiento.

Por cada avance que se realiza hacia el mejoramiento de los métodos de recuperación de petróleo pesado, se presentan muchos caminos nuevos que señalan direcciones que necesitan más trabajo. En el área de caracterización de fluidos, los científicos están tratando de extraer más información acerca de la química del petróleo y la estructura de sus componentes a partir de la adquisición de registros y de mediciones de laboratorio. Por ejemplo, se están registrando avances en lo que respecta a vincular las distribuciones de la difusión mediante la Resonancia Magnética Nuclear (NMR) con las longitudes de las cadenas moleculares de los petróleos crudos. Los investigadores están trabajando para agregar mediciones de la fluorescencia a las prácticas actuales de análisis de fluidos de fondo de pozos basadas en la espectrometría, permitiendo una caracterización de fluidos más precisa y la adquisición de registros de fluidos de fondo de pozo continuos. Se están realizando esfuerzos para estandarizar las técnicas de laboratorio, tales como el análisis SARA, de manera de poder comparar los resultados de diferentes laboratorios. Los avances en términos de comprensión de los componentes más pesados del petróleo crudo—los asfaltenos—poseen el potencial de mejorar la recuperación de petróleo pesado y además ayudar a resolver los problemas de aseguramiento del flujo en petróleos más livianos.

Los especialistas en petróleo pesado coinciden en que no existe ninguna solución universal para la evaluación y recuperación del petróleo pesado. Algunas mejoras, tales como las registradas en la interpretación de registros, quizás necesiten ajustarse a las necesidades de una región en particular. En otros casos—por ejemplo, el desarrollo de nuevos materiales que elevan las temperaturas de operación de los equipos de terminación de pozos de fondo—los éxitos logrados pueden tener amplia aplicación. Incluso pueden producirse otros desarrollos, incluyendo avances en el monitoreo en tiempo real, a partir de la combinación de métodos cuya eficacia por separado ya ha sido comprobada.

Otro punto de coincidencia es la necesidad de seguir considerando las cuestiones ambientales en el desarrollo de los recursos de petróleo pesado. En la producción de bitumen por el método de minería y en los proyectos actuales de recuperación en sitio, las consideraciones ambientales y culturales constituyen una parte importante del modelo de negocios, incluyendo el saneamiento de las áreas explotadas, la recuperación de minerales para hacer uso de los materiales de desecho, la minimización del consumo de agua, los asuntos relacionados con las poblaciones

YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

nativas y la reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero. Los nuevos proyectos tendrán que ser sensibles a éstos y otros factores, incluyendo las emisiones de CO₂, la preservación del permafrost y de otros ecosistemas frágiles, y la reducción de la energía consumida para calentar el petróleo pesado.

Si los yacimientos de petróleo pesado poseen una ventaja con respecto a sus contrapartes más livianas, ésta es su longevidad. Los campos de petróleo pesado pueden permanecer en producción durante 100 o más años, tal es el caso de los campos descubiertos en California a fines de la década de 1800. Según ciertas estimaciones, las arenas petrolíferas de Canadá pueden producir durante varios cientos de años. Las inversiones que se realicen ahora van a reeditar mucho en el futuro.

2. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

2.1 Introducción

Es de vital importancia, dentro del Proceso de Evaluación de Yacimientos, determinar las características dinámicas del sistema pozo-yacimiento, basados en el análisis e interpretación de pruebas de pozo, de presión y producción, a fin de caracterizar los yacimientos como apoyo a la simulación numérica, y así lograr la efectiva administración de los yacimientos.

La caracterización dinámica de yacimientos involucra pruebas múltiples de adquisición de datos bajo condiciones dinámicas cambiantes. El pronóstico exacto del comportamiento de los yacimientos solo puede lograrse cuando existe una base de datos histórica desde la cual se pueda extraer información para realizar las predicciones. En esencia necesitamos datos de ingeniería y datos sísmicos. Mediante la adquisición de datos dinámicos podemos incorporar los componentes dinámicos del comportamiento del yacimiento dentro de la simulación del yacimiento.

Al caracterizar el comportamiento dinámico de los yacimientos como un proceso integrado, vamos a entender realmente como son nuestros yacimientos por primera vez.

Debido a las grandes reservas de crudos pesados que existen actualmente a nivel mundial y considerando la declinación natural de los yacimientos convencionales, se encuentra una oportunidad latente en la explotación de los yacimientos de crudos pesados, pero para ello es necesario primero tener un conocimiento integral de este tipo de yacimientos. Una herramienta importante para poder conocer el comportamiento del yacimiento bajo condiciones dinámicas es precisamente la caracterización dinámica.

La caracterización dinámica de yacimientos está evolucionando con la industria del petróleo y tiene un potencial para ayudar a maximizar la recuperación final de los yacimientos de crudos pesados con un pequeño aumento en el costo de operación de los campos, que en muchos casos puede ser una fracción de los gastos totales de producción. Los costos de la caracterización dinámica de yacimientos se compensan con la capacidad para optimizar las ubicaciones desarrolladas e incrementar la productividad de pozos existentes por estrategias de terminación (horizontal o vertical) en partes no barridas del yacimiento. Los costos pueden ser compensados con una reducción del número de pozos a perforar.

2.1.1 Definición de caracterización estática y dinámica

Caracterización Estática

Definición: Detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento.

Objetivo: Determinar cualitativa y cuantitativamente, características y propiedades geológicas y petrofísicas de los sistemas roca y roca-fluidos, así como de las propiedades físicas, químicas y termodinámicas del sistema fluidos y definir su distribución en el yacimiento petrolero.

Herramientas de la Caracterización Estática:

- Datos geofísicos
- Datos Geológicos
- Registros de Pozos
- Datos de laboratorio

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Caracterización Dinámica

Definición: Se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento, a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, características y tipos de fluidos; así como fallas geológicas semipermeables, impermeables o conductivas, que en su momento afectan parcial o totalmente la transmisibilidad en el medio poroso o comuniquen otras estructuras entre otros elementos. Todas estas variables bajo condiciones dinámicas.

Objetivos:

- Determinar el modelo de flujo del sistema
- Evaluar los parámetros del yacimiento
- Dar solución a problemas de producción
- Evaluar la terminación y estimulación del pozo
- Los estudios integrales requieren de una Caracterización Estática y Dinámica del yacimiento
- La Caracterización Dinámica se logra analizando datos medidos bajo condiciones de producción y/o inyección en los yacimientos
- Los datos de pruebas de presión están afectados por elementos vecinos al pozo de interés
- Los datos de producción están afectados por las zonas alejadas del pozo (Fronteras)

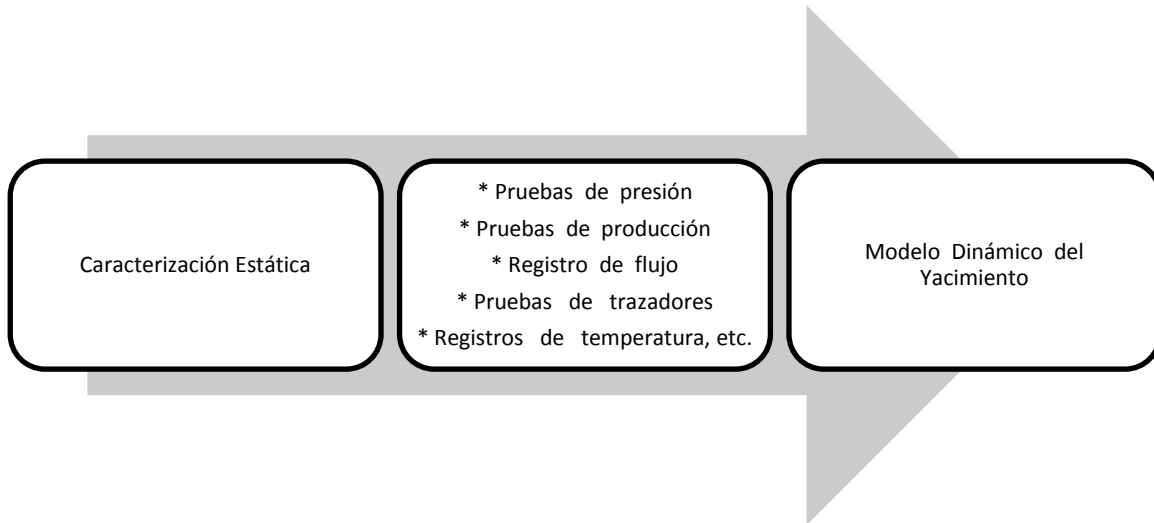


Figura2-1. Esquema de caracterización estática y dinámica.
Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

2.1.2 Herramientas de la caracterización dinámica

1. Pruebas de presión
2. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado
3. Datos de producción (agua, aceite y gas)
4. Registros de producción
5. Datos de comportamiento del yacimiento

2.1.2.1 Pruebas de presión

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos, y su objetivo es obtener información del sistema roca - fluidos y de los pozos, a partir del análisis de las variaciones de presión. La información que se puede obtener incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc., la cual es esencial para la explotación eficiente de los yacimientos.

Las pruebas de presión son una medición continua de la presión de fondo y del gasto de un pozo.

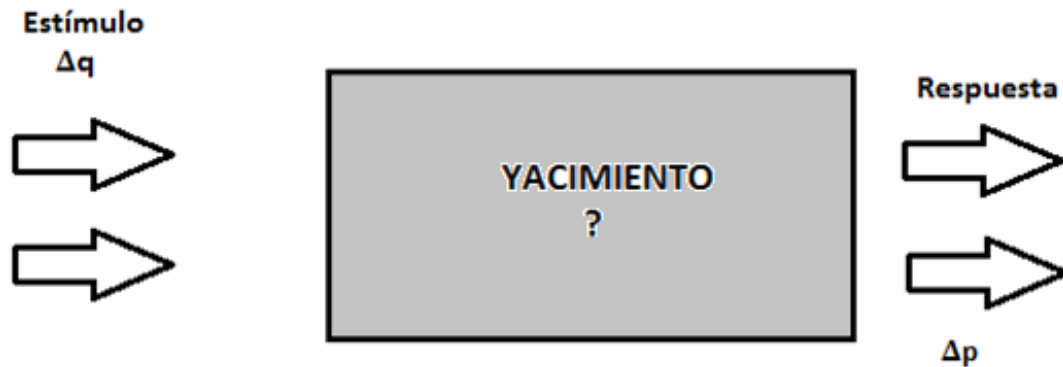


Figura2-2. Prueba de presión.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

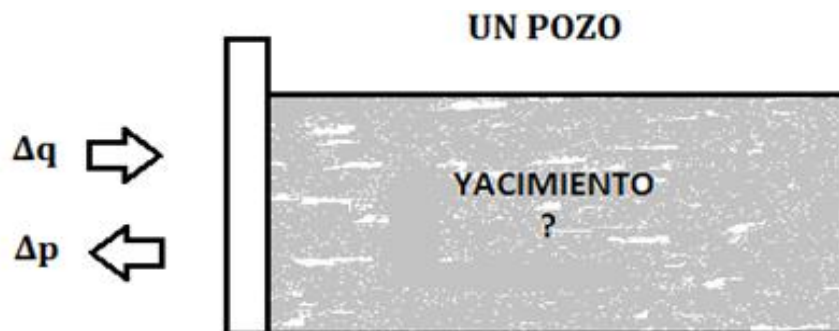


Figura2-3. Prueba de presión con un pozo.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

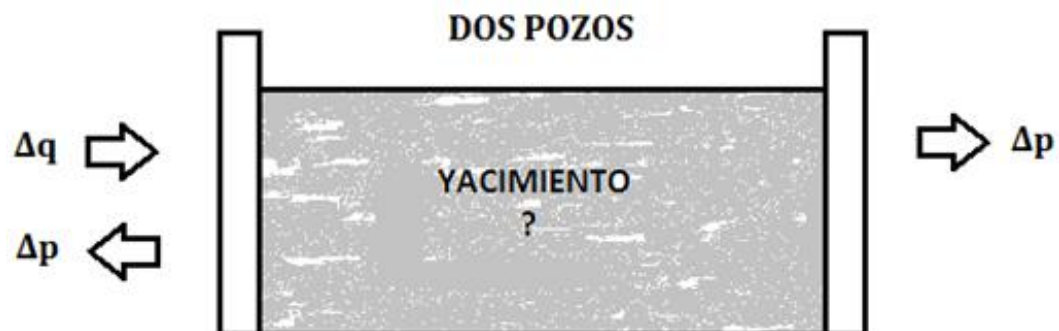


Figura2-4. Prueba de presión con 2 pozos.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

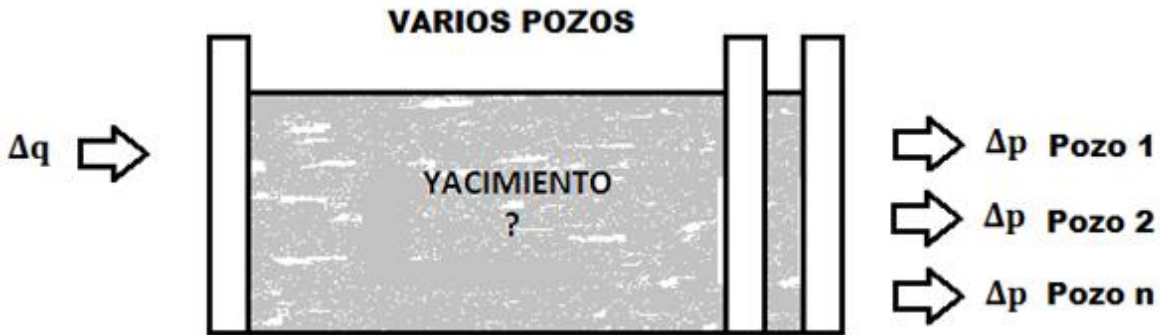


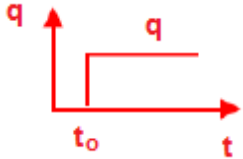
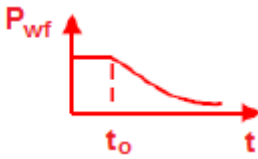
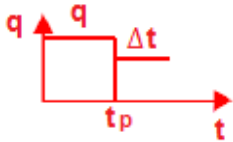

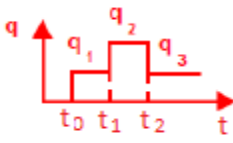

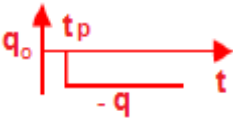

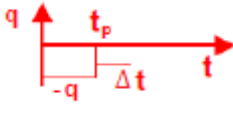
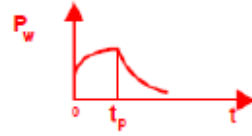
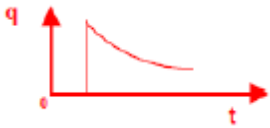
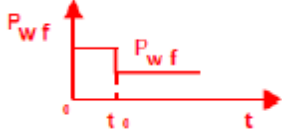
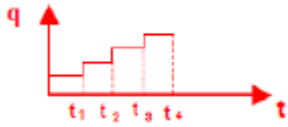
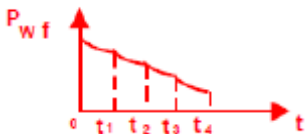
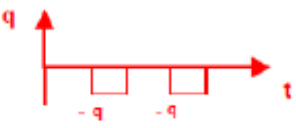


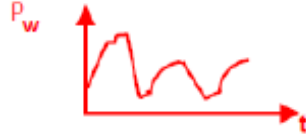
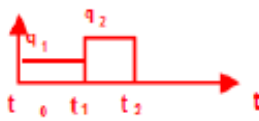
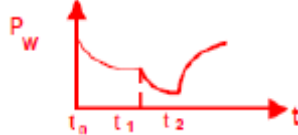
Figura2-5. Prueba de presión con varios pozos.
Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

Datos requeridos para el análisis de una prueba de presión

- Presión vs. Tiempo
- Gasto vs. Tiempo
- GOR, WOR
- Temperatura vs. Tiempo
- Condiciones mecánicas del pozo
- Análisis PVT de los fluidos
- Registro de flujo
- Muestras de roca
- Datos geológicos
- Datos geofísicos
- Información de otros pozos

Principales objetivos de las Pruebas de Presión

1. Estimar los parámetros del yacimiento.
2. Calcular la presión promedio del área de drenaje.
3. Detectar las heterogeneidades del yacimiento.
4. Determinar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento.
5. Estimar el volumen poroso del yacimiento.
6. Estimar las características de una fractura que interseca al pozo.
7. Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación.
8. Determinar las condiciones de entrada de agua.
9. Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común.
10. Estimar los factores de pseudodaño (penetración parcial, perforaciones, desviación, fractura, etc.).
11. Estimar el avance del frente de desplazamiento en procesos de inyección.

TIPOS DE PRUEBAS DE PRESIÓN		
Tipo	Gasto	Presión
Decremento		
Incremento		
Gasto variable		
Inyección		
Abatimiento		
Presión constante		
Potencial		
Interferencia vertical		
Prueba de formación		
Multiprueba de formación		

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Pruebas de escalera		
Interferencia	<p style="text-align: center;">Pozo activo</p>	<p style="text-align: center;">Pozos de observación</p>
Pulsos	<p style="text-align: center;">Pozo activo</p>	<p style="text-align: center;">Pozos de observación</p>

Tabla 2-1. Tipos de pruebas de presión.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos de hidrocarburos, González García, M.

Pruebas de Incremento de Presión

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, luego de cerrar el pozo después de haber estado fluyendo a una tasa constante estabilizada.

Se utiliza para hallar:

- Presión estática promedio en el área de drenaje o yacimiento (P_i)
- Permeabilidad promedio en el área de drenaje (k)
- Efecto Skin (s)
- Presencia de Límites o heterogeneidades (Fallas, contactos, barreras)
- Interferencia o comunicación entre pozos / fallas

La prueba requiere que el pozo produzca con una tasa estabilizada durante un cierto tiempo, denominado tiempo de flujo (t_p), para lograr una distribución homogénea en la presión antes del cierre. Al cerrar el pozo se mide la presión de fondo ($P_{wf} @ \Delta t=0$) y se empieza a medir en función del tiempo de cierre (Δt).

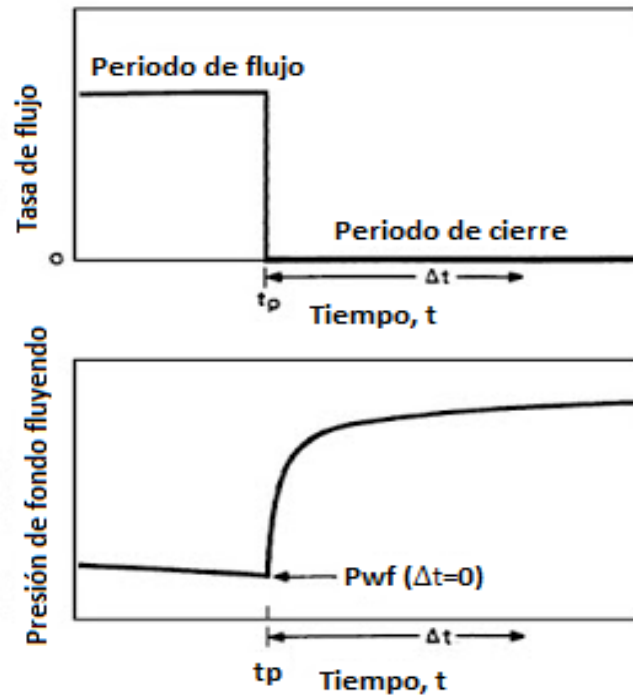


Figura2-6. Prueba de incremento de presión.

Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

Análisis

Aplicando la siguiente ecuación:

$$\Delta P(t) = \frac{q_1 \mu B}{2\pi kh} P_D(t) + \frac{(q_2 - q_1) \mu B}{2\pi kh} P_D(t - t_1)$$

Donde

$$q_1 = q; q_2 = 0; t - t_1 = \Delta t = t - t_p; t = t_p + \Delta t$$

$$\Delta P(t_p + \Delta t) = \frac{q\mu B}{2\pi kh} P_D(t_p + \Delta t) - \frac{q\mu B}{2\pi kh} P_D(\Delta t) = \frac{q\mu B}{2\pi kh} [P_D(t_p + \Delta t) - P_D(\Delta t)]$$

Considerando que se puede usar la aproximación logarítmica, usando log10 y unidades del sistema inglés, se tiene:

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \frac{q\mu B}{kh} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Ecuación que también puede escribirse como:

$$P_{ws} = P_i - m \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La gráfica 2.7 representa la ecuación anterior, se observa una línea recta con intersección P_i y pendiente $-m$ (graficando en papel semilogarítmico vs P_{ws}), donde:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh}$$

De la cual se despeja la permeabilidad:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

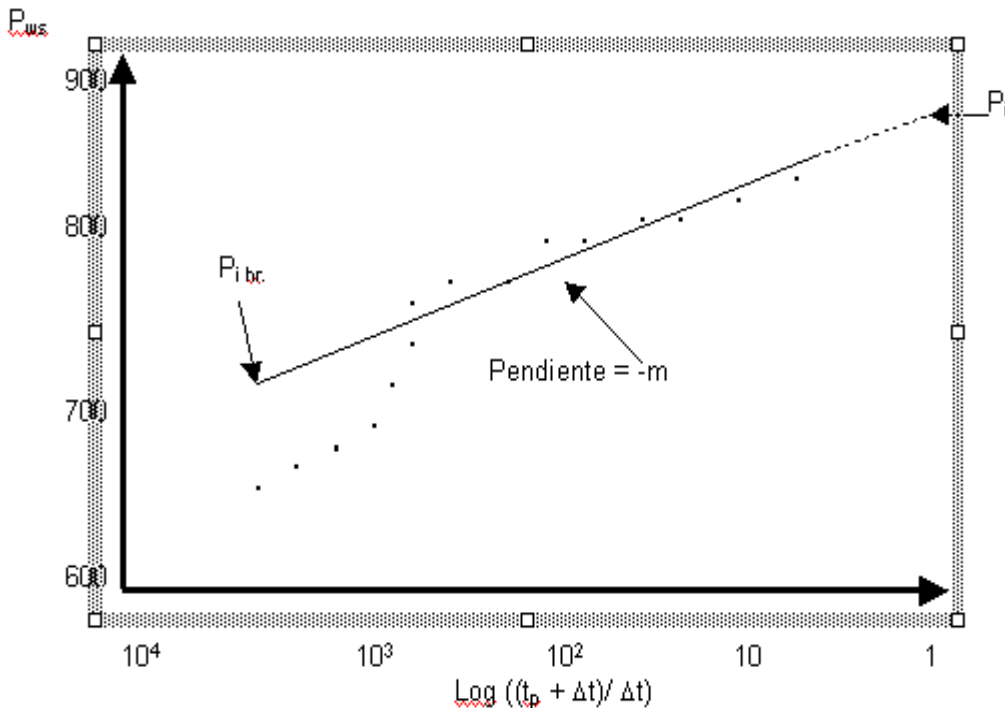


Figura2-7. Gráfica P_{ws} vs $\log ((t_p + \Delta t) / \Delta t)$, prueba de incremento.
Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

Pruebas de Decremento de Presión

La etapa ideal para efectuar esta prueba es al principio de la explotación, se pueden determinar la permeabilidad, el factor de daño y el volumen drenado. La principal ventaja en este tipo de prueba es: económica (no hay cierre), la mayor desventaja es la dificultad de tener un gasto constante.

Una curva de decremento es simplemente una serie de mediciones de presión de fondo fluyendo hechas durante un período de flujo a ritmo de producción constante.

Esta prueba consiste en una serie de mediciones de presión de fondo durante un periodo de tiempo, con el pozo fluyendo a una tasa constante estabilizada.

Generalmente, se hace un cierre previo para lograr que la presión en el área de drenaje del pozo se estabilice y sea uniforme.

Estas pruebas son particularmente aplicables para:

- Pozos nuevos.
- Pozos que han sido cerrados el tiempo suficientemente para permitir que la presión se estabilice.
- Pozos en los que la pérdida de ingresos incurridos en una prueba de incremento de presión sería difícil de aceptar.

Análisis

Se presentan tres técnicas diferentes de análisis. Estos métodos son aplicables durante diferentes rangos de tiempo de flujo durante la prueba. En la figura 2.8 se muestran los periodos de flujo.

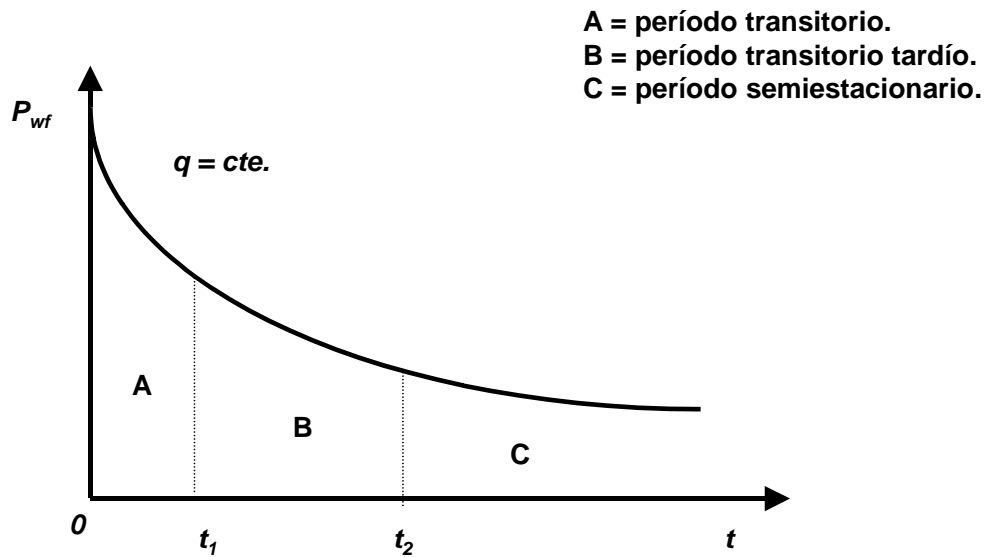


Figura2-8. Periodos de flujo.

Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

Odeh y Nabor discutieron el tema y establecieron una aproximación para el tiempo real durante el período de flujo. Estas ecuaciones son (en unidades prácticas):

$$t = \frac{\phi \mu c r_e^2}{0.00264 k}$$

$$t = \frac{\phi \mu c r_e^2}{0.0088 k}$$

Análisis del Período Transitorio

Durante el flujo a un ritmo constante, el comportamiento de la presión de un pozo en un yacimiento, está dado por (en unidades prácticas):

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

$$P_{wf} = P_i - \frac{70.69 q \mu B}{kh} \left[-E_i \left(\frac{\phi \mu c r_w^2}{0.00105 kt} \right) + 2S \right]$$

Simplificando:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6 q \mu B}{kh} \left[\log \frac{kt}{\phi \mu c r_w^2} - 3.23 + 0.87(S) \right]$$

De la forma de la ecuación se infiere que graficando Pwf vs Log t, da un comportamiento lineal, como se aprecia en la figura 2.9.

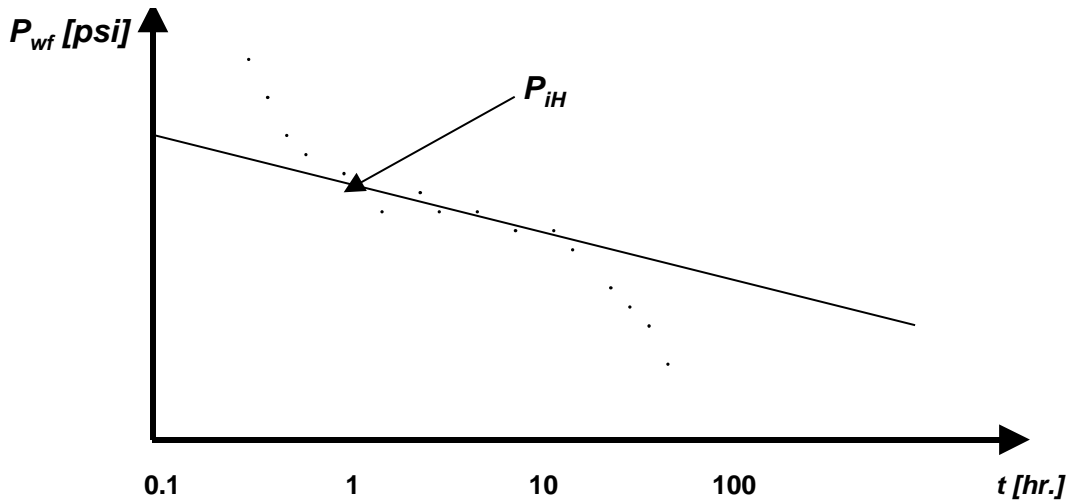


Figura2-9. Periodo transitorio

Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

En donde:

$$m = \frac{162.6 q B \mu}{kh}$$

El valor el producto kh se obtiene de:

$$kh = \frac{162.6 q B \mu}{m}$$

El daño está dado por:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_i - P_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} + 3.2275 \right]$$

Análisis del Período Transitorio Tardío

La teoría de este análisis está basada en los mismos principios que se utilizaron para el análisis de pruebas de incremento de presión. Para este periodo se tiene la siguiente ecuación:

$$P_{wf} - \hat{P} = \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[-2B_1(\alpha_1(\alpha_1, r_{eD})) e^{-\alpha_1^2 t_{Dw}} \right]$$

$$\log(P_{wf} - \hat{P}) = \log\left(118.6 \frac{q\mu B}{kh}\right) - 0.00168 \frac{kt}{\phi \mu c r_e^2}$$

Puede observarse que la figura 2.10 adopta una tendencia lineal, con pendiente $\beta = 0.00168 \left(\frac{k}{\phi \mu c r_e^2}\right)$ y una ordenada al origen: $b = 118.6 \frac{q\mu B}{kh}$

El producto kh puede determinarse de $kh = 118.6 q\mu B / b$ y el volumen poroso como $V_p = 0.1115 qB / \beta b c'$, donde el volumen poroso está dado en barriles.

Si se asegura que se estabilizó la presión: $\bar{P} - \hat{P}$ es conocido y el daño estará dado por:

$$S = 0.84 \left[\frac{\bar{P} - \hat{P}}{b} \right] - \text{Ln} \frac{r_e}{r_w} + \frac{3}{4}$$

La caída de presión por daño está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{b(S)}{0.84}$$

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

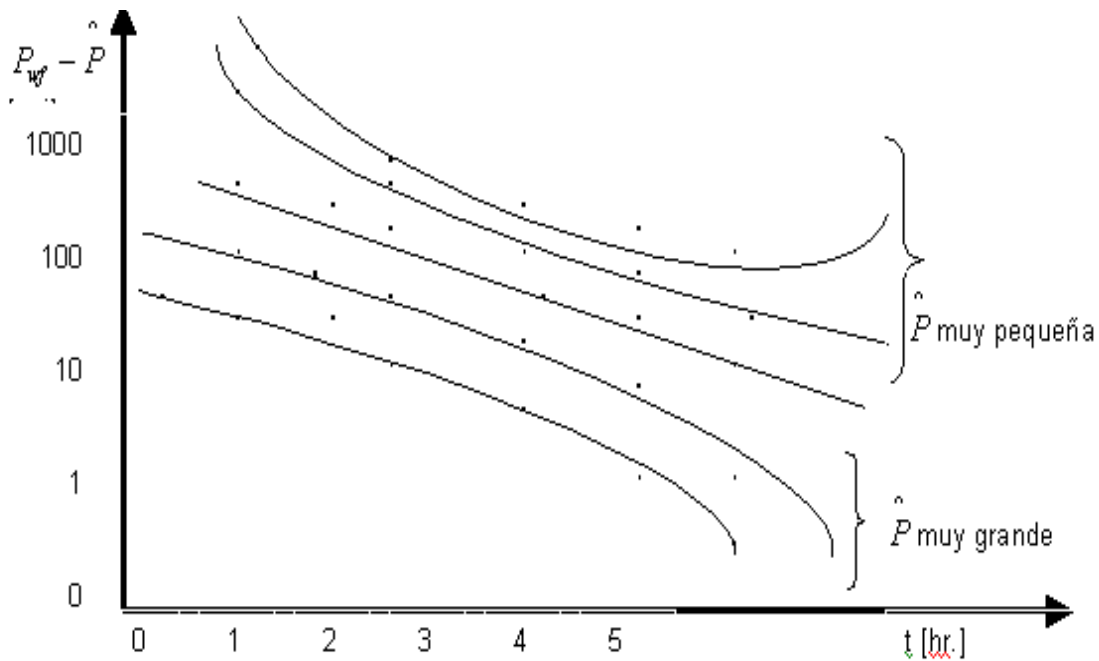


Figura 2-10. Periodo transitorio tardío

Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

Análisis para el Periodo Estacionario

Si una prueba de decrecimiento se realiza por un período largo, se alcanza el período de estado semi-estacionario y el comportamiento de la presión del pozo está dado por:

$$P_i - P_{wf} = \frac{qt}{\pi\phi chr_e^2} + \frac{q\mu}{2\pi kh} \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right]$$

Podemos observar en la figura 2.11 que tenemos una tendencia lineal con pendiente:

$$\beta_L = \frac{q}{\pi\phi chr_e^2}$$

Donde, β_L [psi/hr], el volumen de poros en unidades prácticas está dado por:

$$V_p = 0.0418 \frac{qB}{\beta_L c}$$

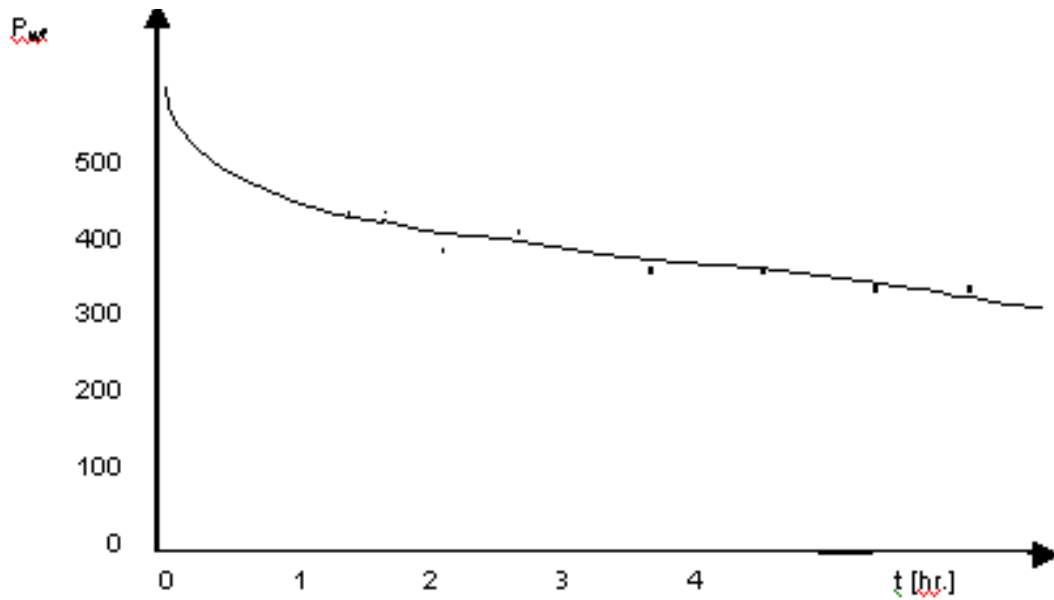


Figura2-11. Periodo semi-estacionario
Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

Pruebas de Gasto Múltiple o Gasto Variable

Se realizan a tasa de flujo variable, determinando la presión por períodos estabilizados de flujo.

A través de esta prueba se puede determinar el índice de productividad del pozo y también se puede utilizar para hacer un análisis nodal del mismo.

Las pruebas de tasa múltiple han tenido la ventaja de proveer datos provisionales de la prueba mientras la producción continua. Tiende a minimizar los cambios en el coeficiente de almacenamiento del pozo y los efectos de la fase de segregación, esta prueba puede proveer buenos resultados cuando las pruebas de decremento o las de incremento no pueden.

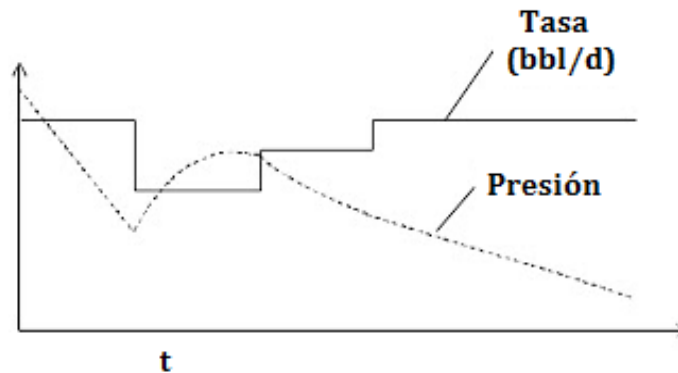


Figura2-12. Prueba de gasto múltiple o gasto variable.
Fuente: Análisis de pruebas de presión, la comunidad petrolera.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Pruebas de inyección (Fall-Off Test)

Se realizan cerrando el pozo inyector y haciendo un seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo. La teoría supone una tasa de inyección constante antes de cerrar al pozo.

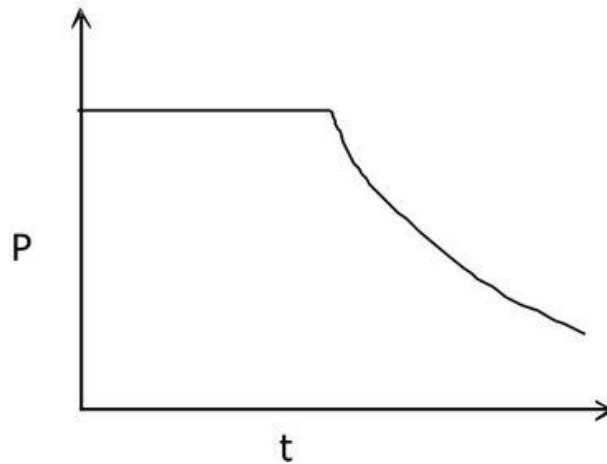


Figura2-13. Prueba de inyección (Fall-off test).
Fuente: Análisis de pruebas de presión, la comunidad petrolera.

Permiten determinar las condiciones del yacimiento en las adyacencias del pozo inyector, dar un seguimiento de las operaciones de inyección de agua y recuperación mejorada y determinar a través de esta prueba:

- Estimar la presión promedio del yacimiento
- Medir la presión de ruptura del yacimiento
- Determinar fracturas
- Determinar si existe daño en la formación, causado por taponamiento, hinchamiento de arcillas, precipitados, entre otras
- Determinar la permeabilidad efectiva del yacimiento al fluido inyectado, utilizada para pronósticos de inyección.

Pruebas de Interferencia Horizontal

Tienen como objetivo comprobar la comunicación o conexión entre pozos en un mismo yacimiento.

Comprobar la interferencia horizontal permite demostrar la continuidad de los estratos permeables y analizar la existencia de comunicación vertical en arenas estratificadas.

En este caso, la finalidad del análisis es medir la presión a una distancia “ r ” del pozo; siendo “ r ” la distancia entre el pozo observador y el pozo activo.

Pruebas de Pulso

Constituyen un tipo especial de prueba de interferencia, en la cual el pozo activo es pulsado alternadamente con ciclos de producción y cierre. En el mismo se determina la respuesta de presión en el pozo de observación.

Se caracteriza porque son pruebas de corta duración y los tiempos de flujo deben ser iguales a los tiempos de cierre.

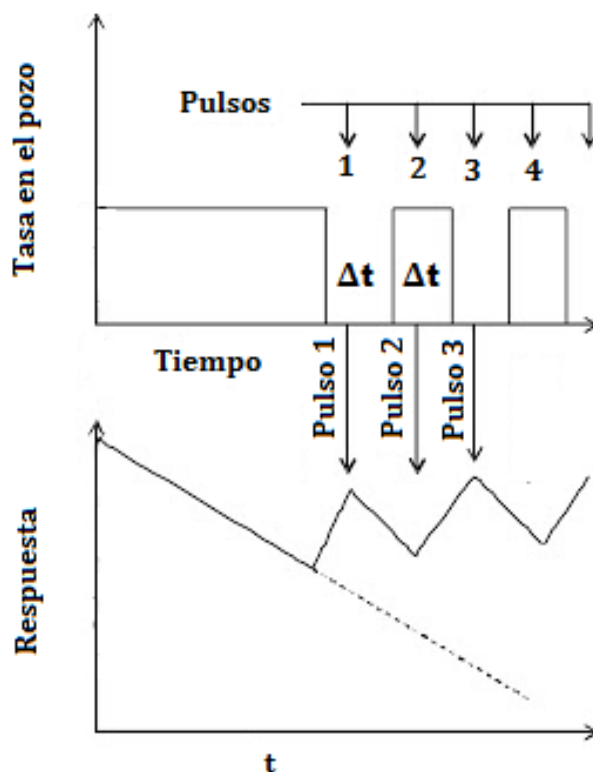


Figura2-14. Prueba de pulso.

Fuente: Análisis de pruebas de presión, la comunidad petrolera.

2.1.2.2 Datos de producción

- Los datos de producción contienen información de los elementos que afectan el flujo en la formación.
- El análisis de los datos de producción pueden utilizarse para caracterizar dinámicamente el yacimiento.
- El análisis puede realizarse a nivel de pozo, bloque, estrato o de yacimiento.
- Los resultados obtenidos a través de la interpretación de producción complementa a los derivados del análisis de datos de pruebas de presión.

Se usan como herramientas las curvas de declinación y los registros históricos de la producción del pozo.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN VS. ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN		
	Análisis de Datos de Presión	Análisis de Producción
Bases Teóricas	Mismas ecuaciones, superposición, modelo analítico y numérico.	Mismas ecuaciones, superposición, modelo analítico y numérico.
Rango de Tiempo	Horas, días, en ocasiones semanas.	Semanas, meses, años.
Períodos de Interés	Normalmente aperturas, poca variación del gasto. Pozo cerrado y/o pozo fluyendo	Pozo fluyendo.
Fuentes de Información	Mediciones de presión de fondo. Pruebas de formación.	Datos históricos de producción y presiones de fondo fluyendo
Áreas de Interés del Yacimiento	Variable pero pequeño.	Áreas de drene grande de un grupo de pozos o del pozo.
Primeras gráficas de interpretación	HDM, Horner.	Arps.
Primeras curvas tipo	McKinley, Gringarten.	Fetkovich.
Gráficas modernas de diagnóstico	Log-log con función de derivada de Bourdet.	Log-log y Blasingame con derivada de Bourdet.
Principal Régimen de flujo de interés	Flujo infinito; radial, kh & skin.	Estado Pseudo-Estacionario (PSS), área de drene y factor de forma.
Capacidad de diagnóstico a tiempos cotos	De alta a muy alta	De media a baja.
Capacidad de diagnóstico a tiempos grandes	De media a baja	De alta a muy alta

Tabla 2-2. Análisis de pruebas de presión vs. análisis de producción.
Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

2.2 Metodología de la interpretación de pruebas de presión

Las metodologías de interpretación de pruebas de presión sirven para la estimación de los parámetros característicos del yacimiento. Estas metodologías relacionan la producción de hidrocarburos con los cambios de presión en fondo del pozo, considerando la forma geométrica del área de drenaje, las características de la formación, así como también las condiciones en los límites.

En los últimos años han ocurrido grandes progresos en la técnica de interpretación de pruebas de presión en pozos, con el desarrollo de una gran cantidad de modelos analíticos para representar las diversas condiciones pozo-yacimiento encontradas en la práctica. Se perfeccionaron las metodologías del análisis basadas en la utilización de curvas típicas y de métodos especializados, además de la introducción de la técnica de regresión no lineal a los problemas de evaluación de formaciones.

La actividad de interpretación de pruebas de presión es realizada básicamente con la utilización de gráficos en prácticamente todas sus etapas. De esta forma, se toma intuitivamente claro el beneficio de la utilización de una interface gráfica para tal finalidad.

2.2.1 Análisis de pruebas de presión

En la exploración, desarrollo y producción de un yacimiento de hidrocarburos es fundamental determinar ciertas características pertinentes a la roca almacenadora, a los fluidos que ella contiene y a los pozos existentes. Entre las diversas tecnologías empleadas para obtener esas características, el análisis de pruebas de presión se destaca por su cobertura.

Después de la obtención de los datos de campo, la primera etapa del proceso es la "Preparación de los Datos" que puede involucrar la manipulación de los puntos de la respuesta de presión y la obtención de parámetros auxiliares de fluido y roca necesarios en la interpretación de la prueba. A continuación se tiene la etapa de "Diagnóstico" donde se procura identificar el modelo pozo-yacimiento que mejor representa la respuesta de presión, a través de la identificación de intervalos de puntos con comportamientos característicos del modelo. La fase siguiente involucra el análisis cuantitativo de la prueba mediante el empleo de metodologías específicas como el "Análisis de la Curva Tipo" donde se procura ajustar la respuesta de presión de la prueba a una respuesta de presión del modelo pozo-yacimiento seleccionado y consecuentemente determinar los parámetros deseados. Alternativamente, y con resultados más eficaces, se utiliza la metodología de "Análisis Especializado" donde se determinan los parámetros del yacimiento a partir de intervalos de puntos con comportamiento específico. Los resultados obtenidos en el análisis cuantitativo se pueden refinar aún más con el empleo de la metodología de "Análisis Automatizado", donde a partir de los resultados de las metodologías anteriores ya sean combinadas o no, se emplean técnicas de regresión no lineal para el ajuste de los datos de prueba a la respuesta del modelo pozo-yacimiento.

2.2.2 Preparación de los datos

Al iniciarse el proceso de interpretación deben ser colectados los datos adicionales a los registrados durante la operación de la prueba. Dentro de esta categoría, se encuentran datos de las propiedades físicas de la roca y de las propiedades de los fluidos producidos.

Antes de iniciarse un proceso de interpretación de datos provenientes de una operación de prueba, se deben tomar algunos cuidados con la intención de optimizar el esfuerzo humano y computacional del proceso. Una prueba puede tener una gran cantidad de puntos de presión contra tiempo; hecho bastante común, cuando se emplean registradores electrónicos. Tal cantidad de datos al principio parece ser un factor positivo, sin embargo es necesario resaltar algunos aspectos:

- La resolución de un gráfico preparado manualmente depende de la escala gráfica utilizada y del menor intervalo perceptible al ojo humano.
- Con el auxilio de computadoras, la resolución del gráfico generado depende de la capacidad de resolución del dispositivo de salida, teniendo en cuenta que los monitores de video más comunes actualmente se limitan a centenas de "pixels" (ejemplo: VGA – 640 X 480). Adicionalmente, se tiene la cuestión estética y de percepción visual humana, que demuestra ser ineficiente al trabajar cerca la resolución total del monitor.
- Otro factor está ligado al análisis automático que envuelve cálculos numéricos iterativos extensos para cada punto utilizado. Cuando se realiza esta tarea sobre una gran cantidad de puntos, puede ser bastante lenta para fines prácticos, inclusive cuando se utilizan computadoras con alta capacidad de procesamiento.
- Otra cuestión relevante surge cuando el intervalo de tiempo de muestra, es menor que el necesario para percibir cualquier mudanza en la respuesta de presión dentro de la sensibilidad del registrador.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Como consecuencia de los factores mencionados, conviene realizar una reducción del volumen de datos de la muestra a un conjunto representativo de puntos y sin descaracterizar la respuesta de presión.

Revisión y filtrado de información

Los datos de presión medidos en un pozo están sujetos a errores y al fenómeno de ruido. Estos datos son afectados por:

- La resolución y precisión del aparato de medición: Si el nivel de ruido es alto comparado con los cambios de presión que se tienen en el pozo o si los datos son escasos, la estimación de la función derivada de presión dará como resultado una nube de puntos cuya tendencia de variación será difícil suavizar. Para evitar este problema es necesario suavizar los datos sin que pierdan las características principales de variación de datos.
- Ruido generado en el yacimiento (Flujo en baches) Datos de presión no estabilizados debido al flujo.
- Efectos de tendencia de presión en el yacimiento (Por producción, por efecto de memoria en yacimientos de baja k): Si se cierra un pozo, en algún momento se incrementará la presión, pero después comenzará a bajar debido a la producción de otros pozos conectados.
- Efectos de marea: Yacimientos costa afuera con acuíferos muy grandes y con alta permeabilidad tienen un comportamiento periódico (datos de presión suben y bajan periódicamente)

Una técnica recomendada para suavizar los datos es el promedio móvil, que consiste en definir una ventana de suavización alrededor de un tiempo "ti" y calcular el promedio de presión en la ventana y asignarlo al punto i.

Es una de las herramientas más utilizadas para eliminar el ruido y conseguir una buena indicación de las tendencias.

El promedio móvil es útil porque suaviza las fluctuaciones de los datos, haciendo que el gráfico sea más fácil de analizar, puesto que elimina el ruido.

La fórmula correspondiente a esta técnica es:

$$p_{suavizada} = p(t_i) = \frac{1}{n} \sum_{j=i-\frac{n}{2}}^{i+\frac{n}{2}} p(t_j)$$

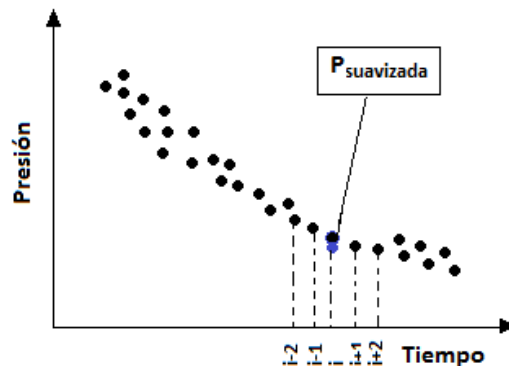


Figura2-15. Referencias.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

A pesar de ser tan sencillo, el promedio móvil es muy útil para reducir el ruido mientras mantiene la forma de la señal. De todos los filtros lineales posibles, el promedio móvil es el que más reduce el ruido preservando más los cambios en la señal.

2.2.3 Diagnóstico

El primer paso en la interpretación de una prueba es la identificación del modelo pozo-yacimiento que se va a utilizar. Tal concepción es bastante reciente y viene de los grandes esfuerzos desarrollados durante los últimos años en la obtención de modelos matemáticos que representen las diversas condiciones de pozo y yacimiento encontradas en la práctica. Esto se hace convencionalmente a través de un gráfico del logaritmo de la variación de presión y de la función derivada de presión contra el logaritmo del tiempo y se basa en las características peculiares (formatos de las curvas) presentadas por cada modelo. Así, identificando cualitativamente cada una de las características presentes y uniendo a eso informaciones geológicas del área, se pueden identificar los modelos posibles y muchas veces seleccionar el más probable.

La identificación de esas peculiaridades se basa no solamente en las características del yacimiento sino también, en el hecho de que el peso del efecto de las condiciones de pozo del propio yacimiento y de sus límites, variará en función del tiempo. Así, la respuesta de presión es convencionalmente dividida en varios períodos como sigue:

1. Respuesta de tiempos iniciales: dominada principalmente por los efectos de la descompresión o compresión de los fluidos en el pozo.
2. Respuesta de tiempos intermedios: dominada por las características del flujo de fluidos en la roca almacenadora, a partir de ella se tendrá el comportamiento puro del transiente de presión en el yacimiento. Este es el período que permite la determinación más precisa de los parámetros deseados.
3. Respuesta de tiempos tardíos: si el tiempo fue suficientemente largo para alcanzar los límites de yacimientos, estos pasarán a influenciar la respuesta de presión del yacimiento. Suministra informaciones sobre el volumen y el mecanismo del yacimiento.
4. Respuestas de transición: entre los períodos de respuesta mencionados pueden ocurrir regiones de transición. Tales regiones son útiles en la identificación de algunos modelos.

2.2.4 Modelos de flujo

MODELOS DE FLUJO	
Lineal	$\Delta p = m_{lf} \cdot t^{0.5}$
Radial	$\Delta p = (m \cdot \log(t)) + b$
Esférico	$\Delta p = b_{sph} - (m_{sph} \cdot t^{-0.5})$
Bilineal	$\Delta p = m_{bf} \cdot t^{0.25}$
Pseudo-Estacionario	$\Delta p = (m^* \cdot t) + b^*$
Estacionario	$\Delta p = constante$
Almacenamiento	$\Delta p = m_{ws} \cdot t$

Tabla 2-3. Modelos de flujo.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Flujo Lineal

La geometría de las líneas flujo lineal consiste en vectores de flujo estrictamente paralelos. El flujo lineal se muestra en la derivada como una recta con pendiente positiva de 1/2. Éste tipo de flujo se presenta en pozos verticales fracturados, en pozos horizontales y también se ha encontrado en yacimientos alargados.

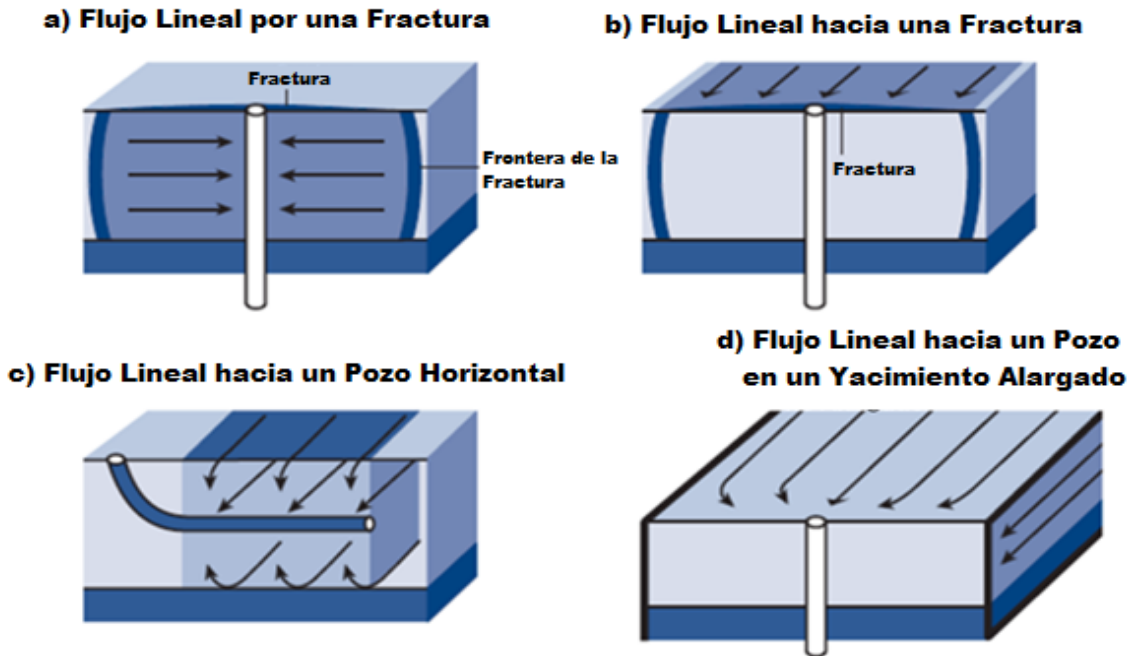


Figura2-16. Tipos de flujo lineal.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

Flujo Radial

Este modelo de flujo se presenta en pozos localizados en yacimientos donde los efectos de la frontera no se sienten, es decir, parecen ser de extensión infinita. Las líneas de corriente convergen hacia el pozo. La densidad de las líneas de corriente por unidad de área se incrementa al acercarse al pozo y esto causa una distribución logarítmica de la presión vs. La distancia (lejanía) del pozo. En casos extremos la convergencia de las líneas de corriente causará que el flujo sea turbulento causando una caída de presión adicional, aparentemente como un factor adicional de daño. A largo plazo la aproximación de éste modelo de flujo es logarítmica.

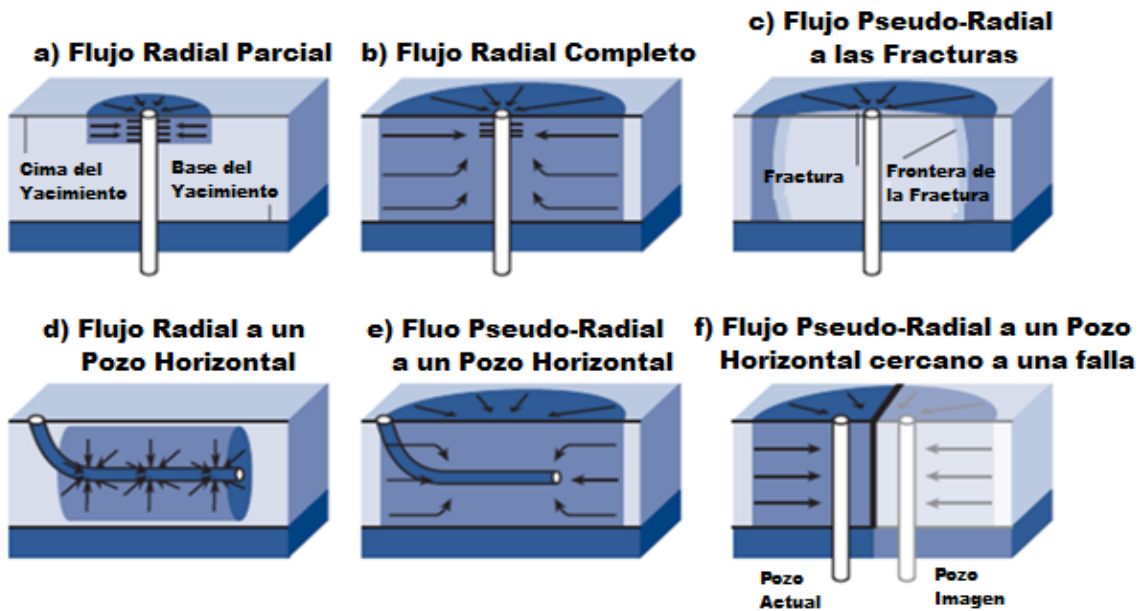


Figura2-17. Tipos de flujo radial.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

Flujo Esférico

Los flujos esférico y hemisférico se presentan cuando las líneas de flujo convergen hacia un punto. Estos regímenes de flujo se presentan en pozos que no se han disparado en todo el intervalo productor y en formaciones perforadas parcialmente. Ambos tipos de flujo, esférico y hemisférico se identifican cuando la derivada tiene una pendiente $-1/2$.

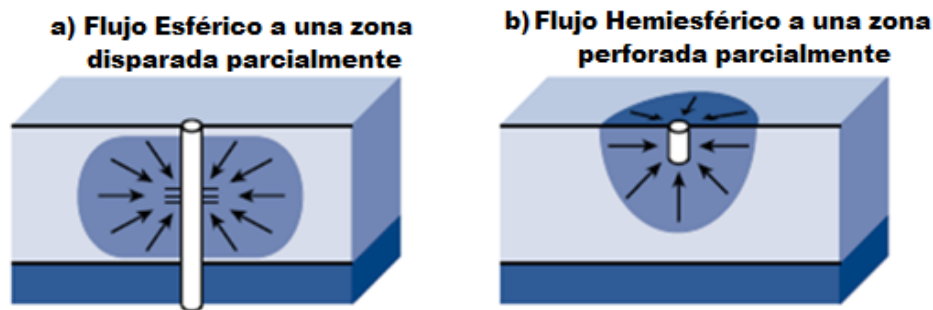


Figura2-18. Flujo esférico.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

Flujo Bilineal

Los pozos fracturados hidráulicamente pueden presentar flujo bilineal y flujo lineal. El régimen de flujo bilineal se presenta debido a una caída de presión en las fracturas lo que resulta líneas de flujo paralelas a la fractura al mismo tiempo que las líneas de flujo del yacimiento convergen a la fractura. El término bilineal se refiere a que se presentan simultáneamente dos

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

patrones de flujo lineales, normales entre sí. La tendencia de la derivada para este régimen de flujo es una línea recta positiva con pendiente de $\frac{1}{4}$.

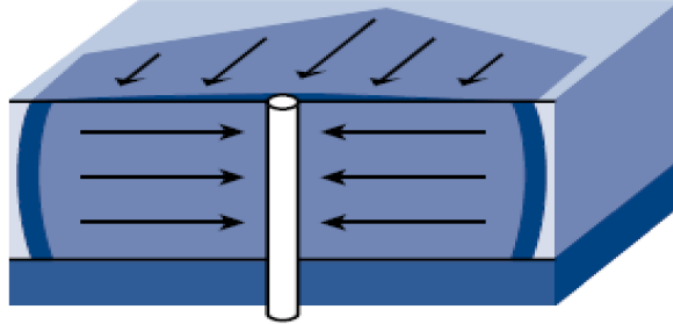


Figura2-19. Flujo bilineal.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

RÉGIMEN DE FLUJO		
Estacionario	Transitorio	Pseudo-estacionario
$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_{x,y,z} = 0$	$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right) = f(x, y, z, t)$	$\left(\frac{\delta P}{\delta t}\right)_{x,y,z} = \text{constante}$
La presión en todo punto y en todo momento es constante.	La tasa de agotamiento de presión en todo punto depende de su ubicación y del tiempo.	La tasa de caída de presión en todo punto es constante.

Tabla 2-4. Régimen de flujo.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera.

2.2.5 Métodos de análisis de pruebas de presión

MÉTODOS DE ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN		
Periodo	Método	Características
1950 – 1970	Línea recta (Horner MDH)	Yacimiento homogéneo
1970 – 1980	Curva tipo (Ramey)	Efecto de pozo y sus vecindades
1980 – 1985	Curva tipo con parámetros	Pozo fracturado y doble porosidad
1984 – 1990	Función derivada de la presión	Yacimiento heterogéneo
1990 -	Análisis con computadora	Integración de información

Tabla 2-5. Métodos de análisis de pruebas de presión.

Fuente: Caracterización dinámica de yacimientos, Israel Castro Herrera

Método de Horner

La gráfica de P_{ws} ($t_p + \Delta t$) / Δt) en papel semilogarítmico es comúnmente llamada gráfica de Horner; al método involucrado se le conoce como método de Horner.

En la figura 2.20 se muestra la sección de la línea recta. Ésta puede ser extrapolada a $(t_p + \Delta t) / \Delta t = 1$, ($\text{Log} ((t_p + \Delta t) / \Delta t) = 0$), que es equivalente a un tiempo de cierre infinito, para obtener una estimación de P_i .

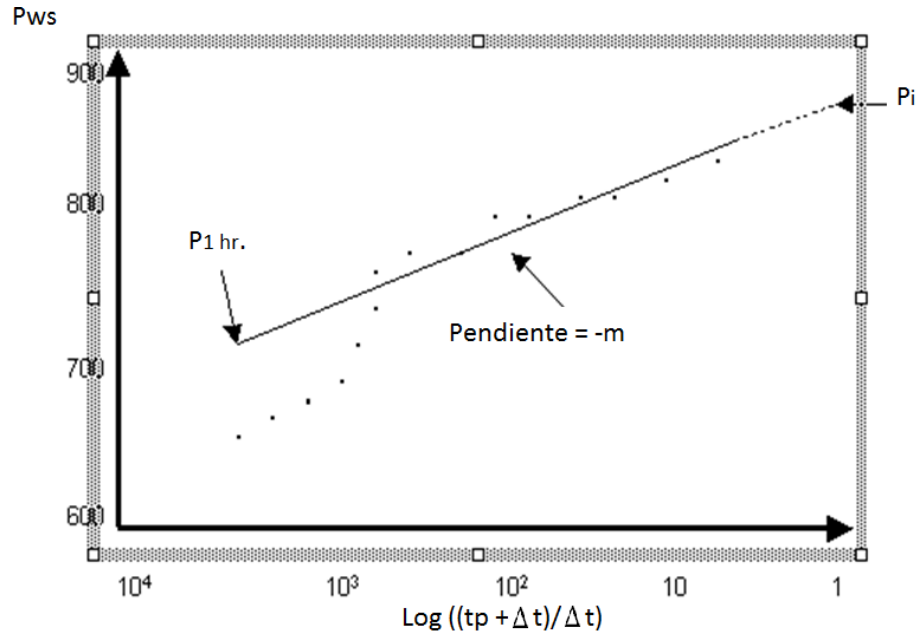


Figura2-20. Método de Horner.

Fuente: Administración integral de yacimientos, Néstor Martínez Romero.

El factor de daño se calcula con la siguiente expresión:

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c r_w^2} + 3.2275 \right]$$

Donde $P_{wf} (\Delta t = 0)$ es la presión de fondo fluyendo inmediatamente antes del cierre. La P_{1hr} (P_{ws} a $\Delta t = 1$ hr.) debe ser tomada de la línea recta de la gráfica de Horner. Cuando los datos de incremento no caen sobre la línea recta a 1 hr., ésta deberá de ser extrapolada para 1 hora.

Curvas Tipo

Las llamadas curvas tipo, son curvas prediseñadas mediante soluciones teóricas para ecuaciones de flujo. Son muy útiles en análisis de pruebas de pozos especialmente cuando se les usa en escala logarítmica o semi-logarítmica. Las curvas tipo pueden ayudar a estimar las propiedades y el modelo apropiado del yacimiento e identificar varios patrones de flujo durante la prueba. Existen distintas curvas tipo como la de Ramey Jr., McKinley o de Gringarten.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Esta técnica parte del principio de que las variables adimensionales, utilizadas en los diversos modelos, son funciones lineales de la variable adimensionalizada. Como consecuencia, cuando se traza un gráfico logarítmico, la forma de las curvas dimensionales y adimensionales serán idénticas y las diferencias entre sus coordenadas gráficas corresponderán a una traslación de sus ejes. De esta forma es posible ajustar datos reales a curvas patrones (curvas tipo) de modelos, sólo por la traslación de sus ejes.

El modelo de esta técnica posee algunas ventajas:

- Capacidad de ajustar simultáneamente todos los períodos de comportamiento de presión, ya que las curvas tipo son construidas a partir de la respuesta completa del modelo en el tiempo. Algunas familias de curvas tipo incluyen aún la discretización de la respuesta de los límites del yacimiento.
- Elevada interacción con el técnico, flexibilizando la elección y ponderación de los puntos y regiones más significativas en el ajuste.
- La utilización de estas curvas, junto al conocimiento del formato de las respuestas de presión en las diversas regiones de comportamiento permite el diagnóstico del modelo más apropiado para el análisis cuantitativo.
- Como esta técnica determina simultáneamente la respuesta compleja para el modelo, se toma una buena fuente en la estimación inicial para la metodología de análisis automatizado.

Sin embargo, como este es un método que depende de procesos visuales, posee algunas limitaciones relevantes como técnica final de análisis. A saber:

- Como consecuencia de la utilización de la escala logarítmica, las oscilaciones en los datos para los tiempos iniciales se acentúan y para los tiempos tardíos son encubiertas. Así, el ajuste en la primera área citada enfrentará una posible dispersión de los puntos y en la segunda una pérdida de sensibilidad de la respuesta.
- La facilidad del ajuste dependerá del “carácter” de la curva tipo, o sea, del contraste en el formato de la curva entre los períodos de la respuesta de presión y entre las curvas tipo. De manera que, el ajuste dependerá de la subjetividad del técnico.
- El número de curvas tipo por gráfico es limitado, por razones de visualización. De esta forma, tenemos una resolución discreta en relación a los parámetros que caracterizan la curva tipo.
- Entre mayor es el número de parámetros del modelo, más difícil será crear un buen conjunto de curvas para la representación de la solución.
- Las curvas tipo son normalmente generadas a partir de la solución para un período de flujo y su utilización en la interpretación de períodos de estática, involucra consideraciones de aplicabilidad y transformaciones en la expresión dimensional derivada del tiempo.
- La obtención de la derivada de presión de los datos se hace numéricamente, de manera que, el algoritmo utilizado y los parámetros escogidos por el técnico, pueden amplificar los ruidos existentes o encubrir regiones relevantes para el análisis.

Los hechos indicados anteriormente muestran una incerteza en la validez del empleo de las curvas tipo como técnica final del análisis cuantitativo. No obstante, podemos ver que se trata de una herramienta bastante útil en el diagnóstico y validación de modelos y como una forma de estimar los parámetros del yacimiento.

Método de la función derivada de presión

Bourdet et al (1983) proponen que los regímenes de flujo pueden ser mejor caracterizados si se grafica la derivada de la presión en lugar de la presión misma, en un gráfico log-log.

Las ventajas de este método radican en:

- Heterogeneidades difíciles de ver con los métodos convencionales son amplificadas con este método.
- Regímenes de flujo presentan formas características bien diferenciadas.
- En un mismo gráfico se pueden observar fenómenos que bajo otros métodos requerirían dos o más gráficas.

Definición de derivada de Bourdet: $P'_D = \frac{d(P_D)}{d(t_D/t_D)}$

2.3 Metodología de análisis de datos de producción

Para este fin se aplican técnicas de gráficas de diagnóstico necesarias para identificar las geometrías de flujo de cada pozo. Las diferentes geometrías de flujo se detectan a través de la pendiente característica de la línea recta que se obtiene en una gráfica doble logarítmica de los datos de producción (presión o gasto) contra una función de tiempo. La identificación de las geometrías de flujo a partir del análisis de los datos de producción, es definitivamente muy importante para la interpretación de los datos de producción y del yacimiento.

Se emplean también gráficas especializadas para determinar las líneas rectas de cada geometría de flujo detectada en las gráficas de diagnóstico; se calculan la pendiente y la ordenada al origen de cada línea recta, así como la duración de cada geometría de flujo.

Para la interpretación de datos de varios pozos, se emplean técnicas especializadas de superposición en tiempo para analizar cada geometría de flujo. Posteriormente se emplean una serie de ecuaciones obtenidas analíticamente para estimar las propiedades y el tamaño del yacimiento.

Finalmente se realizan pronósticos de producción y se calculan las reservas probadas para cada uno de los pozos analizados.

Para algunos pozos, estos cálculos se realizan empleando datos de comportamiento dominados por el efecto de la frontera externa. Para otros pozos, aún en flujo transitorio, los cálculos se realizan considerando que el último dato de producción (Tiempo, gasto y presión de fondo fluyendo) corresponde al inicio de los efectos de la frontera externa del yacimiento.

Para realizar estos pronósticos se pueden emplear dos métodos: el método de curvas tipo de declinación convencional y otro en el que se resuelve la ecuación de balance de materia para yacimientos volumétricos en combinación con la ecuación del índice de productividad.

Las metodologías para analizar los datos de producción son las siguientes:

- Gráficas especializadas
- Ajustes de curvas tipo
- Declinación exponencial
- Declinación exponencial modificada
- Convolución-Deconvolución

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

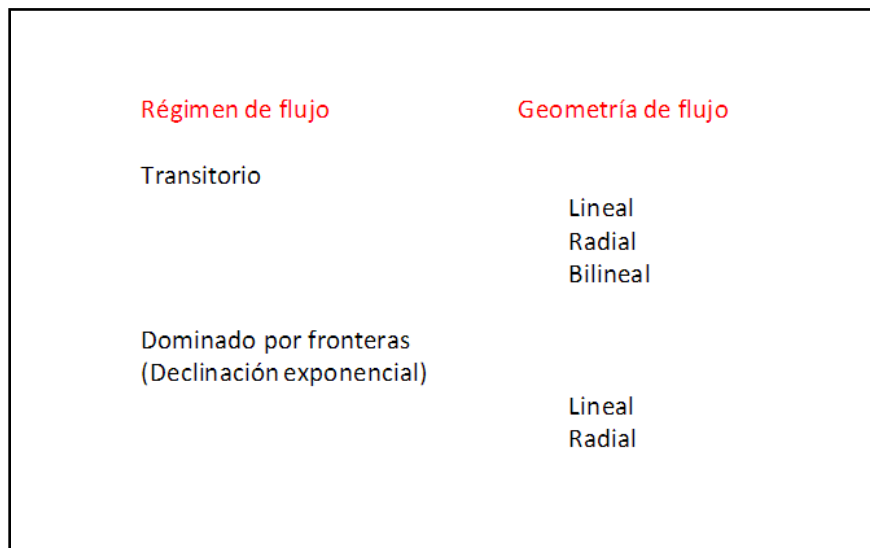


Figura2-21. Análisis de datos de producción.

Fuente: Apuntes de caracterización dinámica. Dr. Eber Cinco Ley.

2.3.1 Revisión y control de calidad de los datos

Los datos de producción contienen información valiosa de los elementos que afectan el flujo de fluidos en la formación, por tal motivo es necesario hacer una revisión detallada y control de calidad de los datos que se van a analizar.

Antes de iniciar el proceso de interpretación es necesario recolectar la información necesaria referente a los gastos, la producción y el tiempo durante la operación de la prueba.

El análisis e interpretación del comportamiento de un yacimiento, empleando solamente la historia de producción y presión en función del tiempo es de mucha utilidad en la industria petrolera. Sin embargo, al emplear datos con calidad insuficiente se puede generar un diagnóstico incorrecto. El problema es cómo identificar cuántos datos son realmente confiables.

2.3.2 Modelos clásicos de declinación de la producción

Una curva de declinación es una representación gráfica que nos sirve para aproximar el comportamiento de la producción en el tiempo o el volumen total de aceite producido. Con una curva de declinación se puede calcular las reservas de petróleo de un yacimiento, el incremento de la producción acumulada en un intervalo de tiempo o el pronóstico del gasto a un tiempo dado. El estudio de la declinación de la producción puede hacerse por dos métodos:

Método gráfico: este consiste en representar gráficamente en diferentes tipos de papel, (normal, semilog, etc.), el comportamiento del yacimiento. El objetivo es obtener una línea recta que permita hacer extrapolaciones hasta las condiciones de abandono y así poder inferir las predicciones respectivas.

El uso de éste método es recomendable cuando no se requiere mucha precisión, ya que tiene como desventaja el que a través de los puntos se pueden trazar muchas rectas.

Método matemático: en este método se trata de encontrar una expresión matemática con base en la información de producción y con ella predecir las reservas. Esta expresión representa la mejor recta del método gráfico, puede hallarse por diferentes métodos estadísticos.

Los modelos de declinación representan técnicas de pronóstico desarrolladas a partir de la historia de producción conocida para un intervalo de tiempo dado.

De esta forma, a partir de los datos de gasto de producción de un pozo se seleccionan valores para los intervalos de tiempo definidos a partir de los cuales se estima la declinación en un pozo productor.

Los principales periodos de declinación de un pozo productor son:

- Declinación transitoria.
- Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el periodo pseudoestacionario. Estas declinaciones son:

- Declinación exponencial
- Declinación hiperbólica
- Declinación armónica

Existen dos modos de producción transitoria:

- Producción a gasto constante
- Producción a P_{wf} constante

Estos dos modos de producción se ilustran en la figura 2.22. La figura muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción.

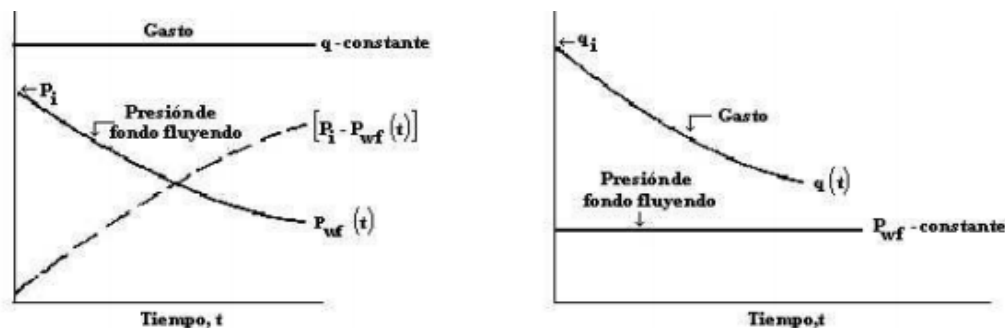


Figura2-22. Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante.

Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Factores que afectan las curvas de declinación

Entre los factores que afectan las curvas de declinación están los siguientes:

- Periodos desiguales
- Cambio en la productividad de los pozos
- Completación de nuevos pozos
- Interrupción de los programas de producción
- Veracidad de la información disponible

Cuantificar la declinación de la presión será labor del ingeniero de yacimientos, y para realizarlo, usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

La figura 2.23 ilustra dos casos de declinación:

- A gasto constante
- A presión constante.

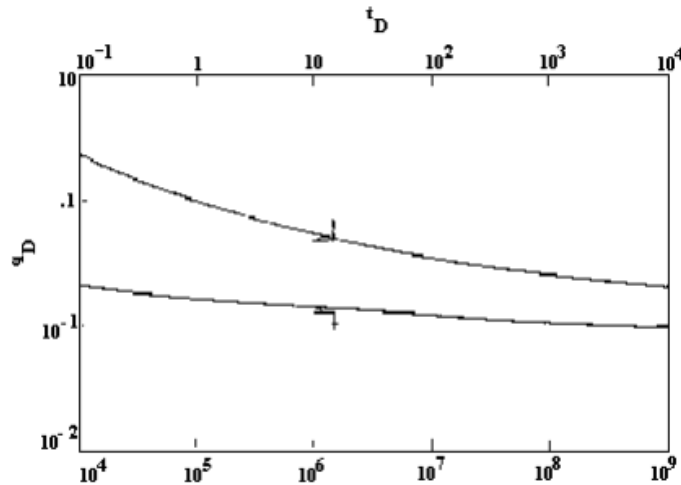


Figura2-23. Declinación de presión a gasto constante y presión constante.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Declinación exponencial: La declinación exponencial consiste en la declinación de la producción a porcentaje constante y esto se debe a la expresión matemática o ecuación exponencial que la define, básicamente es también la relación que existe entre los gastos de producción y la producción misma en un periodo de tiempo específico. Por otra parte en este gráfico de producción vs. tiempo para un pozo determinado, puede realizarse una extrapolación hacia futuro para así poder tener conocimiento acerca de los gastos de producción a futuro.

La figura 2.24 muestra una curva típica de producción contra tiempo en la cual se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea punteada será posible extrapolar en el futuro, y así predecir la producción del pozo, por ejemplo a 1, 2, 5 ó 10 años.

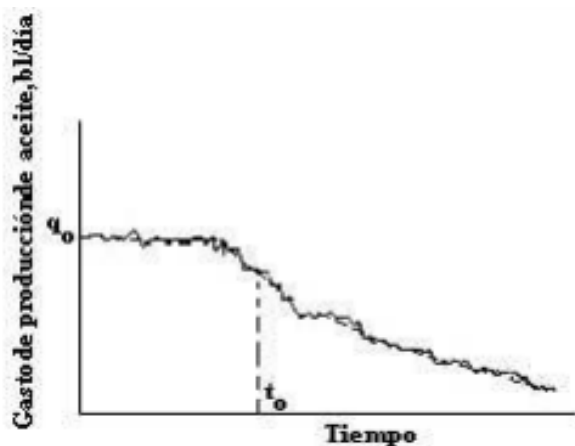


Figura2-24. Gráfica típica de gasto de aceite vs. Tiempo.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Si se grafican los datos de producción contra la producción acumulada de aceite se observa que en la parte de la curva que declina se puede convertir en línea recta, la cual es por supuesto fácil de extrapolar.



Figura2-25. Gráfica típica de gasto de aceite vs. Producción acumulada.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Cuando el gasto de producción se grafica contra el tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo, tal como se ilustra en la figura 2.26:

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

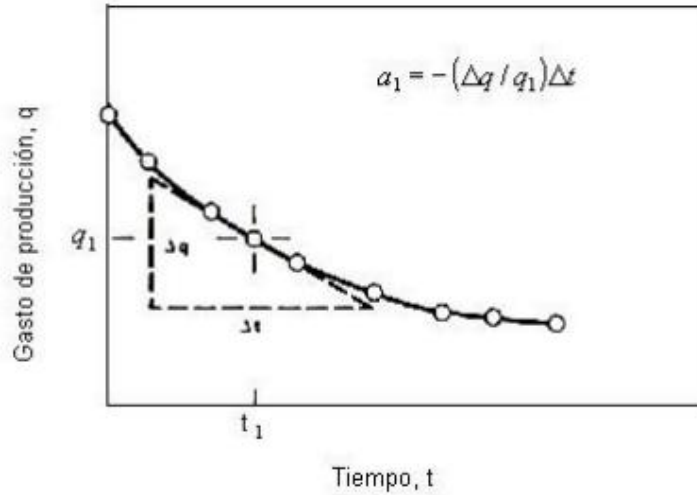


Figura2-26. Declinación del gasto en función del tiempo.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

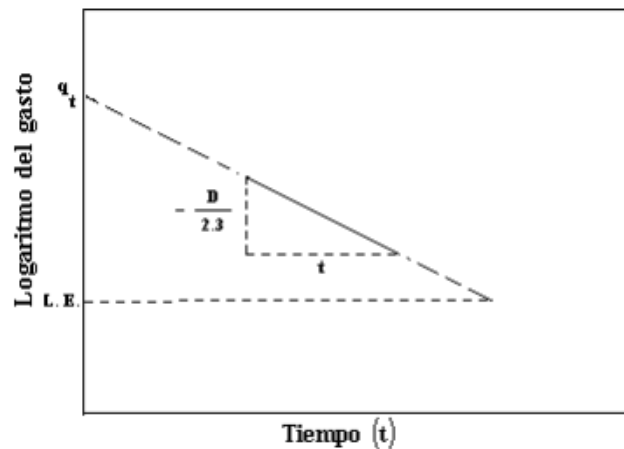


Figura2-27. Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Declinación hiperbólica: A saber, no todos los pozos exhiben declinación exponencial durante la declinación. La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

La diferencia entre la declinación exponencial e hiperbólica cuando los datos son graficados en papel semilogarítmico se muestra en la figura 2.28.

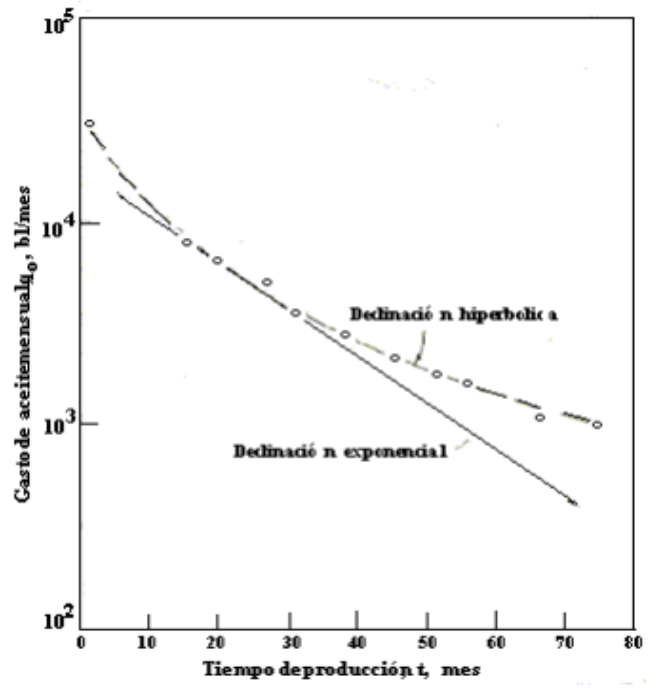


Figura2-28. Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

Declinación armónica: Este tipo de declinación ocurre si el valor de b es 1.

En este caso la rapidez de declinación D, es proporcional al gasto q. Algunas veces se produce cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional.

En la figura 2.29 se muestra una curva tipo para una declinación armónica, basada en las ecuaciones empíricas de Arps.

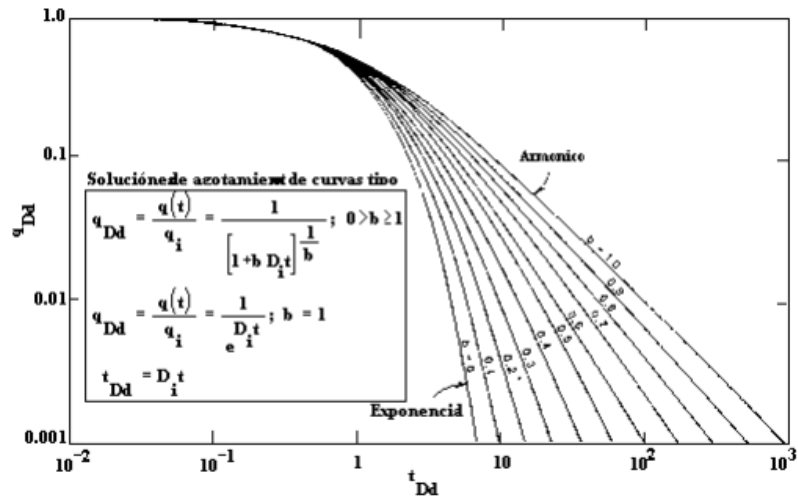


Figura2-29. Curva tipo para una declinación armónica, basada en las ecuaciones empíricas de ARP.
Fuente: "Comportamiento de pozos". Análisis de la declinación.

2.3.3 Registros de producción

Los registros de pozos se corren para establecer la productividad de estos y son importantes en la toma de decisiones técnicas y económicas. Son usados para asegurarse de la naturaleza y el comportamiento de los fluidos en o alrededor del pozo durante la producción o inyección. Estos registros son usados para el análisis dinámico del rendimiento del pozo y la productividad o inyectividad de las distintas zonas, para el diagnóstico de problemas de pozos o para controlar los resultados de una estimulación o terminación.

El objetivo principal de los registros de producción es el análisis del sistema de movimiento de los fluidos, definiendo sistema como el tipo de régimen de flujo en el pozo.

El registro de producción es un método que mide y registra el flujo de fluidos, o el efecto del flujo de fluidos, al colocar los instrumentos de medición a varias profundidades en una producción o inyección del mismo. En un estado simple, un registro de producción localiza la fuente de entrada o salida de los fluidos, identifica la composición del fluido y cuantifica el fluido mediante medidas de gastos.

La principal diferencia entre los registros de producción y otros tipos de registros, tales como el open hole o cased hole logs, es que los registros de producción son corridos mientras el pozo está bajo una acción activa o dinámica, mientras que los otros miden un grupo de parámetros ajustados usualmente bajo condiciones estáticas.

Una vez que definimos que son los registros de producción y cuál es su principal objetivo, es necesario que tengamos el conocimiento de cuando y donde correr los registros de producción:

- En los pozos nuevos
- En los pozos horizontales
- En los pozos de inyección
- En los pozos con decrementos o incrementos repentinos en la producción

Perfilajes de producción

Las herramientas de este tipo, fueron introducidas por primera vez hace ya más de 30 años. A pesar de que la tecnología disponible en aquella época era bastante simple, se podía definir el perfil de flujo monofásico de un pozo, en forma cuantitativa. El sensor clave para determinar el gasto era el mismo que se utiliza hoy en día, es decir, el molinete.

Este instrumento se puede calibrar en sitio, de modo que su velocidad de rotación se puede relacionar directamente con la velocidad de flujo. A lo largo de los años, el mayor desafío para el perfilaje de producción ha sido poder realizar el perfil de flujo en forma cuantitativa, en los casos de flujo bifásico y trifásico. La complejidad de este problema ha aumentado puesto que hoy en día se perfora un número cada vez mayor de pozos altamente inclinados y horizontales.

Algunas aplicaciones de los perfiles de producción son:

- Evaluación de los mecanismos de producción:
 - a) Información relativa al comportamiento del yacimiento.
 - b) Información relativa a la distribución del flujo dentro del pozo.
 - c) Correlación de zonas activas.
- Evaluación del sistema mecánico en pozos nuevos y viejos:
 - a) Integridad de las empacaduras, tapones, tuberías, cañerías y cemento.
 - b) Localización y evaluación de las perforaciones.
- Diagnóstico de problemas de producción:

- a) Problemas resultantes de muy poca producción.
- b) Problemas resultantes de un equivocado método de producción.
- c) Perfiles registrados al comienzo de la vida del pozo o del yacimiento para ayudar en el análisis de futuros problemas.

Herramienta Digital de Entrada e Imágenes de Fluido (DEFT)

También conocida como Flow View, la herramienta incluye cuatro sondas ubicadas dentro de una malla protectora. Cada sonda es, en realidad, una pequeña antena coaxial. Desde la sonda se emite una corriente alterna de alta frecuencia, que se transmite al fluido circundante, y regresa al cuerpo de la herramienta.

Debido a que existe un gran contraste entre la impedancia del petróleo y la del agua, la herramienta se autocalibra. Se determina un umbral alto de voltaje, por encima del cual la sonda indica petróleo, y un umbral de bajo voltaje, por debajo del cual indica agua.

Una de sus aplicaciones es la medición del Colgamiento (Hold up).

Las ventajas de su uso son:

- No requiere datos de las propiedades de los fluidos.
- La medición no se ve afectada por efectos de la fricción, la desviación, la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua, u otros factores.
- Tampoco se altera por efecto de la salinidad del agua, siempre que esta se encuentre por encima de los 2,000 ppm, lo cual comprende la mayoría de los casos.

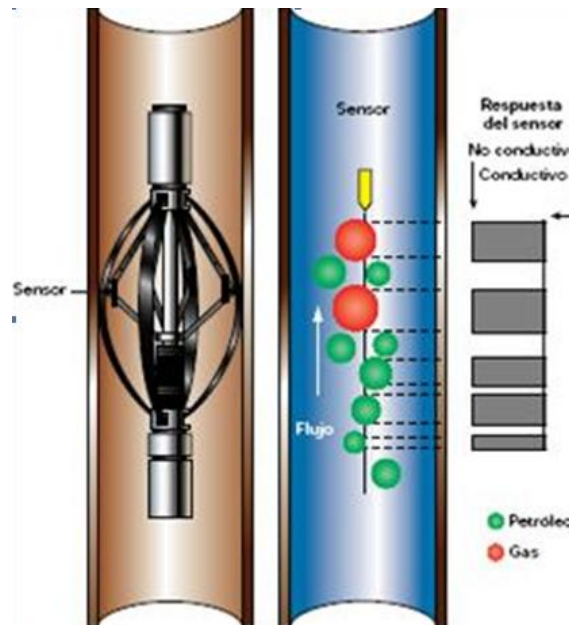


Figura2-30. Herramienta digital de entrada e imágenes de fluido (DEFT).
Fuente: "Production loggings tools" paper SPE 10035

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Herramienta de Control de Saturación (RST)

La sección de mediciones de la herramienta RST consta de un generador de neutrones de alta energía y dos detectores de rayos gamma uno cercano y otro lejano equipados con cristales de oxiortosilicato de gadolinio, impregnado en Serio. La herramienta se fabrica en dos diámetros distintos 11 1/16 y 21/2 pulgadas. En la herramienta de 21/2 pulgadas el detector cercano está aislado de la formación; y el detector lejano se halla aislado del pozo.

En esta técnica se emplea una herramienta de captura de neutrones para irradiar con neutrones de alta energía, el entorno circundante a la herramienta. Los núcleos atómicos absorben estos neutrones y se transforman en átomos inestables, que luego decaen y emiten rayos gamma. La mayor parte de estos decaimientos tiene una vida media muy corta con excepción del oxígeno activado, que tiene una vida media de 7.1 segundos. En un pozo que produce agua e hidrocarburos, solo el agua contiene átomos de oxígeno. Por lo tanto una vez emitido un pulso de neutrones, se crea un pequeño bolsón de agua activada, que será medido por los detectores al pasar frente a ellos.

La velocidad de flujo del agua se puede calcular, entonces, a partir de la distancia entre el generador y el detector y el “tiempo de vuelo” del bolsón de agua activada. La irradiación proveniente del agua no es solo volumen del agua que se encuentra dentro del pozo. Por ejemplo si hay agua en el movimiento detrás del revestidor, a través de los canales de cemento, la técnica puede determinar la velocidad de la misma. Es justamente esta capacidad de detectar y cuantificar el movimiento de agua detrás del revestidor o de la tubería de producción, lo que hace sea una técnica sumamente poderosa.

La principal aplicación de esta herramienta es medir la velocidad del flujo de agua.

Perfilaje de producción en pozos horizontales

El medio ambiente para el perfilaje de producción es muy complejo: un pozo horizontal casi nunca es realmente horizontal, si no que su trayectoria presenta ondulaciones. En los puntos bajos, estas variaciones menores entrapan agua, lodo, fluidos de estimulación y otros. En los puntos altos se entrapa el gas. Estas acumulaciones de fluidos estancados, ejercen una gran influencia sobre las mediciones obtenidas con los sensores de perfilaje de producción. El tipo de terminación también puede aumentar la complejidad de la situación. Por ejemplo, las tuberías ranuradas no cementadas permiten el flujo dentro y fuera de las mismas, lo cual es una función de la geometría del hueco abierto, que se puede confundir fácilmente con entrada de producción o flujo cruzado.

Sarta FlagShip

La sarta FlagShip está diseñada para medir en forma simultánea el “Hold up” de cada fase y la velocidad de la misma, tanto del aceite como del agua. Sin embargo, debido a la variabilidad de las condiciones de flujo, es común repetir las mediciones, para obtener así resultados más estables.

Las mediciones del Colgamiento (Hold Up) se realizan de las siguientes maneras:

- Dos herramientas FloView están dispuestas a 45 ° entre sí, de manera que ocho sondas pueden medir el colgamiento a pleno diámetro del pozo. Las mediciones son procesadas y convertidas en una imagen que conduce a una medición directa del colgamiento de la fase.
- La herramienta RST mide la sección de captura efectiva del fluido.

La sarta FlagShip realiza las mediciones de velocidad de las fases de la siguiente manera:

- Se obtiene el WFL, como se explicó más arriba.

- Se obtiene un perfil de velocidades de las fases, mediante una herramienta eyectora de trazadores (PVS), que utiliza dos marcadores miscibles que miden las velocidades del petróleo y el agua de forma independiente.

Medición a molinete

La sarta FlagShip también incorpora un molinete en línea (CFS) y un molinete de diámetro pleno (FBS). Cuando dos fases se mueven en un régimen de flujo estratificado a diferentes velocidades, no se puede considerar que un molinete mida el promedio de la velocidad total. A pesar de ello, debido a las variaciones del colgamiento provocadas por los cambios de la desviación del pozo y/o la entrada de fluido, en ciertos puntos los molinetes pueden estar sumergidos en una de las dos fases, al momento en que el molinete medirá un punto representativo de la velocidad de esa fase en particular. Tomados de una manera aislada, las lecturas de los molinetes no permiten definir cuando son representativas. Pero cuando las mediciones independientes y estacionarias realizadas por el perfil PVL y el WFL están disponibles, las mediciones del molinete pueden ser validadas en ciertos tramos, y luego extrapoladas para dar un perfil de flujo continuo.

Registro de temperatura

Puede ser utilizado para desarrollar ciertas actividades como por ejemplo:

- Determinar la causa por la cual se presenta una producción excesiva de gas o agua. Las causas son:
 - Conificación
 - Canalización detrás de la tubería de revestimiento
 - Flujo preferencial en zonas de alta permeabilidad
- Como herramienta de diagnóstico en pozos inyectoros
- Determinar la altura de la fractura:

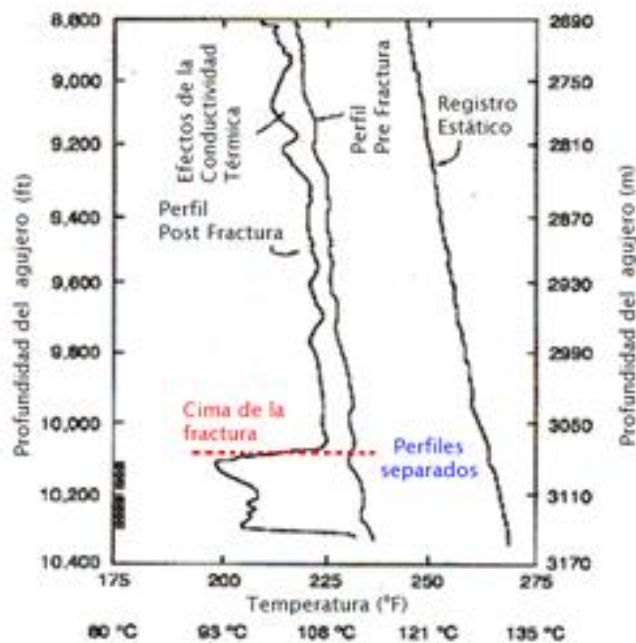


Figura2-31. Registro de temperatura.
Fuente: "Production loggings tools" paper SPE 10035.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Registro de Molinete hidráulico

Estos registros permiten determinar el rango de flujo y las condiciones de como este fluye o es inyectado a través de las perforaciones.

Combinado con otros registros de producción obtenemos información acerca de:

- Comportamiento de los fluidos en las formaciones circunvecinas al pozo.
- Volúmenes producidos o inyectados.
- La composición y la posición de entrada al agua, del aceite y/o gas.

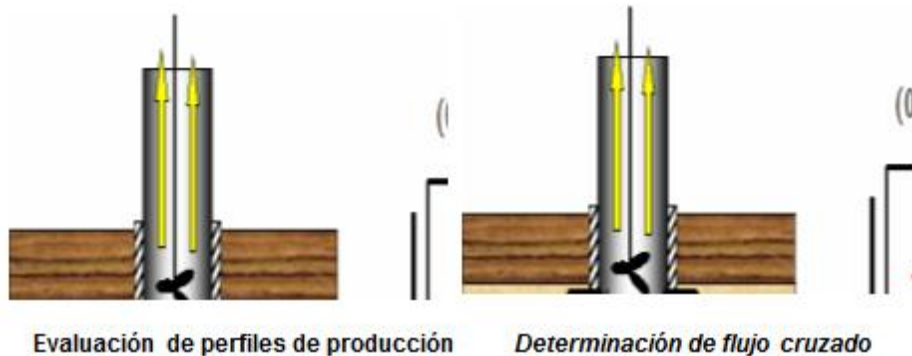


Figura2-32. Uso del molinete hidráulico.
Fuente: "Production loggings tools" paper SPE 10035.

El problema de la localización de la profundidad de la entrada de fluidos no deseados en el pozo, se resuelve mediante mediciones de la velocidad para ver si el flujo se está produciendo a una determinada profundidad, junto con las mediciones de identificación de fluidos para determinar lo que está fluyendo.

Gradiomanómetro

Registro en forma continua de la densidad del fluido dentro del pozo. Permite identificar las zonas que aportan los fluidos y el tipo de fluido aportado por las zonas.

Registro de trazadores radioactivos

Existe una gran variedad de trazadores, incluyendo, soluble en agua, soluble en aceite, soluble en agua-aceite y gaseosos.

Los trazadores más comunes son: Yodo 131, con una vida media de 8 días e Iridio 192, con una vida media de 74 días.

Ambos emiten rayos gamma aproximadamente al nivel de 0.4-0.5 (MeV: Megaelectrovoltios).

El dispositivo primero registra el intervalo del pozo con una sensibilidad del detector suficiente para dar un registro base comparable a un registro gamma.

El eyector situado frente a los disparos, expulsa un trazador en el pozo cerrado. Una pequeña cantidad de inyección en superficie es utilizada para desplazar el líquido marcador y el intervalo se vuelve a registrar. Una inyección adicional empuja el marcador de la formación o de cualquier canal de comunicación con las perforaciones y se vuelve a registrar.

Registros de adherencia del cemento

Un registro de adherencia del cemento evalúa la calidad de una operación de cementación. El sonido viaja mucho mejor a lo largo de los tubos que a lo largo del cemento que une la tubería. El dispositivo transmite pulsos que son detectados por los receptores. El registro se presenta en un formato que indica la amplitud de la señal a lo largo de la tubería desde el transmisor hasta el receptor.

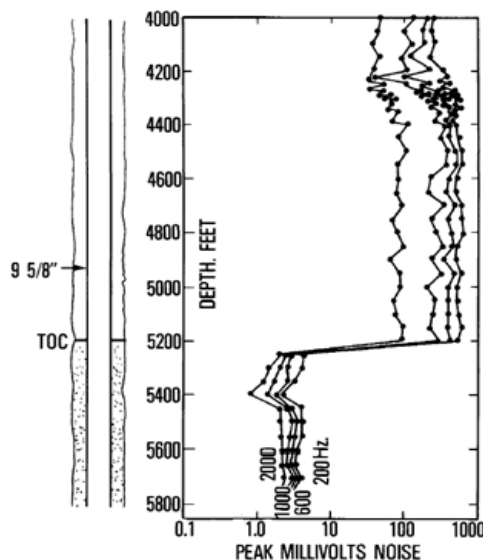


Figura 2-33. Registro de adherencia de cemento.
Fuente: "Production loggings tools" paper SPE 10035.

2.3.4 Estimación de parámetros

La caracterización dinámica detecta los elementos y evalúa los parámetros que afectan el comportamiento de un yacimiento y determina como los fluidos se mueven bajo condiciones de explotación.

Algunos de los parámetros del yacimiento que pueden ser estimados son los siguientes:

- Límites del yacimiento
- Daño a la formación
- Comunicación entre pozos
- Permeabilidad
- Presión promedio del yacimiento
- Capacidad de flujo
- Área de drene

2.4 Análisis integral de la información

Este proceso se realiza analizando información tomada bajo condiciones de flujo (dinámicas) en el medio, tal como datos de producción, presión, trazadores, temperatura, molinete, etc.

Información utilizada:

- Datos de pruebas de presión
- Historia de producción (pozo y yacimiento)

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

- Comportamiento del yacimiento
- Registros PLT
- Registros geofísicos de pozos
- Información geológica
- Datos geofísicos

Los estudios integrales requieren de una caracterización estática y dinámica del yacimiento. La caracterización dinámica se logra analizando datos medidos bajo condiciones de producción (inyección). Los datos de pruebas de presión están afectados por los elementos vecinos al pozo. Los datos de producción están afectados por las zonas alejadas al pozo (fronteras).

2.4.1 Metodología de la caracterización dinámica de un yacimiento

La metodología a seguir para realizar la caracterización dinámica de un yacimiento incluye las siguientes etapas:

- Control de la calidad de la información
- Sincronización de datos de presión y producción
- Corrección de datos de presión y producción
- Diagnóstico de geometrías de flujo
- Estimación de parámetros del yacimiento
- Calculo del volumen de drene
- Detección de interferencia entre pozos
- Integración del modelo de flujo

Metodología:

1. Validación de la Información
2. Definición de escala única de tiempo
3. Sincronización de Datos de Presión y Producción
4. Delimitación de periodos de flujo
5. Validación de Datos de Producción
6. Diagnóstico de geometrías de flujo y de heterogeneidades
7. Integración y definición del modelo de flujo
8. Estimación de parámetros
9. Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción
10. Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción
11. Resultados y recomendaciones

2.4.2 Validación de datos de presión y producción

Presión

- Eliminar datos fuera del rango
- Eliminar datos repetidos

Producción

- Comparar datos reportados mensuales con datos medidos

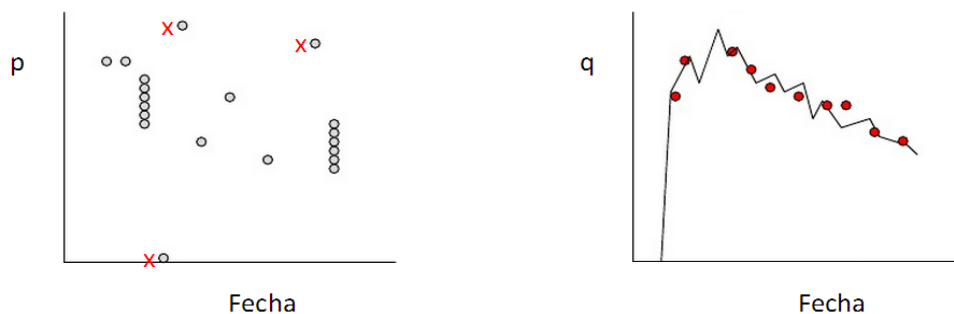


Figura2-34. Validación de datos de presión y producción.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.3 Definición de escala única de tiempo

Proceso

- Definición de hora y fecha para $t=0$ (t_0)
- Estimación de t para datos de producción y de presión
- Software: Microsoft Excel

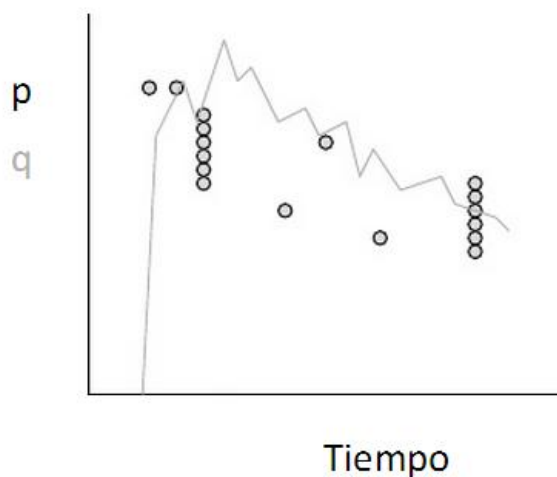


Figura2-35. Definición de escala única de tiempo.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.4 Sincronización de datos y delimitación de periodos de flujo y de pruebas

Para la integración y sincronización de la información es necesario realizar el análisis simultáneo de los datos de presión y datos de producción.

Para esto, se tienen que tomar en cuenta algunas consideraciones básicas:

- La vida productiva de un pozo puede ser considerada como una prueba extendida de presión con varios periodos de flujo.
- Los datos de presión considerados incluyen pruebas de decremento, incremento, inyección, cierre, presiones fluyentes y estáticas.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

- Los periodos de flujo de la “prueba” están definidos por la historia de producción del pozo.
- El análisis se realiza por intervalo de flujo.

Proceso

- Definición de inicio y final de cada prueba
- Definición de presión inicial en cada prueba
- Software: Pansystem

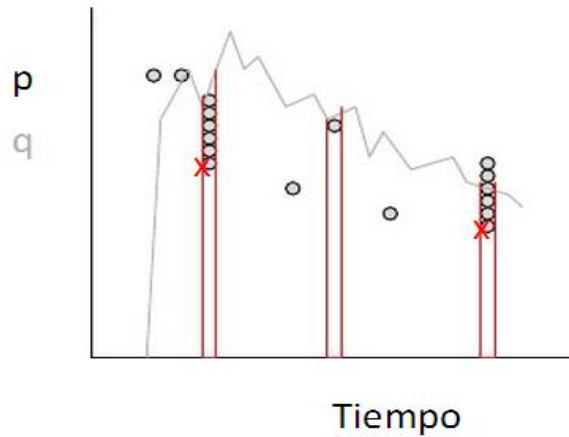


Figura2-36. Sincronización de datos y delimitación de periodos de flujo y de pruebas.
Fuente: “Caracterización dinámica de yacimientos”. Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.5 Validación de datos de gastos para pruebas

Proceso

- Gráfica simultánea de datos de pruebas
- Definición de prueba base
- Modificación de gastos
- Software: Pansystem

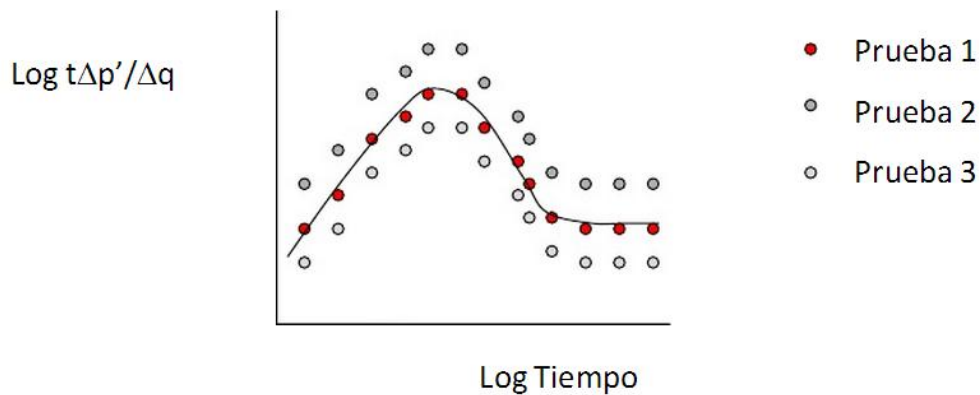


Figura2-37. Validación de datos de gastos para pruebas.
Fuente: “Caracterización dinámica de yacimientos”. Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.6 Diagnóstico de geometrías de flujo y detección de heterogeneidades

Proceso

- Detección de pendientes de la función de derivada
- Detección de patrones de comportamiento
- Definición de modelo de flujo

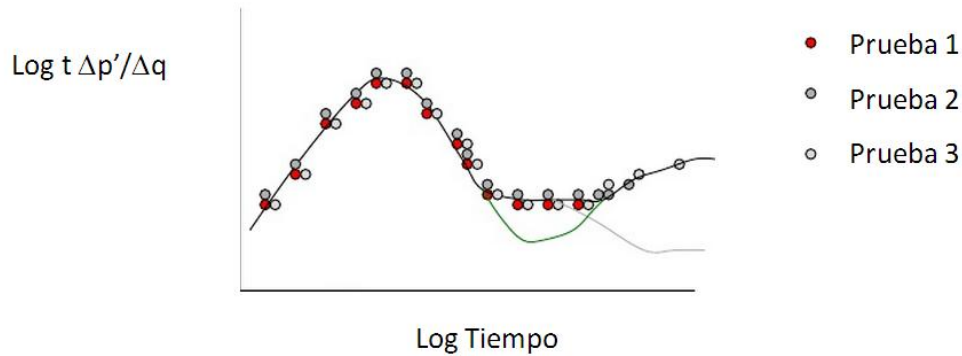


Figura2-38. Determinación de geometrías de flujo y detección de heterogeneidades.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.7 Integración del modelo de flujo

Proceso

- Geometrías de flujo
- Patrones de comportamiento (Secuencia de geometrías de flujo)
- Modelos de flujo factibles de acuerdo de acuerdo con la caracterización estática

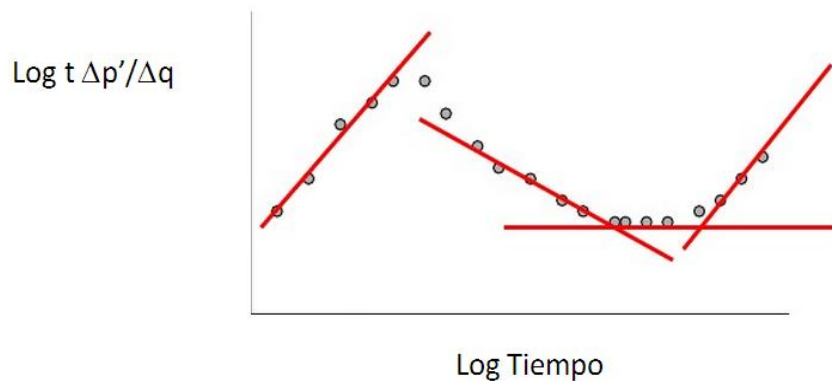


Figura2-39. Integración del modelo de flujo.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.8 Diagnóstico de geometrías de flujo con Pwf y gastos (tiempos largos)

Proceso

- Evaluación de la función influencia (Delta P / q)
- Detección de patrones de comportamiento
- Definición del modelo de flujo

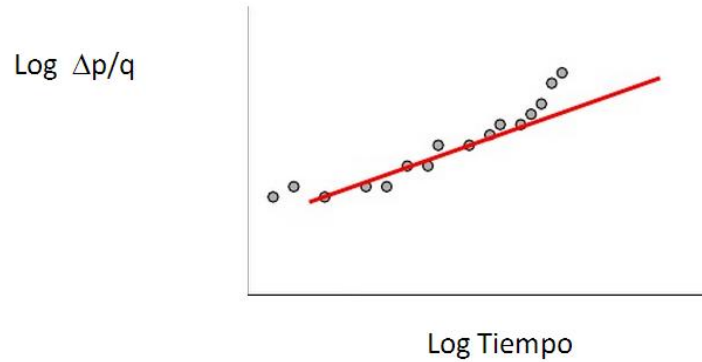


Figura2-40. Diagnóstico de geometrías de flujo con presiones de fondo fluyendo y gastos (tiempos largos).
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.9 Estimación de parámetros

Métodos

- Ajuste de pruebas con curvas tipo
- Aplicación de gráficos especializados
- Ajuste de pruebas con el modelo analítico

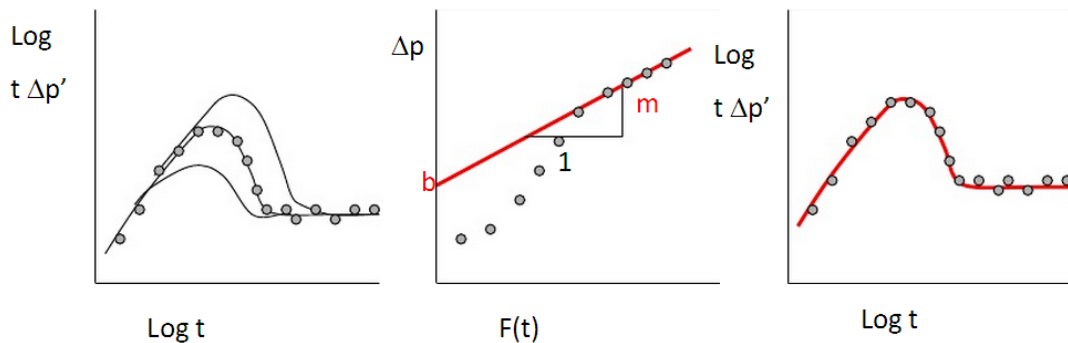


Figura2-41. Estimación de parámetros.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.10 Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción

Elementos

- Frontera a presión constante
- Volumen de drene grande
- Comportamiento de Medio Compartimentalizados

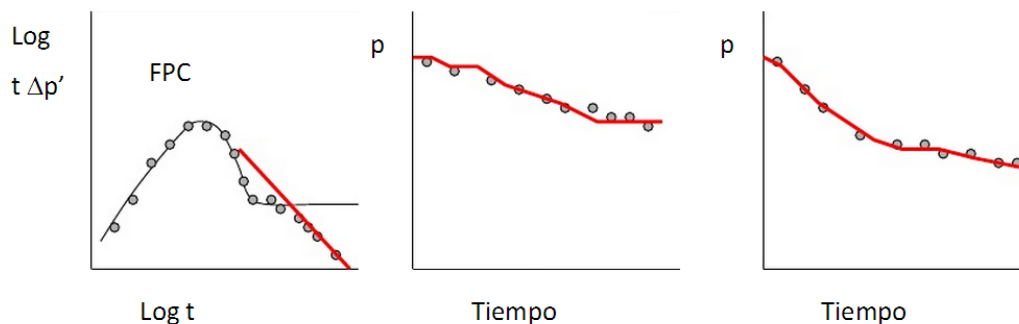


Figura2-42. Diagnóstico y evaluación de mecanismos de producción.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.11 Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción

Elementos

- El ajuste de comportamiento general se pierde después de la perforación de pozos vecinos.
- El ajuste total se logra considerando la historia de producción de los pozos vecinos.

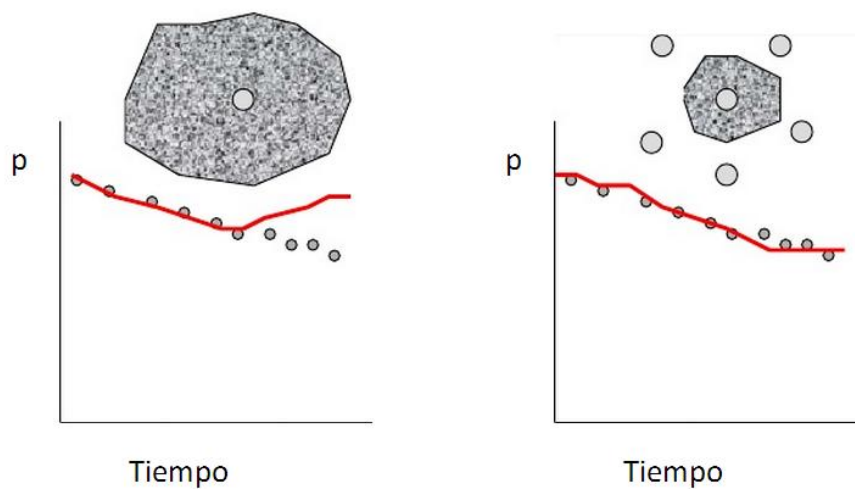


Figura2-43. Diagnóstico y evaluación de interferencia de producción.
Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

2.4.12 Ajuste de comportamiento total

El ajuste de comportamiento total incluye:

- Estimación del área de drene
- Detección de interferencias de producción
- Detección de mecanismos de empuje

2.4.13 Análisis del comportamiento total de un yacimiento

Consideraciones necesarias para el análisis:

- En yacimientos de alta permeabilidad la simulación puede realizarse utilizando el concepto de “súper-pozo” para tomar en cuenta la producción de todo el campo.
- El parámetro de ajuste es la presión media del campo.
- Los parámetros estimados incluyen el volumen del yacimiento, el volumen y geometría del acuífero.
- Este proceso puede detectar la formación de un casquete y la presencia de un yacimiento compartimentalizado.

3. CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO POR MEDIO DEL ECÓMETRO

Desde hace muchos años se conoce la existencia de yacimientos de crudos pesados y extrapesados, que hoy en día, atraen la atención de los petroleros del mundo. Un claro ejemplo es la faja del Orinoco en Venezuela, como también otras áreas de interés, donde se ha encontrado petróleo pesado y extrapesado, en las regiones de California, Canadá, México y otros sitios.

Las razones por las que estos crudos no se produjeron anteriormente, se deben principalmente a sus características y al hecho de que mejores tipos de crudos (medianos y livianos) se obtenían sin mayores inconvenientes y en abundancia.

Para poder explotar los yacimientos de crudos pesados de manera óptima, eficiente y rentable es necesario contar con información confiable de todas las características y propiedades del yacimiento. Entre mayor sea el conocimiento del yacimiento, podremos elegir la mejor estrategia de explotación del mismo y cumplir con los objetivos de producción del yacimiento.

Primero es necesario contar con información de los elementos que constituyen al yacimiento, detectar y evaluar estos elementos nos permitirá definir las propiedades y características de los sistemas roca y roca-fluidos, de sus propiedades físicas, químicas y termodinámicas y por último definir su distribución en el yacimiento, de esto se encarga la caracterización estática del yacimiento, auxiliándose de herramientas como registros geofísicos, datos geológicos, registros de pozos y datos de laboratorio.

Por otro lado, dentro de la caracterización dinámica de yacimientos, es de vital importancia contar con técnicas de adquisición de datos confiables que nos permitan obtener información del sistema pozo-yacimiento. Ya sea por medio del análisis e interpretación de pruebas de pozo, de presión y producción, registros de producción, adquisición de muestras representativas del yacimiento o cualquier otro medio que nos permita determinar el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento bajo condiciones dinámicas y con esto poder identificar y evaluar los elementos que afectan la explotación del yacimiento.

En el caso de los yacimientos de crudos pesados, si podemos obtener datos confiables y representativos del yacimiento, haciendo uso de alguna de las técnicas de adquisición de datos mencionadas anteriormente, estaremos en el camino correcto para determinar el modelo de flujo del sistema, evaluar los parámetros del yacimiento, dar solución a los problemas de producción, evaluar la terminación y estimulación de los pozos, y una vez que tengamos resultados concretos dentro de la caracterización estática y dinámica de yacimientos, podremos realizar estudios integrales del yacimiento, haciendo uso de herramientas como la simulación numérica de yacimientos.

3.1 Caracterización de yacimientos utilizando información estática

La caracterización de un yacimiento de hidrocarburos consiste en generar un modelo geológico del yacimiento (estructuras y propiedades físicas) basado en la integración de la información geofísica, petrofísica, geológica y de Ingeniería con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo. Por ello la caracterización es una etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento de petróleo.

La etapa inicial de un proceso de caracterización de yacimiento consiste en la generación de un modelo estático inicial basado en información previa (Estática). Esta información previa se

consigue a partir de la interpretación de datos sísmicos 2D y 3D, registro de pozos, pruebas de laboratorios, análisis de ripios (muestras obtenidas durante la perforación), análisis de núcleos (muestras compactas tomadas en el yacimiento), entre otros.

Dentro de la etapa inicial del proceso de caracterización de yacimientos se siguen, en general, las etapas de modelización geológica, modelización de las propiedades físicas de la roca a partir de registros, inclusión del análisis de producción y por supuesto integración de la información disponible del campo. En la modelización geológica se desarrolla la modelización estructural, a partir de la información sísmica y geológica del área, donde se dispone de sistemas para interpretación sísmica en 2D y 3D y modelización Geológica para la integración de la información procesada. El análisis de los registros eléctricos se basa en la aplicación de algoritmos para estimar las propiedades físicas (permeabilidad y porosidad). Luego se integran la modelización geológica, el análisis de registro y la información de análisis de laboratorio usando una metodología de evaluación. Esta integra la información estática disponible y utiliza la determinación cuantitativa de la litología de la roca, textura, composición, sistema de poros, arcillas y otros minerales sensibles. Finalmente, una vez aplicada la metodología de evaluación se obtiene un modelo que clasifica los tipos de roca y define los ambientes de depósito, generándose así un modelo estático inicial que caracteriza el yacimiento en estudio.

En caso de no existir datos de producción en el campo, el modelo estático Inicial se usa como información de entrada en la aplicación de métodos volumétricos para estimar el potencial del yacimiento con el objetivo de determinar si es o no rentable su explotación, evaluando las zonas potenciales de producción.

Otra alternativa es la aplicación de los métodos estadísticos para generar más de un modelo inicial del yacimiento basado en la información previa (Estática). Estos buscan estimar la distribución de los parámetros a lo largo de todo el yacimiento conocidos los valores en los pozos de forma que se ajusten al resto de información que se tiene de la zona donde se encuentra el yacimiento, como puede ser la obtenida por métodos sísmicos o por otro tipo de estudios geológicos de la zona. Por otra parte con los métodos estocásticos (basados en información estática) se consigue una gran cantidad de “realizaciones equiprobables” (es decir, posibles mapas de los parámetros en el área del yacimiento que tienen la misma probabilidad de ser correctos en función de criterios basados en la información conocida). Por supuesto la gran mayoría de ellos no va a ajustar los datos de producción en los pozos ni siquiera aproximadamente. Debido a que es posible crear muchos modelos geológicos escalados equivalentes usando el modelado estocástico, se evalúa la incertidumbre del modelo y se confirman los hidrocarburos recuperables. De esta manera, la simulación del flujo de los modelos geológicos escalados en los percentil es P10, P50 y P90, resultan en unas curvas de producción acumulada pesimista, regular y optimista respectivamente. Entre estos métodos estadísticos se encuentran el kriging, el cokriging y los modelos gaussianos.

En el caso de un yacimiento con historia de producción, el modelo estático inicial se usa como información de entrada para generar un modelo de simulación dinámico (que además toma en cuenta la información de los fluidos y los datos de producción) que debe ser ajustado para completar el proceso de caracterización del yacimiento generando un modelo estático final que se ajusta a la historia de producción con el objetivo de obtener un modelo de predicción que permita optimizar la producción del campo.

3.2 Caracterización de yacimientos con ajuste histórico de producción

El ajuste histórico de producción de los modelos de simulación de yacimientos es un gran reto para la industria del petróleo.

El procedimiento de determinar los parámetros físicos del yacimiento que ajustan los datos de producción está asociado a un problema inverso asociado mal condicionado y con posibilidad de tener varias soluciones. Como definición de problema inverso se podría decir que dados los resultados de un proceso conocido en el que intervienen diferentes parámetros y variables (la producción en los pozos) el problema inverso consiste en averiguar los valores de los parámetros que han producido esos resultados (la permeabilidad). Debido a que la información geológica previa en la que se basa el modelo estático inicial del yacimiento proviene de la interpretación de datos estáticos.

Este modelo solo puede ofrecernos una aproximación inicial imprecisa de las Características del área en estudio. Esta imprecisión es la causante de que al empezar un estudio de simulación del yacimiento, los resultados de las simulaciones y los datos reales no coincidan. Eso supone la imposibilidad de conocer a priori la evolución de la producción del yacimiento, y por tanto de ajustar la producción a las necesidades de la compañía. Por ello en la industria del petróleo se ha puesto gran interés en desarrollar técnicas que permitan obtener un modelo del yacimiento confiable y que se ajuste con los datos de producción medidos en campo.

Como consecuencia de todo esto, en la ingeniería de yacimientos se vienen desarrollando y usando desde hace tiempo distintas técnicas de “ajuste Histórico” que permiten ajustar los parámetros de forma que los resultados obtenidos con el simulador sean lo más parecido posible a los datos reales (Por ejemplo datos de presión y/o caudales) obtenidos hasta la fecha de la que se dispongan datos. Una parte de las técnicas de ajuste histórico de producción se enfocan en estimar o corregir las propiedades petrofísicas del yacimiento en cada celda (la permeabilidad y/o porosidad). Estos métodos normalmente funcionan bien en reconstrucciones con perfiles de permeabilidad suave, pero tienen la desventaja que no conservan el contraste de permeabilidad que existe en yacimientos con más de una litofacie, destruyendo las interfaces que existen entre diferentes tipos de rocas. Por otra parte para afrontar situaciones con yacimientos de dos o más litofacies con contraste en sus propiedades se han presentado otro grupo de técnicas para realizar el ajuste histórico de producción del yacimiento donde se reconstruye la distribución de las formas geológicas con diferentes propiedades.

3.3 Caracterización de yacimientos usando información dinámica

Para completar la caracterización también se usan medios dinámicos que detectan y evalúan los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas usadas son las pruebas de presión, datos de producción, registros de producción y pruebas muy especializadas, como son las pruebas de trazadores que sirven para detectar líneas preferenciales.

Pruebas de variación de presión

Una prueba de variación de presión consiste en enviar una señal al yacimiento y recibir una respuesta. Efectuar un análisis de esta consiste en aplicar conocimientos matemáticos en forma de modelos e identificar también el modelo del yacimiento.

Objetivos de las pruebas de variación de presión

- Estimar los parámetros del yacimiento
- Calcular la presión promedio del área de drene
- Detectar las heterogeneidades del yacimiento
- Hallar el grado de comunicación entre zonas del yacimiento
- Determinar el estado de un pozo (DAÑADO)
- Estimar el volumen poroso del yacimiento
- Estimar las características de una fractura que intercepta al pozo
- Estimar los parámetros de doble porosidad de una formación
- Determinar las condiciones de entrada de agua
- Confirmar la presencia de un casquete
- Establecer el grado de comunicación de varios yacimientos a través de un acuífero común
- Estimar el coeficiente de alta velocidad de pozos de gas
- Estimar los factores de pseudodaño (penetración parcial, perforación, desviación, fractura)
- Estimar el avance del frente de desplazamientos en procesos de inyección

Interpretación de pruebas de pozos

Las pruebas de pozos se dividen en dos tipos:

- a) Pruebas de presión
- b) Registros de producción

Los comportamientos de los yacimientos se pueden clasificar como tres tipos principales:

- Homogéneos: significa que solo hay porosidad media y es la que produce en el pozo.
- Doble porosidad: significa que dos medios homogéneos porosos de distinta porosidad y permeabilidad están interactuando. Esta describe los sistemas siguientes: yacimiento naturalmente fracturado, yacimientos de capas múltiples con alta permeabilidad, yacimientos de una sola capa con alta variación de permeabilidad del espesor del yacimiento y penetración parcial.
- Doble permeabilidad: Se refiere a dos distintas porosidades medias, cada una aporta fluidos al pozo. Puede describir los siguientes sistemas: yacimientos de capas múltiples, con contraste bajo de permeabilidad, zonas múltiples separadas por capas impermeables, terminación parcial

3.4 Porqué usar el ecómetro en la CDY de crudo pesado

Los datos de presiones medidos con la sonda están contaminados por los efectos de almacenamiento que causan las herramientas en el pozo.

Si el pozo cuenta con algún sistema artificial de producción, esto involucrará una mayor dificultad al bajar la herramienta de registro de presión, ya que tratándose de crudos pesados por lo general funcionan bajo bombeo neumático, y la presencia del gas inyectado a alta presión, el movimiento de los fluidos, generarán ruido en el pozo, de este modo aparte de la dificultad de bajar la sonda al fondo del pozo debido al movimiento de los fluidos, las mediciones registradas por la sonda se vean afectadas por la presencia del ruido.

Las sondas que registran la presión en el pozo están adaptadas para trabajar con unidades de línea de acero, cable de registros e incluso con tubería flexible. Estas mediciones conllevan diversas dificultades debido al tiempo requerido para ejecutar los registradores de presión de línea de cable.

Con la utilización de la línea de acero, es imposible determinar con certeza la profundidad exacta de la herramienta ni la cantidad de fuerza ejercida. Todos los tubos, alambres y cables se dilatan en cierta medida cuando se mueven hacia adentro y hacia afuera de un pozo. La dilatación de las líneas de acero, sin embargo, es levemente mayor que la de otros medios de transporte. Por lo tanto, las mediciones de profundidad realizadas utilizando un dispositivo mecánico y que se muestran en la superficie es posible que no representen con exactitud la ubicación de la herramienta. De hecho, la información mostrada no es una medición de la profundidad de la herramienta, sino de cuánto alambre se ha enrollado o desenrollado del tambor.

La carrera de adquisición de registros resulta problemática ya que la herramienta puede quedar atascada al introducirla al fondo del pozo o al subirla a la superficie, una vez que se tienen todos los datos medidos en la memoria. Esto conlleva dificultades, ya que se tendrán costos adicionales para poder recuperar la herramienta, sin mencionar que nos generará tiempos de atraso para las operaciones posteriores que se tengan que realizar al pozo.

Las condiciones del fondo del pozo constituyen un gran desafío para la operación de un sensor de presión: puede verse afectado por golpes producidos durante las carreras de entrada o salida del pozo; por las altas presiones y temperaturas que pueden sufrir cambios muy bruscos debido a los procesos de producción, inyección o estimulación; por la presencia de sustancias químicas hostiles como ácido sulfhídrico (SH₂), dióxido de carbono (CO₂) o ácidos de estimulación; y por las vibraciones provocadas por el flujo mismo de los fluidos, o los golpes causados por los cañones de perforación bajados con la tubería de producción.

Uno de los principales problemas cuando se tratan de crudos pesados es que para ponerlos en producción, la mayoría de las veces sufren procesos de, inyección y/o estimulaciones, por la presencia de ácidos, CO₂, por las vibraciones de los fluidos; y al hacer esto, los sensores de la sonda presentarán cambios bruscos en las mediciones de presión, como consecuencia no van a tener la exactitud y precisión deseada.

Otro problema, hablando de crudos pesados, es la temperatura, ya que si esta varía de forma drástica en el fondo del pozo por algún proceso de inyección, estimulación o por la presencia de gas, el sensor de la sonda de presión es muy sensible a los cambios de temperatura y esto nos llevará a un error de medición en la presión observada. El efecto es no lineal, y es función de la magnitud y la velocidad del cambio de temperatura. Este efecto es pronunciado en pozos que tienen presencia de gas, donde la temperatura sufre cambios bruscos muy grandes. Si no se toma en cuenta esta consideración se producirá una distorsión importante en la derivada de la presión.

De esta forma, una vez que se han expuesto las razones por las cuales no siempre es conveniente usar una sonda de presión para la toma de datos de presión de fondo del pozo en yacimientos de crudo pesado. Se presenta una alternativa que nos permitirá realizar las mediciones desde la superficie y así evitar los problemas que se han mencionado anteriormente, haciendo uso de una herramienta llamada ecómetro.

En la actualidad el control de los yacimientos de hidrocarburos está a la par con la tecnología. La posibilidad de instalar dispositivos en superficie para la medición de variables permite la supervisión y control del pozo a nivel del cabezal.

Al igual que los datos PVT, los errores de medición de presiones difieren mucho dependiendo de los instrumentos y mecanismos que se usen, y estos pequeños errores a largo plazo pueden generar un grave problema.

El registro de ecómetro, con el fin de conocer la posición del nivel (estático y/o dinámico) es aplicable no solo a pozos en yacimientos de crudo pesado, sino también en pozos de bombeo mecánico y bombeo con bombas de cavidad progresiva (P.C.P).

El ecómetro registra desde la superficie los valores del nivel dinámico del pozo y por medio de un software integrado llamado Total Well Management, esos valores de nivel dinámico son convertidos a valores de presión de fondo de pozo (Pwf). Una vez que se recolectaron todos los datos de Pwf se procede a realizar el análisis e interpretación de una prueba de presión, realizando la caracterización dinámica del yacimiento de crudo pesado y obteniendo los parámetros más representativos del yacimiento que nos permitirán seleccionar la mejor estrategia de explotación para optimizar la producción de crudos pesados e incrementar la recuperación final de los mismos.

3.5 Qué es el ecómetro

También llamado sonolog, es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, permite determinar el nivel de líquido dentro de un pozo.

Su importancia está en disponer del valor de la presión de fondo a nivel de superficie, posibilitando la toma de decisiones sobre la producción del pozo, esto es su estado operacional.

3.6 Definiciones elementales

Computador: El Well Analyzer se controla por medio de un computador portátil, donde también se muestran los resultados obtenidos. La batería interna del computador debe cargarse con el cargador del equipo.

Disparo: Corresponde a la detonación en superficie de una bala (sin pólvora), cuyo sonido viaja a través del anular hasta que se encuentra el nivel del líquido y cambia su forma de registrarse.

Micrófono: Es un aparato sensitivo a la presión con discos gemelos para eliminar interferencias debido a la vibración. El micrófono no se debe remover a menos que la pistola se vaya a reparar.

Nivel del fluido: Es un registro acústico para determinar la profundidad a la cual se encuentra el fluido dentro del anular o revestimiento.

Pistola a gas disparada remotamente (WG): Dispositivo que genera un pulso acústico y detecta las reflexiones del mismo que se producen dentro del pozo. La pistola remota tiene una cámara de volumen que se llena con nitrógeno o con dióxido de carbono para distribuir el pulso acústico en el pozo. Un micrófono alojado en el interior de la pistola de gas detecta el disparo, las uniones, el nivel de fluido y otras reflexiones que pudiera haber dentro del pozo. Para una adecuada operación del sistema, el número de serie de la pistola debe ser ingresado en la pantalla de instalación de datos.

Well Analyzer: Es una unidad electrónica compacta. Esta unidad adquiere y digitaliza las señales del micrófono y transductor de presión. Estos datos se envían a la computadora para procesarlos.

El Well Analyzer es un instrumento de canal dual, el cual posee un microprocesador amplificador/registrator, el cual permite una mejor interpretación de las anomalías que se presentan en el anular ya que posee dos filtros que son usados para mejorar la señal de la interpretación. Este equipo permite una integración inmediata de la información obtenida en él, ya que a medida que emite la señal, registra.

3.7 Principio de funcionamiento

El principio básico de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas CO₂ o nitrógeno, por una válvula en el espacio anular, dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a través del pozo a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión de tubing (collar) se produce una reflexión o eco que es detectada por el micrófono instalado en una salida del casing.

Cuando la onda sonora llega al líquido, se produce un fuerte rebote de la misma, el que también es detectado por el micrófono.

Todo este proceso es grabado en superficie por un registrador (decodificador digital de señales acústicas). Es decir que cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un micro amperímetro y señalará el nivel de líquido.

La operación de toma de registro se esquematiza en la figura 3.1:

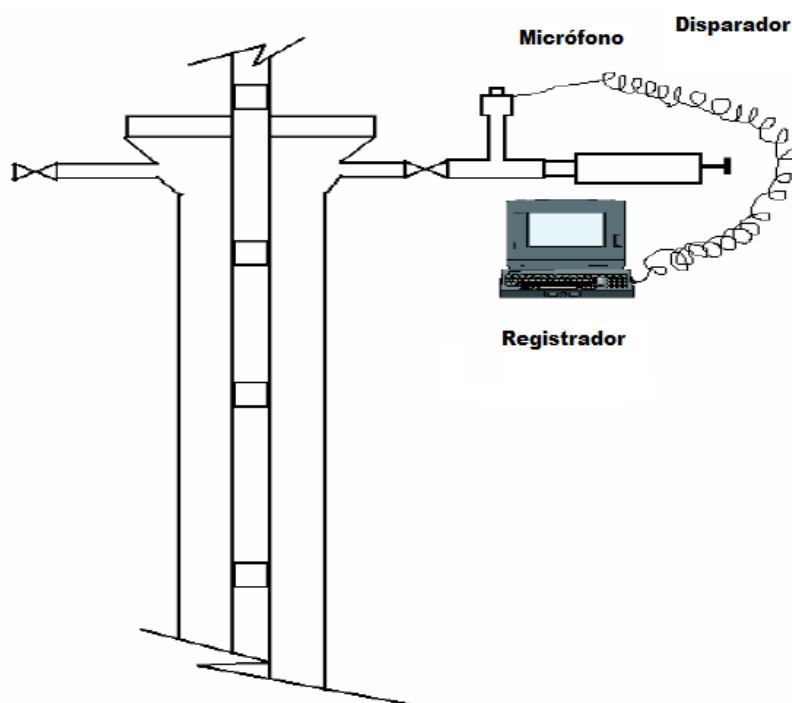


Figura3-1. Esquema de instalación del ecómetro en pozo.

Fuente: José Luis García Jara, diseño de las facilidades de superficie por bombeo mecánico para la extracción de crudo de la sección 67 del campo Acón, Ecuador 2006.

El equipo analizador de pozos y el convertidor A/D (analógico-digital) se puede utilizar en conjunto con cualquier pistola moderna operada manual o remotamente. La pistola de gas genera un pulso acústico. El micrófono convierte los impulsos de presión acústicas reflejadas en señales eléctricas. Estas señales son digitalizadas por el convertidor analógico-digital (A/D) y se almacenan en la computadora. La computadora muestra estas señales y procesa los datos según las instrucciones de software para determinar automáticamente la profundidad del nivel de líquido.

CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO POR MEDIO DEL ECÓMETRO

El análisis entrega no solo valores de la distancia de nivel de líquido, sino también la presión de fondo fluyendo, por lo tanto, la presión en el casing debe ser medida en el momento de la determinación del nivel de líquido.

Los datos necesarios para realizar el análisis son: profundidad del pozo, longitud promedio, propiedades de los fluidos de la formación, temperatura de formación, datos de pozo, entre otros parámetros. Estos datos son necesarios para determinar con exactitud la presión de fondo del pozo.

Cuando el nivel acústico de líquido es determinado, la pantalla que se muestra a continuación, es observada por el operador después de que un pulso acústico ha sido generado en la superficie del pozo y las señales reflejadas son recibidas por el micrófono. El ruido de fondo, el pulso acústico inicial y las señales reflejadas se muestran. La línea vertical indica el tiempo y profundidad exacta a la cual se obtiene la señal del nivel de líquido, que en el caso de la imagen se encuentra a los 8.113 segundos y 4,259.7 ft.

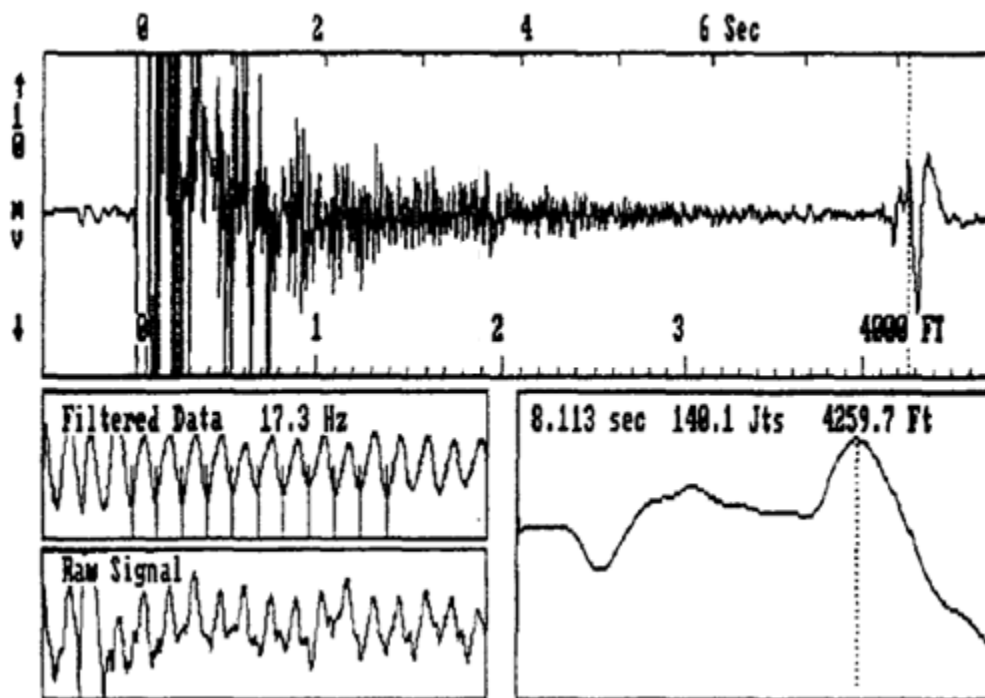


Figura3-2. Pantalla de datos acústicos.
Fuente: SPE, 21174, "Computerized well analysis".

A continuación se describe el diseño y aplicación de un sistema totalmente digital para el cálculo automático de la presión de fondo mediante la determinación del nivel del fluido en el espacio anular a partir de estudios del ecómetro que determinan la profundidad de la interface gas-líquido. Se obtiene una determinación muy precisa de la profundidad del nivel de fluido, incluso en presencia de ruido de fondo causado por gases en las columnas de líquido.

La generación automática de la señal y la grabación se llevan a cabo por el software predeterminado, el operador selecciona la frecuencia a fin de maximizar la calidad de los datos de presión transitoria. Las mediciones de presión en superficie se utilizan en combinación con la gravedad del gas y la velocidad acústica del gas para determinar la presión en la interfaz gas/líquido y la presión en el frente de formación.

Las pantallas gráficas permiten al operador controlar el progreso de la prueba transitoria por el trazado en tiempo real del estado actual de los pozos, las señales acústicas y las presiones calculadas. Los datos que han sido adquiridos en ese punto pueden ser trazados como gráficos estándar de análisis transitorios (Horner, MDH, Log-Log, etc.) Los archivos de datos se pueden exportar a otros programas de análisis.

El presente sistema es una adquisición de datos completamente digital y de procesamiento que automáticamente determina la posición en el tiempo de la interface gas-líquido, digitalmente filtra los datos acústicos para realizar reflexiones de cuello y calcula la profundidad del nivel del líquido, obtiene la velocidad acústica a partir de una cuenta de las reflexiones del cuello. La operación es programada por el usuario.

3.8 Descripción del sistema

3.8.1 Descripción del sistema acústico digital de presión transitoria

El sistema automático de presión transitoria acústica se basa en analizar el pozo digitalmente, configurado para plazos largos del funcionamiento controlado por un software especial desarrollado para los datos de registros de presión transitoria y su análisis.

La figura 3.3 muestra un diagrama esquemático que ilustra los diversos componentes del sistema.

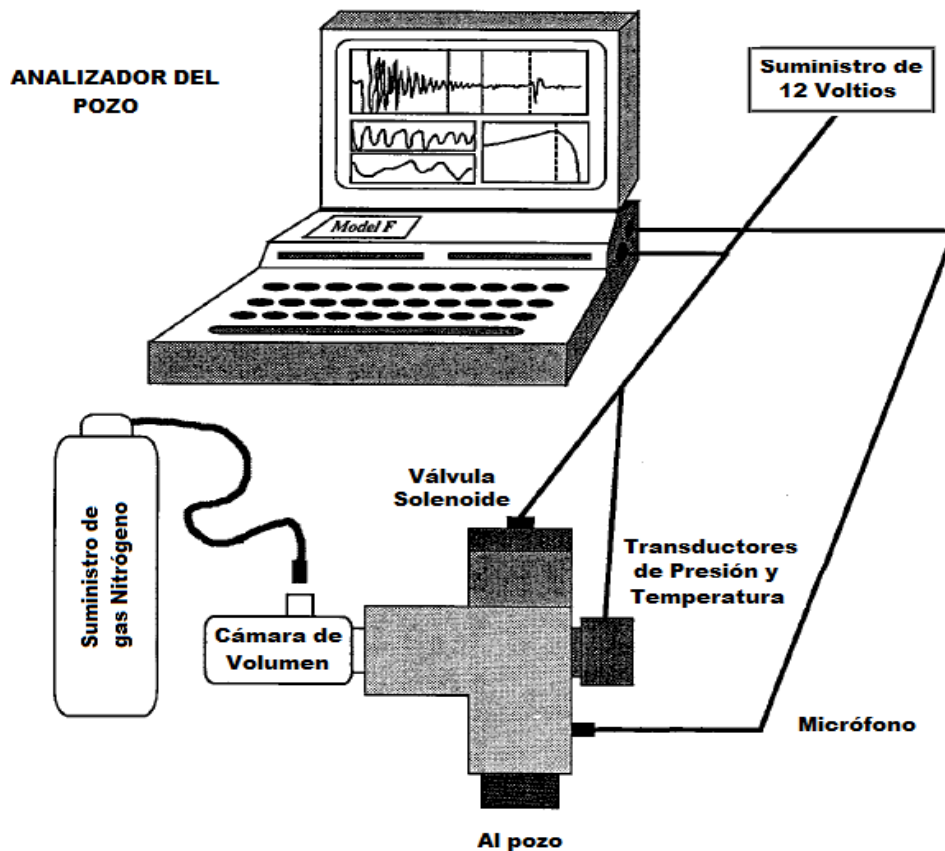


Figura3-3. Diagrama esquemático del analizador del pozo
 Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

El equipo consta de un paquete electrónico que incluye una computadora, un convertidor analógico-digital y circuitos de acondicionamiento. Por lo tanto está conectado al conjunto de la cabeza del pozo con cables de interconexión. Como fuentes de energía son necesarios una batería a 12 voltios y un suministro de gas (si la presión en la cabeza del pozo es inferior a los 200 psig). Se tiene en cuenta que el paquete de adquisición y procesamiento de datos puede ser también utilizado en conjunto con el dinamómetro y otros sensores si se desea. La figura 3.4 muestra las relaciones funcionales entre estos elementos.

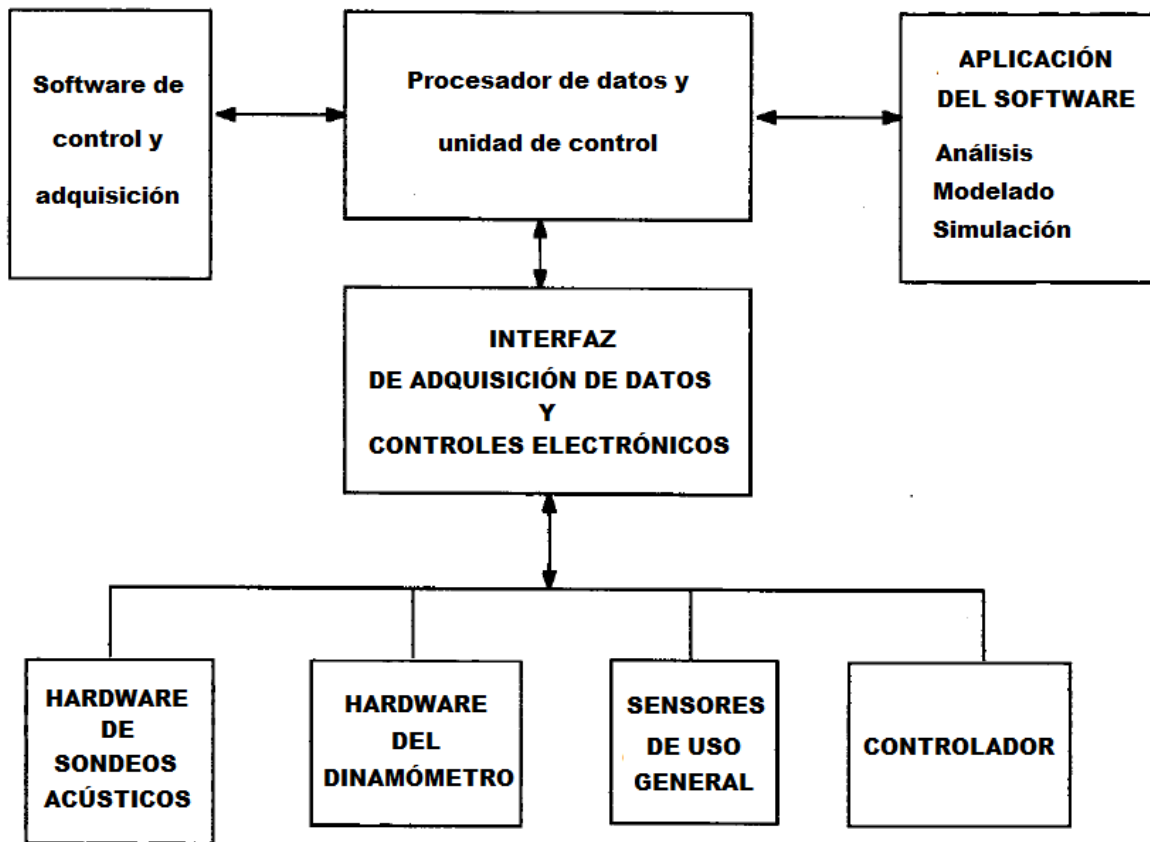


Figura3-4. Diagrama de bloques del hardware y software de interacción.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

3.8.2 Fuente/detector acústico

Este conjunto de cabeza de pozo consta de un micrófono, una válvula solenoide de gas, un transductor de presión y una cámara de volumen. Si la presión en el casing es menor a los 200 psig, un suministro externo de gas es usado para cargar la cámara de volumen, habitualmente se utilizan gas nitrógeno o CO2.

3.8.3 Adquisición de señales, procesamiento y grabación

El paquete electrónico es alimentado por 12 voltios, 100 amperios-hora, descargas profundas, de tipo marino, baterías de tamaño de coche que también recarga la batería que contiene la misma computadora. La vida útil de una batería de 12 voltios es de cuatro días en promedio.

3.8.4 Transductores

Un transductor de presión convierte la presión en una señal eléctrica analógica. La presión aplicada al transductor produce una deflexión del diafragma, que introduce la deformación a los medidores. La deformación producirá un cambio de resistencia eléctrica proporcional a la presión. La conexión directa a la cabeza del pozo es mediante un conector rápido, de modo que la presión de la cabeza puede ser monitoreada continuamente durante la prueba. Pueden utilizarse varios rangos de presión en función del máximo incremento de presión estimado. El rango estándar es de 0 a 1,500 psig. La precisión isotérmica del transductor es de 0.11% de la escala total. Las curvas de calibración para cada transductor se utilizan en el procesamiento de datos a fin de mantener esta precisión durante toda la prueba.

Un termistor está montado dentro del alojamiento del transductor tanto como para determinar la temperatura de operación como para introducir el caso cero y realizar las correcciones de variación de sensibilidad.

3.8.5 Procesamiento de datos

El programa de computadora EBUP tiene las múltiples funciones de controlar la secuencia de pruebas de pozos, adquisición, almacenamiento y análisis de datos, así como generar salidas de tablas y gráficos.

La determinación de la presión de fondo (BPH) se basa en la medición de la presión de la cabeza del pozo, la determinación de la interfaz gas/líquido y el cálculo de los gradientes de fluido en el espacio anular. Con el fin de lograr la máxima precisión en la BHP es necesario dar cuenta de las variaciones de temperatura y de velocidad acústica.

Corrección de temperatura

Durante algunos días de una prueba típica del pozo, el elemento de sensor del transductor puede someterse a variaciones de temperatura de más de 60°F. Incluso aunque el transductor está compensado en temperatura, este cambio de temperaturas provoca considerables errores en la medición de la presión en la cabeza del pozo. Se introducen correcciones en el programa mediante la medición de la temperatura con un termistor y el cálculo de la desviación de presión correspondiente a partir de las curvas de calibración obtenidas para cada transductor.

Variación de la velocidad acústica

Durante la prueba del pozo (incremento o decremento) la temperatura, la presión y la composición del gas en el espacio anular sufrirán cambios significativos. Estos a su vez causarán variaciones en la velocidad del gas. En cualquier momento, la velocidad acústica media se obtiene a partir de un recuento automático de las reflexiones filtradas del cuello y la duración media conjunta. La experiencia indica que las variaciones de presión son dependientes de la velocidad y ocurren gradual y continuamente. El programa de reducción de datos interpola entre estos puntos para calcular la profundidad de la interfaz de gas/líquido a partir de la medición del tiempo recorrido del eco. Si esta variación no se tuviera en cuenta y un solo valor de la velocidad acústica se usa en la interpretación de los datos de tiempo de viaje se produce un error significativo para el cálculo de la BHP.

3.8.6 Presentación de los resultados

En cualquier momento, durante y/o después de la prueba es posible obtener una presentación gráfica y tabular de los datos y resultados calculados.

Los datos que han sido adquiridos se pueden trazar en gráficos estándares de análisis transitorios (Horner, MDH, Log-Log, etc.).

El tipo de presentación se selecciona de las opciones en el menú de presentación de datos. Estos incluyen:

- Presión de boca de pozo vs. Tiempo
- Presión de fondo vs. Tiempo
- Nivel de líquido vs. Tiempo
- Transductor de temperatura vs. Tiempo
- Tiempo acústico (segundos) vs. Tiempo
- Frecuencia acústica (juntas por segundo)
- MDH – BHP vs. Log (tiempo)
- Horner
- Análisis Log-Log
- Almacenamiento de líquido vs. Tiempo
- Almacenamiento de gas vs. Tiempo
- Compensación de velocidad vs. Tiempo

En todas las gráficas transitorias, están disponibles servicios para ayudar en la interpretación, estos incluyen: ajustes de rectas de mínimos cuadrados de puntos de datos seleccionables, acercamiento a porciones de los datos y el cálculo de derivadas respecto al tiempo.

3.9 Toma de registro del nivel del fluido con el ecómetro

Este procedimiento tiene como propósito dar a conocer los lineamientos a seguir para la toma y determinación del nivel de fluido con el equipo Echometer.

El procedimiento que se muestra a continuación aplica para la toma de niveles del fluido, con equipos Well Analyzer marca Echometer modelo “E” utilizando el software de análisis TWM, aplicable en los diferentes campos de producción petrolera.

3.10 Procedimiento: consideraciones previas

- 1) Realizar el análisis de seguridad en el trabajo, a fin de definir el tipo de EPP, describir la secuencia operativa, visualizar riesgos potenciales y tomar acciones para reducirlos o eliminarlos, usando para esto el formato 07-4-LA-LA-LA-0018.
- 2) Ubicar el vehículo lo más cerca del cabezal del pozo, cuidando siempre de no impactar alguna parte del equipo o del pozo mismo, de tal manera que no existan obstáculos al bajar el equipo para la toma de los registros.
- 3) El vehículo debe de quedar encendido y con freno de emergencia puesto, se debe ubicar en una posición en la cual el sol no esté de frente a la interface y al computador. Evitar ubicar el vehículo de frente a la unidad por seguridad para el personal y el equipo. Y buscar que el vehículo quede apuntando a la salida siempre y cuando sea posible

3.11 Herramienta y equipo

- Well Analyzer
- Bushing 2” x ½” de alta presión
- Cables de conexión
- Cilindro de CO₂
- Codo de alta presión 2”x90°
- Computador portátil

- Llave ajustable 10"
- Manómetro de 1000 PSI
- Niple de alta presión de 2" x 6"
- Pistola a gas remota (WG)
- Transductor de presión (PT).

3.12 Toma de nivel

1. Verificar la posibilidad de conectarse en las válvulas del anular. Se considera adecuado si existe un tubo que permita hacer una conexión desde superficie evitando la operación en el contrapozo (cuello de ganso).
2. Verificar las condiciones y posiciones de las válvulas de la TR (casing).
3. Cerrar la válvula de casing donde se conectará la pistola.
4. Cuando en el pozo haya conexiones de gas del mismo pozo, desarmar el arreglo de conexiones de gas de manera que permita conectar el equipo libremente para la toma del registro.
5. Desconectar el tapón que tiene la válvula de la TR (Casing) (si la tiene).
6. Cargar la pistola con CO₂ o Nitrógeno con una presión de 100 a 200 libras por encima de la presión del anular registrada anteriormente. Esto depende de la columna de fluido que se ha registrado anteriormente en el pozo (a mayor columna menor presión).



Figura3-5. Pistola remota conectada al well analyzer.
Fuente: Echometer company.

7. Conectar la pistola a la extensión (cuello de ganso) girar por lo menos 4 ½ vueltas.
8. Encender el Well Analyzer y el computador.
9. Hacer doble click en el icono de acceso directo del TWM en el escritorio de la computadora.
10. Hacer click en aceptar.
11. Seleccionar la modalidad (Acquire mode).

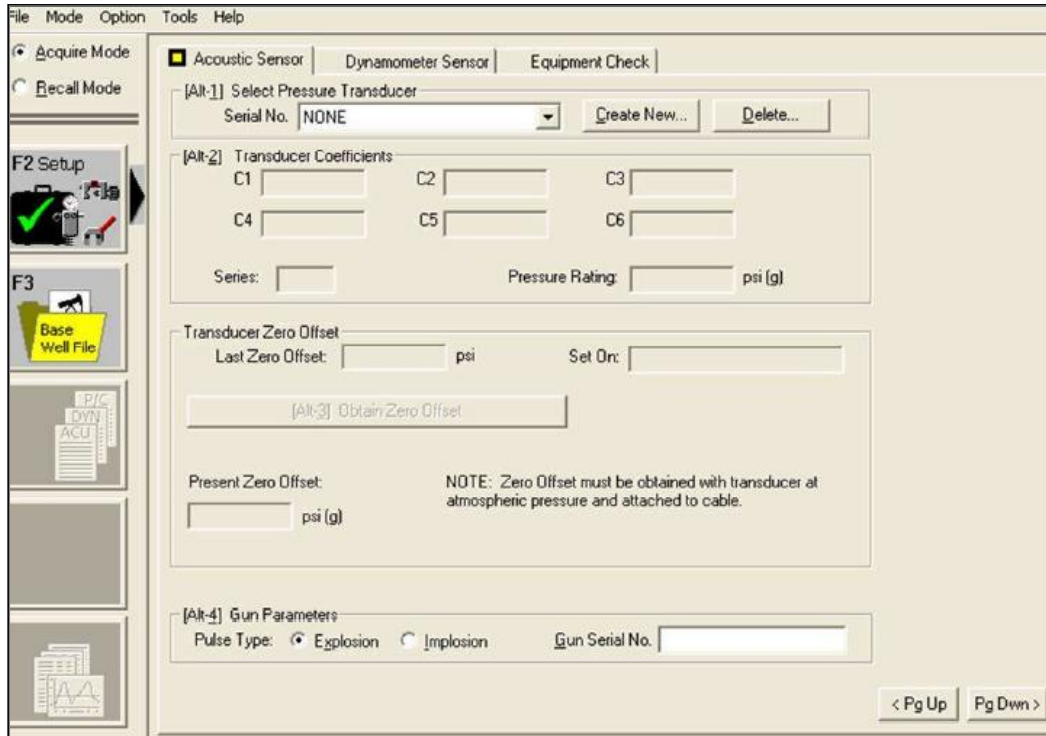


Figura3-6. Pantalla principal TWM.

Fuente: Echometer company.

12. Verificar o ingresar los coeficientes del transductor de presión en la sección (Acoustic Sensor). Cuando se va a utilizar por primera vez el transductor, seleccionar el número de serie del transductor de presión. Use Create New, si el número de serial no aparece en la lista. Si la información del transductor no aparece en la lista asegurar de que todos los coeficientes del transductor son introducidos, tal y como están en el transductor. También se deben ingresar los parámetros de la pistola.
13. Conectar el transductor de presión a la pistola.
14. Conectar los cables a la pistola y después al Well Analyzer.
15. Pasar a la pestaña Acoustic Sensor, asegurarse que la válvula de alivio esté abierta, hacer click en el botón Obtain Zero Offset dos veces para calibrar el transductor de presión.
16. Verificar que la válvula de alivio de la pistola remota esté cerrada.
17. Seleccionar la opción de Archivo base del pozo (Base WellFile F3).
18. De ser un nuevo pozo al cual no se le ha tomado registro con este equipo, hacer click en (NEW)

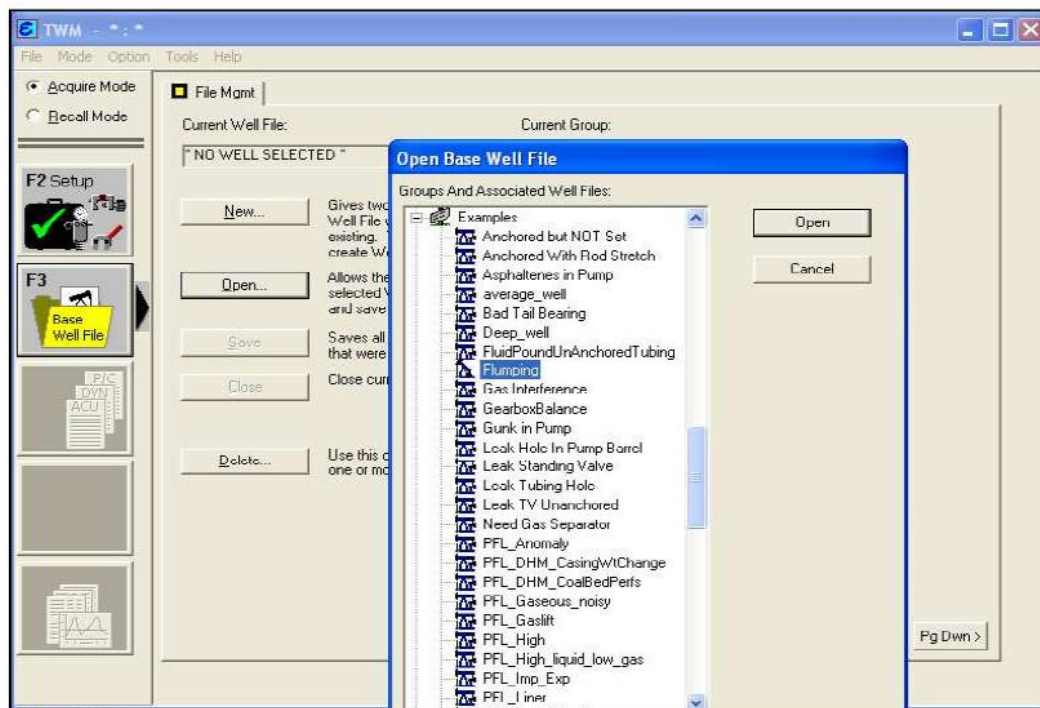


Figura3-7. Selección del pozo deseado
Fuente: Echometer company.

19. Ingresar el nombre del pozo, de ser necesario el nombre de la carpeta donde se quiere almacenar el registro.
 20. Hacer click en (CREATE).
 21. De acuerdo con el estado mecánico del pozo se ingresan los datos requeridos por el software en cada una de las fichas que se muestran en la parte superior para la corrida del registro. Como mínimo se debe ingresar la profundidad de la bomba y de los disparos.
 22. Hacer click en (SELECT TEST F4).
 23. Seleccionar en las fichas el test (Acustic).
 24. Abrir lentamente la válvula del Casing del lado donde está conectada la pistola.
 25. Cerrar la válvula que sale del Casing al sistema, se encuentra en el lado opuesto al que se encuentra conectada la pistola.
 26. Hacer click en (ACQUIRE DATA F5).
 27. Esperar a que la onda se comporte de forma irregular para realizar el disparo. Esperar como mínimo 20 segundos.
 28. Identificar el botón ALT S (FIRE Shot) en la pantalla del computador y presionarlo.
 29. Una vez finalizada la prueba, automáticamente el software mostrará un anuncio de guardar o cancelar el registro. En la pantalla se debe ver una variación en el ancho de la onda que representa el cambio del medio.
 30. Seleccionar (SAVE).
 31. Inspeccionar los datos en la pantalla del computador, ver procedimiento de análisis en manual de usuario Well Analyzer and TWM software.
- NOTA: Si una señal insuficiente del nivel de líquido se obtiene o los datos no son satisfactorios, incremente la presión en la cámara y repita el procedimiento para tomar la prueba, de acuerdo al criterio que se explicó previamente. Cancelar y repetir.

32. Al iniciar el proceso de adquisición de datos de presión en el anular esperar mínimo un minuto para registrar cuatro puntos de presión. Si no se observa una tendencia en línea recta, tomar tantos datos de presión como sean necesarios (hasta que se defina).
33. Terminar el proceso de adquisición de datos de presión pasando a la pestaña casing Pressure, presionando el botón "End Build Up".
34. Cerrar la válvula de la TR (Casing).
35. Abrir la válvula de alivio de la pistola lentamente para liberar la presión acumulada.
36. Desconectar los cables de la pistola y del analizador.
37. Desconectar la pistola remota.
38. Desconectar el Niple con válvula y codo.
39. Conectar el tapón de alta presión, cuando aplique.
40. Abrir lentamente la válvula de la TR (Casing) contraria a donde se conectó la pistola).
41. Apagar el Well Analyzer.
42. Reportar en Base Well File, pestaña general en el campo blanco comentar las condiciones en las que se encontraron y entregaron las instalaciones.
43. Apagar el computador.
44. Verificar que las condiciones en que se encontró el pozo sean las mismas que cuando finalice el registro.

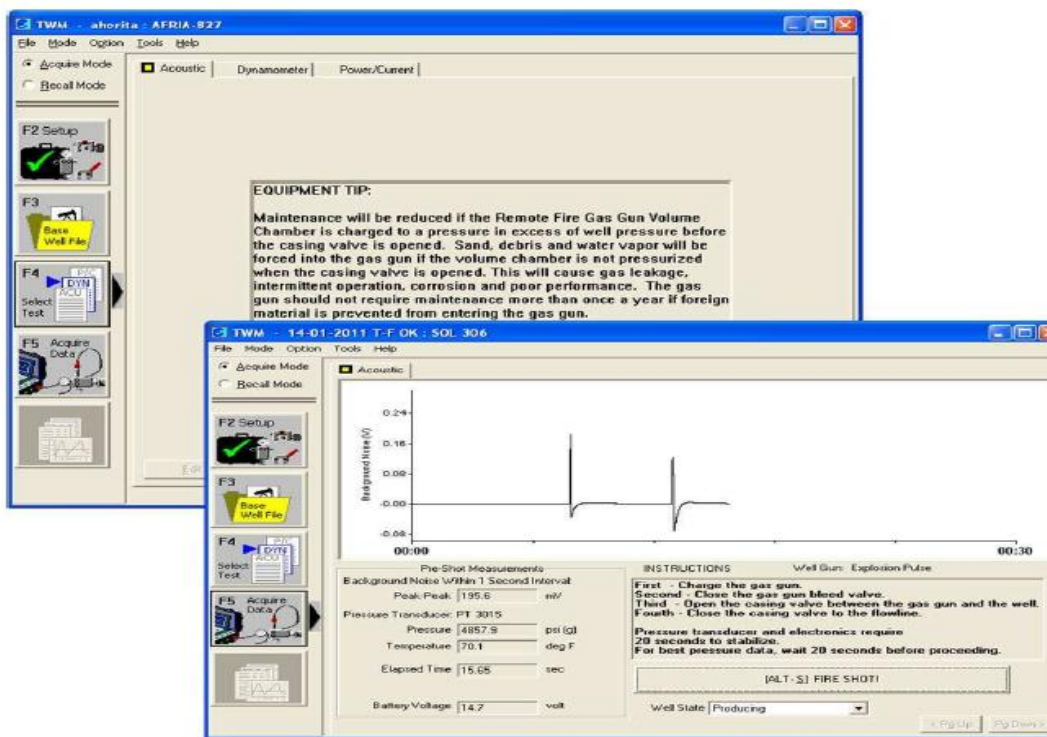


Figura3-8. Selección del tipo de registro a tomar, recepción de señal.

Fuente: Echometer company.

3.13 Interpretación

- Nivel del líquido.
- Variaciones en el diámetro del espacio anular (Liners, desprendimientos sin TR).
- Profundidad de colocamiento de válvulas de bombeo neumático.
- Presión de fondo fluyendo.

Registro analógico

Un registro de ecómetro analógico es aquel en el la primera cresta, de abajo hacia arriba, será el inicio de la onda de presión o disparo y las pequeñas crestas subsecuentes serían los coples de la TP, la cresta más grande al final es el nivel del líquido.

En algunos registros se pueden identificar todos los coples desde el inicio del disparo hasta el nivel. En estos casos no existe ningún problema para conocer la profundidad del nivel porque únicamente hay que multiplicar la longitud de los tramos de la T_p que normalmente es de 9 a 9.5 mts, por la cantidad de coples.

Existen otros casos, que normalmente son los más comunes, en los que únicamente es posible identificar los primeros coples, en este caso lo más recomendable es obtener un factor con los coples que se distinguen claramente y extrapolar hasta el nivel del líquido.

Por ejemplo en un registro donde únicamente se puedan identificar 10 coples.

Obtener el factor, para esto, solo es necesario dividir 90 ó 95, dependiendo de la longitud de la T.P. entre el número de cm.

Medir la distancia del disparo al nivel y multiplicarlo por el factor.

El sentido de las crestas nos indica un incremento o reducción en el área seccional del espacio anular, cualquier objeto que reduzca el área genera una onda de compresión y va a ser representado por una cresta hacia el lado izquierdo, esto si se observa el registro con el disparo en la parte superior o hacia abajo si observamos en registro horizontal con la parte superior del lado izquierdo.

Las condiciones que pueden reducir el área del espacio anular son Liners, Anclas, Depósitos de parafinas, Nivel del líquido.

Registro analizado con computador

La señal acústica es registrada a una resolución óptima convirtiéndola de análoga a digital. La imagen no está limitada hasta que la resolución de trazo sea impresa sobre la tira de papel. El software utiliza un proceso digital de los datos acústicos y automáticamente obtiene la profundidad del nivel del líquido y las velocidades acústicas y automáticamente determina la presión de fondo fluyendo a partir de la medida del nivel acústico del fluido, las presiones de superficie y las propiedades de los fluidos producidos.

3.14 Procedimiento de las pruebas de presión

En la fase de configuración es necesario determinar si el método de implosión o el de explosión serán utilizados. En general, si la presión en el pozo es menor a 200 psi, la alimentación externa de gas se utiliza para cargar la cámara de volumen. El suministro es conectado directamente a la cámara de volumen donde un pequeño orificio restringe el flujo a una tasa muy baja de manera que la cámara se represuriza automáticamente después de cada disparo. La combinación de la presión de la cámara y el volumen determina la energía liberada en el espacio anular. El nivel de

energía debe ser suficiente para generar una reflexión del nivel de líquido con una amplitud de al menos diez veces mayor que el ruido de fondo.

Si la presión en la boca del pozo está por encima de los 200 psi, el método de implosión puede ser utilizado. El gas en la boca del pozo es liberado en una cámara de volumen o directamente a la atmósfera. Las mismas consideraciones son válidas para el método de implosión respecto al nivel de energía y a la proporción de la señal de ruido.

La fuente/detector acústico debe ser conectada a la cabeza del pozo a través de la tubería más corta posible, para reducir al mínimo la presencia de vibraciones y zumbidos falsos. El suministro de gas (si es usado) se conecta a la cabeza del pozo, así como los cables de la válvula de solenoide del transductor de presión y el termistor. La presión de la cámara se controla por un regulador de presión manual o por medio de un sistema automático de regulación que mantiene una diferencia constante de presión entre la cámara y la presión de la boca del pozo. En cualquier caso, la presión de la cámara siempre debe exceder la presión en la boca del pozo, por lo menos 200 psi.

El programa de computadora se activa mediante la inserción del disco EBUP (programa) en la unidad y se enciende el equipo. Los únicos parámetros que debe introducir para iniciar la adquisición de los datos son el nombre del pozo, datos de presión y un promedio de la longitud. Los otros parámetros que se utilizan para los cálculos de la presión de fondo y análisis de presión transitoria se pueden introducir posteriormente.

Well Name: BIT76	Company: UT	Operator: PEN
Formation Depth: 4730 [Ft]		
Average Joint Length: 31 [Ft]		
Surface Temperature: 76 [F]	Bottomhole Temperature: 166 [F]	
Net Pay(H): 15 [Ft]	Porosity: 0.28 [Fraction]	Horner Time(tp): 300 [Hrs]
Total Compressibility(ct): 376 [1E-6]	Drainage Area: 20 [Acres]	
Wellbore Radius[Ft]: 0.5		
Casing, ID: 7 [Inches]	Tubing, OD: 2.5 [Inches]	

Figura3-9. Pantalla de datos del pozo.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

Los siguientes parámetros de ensayo que se establecen incluye la calibración del transductor de presión y coeficientes de temperatura, así como medios para comprobar el cero del transductor mediante la detección de la presión atmosférica.

La frecuencia a la cual los datos se deben tomar se especifica en la siguiente pantalla, ya sea como número de disparos por hora o como registro de disparos por ciclo. Para el análisis de presión transitoria, 30 disparos por ciclo proporcionan una suficiente densidad de datos para una interpretación precisa. Esta pantalla también proporciona un acceso para especificar con qué frecuencia un rastreo completo y los datos brutos deben ser guardados en el disco. Normalmente esto se hace cada diez disparos.

El paso siguiente consiste en la adquisición de datos para obtener una línea base de la señal acústica que indica claramente un reflejo del nivel de líquido. Después de salir el disparo de la señal acústica se muestra en la computadora la señal seleccionada del nivel de líquido rodeado por

margen de error de 0.5 segundos en ambos lados. A medida que cambia la posición de nivel de líquido durante la prueba transitoria, la ventana de la señal se moverá correspondientemente. Esto asegura que el programa sólo aplicará la detección algorítmica del nivel de líquido para la parte correcta de los datos a pesar de que podría estar interfiriendo en las señales el anclaje de tuberías u otras obstrucciones. La anchura del margen de error es seleccionado por el operador y puede ser cambiado durante la prueba. Después de haber completado la fase de configuración el programa sigue la prueba automática de adquisición de datos.

Durante la fase de prueba la información sobre el estado actual se visualiza en la figura 3.10. Esto se muestra en la figura siguiente que incluye tanto la presentación tabular y gráfica de los parámetros de prueba y de datos. En la parte superior de la pantalla, la ventana de la izquierda muestra en tiempo real la duración transcurrida de la prueba y el tiempo restante hasta la siguiente medición que se deba realizar. El voltaje de corriente de la batería, el número de puntos de datos registrados y la tabulación de las últimas siete medidas se muestran en las próximas dos ventanas. La ventana de la derecha muestra un menú para el operador para interrumpir el desarrollo normal de la prueba y llevar a cabo cualquiera de las acciones enumeradas.

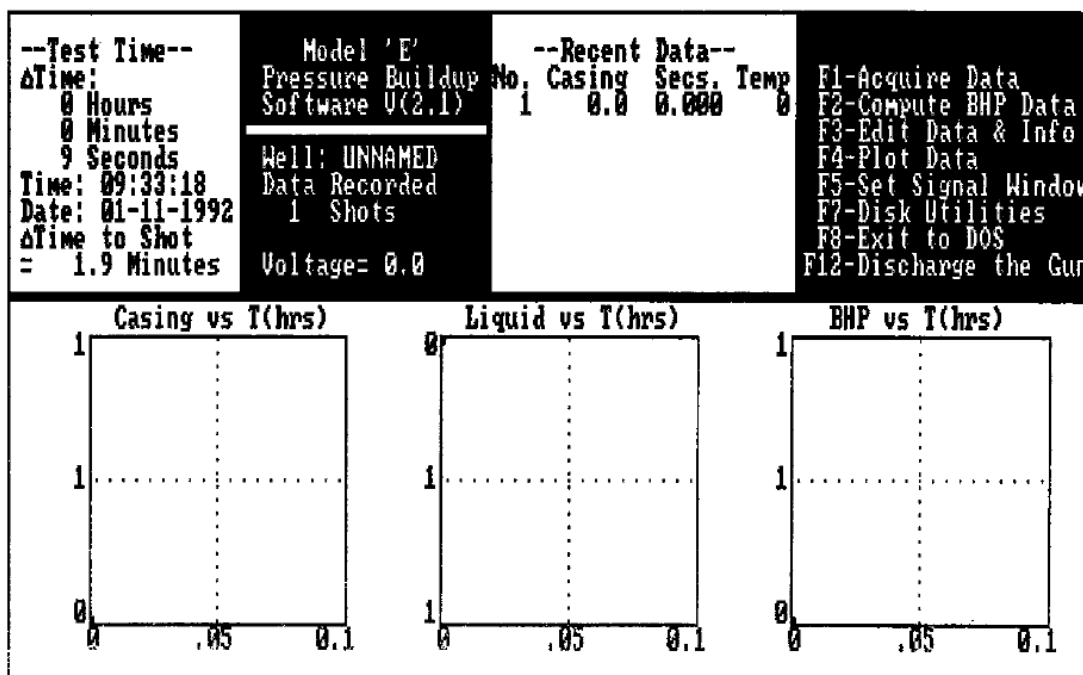


Figura3-10. Pantalla de información del progreso de la prueba transitoria.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

La representación gráfica de la presión de la cabeza del pozo, del nivel de líquido y de la presión de fondo se muestra en la parte inferior de la pantalla. Estos gráficos tienen el propósito de proporcionar alguna medida de control de calidad de la prueba y asegurar la observación del comportamiento esperado de los datos.

3.15 Resultados de pruebas de campo

El sistema automático acústico de presión de fondo ha sido probado en el campo para una gran variedad de situaciones y condiciones ambientales. No han surgido problemas graves y en todos los casos ha sido posible llevar a término las pruebas de pozos.

Los resultados detallados de una prueba de campo se presenta para ilustra la situación de un pozo donde durante el incremento la columna de líquido se elevó a unos 100 pies y la presión en la superficie exhibe un incremento de alrededor de 130 psi.

POZO A

El pozo producía con una presión en la cabeza de 20 psig. En la figura 3.11 se enlistan los datos del pozo.

Well Name: BIT76	Company: UT	Operator: PEN
Formation Depth: 4730 [Ft]		
Average Joint Length: 31 [Ft]	BOPD: 10	BWPD: 1 MCF/D: 2
Surface Temperature: 76 [F]		Bottomhole Temperature: 166 [F]
Bo: 1.2 [Vol/Vol]	uo: 2 [cp]	Oil Gravity: 44 [API]
Bw: 1 [Vol/Vol]	uw: 0.7 [cp]	Water Gravity: 1 [SG]
Bg: 2.33 [RB/MCF]	ug: .011 [cp]	Gas Gravity: 0.75 [SG]
Net Pay(H): 15 [Ft] Porosity: 0.28 [Fraction] Horner Time(tp): 300 [Hrs]		
Total Compressibility(ct): 376 [1E-6]		Drainage Area: 20 [Acres]
Wellbore Radius[Ft]: 0.5		
Casing, ID: 7 [Inches]	Tubing, OD: 2.5 [Inches]	

Figura3-11. Pantalla de datos del pozo A.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

La figura 3.12 muestra el aumento de presión en el casing como función del tiempo para la prueba de incremento con duración de 166 horas. La tasa de aumento de la presión disminuye con el tiempo y el cambio global de la presión en el casing corresponde a 107 psi.

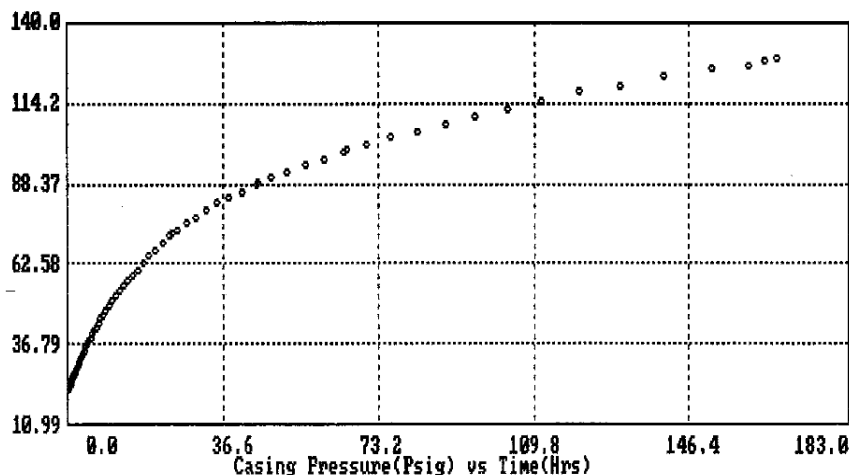


Figura3-12. Presión en la cabeza del pozo como función del tiempo, pozo A.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

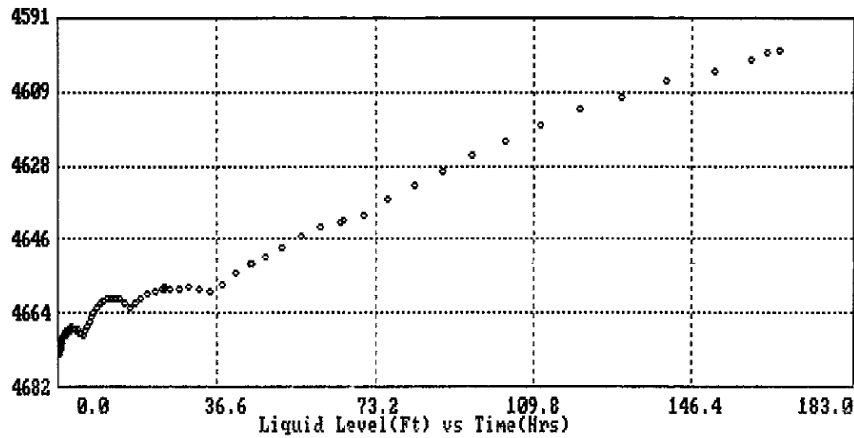


Figura3-13. Medición de la posición del nivel de líquido como función del tiempo, pozo A.
 Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

La figura 3.13 muestra la variación correspondiente del nivel líquido que se eleva uniformemente de una profundidad de 4674 pies a una profundidad de 4589 pies. Esta profundidad se calcula en base en la medición del tiempo de viaje al nivel de líquido y la velocidad acústica del gas en el espacio anular. Como la presión del casing cambia con el tiempo, la velocidad acústica también cambia. Esto se ve en la figura 3.14, donde la frecuencia dominante de la señal correspondiente a las reflexiones de cuello (juntas/segundo) se representa gráficamente como una función del tiempo. Teniendo en cuenta la distancia media entre los collares para ser constante, esta frecuencia corresponde a la variación en la velocidad acústica durante la prueba. Note que la curva es más suave y paralela a la variación de presión de la cabeza del casing. Se pueden observar dos puntos que no caen en la tendencia general. Estos puntos se conocen como datos incorrectos debido al mal funcionamiento del hardware y no están incluidos en los cálculos.

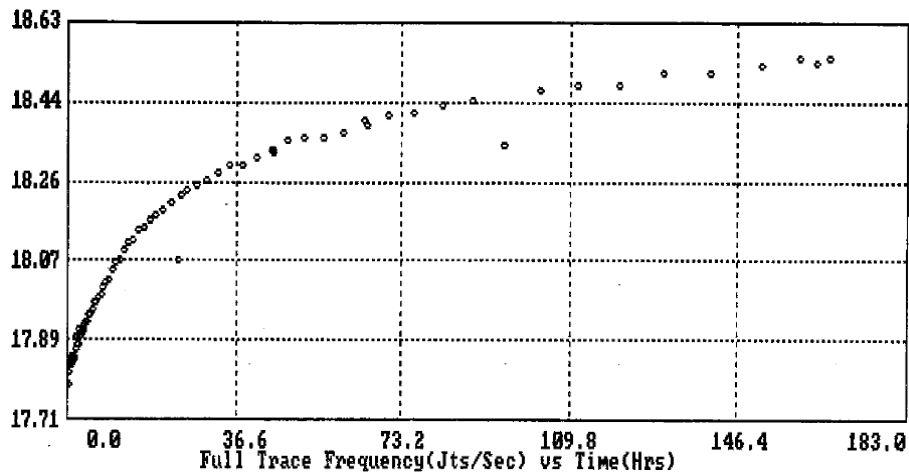


Figura3-14. Frecuencia de la señal acústica de reflexiones de cuello contra el tiempo, pozo A.
 Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

El nivel de líquido y los datos de presión del casing se combinan en el cálculo de la variación de la presión de fondo durante el incremento, que se presenta en la figura 3.15.

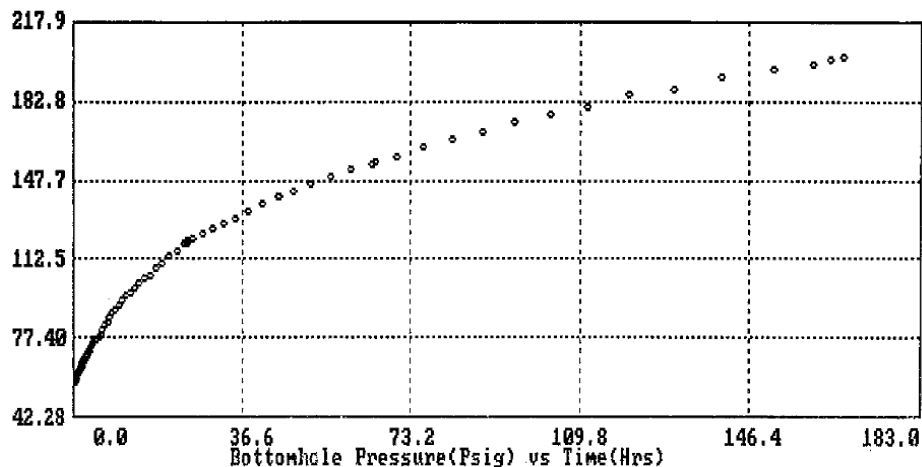


Figura3-15. Presión de fondo vs. tiempo, pozo A.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

El programa permite exportar estos datos de presión de fondo de pozo como función del tiempo a un archivo que se puede añadir a programas de análisis transitorios que se disponen comercialmente.

También proporciona medios para el análisis de los datos así como para asegurar que la prueba dará la información necesaria para analizar el rendimiento del pozo.

Las figuras 3.16 y 3.17 muestran el análisis del gráfico MDH y de Horner respectivamente, se seleccionan datos dentro de una ventana rectangular y se ajusta una línea de mínimos cuadrados para los datos.

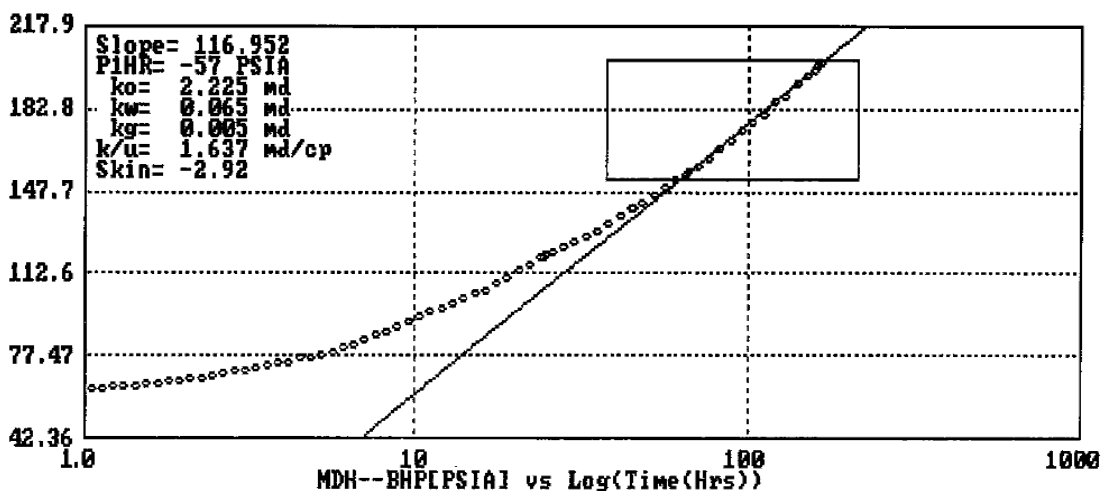


Figura3-16. Presión vs. logaritmo del tiempo.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

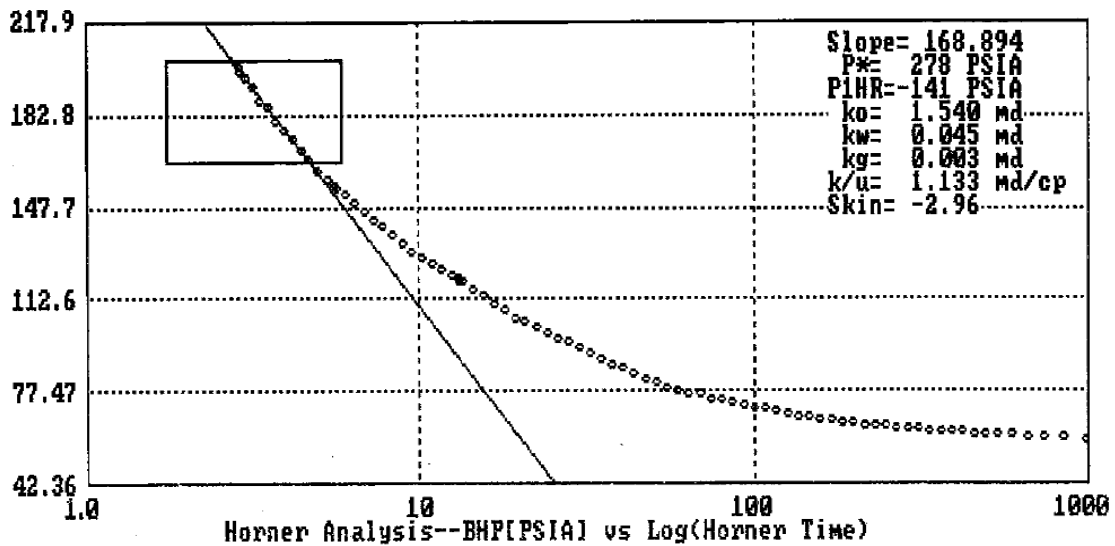


Figura3-17. Prueba del pozo A - análisis del gráfico de Horner.

Fuente: SPE, 23980, "Pressure transient digital data acquisition and analysis from acoustic echometric surveys in pumping wells".

3.16 Conclusiones

La adquisición digital de datos de incremento de presión y un sistema de procesamiento de datos se ha desarrollado, se usa un instrumento acústico de nivel de líquido para determinar la distribución de fluido en el espacio anular. Es posible realizar las operaciones sin vigilancia mediante el uso de una microcomputadora portátil para controlar el progreso de la prueba de acuerdo con un programa predefinido que registrar los datos y presenta la información al operador, en tiempo real durante la prueba.

El sistema tiene la ventaja de proporcionar, en el campo, información instantánea sobre el progreso de la prueba de presión transitoria de modo que el operador puede decidir sobre tomar acciones que mejoren el curso para asegurar que la prueba dará información precisa y completa. Los análisis preliminares realizados en el sitio del pozo se pueden seguir analizando detalladamente mediante la exportación de los datos a otro software de análisis.

El método acústico para la adquisición de datos de presión en pozos es la mejor alternativa tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Los datos adquiridos mediante el método acústico tienen la resolución y la calidad necesaria para el análisis transitorio de presión utilizando la tecnología existente.

El uso del ecómetro para la estimación de variables resulto ser de gran interés por el bajo costo requerido y por la disposición actual de sistemas de adquisición de datos.

4. CASO DE ESTUDIO

4.1 Activo integral Samaria-Luna

4.1.1 Ubicación

El activo se localiza en la carretera Villahermosa-Cunduacán, a 25 km; entre los poblados Ejido Ceiba 1a. sección y Gregorio Méndez, Municipio de Cunduacán, Tabasco a 11 km aproximados de la cabecera municipal.

Su ubicación respecto al resto de los activos de la Región Sur es la siguiente: al este de Bellota-Jujo, al norte de Muspac y al oeste de Macuspana.



Figura4-1. Ubicación respecto a activos integrales de la Región Sur.
Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

Se ubica geológicamente en la provincia denominada Cuencas Terciarias del Sureste. El activo se encuentra en la cuenca de Pilar Reforma Akal el cual está limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate-Barrancas y la falla Topén-Níspero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán.

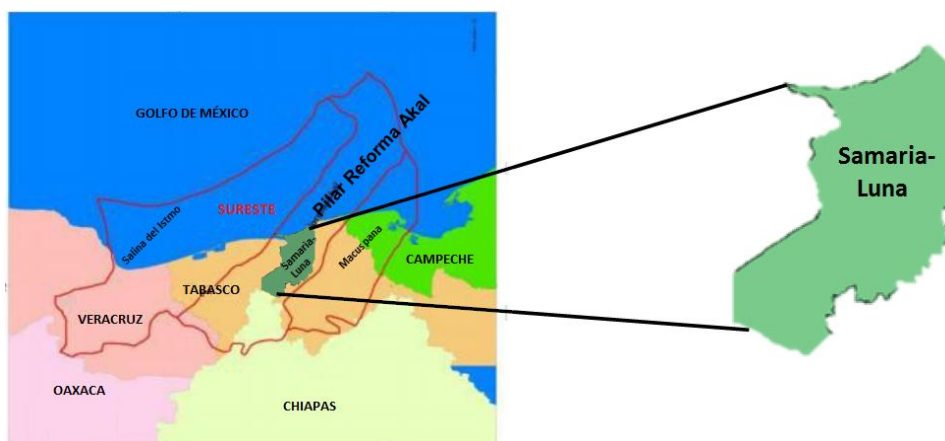


Figura4-2. Ubicación activo integral – Cuenca.
Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

4.2 Antecedentes

Está integrado por tres proyectos: Antonio J. Bermúdez, Delta de Grijalva y Samaria Somero. Los principales campos son: Samaria, Íride, Cunduacán, Oxiacaque, Luna, Sen, Pijije, Tizób y Terra.

Se han perforado cerca de 642 pozos, siendo productores 205, mientras que 199 se encuentran cerrados. Cuenta con 12 instalaciones de producción: 8 baterías de separación, 2 estaciones de producción, 1 central de almacenamiento y bombeo y 1 planta de deshidratación.

Cabe mencionar que la mayoría de los pozos operan con sistemas artificiales de producción. Se explota una gran variedad de crudos, desde el superligero ($>39^\circ$ API), el ligero ($31.1 - 39^\circ$ API), el mediano ($22.3 - 31.1$), el pesado ($10 - 22.3^\circ$ API) y el extrapesado ($<10^\circ$ API).

De los tres proyectos que integran el Activo Integral Samaria-Luna el que será tema de estudio es el proyecto Samaria Somero ya que es el que incluye yacimientos de crudo pesado y extrapesado.

4.3 Proyecto integral Samaria Somero

Se localiza a 20 km Noroeste de Villahermosa, Tabasco, se compone de los campos Samaria, Íride, Carrizo, Platanal.

- Su producción inició en 1960 con el pozo Samaria 2 (94 bpd, 15° API).
- Pozos perforados: 110 (71 en la nueva etapa).
- Pozos operando: 70 (59 de crudo pesado y 11 de crudo extrapesado).

Fue descubierto en el año de 1960 con la perforación y terminación del pozo Samaria-02, el cual mostró presencia de agua en los horizontes inferiores y aceite pesado en los horizontes superiores, por lo que no se puso en producción y se taponó.

DATOS GENERALES DEL CAMPO SAMARIA	
Edad	Neógeno
Formaciones del Somero	Paraje Solo y Filisola
Pozo Descubridor	Samaria-02 (1960)
Profundidad	1,100-2,200 m
Mecanismos de Producción	Expansión Roca-Fluido Empuje hidráulico

Tabla 4-1. Datos generales del campo Samaria.

Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

4.4 Origen geológico

El activo geológicamente se ubica en la provincia Cuencas Terciarias del Sureste. Pertenece a la cuenca de Comalcalco-Reforma Akal, la cual es de tipo marginal pasiva. La tectónica está estrechamente relacionada a dos eventos, la orogenia chiapaneca (Mioceno) que como resultado ocasiono intrusiones de sal, depósitos deltaicos, depósitos turbidíticos, domilitización de las secuencias carbonatadas (mesozoicas) y arenas de barrera. El otro evento fue la orogenia Laramide a finales del mesozoico la cual origino un plegamiento NW-SE de rocas carbonatadas.

4.5 Sistema petrolero

AISL se ubica en el sistema petrolero Tithoniano-Kimmeridgiano-Cretácico-Paleógeno-Neógeno.

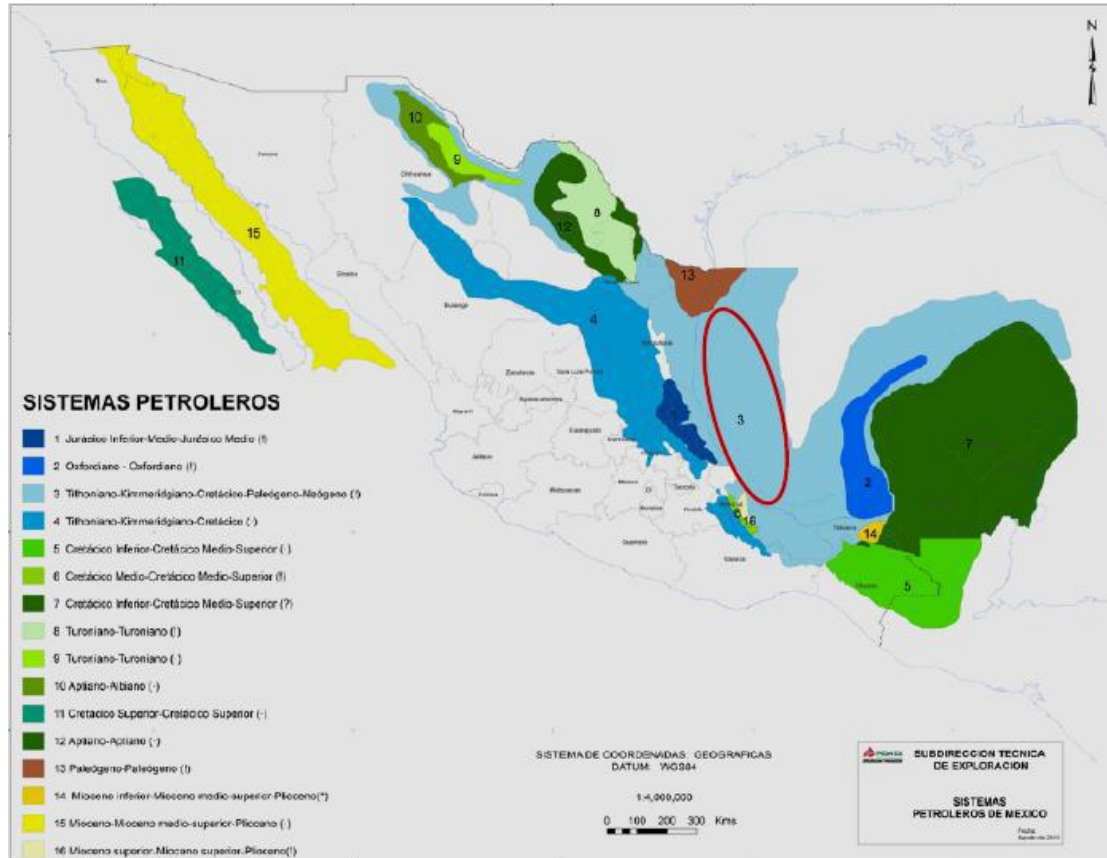


Figura4-3. Sistema petrolero.

Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

Sistema petrolero a grandes rasgos: las rocas generadoras son lutitas y calizas arcillosas del Tithoniano de ambientes que varían de rampa externa a cuenca con materia orgánica ligno-húmica a amorfa-sapropélica. Estas rocas son precursoras de aceites extra pesados hasta gas seco de acuerdo a la evolución geológica de las provincias en las que se encuentra.

Las rocas almacenadoras principales consisten de rocas carbonatadas mesozoicas y siliciclásticas cenozoicas.

4.6 Perfil litológico

En esta provincia existen estilos estructurales sobrepuestos: el primero se caracteriza por un estilo de bloques rotados, fallados y Salt rollers de edad Jurásico Tardío-Cretácico Temprano y se localiza en el borde oriental marino del pilar; el segundo está relacionado a compresión de la cubierta sedimentaria de edad Mioceno medio-Tardío y se muestra como una cobijadura en el Alto de Jalpa; el tercero y más importante está representado por pliegues y cabalgaduras orientados noroeste-sureste convergencia al noreste de edad Mioceno Medio-Tardío, que despegan en horizontes arcillosos y evaporíticos del Oxfordiano y Calloviano, que afectan rocas mesozoicas, del

CASO DE ESTUDIO

Paleógeno y del Mioceno temprano-Medio; y el último identificado en el Neógeno, corresponde a un estilo de fallas lístricas con caída a Noroeste, que despegan en el límite Oligoceno-Mioceno.

4.7 Columna litológica

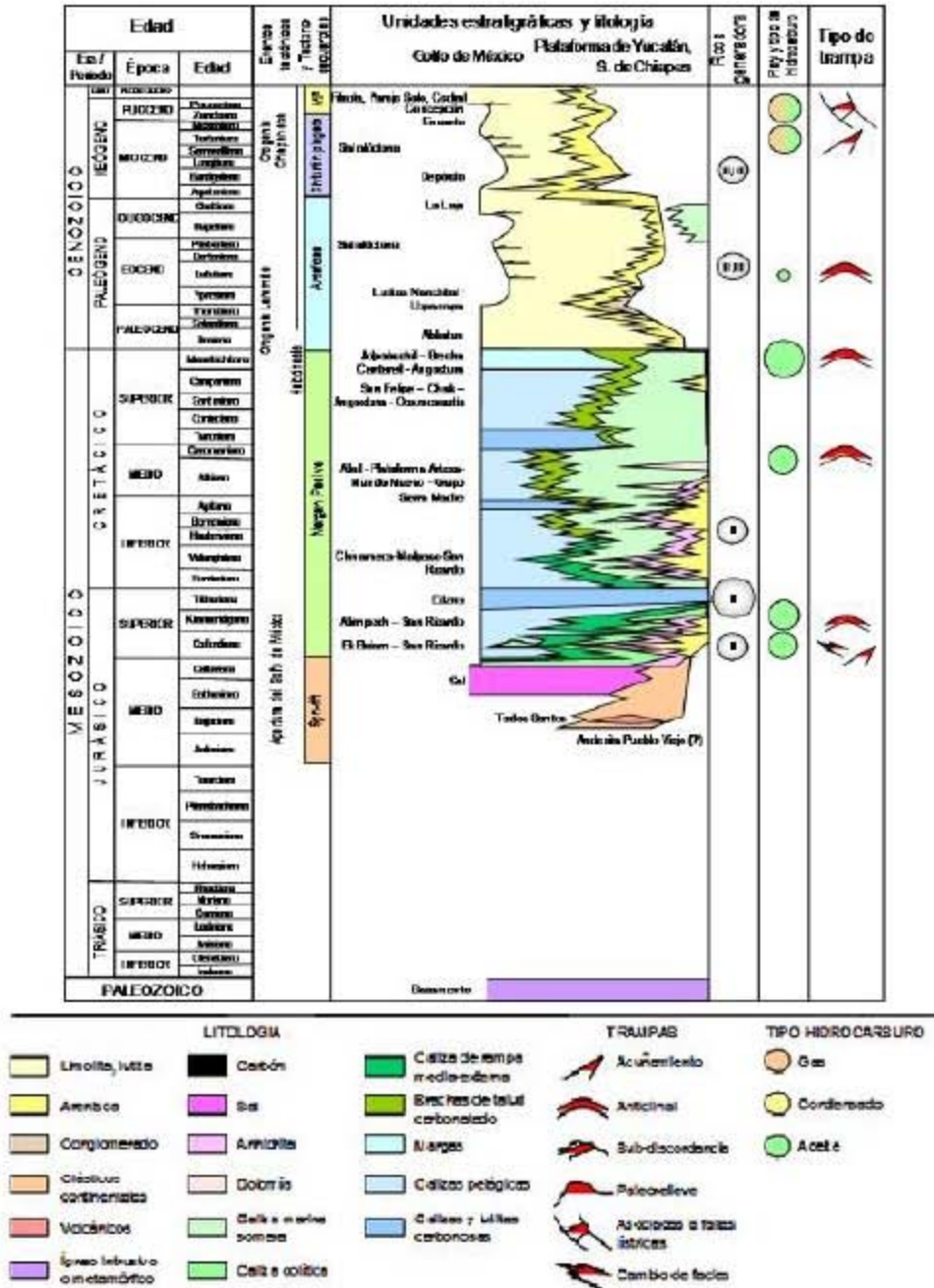


Figura4-4. Columna litológica.

Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

4.8 Migración del hidrocarburo

Se tienen estudios de que el hidrocarburo se generó en el Jurásico Tardío (Tithoniano) en rocas calizas-arcillosas y lutitas calcáreas, en esta edad geológica se presentaron unas fallas provocadas por la fracturación de la Pangea, para migrar hacia las formaciones marinas, a partir del cretácico temprano se gestó el almacén de hidrocarburo presentando una secuencia litológica de Mudstone-Wackestone con lutitas preferentemente rocas almacén presentes en este activo integral.

4.9 Tipo de rocas

Se comprende que el activo Integral Samaria Luna pertenece al sistema petrolero número tres, por lo tanto se puede correlacionar la evidencia en el estudio geológico con este activo.

4.10 Roca generadora

Rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano: calizas arcillosas y lutitas calcáreas.

- Porosidad efectiva: 1 a 11%
- Permeabilidad: 0.3 a 16 mD

La principal roca generadora en la Provincia Petrolera Sureste corresponde al Jurásico Superior Tithoniano. Las rocas del Tithoniano están constituidas de calizas arcillosas y lutitas calcáreas las cuales son las responsables de la generación de los hidrocarburos almacenados en diferentes niveles estratigráficos como lo son el Kimmeridgiano, Cretácico, Eoceno, Mioceno y Plioceno, esto está claramente comprobado por la correlación positiva de los biomarcadores entre los extractos de roca generadora y los fluidos, por lo que los sistemas petroleros asociados a esta fuente de generación han sido clasificados como conocidos.

Durante el Tithoniano se manifiesta una marcada elevación generalizada del nivel del mar o fase de inundación, por lo que se desarrolla el depósito de una secuencia arcillo-calcárea; prevaleciendo las condiciones para la formación de capas de lutitas negras carbonatadas con importantes cantidades de materia orgánica. En estas condiciones, los ambientes sedimentarios fueron profundos y adecuados para la preservación de los materiales orgánicos depositados. Las rocas del Tithoniano reflejan una evolución de condiciones de rampa interna a rampa externa y cuenca, estableciéndose condiciones favorables para la preservación de la materia orgánica, relacionadas con una transgresión marina.

4.11 Roca almacenadora

Por lo que se conoce de esta provincia petrolera se puede deducir que las rocas almacén o productoras del sistema, son roca del Cretácico Medio Albiano, está constituida por Mudstone-Wackestone de foraminíferos y dolomías micro-cristalinas, fracturadas, con laminaciones y estilolitas y en el Cenomaniano por Mudstone-Wackestone arcilloso, fracturado, con intercalaciones de lutita arenosa y limosa con abundantes foraminíferos planctónicos. La porosidad varía de 2 a 8% llegando a ser de hasta 16% y los espesores varían de 25 a 500 m. La permeabilidad se encuentra favorecida por fracturamiento tectónico. Dicha permeabilidad varía entre 5 a 200 milidarcys. Las rocas del Cretácico Medio corresponden principalmente a depósitos de ambientes de plataforma, talud y cuenca. En grandes extensiones del área, las calizas de esta edad se encuentran dolomitizadas, especialmente en las zonas donde se interpreta la presencia de los ambientes de talud y cuenca.

4.12 Roca sello

La roca sello en el proyecto Samaria Somero corresponde a estratos de lutitas intercaladas por cuerpos lenticulares arenosos que conforman la roca almacén. Las lutitas ejercen la función de roca sello en cada cuerpo arenoso presente en este proyecto.

4.13 Tipos de kerógeno

El material orgánico es amorfo derivado del rompimiento mecánico y bacterial de una mezcla de animales y plantas unicelulares marinos, que la clasifican como de kerógeno de tipo II, por lo cual este kerógeno es propenso a generar petróleo aromático intermedio alto en azufre y nafténicos, pero genera más gas que el kerógeno tipo I y en este caso, al ser calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Tithoniano del Golfo de México, presenta una secuencia ideal para hacer el modelado de una roca marina con contenidos de materia orgánica marina rica en compuestos de azufre.

4.14 Trampa estructural

El AISL presenta trampas estratigráficas y estructurales como los anticlinales con fallas inversas y normales. En el proyecto Samaria Somero las lentes de arenisca poco consolidadas actúan como trampas.

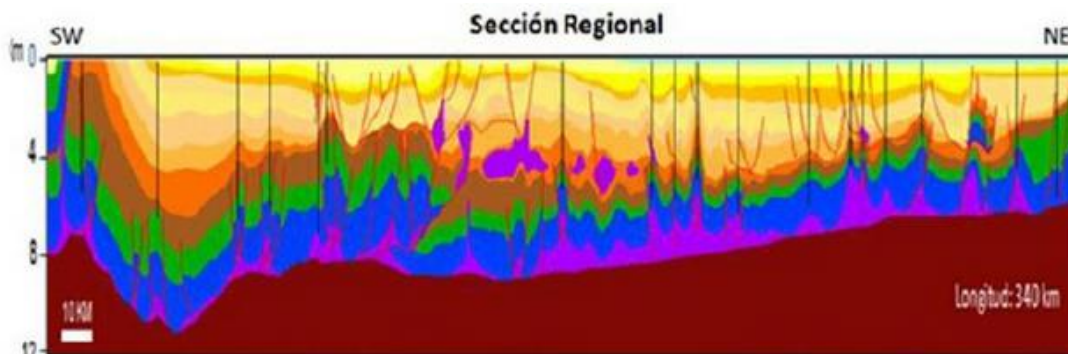


Figura4-5. Sección regional.

Fuente: Activo integral Samaria-Luna, Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes.

4.15 Producción

La producción en el activo ha ido aumentando gracias a la inversión en el desarrollo de métodos de recuperación secundaria y mejorada, en pozos que mostraban un declive en su producción a principios de 2003. Los niveles de producción se han incrementado al punto de que este activo aporta cerca del 50% de la producción de la región sur.

La producción promedio diaria es de 200 mil barriles de hidrocarburo, generando ganancias cerca de los 95 mil millones de pesos anuales. Considerables desde el punto de vista en el cual la producción estimada por barril es de 4 dólares.

El activo integral percibe un presupuesto de los egresos de la nación para que pueda administrar sus gastos e inversiones en mantenimiento y desarrollo de las instalaciones. Este presupuesto es alrededor del 15% de las ganancias que el Activo Samaria Luna aporta a la Federación.

4.16 Reactivación del desarrollo del campo Samaria

En 2007 inició la reactivación del desarrollo del Campo Samaria incrementando la producción de 500 a 14,000 bpd.

Etapa 1 (1964 – 1976) 20 pozos

- Desarrollo inicial
- Producción máxima 2.8 mbpd

Etapa 2 (1977 – 1979)

- Descubrimiento del Mesozoico
- Cierre del Campo

Etapa 3 (1980 – 2006) 17 pozos

- Reparación de pozos
- Picos de hasta 2.9 MBPD
- Fuerte declinación por agua
- Mantenimiento de pozos

Etapa 4 (2007 - 2012)

- Perforación de 71 pozos
- 74 reparaciones mayores
- SAP y mejoradores de flujo
- Inyección de vapor a partir de 2009
- Más de 20,000 bpd a dic-2012

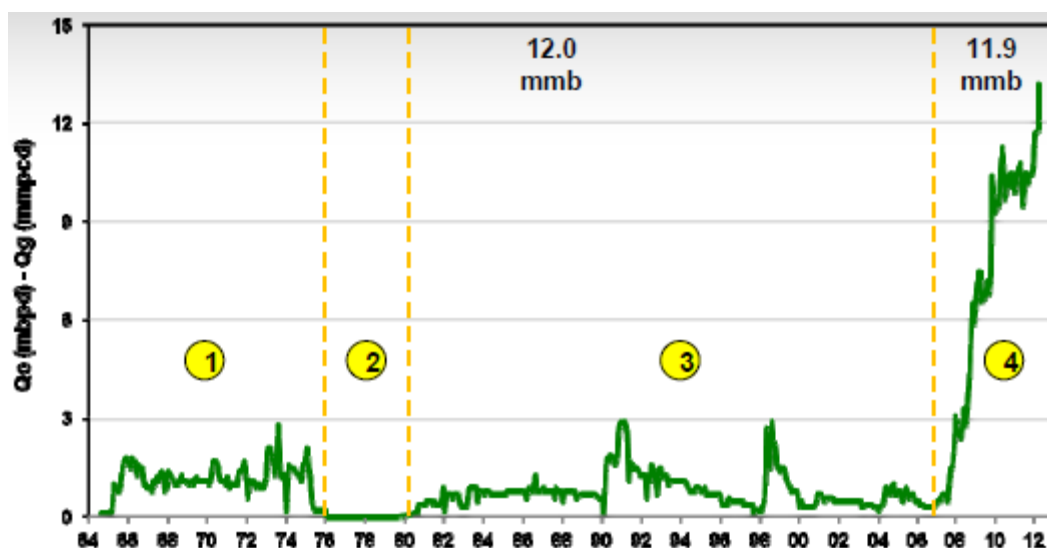


Figura4-6. Histórico de producción del campo Samaria.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

CASO DE ESTUDIO

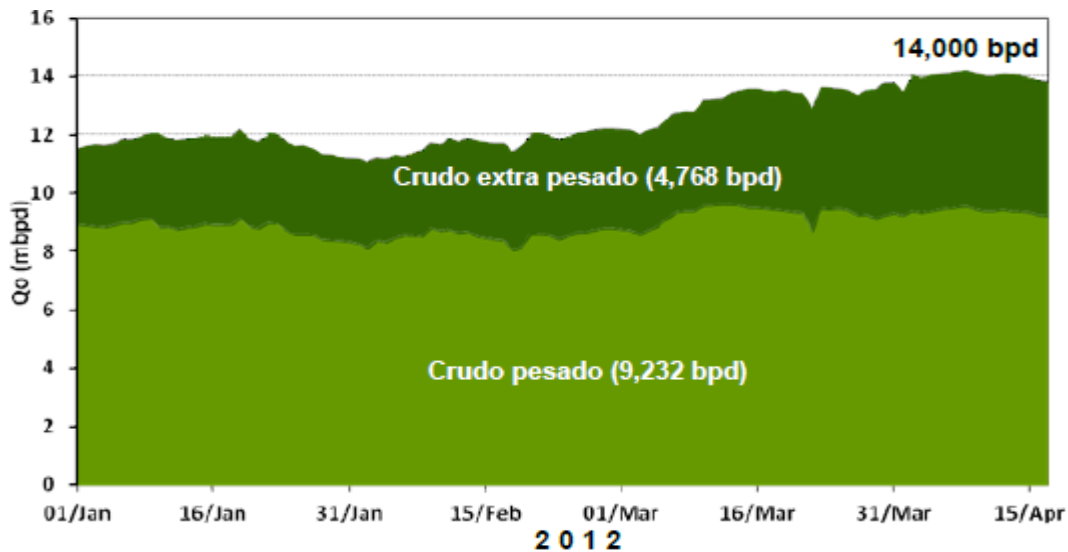


Figura 4-7. Producción de aceite del campo Samaria en 2012.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

La extracción de crudo extra pesado en el Campo Samaria se realiza mediante la inyección alternada de vapor.

GENERALES		
	Extra pesado	Pesado
Área (km ²)	7.9	4.4
Pini. (kg/cm ²)	97	200 – 150
Pact. (kg/cm ²)	97	170 – 120
Psat. (kg/cm ²)	84	105
Tyac. (°C)	45 – 47	60 – 80
Profundidad (mbNM)	600 – 900	1,100 – 2,200
Tipo de empuje	Expansión de roca – fluidos	Expansión de roca – fluidos, Empuje hidráulico

Tabla 4-2. Datos generales del campo Samaria.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

PETROFÍSICAS		
	Extra pesado	Pesado
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo, Filisola
Espesor bruto (m)	300 – 500	400 – 600
Espesor neto (m)	120 – 150	150 – 200
Porosidad (%)	20 – 40	20 – 40

Saturación de agua (%)	10 – 20	10 – 30
Permeabilidad (mD)	3,000 – 3,500	400 – 4,000

Tabla 4-3. Datos petrofísicos del campo Samaria.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

FLUIDOS		
	Extra pesado	Pesado
Tipo de fluido	Extrapesado	Aceite Pesado y Mediano
Viscosidad (cp)	6,000 – 45,000	200 – 2,000
Densidad del aceite (°API)	5 – 10	12 – 18
RGA (m ³ /m ³)	1 – 10	60 – 120

Tabla 4-4. Datos de los fluidos del campo Samaria.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

La acción de acelerar el desarrollo de los yacimientos ha sido el factor clave para el crecimiento de la producción de crudo pesado. En el año 2011 se comenzó un desarrollo intenso para obtener aceite pesado y extrapesado de 63 pozos.

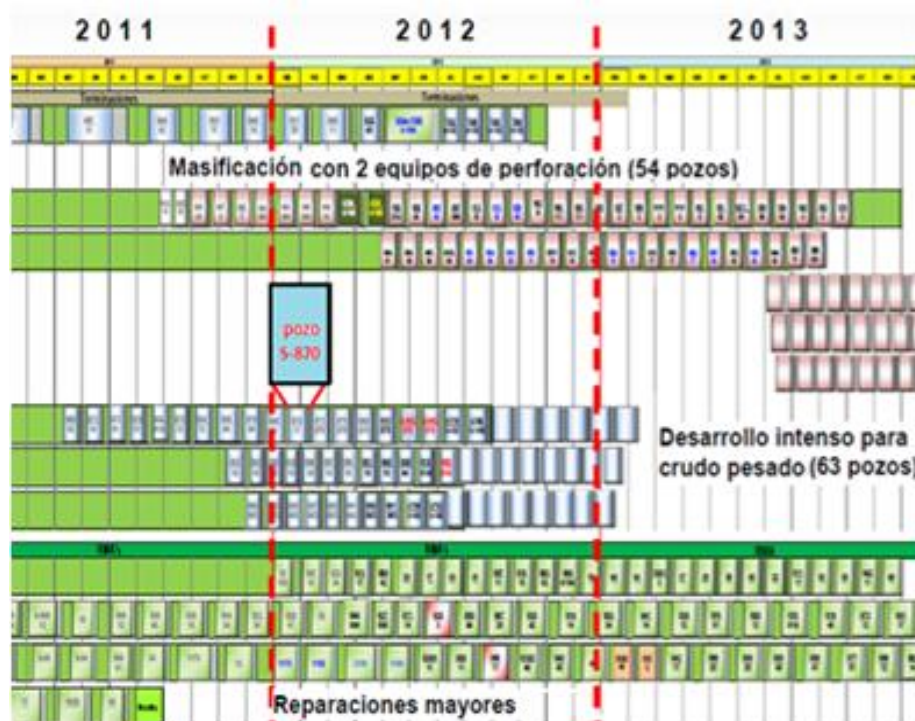


Figura4-8. Calendario del desarrollo del campo Samaria.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

CASO DE ESTUDIO

4.17 Pozo 870

El pozo 870, operando originalmente con BN, contaba con una producción aproximada de 87 bpd, con un corte de agua del 30%. Se re-circuló gas y el pozo se cerró para tomar la información que se presentará más adelante.

DATOS DEL POZO	
Activo:	Samaria - Luna
Campo/Pozo:	Samaria 870
País:	México
Municipio/Estado:	Tabasco
Estado del pozo:	Cerrado
Tipo de pozo:	Terrestre
Diámetro de la Tubería:	3 ½"
Camisa:	3 ½" – 1528 m
Empacador:	7" – 1538 m
Extremo:	3 ½" – 1550 m
Disparos:	1582 – 1590 m 1600 – 1607 m

Tabla 4-5. Datos del Pozo 870.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

POZO 870, % AGUA Y SEDIMENTOS		
Número de Análisis	1	2
Fecha de muestreo	11 – marzo – 2012	25 – febrero – 2013
Hora de muestreo	09:00	11:25
% Sedimentos	0	0
% Agua libre	11	40
% Emulsión	0	0
% Aceite	89	60
% Total	100	100

Tabla 4-6. Pozo 870, % agua y sedimentos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

PARÁMETROS DEL POZO 870	
r_w (pulgadas)	3 1/2
Densidad del aceite (°API)	15 °API
B_o	1.02
Compresibilidad $\times 10^{-6}$ (kg/cm ²)	106.23
Profundidad de la sonda(metros)	1528
T_y (°F)	149
Gasto o Producción (bpd)	87
Porosidad (fracción)	0.20 – 0.38
Viscosidad @ T y P yacimiento (cp)	179.356
Permeabilidad (Darcy)	1 – 6
Espesor neto (metros)	120 – 150

Tabla 4-7. Parámetros del Pozo 870.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

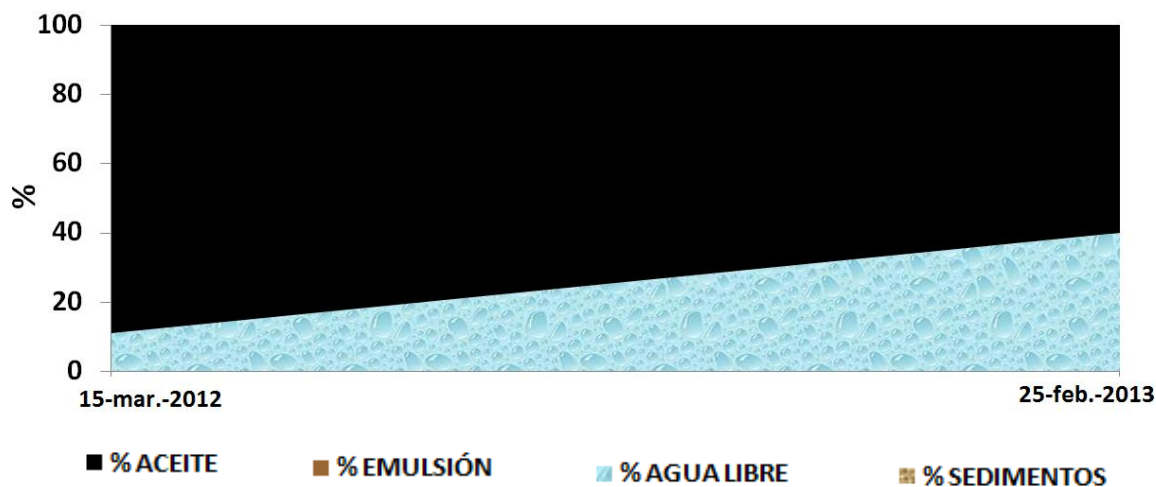


Figura4-9. Pozo 870, % agua y sedimentos.

Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

4.18 Planteamiento del caso de estudio

En este capítulo se pretende demostrar que el ecómetro puede ser una herramienta eficaz para realizar la caracterización dinámica de un yacimiento de crudo pesado de 15° API, en este caso el yacimiento se encuentra ubicado en el campo Samaria con las propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos y con el estado mecánico del pozo 870, todas mostradas anteriormente.

CASO DE ESTUDIO

Este planteamiento nos permite utilizar el ecómetro haciendo mediciones acústicas a varias profundidades para determinar el nivel dinámico del pozo, posteriormente con ayuda de un software integrado especializado llamado TWM (Total Well Management) se introducen los datos de propiedades de los fluidos, las propiedades petrofísicas, diámetros de las tuberías, ángulo de desviación del pozo, presión de fondo estática, profundidad de la formación, presiones superficiales de las tuberías de producción y de revestimiento, Temperaturas (de fondo y superficial) y condiciones estándar. Todo esto con el fin de programar la forma en que se realizarán los disparos con el ecómetro en el pozo a una determinada profundidad, considerando si el pozo está cerrado o fluyendo, así como el estado mecánico del mismo.

La forma en que funciona el ecómetro es simple, pues se trata de un registro Sonolog que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, permite determinar el nivel del líquido dentro del pozo. Para posteriormente por medio del software obtener el valor de la presión de fondo fluyendo a la profundidad total del pozo.

Su importancia radica en que podemos obtener valores de presión de fondo a nivel de superficie sin necesidad de introducir una sonda registradora de presión a una determinada profundidad a través de la tubería de producción, ya que al tratarse de crudos pesados, puede ser difícil el manejo y uso de una sonda registradora de presión debido a las propiedades del crudo pesado, específicamente su viscosidad, que puede dificultar el desplazamiento de la sonda a través de la tubería de producción. También se recomienda usar cuando el diámetro de la tubería de producción es muy reducido y es imposible introducir sondas que registren la presión de fondo del pozo o cuando se tratan de formaciones poco consolidadas para evitar que la sonda quede atascada en el pozo. Para que este método sea válido se recomienda realizar las mediciones con el ecómetro de forma continua a lo largo de un determinado tiempo para obtener varios valores de presión y poder trabajar con ellos con el procedimiento conocido para interpretar las pruebas de presión.

En este caso de estudio, los datos de las pruebas realizadas en el campo Samaria con el ecómetro se realizaron de forma intermitente para ciertos días. Cada día se realizaron varios disparos a diferentes tiempos y el ecómetro registraba valores de nivel dinámico y posteriormente el valor de la presión de fondo del pozo.

Es importante mencionar que el pozo 870 originalmente estaba operando por medio de un bombeo neumático, con una producción de 87 bpd, con un corte de agua del 30%, luego se recirculó gas y se cerró el pozo para tomar la información obtenida con el ecómetro.

Otro aspecto a considerar es que los ecómetros o registros acústicos se tomaron por TP de manera intermitente (es decir no de forma continua). A la vez que se bajó la sonda de presión. Por tal motivo se presenta una comparación entre los valores de presión obtenidos por medio del ecómetro a la profundidad total del pozo (1897 m) y los que registro la sonda a una profundidad a la que se colocó (1528 m).

Es claro que esta diferencia de profundidades a las que se obtuvieron los respectivos valores de presiones nos generará una diferencia de presiones. Ese D_p que se obtenga de la diferencia de valores obtenidos con el ecómetro y los valores registrados con la sonda, deberá coincidir con el D_p teórico calculado considerando las diferencia de profundidades y la gravedad específica del crudo pesado. En el caso de que los valores de D_p coincidan, esto significa que el ecómetro efectivamente es una herramienta confiable para determinar valores de presión de fondo del pozo y se procederá a realizar las mediciones con el ecómetro de forma continua para obtener los suficientes valores de

presión de fondo del pozo, analizar los datos e interpretar una prueba de presión para realizar la caracterización dinámica del yacimiento de crudo pesado y obtener los parámetros del yacimiento.

Para fines prácticos solo nos limitamos a realizar una comparación entre los valores de presión obtenidos con el ecómetro y los valores registrados con la sonda, para así fundamentar si es recomendable o no usar el ecómetro como una herramienta para realizar la caracterización dinámica de yacimientos de crudo pesado, cuando no es posible realizar las mediciones con la sonda y obtener los valores de presión de fondo del pozo de forma indirecta desde la superficie con ayuda del ecómetro.

Finalmente presentamos el análisis, interpretación y resultados obtenidos de una prueba de incremento de presión que se realizó con los datos que registró la sonda.

4.19 Bitácora

GENERALIDADES DEL POZO 870 Y SU ESTADO MECÁNICO				
El pozo 870 cuenta con un radio de pozo de 3 ½”.				
La profundidad total del pozo es de 1897 m.				
La profundidad a la que se colocó la sonda es de 1528 m.				
Un empacador hidráulico recuperable para una TR 7” a la profundidad de 1538.49 m				
TR 13 3/8 “	30 m	Grado J-55	Conexión BCN	Peso 54.5 lb/ft
TR 13 3/8 “	512 m	Grado J-55	Conexión BCN	Peso 36 lb/ft
TR 7 “	1897 m	Grado N-80	Conexión BCN	Peso 29 lb/ft
Estado del pozo: cerrado				
Pozo terrestre				
Camisa 3 ½ “ a 1528 m				
Diámetro de la tubería: 3 ½”				
Formación productora: Paraje solo				
Profundidad programada: 1640 mv- 1896 md				
Rumbo N-53.66°W				
Producción: 87 bpd crudo pesado y corte de agua de 30 %				
00.018 mmpcd de gas				
Profundidad total de la columna geológica: 1646.63 m				
Profundidad desarrollada: 1906 m				
Pozo operando con Bombeo neumático				

Tabla 4-8. Generalidades del pozo 870 y su estado mecánico.

Fuente: Unidad operativa de perforación y mantenimiento de pozos Reforma. Pemex región sur.

CASO DE ESTUDIO

En el siguiente apartado se presenta una descripción de los aspectos técnicos más importantes referentes a la forma en que se llevó a cabo la toma y adquisición de datos con el uso de la sonda registradora de presión y con el ecómetro para determinar los valores de presión de fondo del pozo. Se describen algunos aspectos referentes al estado mecánico del pozo (tabla 4.8) las especificaciones y características de la sonda (tabla 4.9), así como la forma en que se programó el ecómetro para obtener los valores de presión de fondo (tabla 4.10).

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LA SONDA
Capacidad de memoria: 500,000 data set
Temperatura de operación: 0 a 200°C
Resolución: presión 0.01 lb Temperatura 0.01°C
Rangos de presión: 16,000 lb/pg2
Peso: 5.07 lb
Diámetro: 1 ¼" (31.2mm)
Longitud: 9.1 pg

Tabla 4-9. Especificaciones técnicas de la sonda.

Fuente: Base operativa de servicio a pozo. Pemex región sur.

ESPECIFICACIONES DEL ECÓMETRO
Software usado: Total Well Management
Tipo de pulso por explosión
Disparo a través de la tubería de producción
Profundidad de medición: 1897 m
Basado en un registro SonoLog (acústico)
El ecómetro estuvo operando de forma no continua
El diferencial de tiempo entre cada disparo no fue constante
Se recomienda realizar 30 disparos/ciclo

Tabla 4-10. Especificaciones del Ecómetro.

Fuente: Base operativa de servicio a pozo. Pemex región sur.

Con el objetivo de tener los parámetros de manera óptima y mejorar las condiciones de explotación del yacimiento, se efectuó un registro que permitió conocer la presión y temperatura en el fondo del pozo 870. Por lo cual se introdujo una sonda de memoria de alta resolución y se bajó a una profundidad de 1528 m, donde se estacionó durante la prueba para obtener los datos de presión de

fondo del pozo y a su vez se hizo uso del ecómetro de manera intermitente como una alternativa para obtener valores de presión de fondo, pero realizando las mediciones desde la superficie.

BITÁCORA DE LA SONDA		
Día	Hora	Descripción
		Inicialmente el pozo 870 estuvo operando con bombeo neumático.
		Se recirculó gas.
		Se cerró el pozo.
		Se realizó la calibración de la Tp 3/2".
		Se verificó la profundidad de 1528 m en la camisa.
		Se preparó la sonda de memoria y se armó el aparejo.
18/01/13		Inicio de la prueba
18/01/13	17:55:12	Se conectó la batería a la sonda
18/01/13	18:00:12	Se abrió la válvula de sondeo
18/01/13	18:06:32	Se comenzó a bajar la sonda de memoria
18/01/13	18:44:42	La sonda se estacionó a una profundidad de 1528 m
04/02/13	14:52:42	Terminó la estación
04/02/13	14:52:52	Se empezó a recuperar la sonda
04/02/13		Fin de la prueba

Tabla 4-11. Bitácora de la sonda.

Fuente: Base operativa de servicio a pozo. Pemex región sur.

BITÁCORA DEL ECÓMETRO		
Día	Hora	
24/01/13	18:19:31	Disparo 1
24/01/13	18:20:58	Disparo 2
24/01/13	18:29:09	Disparo 3
24/01/13	18:33:52	Disparo 4
24/01/13	18:34:29	Disparo 5
24/01/13	18:36:53	Disparo 6
24/01/13	18:39:16	Disparo 7
25/01/13	13:21:47	Disparo 8
25/01/13	13:29:30	Disparo 9
25/01/13	13:35:18	Disparo 10
25/01/13	13:39:45	Disparo 11

25/01/13	13:41:20	Disparo 12
25/01/13	13:42:52	Disparo 13
25/01/13	13:45:49	Disparo 14
25/01/13	13:48:58	Disparo 15
25/01/13	13:50:21	Disparo 16
25/01/13	13:52:17	Disparo 17
25/01/13	14:00:51	Disparo 18
25/01/13	14:03:14	Disparo 19

Tabla 4-12. Bitácora del Ecómetro.

Fuente: Base operativa de servicio a pozo. Pemex región sur.

4.20 Uso del software TWM para determinar presiones de fondo del pozo

El TWM (Total Well Managment) es el programa empleado por el analizador del pozo para la toma y análisis de pruebas; consiste en una serie de rutinas para la adquisición de datos, análisis y presentación de las diferentes pruebas que pueden realizarse.

A continuación se presenta la metodología que se siguió para cargar los datos en el software TWM, en el cual con base a las propiedades de los fluidos, presiones, temperaturas, desviación del pozo, profundidades y estado mecánico del pozo se programó el modo en que el ecómetro iba a recolectar la información del nivel dinámico del pozo para posteriormente obtener los valores de las presiones de fondo del pozo.

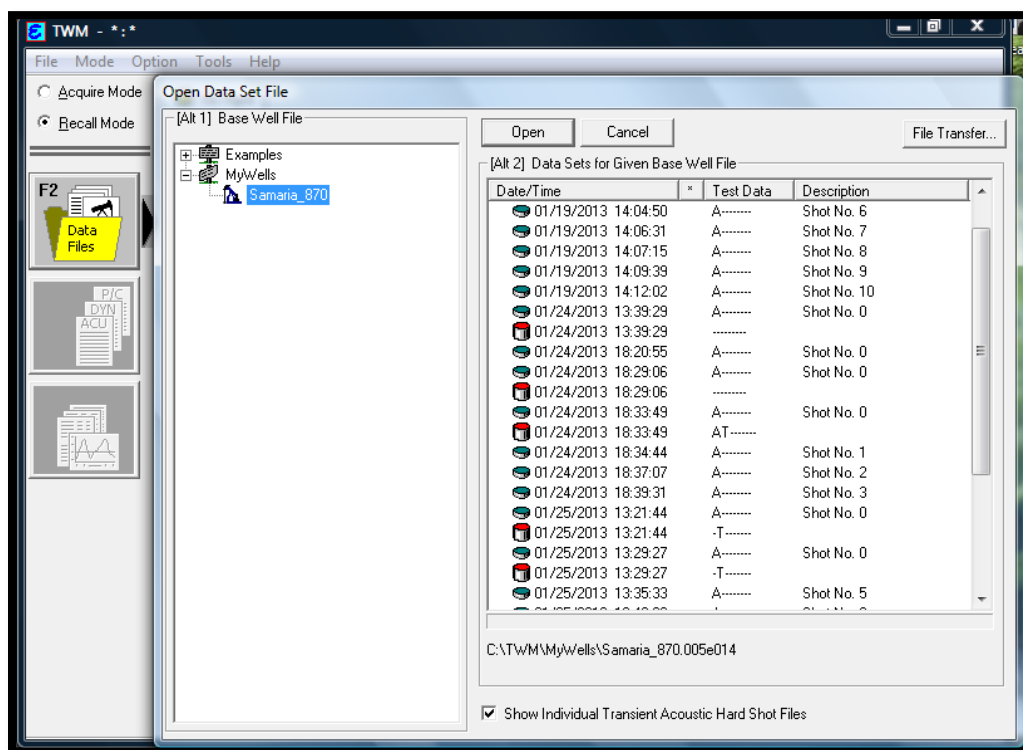


Figura4-10. Opción de iniciación bajo modalidad de llamado (Recall mode).

Fuente: <http://www.echometer.com/>

El TWM tiene dos opciones de iniciación, una modalidad de llamado (Recall Mode) y una modalidad de adquisición (Acquire Mode). La diferencia entre las dos modalidades de iniciación es que la modalidad de llamado (Recall Mode) se emplea para observar los resultados de las pruebas realizadas con anterioridad. Por otro lado, la modalidad de adquisición (Acquire Mode) se emplea para la toma de pruebas en el momento en que se realizan los disparos con la pistola de gas.

Debido a que los datos de la prueba fueron obtenidos de la región Sureste, estos ya se encontraban cargados en el Software, por tal motivo usamos la modalidad de llamado (Recall Mode) para cargar, visualizar los datos, y los resultados de la prueba. En esta modalidad, se observan todos los disparos realizados con la pistola de gas para diferentes tiempos.

CASO DE ESTUDIO

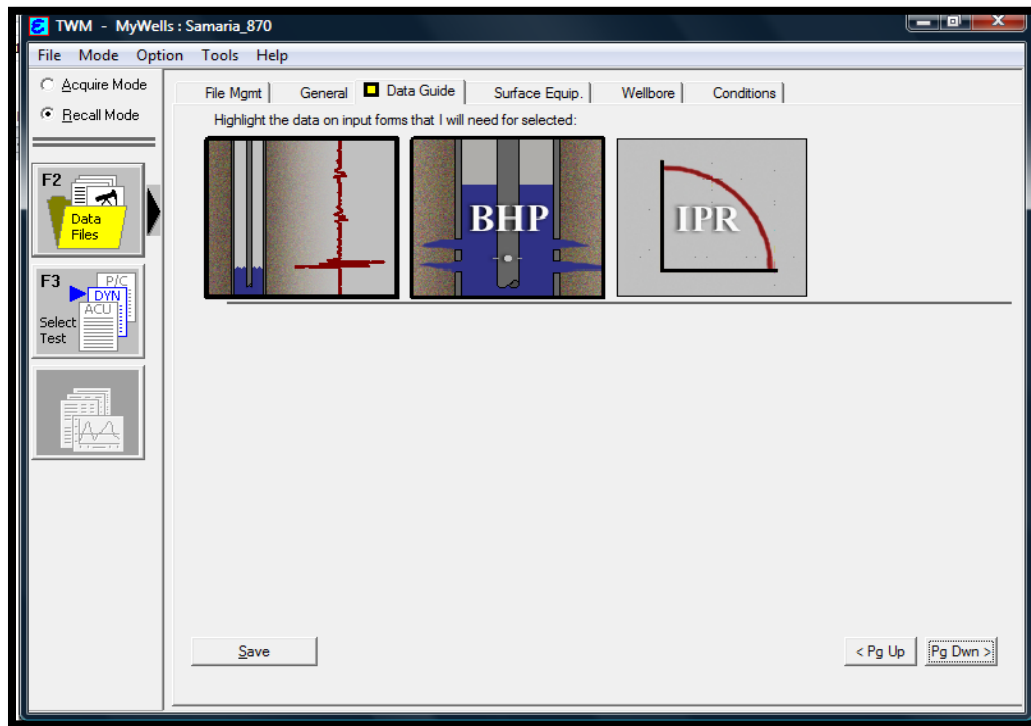


Figura4-11. Carga de datos y selección de resultados.

Fuente: <http://www.echometer.com/>

En la figura 4.11 se puede apreciar la forma en que se encuentra estructurado el software para la visualización de los resultados, es decir ,si queremos determinar el nivel dinámico del aceite, las presiones de fondo del pozo o el índice de comportamiento de afluencia. Del mismo modo se observan diferentes pestañas en las cuales se cargan los datos generales del pozo, del equipo superficial, estado mecánico del pozo, las propiedades de los fluidos, presiones y temperaturas de fondo y de superficie, condiciones estándar, intervalo productor y si cuenta con algún sistema artificial de producción.

Los datos del pozo están divididos en cuatro grupos: General, equipos de superficie, equipo de superficie, pozo y condiciones.

Sección general: identifica el pozo, el usuario y el tipo de pozo.

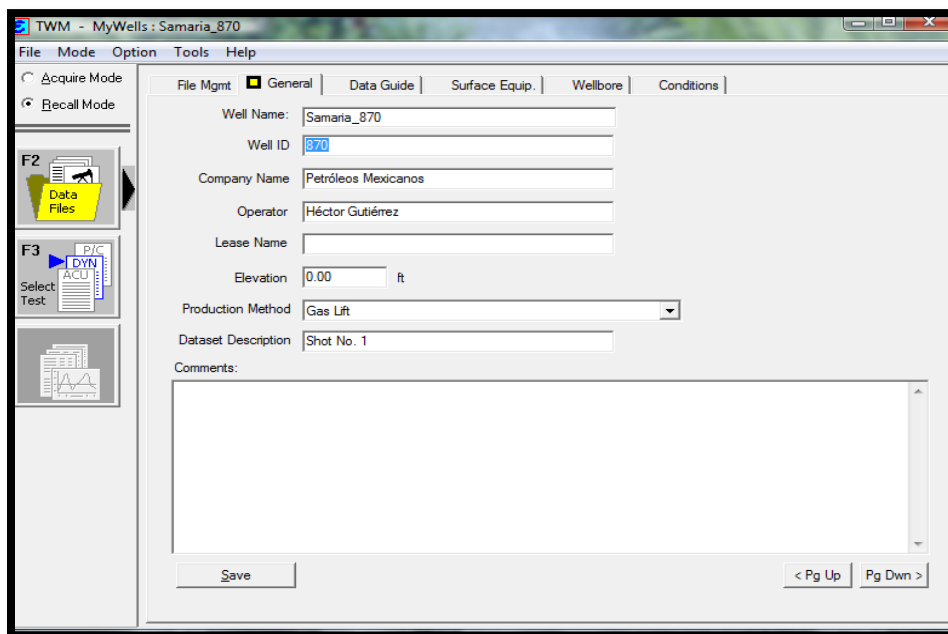


Figura4-12. Sección general.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

Sección de equipo de superficie (Surface equipment): Describe el equipo de superficie del pozo. Los datos se muestran como en la figura 4.13.

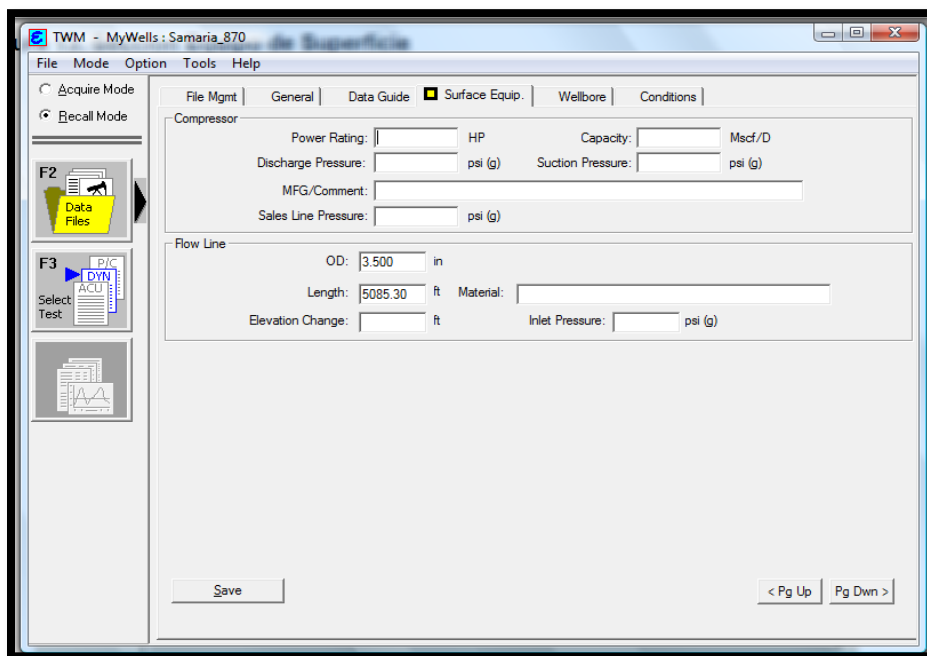


Figura4-13. Sección de equipo de superficie.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

CASO DE ESTUDIO

Sección del pozo (Wellbore): Describe el equipo instalado dentro del pozo. Esta información se presenta como en la figura 4.14.

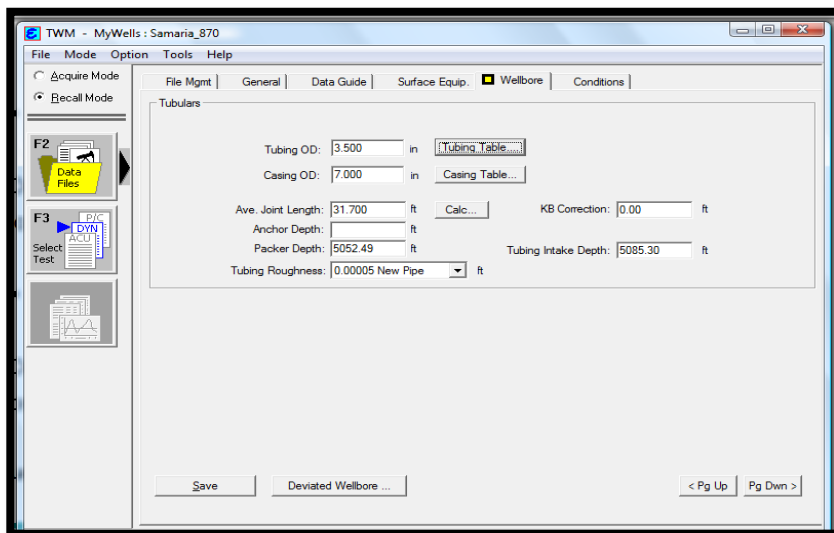


Figura4-14. Sección Pozo.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

Sección condiciones (conditions): incluye los parámetros de desempeño del pozo, la formación y los fluidos producidos. En la figura 4.15 se muestran los parámetros solicitados por el TWM.

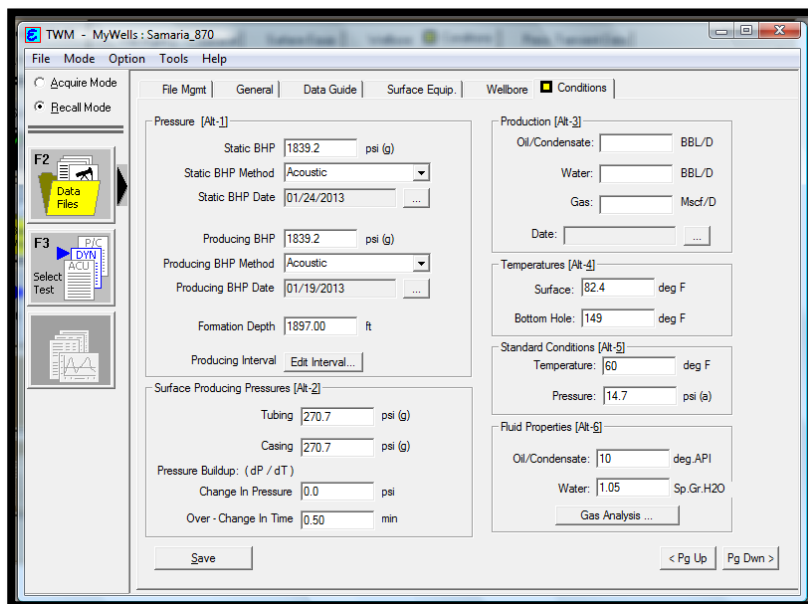


Figura4-15. Sección condiciones.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

El botón análisis de gas (Gas Analysis), abre una forma para entrar la composición del gas en el pozo; cuando se introduce esta información, la gravedad del gas se calcula a partir de la composición.

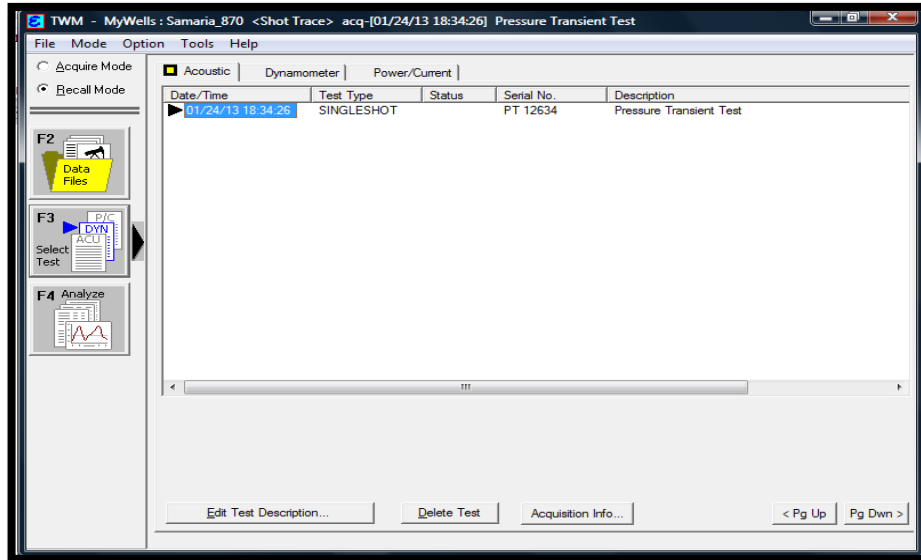


Figura4-16. Selección de la prueba.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

En la figura 4.16 podemos seleccionar el disparo correspondiente a un determinado tiempo para visualizar los resultados obtenidos con el ecómetro.

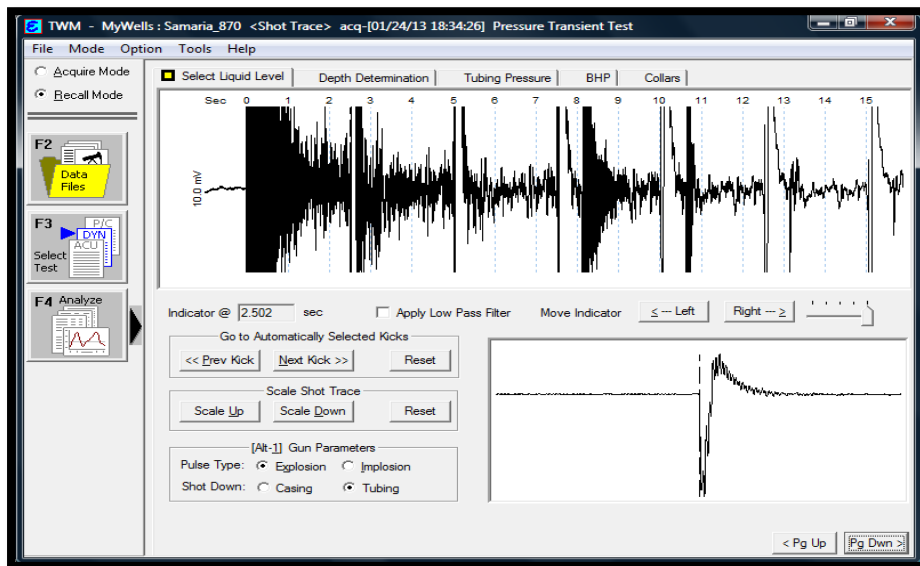


Figura4-17. Visualización del registro sonolog obtenido por medio del ecómetro.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

CASO DE ESTUDIO

En la figura 4.17 podemos observar los resultados procesados por el ecómetro para el disparo correspondiente. Con el indicador de movimiento podemos desplazarnos a lo largo del registro Sonolog a diferentes tiempos para posicionarnos en los puntos donde el registro sufre una deflexión, que corresponde a la profundidad medida desde la superficie, en el cual la onda sonora encuentra el nivel dinámico del líquido y se refleja a la superficie para pasar por un transductor de presión y determinar la presión del fondo del pozo.

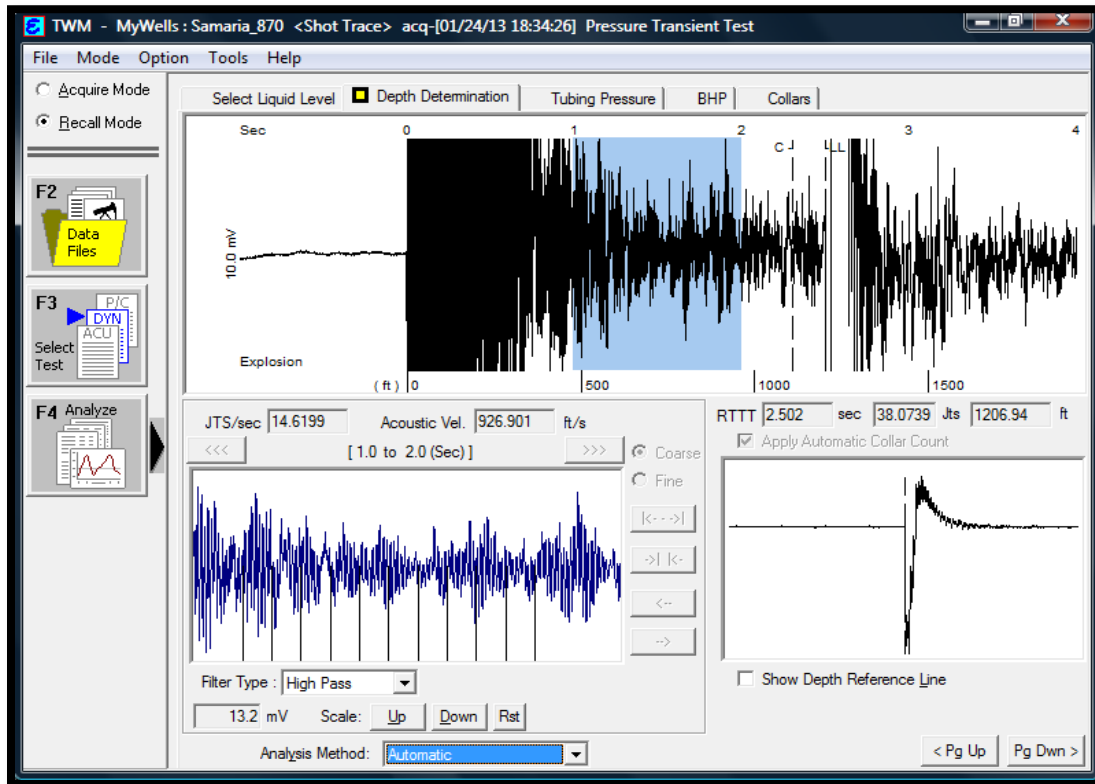


Figura4-18. Determinación de la profundidad del nivel dinámico.

Fuente: <http://www.echometer.com/>

En la figura 4.18 se muestra la velocidad acústica, la amplitud de la onda, el tiempo en el cual se encuentra el nivel dinámico (RTTT), el número de juntas y la profundidad del nivel dinámico.

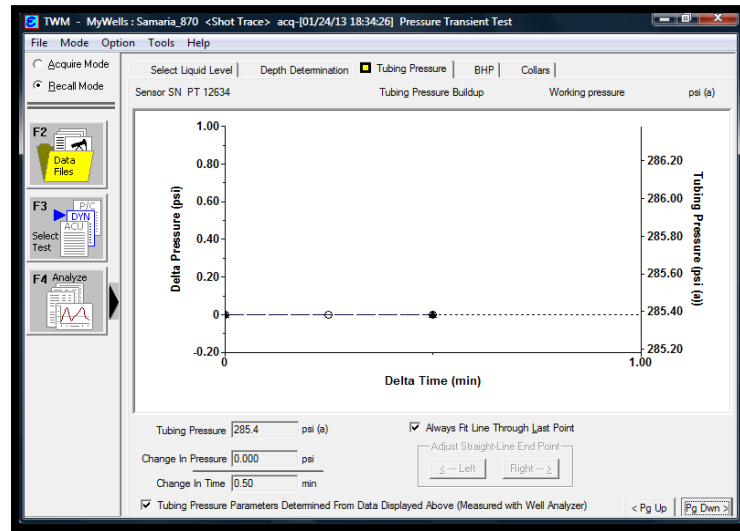


Figura4-19. Medición de la Dp en la tubería de producción.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

En la figura 4.19 se puede ver la gráfica del comportamiento de la diferencial de presión para un diferencial de tiempo, considerando una presión en la tubería de producción, los cambios de presión a través de la misma y los cambios en el tiempo.

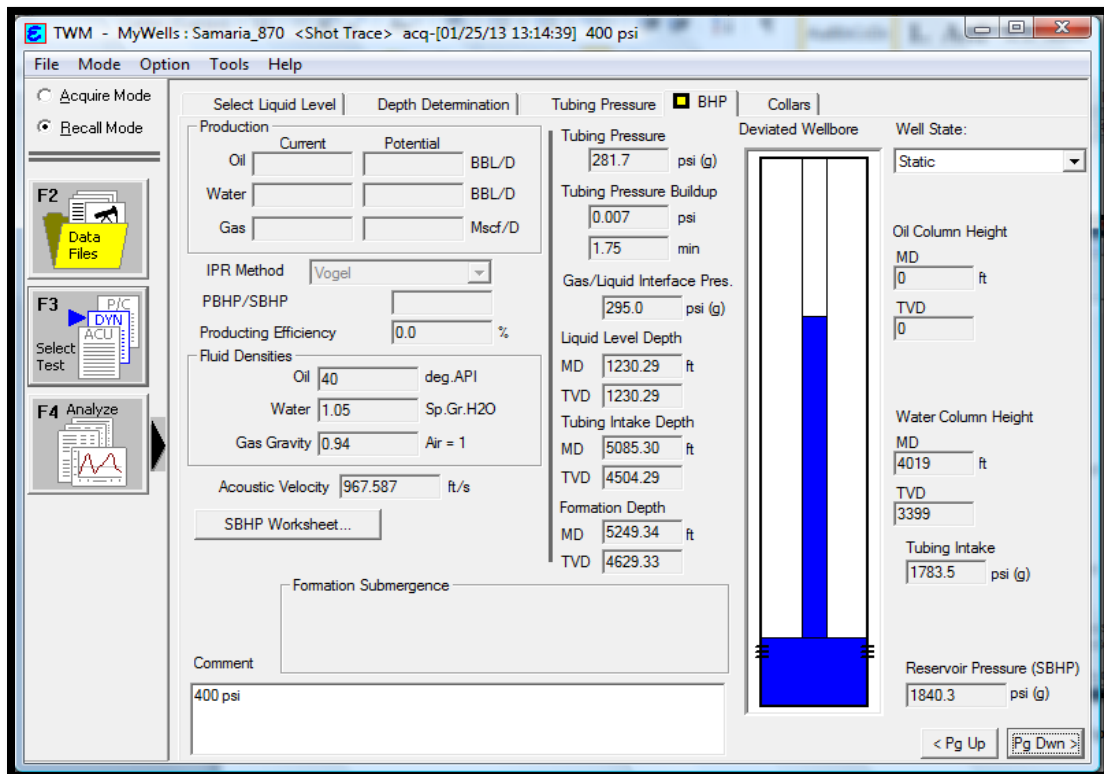


Figura4-20. Visualización del nivel dinámico en la tp y de la presión de fondo del pozo.
Fuente: <http://www.echometer.com/>

CASO DE ESTUDIO

En la figura 4.20 se presenta un esquema del nivel dinámico del pozo a través de la tubería de producción, en esta misma pantalla se arroja el resultado de la presión de fondo del pozo.

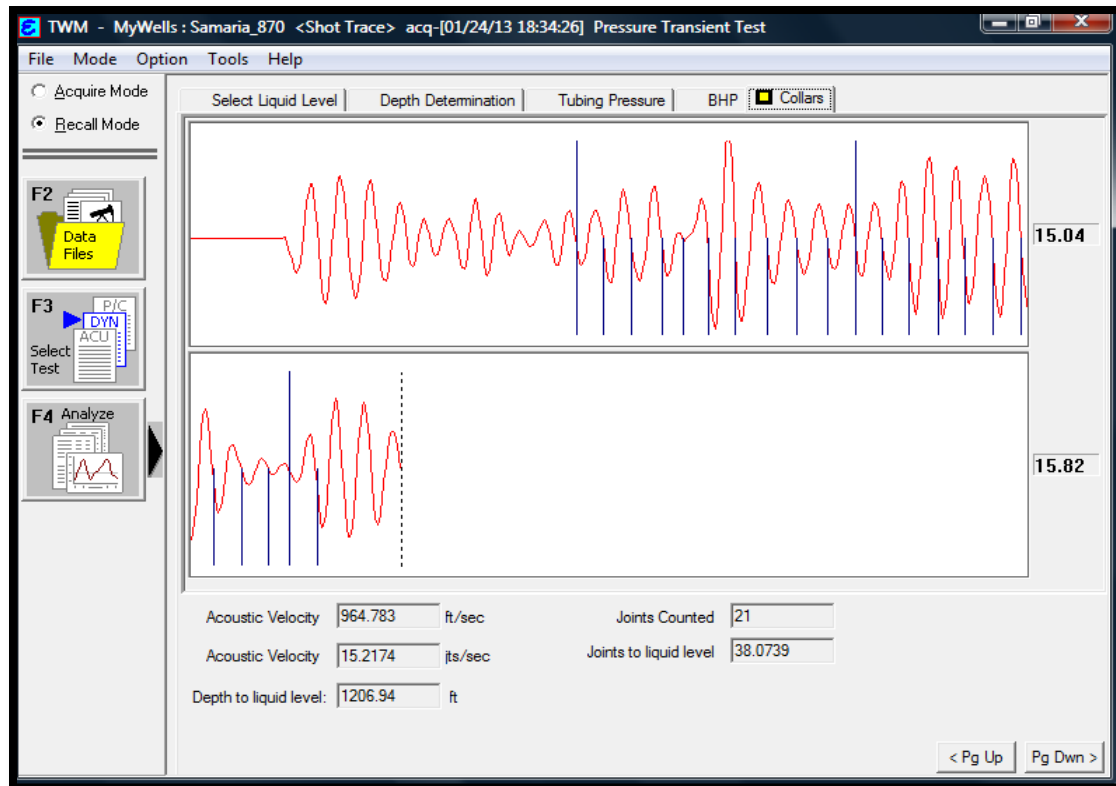


Figura4-21.Visualización de las juntas en la tubería de producción.

Fuente: <http://www.echometer.com/>

En la figura 4.21 podemos identificar la totalidad de la señal acústica, después de que ha sido procesada, para ver en detalle los ecos de las uniones. El programa muestra las señales procesadas y cuenta las uniones hasta el nivel del líquido. También se puede visualizar la velocidad acústica, la profundidad del nivel del líquido, el conteo de uniones. El usuario debe tratar de obtener los mejores datos de uniones posibles para asegurar una buena precisión del nivel del fluido y en el cálculo de la presión de fondo del pozo. En lo posible la cuenta de uniones debe cubrir más de un 80% del total de las juntas del pozo.

4.21 Comparación de resultados de PBH obtenidos con el ecómetro y la sonda de presión

Se realizó una prueba de incremento de presión con una duración de 17 días (18 de enero a 4 de febrero de 2013).

Las mediciones del ecómetro se realizaron de forma intermitente, sólo se obtuvieron valores de presión de fondo los días 24 y 25 de enero de 2013.

COMPARACIÓN ECÓMETRO VS. SONDA					
		Ecómetro	Sonda		
Día	Tiempo	BHP (PSIA)	BHP (PSIA)	dP (psia)	dP (kg/cm2)
24/01/13	18:19:31	1843.5	1336.080	507.4	35.684
24/01/13	18:20:58	1844.1	1335.749	508.4	35.749
24/01/13	18:29:09	1845.8	1335.837	510.0	35.862
24/01/13	18:33:52	1846.5	1335.907	510.6	35.907
24/01/13	18:34:29	1852.1	1335.880	516.2	36.302
24/01/13	18:36:53	1853.7	1335.916	517.8	36.412
24/01/13	18:39:16	1853.9	1335.852	518.0	36.431
25/01/13	13:21:47	1855.7	1337.258	518.4	36.459
25/01/13	13:29:30	1857.3	1337.533	519.8	36.552
25/01/13	13:35:18	1857.5	1337.646	519.9	36.558
25/01/13	13:39:45	1859.2	1337.694	521.5	36.674
25/01/13	13:41:20	1861.9	1337.757	524.1	36.860
25/01/13	13:42:52	1862.7	1337.682	525.0	36.921
25/01/13	13:45:49	1862.8	1337.637	525.2	36.931
25/01/13	13:48:58	1865.0	1337.783	527.2	37.076
25/01/13	13:50:21	1868.0	1337.838	530.2	37.283
25/01/13	13:52:17	1869.5	1337.800	531.7	37.391
25/01/13	14:00:51	1871.7	1337.869	533.8	37.541
25/01/13	14:03:14	1872.0	1337.956	534.0	37.556

Tabla 4-13. Comparación de resultados de BPH obtenidos con el ecómetro y la sonda de presión.
Fuente: Pemex Exploración y Producción, avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria Luna, abril 2012.

En las figuras 4.22 y 4.23 podemos observar que la diferencial de presión (dP) prácticamente es constante.

CASO DE ESTUDIO

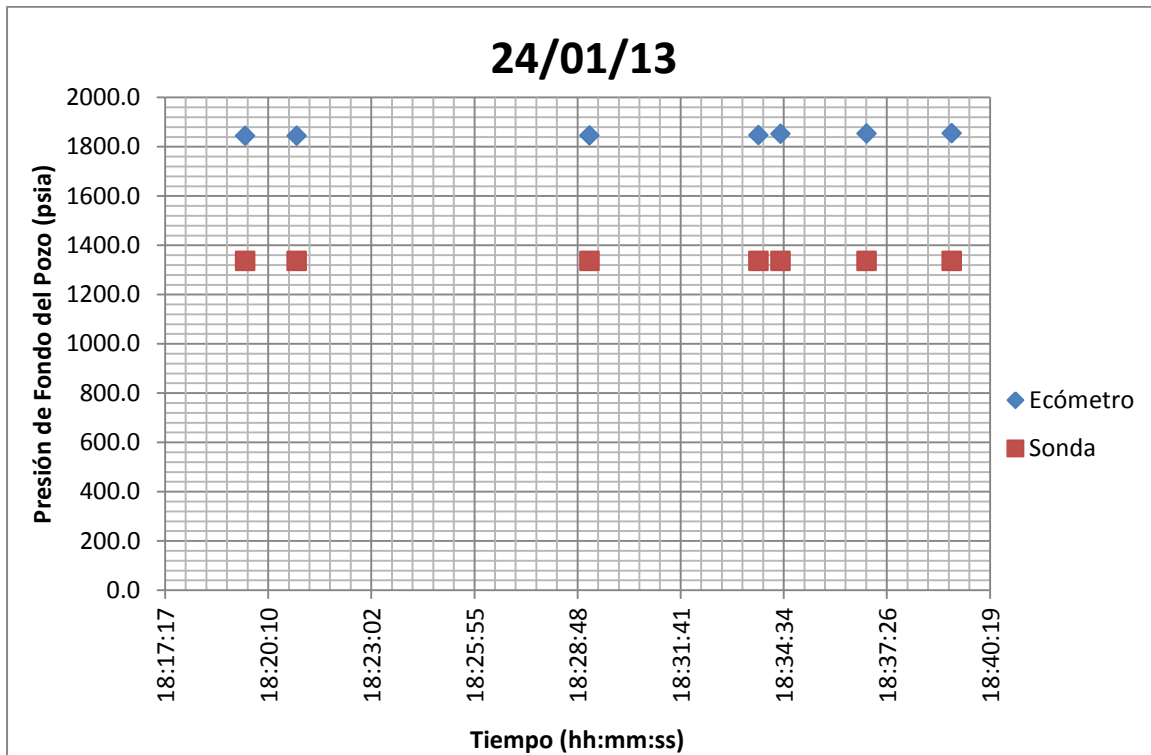


Figura4-22. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores del ecómetro y la sonda para el día 24/01/13.

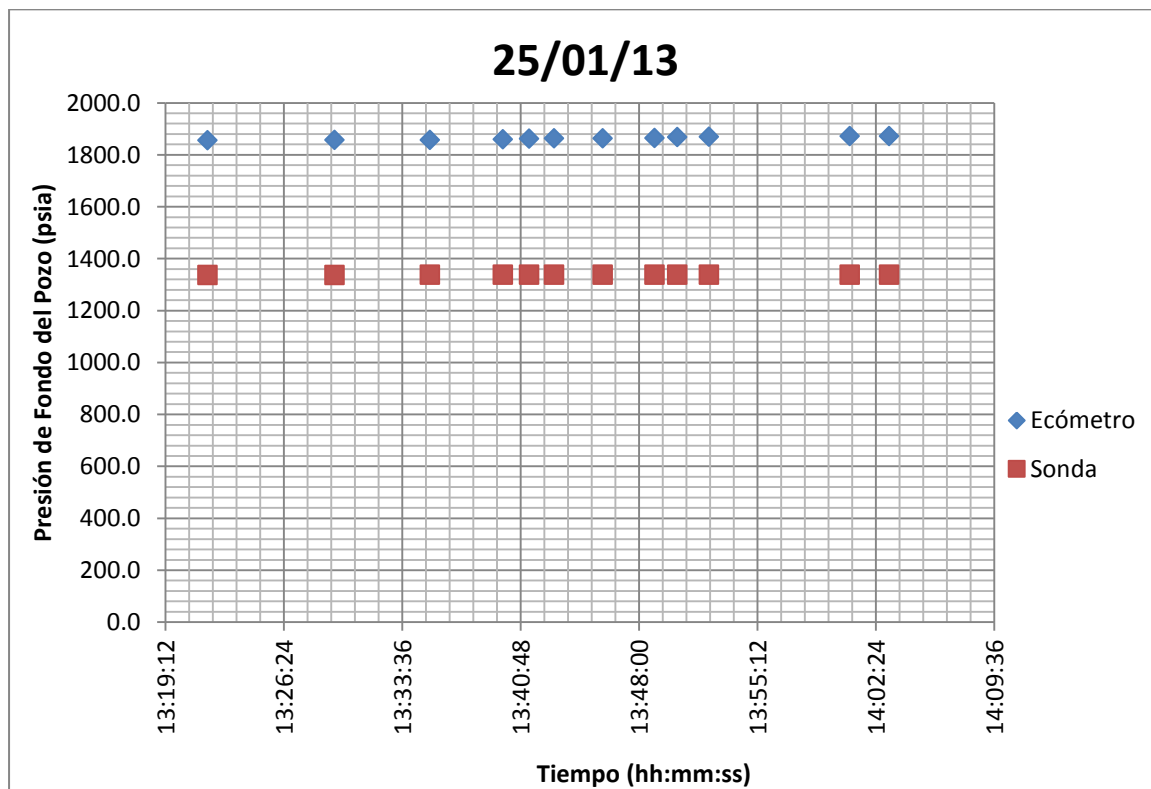


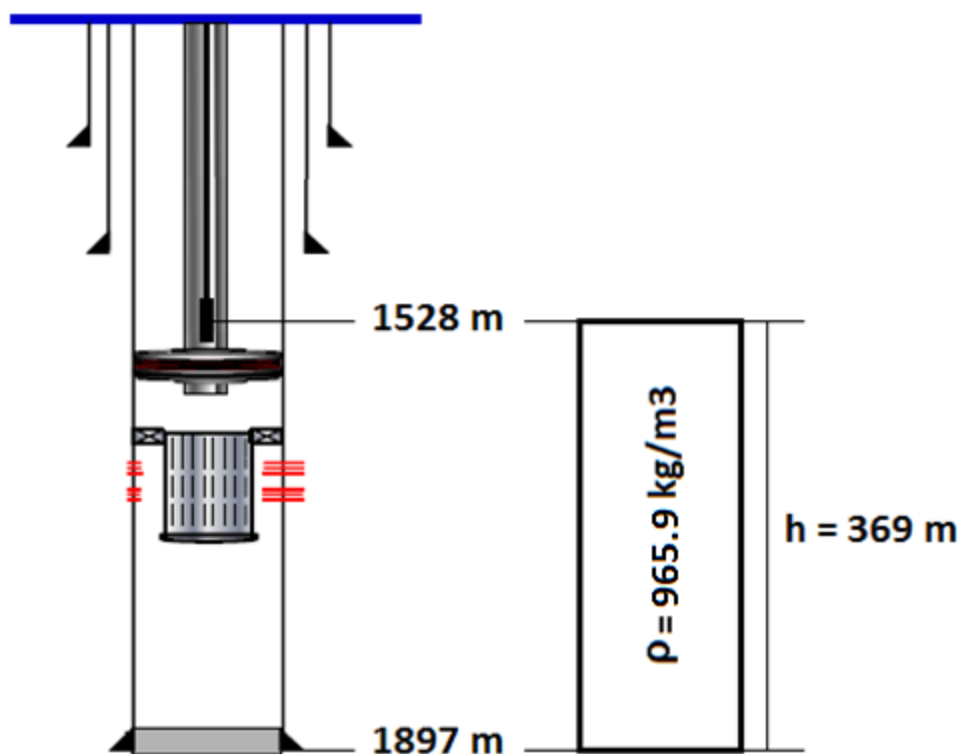
Figura4-23. Tiempo, valores del ecómetro y la sonda para el día 25/01/13.

El ecómetro obtiene los valores de presión de fondo a la profundidad total del pozo (1897 m) y la sonda los mide a la profundidad a la cual se encuentra colocada (1528 m), por lo tanto los valores obtenidos con ambas herramientas (ecómetro y sonda de presión) son distintos y se genera un diferencial de presión (dP), en este caso el diferencial de presión promedio (dP_{prom}) es de 36.8 kg/cm².

La presión obtenida con el ecómetro excede en 36.8 kg/cm² (en promedio) a la presión medida con la sonda. Ésta diferencial de presión debería corresponder a la presión hidrostática (PH) que ejerce la columna de líquido que tiene como cima la profundidad a la cual se encuentra colocada la sonda (1528 m) y como base la profundidad total del pozo (1897 m).

La Presión Hidrostática (PH) de esta columna de fluidos se calcula a través de la ecuación:

$$\text{Presión Hidrostática} = PH(\text{kg/cm}^2) = \frac{\rho(\text{kg/m}^3) \times h(\text{m})}{10000}$$



$$\begin{aligned} \text{Densidad}(\rho) = \rho(\text{kg/m}^3) &= \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5} \times 1000 = \frac{141.5}{15(\text{°API}) + 131.5} \times 1000 \\ &= 965.9(\text{kg/cm}^2) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Presión Hidrostática} = PH(\text{kg/cm}^2) &= \frac{\rho(\text{kg/m}^3) \times h(\text{m})}{10000} = \frac{965.9(\text{kg/m}^3) \times 369(\text{m})}{10000} \\ &= 35.64(\text{kg/cm}^2) \end{aligned}$$

CASO DE ESTUDIO

Se obtiene una presión hidrostática (PH) de 35.64 kg/cm², valor que se acerca mucho a la diferencial de presión (dP) resultante al comparar los valores de BHP obtenidos del ecómetro y de la sonda.

El error relativo que existe entre la diferencial de presión promedio (dP_{prom}) resultante de comparar los valores de presión de fondo entre ambas herramientas y la Presión Hidrostática (PH) se obtiene a continuación:

$$E_r = \left| \frac{\text{valor obtenido} - \text{valor calculado}}{\text{valor obtenido}} \times 100 \right|$$

$$E_r = \left| \frac{36.8(\text{kg/cm}^2) - 35.64(\text{kg/cm}^2)}{36.8(\text{kg/cm}^2)} \times 100 \right| = 3.1\%$$

El error relativo de 3.1% nos indica que prácticamente dP_{prom}=PH, por lo tanto podemos decir que el ecómetro es una herramienta confiable para determinar valores de presión de fondo y por ende para realizar la caracterización dinámica de yacimientos.

De esta forma también comprobamos que el ecómetro calcula las presiones de fondo hasta la profundidad total del pozo (1897 m).

Los valores de presión obtenidos con el ecómetro (presiones a la profundidad total del pozo) son llevados a presiones a la profundidad de la sonda, es decir, se resta el valor de 36.8 kg/cm². De esta manera compararemos los valores de presión obtenidos de la sonda y del ecómetro a la misma profundidad.

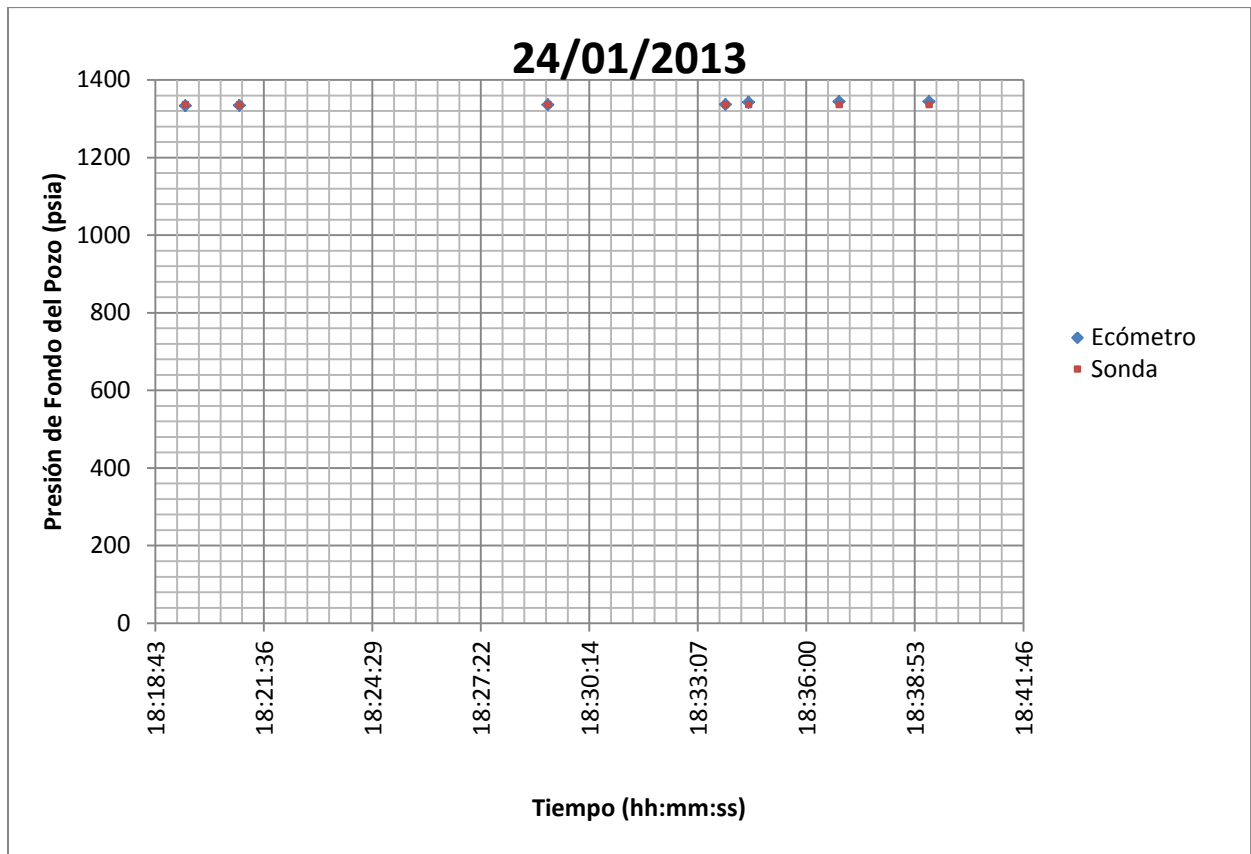


Figura4-24. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores de la sonda y valores corregidos del ecómetro para el día 24/01/13.

CASO DE ESTUDIO

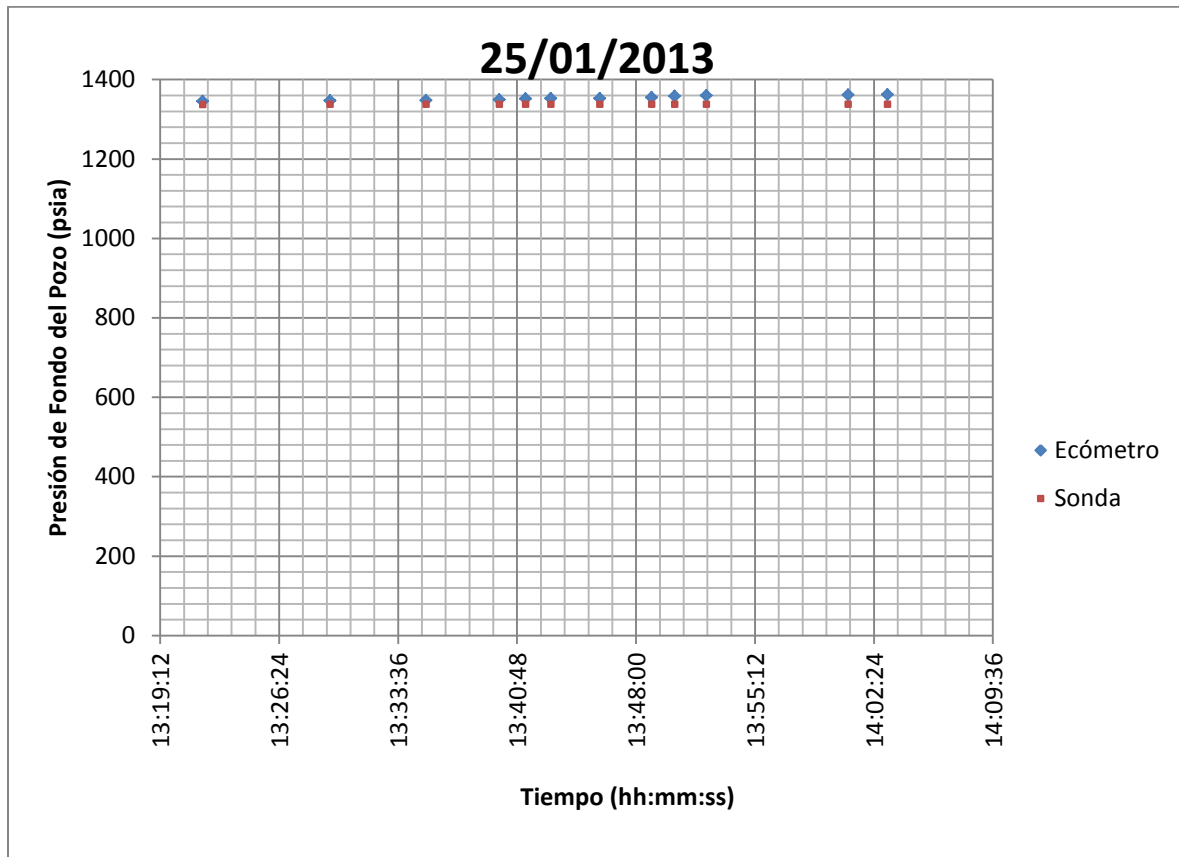


Figura4-25. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, valores de la sonda y valores corregidos del ecómetro para el día 25/01/13.

En las figuras 4.24 y 4.25 se observa que las presiones de fondo obtenidos con la sonda y el ecómetro, respectivamente, son muy cercanos para cada valor de tiempo en el cual se tengan presiones registradas. Esto nuevamente nos demuestra que la herramienta ecómetro arroja resultados certeros de presiones.

En la figura 4.26 se muestra una parte de la prueba de incremento con los valores obtenidos de la sonda y el ecómetro. En ésta imagen se visualiza que las presiones obtenidas con el ecómetro tienen un comportamiento real.

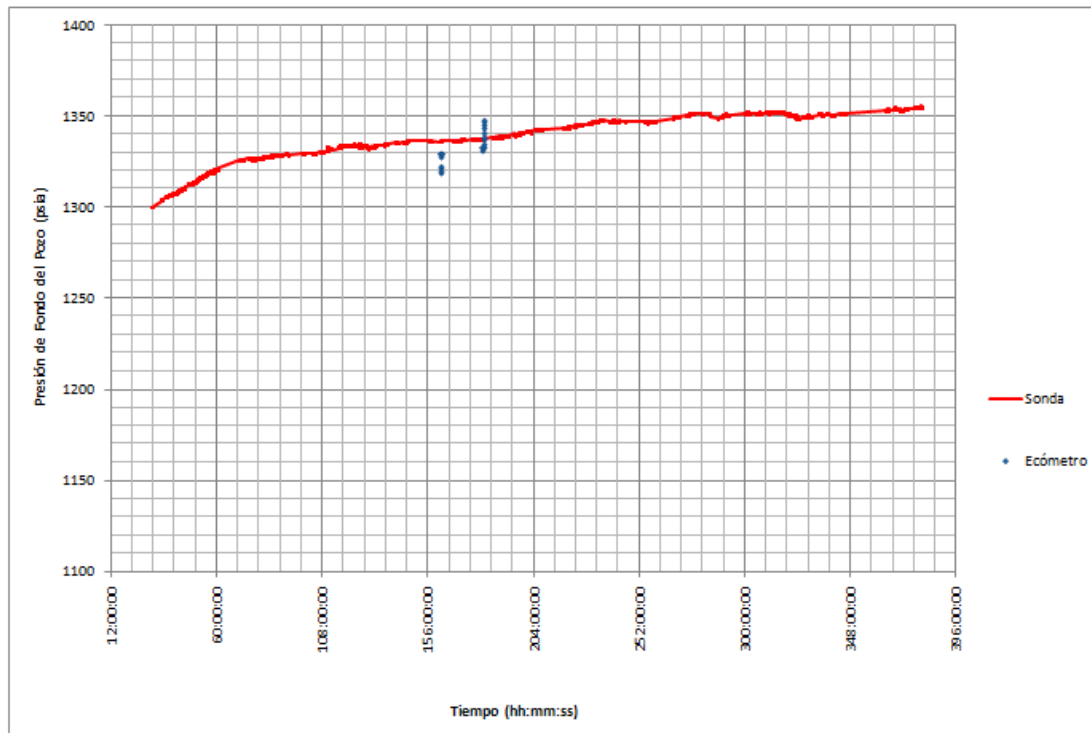


Figura4-26. Presión de fondo del pozo vs. tiempo, prueba de incremento completa.

4.22 Resultados obtenidos

Tomando en cuenta que el ecómetro mide la presión de fondo fluyendo a la profundidad de 1897 m y que la sonda se encuentra a una profundidad de 1528 m, la diferencia de presión se calculó considerando la densidad del crudo pesado y tomando estas dos diferencias de profundidades, obteniéndose así una diferencial de presión de 36.9 kg/cm², valor que coincidió con la diferencial de presión obtenida al comparar los valores de presión del ecómetro y de la sonda.

4.23 Caracterización dinámica del pozo 870

En este apartado se muestran los resultados obtenidos de la interpretación de la prueba de incremento de presión realizada al pozo 870, cuyos datos fueron obtenidos por medio de una sonda de memoria de alta resolución.

La interpretación se realizó con ayuda del software PANSYSTEMM.R. y corresponde a toda la prueba de incremento de presión, la cual tuvo una duración aproximada de 430 hrs.

Las gráficas que serán analizadas para la caracterización dinámica del yacimiento son:

- 1.- Gráfica cartesiana P y q vs t.
- 2.- Gráfica $\log \Delta P$ vs $\log (tp + \Delta t / \Delta t)$, con la función derivada de presión.
- 3.- Gráfica P vs $\log (tp + \Delta t / \Delta t)$.
- 4.- Gráfica cartesiana P y q vs t, con curva de ajuste.

CASO DE ESTUDIO

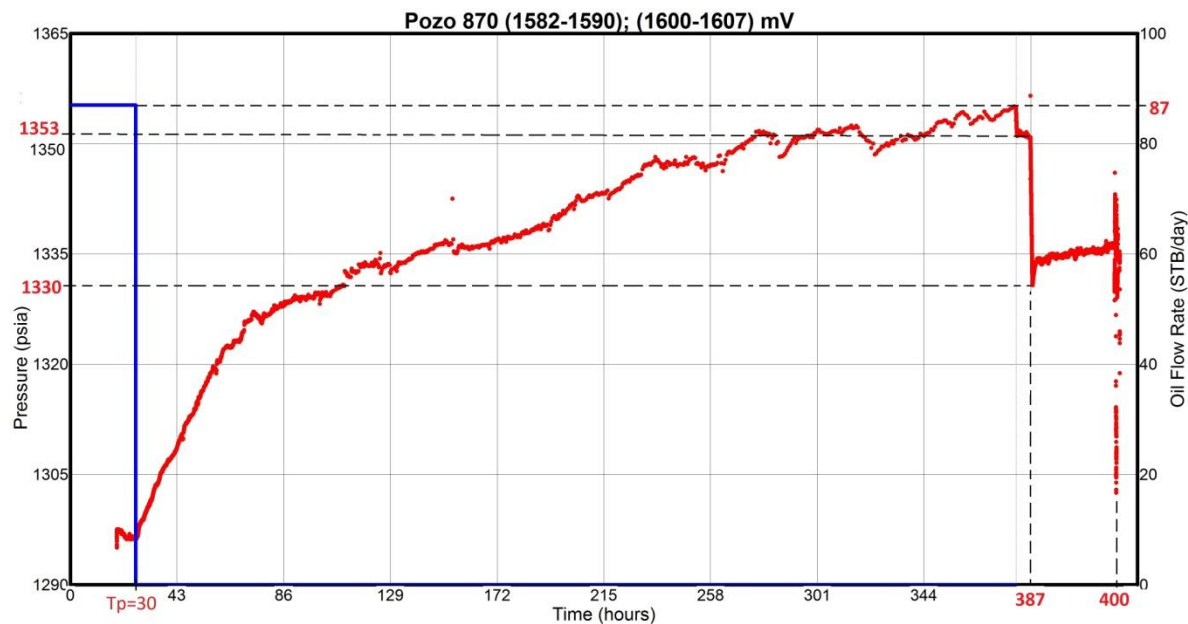


Figura 4-27. Grafica cartesiana P vs t.

En la figura 4.27 se muestran los resultados de la prueba de incremento de presión, en el eje de las abscisas se grafica el tiempo en horas y en el eje de las ordenadas los valores de presión en Psia.

Podemos observar que para esta prueba se requirió que el pozo 870 produjera a un gasto estabilizado de aproximadamente 87 bpd durante 30 horas, este es el tiempo de flujo (T_p).

Una vez que el pozo dejó de fluir, se comienza a medir la presión de fondo de pozo $P_{wf} @ (\Delta t = 0)$, donde Δt representa el tiempo de cierre.

$$t_p = 30 \text{ horas}$$

$$\Delta t = 400 \text{ horas}$$

En el tiempo igual a 387 hrs., aproximadamente, se observa un cambio brusco en la presión de fondo, la presión disminuye de 1353 a 1330 psia (aproximadamente) y continúa con una tendencia semejante a la anterior. En los reportes de la prueba de incremento no se menciona nada acerca de algún evento que pudiera ocasionar este comportamiento en la presión, pero suponemos que alguna de las posibles causas es la apertura del pozo.

A un tiempo de aproximadamente 400 hrs, se observa que el comportamiento de la presión comienza a declinar gradualmente, aunque por la escala no se observa claramente, lo que corresponde al momento en que la sonda comienza a recuperarse.

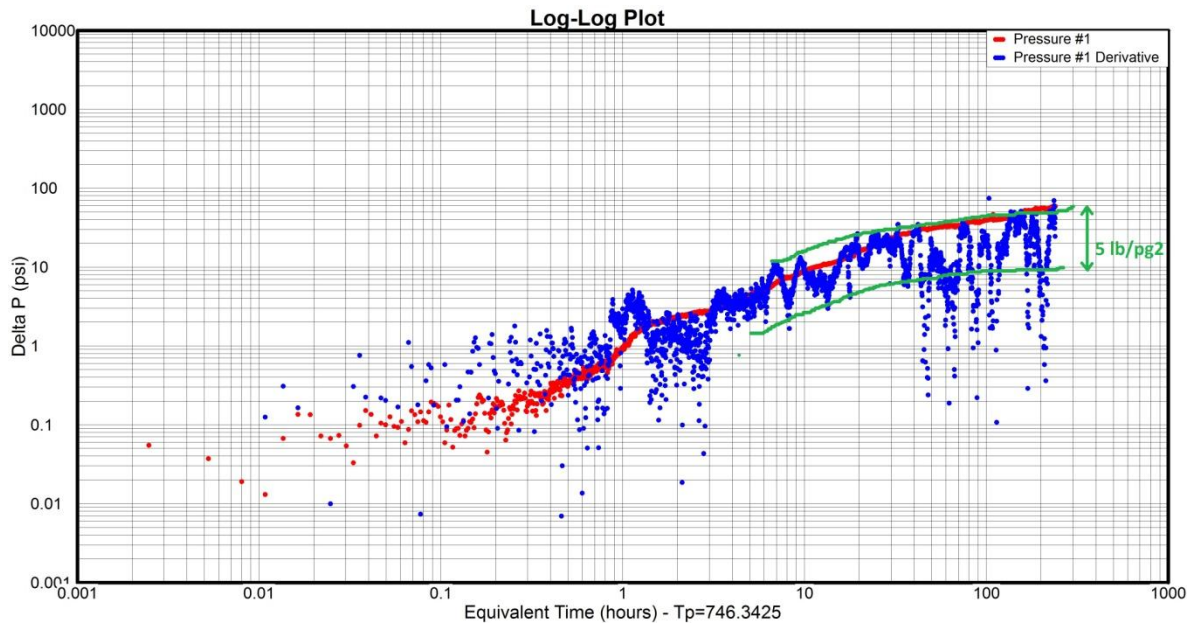


Figura 4-28. Grafica log-log ΔP vs $(tp + \Delta t/\Delta t)$.

En la figura 4.28, gráfica log-log ΔP vs $(tp + \Delta t/\Delta t)$, observamos que los datos de la función derivada de presión (puntos azules) contienen mucho ruido ocasionado por el movimiento de fluidos dentro del pozo (puntos azules) ya que los valores de presión se encuentran muy dispersos, con un rango de 5 lb/pg² aproximadamente.

En este gráfico se manejan los datos de presión correspondientes al periodo del cierre.

El valor de la presión de fondo estática (P_{ws}) es necesaria para calcular el delta de presión (ΔP), usada en esta gráfica, en este caso se obtuvo a partir del gráfico de Horner (figura 4.30).

El ruido presente en el pozo se atribuye al movimiento de fluidos, todo esto debido al alto efecto de almacenamiento que ocasionó que en la parte superior de la columna de líquido presentara un casquete de gas, por aporte del yacimiento y porque previo al cierre se recirculó gas en el pozo.

CASO DE ESTUDIO

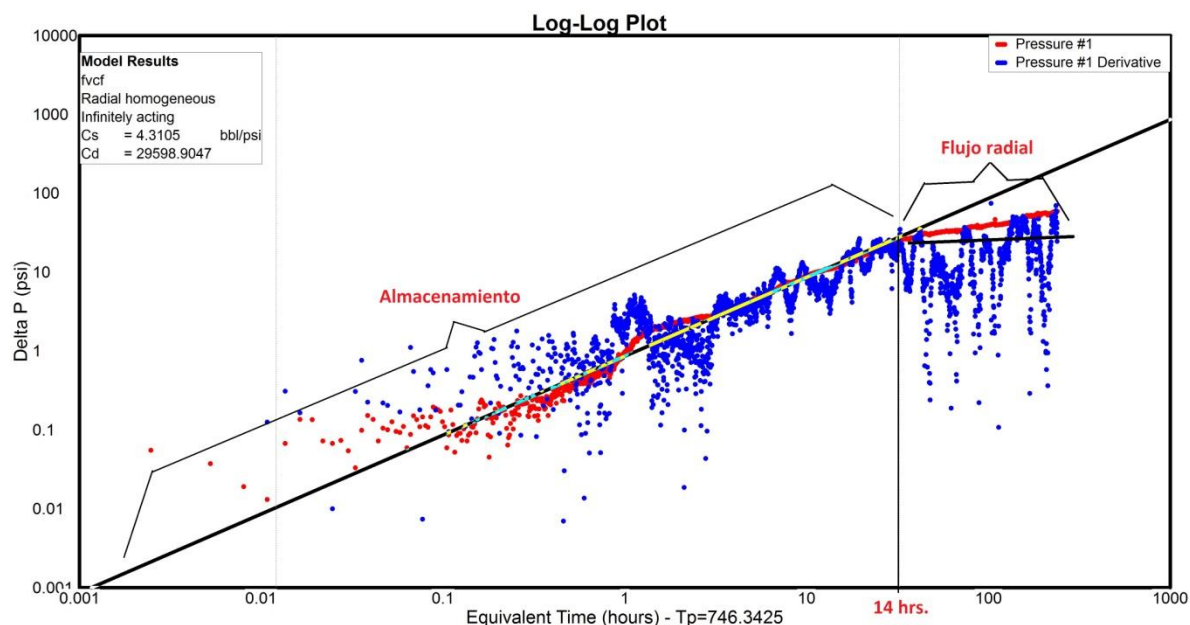


Figura 4-29. Grafica log-log ΔP vs $(tp + \Delta t/\Delta t)$

La figura 4.29 es la misma que la figura 4.28, con la diferencia de que esta contiene la recta en color negro, que es la línea de ajuste de la pendiente del efecto de almacenamiento.

En la gráfica se observa el efecto de almacenamiento, identificado por la recta con pendiente $m = 1$, el cual tiene una duración aproximada de 14 hrs, que es un tiempo muy grande, ocasionado por el cambio del nivel de líquido debido al movimiento de los fluidos y/o expansión de los fluidos. Posteriormente se observa que a un tiempo de aproximadamente 14 horas, la tendencia de la función derivada de presión cambia a una línea recta de pendiente $m = 0$, que se interpreta como *régimen de flujo radial homogéneo de comportamiento infinito*.

LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACIÓN SON:

- *Régimen de flujo radial homogéneo de comportamiento infinito*

Este modelo de flujo se presenta en pozos localizados en yacimientos donde los efectos de la frontera no se sienten, es decir, parecen ser de extensión infinita. Las líneas de corriente convergen hacia el pozo.

- *Coefficiente de almacenamiento:*

$$C = \Delta V_{wb} / \Delta p$$

$$C = 4.3105 \text{ bbl/psi}$$

Donde:

ΔV_{wb} : cambio en el volumen de fluido en el pozo, bbl

$$\Delta p = P_{ws} - P_{wf}$$

Es la capacidad del pozo de almacenar fluido por unidad de cambio de presión. Mientras mayor sea el almacenamiento en el pozo, más tardará en estabilizarse.

- *Coefficiente de almacenamiento total en forma adimensional:*

$$C_D = \frac{5.615C}{2\pi h\phi c_t r_w^2} = \frac{0.894C}{2\pi h\phi c_t r_w^2}$$

$$C_D = 29598.9047$$

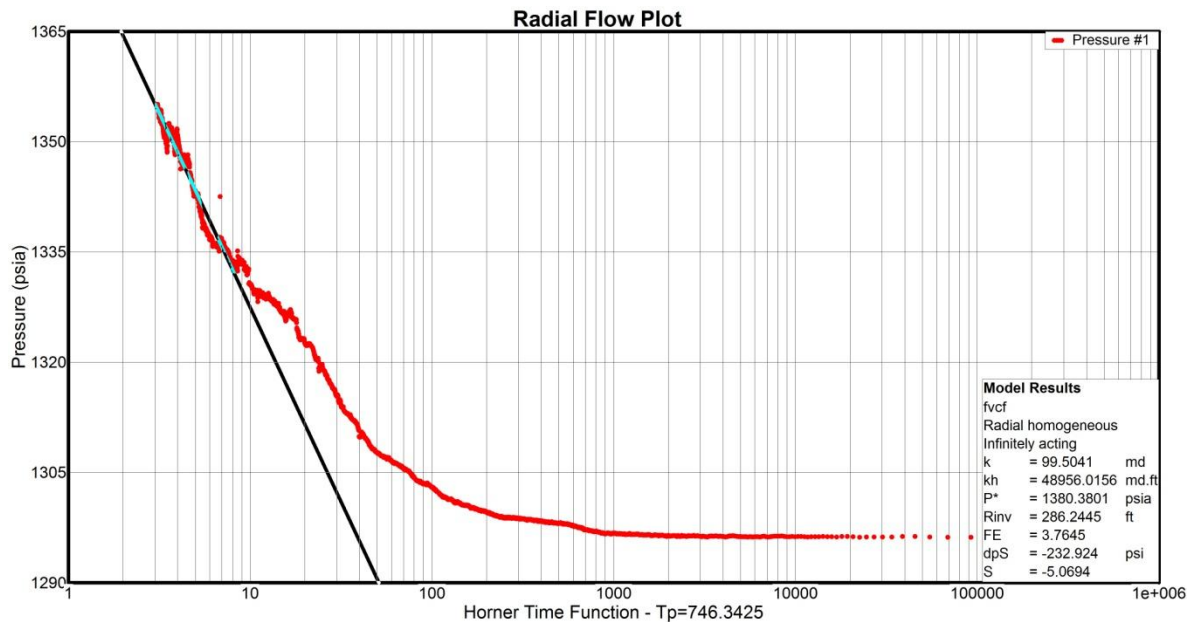


Figura 4-30. Gráfica semilog P vs Log (tp + Δt/Δt).

De la figura 4.30, se obtiene el valor de presión de fondo estática (Pws). Extrapolando la recta, el valor de la presión correspondiente al tiempo $tp + \Delta t/\Delta t = 1hr$ (tiempo de cierre infinito) menos el valor de la pendiente multiplicado por $Log(tp + \Delta t/\Delta t = 1hr)$ es el valor de la presión de fondo estática (Pws). Los resultados obtenidos se atribuyen sólo al periodo de flujo radial.

LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA INTERPRETACIÓN (DEL PERÍODO DE FLUJO RADIAL) SON:

- *Presión de fondo estática:*

$$P_{ws} = 1380.3801 \text{ psi}$$

Es la presión de un yacimiento a condiciones estáticas, es decir, cuando no existe movimiento de fluidos dentro del mismo y todas las fases se encuentran en equilibrio. Esta presión se mide en el fondo del pozo a nivel de la zona de los disparos, cuando éste ha permanecido cerrado durante el tiempo suficiente hasta estabilizarse.

CASO DE ESTUDIO

$$P_{ws} = P_i - m \left[\log \frac{(t_p + \Delta t)}{\Delta t} \right]$$
$$m = \frac{162.6 \times Q_o \times B_o \times \mu_o}{k \times h}$$

Donde:

p_i : presión al tiempo de cierre infinito (punto de corte de recta con el eje Y
al tiempo $t_p + \Delta t / \Delta t = 1 \text{ hr}$) = 1387.644 psia

t_p : tiempo de flujo = 30 horas

Δt : duración del cierre = 400 horas (aproximadamente)

- **Permeabilidad:**
 $k = 99.5041 \text{ md}$

Es la facilidad que un cuerpo ofrece a ser atravesado por un fluido.

$$k = \frac{162.6 \times q_o \times B_o \times \mu_o}{m \times h}$$

- **Capacidad de flujo**
 $kh = 48956.0156 \text{ md. ft}$

Producto de la permeabilidad de la formación (k) y el espesor de la formación de producción (h) en un pozo de producción, denominado kh o capacidad de flujo. Es un factor clave en el potencial de flujo de un pozo. Se utiliza en una gran cantidad de cálculos de ingeniería de yacimientos, tales como la predicción del desempeño futuro, el potencial de recuperación secundaria y terciaria y el éxito potencial de los procedimientos de estimulación de pozos. Para separar los elementos del producto, es necesario tener alguna medición independiente de uno de ellos.

- **Radio de investigación:**
 $r_{inv} = 286.2445 \text{ ft}$

La distancia máxima en la que se hacen sentir las caídas de presión en la formación debido a una perturbación en el pozo. El fluido que se encuentre dentro de ese radio podrá extraerse.

- **Eficiencia de flujo:**
 $EF: 3.7645$

Se define la eficiencia de flujo como la razón de la caída ideal de presión sobre la caída real de presión, requerida para producir una tasa de flujo constante al pozo.

$$EF = \frac{\Delta P_{ideal}}{\Delta P_{real}} = \frac{P_i - P_{wf}(\Delta t = 0) - \Delta P_{skin}}{P_i - P_{wf}(\Delta t = 0)}$$

- **Caída de presión adicional generada por los efectos del daño de formación:**

$$dpS = -232.924 \text{ psi}$$

$$\Delta P_{skin} = 0.87 \times |m| \times S$$

- *Factor de daño a la formación:*
S = -5.0694

El daño o estimulación de la formación es causado por una región de permeabilidad alterada cerca del pozo.

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}(\Delta t = 0)}{m} - \log \frac{k}{\varphi \times \mu \times C_t \times r_w^2} + 3.23 \right]$$

Donde:

$p_{wf}@\Delta t = 0$: presión de fondo inmediatamente antes del cierre, psi

p_{1hr} : presión leída de la recta en el gráfico de Horner a $\Delta t = 1hr$, psi

EFECTO CUANTIFICABLE DE FLUJO NO LINEAL			
Condición del pozo	ΔP_{skin}	S	EF
Dañado	$\Delta P_{skin} > 0$	$S > 0$	$EF < 1$
Inalterado (sin daño)	$\Delta P_{skin} = 0$	$S = 0$	$EF = 1$
Estimulado	$\Delta P_{skin} < 0$	$S < 0$	$EF > 1$

Tabla 4-14. Condiciones del pozo debido al factor de daño.
 Fuente: "Caracterización dinámica de yacimientos". Dr. Eber Cinco Ley.

CASO DE ESTUDIO

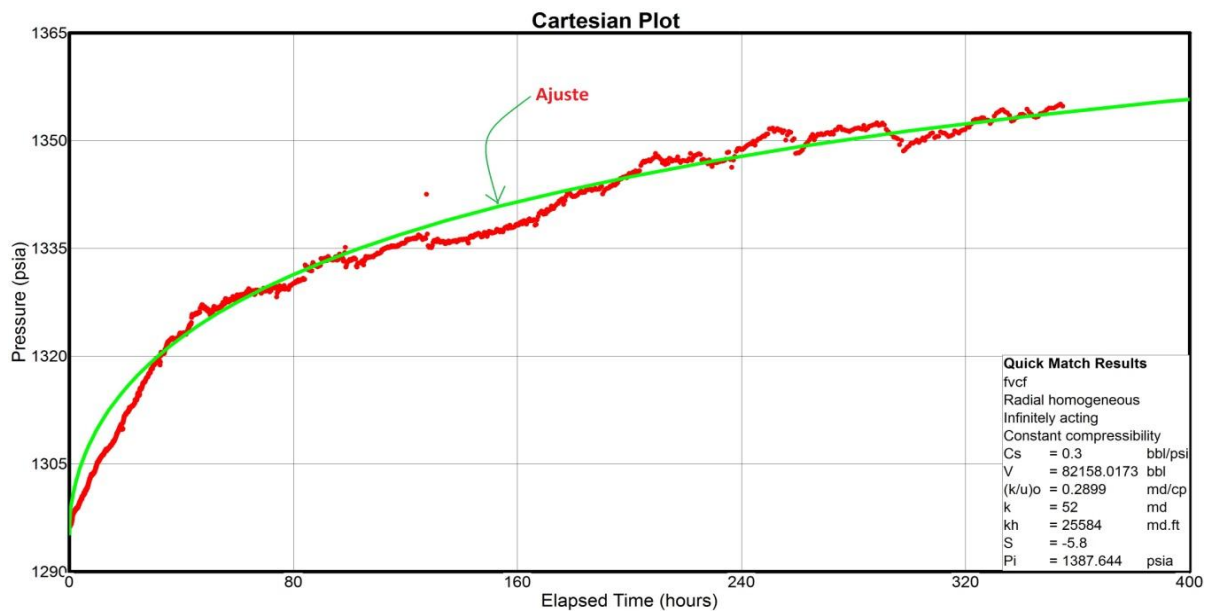
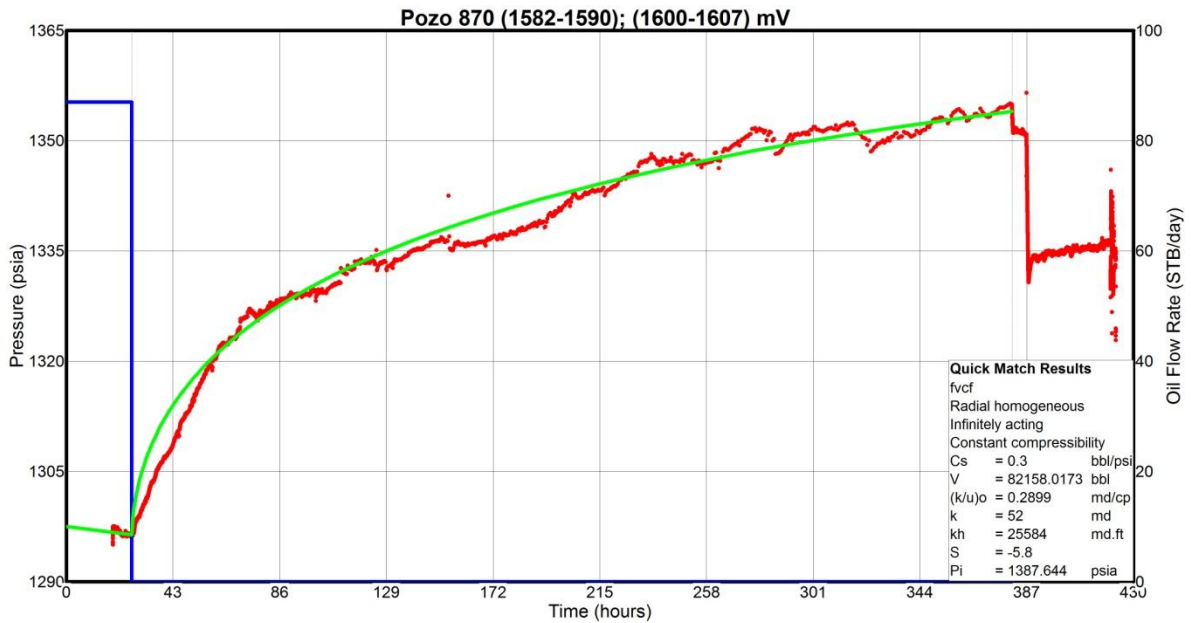


Figura 4-31. Gráfica cartesiana P vs t, con curva de ajuste.

En la figura 4.31 se observa en color verde la curva de ajuste del período de cierre. En ésta gráfica los resultados validados con la interpretación se atribuyen sólo al periodo de cierre. De la gráfica Semilog y de la función derivada de presión se obtuvieron los datos para realizar el modelo numérico y se validaron para obtener la curva de ajuste representada por medio de la línea verde.

LOS RESULTADOS OBTENIDOS VALIDADOS DE LA INTERPRETACIÓN (DEL PERÍODO DE CIERRE) SON:

- *Coeficiente de almacenamiento*
 $C = 0.3 \text{ bbl/psi}$
- *Volumen*
 $V = 82158.0173 \text{ bbl}$
- *Movilidad del aceite*
 $(k/u)_o = 0.2899 \text{ md/cp}$
- *Permeabilidad*
 $k = 52 \text{ md}$
- *Capacidad de flujo*
 $kh = 25584 \text{ md.ft}$
- *Factor de daño a la formación*
 $S = -5.8$
- *Presión de fondo estática*
 $P_i = 1387.644 \text{ psia}$

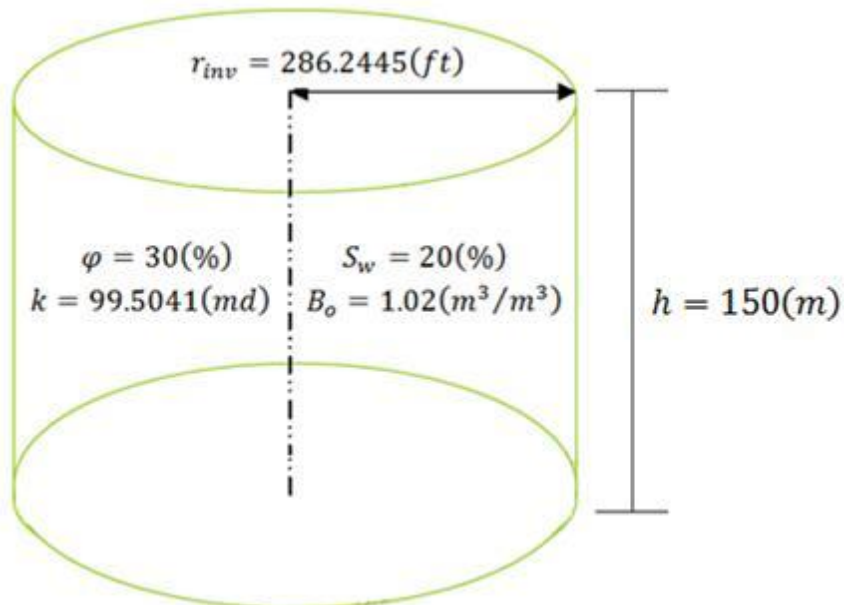


4-32. Gráfica cartesiana P vs. t

La figura 4.32 es la misma que la figura 4.31, con la diferencia de que esta contiene graficados los valores de gasto q.

Nota: Los resultados obtenidos de la gráfica semilog y los de la curva de ajuste varían debido a la afinación de los datos.

Con los resultados arrojados del análisis de la prueba de presión obtenemos el volumen original en sitio.



4-33. Volumen original en sitio

CASO DE ESTUDIO

Datos:

$$\text{Área} = 5.91(\text{acres})$$

$$h = 492.13(\text{pies})$$

$$S_w = 0.20$$

$$B_o = 1.020(\text{m}^3/\text{m}^3)$$

$$\varphi = 0.30$$

Cálculos:

$$V_o = \frac{A \times h \times \varphi \times (1 - S_w)}{B_o} \times 7.758$$

$$V_o = \frac{5.91 \times 492.13 \times 0.30 \times (1 - 0.20)}{1.02} \times 7.758$$

$$V_o = \mathbf{5308.34 \text{ Mbls}}$$

Con la información obtenida del análisis de la prueba de presión también podemos calcular el espaciamiento óptimo de pozos, esto lo obtenemos usando el valor del radio de investigación como se muestra en la figura 4.33.

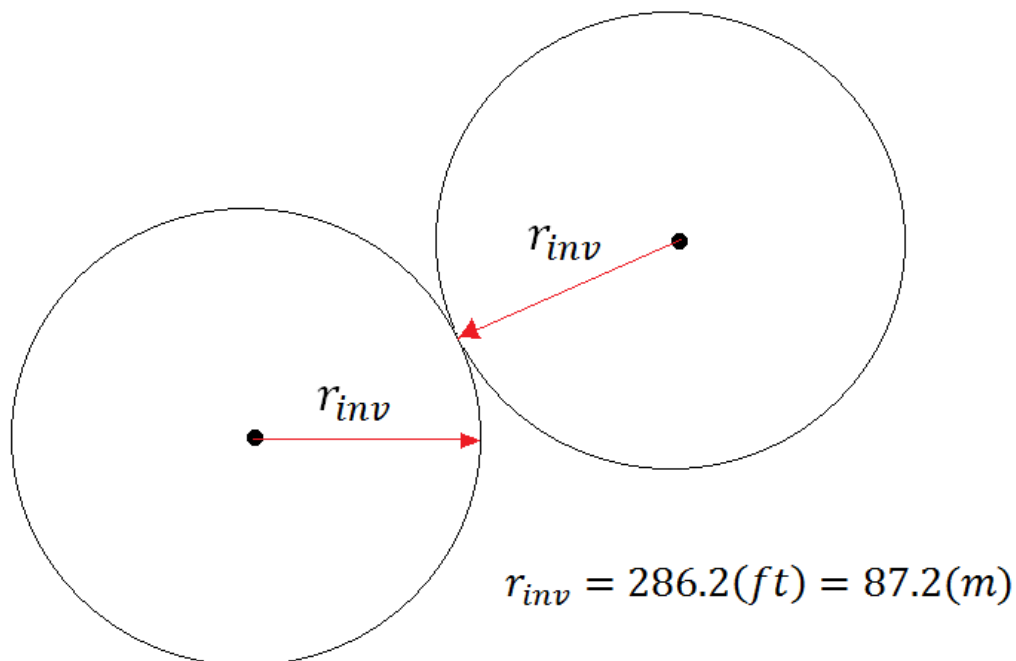


Figura 4-34. Espaciamiento óptimo entre pozos

De esta manera, podemos usar a la caracterización dinámica de yacimientos como una herramienta que nos va a permitir conocer el comportamiento de las ondas de presión en todo el radio de investigación, y con ello se puede determinar el número de pozos productores y el espaciamiento óptimo entre ellos. Así mismo podemos obtener información referente al volumen original de aceite y de las reservas. Haciendo uso de toda la información obtenida por medio de la caracterización dinámica se podrá elegir la mejor estrategia de explotación, tomar decisiones referentes a estimulaciones, fracturamientos, reparaciones mayores o menores, con el objetivo de optimizar la producción del yacimiento.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- La forma en que se llevó a cabo la prueba, en cuanto a medición con la sonda, no fue muy exitosa. Ésta prueba no arroja mucha información.
- Los datos de la prueba medidos con la sonda contienen mucho ruido debido al efecto de almacenamiento, ya que el pozo producía con un sistema artificial (BN) lo que ocasionó que el nivel de líquido tardara en estabilizarse debido al gas contenido en la columna del fluido.
- El uso del ecómetro representa una alternativa para la toma de datos de presión de fondo del pozo cuando se presentan problemas al bajar la sonda de presión o cuando los datos registrados con la sonda no son confiables.
- La adquisición digital de datos de incremento de presión y un sistema de procesamiento de datos se ha desarrollado, se usa un instrumento acústico de nivel de líquido para determinar la distribución de fluido en el espacio anular. Es posible realizar las operaciones sin vigilancia mediante el uso de una microcomputadora portátil para controlar el progreso de la prueba de acuerdo con un programa predefinido que registrar los datos y presenta la información al operador, en tiempo real durante la prueba.
- El ecómetro tiene la ventaja de proporcionar, en el campo, información instantánea sobre el progreso de la prueba de presión de fondo de pozo de modo que el operador puede decidir sobre tomar acciones que mejoren el curso para asegurar que la prueba dará información precisa y completa. Los análisis preliminares realizados en el sitio del pozo se pueden seguir analizando detalladamente mediante la exportación de los datos a otro software de análisis.
- Los datos adquiridos mediante el método acústico tienen la resolución y la calidad necesaria para el análisis transitorio de presión utilizando la tecnología existente.
- El uso del ecómetro para la estimación de valores de presión de fondo resultó ser de gran interés ya que al comparar estos valores obtenidos con los registrados por la sonda se observó que el comportamiento fue muy similar.
- La toma de pruebas de presión con el analizador de pozo, permiten obtener datos confiables sin necesidad de extraer la sarta de varillas, lo que disminuye el tiempo de cierre del pozo y por lo tanto, una disminución en los costos de la prueba.
- El método acústico para la adquisición de datos de presión en pozos es la mejor alternativa desde el punto de vista técnico como económico.
- Durante la práctica se alcanzó muy buen manejo del equipo analizador de pozo (Well Analyzer), al igual que en la toma y análisis de diagramas, registros de nivel y prueba de incremento de presión.
- Del análisis de la prueba de incremento de presión, obtenemos parámetros del yacimiento que serán vitales para determinar el volumen original de aceite, así como el espaciamiento óptimo entre pozos, este último basado en la distribución de las ondas de presión alrededor del pozo y analizando la necesidades de producción del campo.

Recomendaciones

- Realizar una corrección de la presión obtenida con el ecómetro, llevar éstos valores de presión a la profundidad del nivel medio de los disparos.
- Realizar las mediciones con el ecómetro de forma continua durante toda la prueba de presión, preferentemente cada segundo.
- Realizar una prueba fall off (prueba de disipación de presión) para minimizar el efecto de almacenamiento. Éste tipo de pruebas consisten básicamente en dos etapas principales, la primera etapa, en la cual se inyecta un fluido distinto al presente en el yacimiento a una tasa constante y luego una segunda etapa en la cual se detiene la inyección del fluido, entonces ocurrirá una disminución progresiva de la presión de fondo estática del pozo. En este caso, el nivel de líquido dentro del pozo se reducirá progresivamente hasta alcanzar una condición de equilibrio entre la presión estática de la formación y la presión dentro del pozo.
- Para el análisis de presión transitoria, 30 disparos por ciclo proporcionan una suficiente densidad de datos para una interpretación precisa.
- En el momento de ingresar la información en el archivo base del pozo, se debe hacer de la manera más precisa y completa posible, esto con el fin de obtener resultados bastante certeros que reflejen las condiciones reales en las que se encuentra el pozo.
- Asegurarse de que la información que se recoge durante la prueba es verídica y que refleja las características observadas en el pozo, de no ser así, se debe repetir la prueba.
- Es aconsejable antes de la toma de una prueba de presión realizar la revisión de las condiciones del pozo en cuanto a fugas se refiere, y eliminarlas si existen, buscando una medida representativa de las condiciones reales del pozo, pues éstas pueden generar valores inexactos de la BHP.
- Realizando una labor continua se puede llegar a conocer el comportamiento de un campo en lo referente a los problemas de producción que normalmente presenta cada pozo que normalmente presenta cada pozo, esto hace que el análisis de las pruebas sea más sencillo y las decisiones en cuanto a los correctivos que se deben tomar sean mas certeras.
- Es muy importante tener en cuenta todas las normas e implementos de seguridad en el desarrollo de las labores en campo.

Bibliografía

Alboudwarej, J., Taylor, S., Brady, R., et al.: "La importancia del petróleo pesado," Oilfield Review, 2006.

Curtis, C., Decoster, E., Guzmán García, A., Huggins, C., Knauer, L., et al.: "Yacimientos de petróleo pesado," Oilfield Review, 2002.

Cinco Ley, E.: "Situación Actual y Futura de la Tecnología en la Industria de Hidrocarburos," Seminario Aportaciones al debate sobre la Reforma Energética: los hidrocarburos, abril, 2012.

"Retos tecnológicos de la industria petrolera," Encuentro Tecnológico Internacional Sobre los Recursos Energéticos del Golfo de México, 2012.

PEMEX.: 'Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012,' PEMEX, marzo, 2012.

Dusseault, M. B.: "Comparing Venezuelan and Canadian Heavy Oil and Tar Sands," Canadian International Petroleum Conference, 2001.

Pitts, P. D.: "La extracción del petróleo no convencional de América Latina," Oil and Gas: Intelligence Series, junio, 2012.

EIA.: "Country Analysis Brief: Canada," University of Saskatchewan, 2007.

NEB.: "Canadian Energy Overview 2007," National Energy Board of Canada 2008.

EIA.: "Crude Oil and Total Petroleum Imports Top 15 Countries October 2007 Import Highlights: Released on December 28, 2007," Energy Information Administration of the U.S. Department of Energy, 2007.

Cross, P., Geoff B.: "The Alberta economic juggernaut," Canadian Economic Observer. Statistics Canada, 2006.

NEB".: "Capacity constraints coming," Canadian Hydrocarbon Transportation System Assessment. National Energy Board of Canada, 2007.

López Liahut, A.: "Caracterización Dinámica de Yacimientos Petroleros," UANL, octubre, 2010.

García, M.: "Análisis de pruebas de presión," La Comunidad Petrolera, enero, 2009.

Castro Herrera, I.: "Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos".

González García, M.: "Caracterización Dinámica de Yacimientos de Hidrocarburos," octubre, 2012.

Cisneiros, F. A., Trevisan, O. V.: "Interpretación de pruebas de presión en pozos, uso de ambientes gráficos computacionales," Información Tecnológica, Vol. 88, No. 1, 1997.

Ramírez Juárez, J., Zepeda Alcántara, Jesús.: "Manual de Interpretación de Pruebas de Variación de Presión en Pozos de Gas," agosto, 2009.

Mc Coy, J. N., Podio, A. L., Huddleston, K. L. and B. Drake: "Acoustic Static Bottomhole Pressures," SPE 13810, Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, March 10-12, 1985.

Mc Coy, J. N., Podio, A. L. and K. L. Huddleston: "Acoustic Producing Bottomhole Pressures," SPE 14254, Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas NV, September 22-25, 1985.

Hassan, A. R. and C. S. Kabir.: "Determining Bottomhole Pressures in Pumping Wells," SPE 11580, Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, February 27-March 1, 1983.

Podio, A. L. and J. N. McCoy.: "Computerized Well Analysis," SPE 21174 presented at the SPE Latin American Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, October 14-19, 1990.

Kabir, C. S., Kuchuck, F. J. and Hasan, A. R.: "Transient analysis of acoustically derived pressure and rate data," SPEFE (Sep 1988) 607-616.

García Jara, José.: "Diseño de las Facilidades de Superficie por Bombeo Mecánico para la extracción de crudo de la Sección 67 del Campo Ancón," Ecuador, 2006.

Villegas Rossmary; "Caracterización de yacimientos" 2010

J.N. McCoy, AL Podio and Dieter Becker.: "Pressure Transient Digital Data Acquisition and Analysis from Acoustic Echometric Surveys in Pumping Wells". SPE, 23980. Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas. March 18, 1992.

AIPM, Órgano de divulgación técnica e información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Volumen L. núm. 4, Abril 2010.

AIPM, Órgano de divulgación técnica e información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Volumen LII. núm. 3, Marzo 2012.

AIPM, Órgano de divulgación técnica e información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Volumen L. núm. 5, Mayo 2010.

AIPM, Órgano de divulgación técnica e información de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Volumen L. núm. 6, Junio 2010.

Sánchez Torres, J. A. y Vargas Reyes, J.: "Activo Integral Samaria-Luna," octubre 2012.

PEMEX, E&P.: "Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el Activo de Producción Samaria Luna," Tercera reunión del grupo de trabajo sobre crudo pesado Natural Resources Canada, abril 9, 2012.