

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA ASIGNATURA ANÁLISIS DE PRUEBAS
DE PRESIÓN EN UN AMBIENTE VIRTUAL

DIEGO FELIPE ACEVEDO PARRA
DAVID RICARDO FONSECA PERALTA

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

2013

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA ASIGNATURA ANÁLISIS DE PRUEBAS
DE PRESIÓN EN UN AMBIENTE VIRTUAL

DIEGO FELIPE ACEVEDO PARRA
DAVID RICARDO FONSECA PERALTA

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora:
MSc. Olga Patricia Ortiz Cancino

Codirector:
Ing. Jorge Iván Torres Camacho

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

2013

AGRADECIMIENTOS

A la profe Olga por su dirección, quien a pesar de todas sus ocupaciones estuvo muy pendiente del trabajo.

Al ingeniero Jorge Ivan quien nos brindó su ayuda permanente y quien siempre tuvo un momento para atendernos.

DEDICATORIA

A Diosito por cada nuevo día

A mi mamá Luz Esther, a mi papá Ignacio y a mis hermanos Jose y Javier que fueron y son mi gran motivación. Mi gran familia, sin ellos la alegría de este logro sería incompleta.

A mis grandes amigos: Camilo, David, Jhonba, Diego y Alvaro; por tan buenos recuerdos, porque muchachos trabajar y estudiar con ustedes era la manera más divertida de cumplir con todo.

A todos mis compañeros y demás amigos por todos los momentos compartidos, los mayores éxitos.

A Lorenaaa por ser mala inf... o la mejor!

A mi compañero de tesis, David, o mejor dicho a mi compañero de Pes y últimamente Fifa, por esos juegos que nos distraían de la tesis y en general de todo. Solo queda decir: Empate en la general.

Por ultimo a la UIS, un sueño hecho realidad.

DEDICATORIA

A las 3 mujeres de mi vida mi mamá, mi abuelita y mi tía. Porque siempre de una manera u otra sentí su apoyo y porque siempre fueron y serán el motivo y soporte de mis logros.

A mis 5 padres quienes me han inculcado lo mejor de cada uno de ellos.

A Goldie que siempre me brindo su ayuda y lo continuo haciendo hasta el final.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1 CONCEPTOS DE EDUCACIÓN Y TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN – TIC	22
1.1 PLATAFORMA MOODLE	24
1.1.1 CARACTERÍSTICAS	25
1.1.2 RECURSOS Y ACTIVIDADES QUE OFRECE MOODLE	26
1.1.3 VENTAJAS QUE OFRECE MOODLE	27
2 CONCEPTOS BÁSICOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRINCIPALES PRUEBAS DE PRESIÓN	28
2.1 DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	28
2.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	30
2.3 SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD	33
2.4 APLICACIÓN PRUEBAS DE PRESIÓN	37
2.5 FACTOR SKIN	37
2.6 ALMACENAMIENTO (WBS=WELLBORE STORAGE)	40
2.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	41
2.8 EFICIENCIA DE FLUJO	42
2.9 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN	42
2.9.1 SUPERPOSICIÓN EN EL ESPACIO	43
2.9.2 SUPERPOSICIÓN EN EL TIEMPO	45
2.10 PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN	46
2.10.1 INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN	48
2.10.1.1 TÉCNICAS CONVENCIONALES	48
2.10.1.2 TÉCNICAS MODERNAS	49
2.10.2 PRUEBAS DE LÍMITES DEL YACIMIENTO	54
2.10.3 PRUEBAS MULTITASA	56
2.10.4 PRUEBAS DE DOS TASAS	58
2.10.4.1 MÉTODO DE RUSSEL	59
2.10.4.2 MÉTODO DE PINSON	60
2.10.4.3 MÉTODO DE TIAB	61
2.10.5 PRUEBAS DE DOS TASAS DONDE LA SEGUNDA TASA ES VARIABLE	63
2.10.6 TASA QUE CAMBIA CONSTANTEMENTE	63

2.10.6.1 TÉCNICAS CONVENCIONALES	63
2.10.6.2 TÉCNICAS MODERNAS TDS	65
2.11 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	65
2.11.1 INTERPRETACIÓN DE UNA PRUEBA DE ASCENSO DE PRESIÓN	67
2.11.1.1 MÉTODO DE HORNER	67
2.11.1.2 MÉTODO MDH	68
2.11.2 CALCULO DE LA PRESIÓN PROMEDIO	69
2.11.2.1 MÉTODO DE MBH (MATTHEWS--BRONZ & HAZEBROCK)	69
2.11.2.2 MÉTODO DE DIETZ	72
2.11.2.3 MÉTODO DE MDH (MILLER-DIETZ-HUTCHINSON) ²³	72
2.11.2.4 MÉTODO DE RAMEY-COBB	73
2.11.2.5 MÉTODO DIRECTO	74
2.11.2.6 SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB	75
2.11.3 PRUEBAS MULTITASA	76
2.11.3.1 BUILD UP PRECEDIDA POR DOS TASAS DIFERENTES	76
2.11.3.2 BUILD UP PRECEDIDA POR “N-1” TASAS DIFERENTES	79
2.12 PRUEBAS DE INYECCIÓN	82
2.13 PRUEBAS DE INTERFERENCIA	84
4.16.1. ANÁLISIS DE PRUEBAS DE INTERFERENCIA	85
2.14 PRUEBAS DE PULSO	87
2.14.1 ANÁLISIS DE UNA PRUEBA DE PULSO	89
2.15 DRILL STEM TEST (DST)	90
2.16 PRUEBAS EN POZOS DE GAS	99
2.16.1 ANÁLISIS DE PRUEBAS EN POZOS DE GAS	99
2.16.1.1 PRUEBAS CON CAUDAL DE GAS CONSTANTE	102
2.16.1.2 PRUEBAS EN POZOS DE GAS CON CAMBIOS DE TASA	102
2.16.1.3 PRUEBAS EN POZOS DE GAS CON CAMBIOS SUAVES DE TASA	104
2.19.2. PRUEBAS DE FLUJO DESPUÉS DEL FLUJO (FLOW AFTER FLOW)	105
2.19.2.1. PRUEBA ISOCRONA MODIFICADA	110
3 CASOS ESPECIALES PRUEBAS DE PRESIÓN	111
3.1 PRUEBAS DE PRESIÓN CONSIDERANDO FLUJO MULTIFÁSICO	111
3.1.1 MÉTODO DE PERRINE	112
3.1.1.1 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	115
3.1.2 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA TDS PARA FLUJO MULTIFÁSICO	118
3.2 PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZO PARCIALMENTE PENETRADOS O PARCIALMENTE COMPLETADOS	123
3.2.1 ANÁLISIS FLUJO ESFÉRICO	125

3.2.1.1 MÉTODO DE ANÁLISIS CONVENCIONAL	126
3.2.1.2 TIAB'S DIRECT SINTESIS TECHNIQUE, TDST	128
3.2.2 ANÁLISIS FLUJO HEMISFÉRICO	131
3.2.2.1 MÉTODO DE ANÁLISIS CONVENCIONAL	131
3.2.2.2 TIAB'S DIRECT SINTESIS TECHNIQUE, TDST	133
3.3 PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	135
3.3.1 OBJETIVOS DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	136
3.3.2 PRUEBAS POST-FRACTURAMIENTO	136
3.3.3 PATRONES DE FLUJO EN POZOS FRACTURADOS HIDRÁULICAMENTE	137
3.3.3.1 LINEAL EN LA FRACTURA	138
3.3.3.2 FLUJO BILINEAL	138
3.3.3.3 FLUJO LINEAL EN LA FORMACIÓN	139
3.3.3.4 FLUJO ELÍPTICO	139
3.3.3.5 FLUJO PSEUDORADIAL	140
3.3.4 MÉTODO CONVENCIONAL PARA EL ANÁLISIS DE LA PRUEBA POST-FRACTURA	141
3.3.4.1 MÉTODO FLUJO PSEUDORADIAL	142
3.3.4.2 MÉTODO FLUJO BILINEAL	144
3.3.4.3 MÉTODO DE ANÁLISIS FLUJO LINEAL	145
3.3.5 TÉCNICAS MODERNAS- SÍNTESIS DIRECTA DE TIAB	149
3.3.5.1 FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD INFINITA	149
3.3.5.2 FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD FINITA	155
3.3.6 CASOS ESPECIALES	158
3.3.6.1 NO SE OBSERVA FLUJO LINEAL DE LA FORMACIÓN	158
3.3.6.2 NO SE OBSERVA LA LÍNEA DE FLUJO BILINEAL	159
3.3.6.3 NO SE OBSERVA LA LÍNEA DE FLUJO RADIAL	160
3.4 INTERPRETACIÓN PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES	161
3.4.1 PASOS EN LA EVALUACIÓN DE LOS DATOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DE UN POZO HORIZONTAL	162
3.4.1.1 IDENTIFICACIÓN DE REGÍMENES DE FLUJO	162
3.4.1.2 APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO ADECUADO	163
3.4.1.3 EVALUACIÓN DE LA SINGULARIDAD Y DE LA SENSIBILIDAD	163
3.4.2 REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO HORIZONTAL	163
3.4.3 CARACTERÍSTICAS DE LOS REGÍMENES DE FLUJO	165
3.4.4 IDENTIFICACIÓN REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO HORIZONTAL	169
3.4.4.1 FLUJO RADIAL A TIEMPOS TEMPRANOS	171

3.4.4.2 FLUJO HEMI-RADIAL	173
3.4.4.3 FLUJO LINEAL A TIEMPOS TEMPRANOS	175
3.4.4.4 FLUJO PSEUDORADIAL TARDÍO	177
3.4.4.5 FLUJO LINEAL A TIEMPOS TARDÍOS	180
3.4.5 RESUMEN DEL PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	184
4 IMPLEMENTACIÓN EN EL AULA VIRTUAL	186
4.1 ETAPA DE INICIO	186
4.2 ETAPA DE DISEÑO	195
4.3 ETAPA DE IMPLEMETACIÓN	200
5 CONCLUSIONES	213
6 RECOMENDACIONES	214
7 BIBLIOGRAFÍA	215
8 ANEXOS	218

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 2.1. REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE UNA PRUEBA DE PRESIÓN.....	28
FIGURA 2.2. ELEMENTO DE VOLUMEN RADIAL	30
FIGURA 2.3. INFLUENCIA DEL DAÑO	38
FIGURA 2.4. EFECTOS DEL ALMACENAMIENTO EN RESTAURACIÓN Y CAÍDA DE PRESIÓN	40
FIGURA 2.5. ESQUEMA DE SUPERPOSICIÓN EN EL ESPACIO	43
FIGURA 2.6. DOS POZOS CON UN PUNTO MEDIO FLUYENDO A CAUDAL IDÉNTICO.	44
FIGURA 2.7. DOS POZOS CON UN PUNTO MEDIO FLUYENDO A CAUDAL OPUESTO IDÉNTICO.	44
FIGURA 2.8. ESQUEMA DE SUPERPOSICIÓN EN EL TIEMPO	45
FIGURA 2.9. COMPORTAMIENTO IDEAL DE LA RESPUESTA DE CAUDAL Y RESPUESTA DE PRESIÓN PARA UNA PRUEBA PDD	47
FIGURA 2.10. LÍNEAS Y PUNTOS CARACTERÍSTICOS DE UNA GRÁFICA TÍPICA DE ANÁLISIS MEDIANTE TÉCNICAS MODERNAS.	51
FIGURA 2.11. REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DEL REGISTRO EN UNA PRUEBA MULTITASA	57
FIGURA 2.12. REPRESENTACIÓN DE LA RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	66
FIGURA 2.13. CAUDALES Y RESPUESTA DE PRESIÓN IDEAL PARA UNA PRUEBA DE INYECCIÓN.....	83
FIGURA 2.14. REGISTRO TÍPICO DE CAUDALES EN UNA PRUEBA DE PULSO	87
FIGURA 2.15. RESPUESTA DE PRESIÓN EN UNA PRUEBA DE PULSO	88
FIGURA 2.16. TÍPICO GRÁFICO DE PRESIÓN DST	93
FIGURA 2.17. REGISTRO DE PRUEBA DE PRODUCCIÓN-DST	94
FIGURA 2.18. PRESIÓN VS TIEMPO. PRUEBA DST, DIAGRAMA DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LA HERRAMIENTA	95
FIGURA 2.19 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PRUEBA FLOW AFTER FLOW.....	105
FIGURA 2.20 REPRESENTACIÓN ESQUEMÁTICA DE UNA PRUEBA ISÓCRONA.	108
FIGURA 2.21. GRAFICA ΔP_2 VS Q	109
FIGURA 3.1. REGÍMENES DE FLUJO IDEALES EN COMPLETAMIENTO PARCIAL.....	126
FIGURA 3.2. RESPUESTA DE PRESIÓN PARA UN POZO CON COMPLETAMIENTO PARCIAL ILUSTRANDO LOS PUNTOS Y LÍNEAS CARACTERÍSTICAS	130
FIGURA 3.3. RESPUESTA DE PRESIÓN PARA UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL ILUSTRANDO LOS PUNTOS Y LÍNEAS CARACTERÍSTICAS	130
FIGURA 3.4. REGÍMENES DE FLUJO IDEALES EN PENETRACIÓN PARCIAL	131
FIGURA 3.5. FLUJO RADIAL HACIA UN SUMIDERO HEMISFÉRICO	132
FIGURA 3.6. FLUJO RADIAL HACIA UN SUMIDERO HEMISFÉRICO	132
FIGURA 3.7. RESPUESTA DE PRESIÓN PARA UN POZO CON PENETRACIÓN PARCIAL ILUSTRANDO LOS PUNTOS Y LÍNEAS CARACTERÍSTICAS	134
FIGURA 3.8. ESQUEMA DE UNA FRACTURA IDEAL.....	135
FIGURA 3.9. REGÍMENES DE FLUJO QUE GOBIERNAN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN EN UN POZO INTERRUMPIDO POR UNA FRACTURA VERTICAL DE CAPACIDAD FINITA	137
FIGURA 3.10 . GRÁFICO ADIMENSIONAL PARA FRACTURA DE CONDUCTIVIDAD FINITA	148
FIGURA 3.11. GEOMETRÍA YACIMIENTO Y POZO PARA UN POZO HORIZONTAL.....	164
FIGURA 3.12. FLUJO RADIAL TEMPRANO NO INFLUENCIADO POR LAS FRONTERAS DEL YACIMIENTO.....	165
FIGURA 3.13. FLUJO RADIAL A TIEMPOS TARDÍOS.....	166
FIGURA 3.14. FLUJO HEMIRRADIAL OCURRE CUANDO LOS EFECTOS DE UNO DE LOS LIMITES VERTICALES ES SENTIDO MUCHO MÁS TEMPRANO QUE EL OTRO.....	166

FIGURA 3.15. FLUJO HEMIRRADIAL	166
FIGURA 3.16. FLUJO LINEAL TEMPRANO DESARROLLADO DESPUÉS DEL TRANSIENTE ENCONTRAR LAS FRONTERAS VERTICALES. ..	167
FIGURA 3.17. FLUJO LINEAL	167
FIGURA 3.18. COMIENZO FLUJO PSEUDORADIAL	168
FIGURA 3.19. FLUJO RADIAL A TIEMPO TARDÍO	168
FIGURA 3.20. FLUJO LINEAL A TIEMPO TARDÍO INCLUYE FLUJO DEL VOLUMEN DE DRENAJE PERPENDICULAR AL POZO.....	169
FIGURA 3.21. GRAFICO LOG-LOG. IDENTIFICACIÓN REGÍMENES DE FLUJO EN UN POZO HORIZONTAL.....	170
FIGURA 3.22. CONDICIÓN APARICIÓN FLUJO HEMIRRADIAL.	173
FIGURA 3.23. FLUJO LINEAL TEMPRANO FINALIZA CUANDO EL FLUIDO FLUYE DE MÁS ALLÁ DE LOS EXTREMOS DE LA CARA DEL POZO.	176
FIGURA 3.24. SKIN DE CONVERGENCIA RESULTANTE DEL INCREMENTO DE LA CAÍDA DE PRESIÓN DEBIDO A LA DESVIACIÓN DEL FLUJO DEL TOTAL DEL ESPESOR VERTICAL DEL YACIMIENTO AL LLEGAR A UN PATRÓN RADIAL CUANDO ESTE ENTRA AL POZO	177
FIGURA 3.25. FLUJO PSEUDORADIAL OCURRE CUANDO EL WELLBORE ES RELATIVAMENTE CORTO COMPARADO CON LA LONGITUD DEL ÁREA DE DRENAJE	178
FIGURA 3.26. . LOS EFECTOS DE FRONTERA HORIZONTAL COMIENZAN A AFECTAR LE PRESIÓN Y EL PATRÓN DE FLUJO RADIAL TERMINA	179
FIGURA 3.27. FLUJO LINEAL TARDÍO INCLUYE FLUJO DEL VOLUMEN DE DRENAJE PERPENDICULAR AL POZO.....	181
FIGURA 4.1. PANTALLA DIAPOSITIVA PRESENTACIÓN APP CONSIDERANDO FLUJO MULTIFÁSICO	195
FIGURA 4.2. PANTALLA DIAPOSITIVA PRESENTACIÓN APP EN POZOS PARCIALMENTE PERFORADOS O COMPLETADOS	196
FIGURA 4.3. PANTALLA DIAPOSITIVA PRESENTACIÓN APP EN POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS	196
FIGURA 4.4. PANTALLA DIAPOSITIVA PRESENTACIÓN APP EN POZOS HORIZONTALES	197
FIGURA 4.5. PANTALLA EJEMPLO DEL ENCABEZADO DE LOS EJERCICIOS PROPUESTOS	197
FIGURA 4.6. EJEMPLO DE LA SOLUCIÓN DE UN EJERCICIO PROPUESTO	198
FIGURA 4.7. EJEMPLO DEL PASO A PASO DE LA SOLUCIÓN DE LOS EJERCICIOS PROPUESTOS	198
FIGURA 4.8. EJEMPLO DEL INSTRUCTIVO DE LAS ACTIVIDADES PROPUESTAS	199
FIGURA 4.9. PANTALLA ENCABEZADO DEL AULA VIRTUAL	201
FIGURA 4.10. PANTALLA TEMA 1: FUNDAMENTOS DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS	202
FIGURA 4.11. PANTALLA TEMA 2: PRUEBAS DE DESCENSO DE PRESIÓN	203
FIGURA 4.12. PANTALLA TEMA 3: PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN	204
FIGURA 4.13. PANTALLA TEMA 4: PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS Y OTRAS PRUEBAS	205
FIGURA 4.14. PANTALLA TEMA 5: PRUEBAS PRESIÓN CONSIDERANDO FLUJO MULTIFÁSICO	206
FIGURA 4.15. PANTALLA TEMA 6: PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS PARCIALMENTE PERFORADO O COMPLETADO	207
FIGURA 4.16. PANTALLA TEMA 7: PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO	208
FIGURA 4.17. PANTALLA TEMA 8: PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	209
FIGURA 4.18. PANTALLA EJEMPLO DEL INSTRUCTIVO DE LOS QUICES	210
FIGURA 4.19. PANTALLA EJEMPLO TIPO DE PREGUNTAS DE LOS EXÁMENES.....	211
FIGURA 4.20. PANTALLA HOJA DE CALIFICACIONES DEL AULA VIRTUAL.....	212

LISTA DE ANEXOS

Anexo1: Tabla 1. Factores de forma para varias áreas de drenaje de pozos sencillos

Anexo 2: Grafica 1. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drene equiláteras

Anexo 3: Grafica 2. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drene cuadradas

Anexo 4: Grafica 3. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drene rectangulares con relación de lado 2:1

Anexo 5: Grafica 4. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drene rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1

Anexo 6: Grafica 5. PD MDH para un pozo en el centro de áreas de drene circular y cuadrada

Anexo 7: Nomenclatura

RESUMEN

TITULO: DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA ASIGNATURA ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN EN UN AMBIENTE VIRTUAL

AUTORES: DIEGO FELIPE ACEVEDO PARRA

DAVID RICARDO FONSECA PERALTA

PALABRAS CLAVES: Análisis de presiones, Moodle, Pruebas.

CONTENIDO: El correcto análisis de una prueba de presión hace parte del primer acercamiento a un yacimiento, la metodología de análisis de cada una de estas pruebas varía de acuerdo al comportamiento de la presión y al tipo de yacimiento, por lo que es necesario fortalecer las competencias que permitan al ingeniero de petróleos interpretar correctamente el comportamiento de los datos arrojados por una prueba de presión.

El objetivo del presente trabajo de investigación es realizar un estado del arte de las pruebas contenidas hasta el momento en el programa de la asignatura, además de pruebas que actualmente no lo están, para finalmente implementar la información estructurada y los recursos académicos pertinentes en un ambiente virtual.

Para lograr esto, se recopilaron de la literatura conceptos y metodologías de cada una de las pruebas de presión, organizando la información en orden de importancia y seleccionando aquella que es de importancia para el proceso de enseñanza, posteriormente se elaboró el material académico que contiene diferentes técnicas de enseñanza y por medio del cual se pretende que el estudiante cuente con las facilidades para realizar el proceso de estudio y entendimiento propio de su ocupación.

Finalmente, se implementó en la plataforma virtual todo el material previamente preparado junto con diferentes recursos necesarios para el correcto desarrollo del curso.

Proyecto de grado

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

Director: Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: ing. Jorge Iván torres Camacho

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND IMPLEMENTATION OF PRESSURE TEST ANALYSIS SUBJECT IN A VIRTUAL ENVIRONMENT

AUTHORS: DIEGO FELIPE ACEVEDO PARRA

DAVID RICARDO FONSECA PERALTA

KEYWORDS: Pressure analysis, Moodle, testing.

CONTENT: Correct analysis of a pressure test is the first approach to a reservoir, the analysis methodology of each of these tests varies according to the behavior of the pressure and the type of reservoir, so it is necessary to strengthen the skills that enable the petroleum engineer interpret correctly the data behavior of the pressure test.

The objective of this research is making a state of the art about pressure tests contained so far in the curriculum course, in addition to tests which are not currently included, to finally implement structured and relevant academic resources in a virtual environment.

To achieve this, were collected concepts and methodologies of each pressure test from the literature. Organizing information in order of importance and selecting wich is important to the teaching. Subsequently, developing academic materials which contain different teaching techniques, by which it is intended that the student has access to perform the process of studying and understanding the topics.

Finally, all the material previously prepared was implemented in the virtual platform, along with different resources for the proper development of the course.

Undergraduate project
Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School
Director: Msc. Olga Patricia Ortiz Cancino. Codirector: ing. Jorge Iván Torres Camacho

INTRODUCCIÓN

Hoy en día la adecuada gerencia de un yacimiento es de los aspectos más importantes en la ingeniería de petróleos puesto que cada vez es menor la posibilidad de encontrar un proyecto con potencial comercial o que sea técnicamente viable. Por tanto el análisis de pruebas de presión es un recurso de gran utilidad para caracterizar el yacimiento en su etapa temprana y con esto encontrar la manera idónea para manejarlo a lo largo de su vida productiva.

Se propone soportar en un ambiente virtual la asignatura de análisis de presiones con miras a complementar el aprendizaje en el aula de clase y de esta forma se refuercen las competencias en este recurso que nos brinda un primer acercamiento al yacimiento. Asimismo contribuir a la formación en el área de análisis de pruebas de presión aportando en la construcción de bases teóricas sólidas; a su vez abordar la mayor cantidad de escenarios posibles y su correcto análisis e interpretación.

Este documento contiene cuatro capítulos principales que detallan el trabajo realizado. El primer capítulo, contiene conceptos sobre educación y tecnologías de información y comunicación – TIC, donde se contextualiza el ambiente en el que se va trabajó.

El capítulo dos presenta el marco teórico, donde se adentra en los conceptos básicos e interpretación de las principales pruebas de presión que hasta el momento están contenidas en el programa de la asignatura.

El tercer capítulo presenta las pruebas adicionales, casos especiales de las pruebas de presión en los cuales se muestran los métodos convencionales y modernos para el análisis de las mismas.

El capítulo cuatro contiene el resultado de la implementación en el ambiente virtual de los servicios, recursos y actividades desarrollados los cuales se organizaron, teniendo en cuenta la planeación, diseño y evaluación acorde a los contenidos de la asignatura y pruebas adicionales.

JUSTIFICACIÓN

Las pruebas de presiones son una herramienta muy importante empleadas alrededor del mundo, debido a la facilidad de la interpretación de las mismas y cuyos resultados permiten obtener parámetros que son de gran influencia en la toma de decisiones para la puesta en producción de un yacimiento o la implementación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

Por esta razón el análisis de la pruebas de presión se ha convertido en el método primario para determinar dichos parámetros, como lo son la permeabilidad, conductividad, factor de daño, presión y límites del yacimiento; que proporcionan al ingeniero una descripción del yacimiento de forma indirecta y le permiten monitorear la condiciones y el desempeño de los pozos, mediante la aplicación de las mismas con el fin de tomar decisiones que conlleven a mejorar el desempeño del yacimiento.

Por otra parte teniendo en cuenta el ritmo acelerado en el cual avanza el conocimiento, especialmente en el campo tecnológico y tomando como base lo señalado por la UNESCO¹ “hacer frente a la vez a los retos y oportunidades que abren las tecnologías, que mejoran la manera de producir, difundir y controlar el saber y acceder al mismo”. Se pretende soportar la asignatura análisis de presiones y contenidos adicionales que no son cubiertos por la materia tal como está, los cuales serían el soporte para una nueva electiva profesional, en un ambiente virtual, en la plataforma Moodle. La cual permitirá a los estudiantes acceder a la información del curso desde cualquier lugar, contando tan solo con un computador y acceso a internet y contar con diversos productos que facilitan el aprendizaje colaborativo. A su vez al profesor valerse de un mecanismo diferente a los tradicionales, entre las cuales, brindar un medio de comunicación estudiantes-profesor, es decir, la interacción entre los mismos. Favoreciendo todo esto en la formación de profesionales más integrales.

¹ UNESCO. Declaración mundial sobre la educación superior en el siglo XXI: visión y acción, 1998. Disponible en: [http://www.unesco.org/education/educprog/wche/declaration_spa.htm]

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar e implementar en una ambiente virtual la asignatura de análisis de presiones.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir las características, bases teóricas y métodos de interpretación de los tipos de pruebas de presión que se encuentran contenidos en la asignatura análisis de presiones.
- Describir las características, bases teóricas y método de interpretación de las pruebas, que no se encuentran contenidas en la asignatura análisis de presiones (pruebas de presión considerando flujo multifásico, pozos horizontales, perforación parcial, penetración parcial y yacimientos hidráulicamente fracturados).
- Diseñar y elaborar guías, talleres y demás material de soporte, enfocado a las diferentes pruebas seleccionadas que serán el material utilizado en el desarrollo del curso y respaldara el proceso de enseñanza-aprendizaje.
- Implementar en la plataforma Moodle los contenidos de la asignatura análisis de pruebas de presión, para generar un espacio de comunicación virtual profesor-estudiante y fomentar la discusión y solución de dudas e inquietudes.

1 CONCEPTOS DE EDUCACIÓN Y TECNOLOGÍAS DE INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN – TIC

De acuerdo con Heisenberg, etimológicamente, la educación tiene dos significados: educare que significa conducir; llevar a un hombre de un estado a otro, y educere que significa “extraer”; sacar algo de dentro del hombre. La educación significa, entonces, una modificación del hombre, un desenvolvimiento de las posibilidades de ser. Esta modificación no tendría sentido si no implicara una mejora; sin embargo, no toda perfección es educación ya que existe en el hombre una evolución espontánea del ser. Dado que la educación presupone una influencia extraña, una dirección, una intención, se la define como “un perfeccionamiento intencional de las funciones superiores del hombre, de lo que este tiene de específicamente humano”.²

Por lo que se refiere a la educación presencial, el profesor mantiene las ventajas, como conocer las ideas previas de los estudiantes, ser dinámico, las cuales son más complejas de tratar en la educación en línea; para ellos es necesario resaltar que todo hace parte de la estrategia del profesor utilizada en el procesos para alcanzar esa meta en común que se ha planteado a lograr con sus estudiantes. Por otro lado, la educación virtual y la gran influencia que tienen hoy las tecnologías de la información y la comunicación en el proceso de enseñanza, en esta época de la ola del conocimiento que ha sido llamada la “Sociedad del conocimiento” precisamente porque la tecnología predominante potencia fundamentalmente las facultades intelectuales humanas. Además como es más que evidente en la sociedad actual, el medio principal de comunicación lo constituye internet y quienes están más familiarizados con la tecnología son los jóvenes, quienes al mismo tiempo son los usuarios principales de la educación. Silvio (2000, p. 36):

Dado esto, cualquier herramienta que de valor agregado a los procesos de enseñanza debe ser aceptada y adecuada a los procesos educativos. Asimismo la educación debe avanzar a la par que el mundo avanza, haciendo uso de los recursos tecnológicos, los cuales brindan tanto al profesor como al estudiante posibilidades de apoyo y mejoramiento en su quehacer académico. Sin embargo asumir de manera acertada la vinculación de las TIC en el proceso de enseñanza conlleva consigo nuevos retos: el profesor se convierte en un guía y facilitador de trabajo, es decir, provee un conjunto de condiciones, instrumentos y metodologías

² HEISENBERG, Ever. Conceptos de Educación. [citado en 20 junio de 2013]. Disponible en Internet: <<http://es.scribd.com/doc/7622903/Concepto-de-Educacion>>

para facilitar a los estudiantes la tarea de construcción de conceptos, competencias, actitudes y valores. Al contrario de un escenario clásico donde el educando es un transmisor de información única y los estudiantes receptores que deben recitar y transcribir todo de igual forma, es decir, mayor tiempo dedicado por parte del educador y una mayor responsabilidad por parte del educando en el sentido de saber aprovechar este nuevo recurso y no malgastar el tiempo en mundo de infinidad de recursos, cabe resaltar tanto “buenos” como “malos”.

Por otra parte, en las aulas se ha perdido el sentido colaborativo, el aprendizaje colaborativo y el cual al día de hoy presenta cierta resistencia entre los estudiantes, y de manera enfática entre los más aventajados, porque están acostumbrados a involucrarse en una lucha de ganadores y perdedores en la que quieren ser siempre los mejores, y en los alumnos no aventajados porque no creen que tengan posibilidades de éxito; ambas situaciones competitivas desarrollan una interdependencia negativa en el logro de sus propósitos de aprendizaje. Los estudiantes también prefieren trabajar de manera individual, en sus propios objetivos de aprendizaje; sus propósitos nada tienen que ver con lo que hagan los demás y, de igual forma, los propósitos de los demás nada tienen que ver con él; esto es consecuencia lógica de la cultura del individualismo que suele predominar en el entorno educativo.³

Por tanto con la implementación de un aula virtual que apoya el proceso presencial da valor agregado y complementa las estrategias de aprendizaje colaborativo, pues hace posible la visión de “comunidad virtual”, y de “círculos de aprendizaje” donde se:

Desarrollan diferentes niveles de comunicación.

Supera fácilmente la parte conflictiva que genera la sola interacción cara a cara.

Recupera la participación masiva de los estudiantes.

Colocan a disposición de los estudiantes, cuando y donde lo necesiten, los materiales de la asignatura.

Favorece la comunicación del estudiante con su profesor y con sus compañeros (de manera asincrónica y sincrónica).

Supera la dispersión geográfica del alumnado.

³ GENTE. Aula Virtual, Una alternativa en educación superior. Primera edición, 2003.

Facilita la comunicación sincrónica: chat, videoconferencias y tableros compartidos.

Admite ambientes colaborativos integrados, como grupos de discusión y listas de correo.

Cabe añadir que en una comunidad virtual existe un fin en común entre sus miembros que generan actividades a realizar, contenidos de información que circulan como productos de la interacción entre sus miembros, lugares a donde ir y reunirse, un gobierno que regula la conducta de los miembros mediante normas y una economía mediante la cual se administran los recursos de la comunidad y se realizan las transacciones entre sus miembros (Powers, 1998). Por el contrario brinda mayores recursos para la construcción y el logro del fin de la enseñanza, con la formación de comunidades virtuales de gran apoyo y sentido colaborativo.

1.1 PLATAFORMA MOODLE

Su nombre proviene del acrónimo; Modular Object Oriented Dynamic Learning Environment, Entorno Modular de Aprendizaje Dinámico Orientado a Objetos. Es un ambiente educativo virtual, sistema de gestión de cursos, de distribución libre que ayuda a los educadores a crear comunidades de aprendizaje en línea.

Esta herramienta es de gran utilidad en el ámbito educativo, ya que permite a los profesores la gestión de cursos virtuales por medio del uso de un espacio en línea que da apoyo a la presencialidad (aprendizaje semipresencial). Una de las ventajas es que respalda la interacción grupal, al mismo tiempo que ofrece diversos medios de comunicación entre los participantes.

De las características de Moodle se puede destacar que es lo suficientemente flexible para permitir una amplia gama de modos de enseñanza, es ecológico, es asincrónico o/y sincrónico, como ya se mencionó y cabe recalcar que posibilita el aprendizaje no presencial de los alumnos, permite gestionar contenidos, comunicarse con los alumnos y evaluar las actividades⁴.

En general Moodle brinda una serie flexible de actividades para los cursos: foros, diarios, cuestionarios, materiales, consultas, encuestas y tareas. En la página

⁴ DÍAZ, Javier. FILOMENA, Guisepe. Estudio de casos como herramienta pedagógica en la asignatura Creación de Empresas de la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales de la universidad Industria de Santander. Bucaramanga, 2011. Trabajo de grado.

principal del curso se pueden presentar los cambios ocurridos desde la última vez que el usuario entro en el curso, lo que ayuda a crear una sensación de comunidad.

1.1.1 Características

Las siguientes son algunas de las características que brinda la plataforma Moodle para en la creación y uso de los cursos⁵.

Promueve una pedagogía constructivista social (colaboración, actividades, reflexión crítica, etc.).

Tiene una interfaz de navegador de tecnología sencilla, ligera, eficiente y compatible.

Se puede elegir entre varios formatos de curso tales como semanal, por temas o el formato social, basado en debates.

En la página principal del curso se pueden presentar los cambios ocurridos desde la última vez que el usuario entró en el curso, lo que ayuda a crear una sensación de comunidad.

Todas las calificaciones para los foros, cuestionarios y tareas pueden verse en una única página (y descargarse como un archivo con formato de hoja de cálculo).

Registro y seguimiento completo de los accesos del usuario. Se dispone de informes de actividad de cada estudiante, con gráficos y detalles sobre su paso por cada módulo (último acceso, número de veces que lo ha leído) así como también de una detallada "historia" de la participación de cada estudiante, incluyendo mensajes enviados, entradas en el glosario, etc. en una sola página.

Escalas de calificación personalizada, los profesores pueden definir sus propias escalas para calificar foros, tareas y glosarios.

Puede especificarse la fecha final de entrega de una tarea y la calificación máxima que se le podrá asignar.

Los estudiantes pueden subir sus tareas (en cualquier formato de archivo) al servidor. Se registra la fecha en que se han subido.

⁵ http://docs.moodle.org/all/es/Palabras_clave_de_Moodle

Las observaciones del profesor se adjuntan a la página de la tarea de cada estudiante y se le envía un mensaje de notificación.

En cuanto a consultas, es como una votación. Puede usarse para votar sobre algo o para recibir una respuesta de cada estudiante (por ejemplo, para pedir su consentimiento para algo).

Los profesores pueden definir una base de datos de preguntas que podrán ser reutilizadas en diferentes cuestionarios.

Los cuestionarios se califican automáticamente, y pueden ser recalificados si se modifican las preguntas.

Los cuestionarios pueden tener un límite de tiempo a partir del cual no estarán disponibles.

El profesor puede determinar si los cuestionarios pueden ser resueltos varias veces y si se mostrarán o no las respuestas correctas y los comentarios.

Las preguntas y las respuestas de los cuestionarios pueden ser mezcladas (aleatoriamente) para disminuir las copias entre los alumnos.

En cuanto a los recursos, admite la presentación de cualquier contenido digital, Word, Powerpoint, Flash, vídeo, sonidos, etc.

1.1.2 Recursos y actividades que ofrece Moodle

Los recursos son objetos que permiten al profesor asistir el aprendizaje, con un archivo o un enlace. Moodle soporta un rango amplio de recursos que los profesores pueden añadir a las secciones del curso. En el modo edición, un profesor puede añadir recursos a través de un menú desplegable. Los recursos aparecen como un simple enlace con un icono delante que representa el tipo de recurso.

Las actividades son herramientas para generar interacción entre los participantes de los cursos. Las cuales pueden trabajarse en modalidad de grupos y promueven el trabajo colaborativo; algunos ejemplos son: contribuir en un foro, subir una tarea, contestar preguntas en un examen. Todas las actividades son calificables.

1.1.3 Ventajas que ofrece Moodle

Como ya se ha visto, Moodle ofrece un gran apoyo en el proceso de enseñanza-aprendizaje, siendo este mismo un recurso muy valioso que brinda un gran número de ventajas tanto para el docente como para el estudiante, entre las cuales se pueden resaltar las siguientes.

Ventajas para el Profesor

- Control sobre los contenidos del curso
- Seguimiento a todo el trabajo realizado por los estudiantes
- Facilidad de comunicación con los estudiantes
- Dinámica en la creación de cursos
- Reutilización de los recursos y actividades de los cursos
- Facilidad de realimentación del trabajo de los estudiantes

Ventajas para el Estudiante

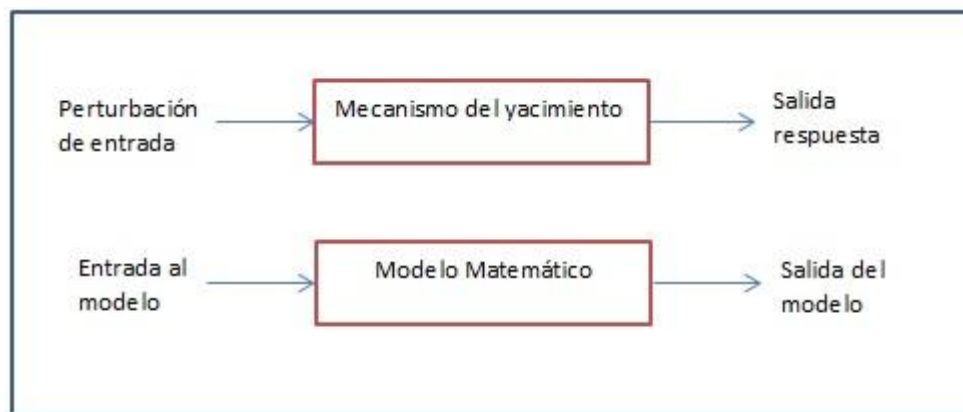
- Contenidos variados y atractivos
- Disponibilidad permanente de contenidos
- Realimentación en línea de las actividades realizadas
- Facilidad de consulta sobre la temática y el desarrollo del curso
- Comunicación permanente con el profesor y los compañeros
- Acceso a recursos que facilitan el trabajo independiente

2 CONCEPTOS BÁSICOS E INTERPRETACIÓN DE LAS PRINCIPALES PRUEBAS DE PRESIÓN

2.1 DEFINICIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión obedecen a la tercera ley de Newton; acción y reacción como se ilustra en la siguiente figura:

Figura 2.1. Representación matemática de una prueba de presión



Fuente: Modificado de Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

De esta manera una perturbación de entrada a cierto modelo generará una respuesta, la cual depende directamente del tipo de perturbación y del modelo, es decir, la respuesta obtenida contiene implícitamente parámetros únicos del sistema y de sus condiciones. Análogamente en la pruebas de presión, cambios en las condiciones de producción (o inyección) generarán una réplica dependiente del tipo de yacimiento a través de cual se transmite la perturbación, respuesta de presión.

De esta forma, en las pruebas de presión las condiciones de producción son monitoreadas y la respuesta medida. Convirtiéndose este tipo de pruebas en un problema inverso, en cual el objetivo es inferir los parámetros del modelo mediante el análisis de la réplica del mismo a las condiciones de entrada.

Para cumplir con este propósito, los objetivos de las pruebas de presión se encierran dentro de tres grandes categorías:

- Evaluación del yacimiento

Una de las grandes decisiones que debe tomar un ingeniero de petróleos es cómo poner a producir de la mejor manera un yacimiento dado o como incrementar su producción. Para afrontar este tipo de retos y obtener una respuesta acertada se hace necesario conocer la mayor información posible del mismo; como entregabilidad, propiedades y tamaño. Por lo tanto, las pruebas de presión atiende esta problemática permitiendo determinar la conductividad del yacimiento, presión inicial y los límites o fronteras. Además permiten conocer las propiedades físicas de los fluidos mediante el muestreo de los mismo y su posterior análisis en laboratorio.

La conductividad (kh) gobierna que tan rápido los fluidos pueden fluir al pozo. Por lo cual es un parámetro a tener en cuenta para diseñar el espaciamiento y el número de pozos⁶.

La presión indica que tanta energía tiene el yacimiento y permite pronosticar por cuanto tiempo el yacimiento podrá producir.

El análisis de los límites permite determinar cuánto fluido está presente en el yacimiento y si estos son cerrados o abiertos.

- Administración del yacimiento

Monitorear las condiciones de los pozos a través de la vida del yacimiento es una herramienta de gran valor, que permite refinar los pronósticos de desempeño de la formación. Identificando, previniendo y solucionando problemas que se puedan presentar, que con llevan al deterioro de la vida o capacidad productiva de los mismos. Una de las formas de lograr esto es mediante los resultados obtenidos del análisis de las pruebas de presión, como es la presión promedio del yacimiento.

- Descripción del yacimiento

Las pruebas de presión pueden ser interpretadas para conocer la presencia de fallas, barreras, estructuras geológicas; ya que este tipo de situaciones influencia

⁶ HORNE, R. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, 1995.

el comportamiento del transiente de presión y por ende la respuesta obtenida. Además, permite estimar las propiedades globales del yacimiento, ya que dichas pruebas no son sensitivas a las heterogeneidades de escala local.

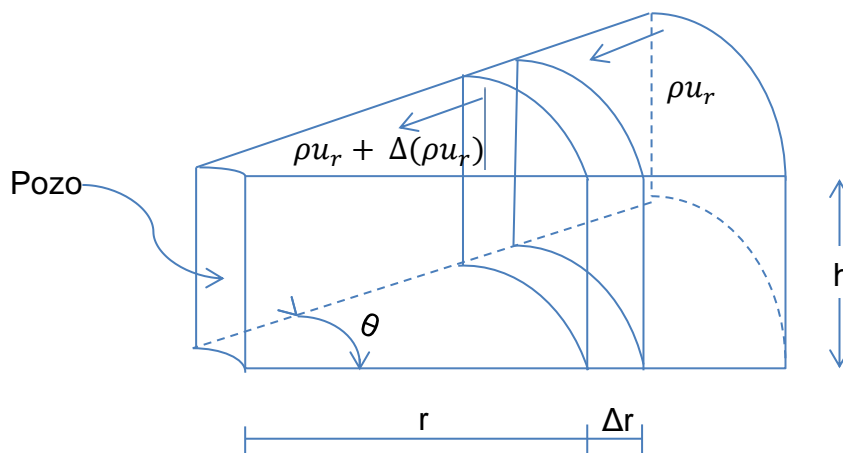
2.2 ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD

La solución a la ecuación de difusividad, es la expresión matemática base que permite el análisis de los datos obtenidos mediante la prueba de presión. Como es bien conocido esta ecuación rige el flujo de fluidos en medios porosos, por ende y en vista de la gran importancia de esta, se hace necesario conocer su desarrollo y principalmente las limitaciones inherentes que surgen como suposiciones para la obtención de la misma y que limitaran al mismo tiempo el rango de solución aplicable para la interpretación de las pruebas.

Para su obtención, se parte de la **ley conservación de la masa** aplicada sobre un elemento de volumen radial.

(Masa que entra) – (Masa que sale) = Tasa de acumulación del sistema.

Figura 2.2. Elemento de volumen radial



Fuente: Modificado de Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Aplicando esta ley al elemento mostrado en la figura 2.2 , simplificando y tomando límites cuando Δt y $\Delta r \rightarrow 0$. Se obtiene la ecuación de continuidad:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (r \rho u_r) = - \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (2.1)$$

De acuerdo con la Ley de Darcy,

$$u_r = - \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (2.2)$$

Sustituyendo se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi \rho) \quad (2.3)$$

Considerando un fluido de compresibilidad constante (líquido) por ejemplo: petróleo o agua. Se tiene la **ecuación de estado**:

$$c = - \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T = \frac{1}{\rho} \left(\frac{\partial \rho}{\partial P} \right)_T \quad (2.4)$$

Considerando un proceso isotérmico ($T=cte$), la ecuación anterior es una ecuación diferencial de primer grado. Dónde:

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \quad (2.5)$$

$$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial P} \quad (2.6)$$

El subíndice “o”, se refiere a condiciones estándar.

Ahora, el segundo miembro de la ecuación (2.1) se puede escribir como:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.7)$$

Con esto, la ecuación de continuidad se transforma en:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r\rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (2.8)$$

Sustituyendo $\frac{\partial P}{\partial r}$ de la ecuación (2.3)

$$\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{\rho c} \frac{\partial \rho}{\partial r} \quad (2.9)$$

Y considerando k y μ constantes.

$$\frac{\partial^2 \rho}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial \rho}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left(\frac{\partial \rho}{\partial t} \right) \quad (2.10)$$

Ecuación de difusividad en términos de ρ .

Derivando la ecuación (2.5) con respecto al tiempo, se obtiene:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} = \rho_o e^{c(P-P_o)} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (2.11)$$

Remplazando:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) + c \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi \mu c_t}{k} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad (2.12)$$

Suponiendo gradientes de presión pequeños

$$\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \approx 0$$

Entonces,

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\Phi \mu c_t}{k} \left(\frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad (2.13)$$

Esta ecuación se conoce como la ecuación de difusividad, que puede ser resuelta para determinadas condiciones de contorno e iniciales mediante métodos analíticos.

Las suposiciones inherentes a esta ecuación y que deben ser tenidas en cuenta para su solución son:

- Medio poroso homogéneo e isotrópico
- Fluido de compresibilidad pequeña y constante
- Flujo radial en el pozo, el cual está produciendo a través de toda la formación
- Espesor uniforme
- Flujo monofásico
- Viscosidad constante
- Gradientes de presión pequeños y constantes

2.3 SOLUCIÓN A LA ECUACIÓN DE DIFUSIVIDAD⁷

Hay varias soluciones diferentes a la ecuación de difusividad, dependiendo de las condiciones iniciales y de contorno utilizados para resolver la ecuación.

Flujo radial transitorio, caudal constante a partir de la línea fuente:

En este caso, se supone que el pozo puede ser representado como una "línea fuente" en otras palabras, el pozo es infinitesimalmente pequeño ($r_w \rightarrow 0$), este pozo produce a un caudal constante sin almacenamiento o daño en un yacimiento infinitamente grande. Esto no describe una situación real, todos los yacimientos tienen una extensión superficial finita y todos los pozos que se perforan tienen un radio de pozo determinado. Sin embargo, el radio del pozo es pequeño en comparación con el radio del yacimiento, por lo que una hipótesis de línea fuente es razonable. También a tiempos tempranos los efectos de los límites del

⁷ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing, 2003

yacimiento no se ven reflejados y el yacimiento se comporta como si no existieran fronteras.

La ecuación diferencial parcial para este caso es:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (2.14)$$

Inicialmente la presión en el yacimiento es uniforme a lo largo del yacimiento, entonces la condición inicial está dada por:

$$p_D(r_D, t_D = 0) = 0$$

El yacimiento está actuando como infinito por lo tanto como el radio adimensional tiende hacia el infinito, la presión al radio actual va a ser la misma que la presión Inicial y la función de presión adimensional será cero. Por tanto, la condición de frontera exterior se escribe como.

$$p_D(r_D \rightarrow \infty, t_D) = 0$$

El yacimiento está produciendo a un caudal en la cara de la formación constante sin almacenamiento o daño (el radio de pozo es aproximadamente 0).

La condición interior para este caso es:

$$\lim_{r_D \rightarrow 0} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D} = -1$$

Usando transformada de Laplace o de Boltzmann se puede obtener la solución de la línea fuente en variables adimensionales:

$$P_D = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-r_D^2}{4t_D} \right) \quad (2.15)$$

Donde E_i es la integral exponencial definida como:

$$E_i(-x) = - \int_x^{\infty} \frac{e^{-y}}{y} dy \quad (2.16)$$

Substituyendo en las definiciones apropiadas para variables adimensionales se puede escribir la solución de la línea fuente términos de campo como:

$$P = P_i + 70.6 \frac{qB\mu}{Kh} E_i \left(- \frac{948\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \quad (2.17)$$

La solución de la línea fuente es una aproximación más general que la solución cilíndrica, por lo que debemos definir sus límites de aplicabilidad dentro del rango:

$$\frac{(3.975 \times 10^5) \phi \mu c_t r w^2}{k} < t < \frac{948 \phi \mu c_t r e^2}{k}$$

A veces para un valor menor que el límite inferior, la asunción de tamaño cero del pozo limita la precisión de la ecuación. A veces para valores mayores que el límite superior (para un pozo centrado en un área de drenaje circular), los límites del yacimiento afectará a la distribución de la presión en el yacimiento de manera que el yacimiento ya no es de acción infinita.

Cuando el argumento de la función E_i , x , es mayor que 0.01 se usan las tablas para estimar el valor de la función E_i para un valor de x dado.

Luego se reemplaza este valor en la fórmula para calcular la presión.

Para valores de x menores a 0.01 la solución puede ser simplificada haciendo una aproximación a la integral exponencial $E_i(-x)$

$$E_i(-x) = \ln(1.781x) \quad (2.18)$$

$$P = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{Kh} \left[\ln \left(\frac{1.688\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \right] \quad (2.19)$$

Factor de daño:

Para incluir el factor de daño en los cálculos se debe recordar que la condición de frontera para el factor de daño está dada por:

$$p_{wD} = p_D(1, t_D) + s$$

Esto implica que se pueda añadir el factor daño a la solución adimensional, evaluando a $r_D = 1$ para obtener la presión en la cara del pozo, para la línea fuente la solución se convertiría en:

$$P_{wD} = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{-1}{4t_D} \right) + s \quad (2.20)$$

Redefiniendo las variables adimensionales:

$$P_{wD} = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2qB\mu}$$

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r w^2}$$

$$r_D = \frac{r}{r_w} = 1 (a r = r_w)$$

Substituyendo estas definiciones en (2.20) se puede obtener una ecuación para estimar presión con la solución de la línea fuente cuando el factor daño no es cero.

$$\frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2qB\mu} = -\frac{1}{2} E_i \left(\frac{948\phi\mu c_t r w^2}{kt} \right) + s \quad (2.21)$$

Reordenando la ecuación, se obtiene:

$$(P_i - P_{wf}) = -\frac{70.6qB\mu}{kh} \left[E_i \left(-\frac{948\phi\mu c_t r w^2}{kt} \right) - 2s \right] \quad (2.22)$$

Cuando el argumento de la función $E_i(x)$ es mayor a 0.01 se obtiene el valor en tablas. Para valores menores a 0.01 la ecuación anterior puede ser simplificada haciendo una aproximación a la integral exponencial. Esta aproximación está dada por.

La aproximación simplificada de la solución de la línea fuente incluye el factor de daño así:

$$E_i(-x) = \ln(1.781x) \quad (2.23)$$

$$p_{wf} = p_i + \frac{70.6qB\mu}{kh} \left[\ln \left(-\frac{1.688\phi\mu c_t r w^2}{kt} \right) - 2s \right] \quad (2.24)$$

2.4 APLICACIÓN PRUEBAS DE PRESIÓN

Solucionando esta ecuación mediante la asignación de condiciones iniciales y de fronteras se pueden usar las pruebas de presión para obtener:

- Presión promedio del yacimiento del área de drenaje
- Permeabilidad de la formación
- Daño
- Efectividad de un tratamiento o una estimulación
- Estructuras geológicas
- Conectividad entre pozos

2.5 FACTOR SKIN

La permeabilidad de la formación cerca a la cara del pozo se ve afectada durante cualquier de las etapas productivas de un pozo (perforación, completamiento, producción, entre las demás). Todos estas etapas generar una reducción en la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella en una zona próxima al wellbore, causando esto una caída de presión adicional. La severidad de dicho daño se cuantifica por una cantidad adimensional, conocida como el factor skin (s).

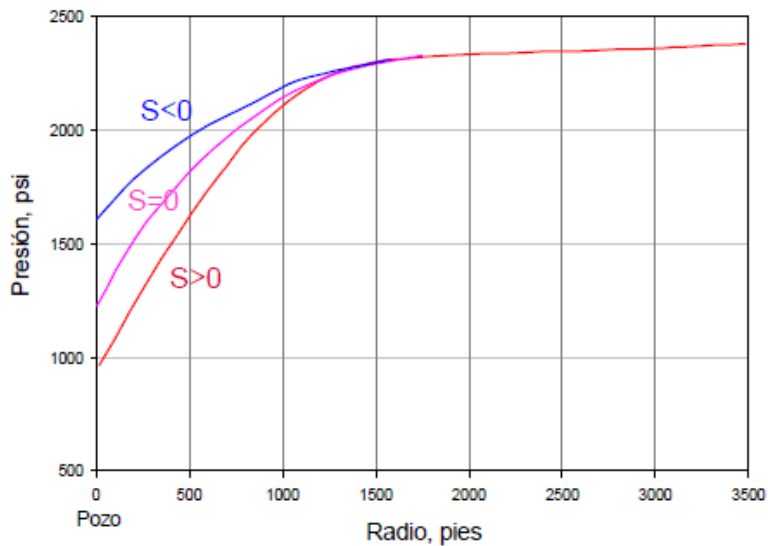
Los principales factores, responsables de este daño son:

- Penetración parcial del pozo
- Completamiento parcial
- Invasión de fluidos de perforación
- Perforaciones obstruidas
- Precipitación de orgánicos e inorgánicos
- Presencia de torta de lodo y cemento
- Alta saturación de gas alrededor del pozo
- Crecimiento de bacterias
- Densidad de perforaciones inadecuadas
- Dispersión de arcillas
- Presencia de alta saturación de gas alrededor del pozo

Si la permeabilidad en la zona alterada es menor que la permeabilidad de la formación, quiere decir que la zona cercana al pozo está dañada, $s > 0$.

Si la permeabilidad en la zona alterada es mayor que la permeabilidad de la formación, quiere decir, estimulación del pozo (fracturamiento o acidificación), $s < 0$.

Figura 2.3. Influencia del daño



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

La caída o ganancia de presión debida al daño en la cara del pozo, está dada por:

$$\Delta P_s = \frac{141,2qB\mu}{kh} s = 0,869ms \quad (2.25)$$

A continuación se presentan ciertos valores típicos del factor skin para varios completamientos y tratamientos de estimulación:

Tipos de estimulación o completamiento	s
Completamiento normal	0
Tratamiento acido pequeño	-1
Tratamiento acido intermedio	-2
Tratamiento ácido grande de pequeñas fracturas	-3
Tratamiento de fracturas intermedias	-4
Tratamientos de fracturas grandes en yacimientos de baja permeabilidad	-6
Tratamientos de fracturas masivas en yacimientos de baja permeabilidad	-8

Asumiendo estado estable cerca al pozo y que la zona dañada tiene un radio finito, r_s , con una permeabilidad alterada, k_s , la caída de presión debida al daño se expresa como la diferencia de presión entre la zona virgen y la zona alterada, es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{alterada \text{ en zona dañada}} - \Delta P_{virgen \text{ en zona dañada}} \quad (2.26)$$

$$\Delta P_s = \frac{141,2qB\mu}{k_s h} \ln \frac{r_s}{r_w} - \frac{141,2qB\mu}{kh} \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.27)$$

$$\Delta P_s = \frac{141,2qB\mu}{kh} \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.28)$$

Como ya se definió anteriormente $\Delta P_s = \frac{141,2qB\mu}{kh} s$, se tiene luego:

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \quad (2.29)$$

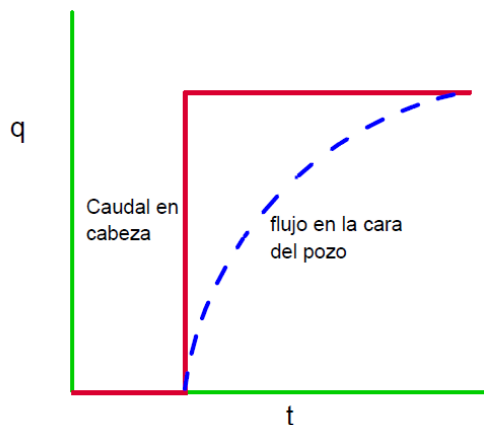
$$r_{eff} = r_w e^{-s} \quad (2.30)$$

r_{eff} es el radio efectivo, que es el radio más pequeño que el pozo aparenta tener debido a la reducción en el flujo causado por el efecto de daño.

2.6 ALMACENAMIENTO (WBS=WELLBORE STORAGE)⁸

Es el flujo continuado de la formación hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización. Se le denomina también pos-flujo, postproducción, postinyección, carga o descarga. En pruebas de declinación ocurre descarga (unloading). El flujo ocurre por la expansión de fluidos en el pozo.

Figura 2.4. Efectos del almacenamiento en restauración y caída de presión



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Las pruebas tradicionales de presión tuvieron que ser lo suficientemente largas para sobrellevar tanto los efectos de almacenamiento y daño de modo que se pudiera obtener una línea recta indicando el comportamiento del flujo radial. Incluso esta aproximación presenta desventajas ya que más de una línea aparente puede aparecer y los analistas tienen problemas decidiendo cual línea usar.

⁸ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

Sumado a ello, la escala del gráfico podría evidenciar ciertas respuestas de presión como rectas cuando en realidad son curvas. Para sobrellevar este problema los analistas desarrollaron el método de las curvas tipo. Existe flujo en la cara del pozo después del cierre en superficie. El almacenamiento afecta el comportamiento del transiente de presión a tiempos tempranos.

Consideremos una caída de presión en la cara del pozo. Cuando el pozo se abre al flujo, la presión cae. Esta caída causa una expansión del fluido en la cara del pozo y por lo tanto la primera producción no es proveniente del yacimiento sino del fluido que está almacenado en el pozo.

A medida que el fluido se expande, el pozo se desocupa hasta que no puede fluir más y el flujo será netamente del yacimiento.

Por lo tanto es el pozo quien proporciona la mayor cantidad de fluido durante este periodo.

Considerando la misma situación anterior. Cuando el pozo se abre al flujo, la reducción en la presión causa que el nivel de líquido en el anular disminuya. De esta manera el fluido del anular se mezcla con el proveniente del yacimiento.

El nivel de líquido del anular es generalmente capaz de suministrar mucho más fluido que el proveniente por expansión.

En medio del desarrollo de este capítulo se llegara a una expresión matemática que nos permita cuantificar el almacenamiento.

2.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad es la relación entre la tasa de producción y la caída de presión. Permite predecir la tasa de producción a diferentes presiones de flujo, además proporciona una base de comparación entre pozos.

El índice de productividad se denota con la letra J, y para un pozo que está produciendo a tasa constante (dañado, no dañado o estimulado) se expresa como:

$$J_{actual} = \frac{q}{\Delta P} = \frac{q}{P_i - P_{wf}} \quad (2.31)$$

$$J_{ideal} = \frac{q}{P_i - P_{wf} - \Delta P_s} \quad (2.32)$$

2.8 EFICIENCIA DE FLUJO

Es la relación entre el índice de productividad actual y el ideal.

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{P_i - P_{wf} - \Delta P_s}{P_i - P_{wf}} = \frac{q_{actual}}{q_{cero\ skin}} \quad (2.33)$$

2.9 PRINCIPIO DE SUPERPOSICIÓN⁹

Una de las técnicas más poderosas en la ingeniería de yacimientos es la superposición. Esta aproximación hace posible el modelar la respuesta del yacimiento en situaciones complejas, usando solo un modelo sencillo y básico. La superposición es especialmente útil en análisis de presiones, dado que usando este se puede representar la respuesta debido a varios pozos mediante la adición de la respuesta individual de cada uno. Escogiendo la tasa de flujo y localización apropiada también se puede representar varios límites del yacimiento. Además se puede usar superposición en el tiempo para determinar la respuesta del yacimiento donde un pozo se encuentra fluyendo a un caudal variable, usando solo soluciones para caudal constante.

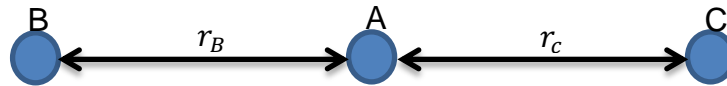
El principio de superposición es muy simple. Este dice que la respuesta de un sistema de numerosas perturbaciones es exactamente igual a la suma de las respuestas de cada perturbación como si de alguna manera fueran independientes. Esto puede evidenciarse en que el principio de superposición solo se mantiene para sistemas lineales (en el sentido matemático), sin embargo este incluye la mayoría de las funciones para respuestas estándar usadas en el análisis de presiones. Así como soluciones de flujo radial a caudal constante, doble porosidad, fracturas y límites, entre otras.

⁹HORNE, R. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, 1995.

2.9.1 Superposición en el Espacio

Para entender el uso de la superposición, considere la caída de presión en el yacimiento en el punto A debido a la producción de los pozos B y C.

Figura 2.5. Esquema de Superposición en el espacio



Fuente: Modificado de Modern Well Test Analysis. Horne R. 1190

Asumiendo que B y C son pozos de línea fuente sin almacenamiento, la caída de presión en A debido a la producción de ambos pozos es:

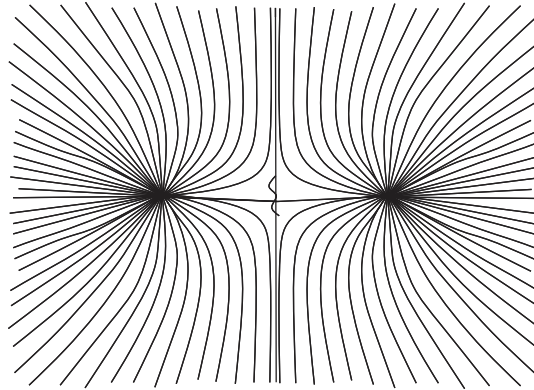
Caída de presión total= caída debido a B + caída debido a C

$$\Delta P = \frac{141.2 * q_B B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r_B^2} + 0.80908 \right) \right] + \frac{141.2 * q_C B \mu}{kh} \left[\frac{1}{2} \left(\ln \frac{kt}{\phi \mu c_t r_C^2} + 0.80908 \right) \right] \quad (2.34)$$

Se puede confirmar de la ecuación 2.34 que la caída de presión total es igual a la suma de las caídas de presión individual. Esto es verdad para cualquier número de pozos.

Otra observación interesante puede realizarse si ambos pozos producen a un caudal idéntico. Y el punto A es exactamente la mitad entre ellos. En este caso el gradiente de presión es de cero hacia los otros pozos, debido al flujo neto hacia uno u otro. Por lo tanto cualquier punto medio entre pozos es un punto de no flujo. Y se puede reemplazar todos estos puntos por una barrera impermeable sin afectar la distribución del flujo o la presión del campo.

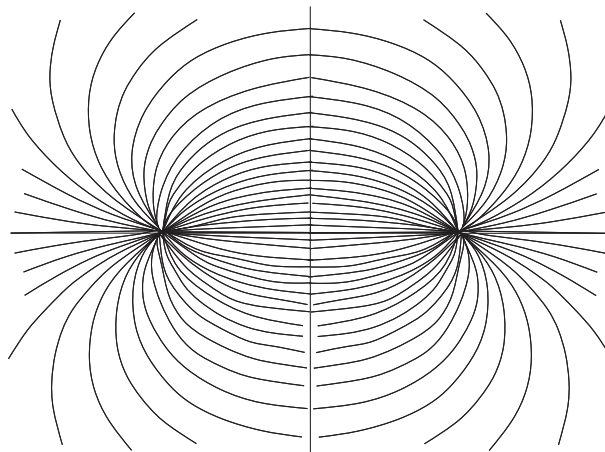
Figura 2.6. Dos pozos con un punto medio fluyendo a caudal idéntico.



Fuente: Modificado de Modern Well Test Analysis. Horne R. 1190

Alternativamente, si los pozos están equidistantes pero tienen caudales equivalentes opuestos, Entonces la caída de presión en el punto medio será exactamente cero. Siempre y cuando la caída de presión generada sea debida a un pozo esta misma se cancelara por el ascenso de presión generado debido al otro pozo. El resultado neto es que todos los puntos intermedios permanecen a presión constante, y el efecto es idéntico a la situación en donde una frontera de presión constante se presenta.

Figura 2.7. Dos pozos con un punto medio fluyendo a caudal opuesto idéntico.



Fuente: Modificado de Modern Well Test Analysis. Horne R. 1190

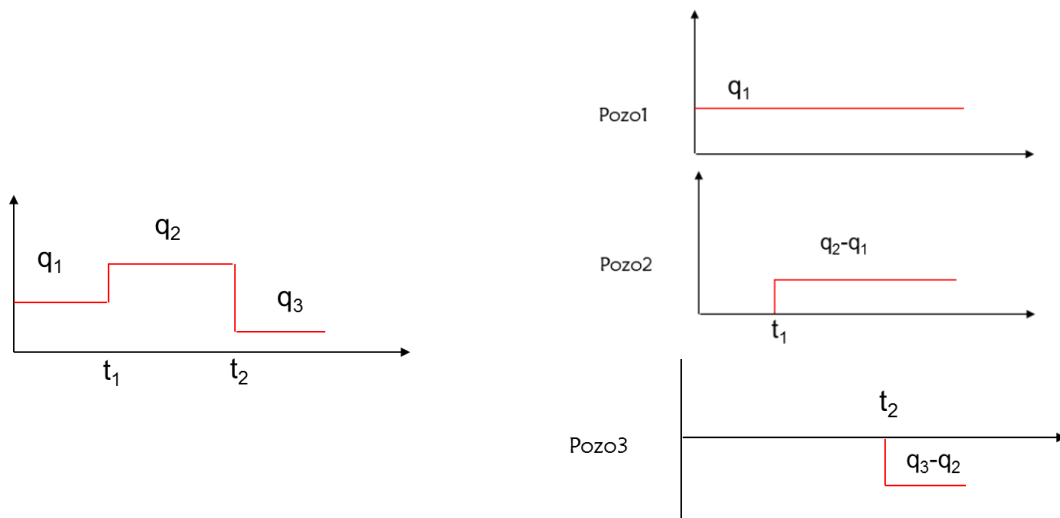
Por lo tanto este es un método importante para representar el efecto de una frontera, usando únicamente la solución para para caída simple de presión para pozos en un yacimiento infinito. El efecto de una frontera impermeable puede ser modelado exactamente remplazándola por un pozo imagen a una distancia del pozo original que sería el doble de la distancia de la falla.

2.9.2 Superposición en el Tiempo

Algunas por no decir todas las veces hay cambios en el caudal cuando el pozo produce. Lo cual puede visualizarse como si hubiera múltiples pozos en la misma localización produciendo a caudales diferentes para así aplicar el principio de superposición.

Para ejemplificar esto observando la figura 2.8 se aprecia como la primera contribución a la caída de presión es por un pozo que produce a una tasa q_1 y que empieza a un tiempo cero. Posteriormente Empezando en t_1 , la nueva tasa es q_2 . Es equivalente a tener un pozo que produce a una tasa (q_2-q_1) empezando en t_1 .y por último similarmente la contribución del pozo 3 es la presencia de un pozo que produce a una tasa q_3-q_2 empezando en t_2 .

Figura 2.8. Esquema de superposición en el tiempo



. Fuente: Modificado apuntes de clase análisis de presiones

Expresando la Figura 2.8 en términos matemáticos se obtiene:

$$\begin{aligned}
 (p_i - p_{wf}) = & -70.6 \frac{q_1 B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{kt} \right) - 2S \right] \\
 & -70.6 \frac{(q_2 - q_1) B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k(t-t_1)} \right) - 2S \right] \\
 & -70.6 \frac{(q_3 - q_2) B \mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1688 \phi \mu c_t r_w^2}{k(t-t_2)} \right) - 2S \right]
 \end{aligned}$$

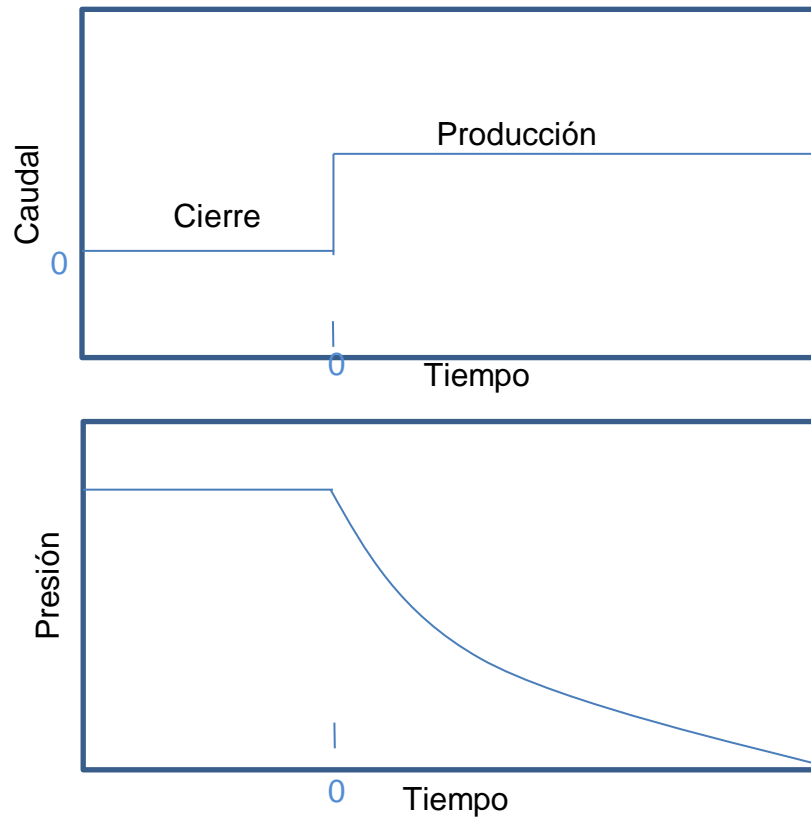
2.10 PRUEBAS DE DECLINACIÓN DE PRESIÓN¹⁰

A menudo el primer evento de transiente significativo en la producción de un pozo el periodo inicial de producción que resulta en una caída de presión en la cara de la formación. Así, es apenas lógico investigar que se puede aprender acerca del pozo y el yacimiento de los datos de caída de presión.

Aunque las pruebas de caída de presión no se limitan al periodo inicial de producción de un pozo. Una adecuada prueba de caída de presión puede proporcionarnos información acerca de la permeabilidad, factor de daño y volumen del yacimiento comunicado con el pozo.

¹⁰EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis, 1997.

Figura 2.9. Comportamiento ideal de la respuesta de caudal y respuesta de presión para una prueba PDD



Fuente: Modificado de Earlougher R- andvances in well test analysis.

La figura 2.9 ilustra esquemáticamente el historial de producción y de presión durante una prueba de descenso de presión. Idealmente, el pozo está cerrado hasta alcanzar la presión estática del yacimiento antes de la prueba. Este requerimiento es conocido en yacimientos nuevos; este es menos conocido en yacimientos viejos. Afortunadamente, cuando el requerimiento no se satisface los datos se pueden analizar por diferentes técnicas. La prueba de declinación de presión es corrida produciendo a un caudal constante mientras se registra continuamente la presión de fondo fluyendo. En este tipo de prueba, los datos de completamiento del pozo son necesarios para calcular el efecto del almacenamiento.

2.10.1 Interpretación de una Prueba de Declinación de Presión

2.10.1.1 Técnicas convencionales^{11,12}

La solución general de la ecuación de difusividad en un medio poroso (asumiendo que no hay almacenamiento), está dada por:

$$P(r, t) = P_i + \frac{70,6qB\mu}{kh} Ei\left(\frac{-948\phi\mu c_t r^2}{kt}\right) \quad (2.35)$$

Cuando el argumento de la función $E_i(x)$ es mayor a 0.01 se obtiene el valor en tablas. Para valores menores a 0.01 la ecuación anterior puede ser simplificada haciendo una aproximación a la integral exponencial. Esta aproximación está dada por:

$$E_i(-x) = \ln(1.781x)$$

Tomando la siguiente forma en el wellbore:

$$P(r, t) = P_i + \frac{70,6qB\mu}{kh} \left[\ln\left(\frac{1688\phi\mu c_t r_w^2}{kt}\right) - 2s \right] \quad (2.36)$$

Esta expresión es válida para describir el comportamiento de presión de un pozo, en un yacimiento, durante el periodo de flujo transitorio, antes de que se sientan los efectos de los límites del yacimiento, la ecuación anterior puede ser simplificada utilizando la aproximación logarítmica:

$$P(r, t) = P_i - \frac{162,6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0869 s \right] \quad (2.37)$$

Simplificando se obtiene:

$$P(r, t) = P_i - \frac{162,6qB\mu}{kh} \left[\log t + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0869 s \right] \quad (2.38)$$

¹¹ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing, 2003

¹² ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

La ecuación anterior implica que un gráfico de $(P_i - P_{wf})$ Vs t en papel semilogarítmico después del periodo afectado por los efectos del pozo (almacenamiento), debe producir una línea recta cuya pendiente, m , viene dada por:

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (2.39)$$

Dónde la pendiente se usa para calcular la permeabilidad:

$$kh = \frac{162.6qB\mu}{m} \quad (2.40)$$

Así mismo, cuando $t=1$ hr la ecuación se convierte en:

$$\Delta p_{1hr} = m \left[\log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right] \quad (2.41)$$

De donde se puede obtener el factor de daño:

$$s = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{wf1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (2.42)$$

2.10.1.2 Técnicas Modernas.^{13,14}

La solución de la ecuación de difusividad considerando daño y almacenamiento está dada por:

$$P_d = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \left(\frac{1 - e^{-u^2 t_D}}{u^3 U_j} \right) du \quad (2.43)$$

Y su derivada es:

¹³ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing, 2003

¹⁴ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

$$\frac{dP_D}{dt_D} = \frac{4}{\pi^2} \int_0^\infty \left(\frac{1 - e^{-u^2 t D}}{u U_j} \right) du \quad (2.44)$$

Dónde:

$$U_j = [u C_D J_0(u) - (1 - C_D s u^2) J_1(u)]^2 + [u C_D Y_0(u) - (1 - C_D s u^2) Y_1(u)]^2$$

La presión adimensional (P_D), tiempo adimensional (t_D) y coeficiente de almacenamiento adimensional son expresados como sigue:

$$P_D = \left(\frac{kh}{141,2 quB} \right) \Delta P \quad (2.45)$$

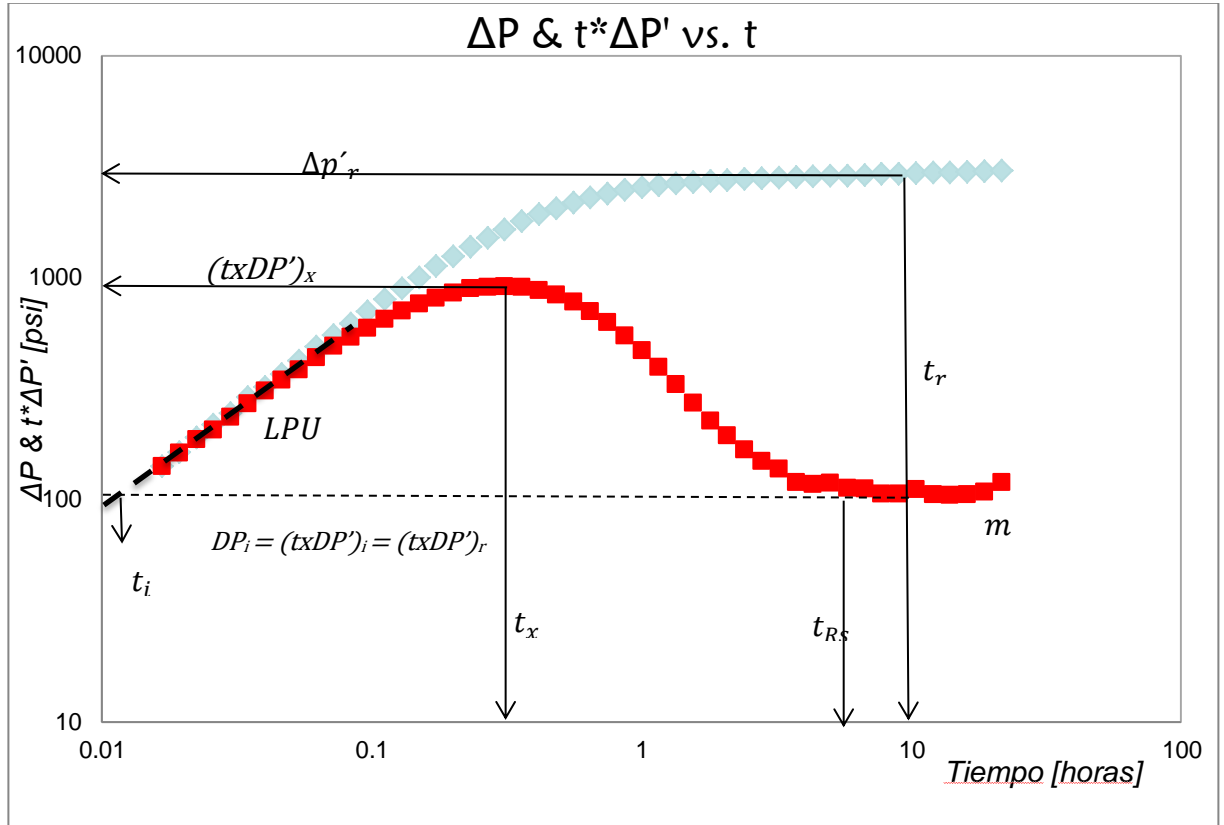
$$t_D = \left(\frac{0,0002637k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) t \quad (2.46)$$

$$C_D = \left(\frac{0,8935}{\phi c_t h r_w^2} \right) C \quad (2.47)$$

Líneas y Puntos Característicos

Para encontrar la forma en la que se pueden calcular las magnitudes de las propiedades del yacimiento se puede abordar una gráfica típica de la derivada de la presión que es la herramienta fundamental para este tipo de técnica.

Figura 2.10. Líneas y puntos característicos de una gráfica típica de análisis mediante técnicas modernas.



Fuente: Modificado de Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Línea de pendiente unitaria de la Curva de Presión (LPU)

La curva de presión tiene una línea de pendiente unitaria durante tiempos tempranos. Esta línea corresponde al flujo de almacenamiento puro. La ecuación de esta línea recta es:

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (2.48)$$

Reemplazando la ecuación 2.46 y 2.47 en la ecuación 2.48

$$\frac{t_D}{C_D} = \frac{\left(\frac{0,0002637k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) t}{\left(\frac{0,8935}{\phi c_t h r_w^2}\right) C} \quad (2.49)$$

$$\frac{t_D}{C_D} = \left(2,95 \times 10^{-4} \frac{hk}{\mu}\right) \frac{t}{C}$$

Reorganizando y despejando C, se obtiene una expresión que nos permite calcular el coeficiente de almacenamiento

$$\left(\frac{kh}{141,2 q\mu B}\right) \Delta P = \left(2,95 \times 10^{-4} \frac{hk}{\mu}\right) \frac{t}{C} \quad (2.50)$$

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \frac{t}{\Delta P}$$

Para pruebas de declinación de presión, $\Delta P = P_i - P_{wf}$.

Porción de Flujo Radial de Acción Infinita de la Derivada de la Presión

Para un yacimiento homogéneo, la ecuación de esta línea es:

$$\left[\left(\frac{t_D}{C_D}\right) P_D'\right]_r = 0,5 \quad (2.51)$$

Reemplazando las ecuaciones 2.45, 2.46 y 2.47 y en la ecuación 2.51 se obtiene:

$$0,5 = \left(\frac{kh}{141,2 q\mu B}\right) t^* \Delta P' \quad (2.52)$$

Solucionando la ecuación 2.52 para encontrar la permeabilidad se obtiene:

$$k = \frac{70,6 q\mu B}{h(t^* \Delta P')_r} \quad (2.53)$$

La ecuación 2.53 es usada para determinar la permeabilidad mediante las técnicas modernas, donde el subíndice r es usado para indicar que se encuentra sobre la línea de flujo radial

En términos de presión, la ecuación de esta línea es:

$$P_{Dr} = 0,5 \left\{ \ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right)_r + 0,80907 + \ln[C_D e^{2s}] \right\} \quad (2.54)$$

Una expresión que relaciona la porción de la línea de flujo radial de acción infinita de las curvas de presión y derivada de presión se puede obtener dividiendo las ecuaciones 3.54 y 3.51 así.

$$\frac{P_{Dr}}{\left(\frac{t_D}{C_D} P'_D \right)_r} = \ln t_{Dr} + 2s + 0,80907 \quad (2.55)$$

Reemplazando términos y despejando el daño se obtiene:

$$s = 0,5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t^* \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right] \quad (2.56)$$

Donde t_r es cualquier tiempo conveniente durante la línea de flujo radial de acción infinita y ΔP_r es el valor de ΔP correspondiente a t_r .

2.10.2 Pruebas de Límites del Yacimiento^{15,16}

Una prueba pdd corrida específicamente para determinar el volumen del yacimiento comunicado con el pozo es llamada prueba de límites del yacimiento. Usa la parte de estado pseudoestable de la prueba de descenso de presión de la gráfica Pwf vs t (LTR).

Las regiones ETR y MTR se analizan para obtener el almacenamiento y la permeabilidad y el daño, respectivamente.

El flujo semicontinuo o pseudoestable solo existe cuando se tocan todos los límites del yacimiento o del área de drenaje durante la prueba. Es común en sistemas finitos.

La ecuación que modela la LTR es:

$$P_{wf} = -\frac{0.23395qB}{\phi C_t h A} t + \left(P_i - \frac{162,6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2}\right) + 08686s \right] \right) \quad (2.57)$$

La cual se puede escribir como:

$$P_{wf} = -m^* t + P_{int}$$

Esto indica que una gráfica cartesiana de presión de fondo fluyendo contra el tiempo debería tener una recta durante el estado de flujo pseudoestable con una m^* y una P_{int} las cuales nos Permite determinar las propiedades del yacimiento.

Donde:

$$m^* = \frac{0,23395qB}{\phi c_t h A} \quad (2.58)$$

$$P_{int} = \left(P_i - \frac{162,6qB\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{2,2458 A}{C_A r_w^2}\right) + 08686s \right] \right) \quad (2.59)$$

La pendiente m^* se usa para calcular el volumen poroso o el área de drenaje del pozo.

¹⁵ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

¹⁶EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis, 1997.

$$V_p = \emptyset h A = \frac{0,23395 q B}{c_t m^*} \quad (2.60)$$

Donde el volumen está en pies cúbicos. Si $\emptyset h$ es conocido, el área de drenaje puede ser estimada. Otras técnicas han sido propuestas para el análisis de datos de flujo pseudoestable. Pero estas son las más simples y menos propensas a error.

Si se dispone de datos durante el periodo de acción infinita y el periodo de flujo pseudoestable, es posible estimar el factor de forma para el pozo probado. Una gráfica semilog es usada para determinar m y P_{1hr} ; la gráfica cartesiana para determinar m^* y P_{int} , y estimar así el factor de forma de la siguiente manera.

$$C_A = 5,493 \frac{m}{m^*} \exp \left[-\frac{2,303(P_{1hr} - P_{int})}{m} \right] \quad (2.61)$$

Conocido el factor de forma y por medio de tablas se determina la configuración del yacimiento por medio del factor de forma más cercano al calculado y así se puede obtener el valor "exact for tda>" el cual da una noción del inicio del flujo pseudoestable y obtener el t_{pss} el cual dirá el momento en el que inicia la línea del flujo pseudoestable en la gráfica cartesiana.

Por otro lado las técnicas modernas brindan una información adicional sobre parámetros de interés para la ingeniería de yacimientos como la distancia a los límites mediante una serie de expresiones que se indican a continuación:

Para calcular la permeabilidad y el daño se toma la información de flujo radial y se usa las ecuaciones 2.53 y 2.56.

Para calcular el ángulo entre los límites, se tiene la siguiente expresión

$$\theta = \frac{141,2 q B \mu}{k h} * \frac{180}{(t^* \Delta P')_{FHL}} \quad (2.62)$$

Donde

$(t^* \Delta P')_{FHL}$ = valor de la derivada en la línea horizontal final

Para calcular la distancia a los límites, se tienen las siguientes ecuaciones:

$$d_c = 0,0122 \sqrt{\frac{kt_{inf}}{\phi\mu c_t}} \quad (2.63)$$

$$d_F = \sqrt{\left(\frac{0,0002637kt_{FHL_s}}{\phi\mu c_t}\right) \frac{\theta^{1,62}}{145494}} \quad (2.64)$$

Donde

t_{FHL_s} = tiempo de inicio de la línea horizontal final

d_c = Distancia al límite más cercano

d_F = Distancia al límite más lejano

2.10.3 Pruebas Multitasa¹⁷

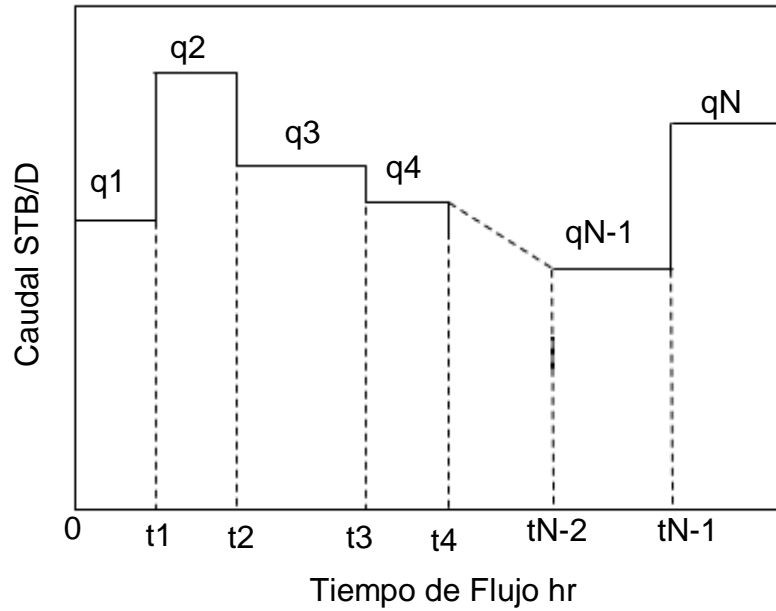
Las pruebas pdd requieren una tasa constante. Sin embargo, es usualmente poco práctico o imposible de mantener constante la tasa lo suficiente para completar una prueba. En tal situación, una prueba de tasa variable y sus correspondientes técnicas de análisis son aplicables.

La medición precisa de tasas de flujo y presión, son esenciales para el exitoso análisis de cualquier prueba de transiente de presión de pozo. La medición de caudales es mucho más crítica en pruebas multitasa. Sin embargo, hasta en una prueba convencional de flujo constante sin buenos datos, es aplicable un análisis para pruebas multitasa.

Las pruebas multitasa tienen la ventaja de proveer datos de transiente de presión mientras la producción continúa. Esta tiende a minimizar cambios en el almacenamiento.

¹⁷ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

Figura 2.11. Representación esquemática del registro en una prueba multitasa



Fuente: Modificado de Earlougher R- advances in Well test analysis

Escribiendo la ecuación de presión de la siguiente manera

$$P_i - P_{wf} = m'q(\log t + \bar{S}) \quad (2.65)$$

Dónde:

$$m' = 162,6 \frac{B\mu}{kh} \quad (2.66)$$

$$\bar{S} = \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0869s \quad (2.67)$$

Aplicando el principio de superposición, se tiene:

$$p_i - p_{wf} = m'q_1(\log(t) + \bar{s}) + m'(q_2 - q_1)(\log(t - t_1) + \bar{s}) + m'(q_3 - q_2)(\log(t - t_2) + \bar{s}) + m'(q_n - q_{n-1})(\log(t - t_{n-1}) + \bar{s})$$

La cual se puede escribir como:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + m' \bar{s} \quad (2.68)$$

Esta ecuación sólo es válida si el yacimiento actúa como infinito durante el tiempo bajo estudio.

Finalmente se puede obtener la permeabilidad y el daño por medio de las siguientes ecuaciones:

$$k = 162,6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (2.69)$$

$$s = 1,151 \left[\frac{b'}{m'} - \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) + 3,23 \right] \quad (2.70)$$

2.10.4 Pruebas de Dos Tasas

La prueba de dos tasas proporciona información acerca de la permeabilidad y el daño mientras la producción continua.

Aplicando el principio de superposición, se llega a

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6q_2B\mu}{kh} \left[\left(\frac{q_1}{q_2}\right) \log(t) + \left(\frac{q_2 - q_1}{q_2}\right) \log(t - t_1) + \log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0869s \right]$$

Reorganizando la ecuación y haciendo que $t_1 = t_{p1}$ y $t - t_{p1} = \Delta t'$, se obtiene

$$P_{wf} = P_i - \frac{162,6q_2B\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3,23 + 0869s \right]$$

$$-\frac{162,6q_1B\mu}{kh} \left[\log\left(\frac{t_{p1} + \Delta t'}{\Delta t'}\right) + \left(\frac{q_2}{q_1}\right) \log(\Delta t') \right]$$

$$P_{wf} = m'_1 \left[\log\left(\frac{t_{p1} + \Delta t'}{\Delta t'}\right) + \left(\frac{q_2}{q_1}\right) \log(\Delta t') \right] + P_{int} \quad (2.71)$$

Para que esta ecuación sea válida, la tasa debe ser estrictamente constante y el yacimiento debe actuar como infinito en el intervalo de interés.

2.10.4.1 Método de Russel

- Grafique pwf vs la función del tiempo, en papel cartesiano

$$P_{wf} \text{ vs } \left[\log\left(\frac{t_{p1} + \Delta t'}{\Delta t'}\right) + \left(\frac{q_2}{q_1}\right) \log(\Delta t') \right]$$

- Determine la pendiente, de la línea recta y a partir de ella, calcule la permeabilidad

$$k = 162,6 \frac{q_1 B \mu}{m'_1 h} \quad (2.72)$$

- Calcule el factor de daño, de la siguiente ecuación

$$s = 1,151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{P_{1hr} - P_{wf1}}{m'_1} \right) - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) + 3,23 \right] \quad (2.73)$$

Dónde:

P_{1hr} es la presión fluyendo a $\Delta t'=1$ hora sobre la línea recta o su extrapolación

P_{wf1} es la presión de fondo fluyendo en el tiempo al cual la tasa cambia, es decir a $\Delta t'=0$

- La presión inicial del yacimiento, P_i (o, de manera más general P^*) se obtiene despejando p_i de la ecuación de caída de presión (debe conocerse k y S)

$$P^* = P_{wf} + m'_1 \left[\log \left(\frac{kt_{p1}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,869 S \right] \quad (2.74)$$

O a partir de la gráfica:

$$P^* = P_{int} - \frac{q_2}{q_1 - q_2} [P_{wf(\Delta t=0)} - P_{1hr}] \quad (2.75)$$

2.10.4.2 Método de Pinson

Este método es una aproximación para analizar una prueba de dos tasas que se puede utilizar sólo si $t_1 \gg \Delta t$.

Por lo tanto, la ecuación se puede escribir como:

$$p_{wf} = m_p \log \Delta t + p_{int} \quad (2.76)$$

Esta ecuación indica que una gráfica semilog de P_{wf} vs $\log \Delta t$, proporciona una línea recta con pendiente m_p y un intercepto P_{int} , dados por:

$$m_p = \frac{162,6(q_2 - q_1)B\mu}{kh}$$

$$p_{int} = p_i + \frac{m_p q_2}{q_1 - q_2} \left\{ \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87S + \frac{q_1}{q_2} \log t_{p1} \right\}$$

De estas dos ecuaciones, se pueden obtener los valores de permeabilidad y daño.

$$k = \frac{162,6(q_2 - q_1)B\mu}{m_p h} \quad (2.77)$$

$$S = 1,151 \left\{ \left[\frac{P_{wf(\Delta t=0)} - P_{1hr}}{m_p} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right\} \quad (2.78)$$

P_{1h} , es obtenido de la línea recta a $\Delta t=1$ hora.

Este método es más rápido y simple que el de Russel.

Sin embargo, Earlougher mostró que los valores de permeabilidad y daño obtenidos con el método de Pinson se deben considerar simplemente como un estimado de los valores reales.

2.10.4.3 Método de Tiab

La ecuación se puede escribir como:

$$P_{wf} = m_1' \log \left(\left(\frac{t_1 + \Delta t}{\Delta t} \right) \Delta t^{\frac{q_2}{q_1}} \right) + P_{int}$$

$$P_{wf} = m_1' \log(t_{2R}) + P_{int}$$

Esta ecuación indica que una gráfica semilog de P_{wf} vs $\log t_{2R}$, proporciona una línea recta con pendiente m_1' .

- Calcule t_{2R} , luego haga la gráfica P_{wf} vs $\log t_{2R}$

$$t_{2R} = \left(\frac{t_{p1} + \Delta t}{\Delta t} \right) \Delta t^{\frac{q_2}{q_1}} \quad (2.79)$$

- Identifique la línea recta de pendiente m_1' . Esta línea corresponde a flujo radial infinito.

- Calcule la permeabilidad del yacimiento por medio de:

$$k = \frac{162,6q_1B\mu}{m_1h} \quad (2.80)$$

- De la gráfica obtenga p_{1hr} (para $\Delta t=1$, sobre la línea recta o extrapolación de la línea recta)

$$t_{2R} = \left(\frac{t_{p_1} + 1}{1} \right)^{\frac{q_2}{q_1}} \quad (2.81)$$

- Luego se procede a calcular el daño.

$$S = 1.151 \left[\frac{q_1}{q_1 - q_2} \left(\frac{p_{1hr} - p_{wf1}}{m_1} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.82)$$

- Extrapolando la línea recta semilog a un tiempo $t_{2R}=1$, lea el valor de P_{int} .

La falsa presión P^* se calcula de:

$$p^* = p_{int} - \frac{q_2}{(q_1 - q_2)} [p_{wf(\Delta t=0)} - p_{1h}] \quad (2.83)$$

- Calcule la presión inicial del yacimiento

$$p_i = p_{int} + m_1 \frac{q_2}{q_1} \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3,23 + 0,87S \right] \quad (2.84)$$

2.10.5 Pruebas de Dos Tasas Donde la Segunda Tasa es Variable

El comportamiento de la presión en una prueba de dos tasas con la segunda tasa variando, está descrito por:

$$\frac{P_{wf(\Delta t=0)} - P_{wf(\Delta t)}}{q_n - q_0} = m' \sum_{j=1}^n \frac{q_j - q_{j-1}}{q_n - q_0} \log(\Delta t - \Delta t_{j-1}) + b'$$

$$\frac{\Delta p}{\Delta q} = m' \sum_{VR} + b' \quad (2.85)$$

Dónde:

q_0 = primera tasa de flujo estabilizada (BPD)

q_j =Segunda tasa (que está variando) (BPD)

q_n =Tasa de flujo final (BPD)

Δt =tiempo desde el inicio de la segunda tasa

Graficando el lado izquierdo de la ecuación vs el término de la sumatoria, la permeabilidad y el daño se pueden calcular de:

$$k = 162.6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (2.86)$$

$$s = 1,1513 \left[\frac{b'}{m'} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.87)$$

2.10.6 Tasa que Cambia Constantemente

2.10.6.1 Técnicas Convencionales

Se usan dos técnicas convencionales: la gráfica cartesiana y la gráfica semilog de presión vs el tiempo.

Gráfica Cartesiana

La ecuación que representa el comportamiento de la presión en el wellbore, debido a una tasa de flujo variable mientras el yacimiento se comporta como infinito, es la siguiente:

$$\left(\frac{p_i - p_{wf}(t)}{q_n} \right) = m' X_n + b' \quad (2.88)$$

Dónde:

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

$$b' = m' \left[\log \left(\frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

$$X_n = \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right]$$

Graficando $\Delta p/q_n$ vs X_n , en papel cartesiano debería obtenerse una línea recta durante el periodo de flujo radial infinito.

De la pendiente y el intercepto se pueden determinar la permeabilidad y el daño.

$$k = 162.6 \frac{B\mu}{m'h} \quad (2.89)$$

$$S = 1,151 \left[\frac{b'}{m'} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3,23 \right] \quad (2.90)$$

Gráfica semilog

La ecuación que representa el comportamiento de la presión en el wellbore, debido a una tasa de flujo variable mientras el yacimiento se comporta como infinito, es la siguiente:

$$\left(\frac{p_i - p_{wf}(t_n)}{q_n} \right) = \frac{\Delta p}{q_n} = m' \log t_{eq} + b'$$

Dónde: (2.91)

$$t_{eq} = 10^{X_n}$$

Una gráfica de $\Delta p/q_n$ vs t o t_{eq} , debería proporcionar una línea recta de pendiente m' e intercepto b' , los cuales se usan para determinar la permeabilidad y el daño, respectivamente por medio de las ecuaciones 2.89 y 2.90.

El intercepto b' , es el valor de $\Delta p/q$ leído de la línea recta o su extrapolación a $t_{eq}=1$ hora

2.10.6.2 Técnicas Modernas TDS

Por medio de la gráfica de la derivada de la presión se obtienen datos en el periodo de flujo radial y por medio de estos se calcula el daño y la permeabilidad mediante las formulas 2.53 y 2.56 respectivamente.

2.11 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN¹⁸¹⁹

La prueba de restauración de presión ha sido una técnica muy usada en la industria petrolera. Varias razones la han convertido en una prueba muy popular, algunas de estas son:

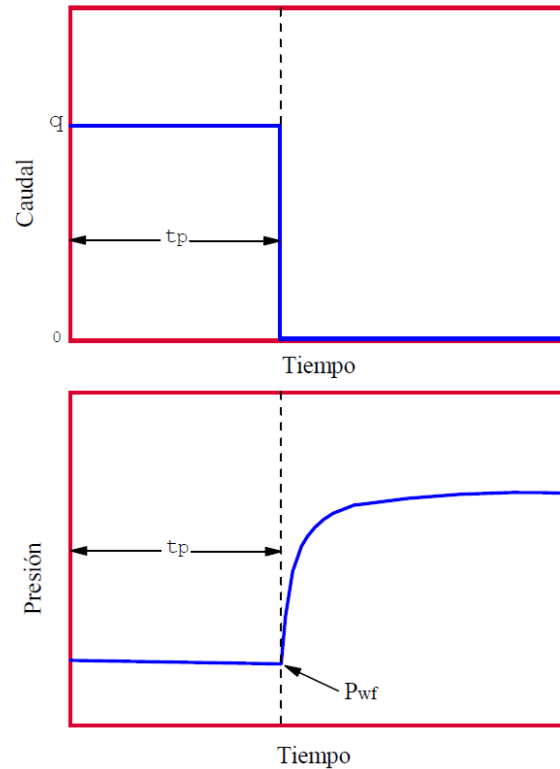
- a. No requiere una supervisión muy detallada.
- b. Se pueden estimar la permeabilidad y el factor de daño a partir de pruebas de restauración o declinación de presión. Sin embargo, la declinación de presión no permite estimar la presión promedio de yacimiento o la presión inicial de yacimiento mientras que la prueba de restauración de presión si lo hace.

¹⁸ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

¹⁹ EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis, 1997

En términos generales, una prueba de restauración de presión requiere cerrar un pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la tasa se ha alcanzado.

Figura 2.12. Representación de la Restauración de Presión



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Un caso particular del principio de superposición en el tiempo que es de importancia práctica es cuando solo hay dos tasas. Una (q) que empieza en el tiempo cero y la otra ($-q$) que empieza en el tiempo t_p .

Al aplicar el principio de superposición, la restauración de presión durante el periodo de cierre puede representarse por la suma de la caída de presión correspondiente a la tasa de producción q_1 . Durante el periodo total ($t_p + \Delta t$) y la caída de presión correspondiente a una tasa de inyección $-q_1$. Durante el periodo de cierre Δt . Esto equivale a una tasa de producción de cero durante el cierre del mismo:

$$\Delta P = \Delta P(q_1, t_p + \Delta t) + \Delta P(-q_1, \Delta t)$$

Luego,

$$P_i - P_{ws} = 162,6 \frac{q_1 \mu B}{kh} \left[\log \frac{k(tp + \Delta t)}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right] + 162,6 \frac{(-q_1) \mu B}{kh} \left[\log \frac{k(\Delta t)}{\phi \mu c_t r_w^2} - 3,23 + 0,87s \right]$$

$$P_{ws} = P_i - 162,6 \frac{q \mu B}{kh} \log \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.92)$$

2.11.1 Interpretación de una Prueba de Ascenso de Presión

2.11.1.1 Método de Horner

Este método no es el predilecto debido a que tiene un poco más de trabajo que el MDH a menos que el tiempo de producción no sea menor que el tiempo en el que se alcanza el flujo pseudoestable. Por lo que se prefiere en pozos nuevos porque se tiene el dato de presión inicial. Si el tiempo de producción es por lo menos el doble del tiempo de inicio del flujo pseudoestable se justifica graficar usando tp_{ss} en lugar de tp ; para minimizar daños en la estimación de la presión promedio.

Al graficar la presión vs logaritmo de $(tp + \Delta t) / \Delta t$, se obtiene una línea recta, de pendiente.

$$m = 162,6 \frac{qB\mu}{kh}$$

De la cual se puede determinar la permeabilidad:

$$k = 162,6 \frac{qB\mu}{mh} \quad (2.93)$$

$(t_p + \Delta t) / \Delta t$ se conoce como el “tiempo de Horner”

Como el factor de daño produce una caída de presión, el efecto skin sólo influencia el periodo de flujo de la prueba. Por lo tanto, es necesario incluir la información del punto que representa la última presión de flujo, $P_{wf}(t_p)$.

La diferencia entre la presión de cierre y la última presión de flujo, asumiendo flujo radial infinito, es

$$P_{ws}(t_p + \Delta t) - P_{wf}(t_p) = 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \frac{(t_p + \Delta t)}{t_p} + 0.80907 + \ln \frac{0.000264k}{\phi\mu c_t r_w^2} \right] + S$$

Al sustituir $\Delta t = 1$ hora, se obtiene:

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \frac{k}{\phi\mu c_t r_w^2} + 3.2274 \right] \quad (2.94)$$

El valor de P_{1hr} debe ser leído de la línea recta de Horner o su extrapolación.

2.11.1.2 Método MDH

El análisis semi-logarítmico MDH consiste en graficar P_{ws} contra Δt en papel semilogarítmico. Este se basa en la suposición que el tiempo de producción es suficientemente largo para alcanzar el estado pseudoestable, luego es más representativo usar presión promedio que presión inicial. MDH se prefiere en pozos viejos o formaciones depletadas, por lo que se podría dificultar la obtención de la estabilización antes del cierre.

La pendiente m , permite calcular el producto permeabilidad-espesor:

$$kh = \frac{162,6 q\mu B}{m} \quad (2.95)$$

Así mismo, el factor de daño, s , puede calcularse mediante la siguiente ecuación:

$$s = 1,151 \left[\frac{P_{ws(1hr)} - P_{ws(\Delta t=0)}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (2.96)$$

2.11.2 Calculo de la Presión Promedio

La presión promedio de un yacimiento sin empuje de agua se define como la presión que alcanzaría el yacimiento si todos los pozos se cerraran por un tiempo infinito. Si hay empuje de agua la presión promedio es la presión inicial.

La presión promedio se usa para:

- 1) Caracterizar un yacimiento, por ejemplo:
 - Si la caída de presión es pequeña ($P_{avg} - P_{wf}$) por unidad de producción, es un indicativo de la existencia de un empuje de agua o que se está produciendo de un yacimiento de gran volumen.
 - Si es grande para una producción dada, indica que se está produciendo de pequeños lentes o de un bloque fallado.
- 2) Calcular el OOIP
- 3) Predecir el comportamiento futuro del yacimiento

2.11.2.1 Método de MBH (Matthews--Bronz & Hazebrock)^{20 21}

En 1954, Matthews-Bronz & Hazebrock, presentaron una técnica (MBH) para estimar la presión promedio de un yacimiento a partir de pruebas de restauración de presión en regiones de drenaje cerradas. La técnica MBH provee una manera de estimar \bar{P} para un pozo en cualquier posición dentro de una gran variedad de formas de áreas de drenaje. Para usar este método el ingeniero debe dividir el yacimiento objeto de estudio en áreas de drenaje para cada pozo.

²⁰ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

²¹ PDVSA. *Análisis de Pruebas de Presión Nivel II*. Maracaibo Venezuela, 1997.

El método asume que no hay variaciones en movilidades de fluido o compresibilidades de fluido dentro de la región de drenaje. Esta limitación se puede sobrellevar usando un tiempo de producción t_p igual t_{pss} .

Una vez conocida el área y la forma del área de drenaje de un pozo, la estimación de la presión volumétrica promedio por el método de MBH deberá hacerse a partir de la presión P^* de Horner, mediante la relación:

$$\bar{P} = P^* - \frac{m}{2.303} P_{D\ MBH} \quad (2.97)$$

Donde $P_{D\ MBH}$ es la presión adimensional MBH

Procedimiento

1. Halle el valor de tiempo de producción en horas
2. Ya que se debe conocer la forma del yacimiento obtenga $(t_{DA})_{pss}$ de la tabla contenida en el anexo 1, de la columna "exacto para $t_{DA} >$
3. Para comparar el tiempo de producción, con el tiempo en llegar al estado pseudoestable calcule t_{pss} .

$$t_{pss} = \frac{\phi \mu c_t A}{0,000264k} (t_{DA})_{pss}$$

4. A fin de tener una mayor precisión en los datos obtenga una relación entre t_p y t_{pss} , la cual si es mayor a 2.5 indica que el valor de $t = t_{pss}$ de lo contrario $t = t_p$.
5. Para conocer la \bar{P} es necesario conocer P^* la cual se obtiene de una extrapolación de la gráfica de horner por lo que debe graficar P_{ws} vs. $(t+\Delta t)/\Delta t$ y obtener el valor de P^* .
6. Usando el mismo valor que tomo t en el paso anterior calcular el tiempo de producción adimensional.

$$t_{pDA} = \frac{0,000264kt_{(pasoantennr)}}{\phi\mu c_i A} \quad (2.98)$$

7. Usando las figuras de los anexos 2 a 5 y entrando a la gráfica de acuerdo a la forma del área de drenaje, con el valor hallado de t_{pDA} encontrar el valor de $P_{D MBH}$.
8. Calcular \bar{P} usando la ecuación 2.99 donde la pendiente m se obtiene de la gráfica de horner.

$$\bar{P} = P^* - \frac{m}{2.303} P_{DMBH} \quad (2.99)$$

Ventajas y Desventajas del Método MBH²²

Ventajas:	Desventajas:
<ul style="list-style-type: none"> • Requiere información solo de la zona intermedia o MTR. • Aplica a una gran variedad de áreas de drenaje. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere conocer la forma y el tamaño del área de drenaje • Estima parámetros del yacimiento (roca y fluido) que no siempre son conocidos (ϕ, Ct) con exactitud. • La figura apropiada debe seleccionarse de acuerdo con la forma el yacimiento y la localización del pozo en el yacimiento. • Supone que las áreas de drenaje tienen forma regular.

²² PDVSA. *Análisis de Pruebas de Presión Nivel II*. Maracaibo Venezuela, 1997.

2.11.2.2 Método de Dietz²³

En 1965, Dietz presento una aproximación ligeramente diferente para estimar \bar{P} . El sugirió extrapolar la recta logarítmica de horner directamente a \bar{P} . Esta aproximación asume que el pozo ha sido producido lo suficiente para alcanzar el estado pseudoestable antes del cierre.

Este método es sencillo y simple y usualmente se prefiere en pozos sin un daño Significante, $s > -3$ o $rw' = 0.05$ re.

Procedimiento

1. Obtener de la tabla contenida en el anexo 1 el parámetro C_A
2. Calcular el tiempo de cierre al cual la presión es una \bar{P} por medio de la siguiente expresión.

$$\Delta t_{\bar{P}} = \frac{\phi \mu c_i A}{0,0002637 C_A k} \quad (2.100)$$

3. Realizar una gráfica P_{ws} vs $\log \Delta t$ (Grafica MDH)
4. Leer a un $\Delta t = \Delta t_{\bar{P}}$ la presión promedio (\bar{P})

2.11.2.3 Método de MDH (Miller-Dietz-Hutchinson)²³

El método MDH, consiste en una técnica para estimar \bar{P} , para áreas de drenajes circulares a partir de datos de un gráfico de P_{ws} Vs $\log \Delta t$ conocido como grafico MDH.

Solo aplica para pozos que producen en estado semicontinuo, antes de la prueba de restauración.

²³ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

El método consiste en calcular área de drenaje del área circular, luego elegir cualquier tiempo conveniente en el gráfico y leer la presión correspondiente a ese tiempo de cierre, mediante la expresión (PDVSA 1997):

$$\Delta t_{DA} = \frac{0,0002637k}{\phi\mu c_i A} \Delta t_N \quad (2.101)$$

Con este tiempo adimensional se calcula la presión adimensional P_{DMDH} a partir de la figura 5 contenida en el anexo 6 usando la curva superior. Las curvas inferiores se usan para determinar presión estática en yacimiento con influencia de acuífero.

La presión promedio en el área de drenaje circular cerrada se estima a partir de:

$$\bar{P} = P_{wsN} + \frac{m}{1,1513} P_{DMDH} \quad (2.102)$$

Donde P_{wsN} es la presión leída en el gráfico MDH (P_{ws} Vs $\log t$) del tiempo de cierre Δt_N

2.11.2.4 Método de Ramey-Cobb²⁴

Usa la gráfica de Horner para obtener la presión promedio, cuando $t_p \geq t_{pss}$

1. Calcule t_p y t_{pss}
2. Si $t_p \geq t_{pss}$ calcule la relación de tiempo

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right)_{\bar{P}} = \frac{0,0002637 C_A k}{\phi\mu c_i A} t_p \quad (2.103)$$

Si no se conoce el factor de forma

²⁴ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{\bar{p}} = -30,845975 + 41,8491t_{pDA} - 4,622112t_{pDA} \ln(t_{pDA}) - 2,57864\sqrt{t_{pDA}} + 31,87446e^{-t_{pDA}} \quad (2.104)$$

3. Haga una gráfica de Horner (Pws vs log (tp+Δt)/Δt)
4. La presión promedio se obtiene directamente extrapolando la línea recta en

$$\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_{\bar{p}}$$

2.11.2.5 Método Directo²⁵

Azari presentó en 1987 un método que no necesita gráficas para el cálculo de la presión promedio. El método requiere conocer la distancia desde el pozo a la cual la presión del yacimiento es la misma presión promedio.

Para yacimientos cerrados:

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(2 \log \frac{r_e}{r_w} - 0,5203 + 0,87S \right) \quad (2.105)$$

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log \frac{A}{r_w^2} - 1,1224 + 0,87S \right) \quad (2.106)$$

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log \frac{A}{C_A r_w^2} + 0,368 + 0,87S \right) \quad (2.107)$$

²⁵ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

Para yacimientos con límites de presión constante:

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(2 \log \frac{r_e}{r_w} - 0,4342 + 0,87S \right) \quad (2.108)$$

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log \frac{A}{r_w^2} - 1,036 + 0,87S \right) \quad (2.109)$$

$$\bar{p} = p_{wf} + \frac{162,6qB\mu}{kh} \left(\log \frac{A}{C_A r_w^2} + 0,454 + 0,87S \right) \quad (2.110)$$

2.11.2.6 Síntesis Directa de Tiab ²⁶

Para un pozo en el centro de un yacimiento circular, la presión promedio se obtiene a partir de:

$$\bar{p} = p_i - \frac{141,2qB\mu}{kh} \left(\left(\frac{(t^* \Delta p')_{pss}}{(\Delta p)_{pss} - (t^* \Delta p')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \right) \quad (2.111)$$

Para sistemas rectangulares:

$$\bar{p} = p_i - \frac{70,6qB\mu}{kh} \left(\left(\frac{(t^* \Delta p')_{pss}}{(\Delta p)_{pss} - (t^* \Delta p')_{pss}} \right) \ln \left(\frac{2,2458A}{C_A r_w^2} \right) \right) \quad (2.112)$$

²⁶ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

2.11.3 Pruebas Multitasa ²⁷

2.11.3.1 Build up Precedida por Dos Tasas Diferentes

Para pruebas multitasa, la aproximación logarítmica de la solución de la línea fuente es:

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{(q_j - q_{j-1})}{q_n} \log(t - t_{j-1}) \right] + m' \left[\log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.869S \right] \quad (2.113)$$

Para una prueba de ascenso de presión, la cual fue precedida por dos tasas diferentes y teniendo que $q_n = 0$, la ecuación se convierte en:

$$p_i - p_{ws} = m' \sum_{j=1}^n [(q_j - q_{j-1}) \log(t - t_{j-1})] \quad (2.114)$$

Donde:

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

Para dos tasas la sumatoria sería igual a:

$$p_i - p_{ws} = m' [q_1 \log(t) + (q_2 - q_1) \log(t - t_1) - q_2 (t - t_2)] \quad (2.115)$$

Reemplazando m' y aplicando propiedades de logaritmos:

²⁷ HORNE, R. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach, 1995.

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6q_2B\mu}{kh} \left[\frac{q_1}{q_2} \log\left(\frac{t}{t-t_1}\right) + \log\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right) \right] \quad (2.116)$$

Llamando a, $t-t_2=\Delta t$; $t_1=tp_1$; $t_2=tp_1+tp_2$ y $t-t_1=tp_2+\Delta t$, se obtiene:

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6q_2B\mu}{kh} \left[\frac{q_1}{q_2} \log\left(\frac{t_{p1}+t_{p2}+\Delta t}{t_{p2}+\Delta t}\right) + \log\left(\frac{t_{p2}+\Delta t}{\Delta t}\right) \right] \quad (2.117)$$

Esta ecuación es válida cuando la tasa de producción se cambia por un tiempo corto antes del cierre.

Bajo estas condiciones, frecuentemente se considera que toda la producción antes del tiempo t_1 tiene una tasa q_1 durante un tiempo tp_1 y la tasa antes del cierre es q_2 la cual está por un tiempo tp_2 .

Para el análisis de una prueba con estas características se debe hacer una gráfica cartesiana de

$$p_{ws} \quad vS \quad \left[\frac{q_1}{q_2} \log\left(\frac{t_{p1}+t_{p2}+\Delta t}{t_{p2}+\Delta t}\right) + \log\left(\frac{t_{p2}+\Delta t}{\Delta t}\right) \right]$$

La pendiente de esta línea recta, está relacionada con la permeabilidad

$$k = 162.6 \frac{q_2 B \mu}{mh} \quad (2.118)$$

La extrapolación a $\Delta t=\infty$, implica que $p_{ws}=p_i$

Para calcular el factor skin, se debe analizar justo antes del cierre. La ecuación que se obtiene es:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162.6 q_2 B \mu}{k h} \left[\frac{q_1}{q_2} \log \left(\frac{t_{p1} + t_{p2}}{t_{p2}} \right) + \log(t_{p2}) + \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S \right] \quad (2.119)$$

Uniendo la ecuación 2.117 y 2.119 se obtiene la siguiente ecuación:

$$P_{ws} - P_{wf} = m \left[\frac{q_1}{q_2} \log \left(\frac{(t_{p1} + t_{p2})(t_{p2} + \Delta t)}{(t_{p1} + t_{p2} + \Delta t)t_{p2}} \right) + \log \left(\frac{t_{p2}}{t_{p2} + \Delta t} \right) + \bar{S} \right] \quad (2.120)$$

Dónde:

$$m = 162.6 \frac{q_2 B \mu}{k h}$$

$$\bar{S} = \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S$$

Asumiendo $t_{p1} + t_{p2} + \Delta t \approx t_{p1} + t_{p2}$ y $t_{p2} + \Delta t \approx t_{p2}$, para Δt pequeños (por ejemplo una hora), la ecuación anterior se transforma en:

$$P_{ws} - P_{wf} = m [\log(\Delta t) + \bar{S}] \quad (2.121)$$

Si $\Delta t = 1$ hora, $P_{ws} = P_{1\text{hora}}$ (sobre la línea recta o su extrapolación) y

$$\bar{S} = \frac{P_{1\text{hora}} - P_{wf}}{m} = \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869 S$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1\text{hora}} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.122)$$

2.11.3.2 Build Up Precedida por “n-1” Tasas Diferentes

Aplicando el principio de superposición en el tiempo para (n-1) tasas que preceden el cierre para correr la prueba de ascenso de presión, se obtiene:

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6q_{n-1}\mu B}{kh} \left[\begin{aligned} &\left(\frac{q_1}{q_{n-1}}\right) \log\left(\frac{t}{t-t_1}\right) + \\ &\left(\frac{q_2}{q_{n-1}}\right) \log\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right) + \dots + \\ &\left(\frac{q_{n-2}}{q_{n-1}}\right) \log\left(\frac{t-t_{n-3}}{t-t_{n-2}}\right) + \\ &\log\left(\frac{t-t_{n-2}}{t-t_{n-1}}\right) \end{aligned} \right]$$

El método de análisis para esta situación, es:

1. Calcule la función X

$$X = \left[\left(\frac{q_1}{q_{n-1}}\right) \log\left(\frac{t}{t-t_1}\right) + \left(\frac{q_2}{q_{n-1}}\right) \log\left(\frac{t-t_1}{t-t_2}\right) + \dots + \log\left(\frac{t-t_{n-2}}{t-t_{n-1}}\right) \right] \quad (2.123)$$

2. Grafique pws vs X, en papel cartesiano
3. Determine el valor absoluto de la pendiente de la línea recta

$$m = \left| \frac{p_{ws2} - p_{ws1}}{X_2 - X_1} \right| \quad (2.124)$$

4. Calcule la permeabilidad

$$k = 162.6 \frac{q_{n-1} B \mu}{mh} \quad (2.125)$$

5. Calcule el daño

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{p_{1hora} - p_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.126)$$

6. Lea la presión inicial, correspondiente X=0

Método de Odeh y Selig

Es un método alternativo al de superposición, similar al de Horner. Según el método, la respuesta de la presión está dada por la ecuación 2.129:

Donde t_p^* y q_n^* están dados por:

$$t_p^* = 2 \left[t_p - \frac{\sum_{j=1}^{n-1} q_j (t_j^2 - t_{j-1}^2)}{2 \sum_{j=1}^{n-1} q_j (t_j - t_{j-1})} \right] \quad (2.127)$$

$$q^* = \frac{1}{t_p^*} \sum_{j=1}^n q_j (t_j - t_{j-1}) \quad (2.128)$$

$$p_i - p_{ws} = \frac{162.6 q^* \mu B}{kh} \log \left(\frac{t_p^* + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (2.129)$$

Este método es aplicable sólo para presiones a valores de Δt mayores que el tiempo actual de producción.

Esta condición es probable que ocurra sólo en un DST o pruebas cortas de producción.

Aproximación de Horner

La gráfica convencional de Horner asume que el tiempo total de producción t_p es mucho mayor que el tiempo de cierre, y que antes del build up, el periodo de flujo fue llevado a tasa constante y que la presión se estabilizó al tiempo t_p . Lo cual raramente ocurre.

Esta aproximación se usa, para evitar la aplicación del principio de superposición. Las variables a emplear son:

$$t_{pH} = \frac{24 * N_p}{q_{last}} \quad (2.130)$$

De tal manera que:

$$p_{wf} = p_i - 162.6 \frac{(q_{last})B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{kt_{pH}}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

Aplicado, para un PBU

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{(q_{last})B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k(t_{pH} + \Delta t)}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right] - 162.6 \frac{(-q_{last})B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{k(\Delta t)}{\phi\mu c_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.869S \right]$$

Combinando los términos y simplificando:

$$p_{ws} = p_i - 162.6 \frac{(q_{last})B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{t_{pH} + \Delta t}{\Delta t} \right) \right] \quad (2.131)$$

El análisis consiste en graficar la P_{ws} vs $(t_{pH} + \Delta t) / \Delta t$.

Para calcular la permeabilidad, se usa el valor absoluto de la pendiente sobre la línea recta semilog

$$k = 162.6 \frac{q_{last} B \mu}{mh} \quad (2.132)$$

De la gráfica semilog, la presión original del yacimiento, P_i , se puede determinar, extrapolando la línea recta para un tiempo de cierre infinito.

Y el factor skin, se obtiene a partir de:

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1hora} - P_{wf}}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.133)$$

2.12 PRUEBAS DE INYECCIÓN

En muchos yacimientos, el número de pozos inyectoros se aproxima al número de pozos productores, entonces el tema de probar estos pozos es importante. Esto es particularmente cierto cuando proyectos de recobro terciario están siendo considerados o están en progreso. Cuando un pozo de entrada recibe un fluido costoso. Esta capacidad de aceptar este fluido uniformemente por un largo tiempo es importante para la economía de un proyecto de recobro de este tipo. En particular, el incremento del daño en el pozo debería ser detectado correctamente.

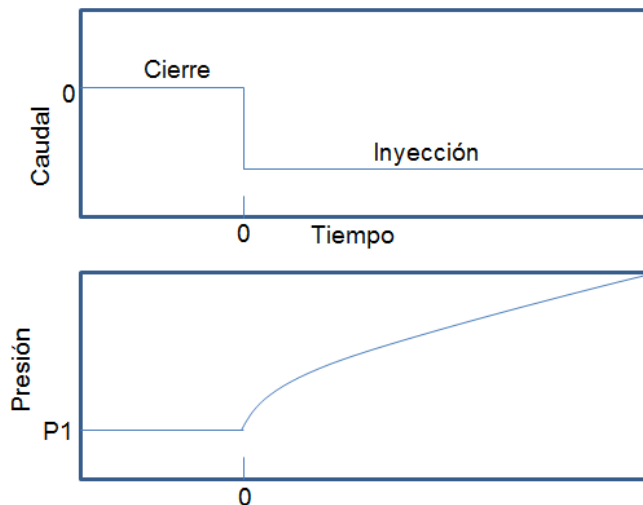
La información recopilada de una prueba de un pozo inyector es mucha menos que la información de un pozo productor. Matthews and Russell resumió las pruebas en un pozo inyector, pero enfatizó en pruebas falloff. Las pruebas de inyección son raramente discutidas en la literatura, pero estas pueden ser importantes.

Las pruebas de inyección y el análisis son básicamente simples siempre que la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el fluido en el sitio sea alrededor de uno. Afortunadamente, esta es una aproximación razonable para muchos casos de inyección de agua. Esta también es una aproximación razonable en proyectos de reinyección que tienen una relación significativamente diferente de la

unidad, y en tiempos tempranos de la vida de proyectos de recobro terciario cuando pequeñas cantidades de fluido han sido inyectadas tal que este aparece solo en el factor de daño. Cuando la condición de relación de movilidades es satisfecha, la prueba de inyección para sistemas llenos de líquido es análoga a una prueba de producción.

Las pruebas de inyección son unas pruebas durante la inyección a un pozo. Estas son análogas a las pruebas de declinación de presión, para ambos casos de caudales constantes y variables. Aunque algunas veces son llamadas de “aumento de presión por inyección” o simplemente “aumento de presión”. Se prefiere usar el término de pruebas de inyección para evitar confusión con las pruebas de aumento de presión.

Figura 2.13. Caudales y respuesta de presión ideal para una prueba de inyección



Fuente: Modificado de Earlougher R- andvances in well test analysis

La figura 2.13 muestra un comportamiento ideal de caudal y presión para una prueba de inyección. El pozo está inicialmente cerrado y la presión estabilizada a la presión inicial del yacimiento, en el tiempo cero, empieza la inyección a caudal constante q . en la figura se muestra la convención que $q < 0$ para la inyección. Es recomendable monitorear la tasa de inyección cuidadosamente para poder aplicar los métodos de tasas múltiples si esta así lo demanda.

Desde que la relación de movilidades está cerca la unidad, las pruebas son análogas a una prueba de producción así que los métodos de análisis descritos

antes son aplicables. Por supuesto mientras en las pruebas de pozos en producción la presión cae, la presión en una prueba de inyección aumenta. Esta diferencia es tenida en cuenta por los métodos analíticos usando $q < 0$ para inyección y $q > 0$ para producción.

Para la tasa de producción constante de inyección de la figura 2.13, el modelamiento de la presión está dado por:

$$P_{wf} = P_{1hr} + m \log t \quad (2.134)$$

La ecuación 2.134 indica que una gráfica de P_{wf} vs el logaritmo del tiempo de inyección debería mostrar una línea recta, donde por medio del intercepto P_{1hr} y la pendiente se determina permeabilidad y daño.

$$k = \frac{-162.6 qb\mu}{mh} \quad (2.135)$$

$$S = 1.151 \left[\left(\frac{P_{1hora} - p_i}{m} \right) - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.136)$$

2.13 PRUEBAS DE INTERFERENCIA^{28 29}

En una prueba de interferencia, un pozo es producido y la presión es observada en un pozo diferente (o pozos). Una prueba de interferencia monitorea los cambios de presión en el yacimiento a una distancia del pozo productor original. Así una prueba de interferencia puede ser muy útil para caracterizar las propiedades del yacimiento a una mayor escala que una prueba de un solo pozo. Los cambios de presión a distancia del pozo productor son mucho más pequeños, entonces las pruebas de interferencia requieren sensores de presión más sensibles y puede tomar un largo tiempo llevarla a cabo. Este tipo de prueba puede ser usada independientemente del tipo de cambio de presión inducido en el pozo activo (caída, ascenso, inyección).

²⁸ ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, 2003.

²⁹ EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis, 1997

Estas pruebas tienen dos objetivos principales:

- Determinar si dos o más pozos tienen comunicación de presión (son del mismo yacimiento)
- Cuando existe la comunicación, proporcionar estimativos de K , ϕc_t en la vecindad de los pozos probados.

4.16.1. Análisis de Pruebas de Interferencia

Método de Earlougher

Earlougher definió 2 casos especiales para aplicar su método de análisis.

a) Dos pozos: Uno activo (inyector o productor) y el otro de observación preferiblemente cerrado. La presión en el pozo de observación es:

$$P_{ws} = P_{1hr} + m \log t \quad (2.137)$$

Cuando $t = 1hr$, $P_{ws} \approx P_{1hr} \approx P_i$ para yacimientos nuevos. La ecuación 2.137 es válida si $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$ ($x < 0.0025$). Siendo r la distancia entre pozos. La restricción de $\frac{t_D}{r_D^2} > 100$ se aplica con un error del 1 %.

$$\frac{t_D}{r_D^2} = \frac{0.0002637kt}{\phi \mu c_t r^2} \quad (2.138)$$

Cuando se grafica P_{ws} vs. $\log t$, se debería obtener una línea recta de cuya pendiente y corte se obtiene la transmisibilidad y la porosidad. La transmisibilidad, T , se halla de:

$$T = \frac{kh}{\mu} = \frac{162.6qB}{m} \quad (2.139)$$

Posteriormente partiendo de la expresión:

$$P_{1hr} = P_i + m \left(\log \frac{k}{\phi \mu C_t r^2} - 3.2275 \right) \quad (2.140)$$

Note que el factor de daño no aparece en esta ecuación puesto únicamente hay flujo de fluidos en el pozo activo y no en el pozo de observación. Sin embargo, se presentan excepciones cuando el pozo está muy estimulado. El almacenamiento también es minimizado en las pruebas múltiples pero no del todo.

$$S_t = \phi C_t \mu = \frac{T}{r^2} e^{\left[2.302 \frac{P_i - P_{1hr}}{m} - 7.41316 \right]} \quad (2.141)$$

Donde S_t es el factor de almacenaje.

b) Dos pozos: ambos cerrados

$$P_{ws} = P_i + m \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \quad (2.142)$$

t es el tiempo total de producción en el pozo activo. Efectúe un gráfico Horner y de la pendiente obtenga la transmisibilidad:

$$T = \frac{162.2qB}{m} \quad (2.143)$$

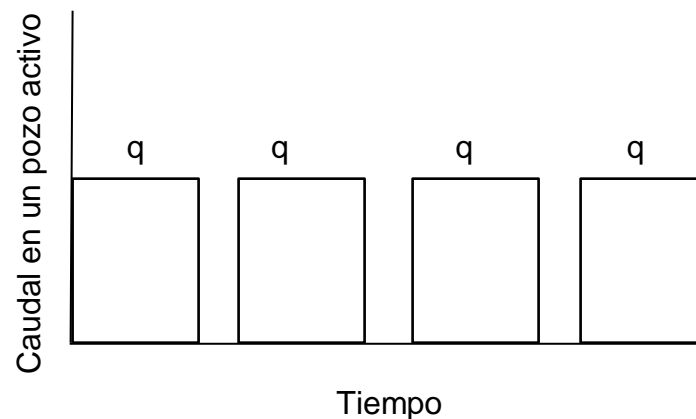
Posteriormente calcular el factor de almacenaje por medio de:

$$S_t = \frac{T}{r^2} e^{\left[2.302 \frac{P_i - P_{wf}(\Delta t=0)}{m} - \ln\left(1 + \frac{1}{t}\right) - 7.41316 \right]} \quad (2.144)$$

2.14 PRUEBAS DE PULSO

Tienen el mismo objetivo que una prueba de interferencia; determinar si un par de pozos están en comunicación por presión y para estimar permeabilidad, porosidad y compresibilidad total en el área de los pozos probados. La prueba se realiza enviando una señal o secuencia de pulsos desde el pozo activo (productor o inyector) al pozo cerrado de observación, la secuencia de pulsos se crea produciendo o inyectando desde el pozo activo, luego cerrando este y repitiendo la secuencia en un patrón regular.

Figura 2.14. Registro típico de caudales en una prueba de pulso



Fuente: Modificado de Lee- J well.

La razón de la secuencia de pulso es que con esta se puede determinar el efecto de un pozo activo en un pozo de observación por medio de una tendencia establecida en la presión del yacimiento y perturbaciones aleatorias (ruido) a esta tendencia. Sensores altamente sensitivos son usualmente requeridos para detectar los pequeños pulsos, que pueden tener magnitudes menores que 0.1 psi.

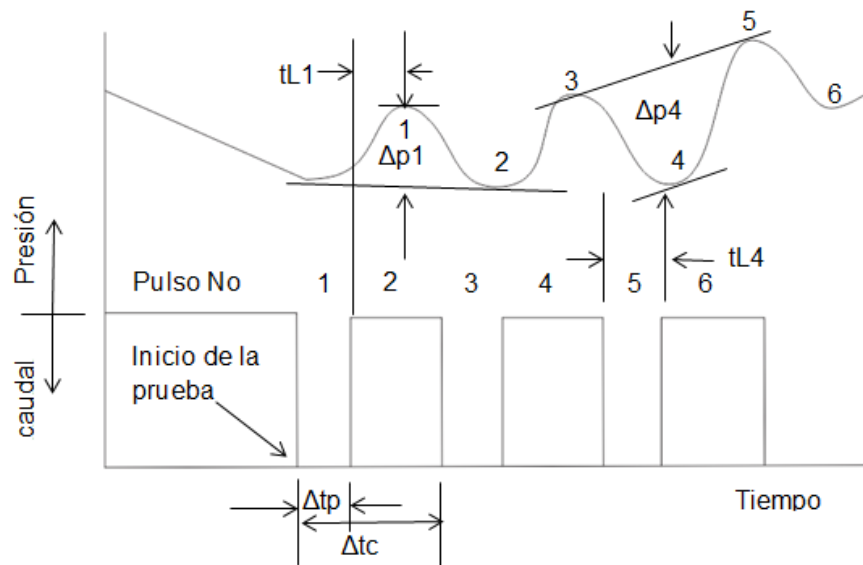
Las pruebas de pulso tienen varias ventajas sobre las pruebas de interferencia convencionales.

- 1) Interrumpen las operaciones normales mucho menos que las pruebas convencionales de interferencia
- 2) Gastan un tiempo mínimo que pueden ser desde pocas horas a pocos días

- 3) Hay menos problemas de interpretación causados por ruido aleatorio y por tendencia de la presión de yacimiento y el cómo afecta la respuesta de la presión a los pozos de observación.
- 4) Las pruebas de pulso usualmente pueden basarse en soluciones simples para ecuaciones de flujo, específicamente la solución por superposición de la función E_i que asume acción infinita y yacimiento homogéneo. En muchos casos las pruebas de interferencia largas requieren que los límites sean tomados en cuenta.

Las técnicas de análisis usualmente están basadas en simular la respuesta de la presión en un pozo de observación con la solución familiar función E_i . Para la solución de la ecuación de difusividad usando superposición para modelar el cambio en los caudales en la secuencia de pulso.

Figura 2.15. Respuesta de presión en una prueba de pulso



Fuente: Modificado de Lee- J well.

La Figura 2.15 ilustra el “time lag TI” que es el tiempo entre el fin de un pulso y el pico de presión causado por el pulso.

El concepto de radio de investigación nos prepara para el esperado time lag. Un periodo de tiempo es requerido para que el pulso causado por un pozo activo y productor llegue a un pozo observador, y en subsecuente el trasciende creado por un periodo de cierre también requiere un periodo de tiempo finito para afectar la respuesta de presión.

La amplitud de la diferencia de presión de un pulso puede representarse convenientemente como la distancia vertical entre 2 picos adyacentes (o valles) y una línea paralela a este a través del valle (o pico) como se ilustra en la figura.

La extensión del periodo de pulso y la extensión del ciclo total (incluido periodo de cierre y flujo) son representadas por Δt_p y Δt_c , respectivamente

2.14.1 Análisis de una prueba de pulso

Para el análisis de una prueba de pulso se dispone de varias graficas cada una de ellas para un pulso en especial.

1) Se debe elegir la gráfica adecuada de acuerdo al pulso, para el cálculo de:

$$k = 141.2 \frac{qB\mu}{h\Delta_p \left(\frac{t_L}{\Delta t_c}\right)^2} \left[\Delta p_D \left(\frac{t_L}{\Delta t_c}\right)^2 \right] \quad (2.145)$$

$$\phi C_t = \frac{0.000264kt_L}{\mu r^2 \left[\frac{(t_L)_D}{r_D^2} \right]} \quad (2.146)$$

2) Calcular F' y $\frac{t_L}{\Delta t_c}$

$$F' = \frac{\Delta t_p}{\Delta t_c} \quad (2.147)$$

3) con los valores calculados en el numeral 2 entrar a la correspondiente gráfica y leer los valores de $\Delta_p \left(\frac{t_L}{\Delta t_c} \right)^2$ y $\frac{(t_L)_D}{r_D^2}$

4) Por medio de las ecuaciones 2.145 y 2.146 obtener los datos de k y \emptyset .

2.15 DRILL STEM TEST (DST)^{30 31}

Los ingenieros de petróleos han usado las pruebas mientras se perfora (drill stem test) como un método de evaluación de la formación por muchos años. Originalmente usadas para identificar fluidos del yacimiento. Las pruebas DST también se han convertido en un método importante para estimar la presión de yacimiento y el potencial del pozo. Si suficiente fluido es producido dentro del drillpipe o capturado en la cámara de muestra, el fluido contenido del yacimiento puede ser identificado por medio de un DST. Además el potencial del pozo puede ser determinado por medio de información de la presión y tasa de flujo como función del tiempo.

DST Convencional

La aplicación más común de DST es obtener información sobre una zona durante la fase de perforación pero antes de la fase de completamiento. Aunque el DST también puede ser usado para monitorear el yacimiento y las condiciones del pozo en zonas productoras desarrolladas. Esta es una aplicación menos común. Una prueba DST puede ser vista como un completamiento temporal cuyo propósito es obtener algo o todo de la siguiente información:

- 1) Identificación del fluido del yacimiento
- 2) Identificar la productividad del pozo
- 3) Datos de trasciende de presión para estimar la permeabilidad de formación, factor de daño y presión estática de yacimiento.

El siguiente es el procedimiento común para correr una prueba DST.

³⁰ PDVSA. *Análisis de Pruebas de Presión Nivel II*. Maracaibo Venezuela, 1997.

³¹ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. *Pressure Transient Testing*, 2003

- 1) Una herramienta DST que incluye una válvula de prueba y recipientes es anclada al final de la sarta de perforación y corrida dentro del lodo hasta la zona que será testeada.
- 2) Los recipientes en la herramienta de prueba están configurados, aislando el intervalo de interés de la columna de lodo en el anular. Abriendo la válvula de prueba imponiendo una repentina caída de presión en la cara de la formación, causando el flujo desde la formación a la tubería de perforación e incrementando el nivel en la cara del pozo. Para pozos en los cuales el nivel del líquido no alcanza la superficie durante un periodo de flujo. El DST típicamente muestra una disminución del caudal a lo largo del periodo de flujo. La presión es grabada continuamente durante la prueba.
- 3) Una prueba DST comúnmente consiste en dos periodos de flujo y dos periodos de cierre. El periodo de flujo inicial es breve (5 minutos o menos), un periodo de producción cuyo propósito es bajar la presión levemente cerca de la cara del pozo; permitiendo a algo de lodo invadir la zona.

El periodo inicial de cierre debería ser de menos de 1 hora, permitiendo a la presión de la formación incrementar a la verdadera presión estática de formación y si esta duración es suficiente para que los efectos de almacenamiento terminen; proporcionara unos datos de incremento de presión iniciales para estimar las propiedades del yacimiento.

El periodo final de flujo (30 minutos a algunas horas) debe proveer una muestra de fluido en la capsula de prueba y debe hacer caer la presión tan lejos en la formación como sea posible para generar el transiente de presión cuyo radio de investigación sobre pase cualquier zona alterada alrededor de la cara del pozo.

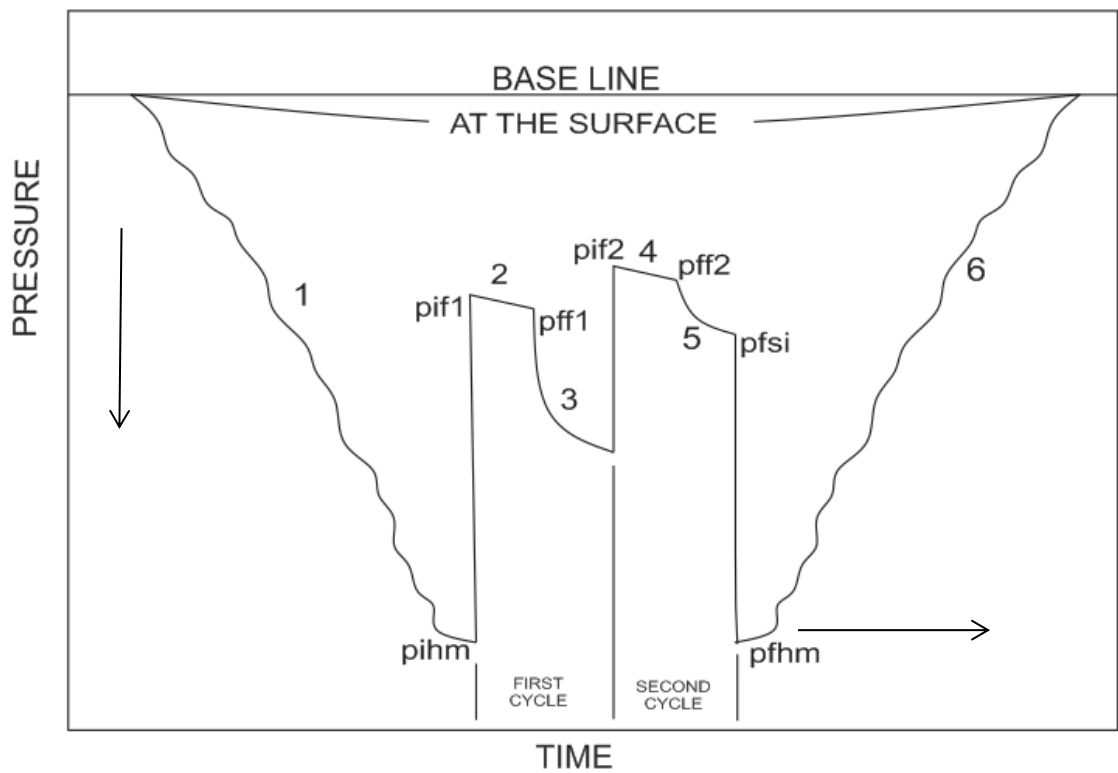
El periodo final de cierre (una o dos veces mayor al periodo de flujo final) proporciona unos datos de transiente de presión para estimar las propiedades del yacimiento. La extrapolación de las presiones de cierre (estimación de la presión inicial del yacimiento) de los periodos inicial y final de cierre deben ser cercanos. Si la segunda presión extrapolada es significativamente pequeña que la primera, puede indicar una depleción del yacimiento.

La figura 2.16 muestra un gráfico típico de presión grabado durante un DST.

- 1) La línea base (BASELINE) representa la presión de superficie.
- 2) Line 1 muestra el incremento de presión hidrostática de la columna de lodo a medida que la herramienta es bajada en el hueco.
- 3) Pihm, es la presión hidrostática de la columna de lodo cuando la herramienta alcanza el intervalo de prueba. Cuando la válvula de prueba se abre, la presión cae inmediatamente de pihm a la presión inicial de flujo durante el primer periodo de flujo, pif1.
- 4) La línea 2 es la respuesta de la presión durante el periodo inicial de flujo. Como el flujo del fluido en la tubería. El nivel del líquido en el tubo asciende y causa que la presión en la herramienta incremente desde pif1 hasta la presión final de flujo durante el primer periodo de flujo, pff1.
- 5) La curva 3 es el periodo inicial de cierre. Cuando la válvula de prueba está cerrada, los aumentos de presión desde la presión inicial de cierre, pisi.
- 6) Cuando la válvula de prueba es re abierta para el periodo final de flujo, las presión cae inmediatamente desde la presión inicial de cierre, pisi, hasta la presión inicial de flujo durante el periodo de flujo, pif2.
- 7) La línea 4 es la respuesta de presión durante el periodo de flujo. Como en el periodo inicial de flujo. La presión incrementa desde pif2 hasta pff2, la presión final de flujo en el segundo periodo flujo, como el nivel de líquido en la tubería aumenta.
- 8) La curva 5 es el final del periodo final de cierre. Cuando la válvula de prueba se cierra de nuevo, la presión aumenta hasta la presión final de cierre, pfsi

- 9) Cuando los envasadores de muestra se sueltan después del final de la prueba, la presión vuelve a la presión hidrostática final de la columna de lodo, p_{fhm} .
- 10) La línea 6 muestra la disminución de la presión hidrostática de la columna de lodo a medida que la herramienta es sacada fuera del pozo.

Figura 2.16. Típico gráfico de presión DST



Fuente: Modificado de lee, rollins and spivey pressure transient testing

La prueba de producción es realizada con el fin de determinar:

1. La producción de fluidos de zonas prospectivas, tasas de flujo, tipos de fluidos presentes.
2. Presión y temperatura en el fondo de pozo
3. Permeabilidad de la formación, eficiencia de flujo, presencia de daño.
4. Heterogeneidades del yacimiento

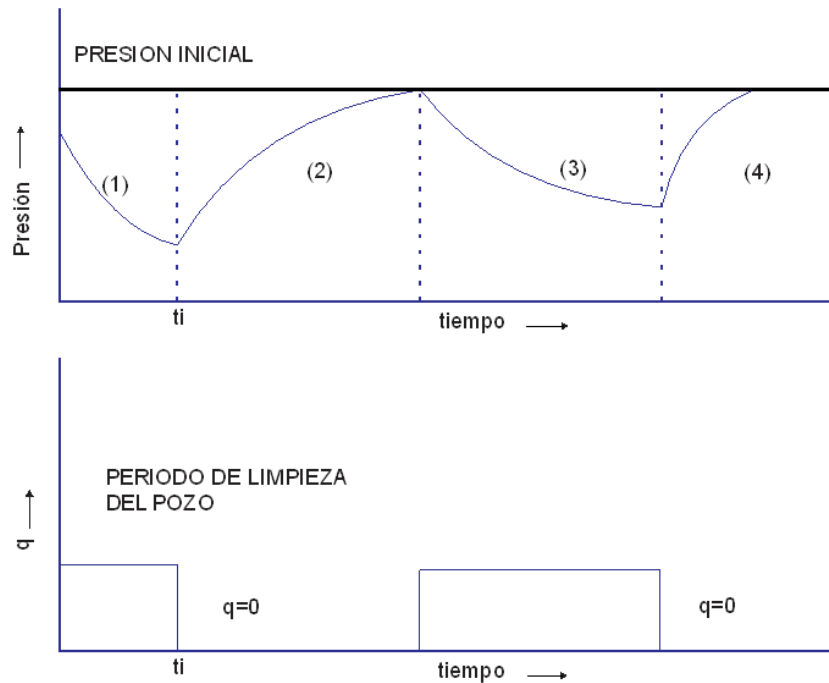
5. Extensión del yacimiento
6. Potencial de producción

Esta información se puede obtener del comportamiento de la presión del fondo del pozo en función del tiempo, cerrando y fluyendo el mismo en forma alternada.

Etapas:

- Flujo inicial
- Restauración de presión inicial
- Flujo mayor
- Restauración de presión final

Figura 2.17. Registro de Prueba de producción-DST



Fuente: Modificado de Análisis de pruebas de presión cied pdvsa

Zona (1)= periodo de flujo inicial

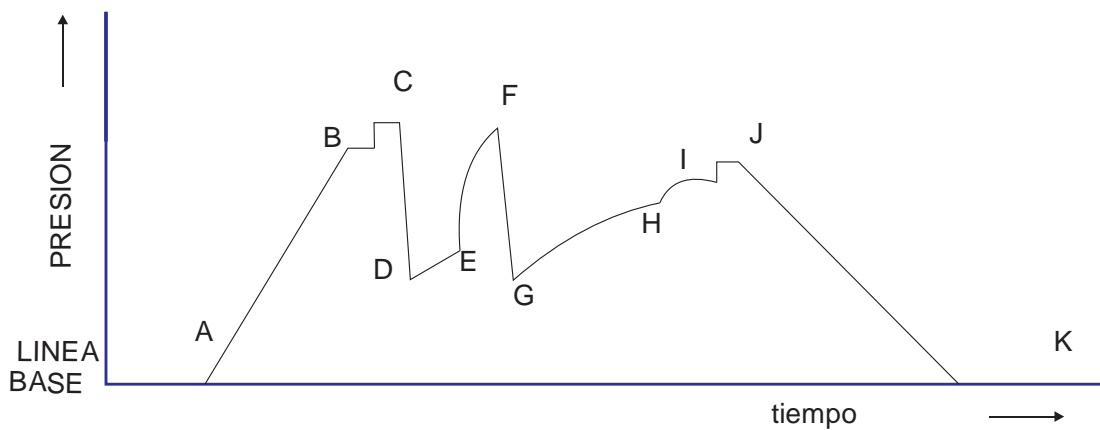
Zona (2) = Restauración inicial

Zona (3) = Flujo mayor

Zona (4)= Restauración Final

La presión es registrada en forma continua y se puede observar su comportamiento en la figura 2.18.

Figura 2.18. Presión Vs tiempo. Prueba DST, Diagrama de la información obtenida de la herramienta



Fuente: Modificado de Análisis de pruebas de presión cied pdvsa

A continuación se muestra la secuencia de operaciones de una forma más detallada obtenidas de la herramienta (presión Vs tiempo).

PASOS	SECUENCIA DE OPERACIONES
1	La línea A-B corresponde al periodo durante el cual se está bajando la herramienta en el pozo. Como se puede observar la presión hidrostática del lodo de perforación.
2	El punto B indica la presión hidrostática en el fondo del pozo con la válvula cerrada. La herramienta está parcialmente llena de un fluido amortiguador, el cual por lo general es agua o nitrógeno.
3	El punto C indica que las empaaduras de la herramienta han sido instaladas arriba de la formación. La columna de lodo es comprimida y se puede observar un leve aumento en el nivel de presión en C. la formación a evaluar ha sido aislada.
4	La herramienta es abierta para lograr un primer periodo de flujo y la

	presión disminuye, punto D. la válvula se mantiene abierta durante un tiempo aproximado de 3-10 min.
5	Entre el punto D y el punto E ocurre la denominada etapa de flujo inicial. El objetivo es determinar la existencia de un diferencial de presión al pozo.
6	Se le considera como un periodo de limpieza, donde se descarga el exceso de presión acumulada como consecuencia de la invasión de lodo de perforación. La presión en el punto E es mayor que la presión en D, dado que hay acumulación de presión en el pozo provenientes de la formación. Esta será la última presión de flujo, antes de realizar el periodo inicial de cierre.
7	En el punto E se cierra la válvula para el periodo de restauración de la presión inicial. La presión aumenta hasta el punto F y el pozo se debe mantener cerrado durante suficiente tiempo para determinar la presión inicial de formación. Este periodo de cierre es por lo general 30-60 minutos y debe ser aproximadamente 15 veces mayor que el periodo de flujo inicial. Con esta prueba se obtendrá el mejor valor de presión inicial del yacimiento.
8	En el punto F se abre la válvula para un segundo periodo de flujo, conocido como el periodo de flujo mayor, la presión disminuye al punto G.
9	Entre el punto G y el punto H se observa un aumento en el nivel de presión debido a la acumulación de fluidos en el pozo sobre la herramienta. Este periodo de flujo puede ser varias horas y tiene como objetivo obtener muestras representativas de los fluidos de la formación y, además, la mayor declinación de presión posible para alcanzar un radio de investigación que permita estimar las propiedades de la formación al analizar el siguiente periodo de cierre. Si no aparece flujo en la superficie la prueba se da por terminada.
10	El periodo de cierre final se extiende entre el punto H-I. Se cierre la válvula para este periodo de restauración final. El objetivo de esta etapa de cierre final es medir la presión de restauración para determinar las características de la formación. El tiempo utilizado en esta etapa de cierre debe ser igual al tiempo de flujo mayor; sin embargo, en formaciones de baja permeabilidad, se debe mantener la válvula cerrada durante el doble de tiempo de flujo mayor.
11	En el punto J la presión ha aumentado debido al desasentamiento de las empaaduras. La presión en J debe ser aproximadamente igual a la presión en B y debe ser calculada a manera de comprobación utilizando el peso del lodo de perforación.
12	Entre el punto J y el punto K se observa la disminución de presión a

	<p>medida que se saca la herramienta del pozo. La información obtenida debe ser revisada para fijar una línea base, donde las presiones iniciales y finales de la columna hidrostática del lodo sean iguales. Además se debe observar la nitidez y estabilidad de la información obtenida en la prueba DST.</p>
--	---

Análisis de una prueba DST

Método de Peres, et al

Es un método para analizar datos de aumento de presión de un DST cuando los líquidos producidos no alcanzan la superficie durante el periodo de flujo. El método cuenta para tiempo de producción y tasa variable durante el periodo de flujo. Similar a la gráfica de horner anteriormente descrita, una línea recta es utilizada para obtener la permeabilidad, el factor de daño y la presión inicial del yacimiento. Las siguientes definiciones, que están dadas en unidades de campo, son usadas para desarrollar el método.

El coeficiente de almacenamiento para caída de presión está definido por:

$$C_F = \frac{25.65A_{wb}}{\rho_{wb}} = \frac{25.65(\pi r_p^2)}{\rho_{wb}} \quad (2.148)$$

Para un ascenso del nivel del líquido en el wellbore, donde r_p = diámetro interno de la tubería, pulg, y ρ_{wb} = densidad del fluido producido dentro de la tubería lmb/ft³.

Similarmente, para el ascenso de presión el coeficiente de almacenamiento está dado por:

$$C_S = V_{wb} C_{wb} \quad (2.149)$$

Donde V_{wb} = volumen de el pozo durante el periodo de ascenso de presión, bbl, y C_{wb} = compresibilidad isotérmica del fluido en el pozo 1/psi.

La respuesta de presión durante el periodo de ascenso de presión en una DST está dado por

$$P_{ws}(\Delta t) = P_i - m_m t_m \quad (2.150)$$

Donde P_{ws} = presión de fondo después del cierre, psia; p_i = presión inicial del yacimiento, psia; Δt = tiempo de cierre, horas; t_m = función multitasa y m_m = pendiente de la línea a través de los datos.

El intervalo de tiempo de producción (0, t_p) es dividido (con un valor arbitrario de n) como :

$$0 = t_{0,p} < t_{1,p} < t_{2,p} < \dots < t_{n,p} < t_{n+1,p} = t_p \quad (2.151)$$

Donde t_p = el tiempo de producción durante el periodo de flujo en la prueba. La función multitasa t_m . Está definida por:

$$t_m = \sum_{j=0}^n \left\{ \left(\frac{t_p}{t_p + \Delta t - t_{j,p}} \right) \left[\frac{p_{wf}(t_{j+1,p}) - p_{wf}(t_{j,p})}{p_{wf}(t_p) - p_o} \right] \right\}$$

Donde p_{wf} = presión de fondo fluyendo, psia, y P_o = presión de fondo en el inicio de la prueba, psia. Note que la función multitasa es adimensional

Similar a las pruebas de ascenso de presión convencional se puede estimar la permeabilidad con la pendiente de la línea recta, m_m .

$$k = \frac{141.2\mu}{m_m h} \frac{24C_F [P_{wf}(t_p) - p_o]}{2t_p} \quad (2.152)$$

Extrapolando la línea recta a $t_m=0$ se tiene la presión inicial, p_i .

El factor de daño,s, está dado por:

$$s = 1.151 \left(\left[\frac{p_i - \bar{p}_f}{m_m \ln 10} - \log\left(\frac{k}{\phi \mu c_t r w^2}\right) + 3.23 \right] - \left\{ \sum_{j=0}^n \left[\log(t_p - t_{j,p}) \frac{p_{wf}(t_{j+1,p}) - P_{wf}(t_{j,p})}{p_{wf}(t_p) - p_o} \right] \right\} \right) \quad (2.153)$$

Donde \bar{p}_f es la presión de flujo promedio durante el periodo de flujo y está definida por:

$$\bar{p}_f = \frac{1}{t_p} \sum_{j=0}^n \left[\frac{P_{wf}(t_{j+1,p}) + P_{wf}(t_{j,p})}{2} * (t_{j+1,p} - t_j) \right] \quad (2.154)$$

2.16 PRUEBAS EN POZOS DE GAS³²

La base de las técnicas de análisis de pruebas de flujo en pozos de gas es la solución de la línea fuente (función Ei) a la ecuación de difusividad, la cual es válida para líquidos ligeramente compresibles con propiedades relativamente constantes. Sin embargo para fluidos compresibles como gases en cuales las propiedades están en función de la presión, esta solución usualmente no es lo suficientemente precisa para analizar pruebas en pozos de gas. Por lo que se han introducido transformaciones a la presión y el tiempo, que tienen en cuenta la variación de las propiedades del gas con la presión.

2.16.1 Análisis de Pruebas en Pozos de Gas

En la mayoría de las operaciones en pozos de gas, los pozos son producidos a condiciones aproximando la presión en cabeza a una constante y tasas variables en fondo de pozo, más a menudo que a tasas constantes en fondo de pozo.

³² LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing, 2003

Además, muchas pruebas en pozos de gas, especialmente pruebas de capacidad de entrega, son efectuadas bajo condiciones variables.

Flujo no Darcy

La respuesta del transiente de presión de un pozo de gas puede verse afectado por las altas velocidades o el flujo no darcy cerca del pozo. La ecuación de flujo comúnmente usada de estado inestable para análisis de declinación de presión con una tasa constante de gas, está basada en la solución para fluidos ligeramente compresibles remplazados por pseudopresiones.

Al Hussainy definió la pseudopresión como:

$$m(p) = 2 \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu_g Z} dp$$

$$p_p(P_{wf}) = p_p(p_i) - \frac{1.637q_g T}{kh} \left[\log t_p + \log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} t r w^2} \right) - 3.23 + 0.869s' \right] \quad (2.155)$$

A continuación se enuncia el procedimiento para realizar la integración numérica

1. Obtener los valores de viscosidad y factor Z. Si no hay datos PVT disponibles se deben usar correlaciones
2. Para cada valor de presión, calcule $2p/\mu Z$
3. Calcule el valor promedio de $2p/\mu Z$, entre el valor anterior y el valor actual
4. Calcule la diferencia de presión.
5. Multiplique los resultados de los pasos 4 y 3
6. Calcule la pseudopresión sumando el resultado del paso 5 a la pseudopresión anterior.

En términos de pseudopresión normalizada (presión ajustada; P_a). La ecuación de estado de flujo inestable se convierte en:

$$p_p(P_{wf}) = p_{a,i} - \frac{162.6q_g \bar{B}_g \bar{\mu}_g}{kh} \left[\log t_p + \log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{c} t r w^2} \right) - 3.23 + 0.869s' \right] \quad (2.156)$$

Donde $s' = s + D_{qg}$ es un factor de daño que incluye el verdadero daño a la formación o estimulación y el efecto del flujo no darcy. En forma adimensional puede ser escrita como:

$$P_{pD}(t_D) = 0.5[\ln(t_D) + 0.80907] + s + D_{qg} \quad (2.157)$$

Donde $P_{pD}(t_D)$ es la pseudopresión adimensional (o pseudopresión normalizada) en el pozo y el tiempo adimensional (t_D) está definido por:

$$t_D = 0.0002637 \frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g c_t r_w^2} \quad (2.158)$$

Donde $\bar{\mu}_g$ y C_t son valores evaluados a \bar{P} . La asunción usual en cálculos convencionales es que se puede representar el efecto del flujo no darcy como una tasa dependiente del pseudodaño definida como D_{qg} , donde D es una constante conocida como el coeficiente de no darcy con unidades de D/Mscf , y q_g es la tasa con unidades de Mscf/D . el verdadero factor de daño (S) que refleja el daño de la formación o estimulación cerca del pozo no puede ser determinado de una prueba de tasa constante. Más bien, el factor de daño aparente, $s' = s + D_{qg}$, es obtenido. Si S y D son determinados por separado, una prueba puede ser corrida a diferentes caudales resolviendo simultáneamente las ecuaciones para las 2 incógnitas, S y D . si se dispone de una sola prueba puede ser estimado por medio de:

$$D = \frac{2.715 * 10^{-15} B K_g M_{Psc}}{h r_w T_{sc} \mu_g w f} \quad (2.159)$$

Donde K_g = permeabilidad efectiva del gas, md; P_{sc} = presión a condiciones estándar, psia; T_{sc} = temperatura a condiciones estándar, °R; M = peso molecular del gas; $\mu_g w f$ = viscosidad del gas evaluada a presión de fondo fluyendo y B = parámetro de turbulencia. El parámetro de turbulencia es aproximadamente inversamente proporcional a la permeabilidad efectiva del gas y puede ser determinado experimentalmente o por correlaciones como:

$$B = 1.88 * 10^{10} k^{-1.47} \phi^{-0.53} \quad (2.160)$$

2.16.1.1 Pruebas con Caudal de Gas Constante

$$P_{a,i} - p_{a,wf} = \frac{162.6 q_g \bar{B}_g \bar{\mu}}{Kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{C}_t r w^2} \right) - 3.23 + 0.869 s' \right] \quad (2.161)$$

La ecuación 2.161 desarrollada en términos de presiones ajustadas, describe la caída de presión en el pozo como una función del tiempo cuando un pozo de gas está produciendo a una tasa constante. Como en la solución para fluidos ligeramente compresibles, comparando la ecuación 2.161 con la ecuación de la línea recta sugiere que el comportamiento de la presión en el yacimiento puede ser modelado con la ecuación mediante un gráfico de $p_{a,wf}$ Vs $\log t$ y debería resultar en una línea recta donde la pendiente m permitirá estimar la permeabilidad efectiva del gas, (k) y el aparente factor de daño s' . Este método asume que el coeficiente de flujo no darcy es constante. Cuando el flujo no darcy es de gran magnitud esta consideración no es válida.

Para un flujo de solo gas la permeabilidad relativa del gas en el área de drenaje es calculada por medio de:

$$k = \frac{162.6 q_g \bar{B}_g \bar{\mu}}{mh} \quad (2.162)$$

$$s' = 1.151 \left[\left| \frac{p_{ai} - p_{a,1hr}}{m} \right| - \log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu}_g \bar{C}_t r w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.163)$$

En resumen de la teoría de la predicción de la línea recta ajustando presión vs tiempo en un papel semilogarítmico, se puede estimar la permeabilidad y el factor de daño aparente.

2.16.1.2 Pruebas en Pozos de Gas con Cambios de Tasa

Similar a la solución para fluidos levemente compresibles multitasa, se puede modelar una tasa de gas variable con el principio de superposición en el tiempo. Si se asume flujo darcy:

$$\frac{(P_{ai} - P_{a,wf})}{q_n} = m' \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_j - q_{j-1}}{q_n} \right] \log(t - t_{j-1}) + m' \bar{s} \quad (2.164)$$

De la ecuación 2.164 se puede inferir que un gráfico de:

$$\frac{(P_{ai} - P_{a,wf})}{q_n} \text{ vs } \frac{1}{q_n} \sum_{j=1}^n \Delta q_j \log(t_n - t_{j-1})$$

En papel cartesiano donde

P_{ai} = presión inicial del yacimiento ajustada

$P_{a,wf}$ = presión en el fondo de pozo a tiempo t_n

q_n = último caudal

t_n = tiempo acumulado de flujo

$$k = \frac{162.6 q_g \bar{B}_g \bar{\mu}}{m' h} \quad (2.165)$$

$$s' = 1.151 \left[\left[\frac{b}{m'} \right] - \log \left(\frac{k}{\phi \bar{\mu} C_t r w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.166)$$

El método gráfico asume que el yacimiento está actuando como infinito a tiempos mayores que t_n . Una vez los efectos de los límites son sentidos por el transiente de presión, el método es inválido. Este método de análisis puede ser particularmente valioso para pruebas de gas.

Para incluir los efectos del flujo no Darcy en un pozo de gas, se gráfica:

$$\frac{(P_{ai} - P_{a,wf} - D'qn^2)}{q_n} V_s \frac{1}{q_n} \sum_{j=1}^n \Delta q_j \log(t - t_{j-1}) \quad (2.167)$$

Donde $D' = \frac{141.2 \overline{B_g} \mu_g D}{kh}$ es una constante, y D= coeficiente no Darcy.

Con el termino de flujo no Darcy $D'qn^2$ se obliga a asumir $D'=0$ o a buscar el valor por prueba y error. Esto resulta en una mejor línea recta. La pendiente m' de la línea recta proporciona una permeabilidad estimada y un factor de daño por medio de las ecuaciones 2.165 y 2.166.

2.16.1.3 Pruebas en Pozos de Gas con Cambios suaves de Tasa

Winestock y Colpitts mostraron que incluso cuando ambos (p_{wf} y q) varían con el tiempo, la siguiente ecuación puede ser usada cuando la tasa cambie suavemente y no abruptamente.

$$\frac{p_i - p_{wf}}{q} = \frac{162B\mu}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \mu C_t r w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right] \quad (2.168)$$

Para analizar el transiente de presión se prepara una gráfica semilogaritmica de $\frac{p_i - p_{wf}}{q}$ en función del tiempo. Para analizar pruebas multitasa en pozos de gas donde los efectos del flujo Darcy son importantes se puede reescribir la ecuación como:

$$\frac{p_{ai} - p_{awf} - D'qg^2}{q_g} = \frac{162 \overline{B_g} \mu}{kh} \left[\log \left(\frac{kt}{\phi \bar{\mu} \bar{C}_t r w^2} \right) - 3.23 + 0.869s \right] \quad (2.169)$$

Donde $D' = \frac{162 \overline{B_g} \mu D}{kh}$

Una vez identificada la línea recta semilogaritmica representativa de la región de tiempos medios, la permeabilidad de la formación puede ser calculada de la pendiente m' de esta línea por medio de:

Y el factor de Daño es:

$$k = \frac{162.6 q_g \bar{B}_g \bar{\mu}}{m' h} \quad (2.170)$$

Y el factor de Daño es:

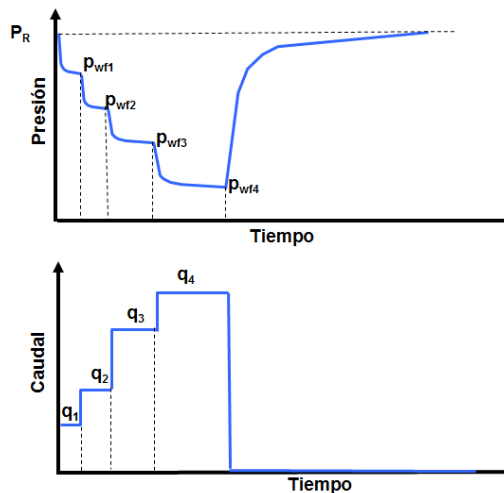
$$s' = 1.151 \left[\frac{1}{m} \left[\frac{p_{a,i} - p_{a,wf}}{q} \right]_{1 hr} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu_g \bar{c}_t r w^2} \right) + 3.23 \right] \quad (2.171)$$

Donde $\left[\frac{p_{a,i} - p_{a,wf}}{q} \right]_{1 hr}$ debe ser leída en la línea recta o su extrapolación a 1 hora.

2.19.2. Pruebas de flujo después del flujo (flow after flow)

En esta prueba, un pozo fluye a una tasa constante hasta que la presión se estabiliza, es decir hasta que alcanza el estado pseudoestable. Se registran tanto la tasa como la presión estabilizada. Luego se cambia la tasa y el pozo fluye hasta que la presión se vuelve a estabilizar a la nueva tasa. El proceso se repite por 3 o 4 tasas.

Figura 2.19 Representación esquemática de una prueba flow after flow



Fuente: HORNE, R. MODERN WELL TEST ANALYSIS. 1990

Análisis de una prueba flow after flow

Método Empírico

Rawlins y Schellhardt presentaron una correlación empírica que es usada frecuentemente en análisis de pruebas de entregabilidad.

La fórmula original, en términos de p^2 (aplicable solo a bajas presiones) es:

$$q_g = C(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.172)$$

Y en términos de pseudopresiones

$$q_g = C(m(\bar{p}) - m(P_{wf}))^n \quad (2.173)$$

Método Teórico

$$(\bar{p})^2 - P_{wf}^2 = aq_g + bq_g^2 \quad (2.174)$$

La ecuación 2.174 sugiere una grafica $\left[\frac{(\bar{p})^2 - P_{wf}^2}{q_g} \right]$ Vs q_g debería ser una línea recta, con pendiente b y un intercepto a.

O en términos de pseudopresión.

$$m(\bar{p}) - m(P_{wf}) = aq_g + bq_g^2 \quad (2.175)$$

La grafica sugerida es de $\left[\frac{m(\bar{p}) - m(P_{wf})}{q_g} \right]$ Vs q_g , la cual sería una línea recta de pendiente b y un intercepto a.

Como esta línea tiene una base teórica más fuerte que la gráfica log-log del método empírico es posible extrapolarla para determinar el AOF con menos error.

Procedimiento para el análisis de la prueba de flujo después de flujo por el método teórico.

1. Graficar $\Delta m(p)/q_g$ vs q_g ó $\Delta p^2/q_g$ vs q_g
2. Trazar la línea con mejor correlación a los datos
3. Determinar la pendiente de la gráfica, que es el valor b.
4. Determinar el corte de la gráfica con el eje Y, que es el valor de a.
5. Reemplazar los datos en la ecuación teórica 2.175.

Calcular AOF tomando $P_{wf} = 14.7 \text{ psia}$

Prueba Isocrona

Consiste en una serie de pruebas PDD y PBU, cuyo fin es establecer una curva de entregabilidad para un pozo, sin alcanzar condiciones de estabilización durante el flujo.

En esta prueba el pozo es puesto en producción a una serie de tasas de flujo de igual duración con periodos intermedios de cierre.

Para hacer una prueba isocrona se debe tener en cuenta lo siguiente:

Los periodos de flujo, excepto el final, son de igual duración.

El periodo de flujo final debe durar hasta que la presión del yacimiento se estabilice. (Si es posible)

Los periodos de cierre tiene como objetivo el de permitir $P \approx \bar{P}$, no es necesario que sean de igual duración

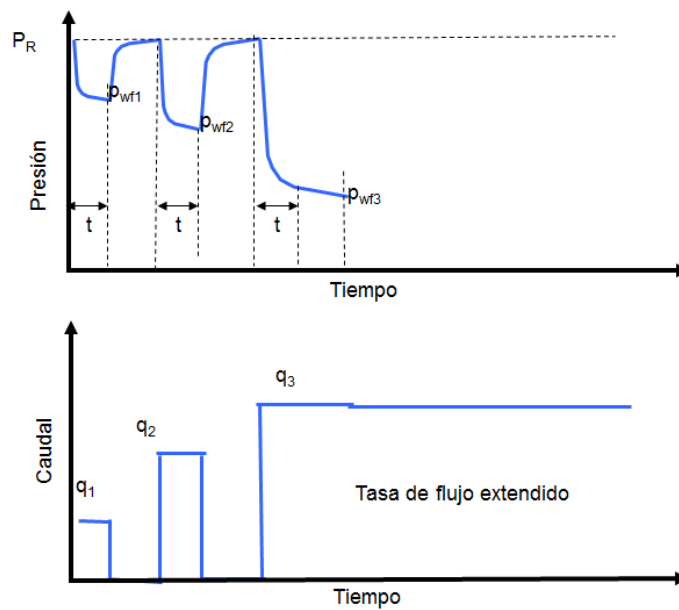
Procedimiento:

- Se inicia con un periodo de cierre para determinar
- Se fluye el pozo a una tasa q_1 durante un tiempo t .
- Se cierra el pozo hasta alcanzar
- Se fluye el pozo a una tasa q_2 durante un tiempo t .
- Al final se fluye el pozo hasta alcanzar condiciones estabilizadas.

En la figura 2.20 se pueden evidenciar varios aspectos como los son:

- Los periodos de flujo, excepto el final son de igual duración.
- El último periodo debe durar hasta que la presión del yacimiento se estabilice.
- Los periodos de cierre permiten que la presión se estabilice en el valor de la presión estática del área de drenaje.

Figura 2.20 Representación esquemática de una prueba isócrona.



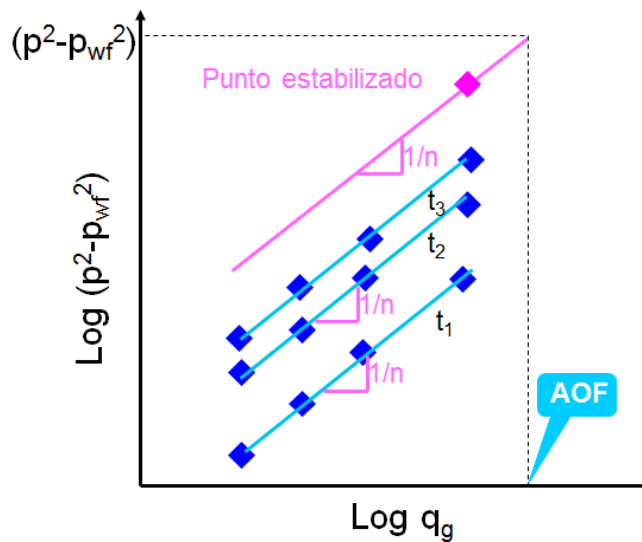
Fuente: N.Horne, Roland. *MODERN WELL TEST ANALYSIS*. Palo Alto: petroway.Inc, 1990

Procedimiento para el análisis de una prueba isócrona por el método empírico:

1. Graficar $\Delta m(p)$ Vs. q ó Δp^2 Vs q en papel logarítmico
2. Trazar la línea con mejor correlación a los datos.
3. Trazar una paralela a esta que pase por el punto de estabilización.
4. Determinar la pendiente de la gráfica y calcular n .
5. Calcular el valor de C .
6. Reemplazar en la ecuación empírica:
7. Evaluar AOF.

$$C = \frac{q_{estabilizada}}{[\bar{p}^2 - P_{wf}^2]^n} \quad (2.176)$$

Figura 2.21. Grafica ΔP^2 Vs q



Fuente: Apuntes de clase de análisis de presiones

2.19.2.1. Prueba Isocrona Modificada

Objetivo:

Obtener los mismos datos que en una prueba isócrona común sin usar los tiempos de cierre, usualmente largos, necesarios para alcanzar la presión promedio en el yacimiento.

Características:

- Las presiones de cierre, p_{ws} , en la cara de la arena son registradas inmediatamente antes de cada periodo de flujo en vez de usar la presión promedio.
- Es menos precisa que la isócrona común.
- Los periodos de flujo y de cierre deben ser de igual duración.
- El último periodo de flujo debe durar hasta que la presión del yacimiento se estabilice.

3 CASOS ESPECIALES PRUEBAS DE PRESIÓN

3.1 PRUEBAS DE PRESIÓN CONSIDERANDO FLUJO MULTIFÁSICO

Como es bien conocido, el flujo multifásico se presenta comúnmente en los yacimientos de interés para la industria petrolera. Las ecuaciones que describen este tipo de flujo son altamente no lineales y hallar una solución analítica no es simple. Debido a esto existen muy pocas publicaciones relacionadas directamente con el análisis de pruebas que consideren flujo multifásico.

La consideración de flujo monofásico en el análisis de pruebas es la pauta para la solución de las mismas, es decir, la limitación de un solo fluido saturando el medio poroso fue tomada para dar solución a la ecuación de difusividad, entre otras que conllevan a un modelo idealizado. Sin embargo, en la realidad más de un fluido fluye del yacimiento hacia el pozo (agua, aceite y/o gas); por lo cual el estudio y análisis de pruebas de presión considerando flujo multifásico conllevan a un procedimiento más real y con mayor representatividad del verdadero fenómeno. Para estos casos, existen básicamente dos grandes categorías: el método de Perrine, Perrine (1956)³³ y la síntesis directa de Tiab.

El método de Perrine es una modificación de la solución de una sola fase. Perrine sugirió, basado en observaciones empíricas, remplazar las propiedades de una sola fase (movilidad, compresibilidad) por las del sistema total y realizar el análisis de la misma manera que para flujo monofásico. Posteriormente Martin (1959) logro demostrar que el enfoque de Perrine estaba basado sobre la ecuación de difusividad, la cual él derivó asumiendo gradientes de presión y saturación despreciables. Por otra parte diferentes autores han mostrado debilidades en dicho método, por ejemplo:

Cuando la saturación se incrementa los resultados son menos confiables, Weller (1966).

La permeabilidad relativa de las fases puede ser subestimada, Chu, Reynolds y Raghavan (1988).

El efecto skin puede ser sobrestimado si el flujo es bloqueado por gas en la región cercana al wellbore, Ayan and Lee (1988).

³³ Perrine, R. L. Analysis of Pressure-buildup Curves. 1956.

A pesar de esto, el enfoque de Perrine será tomado como la base de análisis, debido a la cantidad de información existente, junto con la técnica TDS (Escobar y Montealegre, 2008) debido a lo simple que resulta la interpretación de las pruebas al emplear esta técnica.

3.1.1 MÉTODO DE PERRINE

Perrine desarrolló su método para el análisis de pruebas de ascenso de presión, basado en observaciones empíricas y asumiendo la misma clase de suposiciones que dan resultados satisfactorios para las pruebas clásicas. Sin embargo, algunas de estas suposiciones están a su vez condicionadas.

Primero, asumió que la teoría de una solfa fase aplica después de sustituir algunas propiedades totales efectivas de sistemas multifásico por las propiedades equivalentes de la fase aceite. Estas son la movilidad, compresibilidad y tasa de producción:

$$\lambda_t = \left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \left[\frac{162,6}{mh}\right] (q)_t \quad (3.1)$$

$$t_{DA} = (0,000264\lambda_t t) / (\emptyset C t r_e^2) \quad (3.2)$$

También, asumió que la movilidad y la tasa de producción total son respectivamente la suma de las movilidades y tasa de producción de cada una de las fases:

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_g + \lambda_w \quad (3.3)$$

$$q_t = q_o B_o + \left(q_g - \frac{q_o R_s}{1000}\right) B_g + q_w B_w \quad (3.4)$$

Las movilidades de las respectivas fases; aceite, gas y agua, son determinados usando datos de producción, la pendiente le curva buildup y propiedades PVT, mediante:

$$\lambda_o = \frac{162,6 B_o q_o}{mh} \quad (3.5)$$

$$\lambda_g = \frac{162,6 B_g}{mh} (q_g - q_o R_s / 1000) \quad (3.6)$$

$$\lambda_w = \frac{162,6 B_w q_w}{mh} \quad (3.7)$$

Dónde:

$$B_o = \left[\frac{Rbbl}{STB} o \frac{rbb}{STB} \right]$$

$$q_o = [STB/D]$$

$$B_g = \left[\frac{Rbbl}{Mscf} o \frac{rbb}{Mscf} \right]$$

Nota: M=mil

$$q_g = [Mscf/D]$$

$$R_s = \left[\frac{scf}{STB} \right]$$

$$q_w = [STB/D]$$

$$B_o = \left[\frac{Rbbl}{STB} o \frac{rbb}{STB} \right]$$

Todas las cantidades dependientes de la presión son determinadas a la presión promedio del yacimiento.

Por otro lado, la compresibilidad total se expresa como la suma de las compresibilidades.

$$c_t = c_{of} + c_{gf} + c_{wf} \quad (3.8)$$

Dónde:

$$c_{of} = \frac{S_o}{S_o + S_g + S_w} \left(\frac{B_g}{1000B_o} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right) \quad (3.9)$$

$$c_{gf} = \frac{S_g}{S_o + S_g + S_w} \left(\frac{1}{\bar{P}} \right) \quad (3.10)$$

$$c_{wf} = \frac{S_w}{S_o + S_g + S_w} (c_w) \quad (3.11)$$

O

$$c_t = c_o S_o + c_g S_g + c_w S_w + c_f \quad (3.12)$$

Donde,

$$c_o = \left(\frac{B_g}{1000B_o} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right)$$

$$c_w = \left(\frac{B_g}{1000B_o} \frac{dR_{sw}}{dP} - \frac{1}{B_w} \frac{dB_w}{dP} \right)$$

$$\frac{dR_s}{dP} = \left[\frac{scf}{STB} \right]_{psi}$$

Con valores estimados a la presión promedio del yacimiento.

Los valores de $\frac{dR_s}{dP}$ y $\frac{dB_o}{dP}$ son obtenidos como las pendientes de las curvas determinadas en laboratorio de R_s y B_o versus P .

Para calcular la compresibilidad total se requiere:

- Un estimado de las saturaciones de fluidos.
- Datos PVT disponibles o ser obtenidos empleando ciertas correlaciones.

El análisis de la prueba con flujo multifásico se lleva a cabo como el análisis de pruebas build up y drop down, con la diferencia de que se reemplaza la movilidad total por la relación equivalente de k_o y μ_o , y la compresibilidad total por C_o , en las ecuaciones de una sola fase.

3.1.1.1 Procedimiento de Análisis

Una vez la prueba de ascenso de presión se ha corrido y los datos de presión y tiempo se han registrado. Y esta a su vez ha sido ejecutada como una prueba de ascenso de presión de una sola fase (estabilización de la tasa de producción, cierre del pozo para el ascenso de la presión y demás condiciones). Se debe:

- a. Hacer la gráfica de la presión vs la función logarítmica del tiempo requerido por el método de análisis a usar.
- b. Seleccionar la porción de línea recta de la curva correspondiente a la MTR y determinar la pendiente.

$$m = \frac{P_2 - P_1}{\log(t_2) - \log(t_1)} \quad (3.13)$$

- c. Calcular la tasa total de flujo

$$q_t = q_o B_o + \left(q_g - \frac{q_o R_s}{1000} \right) B_g + q_w B_w$$

- d. De los datos de producción y otros, calcular la movilidad total de acuerdo a:

$$\lambda_o = \frac{162,6 B_o q_o}{mh}$$

$$\lambda_g = \frac{162,6 B_g}{mh} (q_g - q_o R_s / 1000)$$

$$\lambda_w = \frac{162,6 B_w q_w}{mh}$$

$$\lambda_t = \lambda_o + \lambda_g + \lambda_w$$

- e. De los datos PVT y otros, calcular la compresibilidad total.

$$c_{of} = \frac{S_o}{S_o+S_g+S_w} \left(\frac{B_g}{1000B_o} \frac{dR_s}{dP} - \frac{1}{B_o} \frac{dB_o}{dP} \right)$$

$$c_{gf} = \frac{S_g}{S_o+S_g+S_w} \left(\frac{1}{\bar{P}} \right)$$

$$c_{wf} = \frac{S_w}{S_o+S_g+S_w} (c_w)$$

$$c_t = c_{of} + c_{gf} + c_{wf}$$

- f. Calcular la permeabilidad efectiva al aceite, gas y agua.

$$k_o = \frac{162,6 B_o q_o \mu_o}{mh}$$

$$k_g = \frac{162,6 B_g \mu_g}{mh} (q_g - q_o R_s / 1000)$$

$$k_w = \frac{162,6 B_w q_w \mu_w}{mh}$$

- g. Estimar el factor skin

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

- h. Calcular la presión estática del yacimiento de acuerdo al método con las condiciones de límites que más se ajusten al pozo.

Si el método MDH es usado, las siguientes ecuaciones y la figura son requeridas:

$$t_{DA} = (0,000264 \lambda_t t) / (\phi C t r_e^2)$$

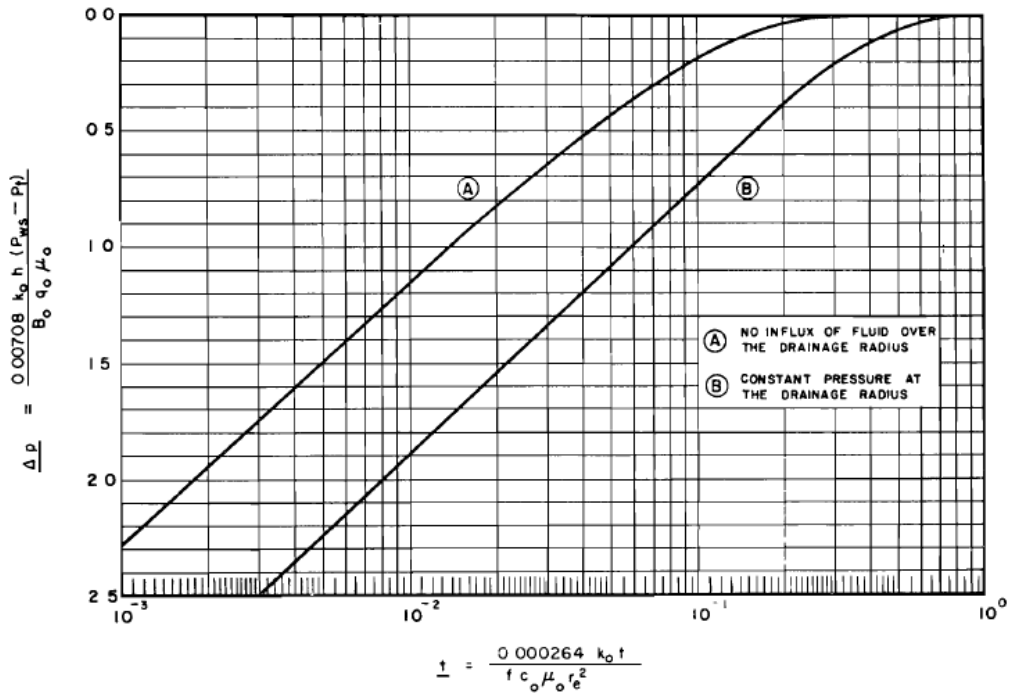


Fig 1-2—Pressure-buildup Curve for an Ideal Formation in Terms of Dimensionless Pressure and Time Variables

Fig. Curva Presión buildup para una formación ideal en términos de variables adimensionales (Presión y tiempo)

Fuente: Perrine, R. L. Analysis of Pressure-buildup Curves. 1956.

$$P_{ws} = P_t + \frac{(\Delta P_t m)}{1.15} \quad (3.14)$$

Dónde:

P_{ws} = Presión estática del yacimiento (psi)

P_t = Es la presión al tiempo de cierre (psi)

ΔP_t = Parámetro de presión leído de la figura

i. Calcular la relación de productividad de acuerdo a:

Para un yacimiento finito con presión constante al radio de drenaje:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{2m \log \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (3.15)$$

Para un yacimiento finito con no flujo a través de la frontera:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{2m \log \left(\frac{r_e}{r_w} - 0,326 \right)}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (3.16)$$

Para yacimientos infinitos:

$$\frac{q}{q_o} = \frac{P_{ws} - P_{1hr} + \log \left[\frac{(5,91 \times 10^4 k_o)}{\phi \mu_o c_o r_w^2} \right]}{(P_{ws} - P_{wf})} \quad (3.17)$$

P_{1hr} = es la presión leída de la extrapolación de línea de recta a una hora después del cierre

Ejercicio FM Método de Perrine

Ver en el aula virtual - Sección Pruebas de Presión considerando flujo multifásico – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio Método de Perrine (Word).

3.1.2 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA TDS PARA FLUJO MULTIFÁSICO

Método presentado por Freddy-Humberto Escobar y Matilde Montealegre (2008), que consiste en el análisis de pruebas de presión que consideran flujo multifásico, basándose en el enfoque de Perrine y la combinación de la síntesis de Tiab, obteniendo así diferentes expresiones matemáticas que permiten estimar los parámetros de interés.

Esta técnica resulta ser menos compleja a la hora de analizar pruebas de presión con flujo multifásico; debido a la sencillez que proporciona la aplicación de la síntesis de Tiab en la interpretación de las pruebas (PBU y PDD). A continuación se muestra el desarrollo teórico-matemático de la técnica:

De acuerdo a Perrine la movilidad total es calculada mediante la ecuación:

$$\lambda_t = \left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_w}{\mu_w} = k \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} + \frac{k_{rw}}{\mu_w} \right) \quad (3.18)$$

Entonces, la ecuación radial de difusividad pues ser expresada en unidades de campo como:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_t}{0,0002637 \lambda_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.19)$$

De acuerdo con Martin (1956) la compresibilidad total del sistema puede ser expresada como:

$$c_t = c_o S_o + c_g S_g + c_w S_w + c_f + \frac{S_o B_g}{5,615 B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{5,615 B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \quad (3.20)$$

Por propósitos prácticos la ecuación 3.20 puede ser simplificada:

$$c_t = c_o S_o + c_g S_g + c_w S_w + c_f \quad (3.21)$$

La ecuación 3.20 puede ser usada para obtener mayor precisión. La ecuación 3.21 puede ser empleada en la aplicación de la técnica TDS para los casos de flujo multifásico, obteniendo buenas estimaciones.

La tasa de flujo total es:

$$q_t = q_o B_o + (q_g - q_o R_s / 1000) B_g + q_w B_w \quad (3.22)$$

Las relaciones anteriores presentadas por Tiab (1993) permite estimar el coeficiente de almacenamiento mediante:

$$C = \left(\frac{q_t}{24} \right) \frac{t_i}{(\Delta P) i} \quad (3.23)$$

$$C = \left(\frac{q_t}{24} \right) \frac{t_i}{(t * \Delta P') i} \quad (3.24)$$

Para pruebas de caída de presión, $\Delta P = P_i - P_{wf}$

Para pruebas de ascenso de presión, $\Delta P = P_{ws} - P_{wf} (\Delta t=0)$

Ahora, la movilidad de cada fase puede ser determinada de las siguientes expresiones:

$$\frac{k_o}{\mu_o} = \frac{70,6q_oB_o}{h(t * \Delta P')_r} \quad (3.25)$$

$$\frac{k_w}{\mu_w} = \frac{70,6q_wB_w}{h(t * \Delta P')_r} \quad (3.26)$$

$$\frac{k_g}{\mu_g} = \frac{70600q_gB_g}{h(t * \Delta P')_r} \quad (3.27)$$

Si está presente gas libre, entonces la movilidad del gas se debe calcular con la siguiente ecuación:

$$\frac{k_g}{\mu_g} = \frac{70600[q_g - 0,0001(q_oR_{so} + q_wR_{sw})]B_g}{h(t * \Delta P')_r} \quad (3.28)$$

Siendo $(t * \Delta P')_r$ el valor de la derivada de la presión durante el régimen radial.

La movilidad total puede ser estimada mediante la técnica TDS, a través de la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{70,6 q_t}{h(t * \Delta P')_r} \quad (3.29)$$

Desde que la línea de pendiente unitaria sea la misma para las curvas de la presión y la derivada de la presión, en el punto de intersección se tiene la ecuación:

$$(t * \Delta P')_i = (\Delta P)_i = (t * \Delta P')_r$$

Por consiguiente, el sufijo r en la ecuación 3.23 y 3.29 puede ser cambiado a i que indica que esta relación puede ser aplicada al punto de intersección entre la línea de flujo radial y la línea de pendiente unitaria, t_i , la cual puede también ser aplicada para confirmar la movilidad del sistema por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{1695 C}{ht_i} \quad (3.30)$$

El factor skin, fue obtenido por Tiab (1993) al dividir la ecuación de la presión por la ecuación de la derivada durante el régimen de flujo radial y solucionando para este parámetro. La ecuación estima dicho factor usando un punto de presión y derivada de la presión leídos a un tiempo arbitrario (t_r), durante el periodo en el cual actúa como infinito.

$$s = 0,5 \left[\frac{(\Delta P)_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{\lambda_t t_r}{\phi C_t r_w^2} \right) + 7,43 \right] \quad (3.31)$$

$(\Delta P)_r$ es la valor de la presión leído al tiempo t_r .

La caída de presión debida al factor skin es estimada como:

$$\Delta P_s = 2s(t * \Delta P')_r \quad (3.32)$$

Además, Tiab desarrolló varias correlaciones para estimar la permeabilidad del yacimiento, el factor skin y el coeficiente de almacenamiento, las cuales están en función de los valores de tiempo y derivada de la presión leídos en el punto máximo de la curva de derivada de presión. Dichas correlaciones fueron ajustadas por Escobar (2008) para flujo multifásico y así poder estimar: movilidad total del fluido, coeficiente de almacenamiento y factor skin, presentadas a continuación:

$$\lambda_t = \left(\frac{70,6 q_t}{h} \right) \left[\frac{1}{\left(0,01488 \frac{q_t}{C} \right) t_x - (t * \Delta P')_x} \right] \quad (3.33)$$

$$\lambda_t = \left(\frac{4745,36 C}{h t_x} \right) \left[\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_r} + 1 \right] \quad (3.34)$$

$$C = \frac{0,01488 q_t t_x}{(t * \Delta P')_x + (t * \Delta P')_r} \quad (3.35)$$

$$s = 0,171 \left(\frac{t_x}{t_i} \right)^{1,24} - 0,5 \ln \left(\frac{0,8935 C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad (3.36)$$

$$s = 0,921 \left(\frac{(t * \Delta P')_x}{(t * \Delta P')_i} \right)^{1,1} - 0,5 \ln \left(\frac{0,8935 C}{\phi h c_t r_w^2} \right) \quad (3.37)$$

El sufijo x se refiere al máximo valor de derivada de la presión.

Tiab (1995) también, desarrolló una ecuación para estimar el área de drenaje del reservorio basada en la lectura en el punto de intersección de la línea de pendiente unitaria en estado pseudoestable presentada durante tiempos tardíos y la línea de régimen de flujo radial, el cual llamo t_{rpi} . Esta ecuación para flujo multifásico (Escobar, 2008) resulta ser:

$$A = \frac{\lambda_t t_{rpi}}{301,77 \phi c_t} \frac{1}{43560} \quad (3.38)$$

Por último para estimar la permeabilidad absoluta y las saturaciones promedios de los fluidos de la información dada por una prueba de dos fases se sigue una metodología práctica, la cual fue desarrollada por Kamal and Pan (2008). Para aplicar este método se deben seguir los subsecuentes pasos:

1. Estimar las permeabilidades relativas al agua y al aceite; usando las ecuaciones 3.25 y 3.26, respectivamente.
2. Estimar la relación k_o/k_w y encontrar la saturación de agua S_w , de la graficas Ko/Kw vs S_w propias de casa caso.
3. Con el valor de S_w entrar en la gráfica de permeabilidad relativa y leer el valor de permeabilidad relativa al agua o al aceite. Ya con esto valor calcular la permeabilidad absoluta mediante alguna de las dos siguientes ecuaciones:

$$k = \frac{k_o}{k_{ro}} \quad (3.39)$$

$$k = \frac{k_w}{k_{rw}} \quad (3.40)$$

Ejercicio FM PDD

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión considerando flujo multifásico – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio FM PDD (Excel).

Ejercicio FM PBU

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión considerando flujo multifásico – Ejercicios Propuestos Desarrollados – Archivo Ejercicio FM PBU

Ejercicio FM Perrine-Horner PBU

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión considerando flujo multifásico – Ejercicios Propuestos Desarrollados – Archivo Ejercicio FM Perrine-Horner PBU (Excel).

3.2 PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZO PARCIALMENTE PENETRADOS O PARCIALMENTE COMPLETADOS

Daño Aparente

El factor de daño obtenido del análisis de transiente de presión resulta ser una combinación de diferentes factores de “pseudo daño”, y es definido como factor de daño aparente (S_a). Tales factores de “pseudo daño” se suman como:

$$S_a = s + s_p + s_\theta + s_{cp} + \dots$$

Dónde:

s , factor de daño verdadero causado por el daño a la cara de pozo.

s_p , factor de pseudo daño debido a la entrada restringida de flujo.

s_θ , factor de pseudo daño derivado de una desviación del pozo.

s_{cp} , pseudo daño debido a un cambio en la permeabilidad cerca a la cara del pozo.

Se puede estimar s_p mediante:

$$s_p = \left(\frac{h}{h_p} - 1 \right) \ln h_D \quad (3.41)$$

h_p ; Longitud del intervalo perforado o abierto

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.42)$$

Dónde:

k_h : Permeabilidad horizontal

k_v : Permeabilidad vertical

Se puede estimar Pseudo daño de un pozo inclinado (s_θ) mediante:

$$s_\theta = - \left(\frac{\theta}{41} \right)^{2.06} - \left(\frac{\theta}{56} \right)^{1.865} \log \left(\frac{h}{100 r_w} \right) \quad (3.43)$$

Esta ecuación es valida para:

- $0^\circ \leq \theta \leq 75^\circ$
- $h/r_w > 40$
- $tD > 100$

La anterior ecuación podría proporcionar un valor negativo.

EL pseudo daño s_{cp} , está dado por:

$$s_{cp} = \frac{h}{h_p} \left[1 - 0,2 \left(\frac{r_s - r_w}{h_p} \right) \right] \left[\left(\frac{k - k_s}{k_s} \right) \ln \frac{r_s}{r_w} \right] \quad (3.44)$$

Ejemplo

En un yacimiento de 100 ft de espesor de formación, se perforó un pozo direccional con un ángulo de $24,1^\circ$ respecto a la vertical y radio de pozo de 0,3 ft. La relación de permeabilidad horizontal con vertical es de 5 y se determinó un factor de daño $s=-0.8$. ¿Cuál porción de la dañada corresponde a la desviación del pozo?

Solución:

Como no se tienen los datos de radio de zona dañada, permeabilidad dañada y longitud del intervalo perforado, no se puede calcular el factor de pseudo daño debido a la entrada restringida de flujo y el pseudo daño debido a un cambio en la permeabilidad cerca a la cara del pozo.

Por lo tanto el único factor de daño que se puede calcular es la contribución del pseudo daño del pozo inclinado de la siguiente forma:

$$s_\theta = -\left(\frac{\theta}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{\theta}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{h}{100 r_w}\right)$$

$$s_\theta = -\left(\frac{24,1}{41}\right)^{2.06} - \left(\frac{24,1}{56}\right)^{1.865} \log\left(\frac{100}{100(0,3)}\right) = -0,4332$$

Entonces el factor de daño aparente y total es:

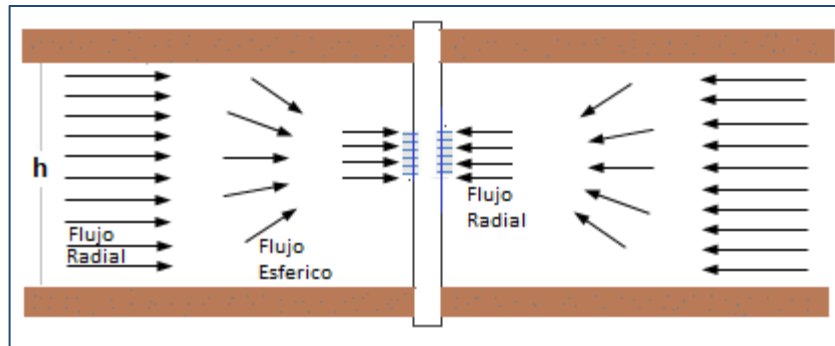
$$S_a = s + s_\theta = -0,8 - 0,4432 = -1,2432$$

Por ende, 35,65 % del factor de daño es debido a la desviación del pozo.

3.2.1 ANÁLISIS FLUJO ESFÉRICO

Cuando solo una pequeña parte del intervalo productor revestido es perforado, da lugar a un flujo **esférico** en la región cercana a la cara del pozo. Fig. 3.1. Este tipo de flujo se caracteriza por una pendiente de -0.5 en el gráfico log-log de la derivada de la presión.

Figura 3.1. Regímenes de flujo ideales en completamiento parcial



Fuente: Modificado de Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

3.2.1.1 Método de Análisis Convencional

Asumiendo porosidad, compresibilidad y movilidad constantes, la ecuación de difusividad para flujo esférico es la siguiente:

$$\frac{1}{r^2} \frac{\partial}{\partial r} \left(r^2 \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu c_t}{k_{sp}} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.45)$$

Donde, k_{sp} , es la permeabilidad esférica que se define como el promedio geométrico de las permeabilidades verticales y horizontales:

$$k_{sp} = \sqrt[3]{k_v k_h^2} \quad (3.46)$$

r_{sw} , esta dado por:

$$r_{sw} = \frac{h_p}{2 \ln \left(\frac{h_p}{r_w} \right)} \quad (3.47)$$

La ecuación de flujo esférico para caída de presión es:

$$P_{wf} = P_i - \frac{70,6 q \mu B}{k_{sp} r_{sw}} (1 + s_{sp}) + \frac{2453 q \mu B}{k_{sp}^{3/2}} \sqrt{\phi \mu c_t} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (3.48)$$

Graficando P_{wf} vs $\frac{1}{\sqrt{t}}$ (grafico cartesiano), se obtendrá una recta de cuya pendiente y corte se puede calcular:

$$k_{sp} = \left(\frac{2453q\mu B}{m} \sqrt{\phi\mu c_t} \right)^{2/3} \quad (3.49)$$

$$s_{sp} = \frac{(P_i - I)k_{sp}r_{sw}}{70,6 q\mu B} - 1 \quad (3.50)$$

Para pruebas de ascenso de presión cuando el tiempo de producción es mucho mayor que el tiempo de cierre se tiene la siguiente expresión:

$$P_{ws} = P_{wf} + \frac{70,6q\mu B}{k_{sp} r_{sw}} (1 + s_{sp}) - \frac{2453q\mu B}{k_{sp}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t} \left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right] \quad (3.51)$$

De lo contrario:

$$P_{ws} = P_i - \frac{2453q\mu B}{k_{sp}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t} \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right] + \frac{70,6q\mu B}{k_{sp} r_{sw}} (s_{sp}) \quad (3.52)$$

Graficando P_{wf} vs $\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right]$ (grafico cartesiano), se obtendrá una recta de cuya pendiente y corte se puede calcular:

$$k_{sp} = \left(-\frac{2453q\mu B}{m} \sqrt{\phi\mu c_t} \right)^{2/3} \quad (3.53)$$

$$s_{sp} = \frac{(I - P_i)k_{sp}r_{sw}}{70,6 q\mu B} - 1 \quad (3.54)$$

Conociendo la permeabilidad vertical se puede estimar el valor de los efectos de daño debido a penetración parcial:

$$s_c = \left(\frac{1}{b} - 1 \right) [\ln h_D - G] \quad (3.55)$$

$$b = \frac{h_p}{h} \quad (3.56)$$

$$h_D = \frac{h}{r_w} \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} \quad (3.57)$$

$$G = 2,948 - 7,363(b) + 11,45(b)^2 - 4,675(b)^3 \quad (3.58)$$

3.2.1.2 Tiab's Direct Sintesis Technique, TDST

Para pruebas de ascenso o declinación de presión, la permeabilidad esférica, la permeabilidad vertical, y el daño causado por completamiento parcial; se pueden calcular leyendo cualquier valor de tiempo y derivada de presión durante el flujo esférico.

$$k_{sp} = \left(1227 \frac{qB\mu}{(t * \Delta P')_{sp}} \sqrt{\frac{\phi \mu c_t}{t_{sp}}} \right)^{2/3} \quad (3.59)$$

$$s_{sp} = 34,74 \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r_{sw}^2}{t_{sp} k_{sp}}} \left[\frac{(\Delta P)_{sp}}{2(t * \Delta P')_{sp}} + 1 \right] - 1 \quad (3.60)$$

El daño total puede calcularse del flujo radial tardío de la siguiente manera:

$$s_{r2} = s_t = 0,5 \left[\frac{(\Delta P)_{r2}}{(t * \Delta P')_{r2}} - \ln \left(\frac{kt_{r2}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right] \quad (3.61)$$

El daño mecánico puede estimarse usando la expresión:

$$s_{r1} = s_m = 0,5 \left[\frac{(\Delta P)_{r1}}{(t * \Delta P')_{r1}} - \ln \left(\frac{kt_{r1}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right] \quad (3.62)$$

La permeabilidad horizontal puede estimarse usando la siguiente expresión:

$$k_H = k_{r1} = k = \frac{70,6qB\mu}{h_p(t * \Delta P')_{r1}} \quad (3.63)$$

$$t_i = 6927748,85 \frac{\phi \mu c_t r_{sw}^2}{k_{sp}} \quad (3.64)$$

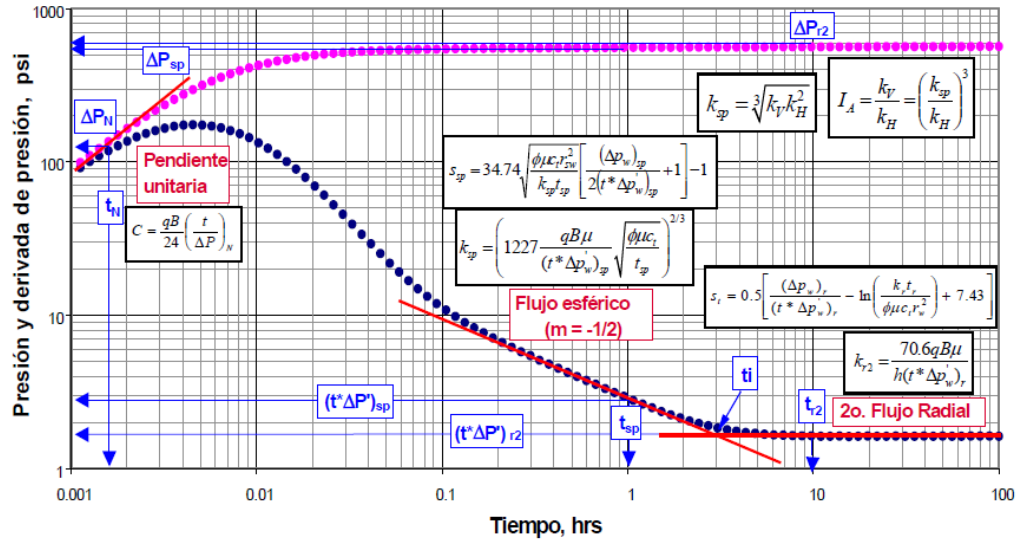
El sufijo i denota la intersección entre el flujo esférico y el flujo radial tardío. Si el flujo radial no se observa; este tiempo puede proporcionarnos un punto de partida para trazar la línea horizontal correspondiente al flujo radial, de la cual se halla la permeabilidad horizontal. Por otra parte también se tiene la siguiente expresión para calcular el tiempo de intersección.

$$t_i = 301,77 \frac{k_r^2 h^2 \phi \mu c_t}{k_{sp}^3} \quad (3.65)$$

Puesto que las dos ecuaciones anteriores representan el mismo punto de intersección, estas pueden combinarse para hallar una nueva forma de estimar r_{sw} :

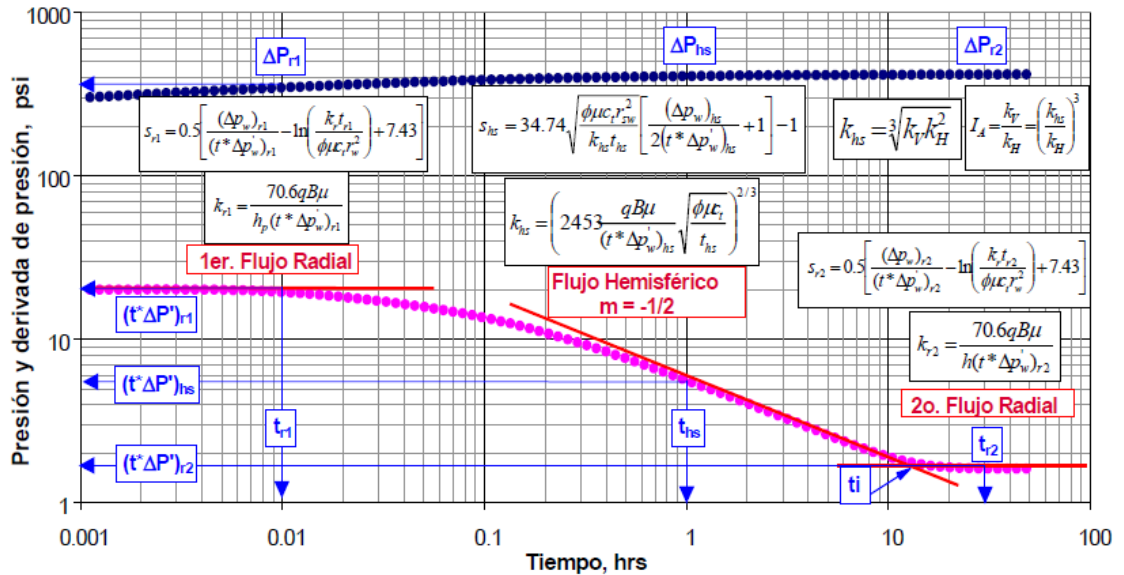
$$r_{sw} = 0,0066 \frac{k_r h}{k_{sp}} \quad (3.66)$$

Figura 3.2. Respuesta de presión para un pozo con completamiento parcial ilustrando los puntos y líneas características



Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Escobar, F. 2003

Figura 3.3. Respuesta de presión para un pozo con penetración parcial ilustrando los puntos y líneas características



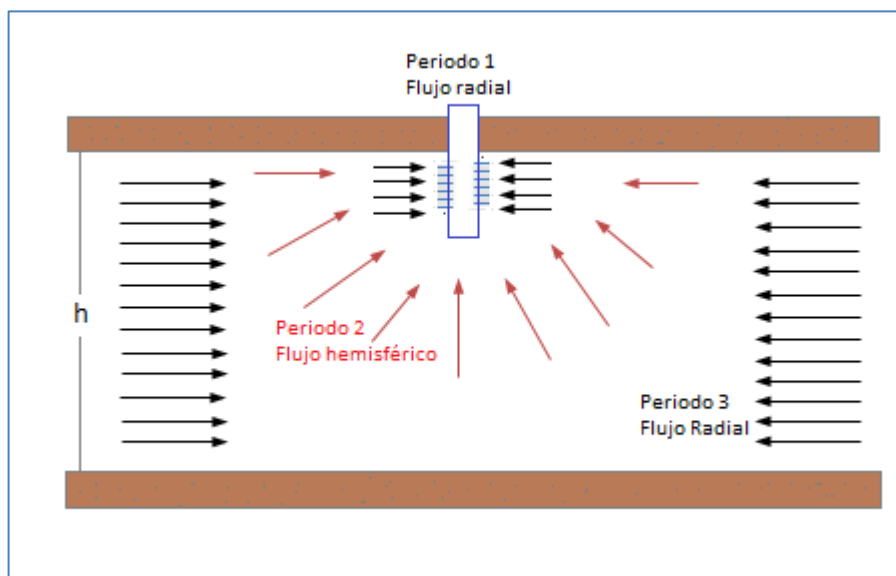
Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Escobar, F. 2003

El sufijo r_1 denota la línea del primer flujo radial, t_{r1} es cualquier tiempo conveniente durante la primera línea de flujo radial en el gráfico de la derivada. $(\Delta P)_{r1}$ y $(t * \Delta P')_{r1}$, son los valores de presión y derivada leídos a dicho tiempo.

3.2.2 ANÁLISIS FLUJO HEMISFÉRICO

Cuando el pozo no penetra completamente el espesor de la formación, sino que por el contrario penetra una pequeña parte entonces tiene lugar un flujo hemisférico. Fig. 3.4. Este tipo de flujo se caracteriza por una pendiente de -0.5 en el gráfico log-log de la derivada de la presión.

Figura 3.4. Regímenes de flujo ideales en penetración parcial

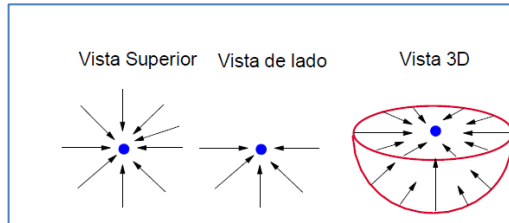


Fuente: Modificado de Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

3.2.2.1 Método de Análisis Convencional

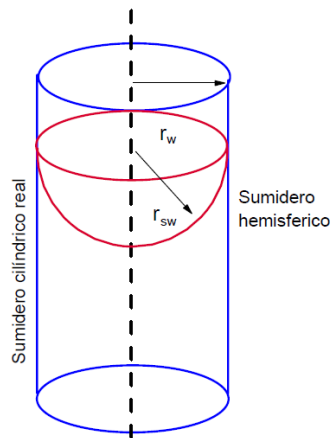
El modelo de análisis para flujo hemisférico es similar que el de flujo esférico. La diferencia es que una condición de frontera considera media esfera.

Figura 3.5. Flujo radial hacia un sumidero hemisférico



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Figura 3.6. Flujo radial hacia un sumidero hemisférico



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Para pruebas de caída de presión:

$$P_{wf} = P_i - \frac{141,2q\mu B}{k_{hs} r_{sw}} (1 + s) + \frac{4906q\mu B}{k_{hs}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t} \frac{1}{\sqrt{t}} \quad (3.67)$$

Graficando en papel cartesiano P_{wf} vs $\frac{1}{\sqrt{t}}$, se obtendrá una recta de cuya pendiente e intercepto se puede estimar:

$$k_{hs} = \left(\frac{4906q\mu B}{m} \sqrt{\phi\mu c_t} \right)^{2/3} \quad (3.68)$$

$$s_{hs} = \frac{(I - P_{wf})k_{hs}r_{sw}}{141,2 q\mu B} - 1s \quad (3.69)$$

Para pruebas de restauración de presión cuando el tiempo de producción es mucho más largo que el tiempo de cierre se aplica la siguiente expresión:

$$P_{ws} = P_{wf} + \frac{141,2q\mu B}{k_{hs} r_{sw}}(1 + s_{hs}) - \frac{4906q\mu B}{k_{hs}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t} \left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right] \quad (3.70)$$

De lo contrario debe aplicarse:

$$P_{ws} = P_i - \frac{4906q\mu B}{k_{sp}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_t} \left[\frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right] + \frac{141,2q\mu B}{k_{sp} r_{sw}} (s_{sh}) \quad (3.71)$$

Graficando P_{wf} vs $\left[\frac{1}{\sqrt{t_p}} + \frac{1}{\sqrt{\Delta t}} - \frac{1}{\sqrt{t_p + \Delta t}} \right]$ (grafico cartesiano), se obtendrá una recta de cuya pendiente y corte se puede calcular:

$$k_{hs} = \left(-\frac{4906q\mu B}{m} \sqrt{\phi\mu c_t} \right)^{2/3} \quad (3.72)$$

$$s_{hs} = \frac{(I - P_{wf})k_{hs}r_{sw}}{141,2 q\mu B} - 1 \quad (3.73)$$

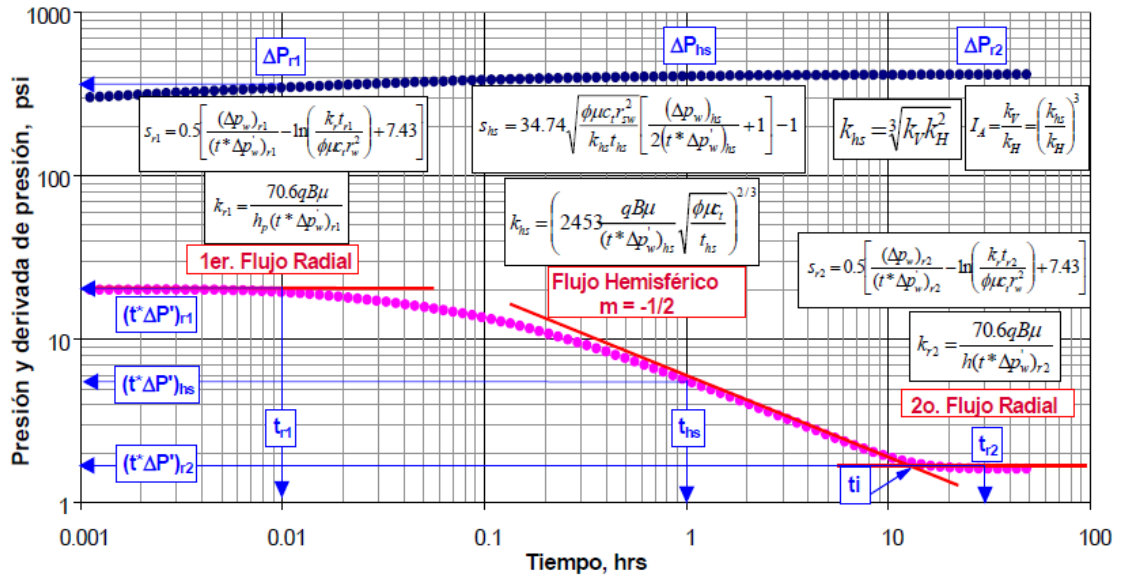
3.2.2.2 Tiab's Direct Sintesis Technique, TDST

Para pruebas de ascenso o declinación de presión, la permeabilidad hemisférica y el daño causado por penetración parcial; se pueden calcular leyendo cualquier valor de tiempo y derivada de presión durante el periodo de flujo hemisférico

$$k_{hs} = \left(22453 \frac{qB\mu}{(t * \Delta P')_{hs}} \sqrt{\frac{\phi\mu c_t}{t_{hs}}} \right)^{2/3} \quad (3.74)$$

$$S_{hs} = 34,74 \sqrt{\frac{\phi \mu c_t r_{sw}^2}{k_{hs} t_{hs}}} \left[\frac{(\Delta P)_{hs}}{2(t * \Delta P')_{hs}} \right] - 1 \quad (3.75)$$

Figura 3.7. Respuesta de presión para un pozo con penetración parcial ilustrando los puntos y líneas características



Fuente: Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Escobar, F. 2003

Punto de intersección en simetría hemisférica proporciona la siguiente ecuación:

$$t_i = 27710995,41 \frac{\phi \mu c_t r_{sw}^2}{k_{hs}} \quad (3.76)$$

Punto de intersección en simetría radial proporciona la siguiente ecuación:

$$t_i = 1207,09 \frac{k_r^2 h^2 \phi \mu c_t}{k_{hs}^3} \quad (3.77)$$

Puesto que las dos ecuaciones anteriores representan el mismo punto de intersección, estas pueden combinarse para hallar una nueva forma de estimar r_{sw} :

$$r_{sw} = 0,0066 \frac{k_r h}{k_{hs}} \quad (3.78)$$

Ejercicio Penetración Parcial

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión Penetración Parcial y Completamiento Parcial – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio Penetración Parcial

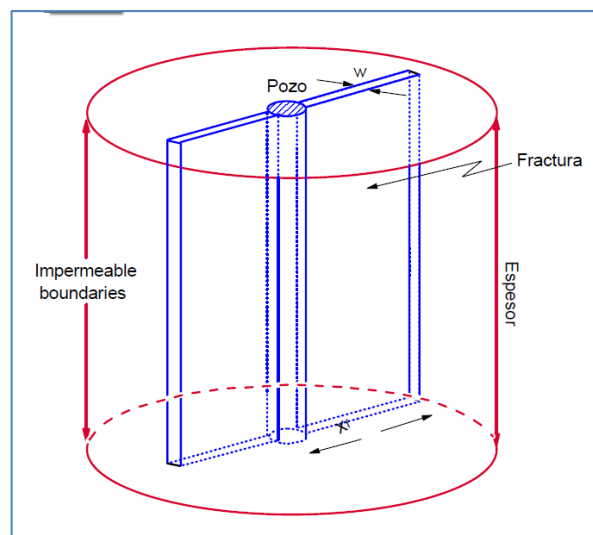
Ejercicio Completamiento Parcial

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión Penetración Parcial y Completamiento Parcial – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio Penetración Parcial

3.3 PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS

Muchos pozos, particularmente los pozos de gas en formaciones de baja permeabilidad requieren fracturamiento hidráulico para ser viables comercialmente.

Figura 3.8. Esquema de una fractura ideal



Fuente: Análisis Moderno de pruebas de presión. Escobar F. 2003

3.3.1 Objetivos de un Fracturamiento Hidráulico

El principal objetivo es realizar una estimulación al pozo, para aumentar la productividad del pozo creando un camino altamente conductivo desde una distancia más allá de la zona de daño.

La fractura crea más área superficial al wellbore sin perforar otro pozo

Debido a que hay más área del yacimiento en comunicación directa con el wellbore, se puede producir una mayor cantidad de fluido por unidad de tiempo

El objetivo básico no ha cambiado desde que el fracturamiento hidráulico fue introducido en los 50's.

Al principio el fracturamiento hidráulico fue considerado un buen medio para aumentar la productividad de los pozos completados en yacimientos de baja permeabilidad

Ahora, se ha convertido en parte integral de la mayoría de los completamientos.

3.3.2 Pruebas Post-Fracturamiento³⁴

La interpretación de la data del transiente de presión en pozos hidráulicamente fracturados es de gran importancia para evaluar el éxito del tratamiento de fractura y para la predicción del desempeño de los pozos. El análisis de las pruebas de presión de post-fractura involucra varios regímenes de flujo que son característico de este tipo de pozos, y que deben ser identificados e interpretados con el fin de estimar los parámetros que conlleven a cumplir los objetivos de este tipo de prueba.

Un fracturamiento hidráulico es exitoso si la conductividad de la fractura es al menos 10000 veces mayor que la conductividad de la formación (kh)

$$C_f = k_f * w_f = 10000 kh$$

El fracturamiento también se considera exitoso si el factor skin se reduce por lo menos a -3.

³⁴ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing. USA. SPE Teexbook vol.9, 2003

Es importante acentuar que la permeabilidad de la formación no es alterada por el fracturamiento. Su efecto básico consiste en aumentar el radio efectivo del pozo r_w' .

Se consideran tres tipos principales de fracturas:

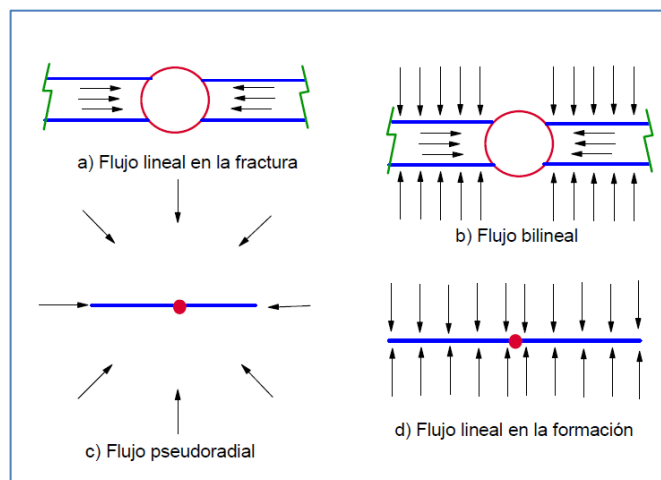
- Fracturas de flujo uniforme
- Fracturas de conductividad infinita
- Fracturas de conductividad finita

3.3.3 Patrones de Flujo en Pozos Fracturados Hidráulicamente

En un pozo fracturado hidráulicamente ocurren en la fractura y en la formación cinco diferentes patrones de flujo:

- lineal en la fractura
- bilineal
- lineal en la formación
- elíptico
- pseudoradial

Figura 3.9. Regímenes de flujo que gobiernan el comportamiento de la presión en un pozo interrumpido por una fractura vertical de capacidad finita



Fuente: Análisis Moderno de pruebas de presión. Escobar F. 2010

Patrones sucesivos frecuentemente separados por periodos de transición.

3.3.3.1 Lineal en la Fractura

El flujo lineal en la fractura tiene una duración muy corta y puede ser enmascarado por los efectos del almacenamiento. Durante este periodo de flujo la mayoría del fluido que entra al wellbore proviene de la expansión del fluido en la fractura, siendo el régimen de flujo esencialmente lineal. Este periodo de flujo es omitido en la práctica de la interpretación de las pruebas, debido a su duración extremadamente corta. La duración de este periodo es estimada mediante:

$$t_{Dx_f} \approx \frac{0,1C_{fD}^2}{\eta_{fD}^2} \quad (3.79)$$

Donde $t_{x_{fD}}$ = tiempo adimensional en términos de la longitud media de la fractura,

$$t_{Dx_f} = \frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t x_f^2} \quad (3.80)$$

La Conductividad adimensional de la fractura, C_{rD} , es:

$$C_{fD} = \frac{wk_f}{kx_f} \quad (3.81)$$

Y η_{fD} = difusividad hidráulica adimensional, definida por:

$$\eta_{fD} = \frac{k_f \phi c_t}{k \phi_f c_{ft}} \quad (3.82)$$

3.3.3.2 Flujo Bilineal

El flujo Bilineal se desarrolla únicamente en fracturas de conductividad finita, dado su nombre por el fluido que fluye linealmente de la formación hacia la fractura y de la fractura hacia el pozo. Las fracturas son consideradas de conductividad finita cuando $C_{fD} < 100$. Durante este periodo, la mayoría del fluido que entra al wellbore proviene de la formación.

Durante el periodo de flujo bilineal, la presión de fondo de pozo, P_{wf} , es una función lineal del $t^{1/4}$ en coordenadas cartesianas. Además la curva de la derivada de la presión también exhibe el mismo valor de pendiente en el mismo periodo de tiempo, gráfico log-log.

La duración del flujo bilineal depende de la conductividad adimensional de la fractura y está dado por:

$$t_{Dx_f} \approx \frac{0,01}{C_{fD}^2} \text{ para } C_{fD} > 3 \quad (3.83)$$

$$t_{Dx_f} \approx 0,0205(C_{fD} - 1,5)^{-1,53} \text{ para } 1,6 \leq C_{fD} \leq 3 \quad (3.84)$$

$$t_{Dx_f} \approx \left(\frac{4,55}{\sqrt{C_{fD}}} - 2,5 \right)^{-4} \text{ para } C_{fD} < 1,6 \quad (3.85)$$

3.3.3.3 Flujo Lineal en la Formación

El flujo lineal en la formación ocurre solo en fracturas de alta conductividad ($C_{fD} \geq 100$). Este periodo continua hasta un tiempo adimensional de $t_{Dx_f} \approx 0,016$. La transición de flujo lineal en la fractura a flujo lineal en la formación es completada por un tiempo de $t_{Dx_f} = 10^{-4}$.

En un gráfico de coordenadas cartesianas, p_{wf} es una función lineal de $t^{1/2}$ y en uno log-log de la derivada de la presión versus el tiempo exhibe una pendiente de 0,5; para los datos registrados durante el periodo de flujo lineal.

3.3.3.4 Flujo Elíptico

El flujo elíptico es un periodo de flujo transicional que ocurre entre un patrón lineal o cercano a un lineal a tiempos tempranos y un patrón de flujo radial o cercano a uno radial a tiempos tardíos.

3.3.3.5 Flujo Pseudoradial

El flujo pseudoradial sucede en fracturas de todas las conductividades. Después de un periodo de flujo suficientemente largo, la fractura actúa como una expansión del wellbore. A este tiempo, para propósitos prácticos el patrón de drenaje puede ser considerado como un círculo. Si la longitud de la fractura es relativamente grande comparada con el área de drenaje, los efectos de las fronteras distorsionaran o enmascararan este régimen de flujo.

El flujo pseudoradial comienza a un tiempo adimensional aproximado de tres ($t_{Dx_f} \approx 3$) para fracturas con alta conductividad y a valores ligeramente más pequeños para fracturas de conductividad menor. Este periodo de flujo es identificado por una de pendiente igual a cero en la gráfica log-log de la derivada de la presión versus el tiempo y por una lineal recta que se ajusta al data registrada durante el régimen en el gráfico de Pwf vs log(t), para varios valores de C_{fD} .

Ejemplo:

Estimar la duración de los periodos de flujo en un pozo fracturado hidráulicamente.

Para cada uno de los siguientes casos determinar el final del periodo de flujo lineal y el tiempo al cual periodo de flujo pseudoradial comienza. Asuma que el flujo pseudoradial inicia cuando $t_{Dx_f} = 3$.

$$\phi = 0,15$$

$$C_{fD} = 100$$

$$\mu = 0,03 [cp]$$

$$c_t = 1 \times 10^{-4} \left[\frac{1}{psi} \right]$$

Caso	$x_f [ft]$	$k [md]$
1	100	1
2	100	0,01
3	1000	0,01

Solución

El final del régimen de flujo lineal se da a un tiempo adimensional de $t_{Dx_f} = 0,016$.
Entonces despejando de la ecuación el tiempo, se tiene:

$$t = \frac{\Phi \mu c_t x_f^2 t_{Dx_f}}{0,0002637k}$$

$$t = \frac{(0,15)(0,03)(1 \times 10^{-4}) x_f^2 (0,016)}{0,0002637k} = 2,73 \times 10^{-5} \frac{x_f^2}{k}$$

Similarmente, el tiempo al cual se alcanza el flujo pseudoradial es $t_{Dx_f} = 3$,

$$t = \frac{\Phi \mu c_t x_f^2 t_{Dx_f}}{0,0002637k} = \frac{(0,15)(0,03)(1 \times 10^{-4}) x_f^2 (3)}{0,0002637k}$$

$$t = 5,12 \times 10^{-3} \frac{x_f^2}{k}$$

Resultados:

Caso	x_f [ft]	k [md]	Tiempo final del flujo lineal (horas)	Tiempo inicio del flujo Pseudoradial (horas)
1	100	1	0,273	51,20
2	100	0,01	27,30	5120
3	1000	0,01	2730	512000

3.3.4 Método Convencional para el Análisis de la Prueba Post-Fractura

Generalmente, los objetivos del análisis de la prueba del transiente de presión de post-fractura son valorar el éxito del tratamiento de fractura y estimar la longitud media de la fractura, la conductividad y la permeabilidad de la formación. A continuación se presentan tres métodos denominados; flujo Pseudoradial, flujo bilineal y flujo lineal, especializados en el análisis de este tipo de pruebas.

Por otra parte a menos que la permeabilidad del yacimiento sea muy baja, en el rango de microdarcy, la respuesta de la presión, para la mayoría de los pozos

fracturados, parece ser característica de un sistema de fractura de conductividad finita. Tomando como base esta observación, únicamente el sistema de fractura de conductividad finita es considerado seguidamente.

Para sistemas de fracturas de conductividad infinita y flujo uniforme únicamente se evidencian los regímenes de flujo lineal en la formación y pseudoradial.

3.3.4.1 Método Flujo Pseudoradial

El método de flujo pseudoradial³⁵ aplica cuando una fractura pequeña y altamente conductiva es creada en una formación de alta permeabilidad, de tal manera que este flujo se desarrolla en un corto tiempo.

El tiempo requerido para alcanzar el flujo pseudoradial para una fractura de conductividad infinita se puede estimar mediante:

$$t_{Dx_f} = \frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t x_f^2} \approx 3 \quad (3.86)$$

Este periodo es denominado periodo de flujo pseudoradial debido a que es semejante al caso de yacimiento radial pero con un factor de daño negativo ocasionado por la presencia de la fractura. Durante este periodo el comportamiento de la presión esta descrito por:

$$P_D = 0,5 \ln \left(t_{Dx_f} \frac{x_f^2}{r_w^2} \right) + 0,404 + s \quad (3.87)$$

El flujo pseudoradial es identificado mediante una línea recta de pendiente $m=0$ en la gráfica log-log de la derivada de la presión y cuyos datos se ajustan a una línea recta en una gráfica semilog. Por tanto, cuando este régimen de flujo es alcanzado, el análisis convencional semilog puede ser usado para calcular la permeabilidad y el factor skin.

Para una fractura de conductividad alta, el factor skin es relacionado con la longitud media de la misma mediante:

³⁵ LEE, W.J. Post-Fracture Formation Evaluation. Monograph series, SPE. Texaz, 1989.

$$x_f = 2r_w e^{-s} = r'_w$$

Procedimiento de Análisis

1. Para una prueba de descenso de presión, hacer la gráfica semilog de Pwf vs log t.

Para una prueba de ascenso de presión, hacer la gráfica semilog de Pws vs el tiempo de Horner.

2. Determinar la posición y la pendiente (m) de la línea recta.
3. Con el valor de m conocido, calcular los valores de permeabilidad y factor skin con la siguientes expresiones:

PDD

$$k = \frac{162,6 qB\mu}{mh}$$

$$s = 1,151 \left[\frac{P_i - P_{1hr}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

PBU

$$k = \frac{162,6 qB\mu}{mh}$$

$$s = 1,151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right]$$

4. Calcular la longitud media de la fractura, con la siguiente expresión:

$$x_f = 2r_w e^{-s}$$

Limitaciones Método de Flujo Pseudoradial

El método de flujo pseudoradial tiene las siguientes limitaciones, debido a las cuales es raramente aplicable en la práctica.

1. Las condiciones que son favorables para la aparición del flujo pseudoradial son fracturas cortas y de gran conductividad en formación de alta

permeabilidad. Sin embargo, este tipo de formaciones son raramente fracturadas.

2. La aplicación de este tipo de fracturamiento es común en yacimientos de baja permeabilidad, los cuales requieren grandes tiempos de prueba para alcanzar el flujo pseudoradial, tiempos económicamente no factibles de alcanzar. Por tanto no ocurrirá a ningún tiempo durante una prueba de pozo.
3. Para fracturas de baja conductividad, la longitud de la fractura calculada con la ecuación dada anteriormente (en el cuarto paso) será también baja.

3.3.4.2 Método Flujo Bilineal

El método del flujo bilineal aplica para los datos obtenidos durante este régimen en pozos con fracturas de conductividad finita. La presencia del este flujo está caracterizada por una pendiente de un cuarto (1/4) en un gráfico log-log de presión y su derivada.

El comportamiento de la presión durante el periodo de flujo bilineal se modela usando la siguiente expresión:

$$P_D = \frac{2,45}{\sqrt{C_{fD}}} t_{Dxf}^{1/4} \quad (3.89)$$

En unidades de campo, la ecuación que modela la reacción de la presión es:

$$\Delta P = \frac{44,13q\mu B(\Delta t)^{1/4}}{h(k_f w_f)^{1/2}(\phi\mu c_t k)^{1/4}} \quad (3.90)$$

Para la interpretación de los datos en régimen de flujo bilineal se debe graficar la presión de fondo fluyendo, P_{wf} vs $t^{1/4}$ en un papel cartesiano, ajustándose los datos de este periodo a una línea recta.

Procedimiento de Análisis

1. Para una prueba de tasa constante, graficar en coordenadas cartesianas P_{wf} vs $t^{1/4}$.

Para una prueba de ascenso de presión, graficar P_{ws} vs $\Delta t_e^{1/4}$

2. Trazar una línea recta sobre los datos en régimen de flujo bilineal, luego determinar la pendiente m_{bf} .
3. Conociendo previamente la permeabilidad k (ejemplo: de una prueba de pre fractura), estimar la conductividad de la fractura mediante la siguiente ecuación:

$$k_f w_f = \left(\frac{44,13 q \mu B}{m_b h (\phi \mu c_t k)^{1/4}} \right)^2 \quad (3.91)$$

Limitaciones del Método de Flujo Bilineal

El método de análisis del flujo bilineal tiene las siguientes limitaciones importantes.

1. La longitud media de la fractura, x_f , no puede estimarse con esta técnica de análisis.
2. En pozos con fracturas de baja conductividad, frecuentemente el almacenamiento distorsiona los datos de la prueba por un rango de tiempo suficiente, tal que la línea característica del flujo bilineal de pendiente un cuarto no podrá ser apreciada en la gráfica log-log.
3. La mayor limitación del método es que requiere una estimación independiente de la permeabilidad (k). Haciendo esto necesario la ejecución de pruebas de pozos pre-fractura.

3.3.4.3 Método de Análisis Flujo Lineal

Este método aplica para los datos obtenidos durante el flujo lineal en la formación en pozos con fracturas de alta conductividad. Después de que los efectos debidos al almacenamiento han finalizado, este patrón de flujo ocurre hasta un tiempo adimensional de $t_{Dx_f} \approx 0,016$. La ecuación que modela este el flujo lineal en la formación es:

$$P_D = (\pi t_{Dxf})^{1/2} \quad (3.92)$$

En unidades de campo:

$$P = 4,064 \frac{qB}{hx_f} \left(\frac{\mu \Delta t}{\phi c_t k} \right)^{1/2} \quad (3.93)$$

Por tanto los datos registrados durante este periodo de flujo podrán ser interpretados obteniendo una línea recta al graficar P vs $t^{1/2}$ o P_{ws} vs $\Delta t_e^{1/2}$. Sin embargo, la definición de tiempo equivalente $\Delta t_e = \frac{\Delta t}{1 + (\Delta t_p / t_p)}$, aplica rigurosamente solo para flujo radial en un yacimiento infinito. Sobre las condiciones cuando el flujo lineal es el único patrón de flujo presente durante la prueba, se debe utilizar una forma más apropiada de la función del tiempo equivalente.

$$\sqrt{\Delta t_{eL}} = \sqrt{t_p} + \sqrt{\Delta t} - \sqrt{t_p + \Delta t} \quad (3.94)$$

Nótese que las condiciones de prueba donde solamente el flujo lineal ocurra son raras y consecuentemente la ecuación dada anteriormente es infrecuentemente usada para el análisis de la prueba.

Procedimiento de Análisis

Para analizar la data de la prueba obtenida en el régimen de flujo lineal, se puede recomendar el siguiente procedimiento:

1. Para una prueba de descenso de presión a tasa constante, se debe graficar P_{wf} vs $t^{1/2}$ en papel de coordenadas cartesianas.

Para una prueba de ascenso de presión, graficar P_{ws} vs $\Delta t_e^{1/2}$.

2. Trazar una línea recta sobre los datos en régimen de flujo lineal, luego determinar la pendiente m_{Lf} .

3. Conociendo previamente la permeabilidad k (ejemplo: de una prueba de pre fractura), estimar la longitud media de la fractura mediante la ecuación adecuada.

PDD (P_{wf} vs $t^{1/2}$)

$$x_f = \frac{4,064qB}{m_L h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{1/2} \quad (3.95)$$

PBU (P_{ws} vs $\Delta t_e^{1/2}$)

$$x_f = \frac{4,064qB}{m_L h} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{1/2} \quad (3.96)$$

Limitaciones del Método de Flujo Lineal

Al igual que los anteriores métodos, este también tiene algunas limitaciones.

1. El método aplica solo para fracturas de altas conductividades.
2. Al igual que el método para el flujo bilineal, para estimar la longitud media de la fractura se requiere una estimación independiente de la permeabilidad k . Lo cual sugiere que una prueba pre fractura de pozo debería correrse.

Efectos de la Fractura y Daño a la Formación

Cinco-Ley and Samaniego-V³⁶³⁷, sugirieron que pueden producirse dos tipos de daño durante el proceso de fracturamiento hidráulico: dentro de la fractura adyacente al wellbore y en la formación alrededor de la cara de la fractura. El primer tipo de daño, frecuentemente denominado como una fractura “choked” (choked fracture), es causado probablemente por el propante y su incorporación en la formación. El segundo tipo, conocido como daño en la cara de la fractura (a

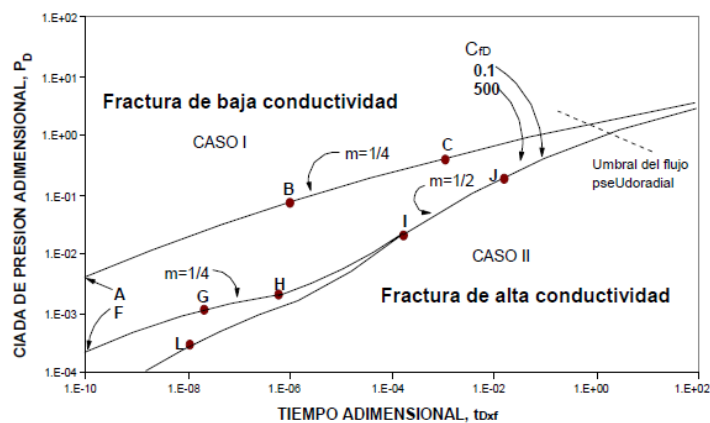
³⁶ Cinco-Ley, H. adn Samaniego, V, F. “Transient Pressure Analysis: Finite-Conductivity-Fracture Case vs Damaged-Fracture Case”. Paper SPE 10179.

³⁷ Cinco-Ley, H. adn Samaniego, V, F. “Effect of Wellbore Storage and Damage on the Transient Pressure Behavior of Vertically Fractured Wells”. Paper SPE 6752.

fracture-face skin) es causado por las pérdidas del fluido de fracturamiento en la formación y reacciones adversas entre la formación y los fluidos de fractura.

Se presenta la siguiente figura en la cual se muestra el comportamiento general de un pozo con una fractura vertical de conductividad finita para dos casos: Caso I: comportamiento de la fractura de baja conductividad, por ejemplo $CfD=0.1$ y Caso II: fractura que tiene una alta capacidad de almacenamiento y alta conductividad, por ejemplo $CfD=500$. Esta figura muestra que el comportamiento de la presión a tiempos tempranos de un pozo con una fractura de conductividad finita incluye varios regímenes de flujo. Un breve resumen de las características de esos regímenes es: (a) Inicialmente, es una fractura de flujo lineal caracterizada por una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ (no mostrada en la figura debido a que generalmente es muy corta). Los puntos A, F y L, realmente representan el final de este régimen de flujo. (b) Después de un periodo de transición, las curvas muestran un periodo de flujo bilineal, indicado por una línea recta de pendiente $\frac{1}{4}$. Los segmentos B-C y G-H representan este régimen. La línea de flujo bilineal no es probable, sin embargo es observada en el caso de una alta conductividad de la fractura. (c) Como el tiempo incrementa, un periodo de flujo lineal en la formación podría desarrollarse, y puede ser identificado mediante una de pendiente 0.5. El segmento I-J (caso II) representa una fractura con alta conductividad $CfD > 300$. (d) Eventualmente, en ambos casos, el sistema alcanza el régimen de flujo radial³⁸.

Figura 3.10 . Gráfico adimensional para fractura de conductividad finita



Fuente: Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Escobar, F. 2003

³⁸ Análisis Moderno de Pruebas de Presión. Escobar, F. 2003.

Resumen

Cinco patrones de flujo pueden ocurrir en pozos fracturados hidráulicamente. Estos incluyen: flujo lineal en la fractura, flujo bilineal, flujo lineal en la formación, flujo elíptico y flujo pseudoradial. El flujo lineal en la fractura usualmente es muy corto y por ende no juega un papel importante en el análisis de la prueba.

El flujo bilineal ocurre en fracturas de conductividad finita cuando el fluido fluye de la formación hacia la fractura, y luego de esta al wellbore.

Flujo lineal en la formación se produce solamente en fracturas de alta conductividad, donde dicho patrón de flujo fluye de la formación a la fractura.

Flujo elíptico es un patrón de flujo transicional que ocurre entre ambos flujo, bilineal o lineal en la formación a tiempos tempranos y flujo pseudoradial a tiempos tardíos.

El último patrón de flujo encontrado en un yacimiento de comportamiento infinito es el flujo pseudo radial, el cual puede ocurrir con fracturas de cualquier conductividad.

Ejemplo1 HF

Ver en el aula virtual- Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio1 HF (Excel).

3.3.5 Técnicas Modernas- Síntesis Directa de Tiab

3.3.5.1 Fracturas de Conductividad Infinita

El comportamiento en una gráfica log-log de la presión versus el tiempo, puede mostrar la existencia de cuatro patrones de flujo, que se identifican por el mismo número de pendientes con valores característicos, como lo son:

- Patrón de flujo lineal, correspondiente a una línea recta de pendiente 0,5.
- Patrón de flujo elíptico, correspondiente a una línea recta de pendiente 0,36.
- Patrón de flujo radial infinito, pendiente igual a cero.
- Patrón de flujo pseudoestable, propio de una pendiente unitaria.

Para un valor de la relación de penetración mayor a ocho ($X_e/X_f > 8$); la línea de flujo lineal es inapreciable, observándose primero la línea de flujo elíptico. Por el contrario, si esta relación es menor a ocho el patrón de flujo radial es el que casi desaparece.

Régimen de Flujo Lineal

Al generarse la fractura, el flujo que se presenta dentro de esta hacia el wellbore es lineal. La duración de este periodo de flujo depende de la relación de penetración.

La ecuación que modela esta línea que se da a tiempos tempranos es:

$$t_{DA} * P'_D = 1,772 \left(\frac{x_e}{x_f} \right) \sqrt{t_{DA}} \quad (3.97)$$

Dónde:

$$P_D = \frac{kh\Delta P}{141,2 q\mu B} \quad (3.98)$$

$$t_{DA} = \frac{0,0002637kt}{\phi\mu c_t A} \quad (3.99)$$

Tomando logaritmos a ambos lados:

$$\log(t_{DA} * P'_D) = 0,5 \log t_{DA} + \log \left(\frac{\sqrt{\pi x_e}}{x_f} \right) \quad (3.100)$$

Remplazando las variables adimensionales por las variables reales, se obtiene:

$$t * \Delta P' = 0,5 m_L \sqrt{t} \quad (3.101)$$

$$m_L = 4,064 \frac{qB}{h} \left(\frac{\mu}{\phi\mu c_t k x_f^2} \right)^{0,5} \quad (3.102)$$

Tomando de nuevo el logaritmo de ambos lados de la ecuación producirá:

$$\log(t * \Delta P') = 0,5 \log t + \log(0,5m_L) \quad (3.103)$$

Esta ecuación muestra que si el flujo lineal es dominante, en la gráfica log-log de la derivada versus el tiempo se observará una pendiente de 0,5.

Una vez identificado este régimen de flujo en la gráfica log-log de la derivada vs el tiempo, se puede estimar la longitud media de la fractura mediante la siguiente expresión:

$$x_f = \frac{2,032 qB}{h(t * \Delta P')_{L1}} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{0,5} \quad (3.104)$$

Donde $(t * \Delta P')_{L1}$ es el valor de la derivada a t=1 hora, sobre la línea recta de pendiente 0,5 o su extrapolación.

Por otra parte, la ecuación de la porción de flujo lineal en la curva de presión es:

$$\Delta P = m_L \sqrt{t} \quad (3.105)$$

Leyendo sobre la línea recta de pendiente 0,5 o su extrapolación, trazada sobre los datos en régimen de flujo lineal de la curva de presión (ΔP) el valor de $(\Delta P)_{L1}$ a t=1 hora, se puede calcular la longitud media de la fractura mediante:

$$x_f = 4,064 \frac{qB}{h(\Delta P)_{L1}} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{0,5} \quad (3.106)$$

Régimen de Flujo Radial

Después del flujo lineal se observa la línea de flujo radial de acción infinita (horizontal). Este régimen de flujo es dominante solo si la relación de penetración es mayor que ocho ($X_e/X_f > 8$).

La ecuación que modela esta segunda línea recta es:

$$t_{DA} * P'_D = 0,5 \quad (3.107)$$

Remplazando por los términos adimensionales y despejando para la permeabilidad, se obtiene:

$$k = \frac{70,6q\mu B}{h(t * \Delta P')_R} \quad (3.108)$$

El daño puede ser calculado a partir del análisis de los datos registrados durante este periodo de flujo mediante:

$$s = 0,5 \left\{ \frac{(\Delta P)_R}{(t * \Delta P')_R} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right\} \quad (3.109)$$

Régimen de Flujo Estado Pseudoestable

Para grandes tiempo de producción, la curva de la derivada de la presión toma la forma de una línea de pendiente unitaria, correspondiente al régimen de estado pseudoestable.

La ecuación que rige la línea recta es:

$$t_{DA} * P'_D = 2\pi t_{DA} \quad (3.110)$$

Reemplazando las variables reales:

$$t * \Delta P' = \left(\frac{qB}{4,27\phi c_t Ah} \right) t \quad (3.111)$$

Despejando el área:

$$A = \frac{qB}{4,27\phi c_t h} \left(\frac{t_{ps}}{(t * \Delta P')_{ps}} \right) \quad (3.112)$$

O

$$A = \frac{kt_{Rpi}}{301,77\phi \mu c_t} \quad (3.113)$$

Donde t_{Rpi} es el punto de intersección entre la línea de flujo radial y la de pendiente unitaria.

El factor de forma es obtenido de:

$$C_A = 2,2458 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 \exp \left[\frac{0,000527 kt_{ps}}{\phi \mu c_t A} \left(1 - \frac{(\Delta P)_{ps}}{(t * \Delta P')_{ps}} \right) \right] \quad (3.114)$$

Donde t_{ps} es cualquier tiempo conveniente durante la porción de línea del estado pseudoestable de las curvas. $(\Delta P)_{ps}$ y $(t * \Delta P')_{ps}$ son valores de ΔP y $t * \Delta P'$ correspondientes a t_{ps} , respectivamente.

Por otra parte, el punto de intersección de la línea de flujo lineal y la línea de flujo radial es único. Despejando para el tiempo se tiene:

$$t_{LRI} = 1207\phi\mu c_t \left(\frac{x_f^2}{k} \right) \quad (3.115)$$

Esta ecuación se emplea para verificar la exactitud de los valores de K y x_i .

La línea de flujo lineal y la de flujo en estado pseudoestable se interceptan en:

$$t_{LPI} = \frac{7544\phi\mu c_t A^2}{k x_f^2} \quad (3.116)$$

Por otra parte, la línea de flujo radial y la línea de estado pseudoestable se interceptan en:

$$t_{RPI} = \frac{301,77\phi\mu c_t A}{k} \quad (3.117)$$

Donde $A=4Xe^2$

Por último, igualando los puntos de intersección, se obtiene:

$$\frac{t_{LRI}}{t_{RPI}} = \frac{t_{RPI}}{t_{LPI}} = \sqrt{\frac{t_{LRI}}{t_{LPI}}} = \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 \quad (3.118)$$

Esta ecuación se puede usar para propósitos de verificación.

Régimen de Flujo Elíptico o Birradial

La ecuación que rige la línea de flujo elíptico o birradial es:

$$t_{DA} * P'_D = 0,769 \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0,72} t_{DA}^{0,36} \quad (3.119)$$

Reemplazando la variables adimensionales por las variables reales, se tiene:

$$t * \Delta P' = 0,769 C_{BR} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^2 t^{0,36} \quad (3.120)$$

Donde,

$$C_{BR} = 7,268 \frac{q\mu B}{kh} \left(\frac{k}{\phi \mu c_t A} \right)^{0,36} \quad (3.121)$$

Tomando logaritmos a ambos lados de la ecuación de flujo elíptico o birradial en variables reales:

$$\log(t * \Delta P') = 0,36 \log t + \log \left(0,769 C_{BR} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{0,72} \right) \quad (3.122)$$

Como se puede observar en la ecuación la línea de flujo elíptico se puede identificar por la pendiente de 0,36 en la gráfica log-log de la derivada de la presión versus el tiempo.

Es importante no confundir esta línea con la de flujo lineal ya sus pendientes son relativamente cercanas.

Una vez identificado este régimen de flujo en el gráfico de la derivada, se puede estimar la longitud media de la fractura mediante:

$$x_f = 0,694 x_e \left[\frac{C_{BR}}{(t * \Delta P')_{BR1}} \right]^{1,388} \quad (3.123)$$

Donde, $(t * \Delta P')_{BR1}$ es el valor de $t * \Delta P'$ a un tiempo $t=1$ hora en la porción de línea recta del régimen birradial o su extrapolación si es necesario.

Ahora, una vez conocido x_f del análisis del flujo lineal, se puede emplear el tiempo de intersección de las líneas de flujo birradial y lineal para determinar k .

$$k = 39 \phi \mu c \frac{x_f^2}{t_{LBRi}} \quad (3.124)$$

El régimen de flujo birradial se puede usar para encontrar C_{BR} a $t=1$ hora para luego calcular A (si no se observa la línea de flujo en estado pseudoestable).

$$C_{BR} = \frac{(t * \Delta P')_{BR1}}{0,7669} \quad (3.125)$$

$$C_{BR} = 7,268 \frac{q\mu B}{kh} \left(\frac{k}{\phi\mu c_t A} \right)^{0,36} \quad (3.126)$$

Ahora, el tiempo de intersección de las líneas de flujo birradial y radial es igual a:

$$t_{RBRi} = 4578 \phi\mu c_t \frac{x_f^2}{k} \quad (3.127)$$

Y el tiempo de intersección entre las líneas de flujo birradial y la línea en estado pseudoestable, es:

$$t_{PBRi} = \frac{142,3 \phi\mu c_t A}{k} \left(\frac{x_e}{x_f} \right)^{1,125} \quad (3.128)$$

Todas estas ecuación relacionadas con el tiempo de intersección, son usada con la finalidad de verificar resultados.

3.3.5.2 Fracturas de Conductividad Finita

El comportamiento en una gráfica log-log de la presión versus el tiempo, se puede observar la existencia de tres regímenes de flujo, que se identifican por el mismo número de pendientes con valores característicos, como lo son:

- Régimen de flujo bilineal, correspondiente a una línea recta de pendiente 1/4.
- Régimen de flujo lineal, correspondiente a una línea recta de pendiente 1/2.
- Régimen de flujo radial, pendiente igual a cero.

Régimen de Flujo Bilineal

Este tipo de régimen ya fue tratado anteriormente en la parte del método de flujo bilineal-método de análisis convencional, por lo tanto su descripción y características son las mismas y no serán abordadas en esta sección. Se presentarán las ecuaciones para la interpretación de este patrón de flujo implementadas por la técnica de Tiab.

La ecuación que rige el régimen de flujo bilineal es:

$$P_D = \frac{2,45}{\sqrt{C_{fD}}} t_{Dxf}^{1/4} \quad (3.129)$$

En variables reales:

Para la caída de presión:

$$\Delta P = m_{BL} t^{0,25} \quad (3.130)$$

Para la derivada de presión:

$$t * \Delta P' = 0,25 m_{BL} t^{0,25} \quad (3.131)$$

Donde,

$$m_{BL} = \frac{44,13 q \mu B}{h(k_f w_f)^{1/2} (\phi \mu c_t k)^{1/4}} \quad (3.132)$$

Tomando logaritmos a ambos lados:

$$\log \Delta P = 0,25 \log t + \log m_{BL} \quad (3.133)$$

Y

$$\log(t * \Delta P') = 0,25 \log t + \log(0,25 m_{BL}) \quad (3.134)$$

Esta expresión indica que una gráfica log-log de la caída de presión y la derivada de la presión versus el tiempo, tiene una porción recta de pendiente 0,25 si el flujo bilineal es dominante tal como sucede en fracturas de conductividad finita con capacidad de almacenamiento pequeña, es decir $C_{fD} < 300$.

Ahora, una vez realizada la gráfica log-log de la derivada y la caída de presión vs el tiempo e identificado en ambas curvas los puntos que se ajustan a una línea recta de pendiente 0,25, es decir, que se encuentran en régimen de flujo bilineal se prosigue a leer el valor de la caída de presión $(\Delta P)_{BL1}$ y la derivada de presión $(t * \Delta P')_{BL1}$ a una hora (t=1hr), sobre la línea recta respectiva de cada curva (línea de flujo bilineal) o su extrapolación y así calcular la conductividad de la fractura, mediante:

$$k_f w_f = \frac{1947,46}{\sqrt{\phi \mu c_t k}} \left(\frac{q \mu B}{h(\Delta P)_{BL1}} \right)^2 \quad (3.135)$$

$$k_f w_f = \frac{121,74}{\sqrt{\phi \mu c_t k}} \left(\frac{q \mu B}{h(t * \Delta P')_{BL1}} \right)^2 \quad (3.136)$$

Tiempo de intersección entre el Flujo bilineal y Lineal

El tiempo de intersección de la línea de flujo bilineal y la línea de flujo lineal en la curva de la derivada es:

$$t_{LBLi} = 869,37 \phi \mu c_t \left(\frac{x_f^2 \sqrt{k}}{k_f w_f} \right)^2 \quad (3.137)$$

$$t_{LBLip} = 4t_{LBLid} \quad (3.138)$$

Donde

t_{LBLip} = Tiempo de intersección en la curva de presión

t_{LBLid} = Tiempo de intersección en la curva de la derivada

Tiempo de intersección entre el Flujo bilineal y Radial

El tiempo de intersección de la línea de flujo bilineal y la línea de flujo radial en la curva de la derivada es:

$$t_{RBLi} = 1677 \frac{\phi \mu c_t}{k^3} (k_f w_f)^2 \quad (3.139)$$

Si se resuelve la ecuación para k, se obtiene:

$$k = \frac{(k_f w_f)^2}{869,37 \phi \mu c_t k_f^4} t_{RBLi} \quad (3.140)$$

Las características e interpretación de los otros regímenes de flujo (lineal y radial) son exactamente las mismas discutidas anteriormente.

Resumen

Si los tres regímenes de flujo se observan (bilineal, lineal en la formación y radial) durante la prueba y están bien definidas en la curva de la derivada se puede obtener:

1. Del régimen de flujo radial

$$k = \frac{70,6q\mu B}{h(t * \Delta P')_R}$$
$$s = 0,5 \left\{ \frac{(\Delta P)_R}{(t * \Delta P')_R} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 7,43 \right\}$$

2. Del régimen de flujo lineal

$$x_f = \frac{2,032 Bq}{h(t * \Delta P')_{L1}} \left(\frac{\mu}{\phi c_t k} \right)^{0,5}$$

3. Del régimen de flujo bilineal

$$k_f w_f = \frac{121,74}{\sqrt{\phi \mu c_t k}} \left(\frac{q\mu B}{h(t * \Delta P')_{BL1}} \right)^2$$

En muchos casos, al menos uno de los regímenes de flujo no se observa o no está bien definido, por lo que se presentan a continuación algunos de estos escenarios.

3.3.6 Casos Especiales

3.3.6.1 No se observa flujo lineal de la formación

En fracturas de baja conductividad, la línea recta que corresponde al flujo lineal probablemente no se observa. En ese caso se debe calcular la longitud media de la fractura a partir de:

$$x_f = \frac{1,92173}{\frac{e^s}{r_w} - \frac{3,31739k}{k_f w_f}} \quad (3.141)$$

La anterior ecuación solo es válida si:

$$\frac{e^s}{r_w} - \frac{3,31739k}{k_f w_f} > 0 \quad (3.142)$$

O

$$\left(\frac{k_f w_f}{k}\right) \frac{e^s}{r_w} > 3,32 \quad (3.143)$$

Donde la conductividad de la fractura ($k_f w_f$) se obtiene del análisis del régimen de flujo bilineal y la permeabilidad de la formación y el daño de la interpretación de la línea de flujo radial.

3.3.6.2 No se observa la línea de flujo bilineal

Cuando en la gráfica log-log de la derivada versus el tiempo, no se logra identificar o no se puede observar el régimen de flujo bilineal, se debe estimar la conductividad de la fractura mediante:

$$k_f w_f = \frac{3,31739k}{\frac{e^s}{r_w} - \frac{1,92173}{x_f}} \quad (3.144)$$

Esta ecuación es válida si:

$$\frac{e^s}{r_w} - \frac{1,92173}{x_f} > 0 \quad (3.145)$$

O

$$x_f \frac{e^s}{r_w} > 1,93 \quad (3.146)$$

Donde la longitud media de la fractura se obtiene del análisis de los datos en régimen de flujo lineal y el daño y la permeabilidad del régimen de flujo radial.

3.3.6.3 No se observa la línea de flujo radial

En pruebas cortas, puede que no se observe la porción de flujo radial. En este caso el factor skin post-fractura se calcula de:

$$s = \ln \left[r_w \left(\frac{1,92173}{x_f} - \frac{3,31739k}{k_f w_f} \right) \right] \quad (3.147)$$

Esta ecuación es válida solo si:

$$\frac{1,92173}{x_f} - \frac{3,31739k}{k_f w_f} > 0 \quad (3.148)$$

Donde,

La longitud media de la fractura se obtiene del análisis de los datos en régimen de flujo lineal.

La conductividad de la fractura ($k_f w_f$) se obtiene del análisis del régimen de flujo bilineal.

La permeabilidad se obtiene del punto de intersección entre las líneas de flujo bilineal y lineal.

Ejemplo 2 HF

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio2 HF (Excel).

Ejemplo Caso Ideal

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio caso ideal (Excel).

Ejemplo HF (no se observa flujo lineal en la formación)

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio HF (no se observa flujo lineal en la formación) (Excel).

Ejemplo HF (no se observa el flujo bilineal)

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio HF (no se observa el flujo lineal bilineal) (Excel).

Ejemplo HF (Prueba corta-Lineal de flujo radial no es observada)

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejercicio HF (Prueba corta-Lineal de flujo radial no es observada).

3.4 INTERPRETACIÓN PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES³⁹

Interpretar los datos de pruebas de pozos en un pozo horizontal se hace más difícil que interpretar los de un pozo vertical debido a diferentes factores, tales como:

- La geometría de flujo es 3D lo que puede considerarse como el principal problema.
- No se tiene tan prolongado el sistema radial que está usualmente presente en un pozo vertical
- Pueden ocurrir potencialmente varios regímenes de flujo y cada uno de estos debe ser considerado en el análisis de la prueba en pozos horizontales, es decir; un número de diferentes regímenes de flujo pueden ser encontrados mientras se analizan las respuestas del transiente de presión.

Con respecto a este último factor uno o más de dichos regímenes de flujo podrían estar ausentes o enmascarados dependiendo de los parámetros del yacimiento. Los parámetros que juegan un rol importante en el comportamiento transitorio de la presión en un pozo horizontal son:

- La relación de permeabilidad vertical a horizontal.
- La posición relativa de la cara del pozo en el estrato

³⁹ LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing. USA. SPE Teexbook vol.9, 2003

- La longitud de la cara del pozo horizontal comparada con el espesor de la formación.

Por otra parte, los efectos del almacenamiento pueden ser mucho más significativos en un pozo horizontal que en los verticales. Además los pozos horizontales comúnmente exhibirán penetración parcial y efectos finales que complican la interpretación.

VARIABLES como permeabilidad promedio, espesor vertical neto y skin, se acostumbra a tratar en el análisis de presión en pozos verticales. Sin embargo, en pozos horizontales no solamente el espesor vertical importa, las dimensiones horizontales del yacimiento relativas a la cara del pozo tienen que ser conocidas.

3.4.1 Pasos en la Evaluación de los Datos de las Pruebas de Presión de un Pozo Horizontal

Para interpretar los datos del transiente de presión de un pozo horizontal, se deben seguir tres pasos básicos.

Primero: se deben identificar los regímenes de flujo presentes en la prueba.

Segundo: aplicar el adecuado procedimiento analítico y gráfico a los datos.

Tercero: Ser capaz de evaluar la singularidad y sensibilidad de los resultados de acuerdo a las propiedades que se han derivado del análisis o simplemente se han asumido.

3.4.1.1 Identificación de Regímenes de Flujo

Una prueba de presión en un pozo horizontal puede involucrar 5 principales y distintos regímenes de flujo que deben ser identificados. Estos podrían o no ocurrir en una prueba dada y podrían ser o no ser enmascarados por los efectos del almacenamiento, efectos finales, o los efectos de transición entre los regímenes de flujo.

3.4.1.2 Aplicación del Procedimiento Adecuado

Cada régimen de flujo puede ser modelado por una ecuación que puede ser usada para estimar propiedades importantes del yacimiento. En el mejor de los casos, solamente grupos de parámetros analíticos pueden ser determinados directamente de las ecuaciones. Por lo tanto, es esencial aplicar el adecuado procedimiento analítico y gráfico. En la mayoría de los casos, cuando se soluciona para parámetros específicos, la aplicación de las expresiones analíticas pueden involucrar un procedimiento iterativo complejo.

3.4.1.3 Evaluación de la Singularidad y de la Sensibilidad

Raramente los resultados obtenidos del análisis de las pruebas de pozos horizontales son únicos, por lo que es importante evaluar la singularidad y sensibilidad de estos a las propiedades asumidas. Realizando la simulación de la prueba, usando las propiedades que se han determinado, se puede confirmar la consistencia del análisis.

3.4.2 Regímenes de Flujo en un Pozo Horizontal

Han sido identificados cuatro regímenes de flujo principales (y un régimen secundario) que son teóricamente posibles de encontrar durante una prueba de declinación o restauración de presión en un pozo horizontal. De cada uno de los cuales se calculan diferentes propiedades de la formación.

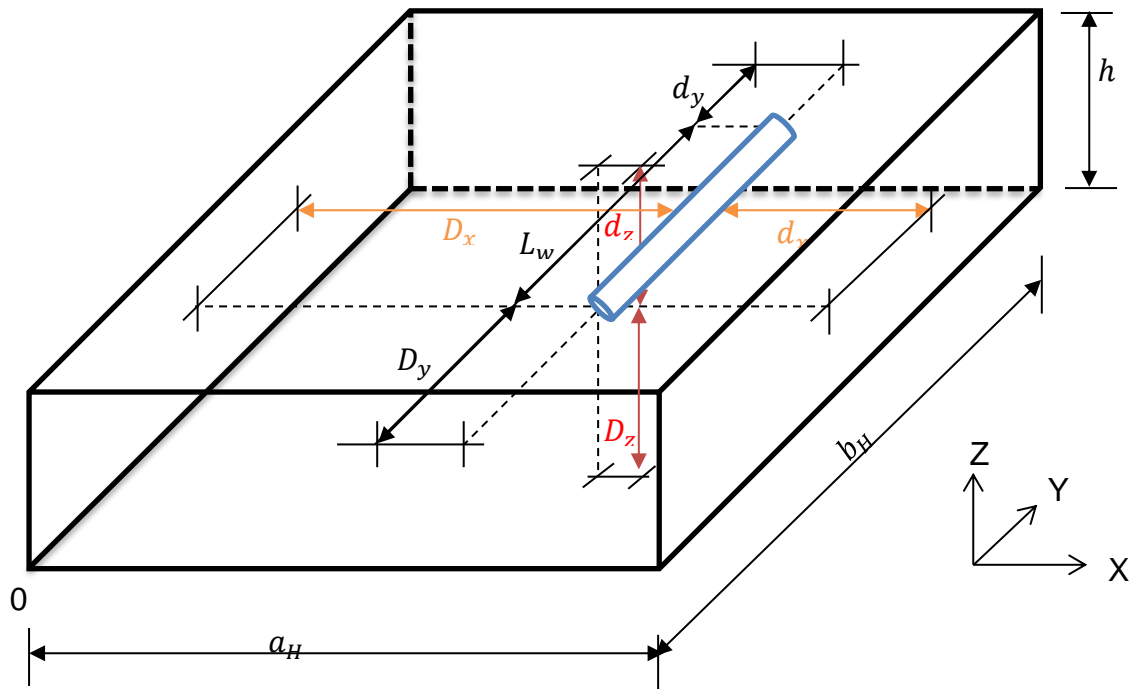
Es importante recordar que cualquier régimen puede estar ausente en la gráfica de los datos de la prueba debido a la geometría, el almacenamiento, u otros factores. Es decir, el hecho de que estos puedan aparecer no significa que obligatoriamente aparecerán en todos los casos.

Los cinco regímenes de flujo que puede ocurrir son:

1. Radial temprano
2. Hemirradial
3. Lineal temprano o intermedio
4. Pseudoradial tardío
5. Lineal tardío

Antes de analizar estos regímenes, es necesario familiarizarse con alguna nomenclatura que se usa para describir la geometría del yacimiento para un pozo horizontal. La figura 3.11 muestra un pozo horizontal de longitud, L_w , localizado dentro de un yacimiento que es asumido como un paralelepípedo rectangular o un yacimiento de área de drenaje en forma de “caja”. También se asume que los ejes del sistema de coordenadas coinciden con la dirección de la permeabilidad principal. Además por ahora se adoptará que el pozo produce a través de su longitud total, L_w .

Figura 3.11. Geometría yacimiento y pozo para un pozo horizontal



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

Los ejes de la “caja” son los usuales x , y y z . Nótese que el eje x es medido a lo largo del borde inferior del yacimiento, yendo de izquierda a derecha en dirección perpendicular al pozo. El eje y se encuentra a lo largo del eje del reservorio de adelante hacia atrás, paralelo a la cara del pozo. El eje z está orientando en dirección del espesor de la formación.

Dónde:

a_H : El ancho total del yacimiento; perpendicular a la cara de pozo

b_H : Longitud total en dirección paralela a la cara de pozo

h : altura total del reservorio; espesor neto

También se tienen parámetros para la distancia del pozo a las diversas fronteras. A lo largo del eje del pozo:

- d_y : distancia más corta del final de pozo al límite
- D_y : distancia más larga del otro final del pozo a la frontera

En la dirección vertical:

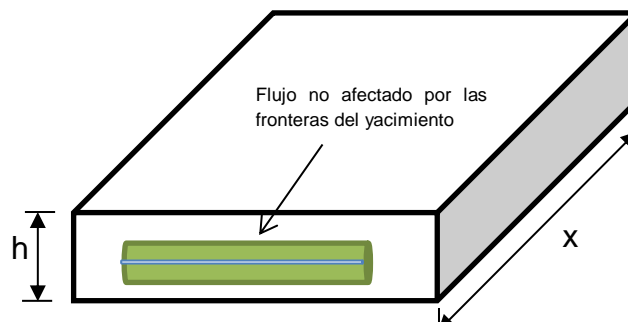
- d_z : la menor distancia del pozo a la frontera vertical
- D_z : la mayor separación

Una vez comprendida la terminología de la geometría de yacimiento, se examinara cada uno de los regímenes de flujo que ocurren en un pozo horizontal.

3.4.3 Características de los Regímenes de Flujo

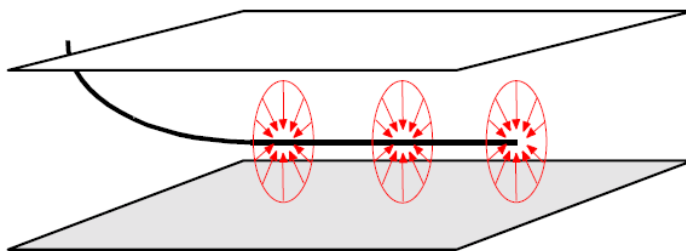
Considerando un pozo productor a tasa constante, el régimen de flujo radial temprano ocurre antes de que el área drenada o el transiente de presión causado por la producción encuentren cualquiera de los límites del yacimiento. Cuando se inicia la producción, la presión transiente se moverá perpendicular a la cara del pozo como se ilustra en la Fig. 3.12.

Figura 3.12. Flujo radial temprano no influenciado por las fronteras del yacimiento.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

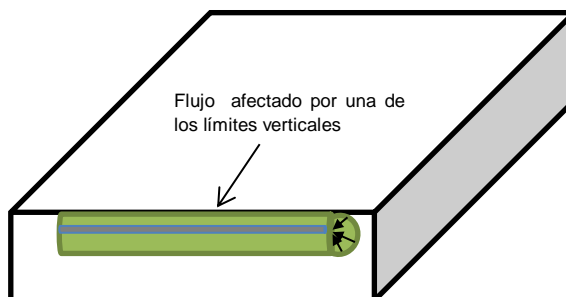
Figura 3.13. Flujo Radial a tiempos tardíos



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

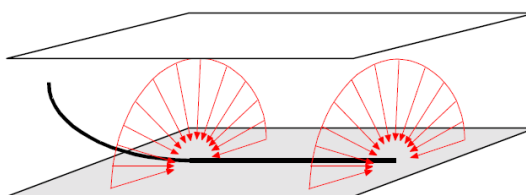
Cuando el wellbore está más cercano a un límite vertical que al otro, se puede tener otro régimen de flujo, llamado flujo radial intermedio o hemirradial Fig.3.14. Este puede ocurrir inmediatamente después del régimen de flujo radial a tiempos tempranos.

Figura 3.14. Flujo hemirradial ocurre cuando los efectos de uno de los límites verticales es sentido mucho más temprano que el otro.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

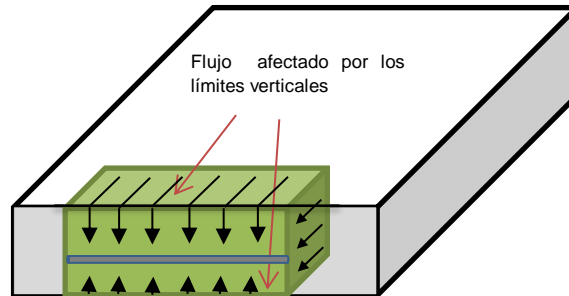
Figura 3.15. Flujo Hemirradial



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

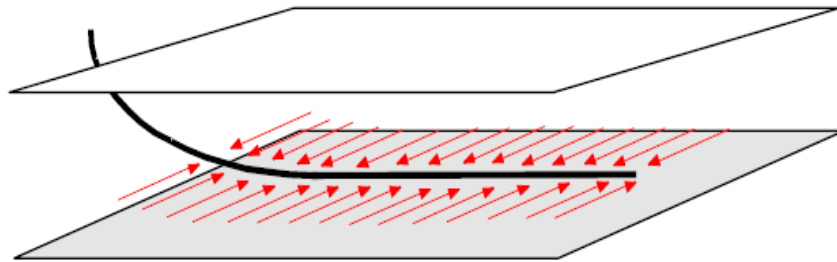
Eventualmente, el área afectada por la producción incluirá el espesor entero del yacimiento. Cuando esto sucede, un patrón de flujo lineal puede desarrollarse, como se muestra en la Fig.3.16.

Figura 3.16. Flujo lineal temprano desarrollado después del transiente encontrar las fronteras verticales.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

Figura 3.17. Flujo Lineal



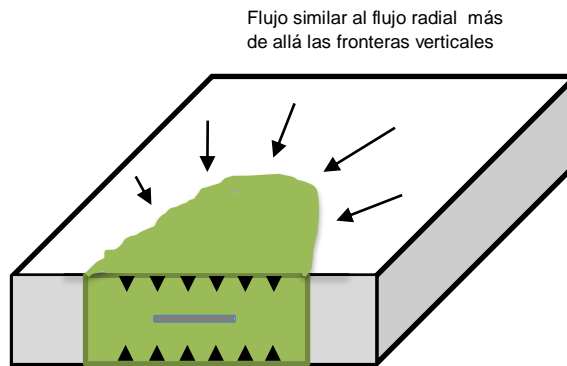
Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Una vez la perturbación de la presión alcanza las fronteras superiores e inferiores del yacimiento, el fluido comenzará a fluir linealmente hacia el pozo, como se muestra en la Fig.3.16. Este régimen de flujo está ausente cuando la longitud horizontal de la cara del pozo es corta comparada con la formación.

Eventualmente, el flujo comenzará a venir hacia el wellbore de más allá del extremo del mismo. Hasta el momento en que esto y sus consecuentes efectos se

vuelvan importantes, continuará en flujo lineal a tiempos tempranos. Una vez que los efectos finales se vuelven importantes y se mueve a través de un periodo de transición, se estará en un régimen de flujo llamado pseudoradial a tiempos últimos. Como se muestra en la Fig.3.18.

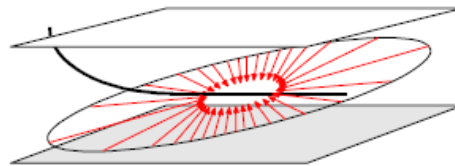
Figura 3.18. Comienzo Flujo pseudoradial



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

En otras palabras, en ausencia de una fuente de presión constante y no fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable, el flujo hacia la cara del pozo se vuelve efectivamente radial después de un largo tiempo, con el plano horizontal actuando algo así como un punto fuente, Fig.3.19. Este régimen de flujo, llamado radial a tiempos últimos, puede no ser observado si otras fronteras externas están afectando el primero o no será observado cuando el yacimiento tiene fronteras de presión constante⁴⁰.

Figura 3.19. Flujo radial a tiempo tardío

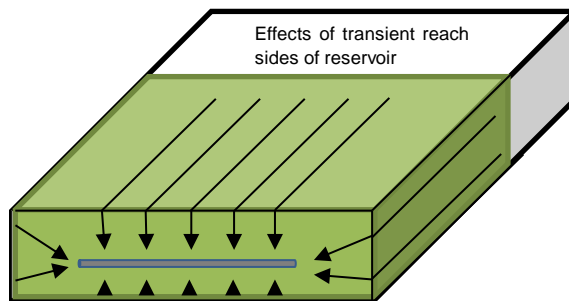


Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

⁴⁰ Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Este régimen de flujo continua hasta que el área afectada por la producción alcanza uno de los lados del yacimiento. Una vez el área afectada es el ancho entero de la formación (es decir, el transiente de presión ha alcanzado ambos lados del yacimiento) se tendrá nuevamente un régimen de flujo lineal, llamado régimen de flujo lineal a tiempos últimos. Fig.3.20.

Figura 3.20. Flujo lineal a tiempo tardío incluye flujo del volumen de drenaje perpendicular al pozo.

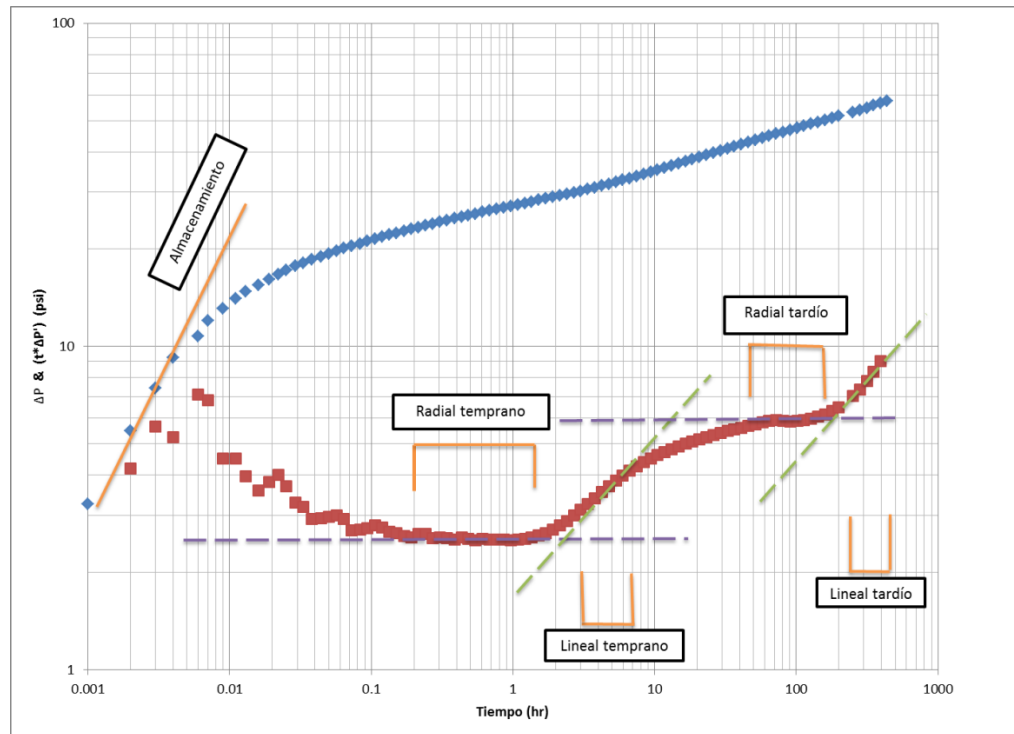


Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

3.4.4 Identificación Regímenes de Flujo en un Pozo Horizontal

En una prueba, todos los regímenes de flujo pueden ser identificados en la gráfica log-log del cambio de presión (ΔP) y la derivada de la presión ($t^* \Delta P'$) versus el logaritmo del tiempo (Fig. 3.21).

Figura 3.21. Grafico Log-Log. Identificación regímenes de flujo en un Pozo Horizontal.



Una línea de pendiente unitaria aparece durante el almacenamiento, un valor de la derivada horizontal ($m=0$) surge durante el flujo radial a tiempos tempranos y más tarde en el flujo pseudoradial. Para el flujo lineal a tiempos tempranos y tiempos últimos una recta de pendiente 0.5 se ve reflejada. Todo esto no implica que todos los regímenes estén presentes en una prueba cualquiera dada; de hecho, esto sería raro. Sin embargo, esta es la manera de identificar dichos regímenes de flujo que pueden aparecer en una prueba.

Las formas que pueden aparecer en una prueba de descenso de presión (la cual es la base de la Fig. 3.21) pueden no aparecer en una prueba de ascenso de presión debido a lo complejo de la superposición de los regímenes de flujo. Por ejemplo, una prueba tendría que estar en flujo lineal a ambos tiempos ($t_p + \Delta t$) y Δt para asegurar la aparición de una derivada de 0.5. Esto es altamente improbable. El mejor camino para solucionar este problema es asegurarse que la prueba de buildup en un pozo horizontal sea ejecutada con un tiempo de producción t_p , mucho más grande que el tiempo máximo de cierre ($t_p > 10 \Delta t_{max}$).

Una vez reconocida la forma básica de cada uno de los diferentes regímenes que estén presentes en la prueba, se deben analizar por separado de forma cuantitativa con el fin de conocer los diferentes parámetros o propiedades de interés. A continuación se presentan las ecuaciones derivadas por Odeh and Babu⁴¹ (modelo asume flujo uniforme hacia el wellbore), para lo cual cabe recalcar que dependiendo del autor se encuentra diferentes ecuaciones, sobre todo en las que predicen el tiempo de inicio y fin de cada régimen.

3.4.4.1 Flujo Radial a Tiempos Tempranos

El régimen de flujo radial a tiempos tempranos es similar al periodo de flujo radial en un pozo vertical. La ecuación que rige este régimen de flujo es:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6 qB\mu}{\sqrt{k_z k_x L_w}} \left[\log_{10} \left(\frac{\sqrt{k_z k_x t}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,227 + 0,868 s_d \right] \quad (3.149)$$

Los datos para este periodo podrían ser enmascarados por los efectos del almacenamiento, pero cuando esté presente puede ser analizado sobre una gráfica semilog.

El régimen de flujo radial a tiempos tempranos en teoría comienza a tiempo cero, en ausencia de los efectos del almacenamiento. El final de este régimen ocurre cuando el transiente alcanza una frontera vertical o cuando el flujo proviene de más allá del extremo de la cara del pozo. El fin de este periodo es el menor de los dos valores.

La Ecuación 3.149, indica que este periodo debe finalizar cuando el transiente alcanza la frontera más cercana, d_z , desde el pozo.

$$t_{Eerf} = \frac{1800 d_z^2 \phi \mu c_t}{k_z} \quad (3.150)$$

Por otra parte, este régimen de flujo también debe terminar cuando el flujo desde más allá del extremo de la cara del pozo se convierten importante; este tiempo es dado por:

⁴¹ Odeh, A.S and Babu, D.K. "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis". SPEFE (March 1990); Trans., AIME,289.

$$t_{Eerf} = \frac{125L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \quad (3.151)$$

L_w , es la longitud completa del pozo, y k_y es la permeabilidad en dirección paralela a la cara del pozo. Esto ayuda a verificar la duración esperada del régimen de flujo radial a tiempos tempranos después de haber estimado los parámetros necesarios para hacer dichos cálculos.

Como ya se ha reconocido en la gráfica log-log de la derivada vs tiempo, la presencia de este periodo de flujo radial, se debe identificar el tiempo en el cual toma lugar y graficar de esta manera el rango de tiempo apropiado contra la respectiva presión en una gráfica semilog. La pendiente de la línea recta que resulta es:

$$|m_{erf}| = \frac{162,6qB\mu}{L_w \sqrt{k_z k_x}} \quad (3.152)$$

Una vez conocido el valor de la pendiente mediante método gráfico, se podrá calcular $\sqrt{k_z k_x}$

$$\sqrt{k_z k_x} = \frac{162,6qB\mu}{L_w |m_{erf}|} \quad (3.153)$$

Sin embargo, debe notarse que para hacer este cálculo, se debe conocer la longitud efectiva completada del pozo. Esta no es necesariamente la misma longitud que la perforada o la completada del pozo; algunas secciones del pozo podrían no producir del todo.

Por otra parte, la ecuación para conocer la permeabilidad alterada o daño mecánico, Skin (s_d), para flujo radial temprano es:

$$s_d = 1,151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{|m_{erf}|} - \log \left(\frac{\sqrt{k_z k_x}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (3.154)$$

Si se está analizando una prueba de ascenso de presión, se grafica el tiempo de Horner o el tiempo equivalente en el eje de la abscisa en la gráfica semilog contra la presión (P_{ws}). Recuerde que este análisis es correcto solamente si ($t_p + \Delta t$) y Δt aparecen simultáneamente en este periodo de tiempo; se debe estar en flujo radial en ambos tiempos ($t_p + \Delta t$) y Δt . Esto es improbable, ya que se podría estar en el

régimen de flujo radial al tiempo Δt , pero probablemente se esté en un régimen de flujo diferente al tiempo $(t_p + \Delta t)$.

Ejemplo 1

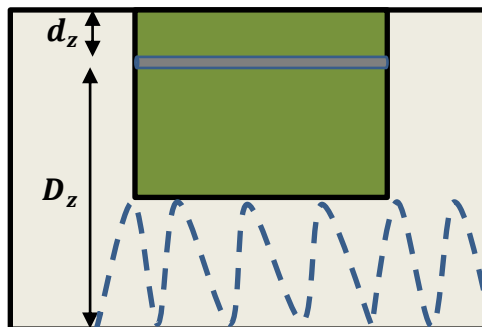
Ver en el aula virtual- Sección Pruebas de Presión en Pozos Horizontales– Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejemplo 1.

3.4.4.2 Flujo Hemi-Radial

El periodo de flujo hemirradial ocurrirá solamente cuando el pozo se encuentre en una posición más cercana a cualquiera de las dos fronteras verticales (superior o inferior), Fig.3.22, y es análogo a un pozo vertical cerca de una falla. La ecuación que lo rige es:

$$P_i - P_{wf} = \frac{325,2 qB\mu}{\sqrt{k_z k_x} L_w} \left[\log_{10} \left(\frac{\sqrt{k_z k_x} t}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) - 3,227 + 0,868 s_d \right] \quad (3.155)$$

Figura 3.22. Condición aparición flujo hemirradial.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

En la gráfica de la derivada de la presión se identifica el flujo hemirradial con una línea recta de pendiente 0. Sin embargo al poseer la misma derivada del flujo radial temprano es necesario chequear los datos del pozo para distinguirlo del flujo radial a tiempos tempranos.

El rango de tiempo en el cual es válido el análisis del flujo hemirradial, comienza después de que la frontera vertical más cercana, d_z , afecta los datos y antes de que la más lejana, D_z , los perturbe también.

$$t_{shrf} = \frac{1800 d_z^2 \phi \mu c_t}{k_z} \quad (3.156)$$

Fíjese, que el comienzo del régimen de flujo hemirradial relaciona la menor distancia a la frontera vertical (Fig.3.22) y la permeabilidad en la misma dirección. Sin embargo, la mayoría de las ocasiones el almacenamiento determinará el inicio de este periodo.

El final del flujo hemirradial se dará cuando los datos sientan el efecto de la frontera vertical más distanciada o el flujo provenga de más allá del extremo de la cara del pozo. El primero de estos dos que tome lugar determinará el fin de este periodo de flujo. Si este régimen de flujo finaliza cuando el transiente alcance el límite vertical más lejano, el tiempo calculado dependerá de la distancia D_z y la permeabilidad vertical, K_z :

$$t_{Ehrf} = \frac{1800 D_z^2 \phi \mu c_t}{k_z} \quad (3.157)$$

De lo contrario la aparición de los efectos del flujo de más allá del extremo de la cara del pozo, acontecerá cuando:

$$t_{Ehrf} = \frac{125 L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \quad (3.158)$$

Fíjese, que la longitud total del pozo y la permeabilidad en la dirección paralela al wellbore aparecen en la ecuación. Estos parámetros determinarán el tiempo en el que suficiente flujo ha venido de más allá del extremo del mismo, distorsionando el patrón de flujo radial.

La ecuación:

$$|m_{hrf}| = \frac{325,2 q B \mu}{L_w \sqrt{k_x k_z}} \quad (3.159)$$

Da la pendiente de la línea recta semilog para flujo semi-radial.

La ecuación para estimar el daño mecánico es similar que para flujo radial, que difiere por un factor multiplicador de dos.

$$s_d = 2,303 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{[m_{hrf}]} - \log \left(\frac{\sqrt{k_z k_x}}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 3,23 \right] \quad (3.160)$$

Esta ecuación para pruebas de ascenso de presión es similar, se diferencia en la ecuación el cambio de presión por $[P_{1hr} - P_{wf} (\Delta t=0)]$.

Las gráficas semilog de los datos en régimen de flujo hemirradial para pruebas de ascenso de presión no puede ser rigurosamente analizado con la gráfica de Horner a menos que los datos de presión obtenidos al tiempo $(t_p + \Delta t)$ y Δt estén simultáneamente en el mismo régimen. Como una cuestión práctica, el régimen de flujo hemirradial aparece solamente de forma clara en las pruebas buildup cuando el tiempo de producción es mucho mayor que el tiempo de cierre.

3.4.4.3 Flujo Lineal a Tiempos Tempranos

La ecuación que rige este régimen de flujo es⁴² :

$$P_i - P_{wf} = \frac{8,128 qB\mu}{L_w} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141,2qB\mu}{L_w \sqrt{k_z k_x}} (s_c + s_d) \quad (3.161)$$

El inicio del régimen de flujo lineal a tiempos tempranos depende de la distancia a la frontera vertical más lejana, D_z , y de la permeabilidad vertical, k_z .⁴³

$$t_{self} = \frac{1800 D_z^2 \phi \mu c_t}{k_z} \quad (3.162)$$

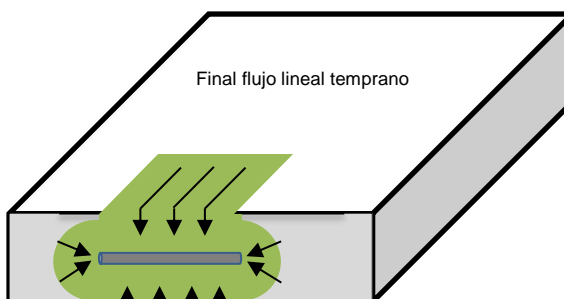
El final de este periodo es (Fig.3.23):

$$t_{Eelf} = \frac{160 L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \quad (3.163)$$

⁴² Goode, P.A. and Thambynayagam, R.K.M: "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media," SPEFE (December 1987) 683; Trans., AIME, 283.

⁴³ Odeh, A.S and Babu, D.K. "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis" SPEFE (March 1990) 7; AIME, 289.

Figura 3.23. Flujo lineal temprano finaliza cuando el fluido fluye de más allá de los extremos de la cara del pozo.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

Para el análisis de los datos identificados en este régimen de flujo, se debe realizar la gráfica de la presión versus la raíz cuadrada el tiempo. Se debe trazar una línea recta que se ajuste a la mayoría de los puntos y obtener la pendiente, m_{elf} , de la cual se puede estimar la raíz cuadrada de k_x (permeabilidad horizontal, perpendicular al pozo):

$$\sqrt{k_x} = \frac{8,128qB}{|m_{elf}|L_w h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \quad (3.164)$$

El daño se puede calcular de:

$$s_d = \frac{L_w \sqrt{k_x k_z}}{141,2qB\mu} \Delta P_{t=0} - s_c \quad (3.165)$$

$$\Delta P_{t=0} = P_i - P_o \quad (3.166)$$

P_o = valor intercepto línea recta con el eje Y (gráfica cartesiana)

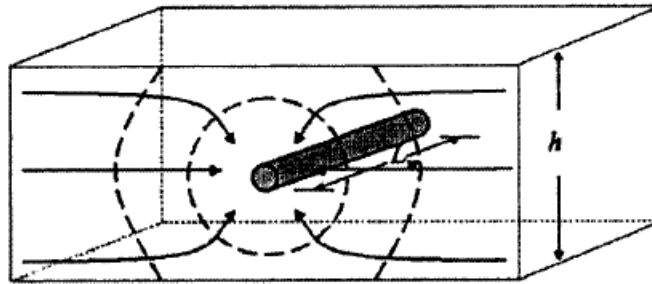
Esta ecuación incluye un skin de convergencia, s_c , el cual es:

$$s_c = \ln\left(\frac{h}{r_w}\right) + 0,25 \ln\left(\frac{k_x}{k_z}\right) - \ln\left[\sin\left(\frac{\pi d_z}{h}\right)\right] - 1,838 \quad (3.167)$$

Este factor skin s_c es una caída de presión adicional que actúa como un efecto skin causado por el movimiento del flujo a través de la formación entera, hasta que

este cae convergiendo a la pequeña cara del pozo en el medio de la formación (Fig.3.24).

Figura 3.24. Skin de convergencia resultante del incremento de la caída de presión debido a la desviación del flujo del total del espesor vertical del yacimiento al llegar a un patrón radial cuando este entra al pozo



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

Para el análisis de pruebas de ascenso de presión, la presión es graficada contra $\sqrt{t_p + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}$, el cual es un gráfico cartesiano, conocido este como la gráfica tándem-root. La permeabilidad en dirección x es calculada con la misma ecuación que para una PDD. El factor skin también es calculado de las ecuaciones dadas anteriormente.

Ejemplo 2

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Horizontales – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejemplo 2 (Excel).

3.4.4.4 Flujo Pseudoradial Tardío

La ecuación que rige para flujo pseudoradial es⁴⁴:

$$P_i - P_{wf} = \frac{162,6 qB\mu}{\sqrt{k_z k_x} h} \left[\log_{10} \left(\frac{k_y t}{\phi \mu c_t L_w^2} \right) - 2,303 + \frac{141,2 qB\mu}{L_w \sqrt{k_z k_x}} (s_c + s_d) \right] \quad (3.168)$$

⁴⁴ Goode, P.A. and Thambynayagam, R.K.M: "Pressure Drawdown and Buildup Analysis pf Horizontal Wells in Anisotropic Media," SPEFE (December 1987) 683; Trans., AIME, 283.

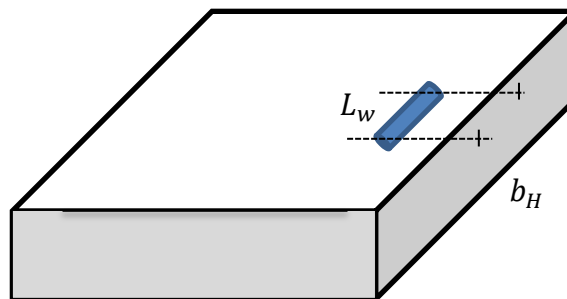
Este periodo de flujo solamente ocurre si⁴⁵:

$$\frac{L_w}{b_H} < 0,45$$

Donde, b_H es la dimensión del yacimiento paralela a la cara del pozo.

Si la longitud del pozo es relativamente corta comparada con la longitud del área de drenaje (Fig.3.25), entonces el flujo pseudoradial puede acontecer.

Figura 3.25. Flujo pseudoradial ocurre cuando el wellbore es relativamente corto comparado con la longitud del área de drenaje



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

El comienzo de este periodo de flujo sucede cuando los fluidos fluyen de más allá del extremo de la cara del pozo.

Esto es aproximadamente

$$t_{sprf} = \frac{1480 L_w^2 \phi \mu c_t}{k_y} \quad (3.169)$$

Nótese, que el tiempo de inicio depende de la longitud completa del pozo, L_w , y la permeabilidad en la dirección del pozo, k_y .

El final de este periodo, como se ha visto en otras secciones, es el resultado mínimo de dos cálculos.

⁴⁵ Odeh, A.S and Babu, D.K. "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis". SPEFE (March 1990); Trans., AIME, 289.

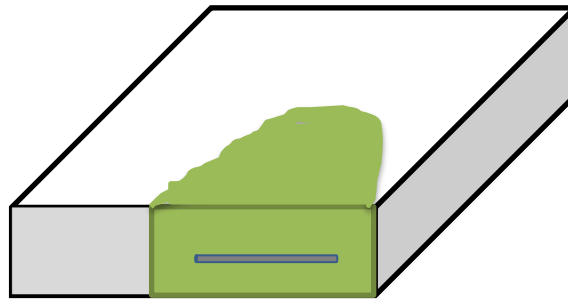
El primero depende la permeabilidad en dirección paralela a la cara del pozo, y la longitud a lo largo del wellbore. Este es el tiempo al cual aparecen los efectos de la primera frontera horizontal.

$$t_{Eprf} = \frac{2000\phi\mu c_t \left(\frac{L_w}{4} + d_y\right)^2}{k_y} \quad (3.170)$$

La otra ecuación proporciona el tiempo al cual el patrón de flujo radial comienza a distorsionarse dependiendo esto de la distancia más corta, d_x , desde el pozo a la frontera perpendicular a la cara del pozo, y de la permeabilidad en la misma dirección, k_x .

$$t_{Eprf} = \frac{1650\phi\mu c_t d_x^2}{k_x} \quad (3.171)$$

Figura 3.26. . Los efectos de frontera horizontal comienzan a afectar le presión y el patrón de flujo radial termina



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

La gráfica log-log ayuda a identificar este régimen de flujo con una línea característica horizontal. Para los datos que se encuentren en el apropiado rango de tiempo, una gráfica semilog de presión versus tiempo para PDD, permite el análisis de los mismos. Por lo tanto, la pendiente de esta grafica será m_{prf} , y la relación entre esta y la raíz cuadrada del producto de permeabilidades en dirección X y Y es:

$$\sqrt{k_x k_y} = \frac{162,6qB\mu}{|m_{prf}|h} \quad (3.172)$$

La ecuación del daño es similar a las vistas antes:

$$s_d = \left(1,151 \sqrt{\frac{k_z}{k_y} \frac{L_w}{h}} \right) \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{|m_{prf}|} - \log \left(\frac{k_y}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) + 1,76 \right] - s_c \quad (3.173)$$

Para una prueba de ascenso de presión precedida por una sola tasa de flujo, se grafica la presión contra la relación del tiempo de Horner en papel semilog. La permeabilidad es calculada con la misma ecuación que para PDD.

La ecuación para el daño es básicamente la misma que para una prueba de caída de presión, excepto que ΔP_{1hr} ahora es $P_{1hr} - P_{wf}$.

Para obtener la P^* , se extrapola la línea recta en la gráfica semilog hasta la relación de tiempo de Horner de uno.

Como se ha visto las gráficas semilog de los datos de pruebas PBU no puede ser analizados rigurosamente con una gráfica de Horner a menos que la presión obtenida al tiempo $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ y al tiempo Δt estén simultáneamente el régimen pseudoradial, lo cual es altamente improbable. Sin embargo, pequeños errores aparecen si el tiempo de producción antes del cierre es mucho más grande que el máximo tiempo de cierre registrado en la prueba PBU.

Ejemplo 3⁴⁶

Ver en el aula virtual- Sección Pruebas de Presión en Pozos Horizontales – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejemplo 3 (Excel).

3.4.4.5 Flujo Lineal a Tiempos Tardíos

La ecuación que rige para el flujo lineal tardío es:^{47 48}

$$P_i - P_{wf} = \frac{8,128 qB}{b_H h} \sqrt{\frac{\mu t}{k_x \phi c_t}} + \frac{141,2 qB \mu}{b_H \sqrt{k_z k_x}} \left(s_p + s_c + \frac{b_H}{L_w} s_d \right) \quad (3.174)$$

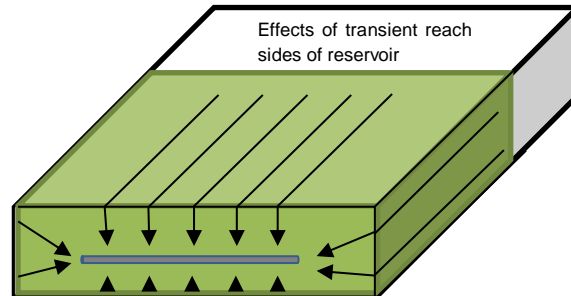
⁴⁶ Odeh, A.S and Babu, D.K. "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis". SPEFE (March 1990); Trans., AIME, 289.

⁴⁷ Goode, P.A. and Thambynayagam, R.K.M. "Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media," SPEFE (December 1987) 683; Trans., AIME, 283.

⁴⁸ Odeh, A.S and Babu, D.K. "Transient Flow Behavior of Horizontal Wells: Pressure Drawdown and Buildup Analysis". SPEFE (March 1990); Trans., AIME, 289.

El régimen de flujo lineal a tiempos tardíos comienza después de que el transiente de presión ha alcanzado las fronteras en las direcciones Z y Y y el comportamiento del flujo con respecto a estas direcciones está en estado pseudoestable, como muestra la figura 3.27.

Figura 3.27. Flujo lineal tardío incluye flujo del volumen de drenaje perpendicular al pozo.



Fuente: Modificada de Pressure Transient Testing. Lee, Rollins & Spivey. 2003

El tiempo de inicio de este periodo es el valor mayor de dos ecuaciones. La primera depende del tiempo al cual se alcanza la frontera, D_y , más allá del extremo de la cara del pozo horizontal. Este también depende de la permeabilidad, k_y , en dirección paralela a la cara del pozo.

$$t_{suf} = \frac{4800 \phi \mu c_t \left(\frac{L_w}{4} + D_y \right)^2}{k_y} \quad (3.175)$$

La otra es el tiempo al cual se alcanza la máxima distancia vertical, D_z :

$$t_{suf} = \frac{1800 \phi \mu c_t (D_z)^2}{k_z} \quad (3.176)$$

Usualmente, el inicio del régimen de flujo lineal tardío es dado por el tiempo al cual se alcanzan las fronteras en la dirección y.

El final de este régimen está dado por:

$$t_{Euf} = \frac{1650 \phi \mu c_t (d_x)^2}{k_x} \quad (3.177)$$

Esto se da cuando se alcanza la frontera más cercana en dirección perpendicular a la cara del pozo, la cual es la distancia (dx), y la permeabilidad en dicha dirección.

Se identifica el régimen de flujo lineal a tiempos tardíos por una pendiente de 0.5 en la gráfica de la derivada. Para los datos que parecen estar en este régimen de flujo, se grafica la presión versus la raíz cuadrada del tiempo. La pendiente de la línea recta que se ajuste a dichos datos puede obtenerse por método gráfico y con esta estimar la permeabilidad en la dirección X de:

$$\sqrt{k_x} = \frac{8,128 qB}{|m_{uf}| b_H h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t}} \quad (3.178)$$

Alternativamente, si ya se conoce k_x del régimen de flujo lineal a tiempos tempranos, se puede estimar la longitud del área de drenaje b_H de:

$$b_H = \frac{8,128 qB}{|m_{uf}| h} \sqrt{\frac{\mu}{\phi c_t k_x}} \quad (3.179)$$

Este régimen de flujo es el único periodo que provee los datos para calcular el skin total, s, incluyendo el daño por penetración parcial (s_p) y el skin de convergencia (s_c). Para calcular el daño mecánico (s_d):

$$s_d = \frac{L_w}{b_H} \left[\frac{b_H \sqrt{k_x k_z} (\Delta P_{t=0})}{141,2 qB \mu} - s_p - s_c \right] \quad (3.180)$$

El daño por penetración parcial es una función compleja que es calculado con una serie de ecuaciones.

$$p_{xyz} = \left(\frac{b_H}{L_w} - 1 \right) \left\{ \ln \left(\frac{h}{r_w} \right) + 0,25 \ln \left(\frac{k_x}{k_z} \right) - \ln \left[\sin \left(\frac{\pi d_z}{h} \right) \right] - 1,838 \right\} \quad (3.181)$$

$$\text{Caso 1, } \frac{a_H}{\sqrt{k_x}} > \frac{0,75 b_H}{\sqrt{k_y}} \gg \frac{0,75 h}{\sqrt{k_z}}$$

$$s_p = p_{xyz} + p'_{xyz} \quad (3.182)$$

$$p'_{xyz} = \frac{2b_H^2}{L_w h} \sqrt{\frac{k_z}{k_y}} \left\{ F\left(\frac{L_w}{2b_H}\right) + 0,5 \left[F\left(\frac{4y_m + L_w}{2b_H}\right) - F\left(\frac{4y_m - L_w}{2b_H}\right) \right] \right\} \quad (3.183)$$

Donde,

$$y_m = d_y + \frac{L_w}{2} \quad (3.184)$$

$$u = \frac{L_w}{2b_H} \quad (3.185)$$

$$u = \frac{4y_m + L_w}{2b_H} \quad (3.186)$$

$$u = \frac{4y_m - L_w}{2b_H} \quad (3.187)$$

$$F(u) = -u[0,145 + \ln(u) - 0,137(u)^2], \quad u < 1 \quad (3.188)$$

$$F(u) = (2 - u)[0,145 + \ln(2 - u) - 0,137(2 - u)^2], \quad u > 1 \quad (3.189)$$

Deben evaluarse los tres valores obtenidos para u en la función "F" de acuerdo a la condición $u > 1$ o $u < 1$ y ser remplazados en la ecuación de p'_{xyz} .

$$\text{Caso 2, } \frac{b_H}{\sqrt{k_y}} > \frac{1,33 a_H}{\sqrt{k_x}} \gg \frac{0,75h}{\sqrt{k_z}}$$

$$s_p = p_{xyz} + p_y + p_{xy} \quad (3.190)$$

$$p_y = \frac{6,28 b_H^2 \sqrt{k_x k_z}}{a_H h k_y} \left[\left(\frac{1}{3} - \frac{y_m}{b_H} + \frac{y_m^2}{b_H^2} \right) + \frac{L_w}{24 b_H} \left(\frac{L_w}{b_H} - 3 \right) \right] \quad (3.191)$$

$$p_{xy} = \left(\frac{b_H}{L_w} - 1 \right) \left(\frac{6,28 a_H}{h} \sqrt{\frac{k_z}{k_x}} \right) \left(\frac{1}{3} - \frac{d_x}{a_H} + \frac{d_x^2}{a_H^2} \right), \quad d_x \geq 0,25 a_H \quad (3.192)$$

Para pruebas de ascenso de presión, se grafica la presión versus la relación de Horner. Se obtiene la pendiente y con ella se calcula la permeabilidad o el área de

drenaje de la misma manera que para una PDD. Para calcular el daño mecánico s_d , de una prueba PBU en la ecuación dada anteriormente $\Delta P_{t=0} = (P_{t=0})_{ext} - Pwf_{(t=0)}$.

Ejemplo 4

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Horizontales – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejemplo 4 (Excel).

Ejemplo Final

Ver en el aula virtual-Sección Pruebas de Presión en Pozos Horizontales – Carpeta Ejercicios Propuestos- Archivo Ejemplo 4 (Excel).

3.4.5 Resumen del Procedimiento de Análisis

Primero, de la data en régimen de flujo radial temprano o hemirradial se calcula la permeabilidad vertical, k_z . Sin embargo, este cálculo requiere conocer independientemente k_x . No se puede obtener una expresión explícita para solo k_z .

Se puede calcular la permeabilidad en la dirección (y, k_y) de los datos en régimen de flujo pseudoradial; este cálculo requiere como el anterior que se conozca la permeabilidad en la dirección perpendicular a la cara del pozo (k_x).

El valor solo de k_x se puede calcular si se cuenta con datos en los regímenes de flujo lineal temprano o tardío.

Para determinar k_x de los datos de régimen de flujo lineal a tiempos tempranos, se debe conocer la longitud efectiva completada del wellbore, L_w . Y para conocer k_x del régimen lineal tardío, se debe contar con longitud del yacimiento, bH , paralela a la cara del pozo. Estimar estos parámetros puede ser difícil.

Por otra parte si se tiene un estimado independiente de k_x , se puede calcular la longitud efectiva del wellbore (L_w) de los datos en el régimen de flujo lineal temprano.

La longitud de la frontera paralela a la cara del pozo (bH) puede ser calculada de la data en el régimen de flujo lineal a tiempos tardíos si Kx es conocida.

4 IMPLEMENTACIÓN EN EL AULA VIRTUAL

4.1 ETAPA DE INICIO

En esta etapa se realizó la planificación de los contenidos de cada uno de los temas de la asignatura; esto abarca: recursos, actividades y estrategias de aprendizaje y evaluación. Por tanto se desarrolló el siguiente formato para diseño de experiencias en línea teniendo en cuenta las funcionalidades que nos ofrece la plataforma MOODLE; a continuación el formato para la asignatura:

 		FORMATO PARA EL DISEÑO DE EXPERIENCIAS EN LÍNEA Facultad de Físico-Químicas Escuela de Petróleos	
Nombre de la asignatura:		Análisis de Pruebas de Presión	
Nombre del Docente:		Olga Patricia Ortiz Cancino	
E-mail:		oportizc@uis.edu.co	
URL aula virtual			
PROPOSITO DE LA ASIGNATURA			
<p>Proporcionar las bases teóricas y los principios matemáticos para el análisis de pruebas de presión, como herramienta que le permite al ingeniero de petróleos determinar las condiciones de los pozos y obtener los parámetros del yacimiento a través del análisis del comportamiento de la presión con el tiempo aplicando las teorías disponibles para tal fin, mediante clases magistrales por parte del docente, consulta de fuentes bibliográficas y realización de ejercicios que le permitirían al estudiante poner en práctica lo aprendido en el aula.</p>			
Unidad o Tema		Fundamentos de flujo en medios porosos	
Competencia(s) a desarrollar		<ul style="list-style-type: none"> • Deducir la ecuación de difusividad que describe el flujo de fluidos en el medio poroso. • Identificar las diversas soluciones de la ecuación de difusividad. Aplicándolas de manera adecuada. • Reconocer y aplicar el principio de superposición para determinar la presión en un punto del yacimiento, a un tiempo determinado. • Identificar las principales pruebas de presión, sus objetivos y usos de las mismas con base en los criterios establecidos. 	
Recursos			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF "Presentación Fundamentos"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Taller de Clase"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Taller Individual"		Documento en medio electrónico	

Archivo PDF "Tablas Factor de Forma"		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Lectura comprensiva de textos	Elaboración de un resumen con extensión máxima de cinco hojas, mínima de 2 hojas acerca del Capítulo 1 del libro "Horne R- Modern Well Test Analysis A computer Aided Aproach"	Actividad: Tarea	La actividad se valorará teniendo en cuenta la cohesión y coherencia del resumen. La calificación cuantitativa será por medio de un quiz, que se realizara durante la clase (el valor cuantitativo del resumen es de una nota de 2.5, es decir, el quiz equivale al 50% de la nota. Ejemplo: si obtiene en el quiz una nota de 4.0, la calificación definitiva de esta actividad es $2.5+(0.5*4)=4.5$).
Escritura de textos	Elaborar un documento a mano de la deducción de la ecuación de difusividad.	Actividad: Tarea	Se valorará el documento escaneado, teniendo en cuenta la puntualidad en la entrega, orden, caligrafía y desarrollo paso a paso de la deducción de la ecuación. . La calificación cuantitativa será por medio de un quiz, que se realizara durante la clase (el valor cuantitativo del resumen es de una nota de 2.5, es decir, el quiz equivale al 50% de la nota. Ejemplo: si obtiene en el quiz una nota de 4.0, la calificación definitiva de esta actividad es $2.5+(0.5*4)=4.5$).
Talleres de trabajo colaborativo	Desarrollo del taller propuesto en grupos de trabajo o individual con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Actividad: Tarea o Evidencia	La valoración del trabajo se hará con base en el orden y pertinencia de las respuestas fundamentadas en las concepciones previas y temas abordados en las clases. La calificación máxima de esta actividad es 5.0.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual.		Consultar y leer de los documentos propuestos en el espacio virtual.	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos , indicadores de logro, fechas límite de entrega y realimentación de ser necesario		Desarrollar y entregar puntual de los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual).	

Entregar en los tiempos anunciados las calificaciones y realizar la-realimentación de las actividades que lo ameriten	Revisar las calificaciones y realimentaciones de las actividades desarrolladas en el aula virtual.		
Comunicación permanente con los estudiantes.	Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente.		
Control del trabajo de los grupos con el fin de asegurar una participación activa de todos los integrantes que los componen. .	Participar activamente en los trabajos colaborativos.		
Unidad o Tema	Pruebas de descenso de Presión - PDD(drawdown)		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Emplear las técnicas convencionales y modernas para el análisis de una PDD • Determinar la permeabilidad, el daño y la presión promedio del área de drenaje y la influencia de los límites del yacimiento mediante el análisis de una prueba de presión utilizando tanto las técnicas convencionales como las técnicas modernas. • Consultar fuentes bibliográficas • Usar las diferentes técnicas para desarrollar ejercicios académicos. 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso	Tipo (video, documento, animación...)		
Presentación en Power Point "Pruebas de Drawdown (PDD)"	Documento en medio electrónico		
Presentación en Power Point "Pruebas de Presión Para Sistemas Multilimites"	Documento en medio electrónico		
Presentación en Power Point "Pruebas Multitasa"	Documento en medio electrónico		
Archivo en Excel "Derivada"	Documento en medio electrónico		
Archivo en Word "Síntesis Directa de Tiab"	Documento en medio electrónico		
Carpeta "Ejercicios Propuestos"	Documentos en medio electrónico		
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Mapas conceptuales	Elaboración de un mapa conceptual sobre las pruebas PDD.	Actividad: Tarea	La actividad se valorara teniendo en cuenta la organización y relevancia de la información contenida dentro del mapa conceptual, La calificación cuantitativa será por medio de un quiz, que se realizara durante la clase, el cual podrá ser presentado solo por aquellos alumnos quienes hayan subido la actividad a la plataforma. Este tendrá una calificación mínima de 2.5 para todos aquellos estudiantes que lo presenten.
Talleres de trabajo colaborativo	Desarrollo de ejercicios propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Actividad: Evidencia	La valoración del trabajo de hará con base en el orden y precisión de las respuestas fundamentadas en las concepciones previas y temas abordados en las clases. La

			calificación máxima de esta actividad es 5.0.
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual.		Revisar en la plataforma la disponibilidad del material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas	
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.		Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido	
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.		Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de clase.	
Publicar las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-realimentación		Revisar las calificaciones y realimentaciones de las actividades desarrolladas en clase.	
Unidad o Tema	Pruebas de ascenso de presión (build up)		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Identificar las técnicas convencionales y modernas para el análisis de una prueba de ascenso de presión. • Determinar la permeabilidad, el daño y la presión promedio del área de drenaje mediante el análisis de una prueba de presión utilizando tanto las técnicas convencionales como las técnicas modernas. 		
Recursos			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF "Presentación Build up"		Documento en medio electrónico	
Archivos en Excel Ejercicios Prácticos		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Presentación Build up multitasas"		Documento en medio electrónico	
Ejercicio práctico multitasas		Documento en medio electrónico	
Archivo en Word Síntesis Directa de Tiab		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades			
(Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Lectura compresiva de textos	Lectura reflexiva "Síntesis Directa de Tiab".	Recurso Archivo	
Escritura de textos	Elaborar un documento con extensión mínima de dos hojas, máxima de 5 hojas; sobre las técnicas de análisis a trabajar en la clase.	Actividad: Tarea	La actividad se valorará teniendo en cuenta la cohesión y coherencia del resumen. La calificación cuantitativa será por medio de un quiz, que se realizara durante la clase (el valor cuantitativo del resumen es de una nota de 2.5, es decir, el quiz equivale al 50% de la nota. Ejemplo: si obtiene en el quiz una nota de 4.0, la calificación definitiva de esta actividad es $2.5+(0.5*4)=4.5$).
	• Desarrollo ejercicios	Actividad: Evidencia	La actividad se valorara teniendo en

Talleres de trabajo en grupo	propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase. <ul style="list-style-type: none"> Presentación exámenes cortos sorpresa: individuales o grupales. 		cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos con base en el orden y claridad en las respuestas. La calificación máxima de esta actividad es 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarias al aula virtual.		Consultar y leer los documentos propuestos en el espacio virtual.	
Agregar dentro del aula virtual las actividades propuestas con propósitos, indicadores de logro, fechas límite de entrega y realimentación de ser necesario		Desarrollar y entregar puntualmente los trabajos en las fechas acordadas (tiempo límite determinado en las actividades propuestas en el aula virtual).	
Entregar en los tiempos anunciados las calificaciones y realizar realimentación de las actividades que lo ameriten.		Revisar las calificaciones y realimentaciones de las actividades desarrolladas en clase.	
Comunicación permanente con los estudiantes.		Participar y aportar en cada temática a tratar, tanto virtual como presencialmente.	
Control del trabajo de los grupos con el fin de asegurar una participación activa de todos los integrantes que los componen.		Participar activamente en los trabajos colaborativos.	
Unidad o Tema	Curvas tipo, pozos de gas, otras pruebas		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> Determinar la permeabilidad, el daño y la presión promedio del área de drenaje y la influencia de los límites del yacimiento mediante el análisis de una prueba de presión utilizando curvas tipo Consultar fuentes bibliográficas Realizar ejercicios propuestos 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF "Presentación Point Curvas Tipo"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Presentación Otras Pruebas"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Presentación PBU y PDD en Pozos de Gas"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Taller Pozos de Gas"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF Well_td		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Estructuras textuales.	Elaboración de un cuadro sinóptico acerca de la aplicación práctica de las diferentes curvas tipo.	Actividad: Tarea	La actividad se valorará teniendo en cuenta la organización y veracidad de la información. La máxima calificación de esta actividad será 5.0
Lectura comprensiva de textos.	Revisión del material de clase con orientación del profesor a fin de	Actividad: Tarea	La actividad se valorará realizando un ejercicio de identificación de los

	comprender e identificar el comportamiento que toma la gráfica de la derivada en los diferentes escenarios		diferentes escenarios que se presentan en las gráficas de la derivada de de presión. La máxima calificación de esta actividad será 5.0
Aplicación práctica de los conceptos	Desarrollo de ejercicios propuestos	Recurso; Archivo Actividad Tarea o Evidencia	La actividad se valorará teniendo en cuenta la veracidad y síntesis de la información. La máxima calificación de esta actividad será 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Subir los documentos: presentaciones, artículos y lecturas complementarios al aula virtual.		Revisar en la plataforma la disponibilidad del material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas	
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.		Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido	
Publicar las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-realimentación.		Revisar las calificaciones y realimentaciones de las actividades desarrolladas en clase.	
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.		Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de clase.	
Unidad o Tema	Pruebas de Presión Considerando Flujo Multifásico		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer las técnicas convencionales y modernas para el análisis de una PBU y PDD en presencia de flujo multifásico. • Determinar la permeabilidad efectiva a cada una de las fases, la movilidad total y compresibilidad total del sistema el daño y la permeabilidad absoluta mediante el análisis de una prueba de presión que considera flujo multifásico utilizando tanto las técnicas convencionales como las técnicas modernas. • Consultar fuentes bibliográficas • Realizar ejercicios propuestos 		
Recursos			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF “ Presentación APP-Flujo Multifásico”		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF “ Interpretación Pruebas de Presión Considerando Flujo Multifásico”		Documento en medio electrónico	
Paper PDF “Analysis of Pressure-buildup Curves- R L Perrine”		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF “Application of TDS Technique to Multiphase Flow”		Documento en medio electrónico	
Archivos en Excel “Ejercicios Propuestos “		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades			
(Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)

Talleres de trabajo en grupo	Desarrollo ejercicios propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Recurso: Archivo Actividad: Tarea o Evidencia	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos con base en el orden y claridad en las respuestas. La calificación máxima de esta actividad es 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Proporcionar el material base necesario para comprender el tema de manera oportuna y eficiente.		Revisar en la plataforma la disponibilidad del material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas	
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.		Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido	
Publicación de las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-retroalimentación.		Revisión de la nota obtenida y revisión del desarrollo correcto del examen a fin de una posible revisión.	
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.		Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de clase.	
Llevar control de la asistencia		Asistir puntualmente a clases.	
Unidad o Tema	Pruebas de Presión en Pozos con Penetración Parcial o Completamiento Parcial		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer las técnicas convencionales y modernas para el análisis de una PBU y PDD en pozos parcialmente penetrados o perforados • Determinar la permeabilidad esférica o hemisférica, el daño esférico o hemisférico y la permeabilidad radial mediante el análisis de una prueba de presión en pozos con perforación o completamiento parcial utilizando tanto las técnicas convencionales como las técnicas modernas. • Consultar fuentes bibliográficas • Realizar ejercicios propuestos 		
Recursos			
(Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF "APP en Pozos con Perforación Parcial Y Completamiento Parcial"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "Presentación APP en Pozos Parcialmente Penetrados o Perforados"		Documento en medio electrónico	
Archivos en Excel "Ejercicios Propuestos "		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades			
(Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Talleres de trabajo en grupo	Desarrollo ejercicios propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Recurso: Archivo Actividad: Evidencia	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos con base en el orden y claridad en las respuestas.

			La calificación máxima de esta actividad es 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Proporcionar el material base necesario para comprender el tema de manera oportuna y eficiente.		Revisar en la plataforma la disponibilidad del material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas	
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.		Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido	
Publicación de las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-retroalimentación.		Revisión de la nota obtenida y revisión del desarrollo correcto del examen a fin de una posible revisión.	
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.		Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de clase.	
Llevar control de la asistencia		Asistir puntualmente a clases.	
Unidad o Tema	Pruebas de Presión en Pozos Hidráulicamente Fracturados		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer las técnicas convencionales y modernas para el análisis de una prueba de presión en pozos hidráulicamente fracturados. • Determinar la longitud media de la fractura, la conductividad de la fractura, la permeabilidad de la formación y el daño, mediante el análisis de una prueba de presión en pozos hidráulicamente fracturados utilizando tanto las técnicas convencionales como las modernas. • Consultar fuentes bibliográficas • Realizar ejercicios propuestos 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso		Tipo (video, documento, animación...)	
Archivo PDF " Presentación APP en Pozos Hidráulicamente Fracturados"		Documento en medio electrónico	
Archivo PDF "APP en Pozos Hidráulicamente Fracturados"		Documento en medio electrónico	
Archivos en Excel "Ejercicios Propuestos "		Documento en medio electrónico	
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Talleres de trabajo en grupo	Desarrollo ejercicios propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Recurso: Archivo Actividad: Evidencia	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos con base en el orden y claridad en las respuestas. La calificación máxima de esta actividad es 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Proporcionar el material base necesario para comprender el tema		Revisar en la plataforma la disponibilidad del	

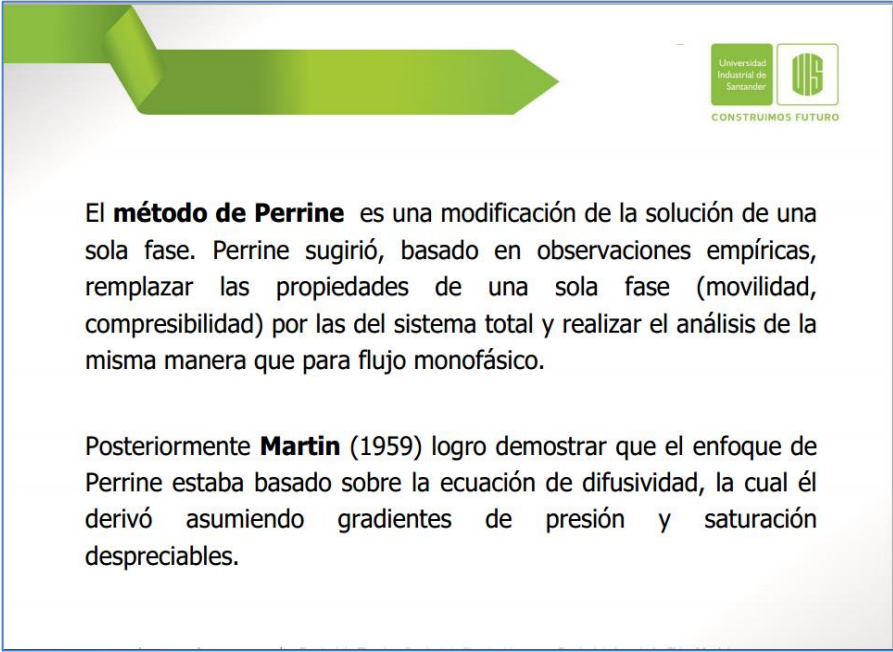
de manera oportuna y eficiente.	material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas		
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.	Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido		
Publicación de las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-retroalimentación.	Revisión de la nota obtenida y revisión del desarrollo correcto del examen a fin de una posible revisión.		
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.	Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de clase.		
Llevar control de la asistencia	Asistir puntualmente a clases.		
Unidad o Tema	Pruebas de Presión en Pozos Horizontales		
Competencia(s) a desarrollar	<ul style="list-style-type: none"> • Conocer las técnicas convencionales para el análisis de una prueba de presión en pozos horizontales. • Determinar la permeabilidad en la dirección x, y y z, el daño mecánico y la longitud del yacimiento, mediante el análisis de una prueba de presión en pozos horizontales utilizando las técnicas convencionales. • Consultar fuentes bibliográficas • Realizar ejercicios propuestos 		
Recursos (Descripción de los recursos que se suministrarán a los estudiantes para el desarrollo de las actividades presenciales o para el trabajo independiente)			
Nombre del recurso	Tipo (video, documento, animación...)		
Archivo PDF " Presentación APP en Pozos Horizontales"	Documento en medio electrónico		
Archivo PDF "APPen Pozos Horizontales"	Documento en medio electrónico		
Archivos en Excel "Ejercicios Propuestos "	Documento en medio electrónico		
Estrategias y Actividades (Descripción de estrategias a utilizar y actividades a realizar para el logro del propósito y el desarrollo de la(s) competencia(s))			
Estrategias	Descripción de actividades (definición y lineamientos para su realización)	Tipo (correspondiente en Moodle)	Valoración/calificación (Descripción de la forma cómo se valorará la actividad y qué tipo de calificación tendrá)
Talleres de trabajo en grupo	Desarrollo ejercicios propuestos con el fin de aplicar los temas y conceptos vistos en clase.	Recurso: Archivo Actividad: Evidencia	La actividad se valorara teniendo en cuenta la entrega de la solución de los ejercicios propuestos con base en el orden y claridad en las respuestas. La calificación máxima de esta actividad es 5.0
Compromisos de los participantes			
Actividades del profesor		Actividades de los estudiantes	
Proporcionar el material base necesario para comprender el tema de manera oportuna y eficiente.		Revisar en la plataforma la disponibilidad del material y así mismo revisar a conciencia las presentaciones y lecturas	
Establecer la dinámica a trabajar con los estudiantes tal como las actividades a realizar, el tiempo para cada una de ellas y el porcentaje que tendrán en la nota definitiva.		Realizar cada una de las actividades oportunamente y enviarlas a través de la plataforma en el tiempo establecido	
Publicación de las calificaciones y solución del examen sujeto a revisión si el estudiante así lo demanda-retroalimentación.		Revisión de la nota obtenida y revisión del desarrollo correcto del examen a fin de una posible revisión.	
Propiciar un espacio para la comunicación oportuna con el estudiante si este lo requiere.		Usar de forma respetuosa y adecuada la plataforma para interactuar con el docente y compañeros de	

	clase.
Llevar control de la asistencia	Asistir puntualmente a clases.

4.2 ETAPA DE DISEÑO

Una vez desarrollados los formatos, con los cuales se identificaron los recursos y actividades que se necesitaban, se continuó con la adecuación y/o diseño de cada uno de ellos para los temas de la asignatura; estos fueron: presentaciones, talleres, lecturas complementarias, ejercicios y solucionarios. Así mismo se elaboraron diapositivas y lecturas adicionales para cada uno de los casos especiales de las pruebas de presión y ejercicios prácticos. A continuación algunos pantallazos de las presentaciones elaboradas:


Figura 4.1. Pantalla diapositiva Presentación APP considerando flujo multifásico



El **método de Perrine** es una modificación de la solución de una sola fase. Perrine sugirió, basado en observaciones empíricas, reemplazar las propiedades de una sola fase (movilidad, compresibilidad) por las del sistema total y realizar el análisis de la misma manera que para flujo monofásico.

Posteriormente **Martin** (1959) logro demostrar que el enfoque de Perrine estaba basado sobre la ecuación de difusividad, la cual él derivó asumiendo gradientes de presión y saturación despreciables.


Figura 4.2. Pantalla diapositiva Presentación APP en Pozos Parcialmente Perforados o Completados



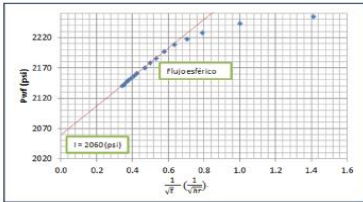
La ecuación que describe el transiente de presión en flujo esférico en un yacimiento homogéneo es:

$$P_{wf} = \left(\frac{2453q\mu B}{k_{sp}^{3/2}} \sqrt{\phi\mu c_i} \right) \frac{1}{\sqrt{t}} + \left(P_i - \frac{70,6qB\mu}{k_{sp}r_{sw}} (1 + S_{sp}) \right)$$

Por lo tanto una grafica cartesiana de P_{wf} vs $1/(t^{0,5})$ daría una línea recta




UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SÁBANDER
CONSTRUIAMOS FUTURO



www.uis.edu.co | Facultad de Ciencias - Facultad de Ciencias Humanas - Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Facultad de Ingenierías Físico Químicas - Facultad de Salud - Instituto de Proyección Regional y Educación a Distancia

10

Figura 4.3. Pantalla diapositiva Presentación APP en Pozos Hidráulicamente Fracturados




FRACTURAS DE CONDUCTIVIDAD FINITA

Este modelo es aplicable la mayoría de los casos, a menos que la permeabilidad de la formación sea extremadamente baja (en el rango de microdarcys)

REGIMENES DE FLUJO EN LA FRACTURA

Después que el pozo ha sido fracturado, se pueden observar cinco regímenes de flujo:

1. Flujo lineal en la fractura
2. Flujo bilineal
3. Flujo lineal en la formación
4. Flujo elíptico o bi-radial
5. Flujo pseudo radial

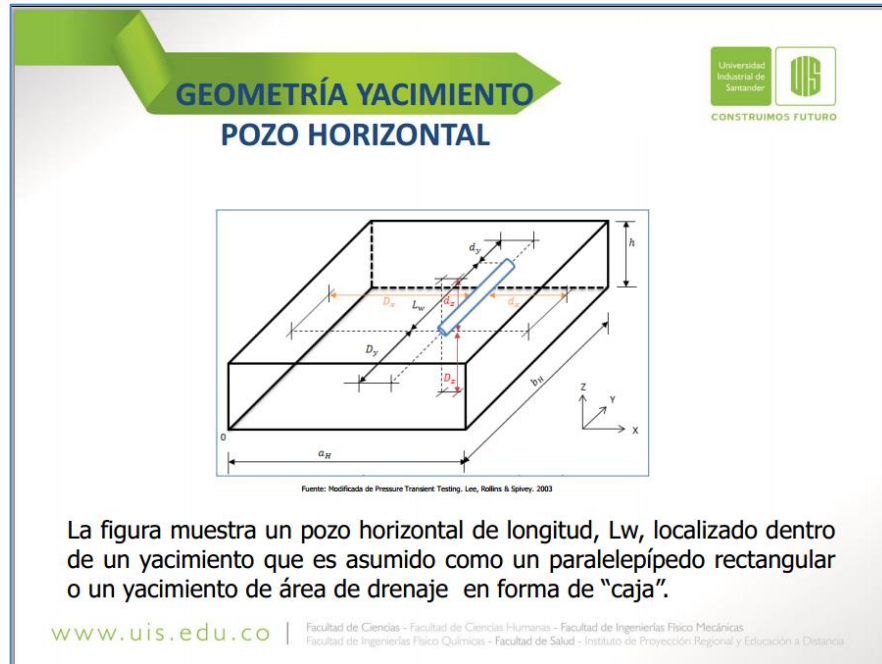


UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SÁBANDER
CONSTRUIAMOS FUTURO

www.uis.edu.co | Facultad de Ciencias - Facultad de Ciencias Humanas - Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas
Facultad de Ingenierías Físico Químicas - Facultad de Salud - Instituto de Proyección Regional y Educación a Distancia

15

Figura 4.4. Pantalla diapositiva Presentación APP en Pozos Horizontales



De igual forma, se diseñaron los ejercicios propuestos, talleres, quices y de más actividades para cada uno de los subtemas. Además se desarrollaron en el programa Excel los ejercicios propuestos paso a paso, es decir, un solucionario.

A continuación algunas imágenes de como quedaron dichos recursos:

Figura 4.5. Pantalla Ejemplo del encabezado de los ejercicios propuestos

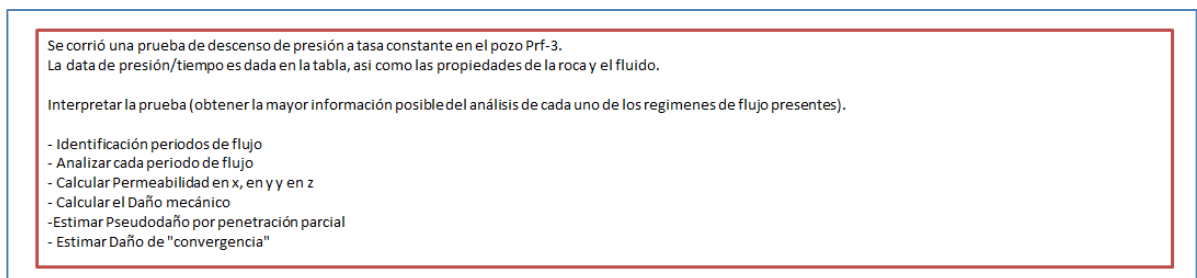


Figura 4.6. Ejemplo de la solución de un ejercicio propuesto

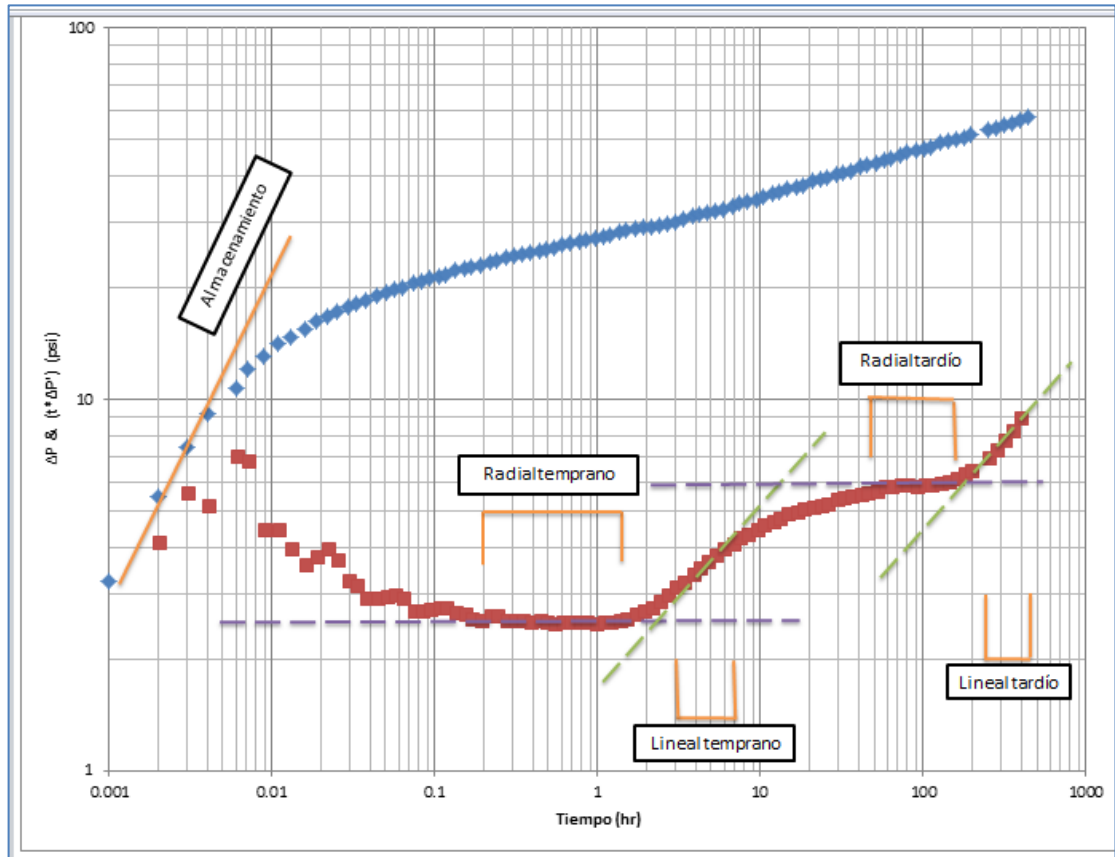


Figura 4.7. Ejemplo del paso a paso de la solución de los ejercicios propuestos

Análisis régimen de flujo radial a tiempos tempranos

Grafica Pwf vs Log t

En el gráfico de la derivada se puede observar que el régimen de flujo radial a tiempos tempranos consta de la data de 0,2 a 2 horas aproximadamente.

Graficando datos antes y después de este rango y omitiendo los datos alejados. Trazando una línea recta que se ajuste a la mayoría de los puntos que se encuentran en este régimen.

2. Pendiente

Graficando Pwf vs t en coordenadas semilog y trazando la línea recta que mejor se ajuste a los puntos que se encuentran en el periodo de flujo radial y calculando la pendiente de la misma.

$ m_{erf} $	5.92	psi/ciclo	Datos pendiente
-------------	------	-----------	-----------------

3. Permeabilidad promedio en el plano vertical

$\sqrt{k_z k_x}$	30.50	md	$\sqrt{k_z k_x} = \frac{162,6qB\mu}{L_w m_{erf} }$
------------------	-------	----	---

Por otra parte, para la implementación en el aula de los ejercicios propuestos, de los talleres y de más actividades, se cuenta para cada una de estas con un instructivo respectivo, el cual contiene el propósito, las actividades y los indicadores de logro de la actividad. Asimismo, todas las actividades están limitadas a un periodo de tiempo en el cual deben ser realizadas y entregadas.

Figura 4.8. Ejemplo del Instructivo de las actividades propuestas

Resumen Presentación Build up

Propósito

Revisar las técnicas de análisis dadas en la presentación "build up", con el fin de contextualizar a los estudiantes respecto a estas pruebas.

Actividad:

- Consultar en la bibliografía suministrada la información referente a las técnicas de análisis a trabajar en la presentación build up y elaborar un resumen en computador con extensión mínima de dos hojas, máxima 5 es decir, sintetizar la información de la forma más breve posible, utilizando un lenguaje propio.
- Subir el documento a la actividad llamada "Resumen Presentación Build up", ubicada en el tema PBU
- Utilizar normas ICONTEC (tamaño de letra: Arial 12)

Indicadores de logro:

La actividad se valorará teniendo en cuenta la cohesión y coherencia del resumen. La calificación cuantitativa será por medio de un quiz, que se realizara durante la clase (el valor cuantitativo del resumen es de una nota de 2.5, es decir, el quiz equivale al 50% de la nota. Ejemplo: si obtiene en el quiz una nota de 4.0, la calificación definitiva de esta actividad es $2.5+(0.5*4)=4.5$).

Nota: Persona que no entregue esta actividad no podrá presentar el quiz, obteniendo 0.0 en su calificación.

Es de resaltar que para los quices y exámenes teóricos, la calificación obtenida podrá ser conocida de manera inmediata por el estudiante una vez haya culminado el tiempo límite para responder la actividad. Por otro lado, los

exámenes prácticos no se implementaron directamente en el aula debido a que estos no cuenta con única respuesta (lecturas diferentes de las gráficas, el cálculo final varia sin ser incorrecto). Cabe añadir que en el calificador del curso se agregaron los ítems necesarios para las actividades y evaluaciones fuera de línea con el fin de usarlo para el promedio y porcentajes de evaluación de la asignatura.

4.3 ETAPA DE IMPLEMETACIÓN

Una vez realizado la descripción de las diferentes pruebas, la elaboración del formato, ejercicios, presentaciones, quices, talleres y demás recurso y actividades, se comenzó el montaje en la plataforma Moodle para lo cual participamos en una capacitación sobre el manejo de la misma. Como resultado de lo anteriormente mencionado, se muestra a continuación el espacio virtual creado.


Los contenidos del curso se montaron de acuerdo los formatos diseñados, siguiendo la diagramación por medio de temas dando como resultado en el tema general la información correspondiente a: el programa de la asignatura, los foros correspondientes a Novedades del curso que tiene como finalidad brindar un espacio para las últimas noticias del curso; el foro de preguntas y respuestas usado en el caso de dudas y el foro social o cafetería destinado para el espacio social del curso, algunas URL externas y algunos libros de consulta. Asimismo se evidencia en la zonas laterales los bloques de izquierda a derechas: Personas, Actividades, Ajustes, últimas noticias, Entrar/salir, Calendario y Mensajes


Tema 1





Figura 4.10. Pantalla Tema 1: fundamentos de flujo en medios porosos


Tema 1






FUNDAMENTOS DE FLUJO EN MEDIOS POROSOS

PROBLEMA REAL	PROBLEMA TRANSFORMADO
	

 **Recursos**

-  Presentación Fundamentos
-  Taller de Clase
-  Taller Individual
-  Tablas Factor de Forma

Actividades 

-  Resumen capitulo Libro de Home
-  Quiz Resumen Cap 1 libro
-  Ecuación de Difusividad
-  Quiz Ecuación de Difusividad
-  Taller de Clase-Entrega
-  Taller Individual-Entrega
-  Previo 1: Evaluación Teórica Fundamentos

Tema 2

Figura 4.11. Pantalla Tema 2: Pruebas de descenso de presión

Tema 2

PRUEBAS DE DESCENSO DE PRESIÓN (DRAWDOWN)



Recursos

-  Presentación Pruebas de Drawdown (PDD)
-  Presentación Pruebas de Presión Para Sistemas Multilimites
-  Presentación Pruebas Multitasa
-  Síntesis Directa De Tiab
-  Ejercicios Propuestos
-  Ejercicios Propuestos Desarrollados

Actividades



-  Conceptos PDD
-  Quiz Conceptos PDD
-  Entrega Ejercicios Propuestos
-  Previo 2: Evaluación Teórica PDD


Tema 3




Figura 4.12. Pantalla Tema 3: Pruebas de ascenso de presión


Tema 3





PRUEBAS DE ASCENSO DE PRESIÓN (BUILD UP)



 **Recursos**

-  Presentación Build up
-  Presentación Build Up Multitasa
-  Ejercicios Propuestos
-  Ejercicios Propuesto Desarrollados

Actividades 

-  Resumen Presentación Buildup
-  Quiz Resumen Presentación Build up
-  Entrega Ejercicios Propuestos
-  Previo 3: Evaluación Teórica PBU

Tema 4

Figura 4.13. Pantalla Tema 4: Pruebas de presión en pozos de gas y otras pruebas

Tema 4

PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS DE GAS Y OTRAS PRUEBAS

Presión

caudal

Pulso No 1 2 3 4 5 6

Inicio de la prueba

Tiempo

$\Delta p1$

$\Delta p4$

Δtp

Δtc

IL1

IL3

IL4

Recursos

- Presentación PBU y PDD en Pozos de Gas
- Presentación Pruebas en Pozos de Gas
- Presentación Otras Pruebas
- Taller Pozos de Gas
- Welt_td

Actividades

- Entrega-Taller Pozos de Gas
- Quiz Curvas Tipo
- Previo 4: Evaluación Otras Pruebas

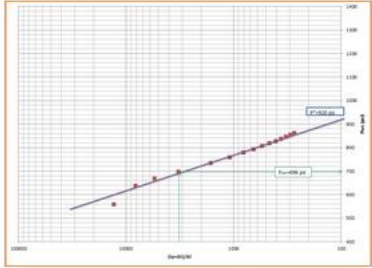
Temas Casos Especiales Pruebas de Presión


Tema 5







Figura 4.14. Pantalla Tema 5: Pruebas presión considerando flujo multifásico


Tema 5


PRUEBAS DE PRESIÓN CONSIDERANDO FLUJO MULTIFÁSICO



 **Recursos**

-  Presentación APP-Flujo Multifásico
-  Ejercicios Propuestos
-  Interpretación Pruebas de Presión Considerando Flujo Multifásico
-  Analysis of Pressure-buildup Curves- R L Perrine
-  Application of TDS Technique to Multiphase Flow. F H Escobar and M Montealegre
-  Ejercicios Propuestos Desarrollados

Actividades 

 Entrega Ejercicios Propuestos


Tema 6

Figura 4.15. Pantalla Tema 6: Pruebas de Presión en pozos parcialmente perforado o completado

Tema 6

PRUEBAS DE PRESIÓN PERFORACIÓN PARCIAL Y COMPLETAMIENTO PARCIAL



 **Recursos**

-  [Presentación APP en Pozos Parcialmente Penetrados o Perforados](#)
-  [Ejercicios Propuestos](#)
-  [APP en Pozos con Perforación Parcial Y Penetración Parcial](#)
-  [Ejercicios Propuestos Desarrollados](#)

Actividades 

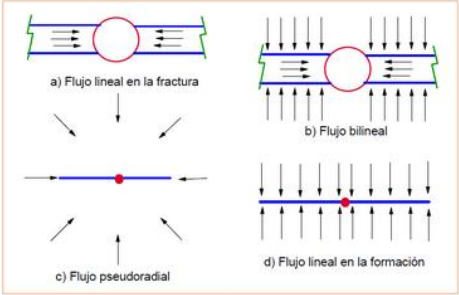
-  [Entrega Ejercicios Propuestos](#)

Tema 7

Figura 4.16. Pantalla Tema 7: Pruebas de presión en pozos hidráulicamente fracturado

Tema 7

PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HIDRÁULICAMENTE FRACTURADOS







a) Flujo lineal en la fractura

b) Flujo bilineal


c) Flujo pseudoradial


d) Flujo lineal en la formación

Recursos

-  Presentación APP en Pozos Hidráulicamente Fracturados
-  APP en Pozos Hidráulicamente Fracturados
-  Ejercicios Propuestos
-  Ejercicios Propuestos Desarrollados

Actividades



 Entrega Ejercicios Propuestos

Tema 8

Figura 4.17. Pantalla Tema 8: Pruebas de presión en pozos horizontales

Tema 8

PRUEBAS DE PRESIÓN EN POZOS HORIZONTALES



Recursos

- Presentación APP en Pozo Horizontal
- Ejercicios Propuestos
- APP en Pozos Horizontales
- Ejercicios Propuestos Desarrollados

Actividades

- Entrega Ejercicios Propuestos

"La vida de todos los hombres termina igual. Son solo los detalles de cómo vive y cómo muere lo que distingue a un hombre de otro".

Ernest Hemingway

Usted se ha identificado como [Diego Felipe Acevedo: Estudiante\(Volver a mi rol normal\)](#)

Con respecto a la exámenes y quices, se presenta un ejemplo, el cual muestra el tipo de modelo que se sigue para los todos los exámenes teóricos del curso (Previos y exámenes cortos).

Figura 4.18. Pantalla Ejemplo del Instructivo de los quices

Quiz Resumen Presentación Build up

Este examen consta de una serie preguntas, las cuales incluyen falso/verdadero, emparejamiento y/o tan solo de selección múltiple. Seleccione la respuesta o respuestas que considere correcta(s).

En el caso de las preguntas de selección múltiple recuerde:

1. Si las opciones de respuestas están identificadas con la siguiente viñeta ; respuesta única. Es decir, solo debe seleccionar una opción.
2. Si las opciones de respuestas están identificadas con la siguiente viñeta ; múltiple respuesta. Es decir, debe seleccionar más de una opción, tenga en cuenta que en este tipo de pregunta por cada opción incorrecta seleccionada acarrea puntos negativos.

Contará con un tiempo suficiente determinado para solucionar el quiz, una vez el tiempo se acabe; el examen se cerrará automáticamente. Por lo tanto, deberá terminar antes y enviar sus respuestas.

Intentos permitidos: 1

Este cuestionario está abierto en lunes, 14 de octubre de 2013, 08:00

Este cuestionario se cerrará el sábado, 14 de diciembre de 2013, 16:20

Límite de tiempo: 8 minutos

[Comenzar](#)

Figura 4.19. Pantalla ejemplo tipo de preguntas de los exámenes

Navegación por el cuestionario
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

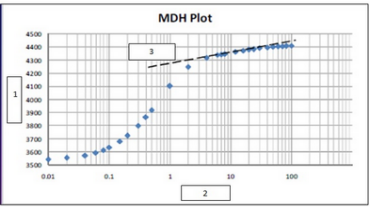
1 2 3
 Terminar intento...
 Tiempo restante 0:06:58
 Comenzar una nueva previsualización

Ajustes

Administración del cuestionario
 Editar ajustes
 Anulaciones de grupo
 Editar cuestionario
 Vista previa
 Roles asignados localmente
 Permisos

Pregunta 2
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

Uno de los métodos para el análisis de las pruebas ascenso de presión, es el método MDH; en el cual se debe realizar un gráfico característico. Complete el gráfico



seleccionando la respuesta correcta para cada uno de los espacios en blanco.

2 Elegir...
 3 Elegir...
 1 Elegir...

Navegación por el cuestionario
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

1 2 3
 Terminar intento...
 Tiempo restante 0:07:55
 Comenzar una nueva previsualización **Siguiente**

Pregunta 1
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

Una prueba de restauración de presión requiere cerrar el pozo productor después de que se ha producido durante algún tiempo en el que la estabilización de la rata se alcanza.

Seleccione una:
 Verdadero
 Falso

Navegación por el cuestionario
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

1 2 3
 Terminar intento...
 Tiempo restante 0:06:03
 Comenzar una nueva previsualización

Pregunta 3
 Sin responder aún
 Puntúa como 1
 Marcar pregunta
 Editar pregunta

Existen varios métodos para determinar la presión promedio a partir de una prueba PBU, cuáles de los siguientes métodos, son empleados en dicho calculo:

Seleccione una o más de una:
 A. Método de Ramey-Cobb
 B. Método de Perrine
 C. Método Directo
 D. Método MBH (Matthews-Bronz & Hasebrock)
 E. Todos los anteriores

En cuanto a las calificaciones, los estudiantes podrán consultar sus respectivas notas una vez el tiempo de cierre del cuestionario para todos los participantes se haya terminado. Igualmente podrán consultar todas las notas que haya obtenido y conocer su nota final.

Figura 4.20. Pantalla hoja de calificaciones del aula virtual

Usuario - Diego Felipe Acevedo

Ítem de calificación	Calificación	Rango	Porcentaje	Retroalimentación
Análisis de Presiones II semestre 2013				
Previos				
<input checked="" type="checkbox"/> Previo 1: Evaluación Teórica Fundamentos	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Previo 2: Evaluación Teórica PDD	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Previo 3: Evaluación Teórica PBU	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Previo 4: Evaluación Otras Pruebas	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Practico 1: Fundamentos	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Practico 2: PDD	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Practico 3: PBU	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
Quices-Talleres-Ejercicios				
Quiz 1				
<input type="checkbox"/> Resumen capítulo Libro de Horne		-		
<input checked="" type="checkbox"/> Quiz Resumen Cap 1 libro	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
<input type="checkbox"/> Taller de Clase-Entrega	-	0-50	-	
<input type="checkbox"/> Taller Individual-Entrega	-	0-50	-	
Quiz 2				
<input type="checkbox"/> Ecuación de Difusividad		-		
<input checked="" type="checkbox"/> Quiz Ecuación de Difusividad	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
Quiz PDD				
<input type="checkbox"/> Conceptos PDD		-		
<input checked="" type="checkbox"/> Quiz Conceptos PDD	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
Quiz PBU				
<input type="checkbox"/> Resumen Presentación Buildup		-		
<input checked="" type="checkbox"/> Quiz Resumen Presentación Build up	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
<input type="checkbox"/> Entrega-Taller Pozos de Gas	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Quiz Curvas Tipo	-	0-50	-	
<input checked="" type="checkbox"/> Total Ejercicios Propuestos	-	0-50	-	
Total categoría	-	0-50	-	
Total del curso	-	0-50	-	

5 CONCLUSIONES

El espacio virtual implementado pone a disposición diversos recursos y actividades que brinda un gran apoyo a la asignatura presencial de análisis de presiones; permitiendo el acompañamiento en los procesos de aprendizaje, enseñanza y evaluación con herramientas tecnológicas, aportando valor agregado a dichos procesos educativos.

El compendio de información presentado sobre las principales pruebas de presión es un recurso de consulta para aquellos estudiantes que pretenden ampliar su conocimiento acerca de estas pruebas.

Se describieron e implementaron en el espacio virtual pruebas de presiones adicionales que no están contenidas en la asignatura, como lo fueron: pruebas de presión en pozos parcialmente perforados o completados, pruebas de presión considerando flujo multifásico, pruebas de presión en yacimientos hidráulicamente fracturados y pruebas de presión en pozos horizontales que permiten al estudiante profundizar en esta rama de la ingeniería de petróleos y así complementar su formación académica.

Como resultado de la revisión bibliografía se elaboraron, diseñaron y adecuaron las diferentes presentaciones, talleres y exámenes correspondientes a cada uno de los temas implementados en el espacio virtual, además de los documentos para las pruebas adicionales (casos especiales de las pruebas de presión) que describen con mayor detalle los métodos convencionales y modernos para el análisis de las mismas.

Las diferentes actividades propuestas en el espacio virtual implementado, involucran variadas estrategias de enseñanza que fomentan en el estudiante la lectura, la puntualidad, la responsabilidad y principalmente contribuyen al cambio del proceso de enseñanza-aprendizaje donde el docente es un transmisor de información única y los estudiantes receptores que deben recitar y transcribir todo, a un proceso donde el profesor se convierte en un guía y facilitador de trabajo y el estudiante por sí mismo construye conceptos, competencia, actitudes y valores.

Se diseñaron y desarrollaron paso a paso un gran número de ejercicios en el programa Excel para cada una de las pruebas de presión con lo cual los estudiante podrán encontrar en un mismo lugar variados problemas de diferentes

fuentes para resolver y a su vez la solución de los mismos, permitiendo así poner en práctica los conceptos vistos en clase y la correcta realimentación.

La dinámica que maneja la plataforma permite al docente abarcar una temática previamente establecida a pesar de diversos inconvenientes o interrupciones que puedan llegar a presentarse en la institución.

El trabajo constante que conlleva el desarrollo de las múltiples actividades y la fácil interacción docente-alumno y alumno-alumno que brindan el espacio virtual fomenta el trabajo colaborativo y el proceso de realimentación, logrando así afianzar los conocimientos adquiridos.

La herramienta es un fiel ejemplo de como la educación a medida que avanza en sus contenidos y profundiza en diferentes áreas, también debe avanzar en sus medios y metodologías para cumplir satisfactoriamente el objetivo principal de la misma; un correcto aprendizaje.

6 RECOMENDACIONES

Complementar el material disponible abarcando otros casos especiales de pruebas de presión como lo son pruebas en yacimientos fracturados, formaciones multicapa y demás.

Se recomienda a las demás asignaturas adoptar como propia la iniciativa de soportar en un ambiente virtual la temática contenida en el programa de las mismas, haciendo uso de los recursos con los que cuenta la Universidad.

Elaborar material multimedia acerca del manejo de software “pansystem” para la interpretación de las pruebas de presión e implementarlo en el espacio virtual, a fin de fortalecer esta competencia.

Contemplar la posibilidad de crear una asignatura complementaria de carácter electivo acerca de los casos especiales de pruebas de presión tomando como base y punto de partida el material académico elaborado en el presente trabajo.

7 BIBLIOGRAFÍA

AGUILAR, Esperanza. CORREDOR, Martha Vitalia. EWERT, Claude. FIALLO, Jorge. PORRAS, Hernán. RAMON, Jorge. Aula Virtu@l Una alternativa en educación superior. Bucaramanga: Ediciones UIS. 2003.

AHMED, Tarek y McKINNEY Paul D. Advanced Reservoir Engineering. 1 ed. USA: Elsevier, 2005.

ALVARADO, D. Análisis de Pruebas de Presión. 2004.

ARBELAEZ, Ruby CORREDOR, Martha Vitalia. PEREZ, Martha Ilce. Enseñanza en línea: Otra opción para la formación en el ámbito universitario. Bucaramanga: Ediciones UIS 2010

ARBELAEZ, Ruby CORREDOR, Martha Vitalia. PEREZ, Martha Ilce. Estrategias de enseñanza y aprendizaje. Bucaramanga: Ediciones UIS 2009

ARBELAEZ, Ruby CORREDOR, Martha Vitalia. PEREZ, Martha Ilce. Concepciones sobre competencias. Bucaramanga: Ediciones UIS 2009

AYAN, C. & LEE, W. J. Multiphase pressure buildup analysis: field examples. Paper SPE 17142, 1988.

BOURDET, G. Well Testing: Interpretation Methods. Traducido por Barbara Brown Balvet. Francia: Editions Technip, 1998

CHAUDHRY, A. Oil Well Testing Handbook. 1 ed. USA: Elsevier, 2004.

Cinco-Ley, H. and Samaniego-V. F. Transient Pressure Analysis for Fractured Wells. JPT (September 1981) 1749. Paper SPE 7490

Cinco-Ley, H., Samaniego-V. and Dominguez, N. Transient Pressure Behavior for a Well With a Finite-Conductivity Vertical Fracture. SPEJ (August 1976). Paper SPE 6015

Cinco-Ley, H., Samaniego-V. Transient Pressure Analysis: Finite-Conductivity-Fracture Case vs Damaged-Fracture Case. Paper SPE 10179, 1981.

DA PRAT, Giovanni. Well Test Analysis for Fractured Reservoir Evaluation. New York: Elsevier, 1990

DAVIAN, F. MOUROVAL, G. BOUDAROT, G. and CURUCHET, P. Pressure Analysis for Horizontal Wells. Paper SPE 14251, 1985.

EARLOUGHER, R. Advances in Well Test Analysis. 2 ed. USA: Millet the Printer, 1997.

ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Presiones de Pozos. 1 ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2003.

ESCOBAR, F. Análisis Moderno de Pruebas de Presión. 1 ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2010.

ESCOBAR, F. H. y MONTEALEGRE, M. Application of TDS Technique to Multiphase Flow. Mayo 30, 2008.

EZEKWE, N. Petroleum Reservoir Engineering Practice. 1 ed. Pearson Education, 2010.

HORNE, R. Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach. 4 ed. USA: Petroway, 1995.

KUCHUK, F.J. Well Testing and Interpretation for Horizontal Wells. JPT 1995; Trans, AIME. Paper SPE 25232

LEE, John. ROLLINS, John B. SPIVEY, John P. Pressure Transient Testing. USA. SPE Teexbook vol.9, 2003

MARTIN, J. C. Simplified Equations of Flow in Gas Drive Reservoirs and the theoretical Foundation of Multiphase Pressure Buildup Analyses. Petroleum Transaction. AIME, 216: 321.232, also SPE Paper 1235-G. 1959.

MATTHEWS, C. Pressure Buildup and Flow Tests in Wells. USA. AIME. 1967

ODEH, A.S and BABU, D.K. Transient Flow Behavior of Horizontal Wells; Pressure Drawdown and Builduo Analysis. SPEFE (March-1990); Trans, AIME.

OZKAN, E. RAGHAVAN Y JOSHI, S.D. Horizontal Well Pressure Analysis. SPEFE 1989. Paper SPE 16378, 1989.

PERRINE, R. L. "Analysis of Pressure-buildup Curves", Paper SPE 56-482, 1956.

SABET, M A. Well Test Analysis. USA: Vol 8, 1991.

Schlumberger: "Introduction to Well Testing", 2006.

TIAB, D. AZZOUGEN, A. ESCOBAR, F. Y BERUMEN, S. Analysis of Pressure Derivative Data of a Finite-Conductivity Fracture by the Direct Synthesis Technique. Paper SPE 52201, 1999.

TIAB, D. Gas Reservoir Engineering. USA: Summer University 2000.

TIAB, D. ISAPA, N. MONGI, A. Interpretation of Multirate Test by Pressure Derivate SPE paper 53935, 1999.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS
















HEISENBERG, Ever. Conceptos de Educación. [Consultado Junio de 2013] Disponible en: <<http://es.scribd.com/doc/7622903/Concepto-de-Educacion>>.

MOODLE. Disponible en: <https://moodle.org/?lang=es>

8 ANEXOS

Anexo1:

Tabla 2. Factores de forma para varias áreas de drenaje de pozos sencillos
Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

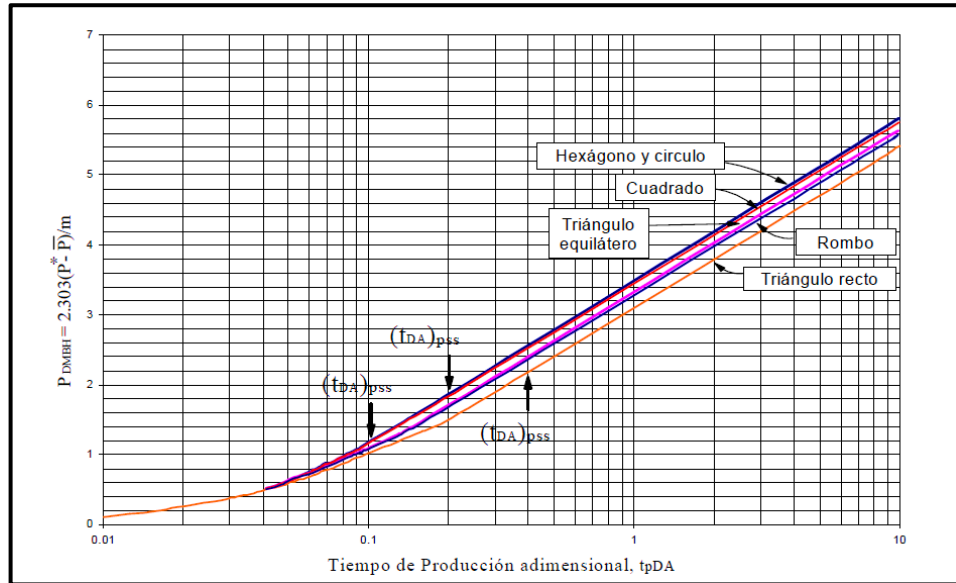
Yacimientos finitos	C_A	Exacto Para $t_{DA} >$	Menos de 1 % error para $t_{DA} >$	Use solución de sistema infinito con menos de 1 % error for $t_{DA} >$
	31.62	0.1	0.06	0.1
	31.6	0.1	0.06	0.1
	27.6	0.2	0.07	0.09
	27.1	0.2	0.07	0.09
	21.9	0.4	0.12	0.08
	0.098	0.9	0.6	0.015
	30.8828	0.1	0.05	0.09
	12.9851	0.7	0.25	0.03
	4.5132	0.6	0.30	0.025
	3.3351	0.7	0.25	0.01
	21.8369	0.3	0.15	0.025
	10.8374	0.4	0.15	0.025
	4.5141	1.5	0.50	0.06
	2.0769	1.7	0.5	0.02
	3.1573	0.4	0.15	0.005

	CA	Exacto para $t_{DA} >$	Menos de 1 % error para $t_{DA} >$	Use solución de sistema infinito con menos de 1 % error for $t_{DA} >$
	0.5813	2.0	0.6	0.02
	0.1109	3.0	0.6	0.005
	5.379	0.8	0.3	0.01
	2.6896	0.8	0.3	0.01
	0.2318	4.0	2.0	0.03
	0.1155	4.0	2.0	0.01
	2.3606	1.0	0.4	0.025
Vertical-Fractured reservoirs	Use $(X_e/X_f)^2$ in place of A/rw^2 for fractured reservoirs			
	2.6541	0.175	0.08	Cannot use
	2.0348	0.175	0.09	Cannot use
	1.9986	0.175	0.09	Cannot use
	1.662	0.175	0.09	Cannot use
	1.3127	0.175	0.09	Cannot use
	0.7887	0.175	0.09	Cannot use

Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 2:

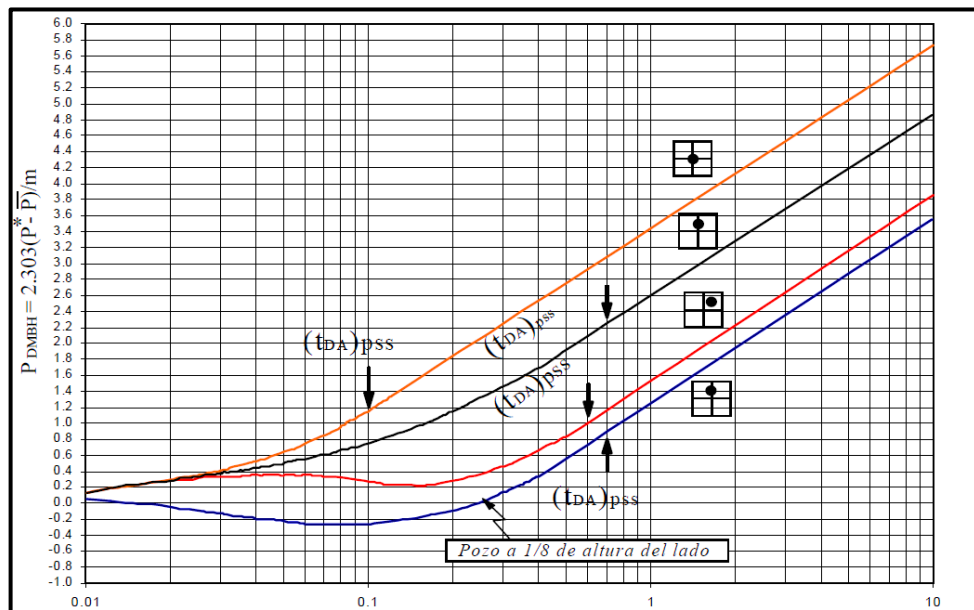
Grafica 6. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drenaje equiláteras
 Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 3:

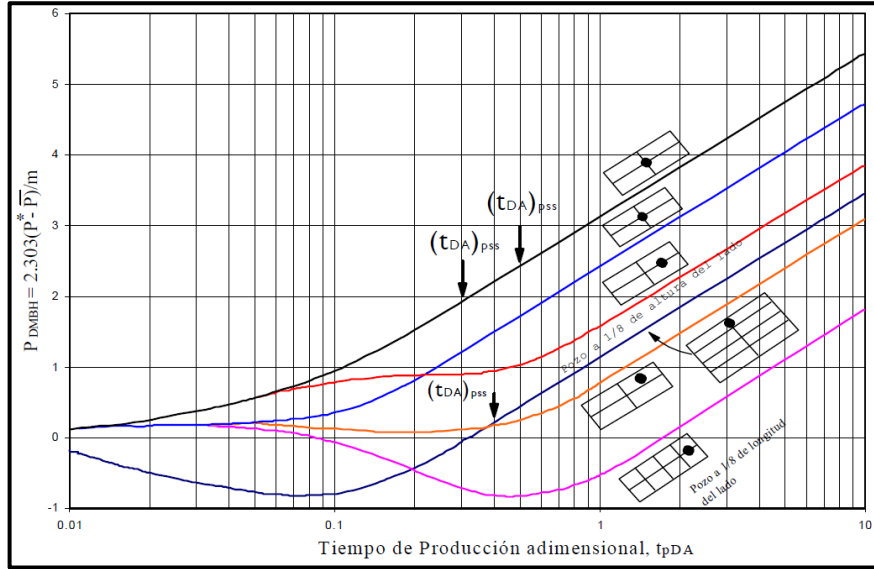
Grafica 7. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drenaje cuadradas
 Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 4:

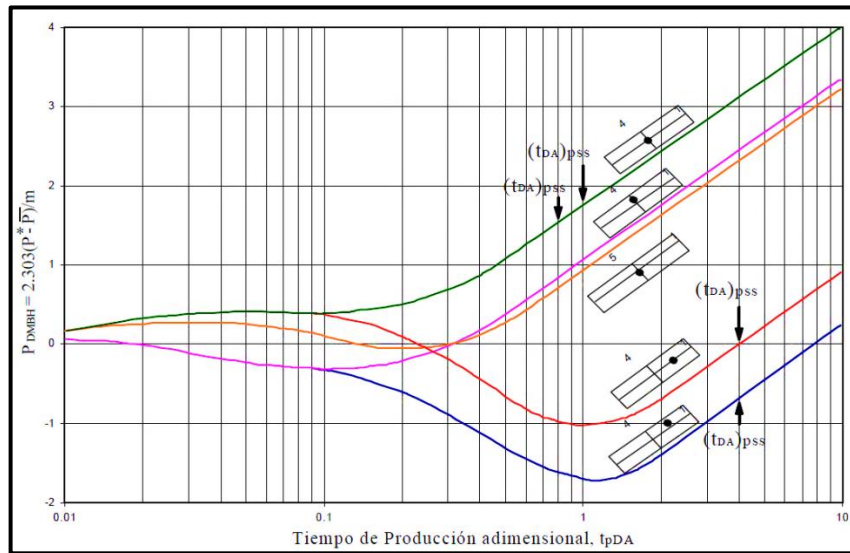
Grafica 8. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 2:1
 Fuente: Moderno de Presiones. Escobar F. 2003



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 5:

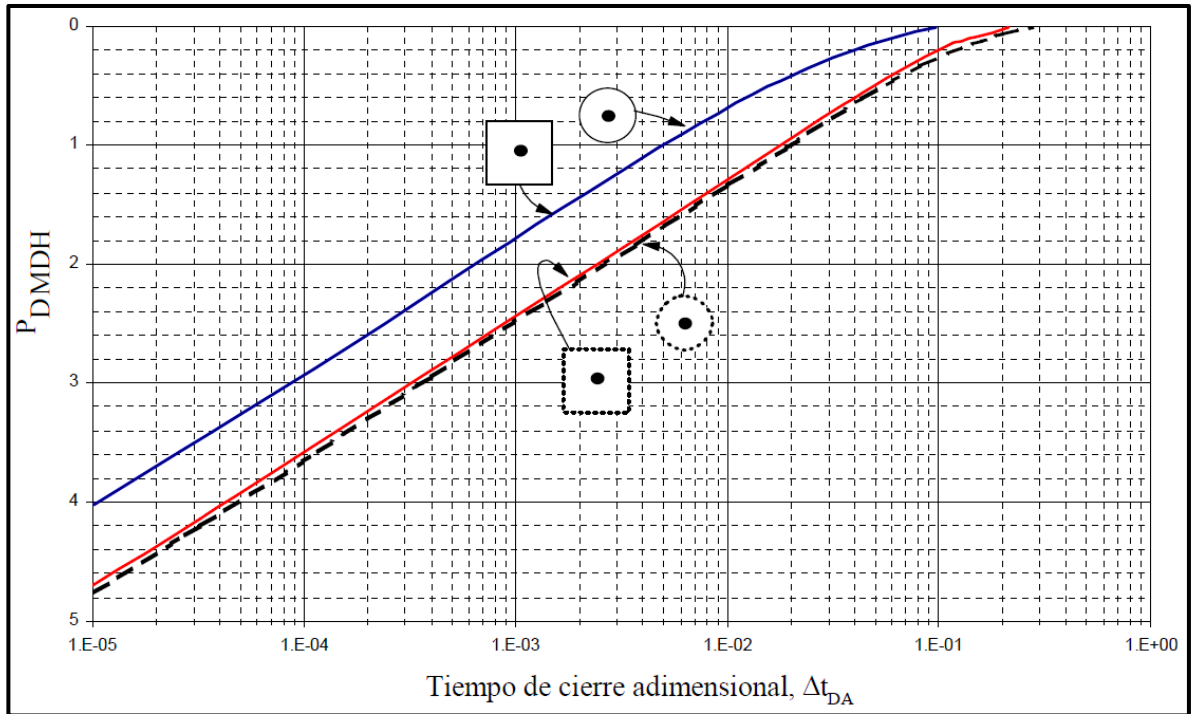
Grafica 9. PD MBH para un pozo en el centro de áreas de drenaje rectangulares con relación de lado 4:1 y 5:1
 Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 6:

Grafica 10. PD MDH para un pozo en el centro de áreas de drene circular y cuadrada
Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003



Fuente: Análisis Moderno de Presiones. Escobar F. 2003

Anexo 7: NOMENCLATURA

A	Área de drenaje, acres o ft ²
a_H	Ancho total del yacimiento perpendicular al pozo horizontal, ft
b_H	Longitud del yacimiento en dirección paralela al pozo horizontal, ft
B_g	Factor volumétrico de formación del gas, RB/Mscf
B_o	Factor volumétrico de formación del aceite, RB/STB
$\frac{dB_o}{dP}$	Primera derivada de B_o respecto a la presión, RB/STB/psia
B_w	Factor volumétrico de formación del agua, RB/STB
c_f	Compresibilidad de la formación, psia ⁻¹
C_{fD}	Conductividad adimensional de la fractura
c_g	Compresibilidad del gas, psia ⁻¹
c_o	Compresibilidad del aceite, psia ⁻¹
c_t	Compresibilidad total, psia ⁻¹
c_w	Compresibilidad del agua, psia ⁻¹
C_A	Factor de forma, adimensional
d_x	La menor distancia entre el pozo horizontal y la frontera x, ft
d_y	La menor distancia entre el extremo del pozo horizontal y la frontera y, ft
d_z	La menor distancia entre el pozo horizontal y la frontera z, ft

D_x	La mayor distancia entre el pozo horizontal y la frontera x, ft
D_y	La mayor distancia entre el extremo pozo horizontal y la frontera y, ft
D_z	La mayor distancia entre el pozo horizontal y la frontera z, ft
ETR	Acrónimo para región de tiempos tempranos en una prueba
h	Espesor neto de la formación, ft
h_p	Longitud intervalo perforado, ft
J_{actual}	Índice de productividad STB/D/psia
$k:k_r$	Permeabilidad radial, md
$k_f w_f$	Conductividad de la fractura, md-ft
k_g	Permeabilidad efectiva al gas, md
k_h	Permeabilidad horizontal, md
k_{sh}	Permeabilidad flujo hemisférico
k_o	Permeabilidad efectiva al aceite, md
k_s	Permeabilidad zona dañada, md
k_{sp}	Permeabilidad esférica, md
k_v	Permeabilidad vertical, md
k_w	Permeabilidad efectiva al agua, md
k_x	Permeabilidad en la dirección x, md
k_y	Permeabilidad en la dirección y, md
k_z	Permeabilidad en la dirección z, md
L_w	Longitud del pozo horizontal, ft
LTR	Acrónimo de región de

	tiempos tardíos en una prueba
m	Pendiente de la línea MTR, psi/ciclo
m'	Pendiente de la línea de tiempos intermedios en la gráfica $(P_i - P_{wf})/q$ vs $\log(t)$, psia/STB/D/ciclo
$m_{BL}: m_b$	Pendiente de la línea recta semilog en la gráfica de flujo bilineal, psia/ciclo
m_{elf}	Pendiente de la gráfica raíz cuadrada del tiempo para flujo lineal a tiempos tempranos, Raíz(hr)
m_{erf}	Pendiente de la gráfica semilog del régimen radial temprano, psi/ciclo
m_{hrf}	Pendiente de la gráfica semilog para flujo hemiradial, psi/ciclo
m_{ulf}	Pendiente de la gráfica raíz cuadrada del tiempo para flujo lineal a tiempos tardíos, Raíz(hr)
m_L	Pendiente de la línea recta en la gráfica semilog del flujo lineal, psia/ciclo
MTR	Acrónimo de región de tiempos intermedios en una prueba.
N_p	Producción acumulada de aceite, STB
P	Presión, psia
P^*	Presión extrapolada de la línea en tiempos intermedios hasta el tiempo de cierre infinito, psia
\bar{P}	Presión promedio del yacimiento, psia
P_D	Presión adimensional
P_e	Presión al radio de drenaje, psia
P_i	Presión inicial del

	yacimiento, psia
ΔP	Caída de presión, psia
q	Tasa de flujo, STB/D o Mscf/D
q_t	Tasa de flujo total, STB/D
r_e	Radio externo de drenaje, ft
r_w	Radio del pozo ft
R_s	Solubilidad del gas en el aceite, scf/STB
$\frac{dR_s}{dP}$	Primera derivada de R_s respecto a la presión, scf/STB/psia
s	Factor skin, adimensional
s_c	Skin de convergencia, adimensional
$s_m = s_d$	Skin causado por el daño de la formación o daño mecánico, adimensional
s_{sp}	Skin esférico o Daño causado por el flujo esférico, adimensional
s_{hs}	Skin hemisférico, adimensional
$S_{o,g,w}$	Saturación de aceite o gas o agua, fracción de volumen de poro
t_{Eelf}	Tiempo final del flujo lineal temprano, horas
t_{Eerf}	Tiempo final del flujo radia temprano, horas
t_{Ehrf}	Tiempo final del flujo hemiradial, horas
t_{Eulf}	Tiempo final del régimen de flujo lineal a tiempos tardíos, horas
t_{Eprf}	Tiempo final del flujo pseudoradial, horas
t_{self}	Tiempo de inicio flujo del lineal temprano, horas
t_{serf}	Tiempo de inicio del flujo radia temprano, horas
t_{shrf}	Tiempo de inicio del flujo hemiradial, horas

t_{suf}	Tiempo inicio del flujo lineal a tiempos tardíos, horas
t_{sprf}	Tiempo de inicio del flujo pseudoradial, horas
λ	Relación de movilidad, adimensional
μ	Viscosidad, cp
w_f	Ancho de la fractura, in
x_f	Longitud media de la fractura, ft

Nomenclatura Técnica de TIAB

t_i	Tiempo de intersección entre la línea de flujo radial y la de pendiente unitaria
t_{LBLi}	Tiempo de intersección de la línea de flujo bilineal y la línea de flujo lineal en la curva de la derivada, horas
t_{LPi}	Tiempo de intersección de la línea de flujo lineal y la línea en estado pseudoestable en la curva de la derivada, horas
t_{LRI}	Tiempo de intersección de la línea de flujo lineal y la línea de flujo radial en la curva de la derivada, horas
t_{PBRi}	Tiempo de intersección de la línea de flujo birradial y la línea en estado pseudoestable en la curva de la derivada, horas

t_{ps}, t_{pss}	Cualquier tiempo conveniente durante la porción de línea recta del estado pseudiestable, hr
t_{RBLi}	Tiempo de intersección de la línea de flujo bilineal y la línea de flujo radial en la curva de la derivada, horas
t_{RBRi}	Tiempo de intersección de la línea de flujo birradial y la línea de flujo radial en la curva de la derivada, horas
t_{RPI}	Tiempo de intersección de la línea de flujo radial y la línea en estado pseudoestable en la curva de la derivada, horas
$t_r, (t)_R$	Cualquier tiempo conveniente durante el periodo de flujo radial, hr
t_x	Tiempo al cual tiene lugar el valor del pico, hr
$(t * \Delta P')_{BL1}$	Derivada a t=1 hr sobre la línea recta del flujo bilineal o su extrapolación, psi
$(t * \Delta P')_{BR1}$	Derivada a t=1 hr sobre la línea recta del flujo birradial o su extrapolación, psi
$(t * \Delta P')_{L1}$	Derivada a t=1 hr sobre la línea recta del flujo lineal o su extrapolación, psi
$(t * \Delta P')_{ps}$	Derivada a t_{ps} sobre la

	línea recta del estado pseudoestable o su extrapolación, psi
$(t * \Delta P')_R,$ $(t * \Delta P')_r$	Derivada a $(t)_R$ sobre la línea recta del flujo radial o su extrapolación, psi
$(t * \Delta P')_x$	Derivada del punto máximo (pico), psi
$(\Delta P)_{BL1}$	Cambio de presión a $t=1h_e$ sobre la línea del flujo bilineal o su extrapolación trazada sobre la curva de Δp , psi
$(\Delta P)_{L1}$	Cambio de presión a $t=1h_e$ sobre la línea del flujo lineal o su extrapolación trazada sobre la curva de Δp , psi
$(\Delta P)_{ps}$	Cambio de presión a t_{ps} sobre la curva de Δp , psi
$(\Delta P)_R$	Cambio de presión a $(t)_R$ sobre la curva de Δp , psi