

**DISEÑO Y ANALISIS DE PRUEBAS DST CON APLICACIÓN A UN CAMPO EN
COLOMBIA**

**EDUARDO LUIS AMARIS MEZA
JORGE ANDRES GOMEZ PORTILLA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**DISEÑO Y ANALISIS DE PRUEBAS DST CON APLICACIÓN A UN CAMPO EN
COLOMBIA**

**EDUARDO LUIS AMARIS MEZA
JORGE ANDRES GOMEZ PORTILLA**

**Trabajo de Grado para optar por el
Título de Ingeniero de Petróleos**

**Director
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALEZ
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	15
1. GENERALIDADES	16
2. DISEÑO DE PRUEBAS DST	18
2.1 APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DST ...	19
2.2 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DST.....	22
2.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PRUEBA	24
2.3.1 Diseño mecanico y analisis de cargas	25
3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES Y DE SEGURIDAD	27
3.1 CERTIFICACIONES, PRUEBAS PARA EL SERVICIO REVISIÓN DE SEGURIDAD.....	27
3.2 SUSTANCIAS PELIGROSAS	28
3.3 LUZ DE DÍA / TRABAJOS DE ALTA VISIBILIDAD	28
3.4 EXPLOSIVOS	29
3.5 RADIO DE SILENCIO	29
3.6 DETECCIÓN DE GAS	30
3.7 DERRAMES DE CRUDO.....	31
3.8 PLAN DE RESPUESTA A EMERGENCIAS	32
4. ANALISIS DE PRESIONES DE PRUEBAS DST	33
4.1 CONCEPTOS BÁSICOS / FUNDAMENTOS.....	33
4.1.1 Periodos de caída de presión (Drawdown)	34
4.1.2 Periodos de restauración de presión (Buildup)	34
4.1.3 Factor de daño (Skin Factor)	35
4.1.4 Almacenamiento (Wellbore Storage)	36
4.1.5 Regiones de análisis de pruebas de presión	37
4.1.6 Flujo de fluidos en medios porosos (ecuación de difusividad)	38
4.1.7 Regímenes de flujo	39

4.2 TÉCNICAS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS DE PRESIONES.....	41
4.3 TÉCNICAS MODERNAS DE ANÁLISIS DE PRESIONES	47
4.3.1 Aplicaciones en sistemas de baja permeabilidad.....	53
4.4 USO DE HERRAMIENTAS SOFTWARE EN EL ANÁLISIS DE PRESIONES (ECRIN SAPHIR)	53
5. RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR)	62
5.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD	63
5.2 REGIMENES DE FLUJO	64
5.2.1 Estado transiente	64
5.2.2 Estado estable	65
5.3 IPR PARA 1 FASE	67
5.4 IPR PARA 2 FASES	68
5.5 MODELOS SEMI ANALÍTICOS PARA POZOS VERTICALES.....	69
5.5.1 Modelo de Vogel	69
5.5.2 Modelo de vogel generalizado	71
5.5.3 Modelo de fetkovich	72
5.6 MODELOS SEMI ANALÍTICOS PARA POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS	75
5.6.1 Modelos para estado estable	76
5.7 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR USANDO <i>TEST POINTS</i>	82
5.8 IPR FUTURO	85
5.9 IPR PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	86
6. METODOLOGÍA DE TRABAJO	93
6.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPOBILE	93
6.2 DISEÑO DE LA PRUEBA	94
6.3 ANALISIS DE PRESIONES EN INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA	95
6.4 GENERACIÓN DE CURVAS IPR	95
7. CASO DE APLICACION EN COLOMBIA.....	96
7.1 DST FORMACIÓN LA LUNA.....	96
7.1.1 Información disponible para el diseño.....	96

7.1.2 Diseño de la prueba.....	96
7.1.3 Análisis de presiones e interpretación de la prueba.....	111
7.1.4 Generación de curvas IPR.....	118
8. CONCLUSIONES	125
9. RECOMENDACIONES.....	126
BIBLIOGRAFIA.....	127

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Principales nodos en los que se divide un sistema de producción	20
Figura 2. Análisis del nodo en fondo de pozo haciendo la sensibilidad para diferentes tamaños de Tubing.....	21
Figura 3. Ejemplo de un modelo estático ingresado al software Ecrin Saphir	23
Figura 4. Ejemplo de un modelo dinámico generado con el software Ecrin Saphir	24
Figura 5. Esquema de la Representación Matemática de una Prueba de Presión.....	33
Figura 6. Representación esquemática de los periodos de restauración (derecha) y Declinación de presión (izquierda).....	35
Figura 7. Efectos del almacenamiento en los periodos de restauración y caída de presión	37
Figura 8. Regiones de análisis de una prueba de presión	38
Figura 9. Metodología aplicada en el análisis de pruebas de presión.....	41
Figura 10. Cartas de Identificación de Yacimientos	42
Figura 11. Gráfico log-log para determinar el coeficiente de almacenamiento	43
Figura 12. Gráfico semi-log para determinar la permeabilidad y el factor de daño.....	44
Figura 13. Gráfico de Horne para determinar la presión del yacimiento, que en este caso es igual a la presión inicial.....	45
Figura 14. Comportamiento de presión observado en un gráfico semi-log.....	46
Figura 15. Derivada de presión.....	47
Figura 16. Comportamiento de presión típico de un pozo con daño mayor que 0.....	48
Figura 17. Comportamiento de presión típico de un pozo estimulado	49
Figura 18. Comportamiento de presión típico de un pozo en un yacimiento homogéneo	49

Figura 19. Comportamiento de presión típico de un pozo en un yacimiento heterogéneo de doble porosidad	50
Figura 20. Comportamiento de presión típico de un pozo en contacto con un límite de no flujo.....	51
Figura 21. Comportamiento de presión típico de un pozo en contacto con un límite de presión constante	51
Figura 22. Dialogo de inicialización 1 de 2.....	54
Figura 23. Dialogo de inicialización 2 de 2.....	55
Figura 24. Pantalla principal de Ecrin Saphir	56
Figura 25. Carga de datos de caudal en el software.....	56
Figura 26. Carga de datos de presión en el software	57
Figura 27. Sincronización de los datos de caudal y presión	58
Figura 28. Extracción de los gráficos necesarios para la interpretación de la prueba.....	59
Figura 29. Selección del modelo del yacimiento para la determinación de parámetros del pozo y el yacimiento.....	60
Figura 30. Refinamiento y ajuste del modelo con las gráficas extraídas.	61
Figura 31. Modelo de IPR Simple	62
Figura 32. Esquema de un yacimiento con límite de presión constante	65
Figura 33. Esquema de un yacimiento con límites de no flujo.	66
Figura 34. Curva IPR Modelo Vogel	69
Figura 35. Modelo Vogel 2 Fases	71
Figura 36. Parámetros V y n (Modelo de Bendakhlia y Aziz)	80
Figura 37. Esquemas de yacimientos usados para la generación de un IPR en estado transiente	89
Figura 38. Sin historial, p _{wf} constante y la tasa de flujo constante sin importar los escenarios en un caso de flujo lineal usado para generar el ipr en estado transiente	91
Figura 39. IPR para tiempos específicos	92
Figura 40. Metodología de trabajo utilizada en el diseño y análisis de pruebas DST.....	93

Figura 41. Modelo generado del pozo en la formación La Luna	97
Figura 42. Sensibilidad de las curvas Outflow para diferentes tamaños de Tubing.....	98
Figura 43. Sensibilidad de las curvas Outflow para diferentes tamaños de Choke	98
Figura 44. Secuencia propuesta para la prueba en la formación La Luna.....	99
Figura 45. Mapas en 2D y 3D del modelo numérico para la prueba en la formación La Luna	99
Figura 46. Respuesta de presión generada con el modelo numérico para la formación La Luna	100
Figura 47. Sarta de prueba DST para la formación La Luna	110
Figura 48. Secuencia de presiones obtenida de las memorias DST La Luna.....	111
Figura 49. Secuencia de producción calculada a partir del Slug Test.....	112
Figura 50. Ventana de extracción de los gráficos	112
Figura 51. Gráficos log-log de presión y derivada de presión.....	113
Figura 52. Gráfico semi-log de presión	113
Figura 53. Comparación entre la curva de la derivada obtenida en el DST y la curva típica de la derivada en un yacimiento de doble porosidad.....	114
Figura 54. Líneas de pendiente unitaria y pendiente cero para analizar la región ETR y MTR en la derivada.....	115
Figura 55. Línea de flujo transiente en el gráfico semi-log para analizar la región MTR	115
Figura 56. Línea de flujo transiente de la región MTR en el gráfico semi-log	116
Figura 57. Modelo de doble porosidad utilizado para el análisis del DST	117
Figura 58. Determinación de los parámetros Lambda y Omega en el modelo de doble porosidad	117
Figura 59. Comportamiento del caudal respecto al tiempo para un escenario de presión constante de 6000 psi	120
Figura 60. Esquema ilustrativo de la correlación entre los datos de caudal y presión para cada tiempo de referencia.....	121
Figura 61. Curvas IPR obtenidas para la formación La Luna	122

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distancia de Almacenamiento de Explosivos Según su Cantidad	29
Tabla 2. Valor de la constante C del modelo de Elgaghah et al.	79
Tabla 3. Valores de los coeficientes a0, a1 y a2 del modelo de Cheng.....	81
Tabla 4. Relaciones Caudales Vs Presiones	90
Tabla 5. Resistencias tubins N-80	103
Tabla 6. Presión de operación de la válvula SELECT TESTER de 5 in.....	104
Tabla 7. Presión de operación de la válvula OMNI de 5 in	104
Tabla 8. Presiones de carga para válvulas con una sola cámara de nitrógeno ..	105
Tabla 9. Temperatura del lodo y Presión Hidrostática	106
Tabla 10. Presión de Operación Y de Carga	107
Tabla 11. P _H , Presión Anular Omni y Presión Base	108
Tabla 12. Valores de Presión de Discos de Ruptura	108
Tabla 13. P _H , Presion Anular Armada y Presion Base.....	109
Tabla 14. Resultados obtenidos del análisis de presiones de la prueba DST	118
Tabla 15. Escenarios de presión de fondo fluyendo seleccionados.....	119
Tabla 16. Variación del caudal respecto al tiempo para cada escenario de presión y tiempo de referencia.....	121
Tabla 17. Datos de presión vs caudal utilizados para generar las curvas IPR ...	122
Tabla 18. Relación resumida de Costos de Prueba por Día	123

RESUMEN

TITULO: DISEÑO Y ANALISIS DE PRUEBAS DST CON APLICACIÓN A UN CAMPO EN COLOMBIA*

AUTORES: EDUARDO LUIS AMARIS MEZA
JORGE ANDRES GOMEZ PORTILLA**

PALABRAS CLAVES: Drill Stem Test, Pruebas DST, Pozos exploratorios, Análisis Petrofísicos, Curvas IPR, Buenas Practicas, Halliburton.

DESCRIPCION

Durante la etapa exploratoria de los campos petroleros, es muy importante hacer una caracterización de las propiedades del yacimiento y los fluidos que están contenidos en él. Las pruebas DST (Drill Stem Test) tienen un rol clave en dicha caracterización y ayudan a determinar el potencial productor de un pozo. Estas pruebas se llevan a cabo en pozos exploratorios usando un completamiento temporal para aislar las zonas de interés productivo y llevar a cabo cierres y aperturas del pozo, que son registrados en memorias para su posterior análisis. Además, permite tomar muestras del fluido de la formación para su respectivo análisis PVT.

Al analizar los resultados de las pruebas se obtiene información clave en el proceso de toma de decisiones, ya que ayuda a clarificar la comercialidad de un prospecto y sirve de base para definir futuras operaciones de perforación, completamiento, estimulación o abandono.

Se desarrolla una prueba DST con: (1) una correcta planeación, (2) seguido de un diseño de trabajo, (3) luego se hace el desarrollo operacional, aquí se incluye movilización y utilización de las herramientas y los equipos, (4) para terminar la prueba con la obtención y respectivo análisis de los datos adquiridos.

Dada la importancia de las pruebas DST, este trabajo busca identificar y hacer explicación paso a paso que se realiza en estas pruebas, considerando factores importantes que se deben tener presentes durante el desarrollo de la operación y las buenas prácticas para su correcta ejecución.

* Trabajo de grado en modalidad de trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Fernando Enrique Calvete González

ABSTRACT

TITLE: DESIGN AND ANALYSIS OF DRILL STEM TESTS WITH A FIELD APPLICATION IN COLOMBIA *

AUTHORS: EDUARDO LUIS AMARIS MEZA
JORGE ANDRES GOMEZ PORTILLA**

WORD KEYS: Drill Stem Test, DST, Exploration wells, Nodal analysis, Test string, Pressure analysis, IPR curves, Inflow Performance Relationship, Safety, Halliburton.

DESCRIPTION

During the exploration stage of an oilfield is very important to characterize the properties of the reservoir and the fluids contained inside it. Drill Stem Test (DST) has a major role in this characterization and helps to determine and analyze the production potential of a well. This test are carried out in exploration wells using a temporary completion to isolate the interest zone and perform flow and shut in periods, whose information is recorded in memory gauges for a further analysis. Besides, DST permits the sampling of reservoir fluid necessary to do a PVT characterization.

The results of this tests provide very important information in the decision making process, since it helps to clarify the commerciality of a prospect and define a basis for future drilling, completion, stimulation or abandonment operations.

The DST workflow is developed following: (1) correct planning, (2) followed by the design of the test, (3) then the operation of carrying out the test including mobilization and demobilization of the equipment, (4) and finally the further analysis of the information obtained from the test.

Because of the importance of DST, this research work is aimed to identify and analyze the major factors and constraints that govern the design and analysis of these tests, explaining all the recommended practices in every stage to the correct performing of DST.

* Degree work in research mode

** Faculty of Physical and Chemical Engineering . School of Petroleum Engineering . Director: Fernando Enrique González Calvete

INTRODUCCION

En la industria petrolera es de suma importancia llevar a cabo pruebas DST con el fin de realizar una adecuada caracterización de las propiedades del yacimiento y los fluidos que ahí se encuentran, especialmente durante el desarrollo de pozos exploratorios. Dada la importancia de la información obtenida de ellas es fundamental desarrollar un correcto diseño y análisis de las mismas, con el fin de garantizar que la calidad de la información sea acorde a lo encontrado en el pozo.

El diseño de pruebas DST abarca los cálculos y análisis necesarios antes del desarrollo de la prueba, con el fin de asegurar que puedan cumplirse los objetivos planteados en la misma. En esta etapa del trabajo se determinan los aspectos que contribuyen en la realización exitosa de la prueba, mediante la aplicación técnicas como el análisis nodal, el modelamiento numérico y el diseño mecánico de sartas de tubería.

Además de evaluar los aspectos técnicos y económicos de las pruebas DST, una premisa siempre fundamental es mantener las condiciones de seguridad en cada etapa de la prueba. Por consiguiente, es necesario realizar un adecuado análisis de los riesgos presentes durante la operación y así mismo establecer los planes de contingencia a seguir en caso de que se presente un incidente, especialmente en ambientes complejos como los de HPHT o gas ácido.

Para determinar y cuantificar las propiedades que permiten la caracterización del pozo y el yacimiento, se analiza e interpreta la información posterior a la prueba para obtener los parámetros deseados. El resultado de final este análisis y la determinación de dichos parámetros es un modelo que permite describir de forma acertada la el comportamiento tanto de presión como de producción del yacimiento, con lo cual a su vez se puede analizar y predecir el potencial productor con base en las curvas IPR desarrolladas a partir de la prueba.

1. GENERALIDADES

Las pruebas de presión se realizan usualmente con una herramienta de cierre en el pozo que permita la apertura y el cierre en el fondo del hueco con una válvula accionada en superficie. Se acostumbra a hacer montaje de uno o más medidores de presión dentro de la herramienta para DST donde se lee e interpreta una vez culmine la prueba. La herramienta incluye un empaque que es accionado desde la superficie que nos aísla el espacio anular entre la sarta de prueba y el casing, obligando así a que el fluido producido solo se pueda extraer a través de la sarta.

Existen diferentes tipos de pruebas de presión y dependiendo del tiempo de su duración nos puede dar datos que antes no tenían disponibilidad o realizar verificaciones respecto a las aproximaciones supuestas. En pruebas de duración corta permiten obtener información del yacimiento como lo es la presión inicial o tipo de fluido existente en este. Existen variedad de pruebas de corta duración, con el tiempo medido en horas, como lo son:

- Formation Tester (prueba de formación)
- RDT, Reservoir Drill Test(prueba de reservorio perforado)
- CCDT, Closed Chamber Drill Test(Prueba de cámara cerrada)

En base a los resultados obtenidos en estas pruebas se decide si es conveniente realizar pruebas con mayor duración para encontrar otro tipo de propiedades que sean más significativas en la toma de decisiones para la realización de trabajos en etapas productivas del pozo, como la instalación de un sistema de levantamiento artificial. Las pruebas DST junto a las de producción, son pruebas que tienen mayor duración, es decir entre tiempos entre 10 y 20 días aproximadamente, donde se presenta la posibilidad más real de saber la capacidad del restablecimiento de presión del pozo, el tipo de fluido producido y las características propias del

yacimiento de acuerdo a la duración de los periodos para analizar al realizar la prueba¹.

Por último, existen también pruebas de tiempos extendidos, estas pueden tener duraciones de meses, en ellas a través de modelos matemáticos podemos realizar predicciones en comportamientos de producción y algunas propiedades también importantes como la cantidad de reservas, el factor de recobro estimado y las fallas que pueden estar presentes cercanas al pozo.

Las pruebas DST son un conjunto de pruebas Drawdown y Build Up realizadas en un pozo nuevo o recién perforado, encargadas de entregar una caracterización más profunda del yacimiento para poder realizar un completamiento adecuado y un sistema de levantamiento futuro si es posible el caso. Es decir, son pruebas tomadas en un completamiento temporal que nos permite realizar una evaluación del yacimiento a través de periodos de producción y cierres con determinada duración, aislando una zona de interés, donde podemos obtener datos de la presión y la temperatura, y la toma de una muestra, que permita el análisis y un cálculo de las propiedades para realizar futuras intervenciones².

¹ SOLIMAN, M.Y. (Halliburton Energy Services, Inc.), Azari, M. (Halliburton Energy Services, Inc.); ANSAH, J. (Halliburton Energy Services, Inc.); KABIR, C.S. (ChevronTexaco). SPE 90837 Design, Interpretation, and Assessment of Short-Term Pressure-Transient Tests. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. 2004

² ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009.

2. DISEÑO DE PRUEBAS DST

Usualmente al tratar el tema de las pruebas DST o pruebas de pozo en general se hace énfasis únicamente en la interpretación o análisis de la prueba. Sin embargo, un diseño apropiado y adecuada planeación de la prueba son cruciales para poder alcanzar los objetivos de la misma, así como reducir el riesgo de incurrir en gastos excesivos. Paradójicamente, un buen diseño depende en gran medida de tener un estimado razonable de propiedades como permeabilidad y presión inicial del yacimiento, cuya determinación es a su vez uno de los principales objetivos de las pruebas DST. La estimación previa de estos valores es quizá la parte más difícil en el diseño de una prueba, por lo que se debe reunir y revisar en detalle toda la información disponible acerca de los pozos y formaciones que van a ser probados, como por ejemplo información de registros de pozo, sísmica, estratigrafía, geofísica, operaciones previas de perforación y completamiento y pozos vecinos.

La permeabilidad se puede estimar con cierto grado de incertidumbre a partir de analogías con otros pozos en la misma formación o registros de resonancia magnética nuclear (RMN). Así el valor de la presión de yacimiento puede ser estimado a partir de datos de gradientes de formación y fractura, analogías con otros pozos vecinos o con el peso del lodo utilizado durante la perforación del pozo³.

Los valores estimados mencionados previamente son necesarios para la aplicación de los paquetes de análisis nodal y modelamiento numérico de la prueba, con los cuales se puede llevar a cabo el diseño de los tiempos óptimos de prueba, las tasas de flujo óptimas, el análisis de esfuerzos y la selección de los equipos adecuados para el trabajo.

³ STEWART, George. Well test design and analysis. PennWell Corporation. Oklahoma, USA. 2011. Capítulo 16. Pág. 1025.

Desde el principio, se debe resaltar que el diseño de pruebas DST es un ejercicio tanto técnico como económico, por lo que se debe tener siempre la premisa de que el costo de la prueba sea compatible con la calidad de la información obtenida, en especial en situaciones costa afuera donde los costos asociados al tiempo de taladro son mucho mayores. Desde un punto de vista netamente ingenieril, no hay duda que lo más deseable es tener periodos de flujo y cierre lo más largos posible, sin embargo en la práctica también se debe ir de la mano con el popular adagio de que “el tiempo es dinero.

El diseño de pruebas DST por supuesto debe prestar especial atención a las condiciones de seguridad y esto debe ser siempre una consideración prioritaria, en especial en ambientes complejos como lo son los de alta presión y alta temperatura (HPHT) o ambientes de gas ácido, donde el riesgo de que se presente alguna contingencia es aún mayor⁴.

2.1 APLICACIÓN DEL ANALISIS NODAL EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DST

El análisis nodal es una herramienta usada por los ingenieros de petróleo con el fin de llevar a cabo un diseño óptimo del sistema de prueba, como por ejemplo tamaño del *Tubing*, diseño del *Underbalance*, diseño del cañoneo o tamaño del *Choke* de superficie, así como proporcionar información clave para el diseño de las facilidades de superficie y el análisis de esfuerzos durante la prueba⁵.

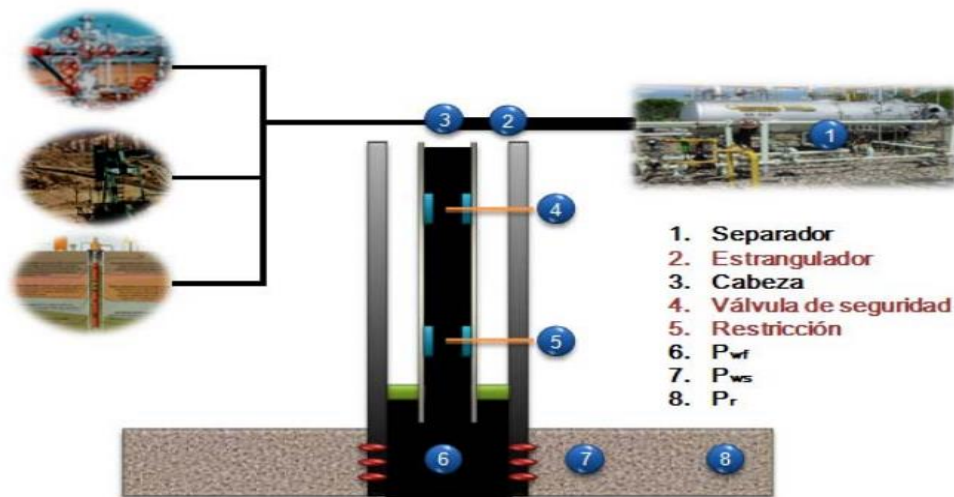
Con el análisis nodal es posible modelar el comportamiento de flujo seleccionando un nodo en el sistema, conocido como nodo solución, para el cual se determinaran las condiciones de operación o punto operacional. Este método se basa en la combinación de los comportamientos de *Inflow* y *Outflow* en el nodo solución, el

⁴ STEWART, George. Well test design and analysis. PennWell Corporation. Oklahoma, USA. 2011. Capítulo 16. Pág. 1025.

⁵ NARDONE, Paul. Well Testing Project Management. Chapter 5. Engineered Controls. 2009.

comportamiento de *Inflow* o entrada al nodo abarca el análisis desde el yacimiento hasta el nodo solución; mientras que el comportamiento de *Outflow* o salida incluye el análisis desde el separador hacia el nodo solución. En la figura XX se pueden apreciar los principales nodos de análisis en los que se puede dividir un sistema de producción.

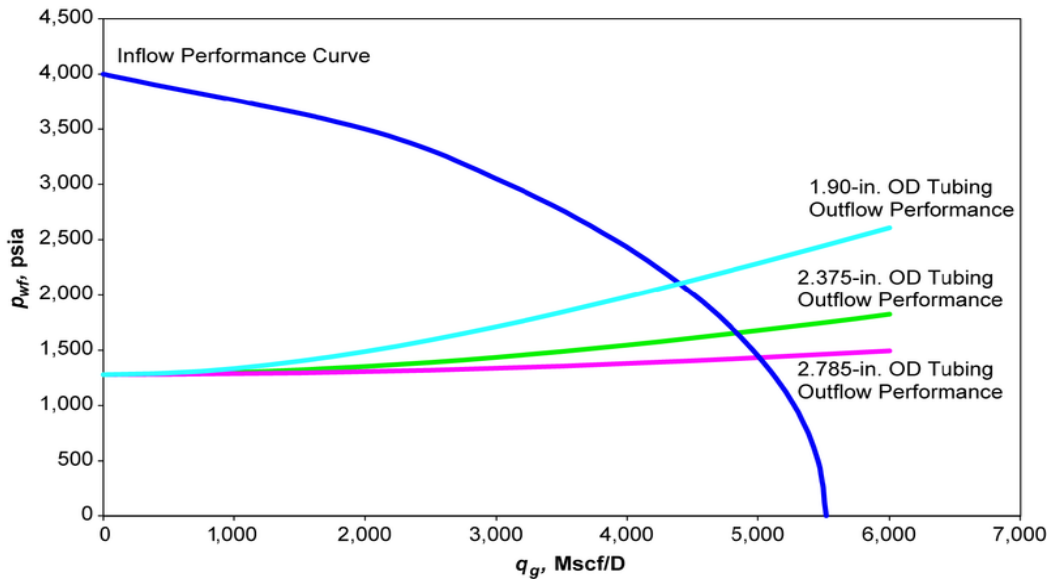
Figura 1. Principales nodos en los que se divide un sistema de producción



Fuente: Ricardo Jose Diaz Vilorio. Análisis nodal en la optimización de la producción del campo Colorado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

En el diseño de pruebas DST es muy importante la selección del diámetro óptimo de Tubing que será usado en la sarta de prueba, así como la determinación de las tasas de flujo óptimas del pozo y por ende el tamaño del Choke de superficie. Usando herramientas software de análisis nodal como *WellFlo* es posible hacer sensibilidades para diferentes tamaños de *Tubing* y *Choke*, tomando como nodos solución el nodo en fondo de pozo y el nodo en cabeza, respectivamente. En la figura 2 se muestra un ejemplo de la sensibilidad hecha analizando el comportamiento en fondo de pozo para diferentes tamaños de *Tubing*.

Figura 2. Análisis del nodo en fondo de pozo haciendo la sensibilidad para diferentes tamaños de Tubing



Fuente: Nodal Analysis. Colaboradores de PetroWiki. Society of Petroleum Engineers. Junio 2015.

En el caso del análisis del nodo en fondo de pozo el comportamiento de *Inflow* viene dado por la curva IPR, la cual relaciona la caída en la presión de fondo respecto al caudal para unas condiciones dadas de permeabilidad, espesor, radio del pozo, viscosidad del fluido y factor de daño. Por otra parte, el comportamiento *Outflow* relaciona la caída de presión en el *Tubing* con respecto al caudal para unas condiciones dadas, incluyendo peso del fluido de trabajo, pérdidas por fricción en la tubería y presión en cabeza, a esta curva se le conoce como comportamiento de levantamiento vertical o *Vertical Lift Performance* (VLP). Si el análisis se lleva a cabo en cabeza de pozo la curva de *Inflow* viene dada por el comportamiento de levantamiento vertical (VLP) y la curva de *Outflow* dada por el comportamiento de flujo horizontal, que depende de las condiciones de flujo que se tengan entre la cabeza de pozo y el separador⁶.

⁶ NARDONE, Paul. Well Testing Project Management. Chapter 5. Engineered Controls. 2009

Una buena regla del dedo gordo para un diseño balanceado del diámetro del *Tubing* es que el coeficiente friccional de la caída de presión total sea aproximadamente igual a la caída de presión de la formación, mientras que el criterio de selección del Choke de superficie está basado en asegurar que la válvula se mantenga en flujo crítico, ya que de lo contrario puede que no se logre un buen control del caudal durante la prueba⁷.

2.2 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA EN EL DISEÑO DE PRUEBAS DST

La simulación tanto analítica como numérica constituye una herramienta muy importante en el diseño de pruebas de presión, ya que permite al ingeniero analizar comportamiento de propagación del transiente de presión en el yacimiento previo a la prueba y obtener una idea razonable de la respuesta de presiones que puede tener el yacimiento durante la prueba, para así poder diseñar los tiempos de prueba óptimos con base en el radio de investigación deseado y los objetivos de la prueba.

Los desarrollos en el diseño y análisis de pruebas de pozos tradicionalmente se han basado en modelos analíticos los cuales están basados en la ecuación de difusividad. Sin embargo estos modelos tienen una gran variedad de restricciones por las suposiciones que se toman para simplificar las soluciones a dicha ecuación y que en muchos casos se alejan de la realidad, debido a que se asumen propiedades uniformes en un yacimiento homogéneo, isotrópico, con flujo en una sola fase basado en la ley de Darcy y para una serie de modelos de yacimiento predeterminados⁸.

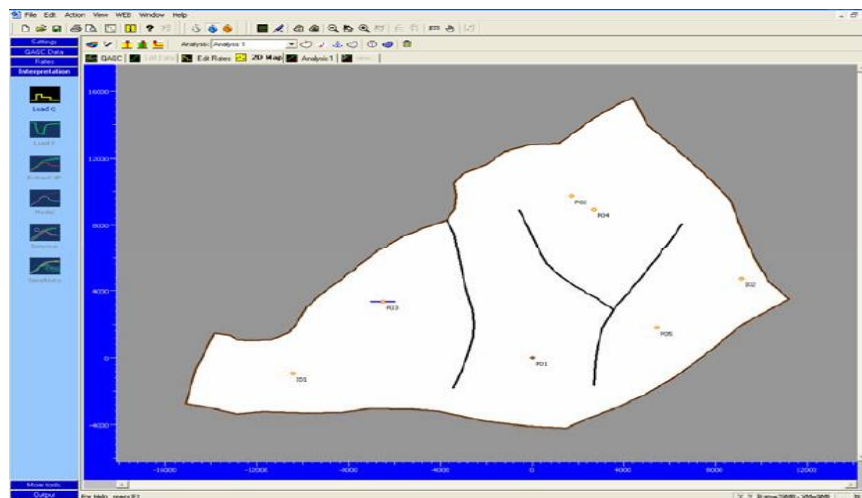
⁷ STEWART, George. Well test design and analysis. PennWell Corporation. Oklahoma, USA. 2004. Chapter 16.

⁸ MAHYAPOUR, Ramin. Advances in well testing analysis using numerical well testing and reservoir simulation. Pag 1. Petroleum University of Technology. 2014

Los modelos numéricos por otra parte permiten superar las limitantes que se presentan al usar modelos analíticos o semi-analíticos, como por ejemplo las relacionadas con heterogeneidades del yacimiento, modelos de límite de yacimiento complejos, flujo multifásico, flujo no Darcy o geometrías de pozo complejas. Estos modelos están asociados con la información obtenida de geología y geofísica, a partir de la cual se crea el modelo estático del yacimiento, y junto con la aplicación del método de elementos finitos se computa la distribución de presiones y caudales en función del tiempo, con lo cual se genera el modelo dinámico o de flujo de fluidos en el yacimiento.

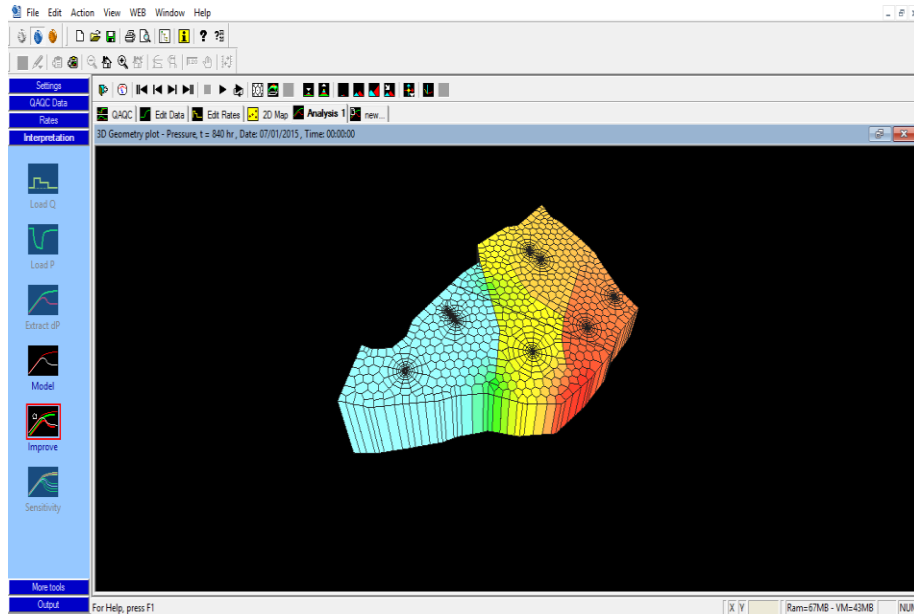
Existen varios software de análisis de presiones como *Ecrin Saphir* que incorporan de forma integrada el modelamiento analítico y numérico. Este software permite ingresar el modelo estático del yacimiento como se muestra en la figura 3 y también generar el modelo dinámico como se muestra en la figura 4. Como ya se mencionó previamente, es un factor clave en el diseño contar valores estimados razonables de las propiedades del yacimiento como permeabilidad y presión inicial para poder desarrollar un modelo representativo del yacimiento y obtener información confiable sobre la prueba.

Figura 3. Ejemplo de un modelo estático ingresado al software Ecrin Saphir



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 3. Pag 3.

Figura 4. Ejemplo de un modelo dinámico generado con el software Ecrin Saphir



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 3. Pag 11.

2.3 DISEÑO DE LA SARTA DE PRUEBA

El diseño de la sarta de prueba está basado en el cálculo las fuerzas o cargas que actúan sobre el Tubing, el Casing y el empaque, como resultado del peso del lodo, la presión del pozo, la presión aplicada desde superficie y los efectos de temperatura. Las principales cargas a las que está expuesta la sarta durante el desarrollo de la prueba (introducción, toma de información y recuperación de la misma) son: cargas axiales y cargas de presión. Las primeras permiten cuantificar los márgenes operativos de trabajo con la sarta, con la finalidad de realizar las maniobras necesarias durante la prueba sin que se presente falla por tensión. Mientras que las cargas por presión se presentan por los perfiles de presión interna y externa generados por la carga hidrostática de los fluidos contenidos en el espacio anular y en el interior de la sarta, que dan lugar la posibilidad de falla por colapso o estallido. En una prueba DST, la falla más potencial a la que se expone cualquier tubular por efecto de la carga de presión es la de colapso.

2.3.1 Diseño mecánico y análisis de cargas. Para realizar el diseño mecánico de la tubería se debe aplicar el concepto de máxima carga, es decir, evaluar el peor escenario al que puede estar expuesta la sarta para de esa manera asegurar que no va a fallar bajo ninguna condición. El propósito de esto es seleccionar la tubería que mejor satisfaga las condiciones de carga esperadas durante de la prueba o validar la posibilidad de utilizar algún tipo de tubería que se tenga disponible. En general siempre se recomienda el uso de Tubing en lugar de Drill Pipe, para pruebas tanto costa adentro como costa afuera, dado que el tipo de rosca usado en la tubería Drill Pipe proporciona un sello metal-metal el cual puede ser susceptible a fugas durante la prueba, en especial si la tubería presenta desgaste por el uso y en ambientes con alta producción de gas, H₂S o ambientes HPHT.

2.3.1.1 Carga de colapso. El colapso puede definirse como el fenómeno físico de aplastamiento de la tubería, ocasionado por la alta presión externa que actúa sobre la misma. La peor carga de colapso ocurriría si se tiene un fluido de control en el anular sobredimensionado a la hora del cierre del pozo. La presión de colapso se puede calcular a partir del diferencial entre la presión externa y la presión interna de la tubería, como se expresa en la ecuación XX. Si el riesgo de colapso es muy crítico es clave que el colchón de fluido usado dentro de la tubería proporcione una presión hidrostática suficiente para reducir al máximo dicho diferencial de presión.

Ecuación 1

$$P_{\text{colapso}} = P_{\text{externa}} - P_{\text{interna}} \text{ [psi]}$$

2.3.1.2 Carga de estallido. El estallido es una condición mecánica que se genera por efecto de la alta presión interna en la tubería, la cual produce un gran ensanchamiento en la misma. Para el diseño por estallido se asume que la máxima carga ocurriría cuando se tiene la válvula de control de flujo abierta y por alguna razón hay un cierre en superficie, donde la presión hidrostática externa ejercida por el fluido en el anular es nula. La presión de estallido es calculada a partir del

diferencial entre la presión interna y la presión externa, como se expresa en la ecuación 2.

Ecuación 2

$$\text{Pestallido} = P_{\text{interna}} - P_{\text{externa}} \text{ [psi]}$$

2.3.1.3 Carga de tensión. La carga axial de tensión máxima se presenta en el caso en que sea necesario activar la junta de seguridad (*Safety Joint*) que se encuentra por encima del empaque. Para activar esta junta es necesario romper un cuello de tensión el cual tiene un valor nominal que es seleccionado de acuerdo a la profundidad del pozo. Para pozos someros pueden usarse cuellos con valor nominal de 30.000 libras, sin embargo el valor más común es el de 60.000 libras.

3. CONSIDERACIONES OPERACIONALES Y DE SEGURIDAD

Se debe comenzar con la identificación de la mayoría de áreas donde el cuidado y la observación son buenas prácticas en el trabajo para reducir la posibilidad de que ocurran situaciones peligrosas. Se debe tomar en cuenta algunas guías generales con el objetivo de poder cubrir todos los aspectos de seguridad en un DST, la locación específica y la legislación pertinente durante la operación.

3.1 CERTIFICACIONES, PRUEBAS PARA EL SERVICIO REVISIÓN DE SEGURIDAD

Todos los equipos que son preparados para un DST tienen que estar preparados para cierto objetivo, lo cual significa que los límites de seguridad del trabajo en términos de presión, temperatura, caudal, la naturaleza del servicio y las cargas de compresión y tensión, no tienen que ser excedidos en ninguna parte durante la prueba al pozo.

Todo el equipo preparado tiene que estar al día en certificación previa al transporte a la locación. Estas pruebas deben estar vigiladas por personal competente. La documentación de todas las certificaciones y los documentos de las pruebas deben estar guardados en la locación hasta la culminación del trabajo.

Las operaciones DST son algunas veces planeadas con muy poca información disponible sobre el reservorio, y estas pruebas acarrean un gran riesgo. Se recomienda que una revisión de peligro de operacionalidad (HAZOP) se lleve a cabo para asegurar que el equipo y los procedimientos estén preparados para el objetivo deseado, así con esta revisión se puede analizar el escenario del peor de los casos. Una prueba de alta temperatura y alta presión (HPHT) justificaría un HAZOP formal.

3.2 SUSTANCIAS PELIGROSAS

En el transcurso de un DST, una amplia variedad de sustancias peligrosas pueden ser usadas. Previo a iniciar una operación DST, las consideraciones deben ser dadas para cada sustancia para asegurar que los procedimientos de manipulación correctos sean seguidos. Los pasos deben ser seguidos para asegurar que la exposición de los empleados a esas sustancias sea minimizada. Un registro de todas estas sustancias peligrosas debe mantenerse en el sitio de la perforación. Este registro debe contener una copia de todas las hojas de datos de seguridad de los materiales pertinentes (MSDS). Cualquier persona que manipule estas sustancias debe conocer las precauciones requeridas y los peligros asociados. Estas sustancias solo tienen que ser manipuladas conforme a los procedimientos específicos y por personal autorizado.

3.3 LUZ DE DÍA / TRABAJOS DE ALTA VISIBILIDAD

Algunas operaciones realizadas durante el transcurso de la prueba requieren de una buena visibilidad para que las operaciones sean llevadas a cabo de forma segura. Por otra parte, algunas operaciones que podrían llevarse a cabo sin problemas en plataformas costa afuera podrían no estar disponibles en los sitios de perforación en tierra donde la iluminación general del sitio puede no ser adecuada. Siempre que sea posible, iluminación adicional a prueba de explosiones deben ser instaladas en localizaciones de pozos en tierra para las operaciones de prueba. La perforación, el flujo, y las actividades de control serán considerablemente más peligrosas si se lleva a cabo en condiciones de poca luz. Siempre que sea posible, estas actividades deben evitarse durante las horas de luz mínima. En ciertas circunstancias, se requerirán estas actividades durante las horas nocturnas. En estos casos, es imprescindible que se proporcione una iluminación adecuada y el personal involucrado en esta fase de la prueba debe estar alerta y ser consciente de que los riesgos son cada vez mayores.

3.4 EXPLOSIVOS

El transporte, almacenamiento y uso de explosivos es en una preocupación tanto para las autoridades locales como nacionales. Debe quedar claro desde el principio de cualquier actividad con explosivos que la empresa operadora, o la empresa prestadora de servicios petroleros y gas son las responsables ante las autoridades locales y nacionales. El almacenamiento de explosivos fuera de la localización del pozo debe cumplir con las regulaciones locales. Cuando no existan dichas normas, la tabla 1 se puede utilizar como una guía. Se debe dar consideración especial a los procedimientos de seguridad cuando se ejecuta armas perforantes alámbricas y tubos que transportan detonadores (detonantes electrónicos).

Tabla 1. Distancia de Almacenamiento de Explosivos Según su Cantidad

Cantidad en Peso de Explosivos	Distancia de Edificaciones, caminos, Etc.
150 lb (68 kg)	85 ft (26 m)
300 lb (136 kg)	131 ft (40 m)
1,000 lb (454 kg)	292 ft (89 m)
2,000 lb (907 kg)	459 ft (140 m)
4,000 lb (1,814 kg)	705 ft (215 m)

Fuente: VENUGOPAL Shangkar. Operational And Safety Aspects of Drill Stem Testing-Getting It Right, APPEA Journal, 11 MAR 2010. 7 p.

3.5 RADIO DE SILENCIO

Radio silencio es un procedimiento impuesto durante las operaciones de perforación en el que las radios en o cerca del sitio del pozo se apagan para evitar la detonación accidental de los cañones de perforación. Se requiere Radio silencio durante las operaciones de línea fija cuando se utiliza un detonador no-radio-seguro. Se impone normalmente cuando se alistan los cañones perforantes y hasta que las armas se han ingresado en el agujero unos 200 pies (61 m) por debajo del nivel del suelo o

de la línea de lodo. Radio silencio se impone de nuevo al recuperar el sistema de arma a medida que pasa la marca de 200 pies. Radio silencio se debe mantener hasta que se haya confirmado que todas las cargas se han rodado. No se requiere esta práctica cuando se utilizan detonadores radio-seguro, pero es una práctica común en muchas localizaciones de pozos.

3.6 DETECCIÓN DE GAS

Los equipos de detección de gas se utilizan durante las pruebas de pozos para monitorear las emisiones de gases de hidrocarburos y las concentraciones de H₂S en la atmósfera para que sean seguros para trabajar en el área alrededor del equipo de prueba. Los equipos portátiles de detección de gas se utilizan tanto para el control de contaminantes en los gases producidos como para asegurar que existe un ambiente de trabajo seguro antes de la realización de trabajos en áreas cerradas. Equipos permanentes de detección de gas deben estar ubicados en zonas donde es probable la liberación de gas (es decir, en el piso de perforación), en las proximidades del separador de prueba y cerca del colector de estrangulamiento (si se encuentra lejos del piso de perforación). Los detectores de gas permanentes deben estar ubicados de manera que las operaciones normales no causarán que los detectores se activen; sin embargo, deben estar ubicados de tal manera que van a detectar rápidamente las cantidades anormales de gas. Por esta razón, los detectores deben estar ubicados cerca del equipo, pero lejos de las zonas de aire muerto. Durante los períodos de flujo de prueba, el muestreo regular de los gases producidos debe llevarse a cabo. Estas pruebas se llevan a cabo utilizando varios analizadores portátiles, desechables o reutilizables.

Las mediciones de gas son por lo general en partes por millón (ppm) en volumen de H₂S y en porcentaje de CO₂. Estas mediciones son particularmente importantes en pozos exploratorios para asegurarse de que el equipo de prueba no está expuesto a condiciones de funcionamiento no seguras. Las mediciones periódicas se

aseguran de que el personal esté continuamente al tanto de los cambios necesarios en los procedimientos de seguridad si hay altas concentraciones de H₂S. Las mediciones obtenidas a partir de dispositivos de detección de gas portátiles son generalmente considerados como más cualitativo que cuantitativo. Para obtener resultados analíticos cuantitativos, técnicas más sofisticadas, tales como una cromatografía de gases, pueden ser usadas.

3.7 DERRAMES DE CRUDO

Un plan de contingencia de derrames de petróleo normalmente se formula antes de la perforación de cualquier bien. Este plan debe ser escrito a fin de incluir cualquier posible derrame ocurrido durante un DST. Los derrames de petróleo comunes asociados con las pruebas son los siguientes:

- El aceite sin quemar que cae de los tomas de los quemadores (fallout);
- Disco de ruptura del Separador soplando causando líquido (dumping);
- Reventón en pozo;
- Falla catastrófico de la tubería de producción o de los contenedores;
- Lodo a base de aceite sin quemar que cae del quemador;
- Fuga de recipientes o tanques de almacenamiento de crudo;
- El fallo de la válvula de retención en la tubería de gas / petróleo.

Cada uno de los tipos anteriores de los derrames de petróleo podría variar en severidad, dependiendo de la naturaleza de la prueba o la cantidad y el tipo de almacenamiento de petróleo en el pozo. El plan de contingencia de derrames de petróleo de un pozo en particular debe ser revisado antes de escribir el programa de pruebas bien detallado.

3.8 PLAN DE RESPUESTA A EMERGENCIAS

Condiciones y situaciones de emergencia previstas relacionadas con las operaciones anormales deben ser abordadas en un plan de respuesta de emergencia. Los ejemplos incluyen: lesiones y pérdida de vidas, los incendios y explosiones, colisiones, inundaciones, lanzamiento de productos inflamables y gases tóxicos, y la pérdida de los equipos de apoyo. Un ERP eficaz debe contener al menos lo siguiente:

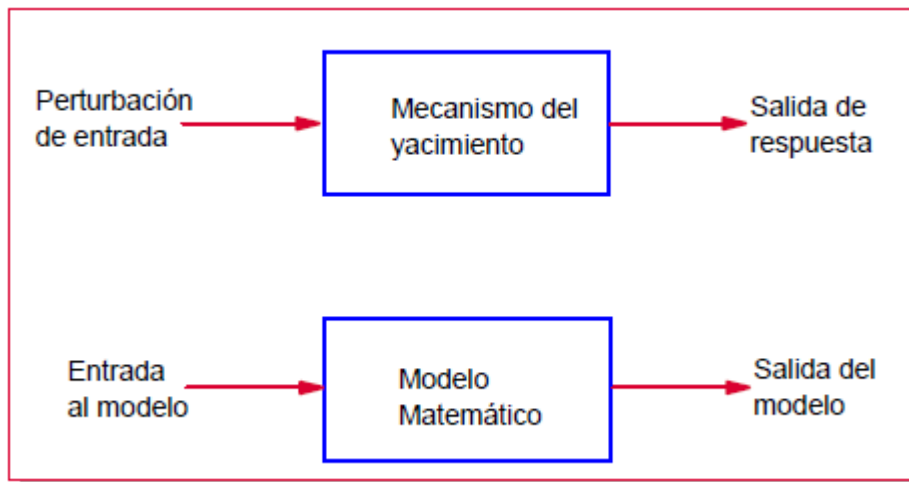
- Una descripción de la organización de respuesta (estructura, los roles, las responsabilidades y los tomadores de decisiones);
- Definir las políticas y las medidas para limitar o detener hechos en cuestión y las condiciones para la terminación de la acción;
- Procedimientos fáciles de seguir al responder (detalles de equipos de respuesta y la ubicación, procedimientos, capacitación, requisitos y obligaciones);
- Descripciones y procedimientos de alarma y sistemas de comunicaciones;
- Medidas de precaución para asegurar el bien;
- Procedimientos de evacuación;
- Suministros disponibles de primeros auxilios en las instalaciones, respaldo y soporte médico, instalación de MEDEVAC y lugar de abastecimiento de emergencia.

4. ANALISIS DE PRESIONES DE PRUEBAS DST

4.1 CONCEPTOS BÁSICOS / FUNDAMENTOS

El análisis transiente de presiones consiste en la interpretación de la data obtenida a partir de periodos controlados de flujo y cierre del pozo que se realizan durante una prueba de presión. En general, el análisis de presiones es una herramienta excelente para describir y evaluar el yacimiento, ya que permite determinar parámetros clave como lo son la conductividad (K.h), presión inicial, factor de daño y presencia de límites, para así definir un modelo que permita predecir el comportamiento del yacimiento. La figura 5 ayuda a entender la base bajo la cual funciona el análisis de presiones, el cual puede entenderse de manera análoga a la tercera ley de Newton⁹.

Figura 5. Esquema de la Representación Matemática de una Prueba de Presión



Fuente: Escobar. Freddy. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Capítulo 1, NOV 2003. 10 p.

⁹ ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009. Capítulo 1.

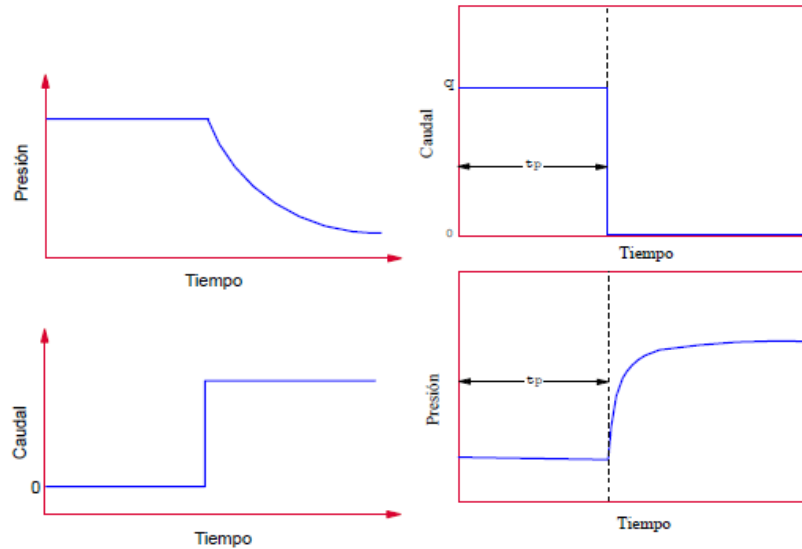
Para llevar a cabo el análisis de presiones se necesita tener datos de presión, caudal y tiempo, estos datos pueden obtenerse ya sea de los periodos de flujo en los cuales se produce una caída de presión (*Drawdown*) o de los periodos de cierre en los que se genera un incremento de presión (*Buildup*). Esto significa que en una prueba DST el análisis de presiones puede enfocarse tanto en periodos de flujo como en periodos de cierre, de manera análoga a que si se tuvieran por separado pruebas de caída de presión (PDD) o de aumento de presión (PBU).

4.1.1 Periodos de caída de presión (Drawdown). Los periodos de caída de presión se presentan cuando el pozo es abierto a producción, idealmente a una tasa constante como se observa en la figura 6. En estos periodos es posible cuantificar las características de flujo del yacimiento, incluyendo permeabilidad y factor de daño. Adicionalmente, los periodos de flujo son particularmente útiles para probar los límites del yacimiento ya que por lo general el tiempo requerido para observar la respuesta de un límite es largo y las fluctuaciones operacionales en la tasa de flujo son menos importantes sobre grandes periodos de tiempo.

4.1.2 Periodos de restauración de presión (Buildup). Los periodos de restauración de presión se generan cuando se produce un cierre del pozo, idealmente después de un periodo de producción a tasa constante como se puede apreciar en la figura XX. Los periodos de cierre del pozo también pueden ser usados para determinar las propiedades de flujo del pozo y el yacimiento, al igual que en los periodos de flujo. Otra aplicación muy importante de los periodos de cierre es la determinación de la presión inicial o promedio del yacimiento, la cual no se puede llevar a cabo usando los periodos de flujo. Los periodos de cierre o restauración de presión en teoría también pueden usarse para evaluar límites del yacimiento, sin embargo esta aplicación no se lleva a la práctica ya que desde el punto de vista financiero es poco atractivo tener el pozo cerrado por largos periodos de tiempo¹⁰.

¹⁰ LEE, John. Pressure Transient Analysis. Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers. 2003

Figura 6. Representación esquemática de los periodos de restauración (derecha) y Declinación de presión (izquierda)



Fuente: Escobar. Freddy. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, Capítulo 1, NOV 2003. 17 p.

4.1.3 Factor de daño (Skin Factor). Van Everdingen y Hurst mostraron que en muchos casos la permeabilidad cerca a la cara del pozo se ve reducida o “dañada”, lo cual genera una caída de presión adicional en esa zona.

La severidad del daño se cuantifica por un valor adimensional conocida como factor de daño o *Skin Factor* (S). Si $S > 0$ significa que la permeabilidad de la zona cercana al pozo es menor que la permeabilidad de la formación, por otro lado si $S < 0$ indica que el pozo está estimulado ya sea por un fracturamiento hidráulico o por una acidificación¹¹.

Es importante tener en cuenta que el daño puede ser tanto de formación como mecánico. El daño de formación generalmente es consecuencia de las operaciones previas de perforación y completamiento del pozo. Es recomendable realizar cañoneo bajo balance y/o utilizar fluidos no invasivos con el fin de reducir al máximo

¹¹ VAN EVERDINGEN, Allaert. The Skin effect and its influence on the productive capacity of a well.. Shell Oil Co. Houston, Texas

el factor de daño antes de poner el pozo en producción, o también evaluar posibles candidatos a estimulación en el caso de pozos severamente dañados. Por otra parte, el daño mecánico está relacionado con un sistema de producción ineficiente que evita que el pozo alcance su caudal óptimo de producción; de modo que para remover este tipo de daño se debe realizar un estudio integrado de producción y hacer uso de herramientas como el análisis nodal para optimizar cada componente del sistema de producción.

4.1.4 Almacenamiento (Wellbore Storage). El almacenamiento se define como el flujo continuado de la formación hacia el pozo después de que el pozo ha sido cerrado para estabilización y afecta el comportamiento de presión a tiempos tempranos. En periodos de caída de presión ocurre lo que se conoce como descarga (*Unloading*), donde la primera producción después de que el pozo es abierto al flujo no proviene directamente del yacimiento sino del fluido que se encuentra almacenado en el pozo, este fenómeno se debe principalmente a la expansión del fluido y al cambio en el nivel de fluido en el pozo. En los periodos de restauración de presión ocurre un fenómeno de pos flujo (*Afterflow*), en el cual sigue habiendo producción de fluidos desde la cara de la formación hacia el pozo durante un corto periodo de tiempo mientras se alcanza la estabilización. En la figura 7 se ilustra lo anterior¹².

Desde un punto de vista práctico, el almacenamiento aumenta el tiempo requerido para obtener la porción de la línea recta que representa el comportamiento infinito del yacimiento, y si la prueba no es corrida un tiempo adecuado y no se observa la línea recta, no se puede obtener el valor de la permeabilidad de la formación. El efecto del almacenamiento se cuantifica por medio del coeficiente de almacenamiento, que se define como el volumen total de los fluidos del pozo por

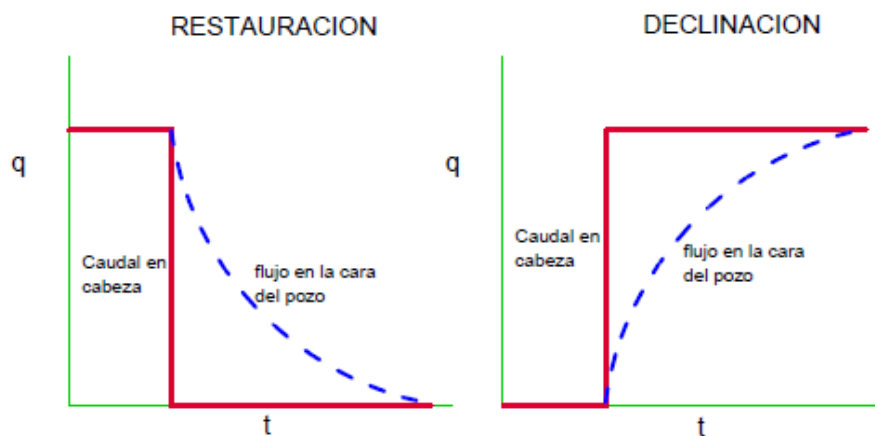
¹² ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009

unidad de cambio de presión de fondo y matemáticamente se puede expresar mediante la ecuación 3¹³.

Ecuación 3

$$c = \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

Figura 7. Efectos del almacenamiento en los periodos de restauración y caída de presión



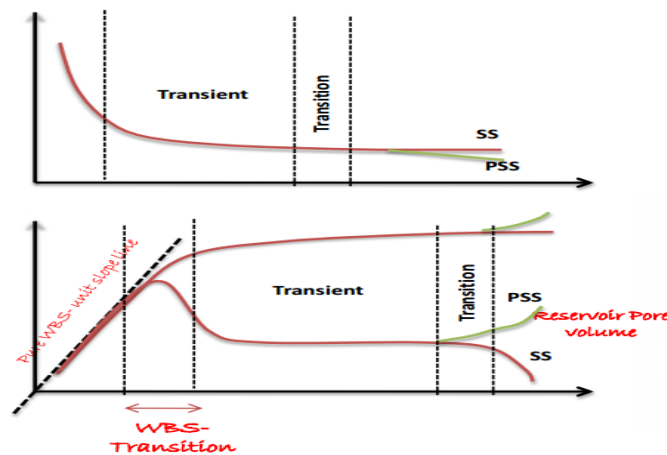
Fuente: Análisis moderno de presiones. Freddy Escobar Capítulo 2, NOV 2003, 79

4.1.5 Regiones de análisis de pruebas de presión. Las gráficas que se obtienen para llevar a cabo el análisis de presiones pueden dividirse en tres regiones de acuerdo al tiempo transcurrido durante la prueba y la distancia recorrida por el transiente de presión a través del yacimiento, estas regiones son: La primera, región de tiempo temprano (ETR: “Early Time Region”), la segunda, región de tiempo medio (MTR: “Middle Time Region”) y la tercera región, denominada región de tiempo tardío (LTR: “Late Time Region”), la cuales se muestran en la figura 8. La ETR comprende los efectos de la zona cercana a la cara del pozo, en la cual se predominan los efectos del almacenamiento y daño del pozo. La MTR abarca la

¹³ ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009. Capítulo 1.

región en la cual el transiente de presión de ha propagado más allá de la zona dañada y se alcanza lo que se conoce como flujo transiente, en el cual el yacimiento se comporta como si fuera infinito debido a que los efectos de los límites no son sentidos durante esta etapa de la prueba, en esta región pueden determinarse la permeabilidad de la formación, el factor de daño y la presión de yacimiento. Finalmente, después de un periodo de transición entre el flujo infinito y el flujo dominado por condiciones de límite, se tiene la LTR en la cual el transiente de presión ha alcanzado uno o más límites del yacimiento y donde se pueden determinar parámetros como la distancia al límite o volumen poroso del yacimiento¹⁴.

Figura 8. Regiones de análisis de una prueba de presión



Fuente: Corbett, Patrick. Basic concepts in well testing for reservoir description. SPWLA. Herriot Watt University. Pag 24. Abril 2011

4.1.6 Flujo de fluidos en medios porosos (ecuación de difusividad). El flujo de fluidos en el medio poroso puede ser modelado mediante la ecuación de difusividad, la cual describe el proceso físico que toma lugar en el yacimiento durante el flujo de fluidos y se muestra en la ecuación 4. Esta ecuación combina tres principios

¹⁴ GOMEZ MARCANO SANDRA. Diseño De Pruebas De Presión En Pozos Exploratorios Del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui. 2011.

fundamentales: (1) el principio de conservación de masa, (2) una ecuación de flujo como la ley de Darcy y (3) una ecuación de estado (EOS). Las suposiciones bajo las cuales fue derivada son: medio poroso isotrópico y homogéneo, porosidad y permeabilidad constante, flujo monofásico, fluido de compresibilidad baja y constante, fuerzas gravitacionales despreciables, espesor uniforme y viscosidad constante¹⁵.

Ecuación 4

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{c\phi \mu}{k} \frac{\partial P}{\partial t}$$

4.1.7 Regímenes de flujo. Existen diferentes soluciones a la ecuación de difusividad, dependiendo de las condiciones iniciales y las condiciones de límite usadas para resolver la ecuación. Las tres principales soluciones de dicha ecuación son: (1) flujo radial en estado transiente, (2) flujo radial en estado pseudo-estable y (3) flujo radial en estado estable. Dichas soluciones se pueden ser ordenadas dependiendo del análisis que se quiera realizar, por ejemplo, en el caso de un ingeniero de presiones se analiza la presión de fondo en función del caudal pero para los intereses un ingeniero de producción es más importante analizar el caudal en función de la presión de fondo.

4.1.7.1 Flujo radial en estado transiente. La solución de la ecuación de difusividad para este caso se muestra en la ecuación 5 y también es conocida como solución de la línea fuente, ya que se asume un radio del pozo infinitesimalmente pequeño en comparación con el yacimiento, el cual se comporta como si fuera infinito ya que no se aprecia el efecto de los límites externos.

¹⁵GOMEZ MARCANO, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011, Capítulo 2, 52 p.

Ecuación 5

$$p = p_i + 70.6 \frac{qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{1,688\phi\mu c_t r^2}{kt} \right) \right]$$

4.1.7.2 Flujo radial en estado pseudo- estable. El estado estable se consigue cuando se alcanzan todos los límites del yacimiento en un sistema y se alcanza lo que se conoce como flujo semi-continuo, se caracteriza porque la presión de yacimiento declina con el tiempo. En este caso se presentan tres periodos de flujo: un periodo de flujo radial infinito, seguido de un periodo de transición que depende del área de drenaje del pozo y su ubicación en el yacimiento y por último el flujo semi-continuo cuando se alcanzan todos los límites. La solución de la ecuación de difusividad para este caso se muestra en la ecuación 6 para un área de drenaje circular¹⁶.

Ecuación 6

$$p_{wf} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[\frac{0.000528k}{\phi\mu c_t r_e^2} t + \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right]$$

4.1.7.3 Flujo radial en estado estable. El flujo en estado estable ocurre teóricamente en tiempos largos de producción bajo la influencia de límites de externos de presión constante, donde se alcanza una condición denominada flujo continuo en la que existe un mantenimiento de presión respecto al tiempo. Los periodos de flujo que se presentan en este caso son: flujo radial infinito, seguido de un periodo de transición y finalmente el periodo de flujo continuo. En la ecuación 7 se muestra la solución de la ecuación de difusividad para flujo radial en estado estable¹⁷.

¹⁶ LEE, J., Rollins, J.B., and Spivey, J.P. 2003. Pressure Transient Testing. Richardson, TX:Society of Petroleum Engineers, 28 p.

¹⁷ Ibidem.

Ecuación 7

$$p_{wf} = p_i - \frac{141.2qB\mu}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]$$

4.2 TÉCNICAS CONVENCIONALES DE ANÁLISIS DE PRESIONES

Todos los métodos de análisis de pruebas de presión están basados en la ecuación de difusividad. En la figura 9 se ilustra la metodología a seguir en el análisis de presiones, en la cual los principales pasos son la identificación del modelo del yacimiento y los regímenes de flujo presentes y la determinación de los parámetros del pozo y el yacimiento. Este procedimiento se lleva a cabo a partir del uso de gráficos, los cuales pueden aplicarse ya sea para el análisis de periodos de flujo o periodos de cierre.

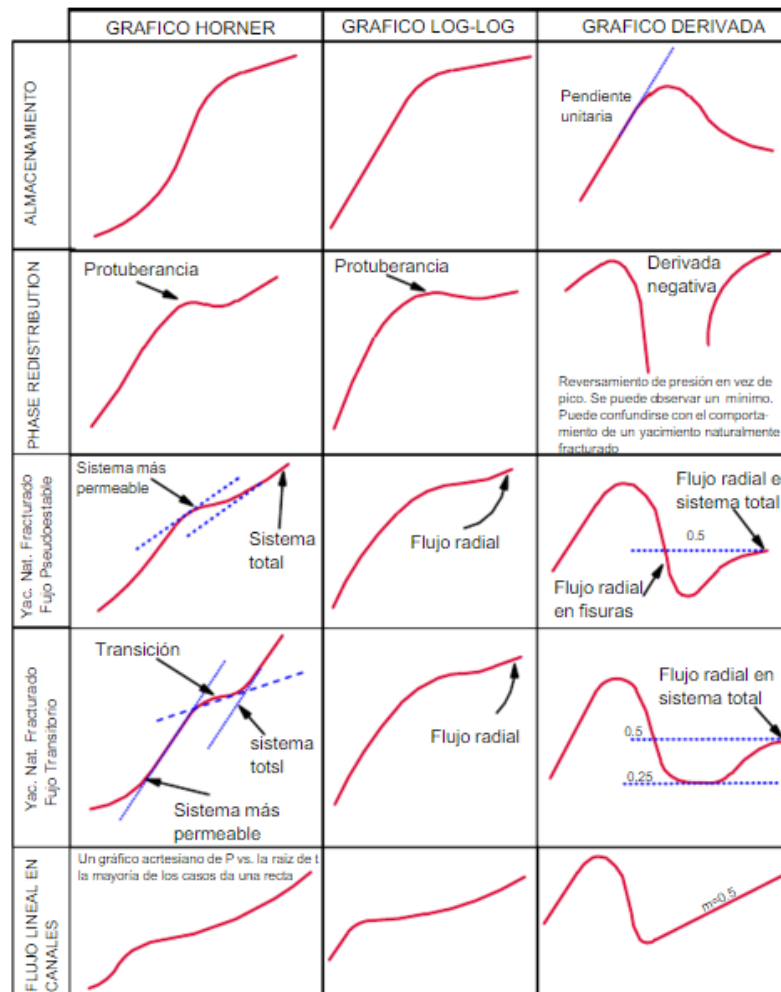
Figura 9. Metodología aplicada en el análisis de pruebas de presión



Fuente: Testing Design and Analysis. Deruyck, Bruno. Schlumberger

Entre los principales gráficos usados para el análisis convencional tenemos: semi-log de presión vs tiempo, log-log de presión vs tiempo, cartesiano de los mismos parámetros y gráfico de Horne, entre otros¹⁸.

Figura 10. Cartas de Identificación de Yacimientos



Fuente: Análisis moderno de presiones. Freddy Escobar *Capítulo 1, NOV 2003. 18p.*

Durante la etapa inicial de la prueba se puede apreciar que se forma una línea de pendiente unitaria en el gráfico log-log, la cual indica que se tiene flujo con 100% de

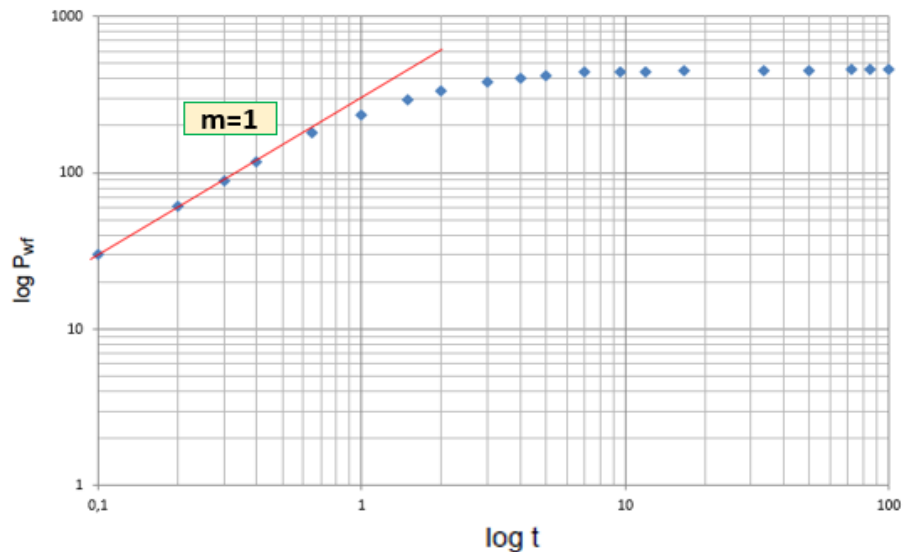
¹⁸ ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009Capítulo 1, Pág. 16

almacenamiento tal y como se observa en la figura 11. A partir de esta línea de pendiente unitaria se puede determinar el coeficiente de almacenamiento tomando un punto de dentro de la línea y reemplazándolo en la ecuación 8.

Ecuación 8

$$C = \left(\frac{qB}{24}\right) \left(\frac{t}{\Delta p}\right)_{lpu}$$

Figura 11. Gráfico log-log para determinar el coeficiente de almacenamiento



Fuente: Análisis moderno de presiones. Freddy Escobar Capítulo 1, NOV 2003.

Una vez se ha determinado el coeficiente de almacenamiento en la región ETR se procede a analizar la región MTR, en la cual se pueden determinar los parámetros de permeabilidad y factor de daño a partir del gráfico semi-log. Obteniendo la pendiente de la recta que se forma en el gráfico semi-log en la región MTR y el intercepto de presión para un tiempo igual a 1 hora, se reemplaza en las ecuaciones 8 y 9 para determinar los valores de permeabilidad y factor de daño respectivamente. Es muy importante saber dónde termina la región ETR y comienza la región MTR, para lo cual se puede usar el gráfico log-log contando como regla

1,5 ciclos logarítmicos después de que finalice línea de pendiente unitaria, donde se considera que ya hay flujo radial infinito y se puede tomar como el tiempo de inicio de la región MTR. En la figura 12 se muestra el gráfico semi-log para un periodo de flujo con su respectivo análisis¹⁹.

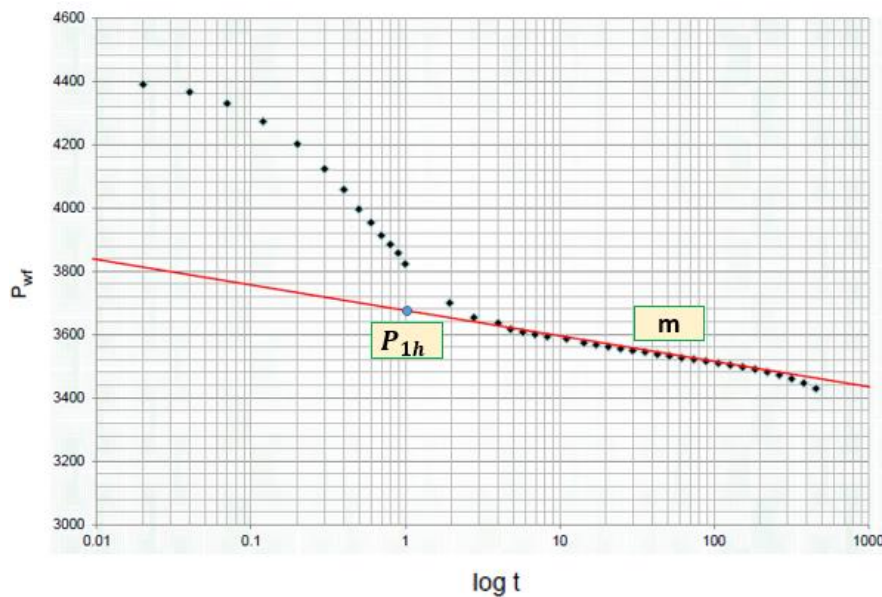
Ecuación 9

$$k = \frac{162,6qB\mu}{mh}$$

Ecuación 10

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

Figura 12. Gráfico semi-log para determinar la permeabilidad y el factor de daño

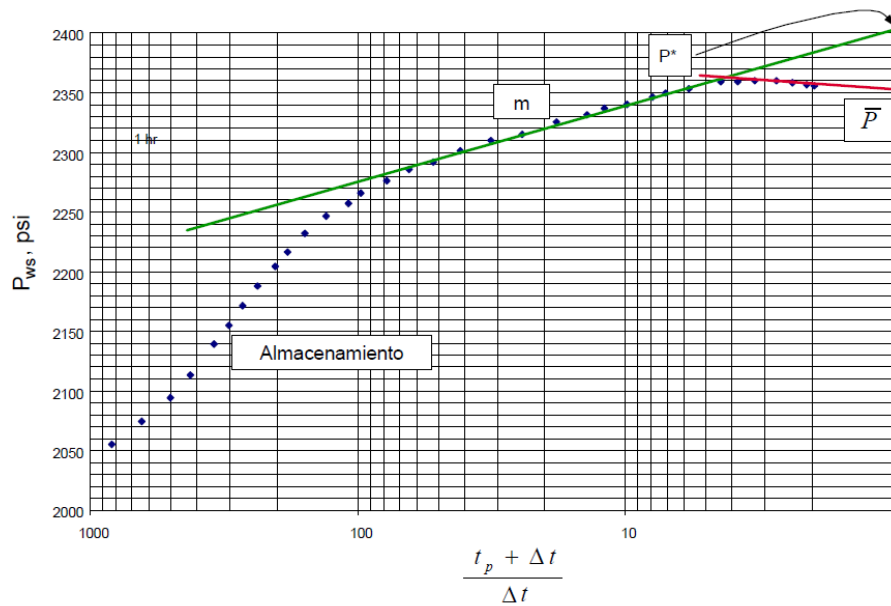


Fuente: Análisis moderno de presiones. Freddy Escobar Capitulo 1, NOV 2003.

¹⁹ LEE, John. Pressure Transient Analysis. Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers. 2003. Pág. 43.

La presión del yacimiento, ya sea inicial o promedio, puede calcularse de los periodos de cierre a partir de varios métodos, entre los que se encuentran el de Horne, el MBH, el MDH, el de Ramme-Cobb, el de Dietz, etc. El método de Horne es preferiblemente aplicado en pozos nuevos ya que se tienen condiciones de presión inicial (P_i), como ocurre en las pruebas DST. En este método se utiliza el gráfico de Horne que se observa en la figura 13, donde se ubica la línea recta en la región media y se extrapola hacia un tiempo de cierre infinito, lo que equivale a un tiempo de Horne igual a 1^{20} .

Figura 13. Gráfico de Horne para determinar la presión del yacimiento, que en este caso es igual a la presión inicial



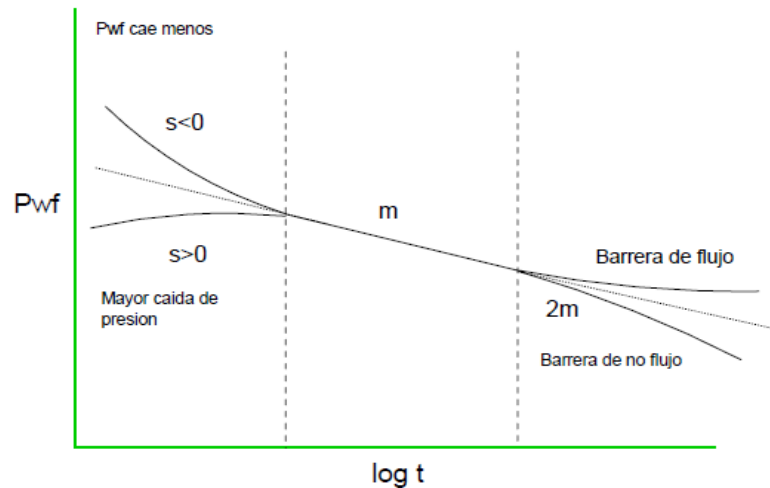
Fuente: Análisis moderno de presiones. Freddy Escobar Capítulo 1, NOV 2003.

Las condiciones de límite del yacimiento son analizadas en etapas tardías de la prueba y cada una de ellas representa un comportamiento de presión diferente, por ejemplo si se tiene un límite de no flujo como una falla sellante la curva en el gráfico

²⁰ LEE, John. Pressure Transient Analysis. Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers. 2003. 49 p.

semi-log tendrá una desviación hacia abajo con una pendiente en la región LTR del doble que la pendiente en la región MTR, mientras que si el límite es de presión constante como en el caso de un acuífero la curva tomará una desviación hacia arriba como se observa en la figura 14²¹.

Figura 14. Comportamiento de presión observado en un gráfico semi-log



Fuente: Escobar, Freddy. Análisis Moderno de Presiones de Pozos, NOV 2003, Capitulo2, 93 p.

Existen múltiples procedimientos empleados para determinar la distancia del pozo a los límites del yacimiento, uno de los más conocidos es el método de Gray para determinar la distancia del pozo a una falla sellante. Este método conduce a la definición de dos líneas rectas en el gráfico de Horne, donde la primera representa el periodo de flujo infinito en la región MTR y la segunda es representativa del límite en la región LTR. Una vez se ha identificado la presencia de límites al observar que la segunda pendiente es del doble de la primera se procede a determinar la distancia al límite usando la ecuación 11²².

²¹ ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009, 100 p.

²² GOMEZ MARCANO, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011, Capítulo 2, 74 p.

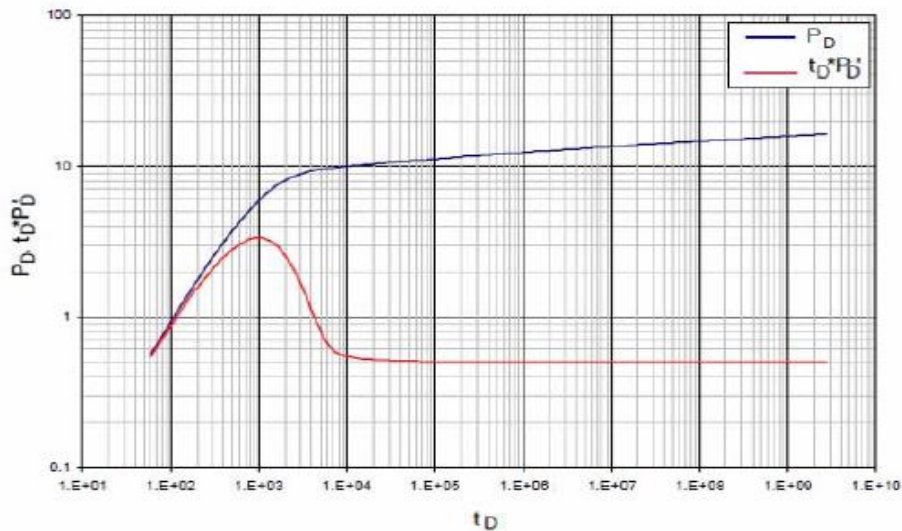
Ecuación 11

$$d = 0,01217 \sqrt{\frac{kt_p}{\phi\mu c_t \left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right)_x}}$$

4.3 TÉCNICAS MODERNAS DE ANÁLISIS DE PRESIONES

Las técnicas modernas de análisis de presiones se basan en el análisis de la derivada de presión o curva tipo de Bourdet, la cual consiste en un gráfico log-log de presión diferencial vs tiempo como la que se muestra en la figura 15. Al igual que en el análisis convencional, con la derivada de presión se pueden determinar parámetros de pozo y yacimiento vistos anteriormente. Adicionalmente, la derivada ayuda a visualizar de forma mucho más clara los regímenes de flujo presentes durante la prueba y sus pendientes características en cada región, por lo que constituye la herramienta más poderosa para la identificación del modelo del yacimiento, permitiendo evidenciar tendencias que son más difíciles de observar en los gráficos convencionales.

Figura 15. Derivada de presión

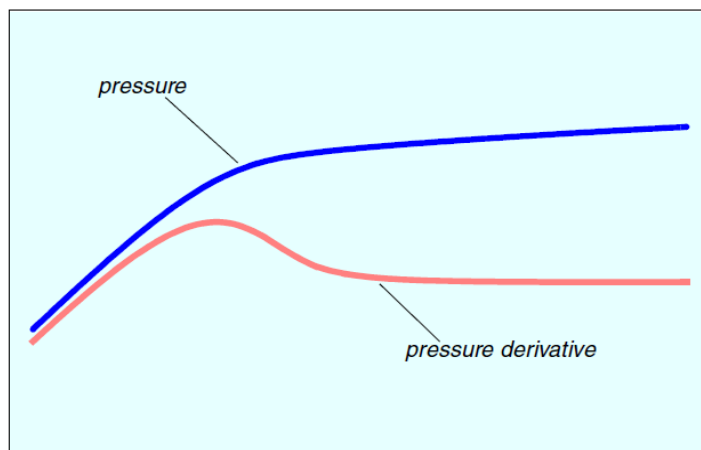


Fuente: Gómez Marcano, Sandra. Diseño De Pruebas De Presión En Pozos Exploratorios Del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011.

A partir de diversos estudios realizados mediante la aplicación de las técnicas modernas de análisis, se han podido establecer ciertas características generales que describen el comportamiento típico de la curva de la derivada durante una prueba de presión. Entre las principales características se encuentran las siguientes:

A tiempos tempranos de la prueba se forma una línea de pendiente unitaria que indica un flujo gobernado por los efectos de almacenamiento, al igual que en el gráfico log-log usado en el análisis convencional. Así mismo se puede apreciar un pico máximo o “joroba” en la curva de la derivada, el cual es indicativo del efecto de daño en la zona cercana a la cara del pozo. Entre mayor sea el valor del máximo observado mayor será el factor de daño, la ausencia de un pico máximo es señal de que el pozo se encuentra estimulado, es decir, que el factor de daño es menor a cero. Dicho comportamiento se muestra en las figuras 16 y 17²³.

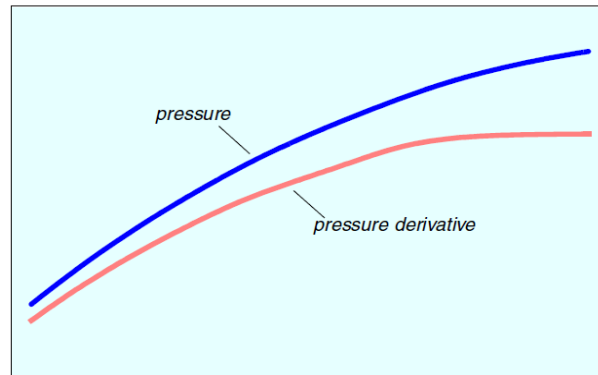
Figura 16. Comportamiento de presión típico de un pozo con daño mayor que 0.



Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200. Capítulo 4. Modelos analíticos.

²³ GOMEZ MARCANO, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011, Capítulo 2, 68 p.

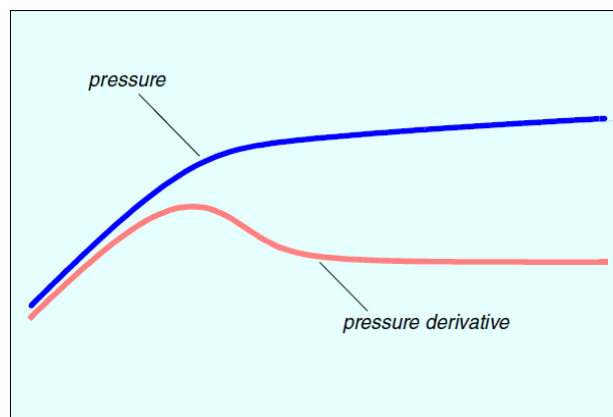
Figura 17. Comportamiento de presión típico de un pozo estimulado



Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200. Capítulo 4. Modelos analíticos. Pág. 44.

1. En la región MTR el flujo radial infinito puede reconocerse por una estabilización en el valor de la derivada con un valor de pendiente igual a 0. La presencia de un valle o mínimo en la curva a tiempos intermedios es indicador de la heterogeneidad que presenta el yacimiento. En las figuras 18 y 19 se puede apreciar el comportamiento típico para un yacimiento homogéneo y para un yacimiento de doble porosidad, respectivamente²⁴.

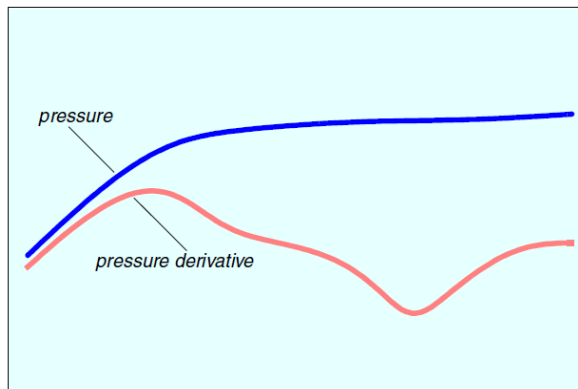
Figura 18. Comportamiento de presión típico de un pozo en un yacimiento homogéneo



Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200. Capítulo 4. Modelos analíticos.

²⁴ GOMEZ MARCANO, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011. Capítulo 2, 68 p.

Figura 19. Comportamiento de presión típico de un pozo en un yacimiento heterogéneo de doble porosidad

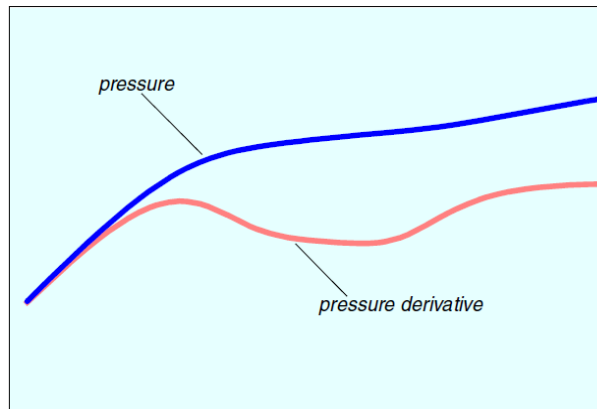


Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200.. Capítulo 4. Modelos analíticos. Pág. 62.

2. La presencia de límites del yacimiento se puede evidenciar a partir de tendencias ascendentes y descendentes en la curva de la derivada a tiempos tardíos de la prueba. Una tendencia ascendente indica la presencia de límites de no flujo, lo que genera un incremento en la derivada de presión del doble del valor obtenido en la región MTR. En caso de que se alcancen todos los límites de no flujo y se llegue a la condición de flujo semi-continuo (estado pseudo-estable), se evidenciará una línea recta ascendente con pendiente igual a 1. Por otro lado, una tendencia descendente indica la presencia de límites de presión constante como un acuífero o capa de gas. Estas tendencias típicas para cada caso se muestran a continuación en las figuras 20 y 21²⁵.

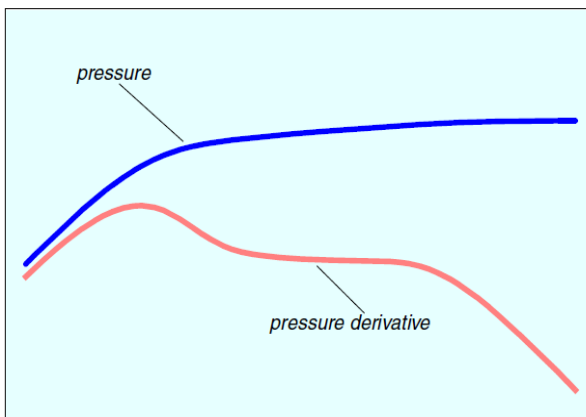
²⁵ GOMEZ MARCANO, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Universidad De Oriente. Anzoátegui 2011. Capítulo 2, 69 p.

Figura 20. Comportamiento de presión típico de un pozo en contacto con un límite de no flujo



Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200. Capítulo 4. Modelos analíticos.

Figura 21. Comportamiento de presión típico de un pozo en contacto con un límite de presión constante



Fuente: Schlumberger. Manual de usuario de Weltest200. Capítulo 4. Modelos analíticos. Pág. 62.

La determinación de los parámetros de pozo y yacimiento con técnicas modernas es llevada a cabo usando la metodología de la Síntesis Directa de Tiab (TDS), de forma muy similar a la metodología usada en el análisis convencional. De la región ETR el coeficiente de almacenamiento es determinado a partir de la ecuación 12.

Ecuación 12

$$C = \left(\frac{q\beta}{24}\right) \frac{t}{(t * \Delta P')}$$

De la región MTR se puede determinar la permeabilidad y el factor de daño usando las ecuaciones 13 y 14, respectivamente

Ecuación 13

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

Ecuación 14

$$S = 0.5 \left[\frac{\Delta P_r}{(t * \Delta P')_r} - \ln \left(\frac{kt_r}{\phi\mu C_t r_w^2} \right) + 7.43 \right]$$

La presión del yacimiento puede determinarse del análisis de los periodos de cierre usando la ecuación 15

Ecuación 15

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

Finalmente de la región LTR se puede determinar la distancia al límite del yacimiento más cercano usando la ecuación 16

Ecuación 16

$$d = 0.0122 \left(\frac{kt_{inf}}{\phi\mu C_t} \right)^{\frac{1}{2}}$$

4.3.1 Aplicaciones en sistemas de baja permeabilidad. En los sistemas convencionales de alta permeabilidad la detección de límites del yacimiento es un objetivo importante en el diseño de una prueba de presión. Sin embargo, en sistemas de baja permeabilidad como los *Shales* es poco probable que el transiente de presión se propague lo suficiente para alcanzar a contactar algún límite. Dado que los pozos en este tipo de yacimientos son usualmente sometidos a un fracturamiento hidráulico masivo, es necesario llevar a cabo pruebas pre- y pos-fracturamiento. Las pruebas pre-fracturamiento pueden ser pruebas DST convencionales o mini DST y son diseñadas con el fin de obtener información del yacimiento como permeabilidad y presión inicial, la cual sirve como base también para hacer el diseño de la estimulación, mientras que la prueba pos-fracturamiento tiene como objetivo determinar propiedades de la fractura hidráulica como lo son la longitud media y la conductividad. La duración de las pruebas de pozo en yacimientos no convencionales suele ser mucho mayor que en los yacimientos convencionales, esto se hace para compensar la dificultad con la que se propaga el transiente de presión a causa de la baja permeabilidad. Adicionalmente, los efectos del almacenamiento son mucho más severos en este tipo de yacimientos por lo que se debe asegurar que los periodos de flujo sean suficientemente extensos para superar esta condición²⁶.

4.4 USO DE HERRAMIENTAS SOFTWARE EN EL ANÁLISIS DE PRESIONES (ECRIN SAPHIR)

Las herramientas software juegan un rol fundamental en el análisis de presiones ya que facilitan el trabajo del ingeniero de presiones en todas las etapas del proceso, desde la identificación del modelo del yacimiento hasta la determinación de los parámetros del pozo y el yacimiento, permitiéndole realizar el trabajo de forma automática y con mayor precisión. Entre los software más importantes para la

²⁶ STEWART, George. Well test design and analysis. PennWell Corporation. Oklahoma, USA. 2011.

interpretación de pruebas de presión está Ecrin Saphir, el cual fue escogido para realizar el análisis de presiones del caso de estudio y sobre el cual se hará especial énfasis en este trabajo.

Al inicializar un nuevo proyecto en Ecrin Saphir es necesario ingresar cierta información general acerca de la prueba, la cual incluye datos del tipo de prueba, el fluido de referencia, las fases de flujo disponibles, el espesor neto, la porosidad promedio, el tiempo de referencia y el tipo de análisis, tal y como se muestra en la figura 22. Igualmente se deben ingresar parámetros PVT como lo son el factor volumétrico de formación, la viscosidad y la compresibilidad total, si no se tiene disponibilidad de estos parámetros el software permite calcularlos a partir de correlaciones PVT, como se puede observar en la figura 22.

Figura 22. Dialogo de inicialización 1 de 2

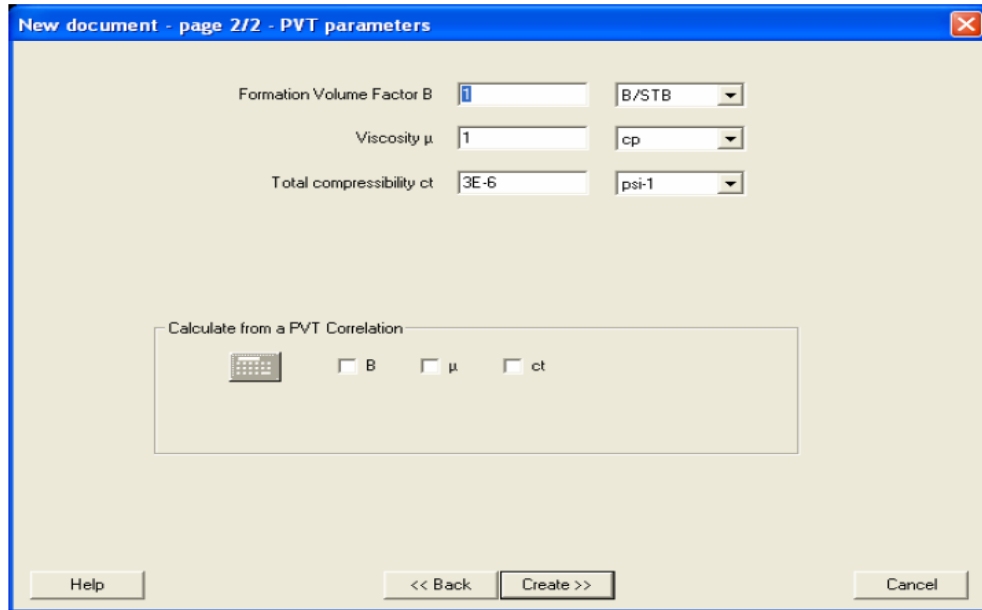
The screenshot shows a software dialog box titled "New document - page 1/2 - Main options". It has four tabs: "Main options", "Information", "Units", and "Comments". The "Main options" tab is active. The dialog is organized into several sections:

- Test type:** Two radio buttons are present: "Standard" (which is selected) and "Interference".
- Fluid type:** A "Reference phase:" dropdown menu is set to "Oil". Below it, under "Available rates:", there are three checkboxes: "Oil" (checked), "Gas", and "Water".
- Reference time (t=0):** A date picker is set to "12/ 4/1999" and a time picker is set to "12:06:45 AM".
- Start with analysis:** Three radio buttons are present: "Standard" (selected), "NonLinear", and "Multi-Layer".

At the bottom of the dialog, there are four buttons: "Help", "<< Back", "Next >>", and "Cancel".

Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005.. Capítulo 1.

Figura 23. Dialogo de inicialización 2 de 2

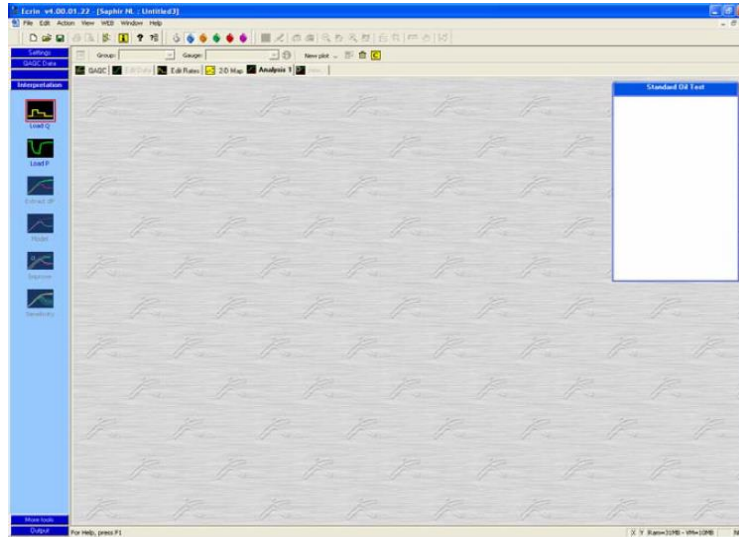


Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1.

Una vez se han definido los parámetros generales de la prueba se despliega la pantalla principal de Ecrin Saphir, una ventaja de este software es que el panel contiene 6 íconos los cuales están ordenados de forma descendente de acuerdo al procedimiento que se debe llevar a cabo para realizar el análisis de presiones, como se puede apreciar en la figura 24²⁷.

²⁷ ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Página 2.

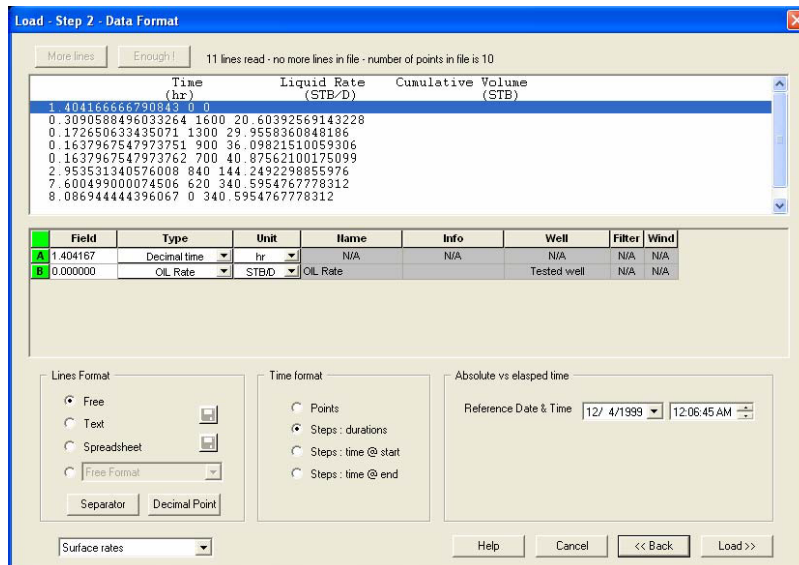
Figura 24. Pantalla principal de Ecrin Saphir



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 2

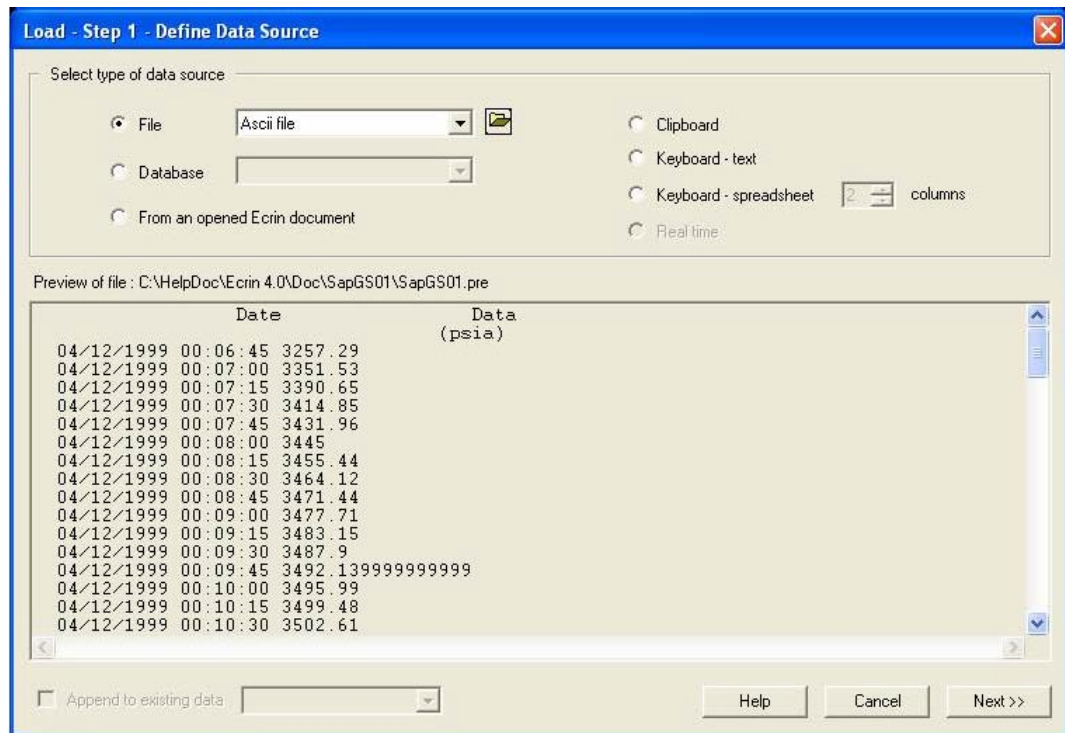
Los dos primeros pasos, independientemente del orden, consisten en cargar los datos de presión y producción obtenidos de la prueba, los cuales por lo general son ingresados en forma de archivos tipo ASCII como se puede apreciar en la figuras 25 y 26.

Figura 25. Carga de datos de caudal en el software



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 3

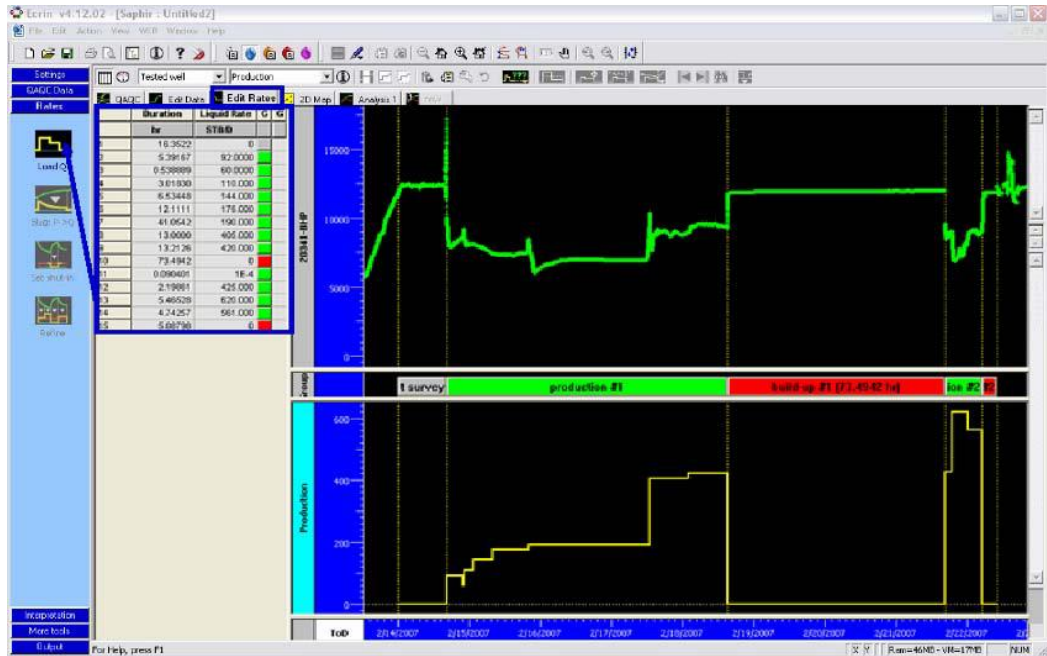
Figura 26. Carga de datos de presión en el software



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 4

Teniendo cargados los datos de presión y producción, el siguiente paso es sincronizar estos datos para que los tiempos de ambas variables coincidan. Esto se lleva a cabo como se aprecia en la figura 27.

Figura 27. Sincronización de los datos de caudal y presión

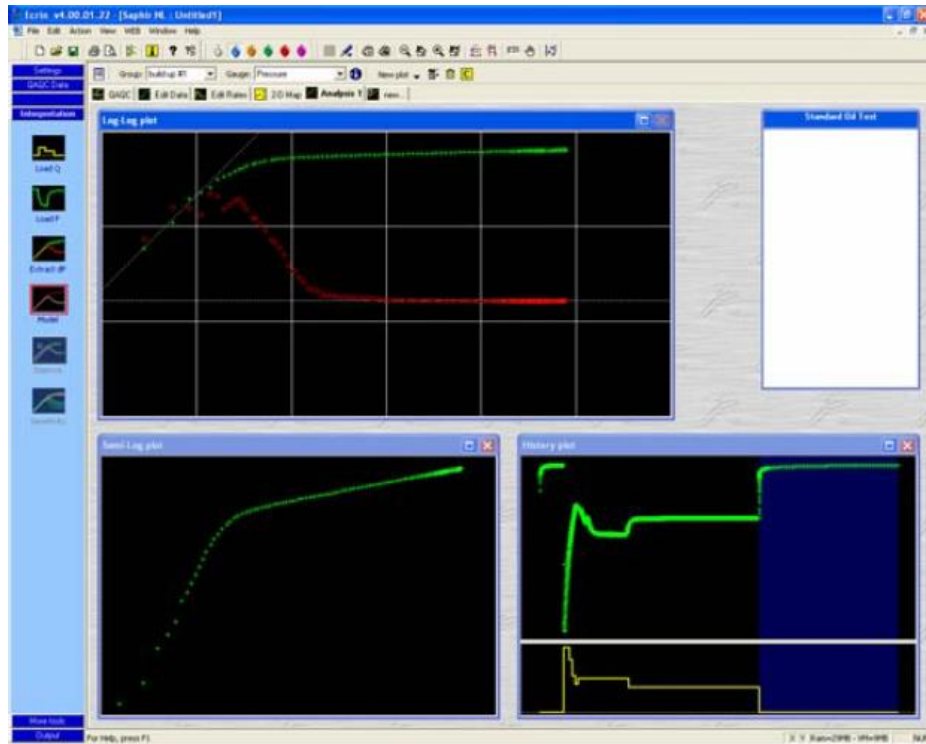


Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 5

Después de sincronizar toda la data de entrada de presión y producción, se procede a extraer las gráficas necesarias para realizar la interpretación de la prueba. En la figura 28 se pueden observar las gráficas generadas, entre las cuales se encuentran el gráfico log-log, el semi-log y la derivada de presión²⁸.

²⁸ ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 2

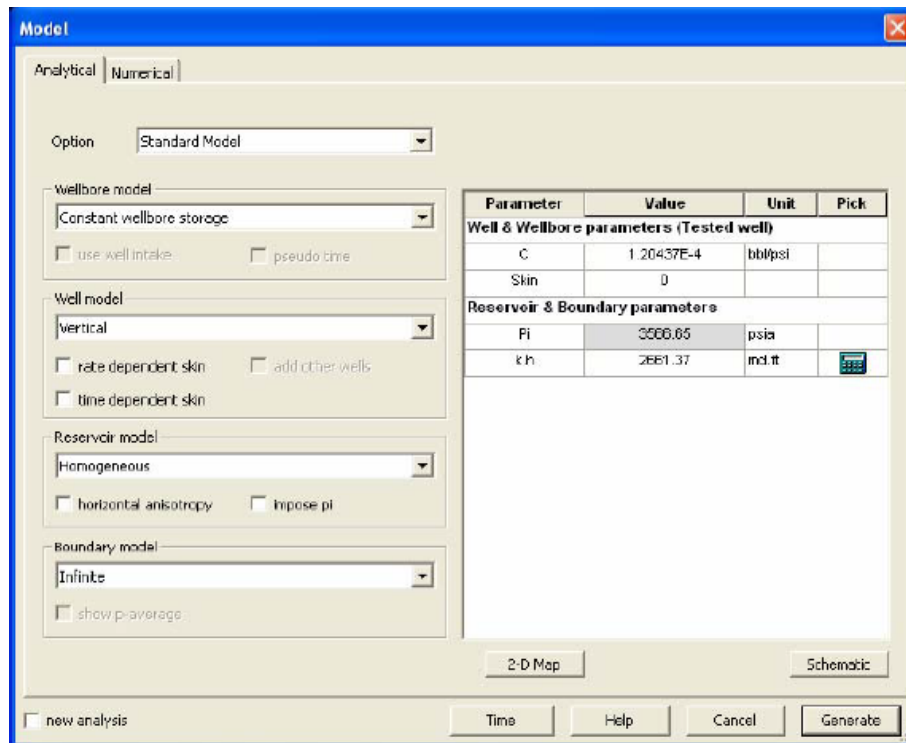
Figura 28. Extracción de los gráficos necesarios para la interpretación de la prueba



Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 6

A partir de las gráficas generadas, se escoge el modelo que mejor describa el comportamiento del yacimiento para así poder obtener los parámetros del pozo y el yacimiento con base en dicho modelo, como se aprecia en la figura 29.

Figura 29. Selección del modelo del yacimiento para la determinación de parámetros del pozo y el yacimiento

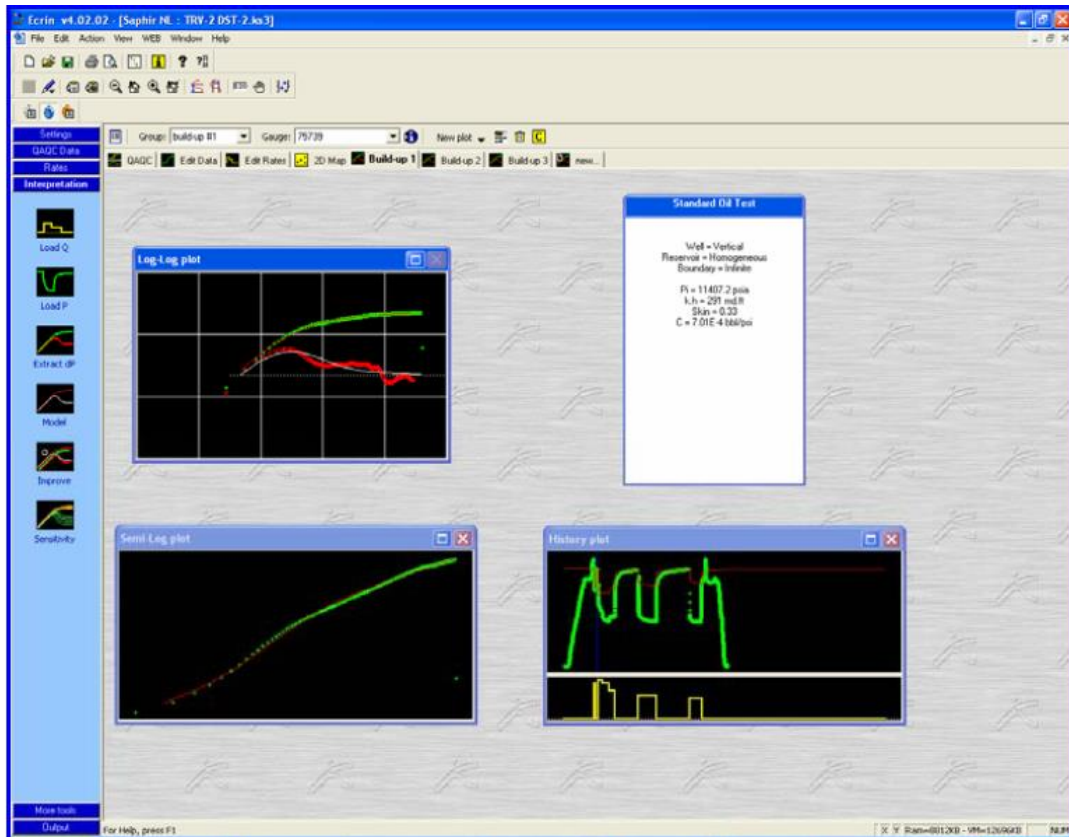


Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 8

Una vez se ha seleccionado el modelo del yacimiento el paso final es realizar un refinamiento de dicho modelo, para de este modo obtener el mejor ajuste posible del modelo a los gráficos generados y que los valores de los parámetros determinados sean los más exactos, como se puede observar en la figura 30²⁹.

²⁹ ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. capítulo 1. Página 2.

Figura 30. Refinamiento y ajuste del modelo con las gráficas extraídas.

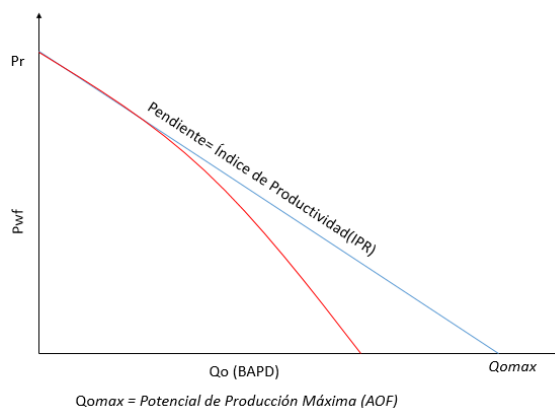


Fuente: ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005. Capítulo 1. Pág. 9

5. RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE INFLUJO (IPR)

La relación del comportamiento de flujo, más comúnmente conocida como IPR por sus siglas en inglés (*Inflow Performance Relationship*), es una herramienta utilizada en ingeniería de producción ya que permite evaluar la capacidad de un pozo para producir fluidos del yacimiento. El IPR relaciona gráficamente la tasa de producción con la presión de fondo fluyendo, tal y como se observa en la figura 31³⁰.

Figura 31. Modelo de IPR Simple



Fuente: Modificado de Production Optimization Using Nodal Analysis. Beggs, Dale. 2003

La figura 31 es una representación del modelo más simple de IPR que es la línea recta, propio de los yacimientos de aceite sub-saturado, en los cuales la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja y por ende solo se presenta flujo en una fase. El AOF o *Absolute Open Flow* es el caudal máximo teórico que se obtendría si la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) fuese cero. El inverso de la pendiente de la recta representa una relación que se conoce como Índice de Productividad (IP o J) y es uno de los principales factores que describen el comportamiento de flujo.

³⁰ MORALES. ASTRID D. Desarrollo De Una Herramienta Computacional Como Soporte Al Programa De Levantamiento Artificial Guru, Para El Cálculo De Afluencia En Pozos Verticales Y Horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela.

5.1 INDICE DE PRODUCTIVIDAD

El IPR es un indicador de la facilidad con la que los fluidos pasan desde la formación hacia la cara del pozo y se puede expresar matemáticamente por medio de la ecuación 17. Debido a esto, es de gran importancia para el ingeniero de producción determinar el IP de un pozo, para esto se deben tener conocimientos previos acerca de las propiedades petrofísicas y de fluidos o también puede realizarse mediante el uso de *Test Points* obtenidos de pruebas de producción. Esta información ayuda al ingeniero a evaluar el potencial productor de un pozo y a su vez monitorear el comportamiento de influjo analizando cambios en el índice de productividad.

Ecuación 17

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}}$$

Donde:

J: Índice de productividad: bpd/lpca

$\overline{P_R}$: Presión estática promedio del área de drenaje. lpca

P_{wf} : presión de fondo fluyente. lpca

q_o : Caudal de producción. bdp

Existen varios factores que pueden afectar el comportamiento de influjo y debido a esto se pueden generar cambios en el IPR. Entre los principales factores que afectan el comportamiento de influjo están: el factor de daño del pozo, el régimen de flujo, el número de fases presentes, la trayectoria o grado de desviación del pozo y las propiedades del yacimiento y de los fluidos.

5.2 REGIMENES DE FLUJO

La capacidad de entrega de un pozo se puede modelar matemáticamente con base en regímenes de flujo tales como estado transiente, estado estable y estado pseudo-estable. Esto significa que para cada régimen de flujo se puede desarrollar una relación entre la presión de fondo y la tasa de producción (IPR).

5.2.1 Estado transiente. El régimen de flujo transiente se caracteriza porque el radio de propagación del transiente de presión no ha alcanzado los límites del yacimiento. Por esta razón, durante el flujo transiente el yacimiento se comporta como si fuera infinitamente largo desde el punto de vista del análisis transiente de presiones.

Asumiendo flujo en una sola fase en el yacimiento, se han desarrollado varias soluciones para describir el comportamiento transiente y están disponibles en textos de la literatura clásica tales como el de Dake. La solución puede ser expresada asumiendo tasa de producción constante o presión de fondo constante. La solución asumiendo presión de fondo constante es más práctica dado que los pozos de aceite son normalmente operados a presión de fondo constante, esto se logra manteniendo la presión en cabeza constante mediante un tamaño de *Choke* constante³¹.

Earlougher desarrolló una solución asumiendo presión de fondo constante expresada en la ecuación 18, la cual es usada en ingeniería de producción para analizar el comportamiento transiente de los pozos.

³¹ BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing.

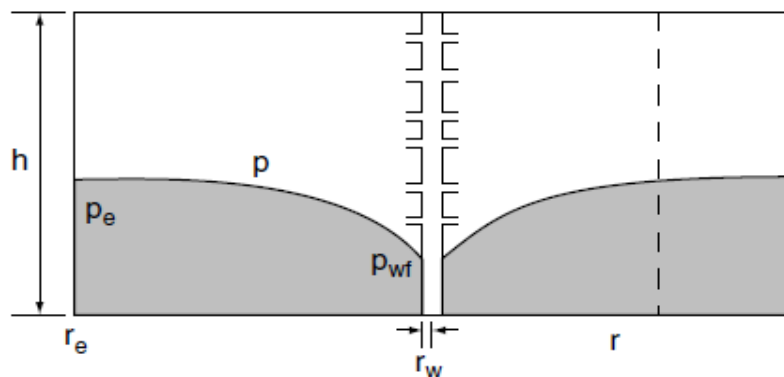
Ecuación 18

$$q = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{162.6B_o\mu_o \left(\log t + \log\left(\frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2}\right) - 3.23 + 0.87S \right)}$$

En el estado transiente la principal que afecta el comportamiento de influjo es el tiempo de producción. De la ecuación 16 se puede apreciar que el caudal de aceite disminuye con el tiempo; esto ocurre porque el radio de influencia sobre el cual actúa el diferencial de presión ($P_i - P_{wf}$) se incrementa con el tiempo, lo que a su vez genera que el gradiente de presión global en el yacimiento disminuya con el tiempo.

5.2.2 Estado estable. El estado estable se define como un régimen de flujo en el cual la presión en cualquier punto del yacimiento se mantiene constante respecto al tiempo. Esta condición de flujo se da cuando el transiente de presión entra en contacto con límites de presión constante, como por ejemplo un acuífero activo o un pozo inyector. Un esquema del modelo de yacimiento para estado estable se muestra en la figura 32, donde P_e representa la presión en el límite de presión constante.

Figura 32. Esquema de un yacimiento con límite de presión constante



Fuente: BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing

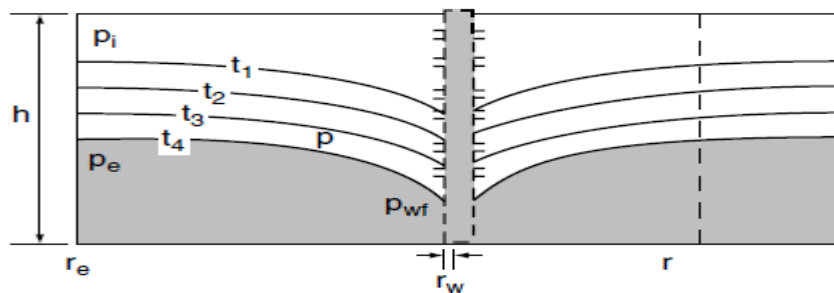
Asumiendo flujo en una sola fase se desarrolló la siguiente relación teórica con base en la Ley de Darcy, para un yacimiento de aceite bajo la condición de estado estable debido a un límite circular de presión constante a una distancia r_e del pozo. Se puede apreciar que para la condición de flujo estable el principal factor que afecta el comportamiento del influjo es el factor de daño, obviamente entre mayor sea el daño del pozo menor será su IP.

Ecuación 19

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

5.2.3 Estado pseudo-estable. El estado pseudo-estable es un régimen de flujo que se caracteriza porque la presión en cualquier punto del yacimiento declina a la misma tasa constante con respecto al tiempo. Esta condición de flujo se presenta cuando la onda de presión que se propaga a través de yacimiento contacta todos los límites de no flujo. Un límite de no flujo puede ser una falla sellante, una discontinuidad estratigráfica o un límite del área de drenaje de un pozo productor. En la figura 33 se muestra un esquema de un modelo de yacimiento para estado pseudo-estable, donde P_e representa la presión en el límite de no flujo para un tiempo t_4 .

Figura 33. Esquema de un yacimiento con límites de no flujo.



Fuente: BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing

De forma análoga al estado estable, se desarrolló una relación matemática para un yacimiento en estado pseudo-estable expresada en la ecuación 20:

Ecuación 20

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)}$$

Dado que la presión P_e no es conocida para cualquier tiempo, es más útil utilizar la siguiente expresión en términos de la presión de yacimiento promedio

Ecuación 21

$$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)}$$

En este caso además del daño, otro factor que afecta considerablemente el IP es la declinación de la presión de yacimiento. El tiempo también es una variable que sin duda afecta el IP pero está implícito dentro de la relación, ya que la tasa de declinación de la presión es función del tiempo.

5.3 IPR PARA 1 FASE

Las ecuaciones presentadas anteriormente fueron desarrolladas asumiendo flujo monofásico, en el comportamiento de influjo puede ser descrito mediante la Ley de Darcy. Este modelo solo aplica para yacimientos cuya presión se encuentra por encima del punto de burbuja, en los cuales no se presenta flujo de gas en el

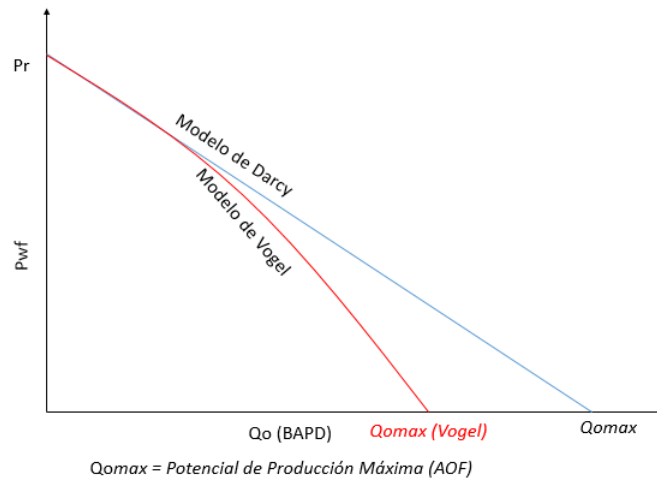
yacimiento. En este caso el IP se mantiene constante y la curva IPR forma una línea recta tal y como en la figura 34³².

5.4 IPR PARA 2 FASES

Cuando la presión cae por debajo del punto de burbuja el gas que estaba en solución se desprende y se convierte en gas libre. Si la presión de yacimiento es menor a la presión de burbuja habrá flujo tanto de aceite como de gas en el yacimiento; el gas libre ocupa parte del espacio poroso lo cual disminuye el flujo de aceite y por consiguiente su permeabilidad relativa. Además, la viscosidad del aceite se incrementa a causa de la disminución en el contenido de gas en solución. La combinación de dichos efectos se traduce en una tasa de producción de aceite menor que la que se tendría si el flujo fuera en una sola fase, para una presión de fondo dada. Esto ocasiona que la curva IPR se desvíe de la tendencia lineal por debajo del punto de burbuja tal y como se muestra en la figura 34, entre menor sea la presión de fondo mayor será la desviación, lo que significa que el IPR ya no se comporta de manera constante sino que asume un comportamiento variable.

³² MORALES. ASTRID D. Desarrollo de una herramienta computacional como soporte al programa de levantamiento artificial Guru, para el cálculo de afluencia en pozos verticales y horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela.

Figura 34. Curva IPR Modelo Vogel



Fuente: Modificación de BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. 2003.

5.5 MODELOS SEMI ANALÍTICOS PARA POZOS VERTICALES

Existen numerosos modelos semi-analíticos que han sido desarrollados para describir el comportamiento de flujo para 2 fases. Estas ecuaciones empíricas han sido enfocadas tanto para pozos verticales como para pozos horizontales y desviados, respectivamente. Los siguientes son los modelos más comunes desarrollados para predecir el comportamiento de flujo por debajo del punto de burbuja para pozos verticales:

5.5.1 Modelo de Vogel. Vogel desarrolló una ecuación empírica para modelar la forma de la curva IPR en yacimientos saturados. Aunque el método originalmente fue propuesto para yacimientos con empuje por gas en solución, se ha encontrado su aplicabilidad para cualquier yacimiento cuya saturación de gas se incremente a medida que la presión disminuye.

Ecuación 22 (Vogel Saturado)

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2$$

El modelo original desarrollado por Vogel no tenía en cuenta el efecto de un factor de daño diferente de cero, pero una modificación posterior hecha por Standing extendió su aplicación para pozos dañados o estimulados. Standing realizó un reordenamiento matemático de la ecuación de Vogel para incluir de manera explícita el IPR, como se muestra en la ecuación 23, y además introdujo el término de la eficiencia de flujo (EF) para tener en cuenta el efecto del daño³³.

Ecuación 23

$$q = \frac{J^*p}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{p} \right)^2 \right]$$

La eficiencia de flujo representa la relación entre el índice de productividad real y el ideal, la cual también puede ser expresada en términos del caudal y de la diferencia de presiones.

Ecuación 24

$$EF = \frac{J_{actual}}{J_{ideal}} = \frac{p_i + p_{wf} - \Delta p_s}{p_i - p_{wf}} = \frac{\Delta p_{cero\ skin}}{\Delta p_{actual}} = \frac{q_{actual}}{q_{cero\ skin}}$$

Combinando la ecuación de Vogel con la definición de eficiencia de flujo se obtiene la siguiente expresión:

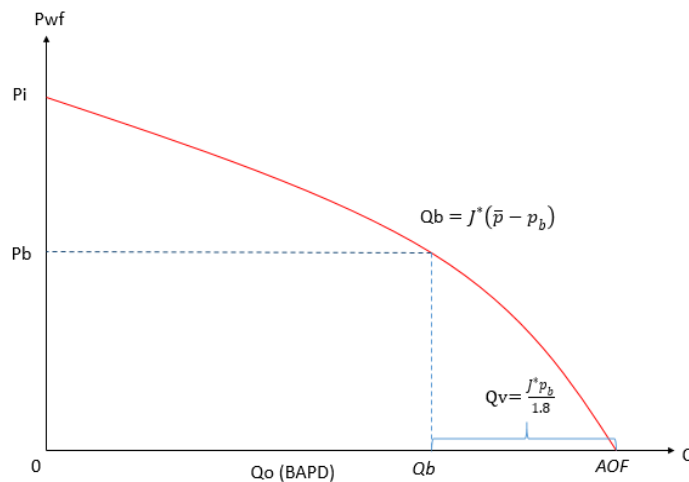
³³ BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. 2003.

Ecuación 25

$$\frac{q}{q_{EF=1}} = 1.8(EF) \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right) - 0.8(EF)^2 \left(1 - \frac{P_{wf}}{P_R}\right)^2$$

5.5.2 Modelo de vogel generalizado. Si la presión de yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja y la presión de fondo fluyendo se encuentra por debajo, puede formularse un modelo de IPR generalizado. Esto se puede lograr combinando el modelo de IPR de línea recta para flujo en una fase con el modelo de Vogel para flujo en dos fases. La figura 35 ayuda a entender dicha formulación³⁴.

Figura 35. Modelo Vogel 2 Fases



Fuente: Modificado BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing

De acuerdo a lo mencionado anteriormente, el modelo de Vogel generalizado se puede expresar mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 26

³⁴ BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing

$$q = J^*(\bar{p} - p_b) + \frac{J^* p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

5.5.3 Modelo de Fetkovich. Fetkovich propuso un método para modelar curvas IPR en pozos de aceite utilizando el mismo tipo de ecuación que se ha utilizado por muchos años para el análisis de pozos de gas. El método fue desarrollado a partir del análisis de pruebas isocronales y flow-after-flow llevadas a cabo en yacimientos con diferentes condiciones de permeabilidad y de presión.

En todos los casos se encontró que las curvas seguían la misma tendencia general, la cual se puede representar a través de la siguiente ecuación:

Ecuación 27

$$q_o = C(\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)^n$$

Para resolver esta ecuación es necesario conocer los parámetros C y n , los cuales pueden ser determinados a partir los *Test Points* obtenidos de pruebas multi-tasa.

5.5.4 Modelo de Jones, Blount & Glaze. Jones, Blount y Glaze también propusieron un método basado en pruebas multitasa en el cual buscaron incorporar los efectos de turbulencia y flujo no-Darcy cerca a la cara del pozo. La ecuación básica que desarrollaron para describir el flujo de aceite es la siguiente:

Ecuación 28

$$\frac{\bar{P}_R - P_{wf}}{q_o} = a + bq_o$$

Donde a representa el flujo laminar y b es el coeficiente de turbulencia. Para aplicar este método se debe obtener información de pruebas multitasa de forma similar al

método de Fetkovich. Como se puede apreciar, una gráfica en coordenadas cartesianas de la relación de diferencia de presiones respecto al caudal de aceite forma una línea recta, en la cual el coeficiente de flujo turbulento b es la pendiente y el coeficiente de flujo laminar a es el intercepto con el eje Y. Una vez a y b han sido determinados, la tasa de flujo a cualquier presión de fondo fluyendo puede ser obtenida resolviendo la siguiente ecuación:

Ecuación 27

$$q_o = \frac{-a + \sqrt{a^2 + 4b(\bar{P}_R - P_{wf})}}{2b}$$

5.5.5 Otros modelos. Además de los modelos presentados anteriormente, otros autores han desarrollado modelos con el fin de tener en cuenta otros factores adicionales que influyen en la forma de las curvas IPR, la mayoría a partir de modificaciones hechas a los modelos tradicionales.

Wiggins presentó un modelo para predecir el comportamiento de inlfujo para flujo en tres fases (agua, petróleo y gas). Estudiando variaciones en las curvas de permeabilidades relativas y propiedades de los fluidos obtuvo las siguientes ecuaciones de IPR muy similares a las de Vogel para predecir el caudal de aceite y de agua, respectivamente³⁵:

Ecuación 28

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = 1 - 0.52 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.48 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$

Ecuación 29

³⁵ WIGGINS, M. L., Russell, J.E., Jennings, J.W. "Analytical Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow in Bounded Reservoirs". Paper SPE 24055 presented at the SPE Western Regional Meeting, 30 March-1 April 1992, Bakersfield, California.

$$\frac{q_w}{q_{w,max}} = 1 - 0.72 \frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} - 0.28 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_R} \right)^2$$

Klins & Clark propusieron un IPR de estructura similar al de Vogel tal y como se observa en la ecuación 32. Con el fin de aumentar la exactitud de los resultados introdujeron un nuevo exponente “*d*” a la ecuación de Vogel en lugar de asumir un exponente parabólico constante. Este exponente depende de la presión de burbuja y su relación con la presión de yacimiento³⁶.

Ecuación 30

$$\frac{Q_o}{(Q_o)_{max}} = 1 - 0.295 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{p}_r} \right) - 0.705 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^d$$

Ecuación 31

$$d = \left[0.28 + 0.72 \left(\frac{\bar{p}_r}{p_b} \right) \right] (1.24 + 0.001 p_b)$$

Gasbarri et al. También generaron un modelo basado en la ecuación de Vogel, pero enfocando su aplicación en crudos pesados tanto para pozos verticales como pozos horizontales e inclinados. En su estudio evaluaron distintos parámetros que influyen en las curvas IPR tales como gravedad API, corte de agua y grado de depleción del yacimiento. Los autores agregaron un coeficiente parabólico “*V*” a la ecuación de Vogel en función de las variables mencionadas. Para pozos verticales desarrollaron la siguiente relación:

³⁶ AHMED, Tarek Ph.D. Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition . PE. ISBN-9780080966670, Ebook.

Ecuación 32

$$\frac{Q_o}{Q_{om\acute{a}x}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

El coeficiente V puede ser determinado de la siguiente manera:

Ecuación 33

$$V = a \cdot e^{c \cdot (WC)} + m \cdot \left(1 - \frac{P_f}{P_i} \right)$$

Donde a y c son coeficientes adimensionales en función de la gravedad API y WC representa el corte de agua en porcentaje (*Water Cut*).

Ecuación 34

$$a = 0.0146 \cdot API^2 - 0.4948 \cdot API + 4.5237$$
$$c = -0.0226 \cdot API^2 + 0.7624 \cdot API - 5.7916$$

P_f/P_i es un término que relaciona la presión de yacimiento actual con la presión inicial en el punto de burbuja y m es la pendiente de depleción que también depende de la gravedad API

Ecuación 35

$$m = -0.0973 \cdot API + 0.5094$$

5.6 MODELOS SEMI ANALÍTICOS PARA POZOS HORIZONTALES Y DESVIADOS

El grado de desviación del pozo es un factor muy influyente en el comportamiento de flujo. El ángulo de inclinación afecta considerablemente la geometría de flujo hacia la cara del pozo debido a la anisotropía; el comportamiento de flujo para pozos horizontales se caracteriza por una combinación de una geometría de flujo

lineal dominada por la permeabilidad vertical y una geometría de flujo radial dominada por la permeabilidad horizontal de la formación. Con el fin de predecir el comportamiento de influjo en pozos horizontales y desviados se han desarrollado una serie de modelos aplicados tanto para estado estable como para estado pseudo-estable y flujo en una y dos fases:

5.6.1 Modelos para estado estable. Joshi desarrolló un modelo para pozos horizontales y desviados asumiendo un área de drenaje elíptica hacia la cara del pozo. En su estudio Joshi analizó la influencia de la anisotropía y la excentricidad del pozo en el comportamiento de influjo, expresado en la ecuación 38:

Ecuación 36

$$Q_{OH} = \frac{K_H * h(P_e - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\left(\frac{L}{2}\right)} \right) + \frac{I_{AMI} * h}{L} \cdot \ln \left(\frac{I_{AMI} * h}{Y_w(I_{AMI} + 1)} \right) + S \right]}$$

Donde:

Ecuación 37

$$a = \frac{L}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{r_{eH}}{\frac{L}{2}}\right)^4}}$$

Y el índice de anisotropía (B) se define como:

Ecuación 38

$$I_{ANI} = \sqrt{\frac{K_H}{K_V}}$$

Renard & Dupuy estudiaron el efecto del daño e formación y la anisotropía sobre la eficiencia de flujo en pozos horizontales, a partir de ahí formularon la siguiente expresión para el índice de productividad en pozos horizontales:

Ecuación 39

$$J_h = \frac{0.00708h k_h}{\mu_o B_o \left[\cosh^{-1} \left(\frac{2a}{L} \right) + \left(\frac{Bh}{L} \right) \ln \left(\frac{h}{2\pi r_w} \right) \right]}$$

Donde:

Ecuación 40

$$r'_w = \frac{(1+B)r_w}{2B}$$

Con el parámetro B definido en la Ecuación 42 (índice de anisotropía)

Elgaghah et al. Enfocaron su modelo basándose en el concepto del área de drenaje dentro de un yacimiento isotrópico. Su análisis se basó en la variación del área de drenaje a lo largo de la sección horizontal del pozo, observando mayor proporción en el talón (*heel*) que en la punta del pozo (*toe*). Para el desarrollo de la ecuación los autores dividieron el área de drenaje del tramo en tres secciones: un semi-círculo de radio r en la punta del pozo, un rectángulo de longitud L y ancho $2r$ en la sección central y por último un rectángulo de longitud rL/C y ancho $2r$. Empleando la teoría de resistencia de flujo obtuvieron la siguiente ecuación³⁷:

³⁷ MORALES. ASTRID D. Desarrollo de una herramienta computacional como soporte al programa de levantamiento artificial guru, para el cálculo de afluencia en pozos verticales y horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela.

Ecuación 41

$$J_h = \frac{0,007078 k_h h}{B_o \mu_o \left[\frac{\ln\left(\frac{h}{2r_w}\right)}{\frac{L}{\bar{h}}} + \left(0,25 + \frac{C}{L}\right) \left(\frac{1}{r_w} - \frac{2}{\bar{h}}\right) \right]}$$

Donde el valor de la constante C se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 2. Valor de la constante C del modelo de Elgaghah et al.

Longitud Horizontal del Pozo (Ft)	Valor de C
0-1000	270
1000-3000	470-0.2L

Fuente: Morales, Astrid D. Desarrollo de una herramienta computacional como soporte al programa de levantamiento artificial guru, para el cálculo de afluencia en pozos verticales y horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela

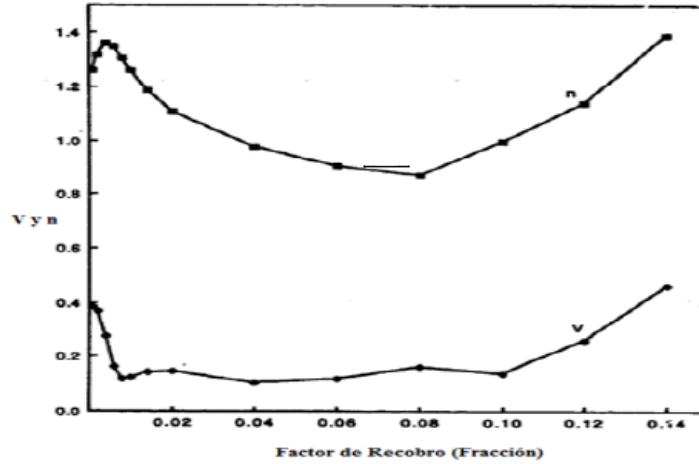
5.6.2 Modelos para estado pseudo-estable. Bendakhlia & Aziz. Desarrollaron una ecuación para modelar curvas IPR en pozos horizontales combinando los modelos de Vogel y Fetkovic y realizando un ajuste adimensional de curvas mediante simulación numérica. En su modelo asumieron un pozo horizontal ubicado en el centro de un yacimiento rectangular, homogéneo e isotrópico. La ecuación desarrollada para predecir el comportamiento de influjo es la siguiente:

Ecuación 42

$$\frac{q_o}{q_{o,max}} = \left[1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]^n$$

En base en esto introdujeron dos coeficientes V y n, los cuales están en función del factor de recobro y pueden ser determinados con las curvas obtenidas mediante simulación numérica, tal y como se observa en la figura 33:

Figura 36. Parámetros V y n (Modelo de Bendakhlia y Aziz)



Fuente: Morales, Astrid D. Desarrollo De Una Herramienta Computacional Como Soporte Al Programa De Levantamiento Artificial Guru, Para El Cálculo De Afluencia En Pozos Verticales Y Horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela

Cheng desarrolló correlaciones para pozos horizontales e inclinados usando simulación numérica, asumiendo también un yacimiento rectangular, homogéneo e isotrópico. Él observó que su análisis para este tipo de pozos presentaba cierta similitud con el comportamiento de la curva de Vogel, de modo que decidió basar su trabajo en la interpretación de la dependencia del coeficiente parabólico de Vogel con respecto al ángulo de desviación. Para esto introdujo tres coeficientes a_0 , a_1 y a_2 que están en función del ángulo de desviación del pozo, como se puede apreciar en la ecuación 45, y cuyos valores pueden ser determinados usando en la tabla 3:

Ecuación 43

$$\frac{Q_{OH}}{Q_{O\ max}} = \left[a_0 - a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right]$$

Tabla 3. Valores de los coeficientes a0, a1 y a2 del modelo de Cheng

Desv (°)	a_0	a_1	a_2
0°	1.0	0.2	0.8
15°	0.9998	0.2210	0.77836
30°	0.9969	0.1254	0.8582
45°	0.9946	0.0221	0.9663
60°	0.9926	-0.0549	1.0395
75°	0.9915	-0.1002	1.0829
90°(H)	0.9885	-0.2055	1.1818

Retnanto & Economides Investigaron el comportamiento de pozos horizontales y multilaterales en yacimientos con empuje por gas en solución. Llevaron a cabo numerosas simulaciones para un amplio rango de propiedades de roca y fluidos y concluyeron que la depleción del yacimiento y la presión de burbuja son los parámetros que tienen mayor efecto en el IPR. La ecuación propuesta por Retnanto & Economides se muestra a continuación y como se puede apreciar tiene gran similitud con la propuesta por Vogel:

Ecuación 44

$$\frac{Q_{OH}}{Q_{o\ max}} = 1 - 0.25 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.75 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^n$$

Donde el exponente n es un parámetro en función de la presión de burbuja:

Ecuación 45

$$n = \left[-0.27 + 1.46 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right) - 0.96 \left(\frac{P_{wf}}{P_R} \right)^2 \right] x [4 + 1.66 x 10^3 * P_6]$$

Gasbarri et al. También extendió la aplicación de su modelo a pozos horizontales y desviados en campos de crudo pesado. La ecuación usada es muy similar al

desarrollado para pozos verticales, solo que en este caso el coeficiente V incluye entre sus términos el ángulo de desviación del pozo. La correlación propuesta para calcular dicho coeficiente en pozos horizontales e inclinados es:

Ecuación 46

$$V = -a \cdot \alpha^2 + b \cdot \alpha + c + m \cdot \left(\frac{P_f}{P_i} - 1 \right)$$

Donde el parámetro P_f/P_i representa el nivel de depleción del yacimiento y α es el ángulo de desviación del pozo. Los demás parámetros de la ecuación se pueden calcular de la siguiente manera:

Ecuación 47

$$\begin{aligned} a &= -7.3098 \cdot 10^{-07} \cdot API + 1.6245 \cdot 10^{-05} \cdot API + 8.1176 \cdot 10^{-05} \\ b &= 4.7882 \cdot 10^{-05} \cdot API^2 - 1.3969 \cdot 10^{-03} \cdot API + 1.9645 \cdot 10^{-02} \\ c &= -1.1312 \cdot 10^{-02} \cdot API^2 + 2.2739 \cdot 10^{-02} \cdot API + 4.3943 \cdot 10^{-01} \\ m &= -8.9726 \cdot 10^{-03} \cdot API - 1.6429 \cdot 10^{-01} \dots\dots\dots \end{aligned}$$

5.7 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR USANDO *TEST POINTS*

Como ya se mostró anteriormente, las curvas IPR pueden ser construidas conociendo propiedades como permeabilidad, espesor, viscosidad, área de drenaje, radio del pozo y factor de daño. Con esta información es posible determinar parámetros como el IP del pozo. Otro método frecuentemente utilizado para construir curvas IPR es usar *Test Points* obtenidos de pruebas multitasa. Los cuales son valores de producción medidos a una determinada presión de fondo fluyendo, que pueden ser reemplazados en los modelos analíticos o semi-analíticos.

En yacimientos con flujo en una fase, el modelo de IP constante puede determinarse usando la ecuación 51, donde q_1 es la tasa de producción obtenida durante la

prueba a una presión de fondo fluyendo P_{wf1} . Una vez se conoce el IP del pozo es posible establecer la relación de influjo entre el caudal y la presión de fondo fluyendo, la cual da como resultado una línea recta:

Ecuación 48

$$J^* = \frac{q_1}{(p - P_{wf1})}$$

Ecuación 49

$$Q_o = J^*(P_R - P)$$

Para flujo en dos fases se puede usar la ecuación de Vogel, depende si la presión de yacimiento está por encima o por debajo del punto de burbuja. Si la presión del yacimiento es menor que la presión de burbuja se utiliza el modelo de Vogel saturado. A partir de un *Test Point* se determina el caudal máximo o AOF como se observa en la ecuación 53, y conociendo este valor se puede obtener la relación de influjo reemplazándolo en la ecuación 54:

Ecuación 50

$$Q_{max} = \frac{Q_{\textcircled{1}}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf\textcircled{1}}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf\textcircled{1}}}{P_R} \right)^2}$$

Ecuación 51

$$Q_o = \frac{Q_{\textcircled{1}}}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf\textcircled{1}}}{P_R} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf\textcircled{1}}}{P_R} \right)^2}$$

Si la presión de yacimiento es mayor a la presión de burbuja pero la presión de fondo probada es menor, entonces el modelo a utilizar es el de Vogel generalizado, el cual combina el modelo de flujo en una fase con el de dos fases:

Ecuación 52

$$J^* = \frac{q_1}{\left((\bar{p} - p_b) + \frac{p_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf1}}{P_b} \right)^2 \right] \right)}$$

Ecuación 53

$$Q_o = J^*(P_R - P_6) + \frac{J^*P_6}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_6} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_6} \right)^2 \right]$$

El método de Fetkovich también puede ser utilizado para construir curvas IPR a partir de *Test Points*, solo que en este caso se requieren dos puntos para aplicar el modelo. Un gráfico log-log de la diferencia de presiones al cuadrado respecto al caudal de aceite forma una línea recta, a partir de la cual se pueden obtener los valores de los parámetros C y n . El inverso de la pendiente representa el exponente de flujo n . El coeficiente de flujo C puede ser estimado seleccionando un valor de producción a una determinada presión de fondo fluyendo y reemplazando los valores en la ecuación de Fetkovich:

Ecuación 54

$$n = \frac{\log \left(\frac{q_1}{q_2} \right)}{\log \left(\frac{p^2 - p_{wf1}^2}{p^2 - p_{wf2}^2} \right)}$$

Ecuación 55

$$C = \frac{q_1}{(\bar{p}^2 - p_{wf1}^2)^n}$$

Ecuación 56

$$Q = C[P_R^2 - P_{wf}^2]^n$$

5.8 IPR FUTURO

Una vez el ingeniero de producción ha determinado la capacidad de entrega actual del pozo, es importante predecir el comportamiento futuro para propósitos de planeación. Standing fue uno de los primeros en trabajar en la predicción del comportamiento futuro de curvas IPR, usando el método de Vogel para desarrollar una relación entre el IP actual y el IPR futuro. Sin embargo, una desventaja de esta relación es que requiere conocimiento de las propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas para futuras presiones de yacimiento, lo cual dificulta su aplicación en algunos casos.

Ecuación 57

$$\frac{J_p^*}{\left(\frac{K_{ro}}{B_o\mu_o}\right)_p} = \frac{J_f^*}{\left(\frac{K_{ro}}{B_o\mu_o}\right)_f}$$

Fetkovich sugirió que la relación de IPR de Standing puede ser aproximada a la relación de presiones como se observa en la ecuación 61. Donde P_r es la presión de yacimiento a un determinado tiempo y P_i es la presión inicial en el punto de burbuja. Con este método se puede hacer una predicción del comportamiento futuro con la misma información utilizada para desarrollar las curvas IPR actuales.

Ecuación 58

$$\frac{(J'_o)P_R}{(J'_o)} \equiv \frac{P_R}{P_i}$$

Del mismo modo otros autores también presentaron relaciones para predecir el comportamiento de flujo futuro. Wiggins por ejemplo propuso su modelo de IPR para tres fases, relacionando el máximo caudal futuro con el máximo caudal actual, tanto para aceite como para agua:

Ecuación 59

$$\frac{q_{o,max,f}}{q_{o,max,p}} = 0.15 \frac{\bar{P}_{r,f}}{\bar{P}_{r,p}} + 0.84 \left(\frac{\bar{P}_{r,f}}{\bar{P}_{r,p}} \right)^2$$

$$\frac{q_{o,max,f}}{q_{o,max,p}} = 0.59 \frac{\bar{P}_{r,f}}{\bar{P}_{r,p}} + 0.36 \left(\frac{\bar{P}_{r,f}}{\bar{P}_{r,p}} \right)^2$$

Otra forma en la que es posible predecir el comportamiento futuro de un pozo es usando herramientas software. Con ayuda de un simulador es posible predecir la tasa de producción futura para una presión de fondo dada, es decir, determinar los *Test Points* futuros. Una vez conocidos los *Test Points* para un tiempo futuro se puede seguir el mismo procedimiento aplicado que para tiempo presente.

5.9 IPR PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales desde hace algunos años se han convertido en un recurso de suma importancia, especialmente en Estados Unidos. El auge de estos recursos no convencionales sumado al agotamiento de los yacimientos convencionales ha transformado el panorama energético a nivel mundial.

Los modelos de IPR convencional vistos previamente asumen condiciones de flujo estabilizado, es decir, flujo dominado por condiciones de límite. Esta suposición funciona bien en los yacimientos convencionales como las areniscas, en los cuales por su alta permeabilidad las condiciones de límite se pueden alcanzar relativamente rápido. Sin embargo, en yacimientos no convencionales como los de *Shale* y arenas apretadas (*Tight Sands*), que se caracterizan por tener

permeabilidades extremadamente bajas, dicha estabilización demora mucho más tiempo y puede tomar incluso varios años en ser alcanzada. Además, cualquier cambio en las condiciones operacionales del pozo genera una nueva respuesta transiente la cual tarda un largo tiempo en disiparse.

Debido a este comportamiento transiente, el IP cambia significativamente con el tiempo. Por esta razón la tasa de producción pasa a ser función no solo de la presión sino también del tiempo, a diferencia del flujo dominado por condiciones de límite en el cual el componente del tiempo se manifiesta dentro de la depleción de la presión de yacimiento.

La producción comercial de yacimientos no convencionales requiere un fracturamiento hidráulico masivo en pozos horizontales de largo alcance. Esta estimulación crea una compleja red de fracturas con una región de permeabilidad más alta alrededor de cada fractura. El régimen de flujo más comúnmente observado en estos pozos es el lineal transiente e incluso puede llegar a ser el único régimen de flujo observado. Con la existencia de flujo lineal, a diferencia del flujo radial, puede ocurrir depleción antes de que se alcancen las condiciones de límite. Adicionalmente, el aporte de las regiones estimuladas y no estimuladas a la producción hace más complejo el análisis de estos yacimientos y por consiguiente afecta el IPR. Un modelo confiable de IPR debe tener en consideración dichas complicaciones, al menos parcialmente.

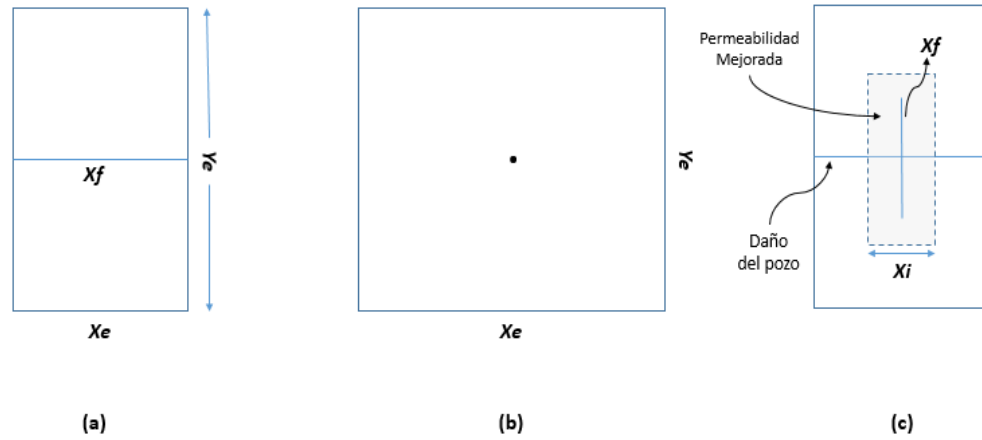
El modelamiento numérico y analítico para realizado por Stalgorova y Mattar para pozos horizontales multi-fracturados permite que los IPR transientes sean generados, mediante un ajuste histórico de la información disponible de producción y presiones. Zhou et al. (2014) propuso un nuevo método para análisis nodal que desarrolló usando curvas IPR generadas con un simulador semi-analítico de yacimientos, con el cual pudo modelar el comportamiento de flujo transiente, y simultáneamente con un software de Análisis Nodal generó las curvas del

comportamiento *Outflow* (OPR). Este modelo es útil porque provee una visión del comportamiento del IPR transiente, sin embargo requiere un acoplamiento complejo de las curvas IPR y OPR para cada paso de tiempo, lo que resulta en un proceso riguroso en el cual se pierde la facilidad de uso y simplicidad que tradicionalmente han caracterizado al IPR.

Sadeq et al. Llevaron a cabo un estudio con el fin de generar un modelo práctico de IPR transiente para yacimientos no convencionales. La metodología presentada por los autores busca mantener la simplicidad del uso de las curvas IPR teniendo en cuenta también las complejidades ya mencionadas. De este modo el IPR transiente práctico puede ser usado directamente por el ingeniero de producción para la optimización de pozos sin tener que verse envuelto en las complejidades del modelamiento de yacimientos.

Sadeq et al. Determinaron que el IPR transiente depende en gran medida del modelo de pozo seleccionado, la duración y calidad del ajuste histórico, y el escenario de producción futuro. El IPR transiente es obtenido para un yacimiento con flujo lineal, las geometrías de yacimiento consideradas por los autores pueden observarse en las figuras 37a, 37b y 37c:

Figura 37. Esquemas de yacimientos usados para la generación de un IPR en estado transiente



Fuente: Modified Inflow performance relationship for unconventional reservoirs. Shahamat, Mohamdad. Tabatabaie, Hamed. Mattar, Louis. IHS Global Canada Limited. Society of petroleum engineers. SPE 175975. 2015

Para este análisis la configuración es similar a la de la Figura 37a para un yacimiento en una sola fase con flujo lineal. Con el fin de proceder con la formulación de flujo lineal primero se debe definir las siguientes variables:

El tiempo adimensional como:

Ecuación 60

$$t_D = \frac{0.00633 kxt}{\phi \mu c_t x_t^2}$$

La presión adimensional (para producción a tasa constante) como:

Ecuación 61

$$t_D = \frac{kh(p_i - p)}{141.2 x qB\mu}$$

Y la tasa de producción adimensional (para producción a presión constante) como:

Ecuación 65

$$q_D = \frac{141.2 \times q B \mu}{k h (p_i - p_{wf})}$$

Usando estos parámetros y resolviendo la ecuación de difusividad lineal para el periodo de comportamiento infinito se obtienen las relaciones caudal/presión mostradas en la tabla 4. Donde:

Ecuación 63

$$\alpha = \frac{141.2 \times B \mu}{k h} \sqrt{\frac{0.00633 k}{\phi \mu c_t x_t^2}}$$

Tabla 4. Relaciones Caudales Vs Presiones

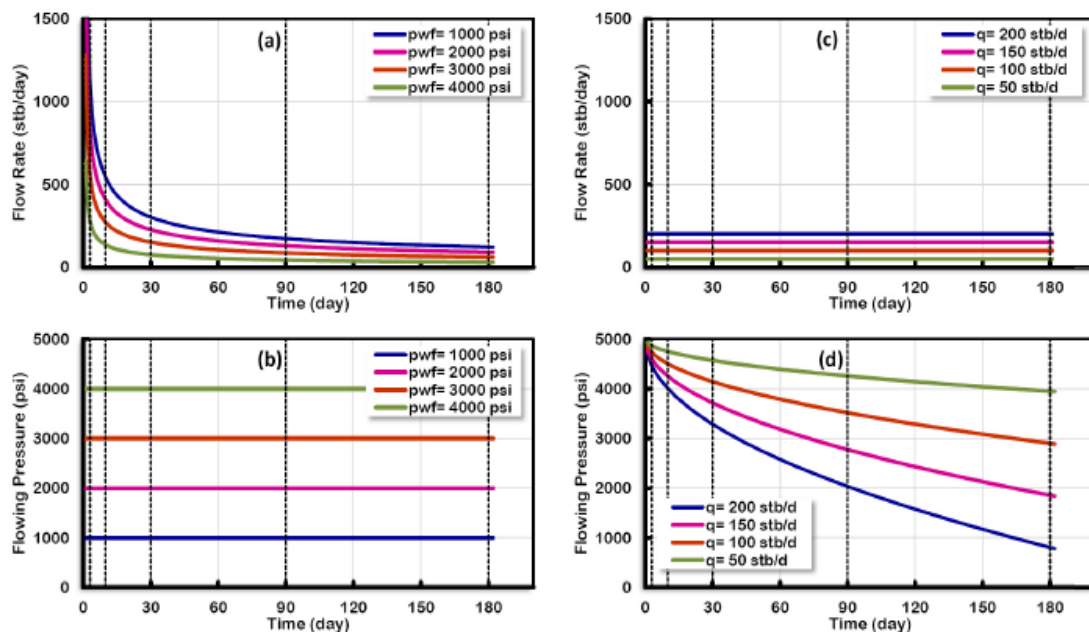
Solutions	Constant Rate	Constant p_{wf}
Dimensionless Pressure	$p_D = \sqrt{\pi t_D}$	
Dimensionless Rate		$\frac{1}{q_D} = \frac{\pi}{2} \sqrt{\pi t_D}$
Dimensional solutions	$\frac{(p_i - p_{wf}(t))}{q} = \alpha \sqrt{\pi t}$	$\frac{(p_i - p_{wf})}{q(t)} = \left(\frac{\pi}{2}\right) \alpha \sqrt{\pi t}$

Fuente: Inflow performance relationship por unconventional reservoirs. Shahamat, Mohamdad. Tabatabaie, Hamed. Mattar, Louis. IHS Global Canada Limited. Society of petroleum engineers. SPE 175975. 2015.

En la parte de predicción los autores analizaron el comportamiento IPR para escenarios de predicción bajo presión de fondo constante y caudal constante; y como es evidente la relación obtenida usando presión constante es diferente a la que se obtiene usando caudal constante. Dada la naturaleza transiente del problema y la variación del caudal respecto al tiempo, se deben establecer unos tiempos de referencia o pasos de tiempo para los cuales se van a generar las curvas IPR. Como se puede ver en la Figura 34, las líneas punteadas verticales muestran

los tiempos que fueron seleccionados para obtener los valores de caudales y presiones, y de este modo generar las curvas IPR para cada escenario. Con base en su experiencia, los autores concluyeron que generando curvas IPR para 1, 3 y 6 meses se puede evidenciar claramente la severidad de los efectos transientes. En una situación práctica, la tasa instantánea después de (por ejemplo) 1 día no es muy útil ya que el ingeniero lo que necesita saber cuál será el caudal estable como resultado de un cambio de presión impuesto. La Figura 38a ilustra cambios en la tasa de producción de alrededor de 1500 bpd a 300 bpd después de 30 días; después de eso el cambio en la tasa es significativamente menor y se puede considerar esencialmente estabilizada. Por esta razón y dependiendo de la operación, los tiempos de referencia de 1, 3 y 6 meses pueden considerarse razonables para reflejar caudales estables.

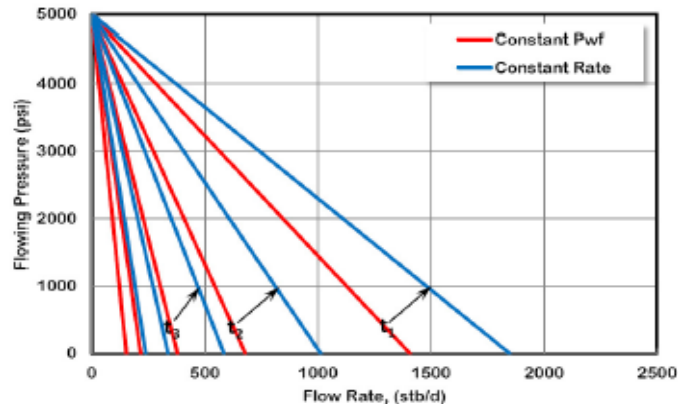
Figura 38. Sin historial, pwf constante y la tasa de flujo constante sin importar los escenarios en un caso de flujo lineal usado para generar el ipr en estado transiente



Fuente: Inflow performance relationship por unconventional reservoirs. Shahamat, Mohamdad. Tabatabaie, Hamed. Mattar, Louis. IHS Global Canada Limited. Society of petroleum engineers. SPE 175975. 2015.

La figura 39 muestra las curvas IPR obtenidas para los tiempos especificados, comparando los escenarios de presión constante y caudal constante. Esta diferencia en las curvas IPR demuestran que el escenario de producción futura afecta considerablemente el comportamiento del IPR transiente.

Figura 39. IPR para tiempos específicos



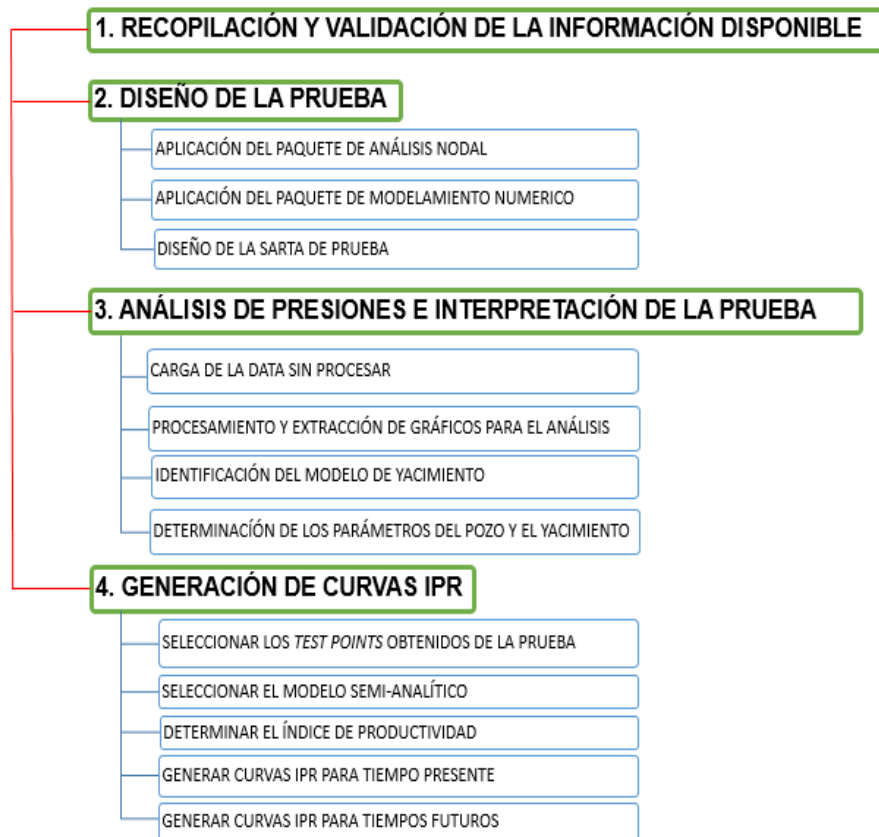
Fuente: Inflow performance relationship por unconventional reservoirs. Shahamat, Mohamdad. Tabatabaie, Hamed. Mattar, Louis. IHS Global Canada Limited. Society of petroleum engineers. SPE 175975. 2015.

Como ya se había mencionado anteriormente, es más deseable un escenario de producción con presión de fondo constante, ya que esta se puede controlar manteniendo la presión en cabeza constante con el *Choke* en superficie. Si se conoce el camino de producción futuro (instalar sistemas de levantamiento artificial, etapas de compresión, etc.), entonces se pueden especificar una serie de cambios de presión para acomodar las variables operacionales y así generar las curvas IPR para el camino especificado. Sin embargo, si se desconoce el camino futuro de producción a seguir, es razonable analizar varios perfiles de variación de la presión para calcular el IPR futuro.

6. METODOLOGÍA DE TRABAJO

El diseño y análisis de las pruebas DST estudiadas en este trabajo se llevó a cabo usando la siguiente metodología:

Figura 40. Metodología de trabajo utilizada en el diseño y análisis de pruebas DST



6.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPOBILE

El primer paso es establecer los objetivos de la pruebas DST, así como pozos y formaciones que se desean probar. Se debe revisar toda la información disponible acerca de dichos pozos y formaciones que se van a probar, esto incluye registros de pozo, geología, sísmica, petrofísica, fluidos, estado mecánico de los pozos, condiciones especiales de trabajo, mapas estructurales, pozos vecinos, entre otros.

El propósito de reunir dicha información es obtener valores estimados razonables de permeabilidad y presión del yacimiento, los cuales son necesarios para llevar a cabo el diseño de la prueba.

6.2 DISEÑO DE LA PRUEBA

Esta segunda fase del trabajo abarca todos los cálculos y análisis preliminares que se llevan a cabo antes del desarrollo de la prueba. Entre los principales aspectos que se deben tener en cuenta se encuentran el diseño de los tiempos óptimos de prueba, las tasas de flujo óptimas, el análisis de esfuerzos y la selección de los equipos adecuados para el trabajo. Para cumplir con los requerimientos de diseño de la prueba es clave el uso de herramientas de análisis nodal y modelamiento numérico; con el paquete software de análisis nodal se crea un modelo del pozo para así determinar las tasas de flujo óptimas que se pueden esperar durante la prueba y analizar la sensibilidad con respecto a los diferentes componentes del sistema de producción con el fin de optimizarlo; mientras que con el paquete software de modelamiento numérico es posible tener un estimado de la respuesta de presión del yacimiento para la secuencia de prueba propuesta y de este modo ajustar los tiempos de prueba óptimos con base en el radio de investigación deseado y la información que se espera obtener de la prueba. Adicionalmente se debe realizar el diseño de la sarta de prueba, esto incluye el diseño mecánico en el cual se analizan los esfuerzos a los que está expuesta la sarta durante la prueba con el propósito de seleccionar los tubulares que puedan resistir de manera óptima las condiciones de prueba, igualmente es necesario seleccionar las herramientas que serán usadas en la sarta de prueba de acuerdo a las condiciones operacionales esperadas y realizar los cálculos necesarios para el correcto desempeño de las mismas bajo esas condiciones. Finalmente, es muy importante documentar por escrito el procedimiento operacional que se va a desarrollar durante la prueba, así como los procedimientos de seguridad necesarios y planes de contingencia en caso de que se presente algún incidente.

6.3 ANALISIS DE PRESIONES EN INTERPRETACIÓN DE LA PRUEBA

Esta fase consiste en el análisis de la data obtenida posterior a la prueba, con el principal objetivo de determinar parámetros del pozo y el yacimiento como lo son la permeabilidad, la presión inicial del yacimiento, el coeficiente de almacenamiento, el factor de daño y la distancia a los límites del yacimiento, los cuales a su vez son de gran importancia para el desarrollo de curvas IPR. Una vez ha finalizado la prueba DST se procede a descargar la data de las memorias y generar los archivos ASCII que serán cargados al software de análisis de presiones. Este software es posible procesar la data y extraer gráficos como el semi-log, el log-log y la derivada de presión, a partir de los cuales se lleva a cabo la identificación del modelo de yacimiento que mejor se ajusta al comportamiento obtenido y posteriormente la determinación de los parámetros ya mencionados, correlacionando el análisis tanto por técnicas convencionales como por técnicas modernas.

6.4 GENERACIÓN DE CURVAS IPR

Finalmente a partir de *Test Points* obtenidos de las pruebas y en combinación con un modelo semi-analítico se generan las curvas IPR de los pozos probados. Los *Test Points* son reemplazados en la ecuación del modelo semi-analítico para así determinar el índice de productividad, el cual también puede ser determinado conociendo propiedades petrofísicas y de fluidos obtenidas de la prueba. El modelo semi-analítico es seleccionado con base en factores como el tipo de pozo, el tipo de fluido, el estado de saturación del yacimiento, el número de fases fluyendo, el régimen de flujo predominante, entre otros. Una vez se tiene el índice de productividad se puede proceder a tabular y graficar la presión de fondo respecto a la tasa de flujo, con lo cual se generan las curvas IPR y se puede evaluar la productividad tanto para tiempo presente como para tiempos futuros.

7. CASO DE APLICACION EN COLOMBIA

7.1 DST FORMACIÓN LA LUNA

Es bien sabido que la formación La Luna es el principal prospecto de recursos no convencionales en Colombia, por lo que esta prueba brinda no solo información valiosa sobre las propiedades de la formación probada sino que además ayuda a aclarar el panorama para la explotación de dichos recursos en el país.

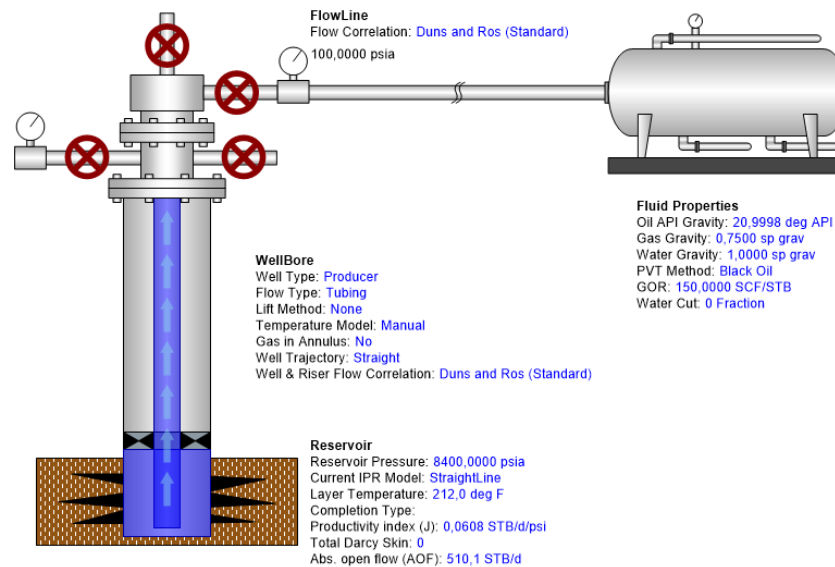
7.1.1 Información disponible para el diseño. En el pozo el tope de la formación La Luna fue encontrado a una profundidad de 9,180 pies MD y se perforó aproximadamente 760 pies MD dentro de la misma, mostrando una alta sobre-presión a lo largo de todo el intervalo. Esta formación fue corazonada entre 9,925 y 9,942 pies MD, una vez completado el corazonamiento el operador decidió revestir el pozo con el fin de asegurar la integridad del mismo. Con base en los análisis petrofísicos y los registros de pozo corridos en el intervalo, se encontró que la formación La Luna en este pozo contiene aproximadamente 230 pies de espesor neto con una porosidad promedio de 14%. La permeabilidad de la formación fue estimada en 1 mD y la presión de yacimiento en 8270 psi.

7.1.2 Diseño de la prueba.

7.1.2.1 Aplicación del paquete análisis nodal. Usando la herramienta de análisis nodal *WellFlo* se realizó el modelamiento de un pozo para el DST en la formación La Luna, con el fin de obtener información clave para el diseño de la secuencia de flujos y cierres de la prueba y de los equipos con los que se va a trabajar. En las figuras 65, 66 y 67 se puede observar el modelo del pozo desarrollado para el DST, haciendo la sensibilidad para diferentes tamaños de *Tubing* y *Choke* de superficie respectivamente. En la pestaña *Configuration* se ingresó toda la información preliminar de propiedades de fluidos, del yacimiento, del pozo y de superficie, para

así generar el modelo del pozo con del cual se llevará a cabo el análisis nodal y que se puede apreciar en la figura 41

Figura 41. Modelo generado del pozo en la formación La Luna



A partir de este modelo del pozo se generaron las curvas de flujo (Inflow y Outflow) en la pestaña *Analysis* y así se determinó el punto operacional para el nodo solución seleccionado, haciendo la sensibilidad para el tamaño del Tubing se tomó como nodo solución el fondo de pozo y para el tamaño de Choke de superficie el nodo en cabeza de pozo. En la figura 42 se muestran las curvas de flujo obtenidas para diferentes tamaños de Tubing, con base en el criterio visto previamente el tamaño de 3 ½” es adecuado para la prueba dado que el componente friccional de la caída de presión en el Tubing es cercano a la caída de presión o Drawdown o de la formación. De forma análoga, en la figuras 43 y 44 se muestran las curvas de flujo obtenidas para diferentes tamaños de Choke, a partir de las cuales se determinaron las tasas de flujo esperadas para la prueba, inicialmente se seleccionó tamaños de Choke pequeños para la prueba multi-tasa son 12/64”, 16/64” y 24/64” para asegurar que no se presenten problemas de cavitación o flasheo en el Choke

Figura 42. Sensibilidad de las curvas Outflow para diferentes tamaños de Tubing

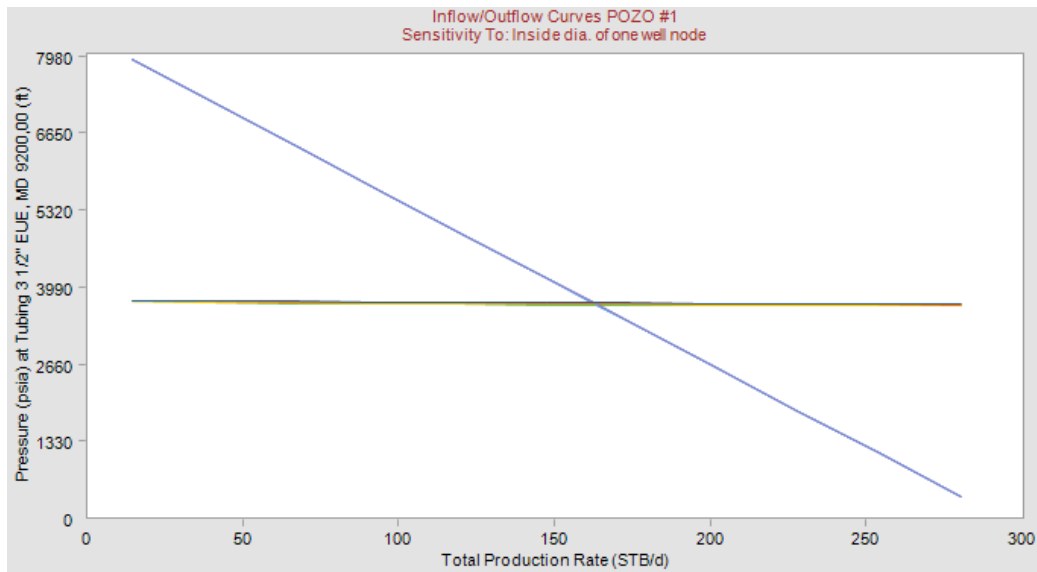
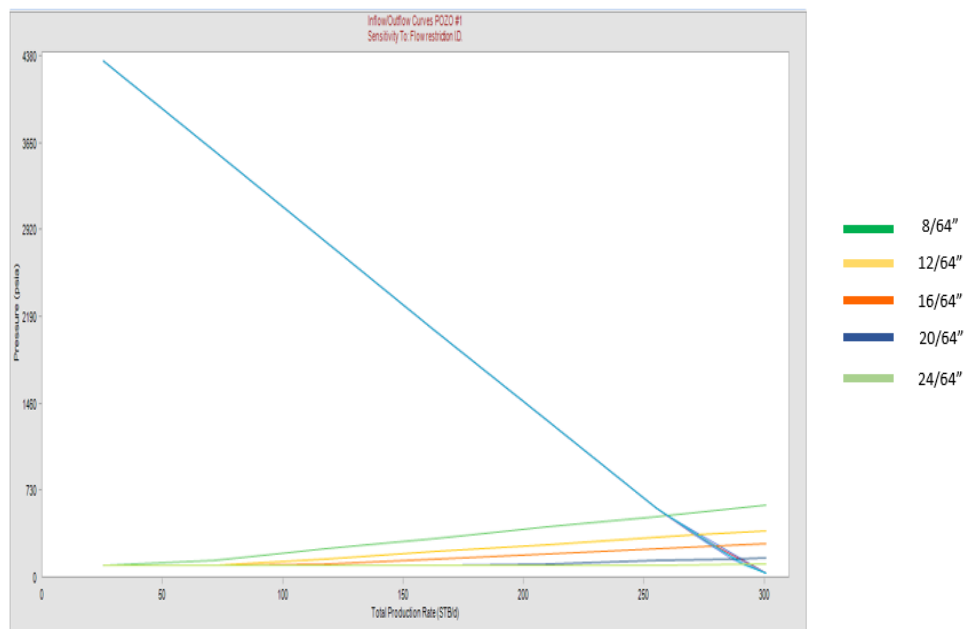


Figura 43. Sensibilidad de las curvas Outflow para diferentes tamaños de Choke

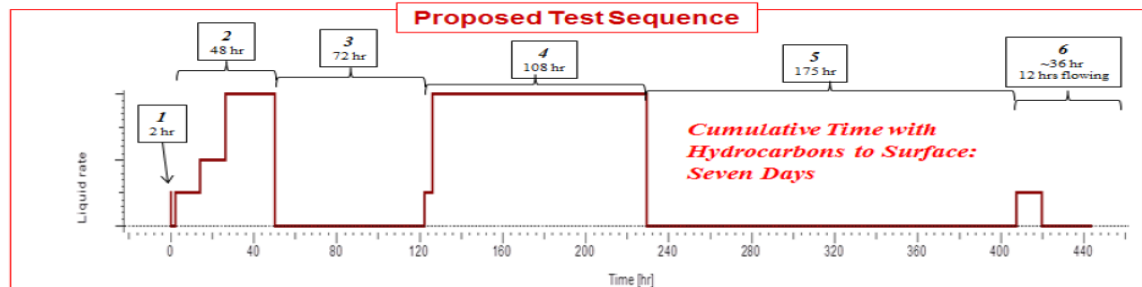


7.1.2.2 Aplicación del paquete de modelamiento numérico. Usando la herramienta de modelamiento tanto analítico como numérico que posee el software

Ecrin Saphir se desarrolló el modelo numérico para el DST con base en el mapa que se obtuvo a partir de los datos de sísmica y complementándolo con la información obtenida del análisis nodal, con el fin de obtener información de la posible respuesta del yacimiento a los periodos de flujo y cierre del pozo que se realizarán durante la prueba. Se estableció la secuencia de prueba mostrada en la figura 68 para la formación La Luna.

Dada la baja permeabilidad de esta formación se requieren periodos de flujo y cierres mucho más extensos que para una formación convencional debido a que el transiente de presión se propaga con mayor dificultad a través del yacimiento, además el efecto del almacenamiento en este tipo de formaciones es mucho más fuerte. Cabe recordar que estos valores son preliminares y la secuencia real de la prueba depende de la respuesta del yacimiento después del cañoneo:

Figura 44. Secuencia propuesta para la prueba en la formación La Luna



La secuencia anterior fue ingresada en el modelo para generar la respuesta de presiones que se espera tendrá el yacimiento durante la prueba, la cual se muestra en las figuras 44 y 45 donde se puede apreciar que efectivamente la propagación del transiente de presión a través del yacimiento:

Figura 45. Mapas en 2D y 3D del modelo numérico para la prueba en la formación La Luna

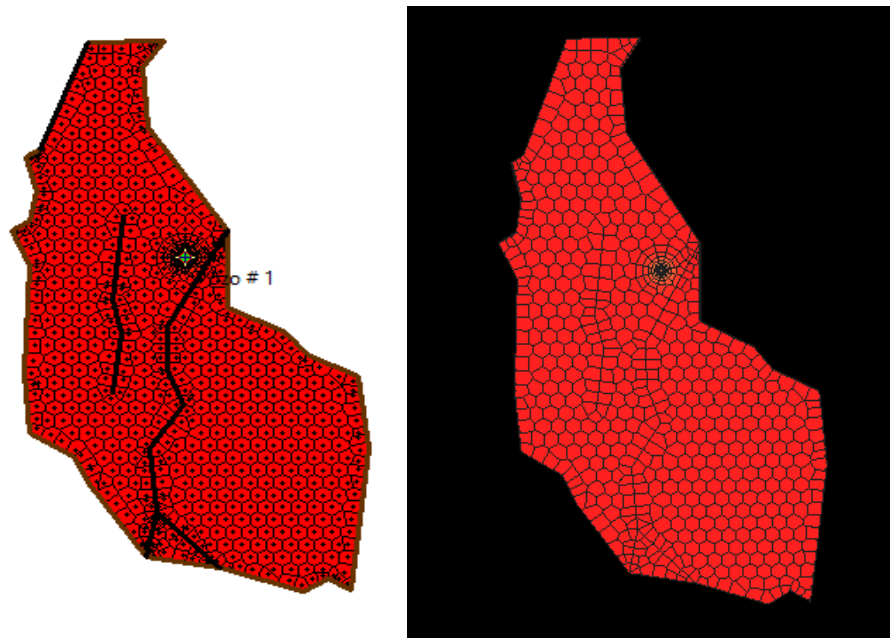
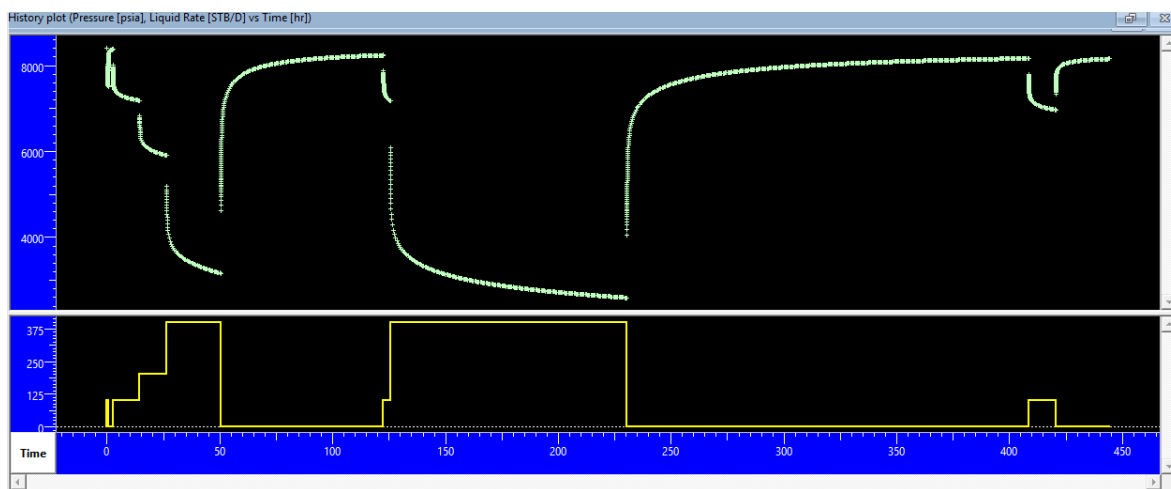


Figura 46. Respuesta de presión generada con el modelo numérico para la formación La Luna



El primer periodo de flujo es un periodo de limpieza del pozo de corta duración, que se estima sea de 2 a 48 horas debido al tipo de formación. El primer periodo de cierre se estima que sea de 72 horas, con el fin de determinar la presión inicial del

yacimiento y parámetros como permeabilidad, factor de daño, entre otros. En el segundo periodo de flujo se llevará a cabo la prueba multi-tasa, la cual se realizará con tres diferentes tasas de flujo a partir de tres diferentes tamaños de Choke en superficie y se calcula que sea de 108 horas. Finalmente se estima que el segundo periodo de cierre sea de 175 horas, el cual permite hacer un análisis comparativo con la información obtenida del primer periodo de cierre.

7.1.2.3 Diseño de la sarta de prueba. Los valores de presión obtenidos de las simulaciones realizadas con el paquete de análisis nodal y el modelo numérico sirven como referencia para realizar el diseño mecánico de la sarta. Con estos valores preliminares se puede llevar a cabo el análisis de las cargas esperadas durante la prueba y así seleccionar el tipo de tubería acorde a dichas cargas. El diseño mecánico se hace bajo la premisa básica de que cualquier elemento tubular que se incorpore como parte de la sarta de prueba debe desempeñarse con una resistencia superior a la carga impuesta en todos los eventos que se presentan durante el desarrollo de la prueba, es decir, que la relación resistencia/carga sea siempre mayor que 1. Las principales cargas que se presentan durante una prueba DST son colapso, estallido y tensión, de las cuales la falla más potencial a la que está expuesta la sarta es la de colapso como ya se vio previamente. Los escenarios de carga mencionados fueron evaluados y los valores para cada uno fueron determinados de la siguiente manera:

COLAPSO

Ecuación 64

$$P_{\text{colapso}} = P_{\text{externa}} - P_{\text{interna}}$$

$$P_{\text{externa}} = 0,052 * MW (12) * TVD \text{ bajo la bola } (8998') = 5614.8$$

$$P_{\text{interna}} = \text{Presión mínima antes de un cierre en fondo} = 3350 \text{ psi}$$

$$P_{\text{colapso}}=5614.8-3350=2264.8 \text{ psi}$$

ESTALLIDO

Ecuación 65

$$P_{\text{estallido}} = P_{\text{interna}} - P_{\text{externa}}$$

P_{ext} = Presión de cabeza máxima durante un periodo de flujo =516.4 psi

P_{interna} = presión hidrostática en superficie= 14.7

$$P_{\text{estallido}}=516.4-14.7= 501.7 \text{ psi}$$

TENSION

La carga axial de tensión máxima se presenta si es necesario activar la junta de seguridad (*Safety Joint*) que esa ubicada por encima del empaque, donde para activarla es necesario romper el cuello de tensión cuyo valor nominal es de 60.000 libras sin embargo este valor puede ser menor debido a la presión anular que se aplica para activar las herramientas de prueba.

De acuerdo a estos valores de carga, el grado de tubería que tiene la resistencia suficiente al menor costo es el N-80. En la tabla 5 se muestran los valores de resistencia para este tipo de tubería en la formación La Luna; teniendo en cuenta que para los cálculos de diseño se trabajó con un factor de seguridad del 80%. En

Tabla 5. Resistencias tubings N-80

GRADO	PRESIÓN DE COLAPSO (psi)	PRESIÓN DE ESTALLIDO (psi)	MÁXIMA TENSIÓN (Lbs)
N-80	10.530	10.160	159.090

Fuente: Halliburton Red Book

Las herramientas como la válvula de circulación multi-ciclo *OMNI* y la válvula de control de flujo *SELECT TESTER* poseen una cámara de nitrógeno el cual actúa como un resorte para transmitir las presiones anulares y así activar el mecanismo que opera las válvulas. Los cálculos que se deben realizar para estas herramientas están enfocados en determinar las presiones de carga y operación de nitrógeno de las válvulas, lo cual se lleva a cabo por medio de tablas como se muestra a continuación.

El primer paso consiste en seleccionar las tablas adecuadas para determinar las presiones de carga y operación. Las tablas de presión de operación son seleccionadas de acuerdo al tipo y tamaño de la herramienta, es decir, existe una tabla para cada herramienta en particular. Por otra parte, las tablas de presión de carga son seleccionadas en base al número de cámaras de nitrógeno en la herramienta y a la temperatura en superficie. Si el valor de temperatura de superficie no aparece exacto en las tablas se selecciona el valor más cercano, por ejemplo, si la temperatura es 74 F se usa la tabla de 70 F y si la temperatura es de 75 F se usa la tabla de 80 F. A continuación se muestran las tablas seleccionadas para realizar los cálculos correspondientes (Tablas 6 a 8).

Tabla 6. Presión de operación de la válvula SELECT TESTER de 5 in

TABLA DE PRESIÓN DE OPERACIÓN PARA LA VÁLVULA SELECT TESTER 5 in.

Mud Temp	Hydrostatic Pressure											
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000
50	859	899	950	1012	1084	1164	1252	1345	1444	1541	1659	1756
75	859	898	947	1005	1072	1148	1231	1320	1412	1510	1612	1722
100	860	898	944	999	1063	1135	1212	1297	1386	1477	1575	1676
125	860	897	942	995	1055	1124	1198	1278	1363	1451	1541	1640
150	860	897	940	992	1049	1113	1185	1260	1343	1430	1517	1609
175	860	896	939	989	1044	1106	1174	1247	1325	1408	1493	1581
200	860	896	937	986	1039	1099	1165	1235	1308	1389	1473	1557
225	860	896	936	983	1036	1093	1155	1225	1296	1373	1453	1539
250	860	895	936	981	1032	1088	1149	1215	1285	1357	1436	1517
275	860	895	935	980	1029	1084	1143	1207	1275	1345	1421	1499
300	860	895	934	978	1027	1080	1137	1198	1265	1334	1405	1483
325	860	894	933	977	1025	1076	1133	1192	1257	1324	1394	1469
350	860	894	933	975	1023	1073	1128	1187	1250	1315	1384	1454
375	860	894	932	974	1021	1070	1124	1181	1241	1307	1374	1443
400	860	894	932	973	1019	1068	1120	1177	1235	1299	1365	1433
425	860	894	931	972	1017	1065	1117	1172	1230	1292	1357	1423
450	860	894	931	971	1016	1064	1114	1168	1225	1284	1349	1414
475	860	893	930	971	1014	1062	1111	1164	1220	1279	1342	1406
500	860	893	930	970	1013	1060	1108	1161	1216	1273	1335	1398

Fuente: HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. Houston, Texas. 2013.

Tabla 7. Presión de operación de la válvula OMNI de 5 in

TABLA DE PRESIÓN DE OPERACIÓN PARA LA VÁLVULA OMNI 5 in.

Mud Temp	Hydrostatic Pressure											
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000
50	904	974	1064	1175	1304	1448	1607	1775	1953	2132	2337	2522
75	904	972	1058	1162	1282	1418	1567	1728	1894	2070	2254	2449
100	904	971	1053	1152	1265	1394	1533	1685	1845	2011	2187	2368
125	904	970	1049	1143	1252	1373	1506	1650	1803	1962	2126	2302
150	904	969	1046	1137	1240	1355	1483	1618	1766	1921	2078	2245
175	905	968	1043	1131	1230	1341	1463	1593	1734	1881	2034	2194
200	905	968	1041	1126	1222	1329	1446	1571	1704	1847	1997	2150
225	905	967	1039	1122	1215	1318	1429	1552	1681	1818	1961	2114
250	905	967	1038	1118	1209	1309	1417	1535	1659	1789	1930	2075
275	905	966	1036	1115	1203	1300	1406	1520	1641	1767	1902	2042
300	905	966	1035	1112	1199	1293	1396	1505	1623	1747	1875	2013
325	905	965	1034	1110	1195	1287	1386	1493	1608	1729	1854	1987
350	905	965	1033	1108	1191	1281	1378	1483	1594	1712	1834	1961
375	905	965	1032	1106	1187	1275	1371	1473	1580	1696	1816	1940
400	904	964	1031	1104	1184	1271	1364	1464	1569	1682	1799	1921
425	904	964	1030	1102	1181	1266	1358	1456	1559	1669	1784	1903
450	904	964	1029	1100	1178	1263	1352	1449	1550	1656	1770	1887
475	904	963	1028	1099	1176	1259	1347	1442	1541	1646	1757	1871
500	904	963	1028	1098	1174	1256	1342	1435	1533	1636	1745	1857

Fuente: HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. Houston, Texas. 2013.

Tabla 8. Presiones de carga para válvulas con una sola cámara de nitrógeno

TABLA DE PRESIÓN DE CARGA PARA HERRAMIENTAS CON UNA SOLA CÁMARA DE NITRÓGENO.

Surface Temperature: 80°F

Mud Temp	Hydrostatic Pressure											
	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000	9000	10000	11000	12000	13000
50	1950	2915	3858	4786	5649	6507	7345	8165	8970	9758	10547	11310
75	1831	2726	3597	4442	5264	6067	6853	7625	8383	9132	9872	10608
100	1729	2564	3376	4165	4935	5687	6425	7153	7870	8577	9280	9975
125	1639	2424	3185	3925	4648	5356	6052	6739	7418	8088	8752	9415
150	1560	2301	3018	3716	4397	5065	5723	6372	7016	7655	8286	8915
175	1489	2191	2871	3531	4175	4808	5432	6047	6658	7265	7867	8466
200	1425	2094	2739	3366	3978	4579	5171	5757	6337	6915	7490	8061
225	1367	2006	2621	3218	3801	4373	4937	5496	6050	6601	7149	7697
250	1314	1926	2515	3085	3642	4188	4727	5260	5789	6315	6840	7364
275	1266	1853	2418	2964	3497	4020	4536	5046	5553	6056	6559	7060
300	1221	1786	2329	2854	3366	3868	4362	4851	5337	5820	6301	6783
325	1180	1725	2248	2753	3246	3728	4203	4672	5139	5604	6066	6529
350	1142	1668	2173	2660	3135	3599	4058	4509	4958	5404	5850	6293
375	1106	1615	2103	2574	3032	3480	3922	4358	4790	5221	5650	6078
400	1073	1566	2039	2494	2937	3370	3797	4218	4635	5051	5465	5878
425	1042	1521	1978	2420	2849	3268	3681	4088	4491	4893	5293	5692
450	1013	1478	1922	2351	2767	3174	3573	3967	4358	4745	5133	5519
475	985	1437	1869	2286	2690	3085	3472	3854	4233	4609	4984	5358
500	959	1399	1820	2225	2618	3001	3377	3748	4116	4481	4844	5207

Fuente: HALLIBURTON. Cased Hole Maintenance Manual. Houston, Texas. 2013.

Una vez seleccionadas las tablas el siguiente paso es determinar las variables de entrada en las tablas, que son la temperatura del lodo y la presión hidrostática. La temperatura del lodo corresponde a la temperatura a la profundidad de prueba, si este valor no se encuentra exacto en las tablas se selecciona el valor más cercano. La presión hidrostática es calculada en base al peso del lodo con el que se va a trabajar, que en este caso es 12 ppg, y a la profundidad de referencia de cada una de las herramientas.

Adicional a los cálculos realizados para las válvulas *OMNI* y *SELECT TESTER*, es necesario determinar el valor de los discos de ruptura que serán usados en el sistema de muestreo *ARMADA CARRIER* y la válvula de circulación *RD*. Es de suma importancia seleccionar los discos de ruptura adecuados ya que una vez que

se rompe un disco no hay reversa en las herramientas, el valor de los discos debe ser lo suficientemente alto para que no se rompan antes de lo deseado pero teniendo precaución en no exceder el límite de presión interna del *Casing*, que en este caso es de 10900 psi. El sistema *ARMADA CARRIER* posee 3 discos de ruptura donde cada uno a su vez activa 3 muestreadores, los valores de presión de ruptura de los discos seleccionados son 5000, 5500 y 6000 psi respectivamente, los cuales son suficientemente altos para que no se rompan al activar las válvulas *OMNI* y *SELECT TESTER*, conservando además una diferencia de 500 psi entre disco y disco como generalmente se acostumbra. Por otra parte, la válvula de circulación *RD* es la última herramienta en ser activada y por ende posee el disco con el valor nominal más alto, normalmente se opera a 1000 o 1500 psi por encima de la presión de la armada por lo que en este caso se utilizará disco de 11000 psi. En la tabla 9 se muestran los valores de discos de ruptura seleccionados.

Tabla 9. Temperatura del lodo y Presión Hidrostática

HERRAMIENTA	TEMPERATURA DEL LODO (F)	PRESIÓN HIDROSTÁTICA (psi)
VÁLVULA OMNI	170	5590
VÁLVULA SELECT TESTER	170	5612

Ahora que se ha seleccionado la tabla correcta y se ha determinado la temperatura del lodo en la tabla, se procede a determinar las presiones de carga y operación para la presión hidrostática dada. Si el valor de la presión hidrostática coincide con los valores de la tabla, entonces solo es necesario leer directamente de la tabla y el problema habrá finalizado. Sin embargo, si la presión hidrostática dada se encuentra entre dos valores de la tabla, se debe aplicar la fórmula que se muestra en la ecuación 66 para determinar las presiones de carga y operación para esa presión hidrostática. Donde P_H es la presión de carga/operación más alta en la tabla, P_L es

la presión de carga/operación más baja en la tabla, H_A es la presión hidrostática actual y H_L es la presión hidrostática baja en la tabla. Los resultados de los cálculos realizados se muestran en la tabla 10.

Ecuación 66.

$$\text{Presión de Carga/Operación} = (P_H - P_L) \times \left(\frac{H_A - H_L}{1000} \right) + P_L$$

Tabla 10. Presión de Operación Y de Carga

HERRAMIENTA	PRESIÓN DE OPERACIÓN (psi)	PRESIÓN DE CARGA(psi)
VÁLVULA OMNI	1189	3260
VÁLVULA SELECT TESTER	1022	3274

Las herramientas de prueba que usan discos de ruptura son la válvula de circulación RD y el sistema de muestreo ARMADA, las cuales son activadas cuando se aplica suficiente presión anular para romper dichos discos. Es de suma importancia seleccionar los valores adecuados para los discos de ruptura ya que una vez que se rompe un disco no hay reversa en las herramientas. La selección de los discos de ruptura debe garantizar que su valor sea lo suficientemente alto para que no se vayan a romper antes de lo deseado pero teniendo precaución en no exceder el límite de presión interna del Casing, que en este caso es de 12460 psi.

Los primeros discos de ruptura en ser seleccionados son los del sistema de muestreo ARMADA, ya que son los primeros en ser activados. El sistema ARMADA posee 3 discos de ruptura donde cada uno activa a su vez 3 muestreadores. Para seleccionar los discos de ruptura adecuados se debe establecer primero la presión a la que estarán sometidos los discos antes de que se requiera activar la herramienta, este valor base o mínimo viene dado por la suma de la presión

hidrostática sobre la herramienta y la presión de operación de la válvula OMNI. El valor base calculado se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. P_H, Presión Anular Omni y Presión Base

HERRAMIENTA	PRESIÓN HIDROSTÁTICA (psi)	PRESIÓN ANULAR OMNI (psi)	PRESIÓN BASE (psi)
SISTEMA ARMADA	5632	1189	6821

Una vez se tiene el valor base de presión, se seleccionan los discos de ruptura estén 1500 o 2000 psi por encima de este valor, conservando una diferencia de 500 psi entre disco y disco como generalmente se acostumbra. Los valores determinados para cada disco de ruptura se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Valores de Presión de Discos de Ruptura

HERRAMIENTA	DISCO 1 (psi)	DISCO 2 (psi)	DISCO 3 (psi)
SISTEMA ARMADA	8500	9000	9500

La válvula de circulación RD posee un solo disco de ruptura y su valor nominal es el más alto, debido a que es la última herramienta en ser activada durante la prueba. El valor base de presión para la selección del disco de ruptura en la válvula RD viene dado por la suma entre la presión hidrostática que actúa sobre esta herramienta y la presión anular que será aplicada para activar los discos de ruptura del sistema ARMADA, que corresponde al valor más alto de presión que será aplicado antes de activar la válvula RD. Este valor base se muestra en la tabla 13.

Tabla 13. P_H, Presion Anular Armada y Presion Base

HERRAMIENTA	PRESIÓN HIDROSTÁTICA (psi)	PRESIÓN ANULAR ARMADA (psi)	PRESIÓN BASE (psi)
VÁLVULA RD	5583	3869	9450

El principal parámetro que se debe tener en cuenta para el empaque es el peso que se debe aplicar sobre esta herramienta. Este peso debe ser suficiente de tal forma que se garantice en todas las etapas de la prueba que el empaque no se va a desasentar.









































Con base en la experiencia se ha determinado que el peso mínimo que debe mantenerse sobre el empaque para asegurar que no se desasiente se puede calcular a partir de la ecuación 67. Dado que el tamaño del Liner donde será asentado el empaque es de 7 in, la fuerza resultante que debe mantenerse sobre el empaque no debe ser inferior a 14000 Lbs.

Ecuación 67.

$$\text{Peso mínimo sobre el empaque} = OD_{\text{casing}} \text{ (in)} * 2000 \frac{\text{Lbs}}{\text{in}}$$

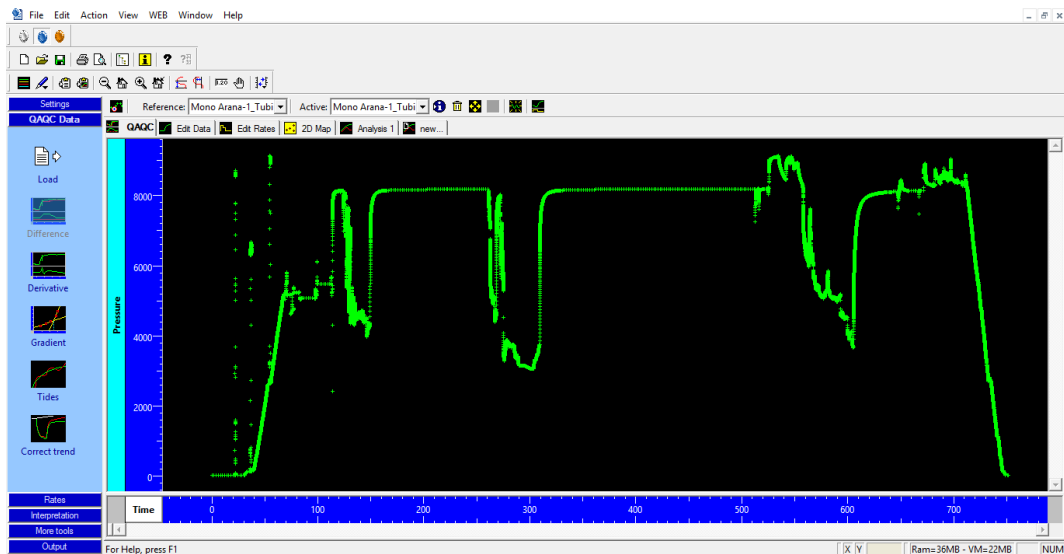
En la figura 47 se muestra la sarta utilizada para la prueba DST en la formación La Luna.

Figura 47. Sarta de prueba DST para la formación La Luna

SARTAA7: U28A8A7	DESCRIPCION	CANT	OD [in]	ID [in]	LONG [ft]	PROF TOPE [ft]
INTERVALOS: 9215' - 9315' (100 ft); 9345' - 9550' (105 ft)				TOP SHOT-RAD [ft]		
	Test Tree	1		3,820		-18,24
	Crossover	1	6,000	3,750	2,00	-18,24
	Rotary Height				4,70	-16,24
	Tubing 3 1/2" EUE	289	3,500	2,992	8.959,00	-11,54
	Crossover 3/12" EUE Box X 3 7/8" CAS Pin	1	5,000	2,250	1,52	8.947,46
	RD Safety Circulating Valve (Presion de operacion 4000 psi anular) (DR de 11.5K)	1	5,000	2,250	5,66	8.948,98
	Drain Valve	1	5,000	2,250	3,44	8.954,64
	OMNI DT Circulating Valve (presion de operacion 1300 psi anular) 2.5 WT	1	5,000	2,250	21,42	8.958,08
	Drain Valve	1	5,000	2,250	3,44	8.979,50
	Select Tester Valve (Presion de operacion 2400 psi para desbloquear, 1300 psi para abrir)	1	5,000	2,250	23,84	8.982,94
	Drain Valve	1	5,000	2,250	3,44	9.006,78
	Gauge Carrier SG-15	1	5,000	2,250	16,83	9.010,22
	Armada Carrier	1	5,38	2,250	31,50	9.027,05
	RD TST Valve (Presion de operacion 1300 psi anular) (DR 8.5 K).	1	5,000	2,250	5,00	9.058,55
	Big John Jar	1	5,000	2,250	6,05	9.063,55
	RTTS Safety Joint 7"	1	5,000	2,280	3,65	9.069,60
	Top Champ IV packer 7"	1	5,870	2,370	6,21	9.073,25
	Middle of the rubbers	1	5,800	2,370	0,00	9.079,46
	Bottom Champ IV Packer 7"	1	5,850	2,370	4,36	9.079,46
	Crossover 3 7/8" CAS Box X 3 1/2" IF Pin	1	5,020	2,250	2,25	9.083,82
	Shock Absorber Vertical	1	5,000	2,250	5,00	9.086,07
	Shock Absorber Radial	1	5,650	2,250	3,00	9.091,07
	Crossover 3 1/2" IF Box X 3 1/2" EUE Pin	1	4,750	2,190	2,25	9.094,07
	Crossover 3 1/2" EUE Box X 2 7/8" EUE Pin	1	4,750	2,190	2,25	9.096,32
	Tubing 2 7/8" EUE		2,875	2,441	31,00	9.098,57
	Sub Radio activo		2,880	2,250	0,18	9.129,57
	Tubing 2 7/8" EUE		2,875	2,441	31,00	9.129,75
	Bar Pressure Vent		3,63	2,370	1,50	9.160,75
	Crossover 2 7/8" EUE Box X 2 3/8" EUE Pin		3,60	1,990	2,25	9.162,25
	Pup Joint		2,88	1,990	20,00	9.164,50
	Mechanical Firing Head (MFH)		2,88		0,50	9.184,50
	Spacer Gun		2,75		30,00	9.185,00
	Top Shot					9.215,00
	Perforating Gun		4,63		100,00	9.315,00
	Bottom Shot					9.345,00
	Spacer Gun		2,75		30,00	9.345,00
	Top Shot					9.345,00
	Perforating Gun		4,63		205,00	9.550,00
	Bottom Shot					9.550,00
	Bull Plug		4,63		1,00	

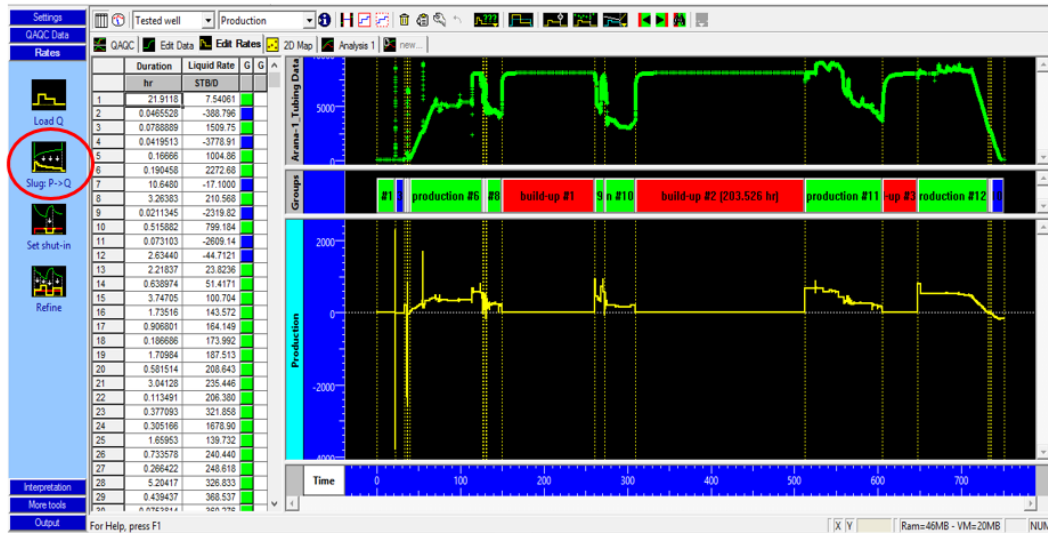
7.1.3 Análisis de presiones e interpretación de la prueba. Utilizando la herramienta software *Ecrin Saphir* se determinaron propiedades como permeabilidad, factor de daño y presión inicial del yacimiento. La data de presiones que se obtenida de la prueba es descargada de las memorias y se procede a generar los archivos tipo *ASCII* que serán cargados al software, estos archivos incluyen la información de presión y producción al tiempo y son ingresados usando los iconos *Load P* y *Load Q* en la pestaña *Interpretation*. . En la figura 48 se muestra la data de presiones cargada de los archivos *ASCII*

Figura 48. Secuencia de presiones obtenida de las memorias DST La Luna



Una limitante que se presenta en muchos casos es que no se tiene registro de los archivos *ASCII* de producción, en estos casos esta limitante se puede superar utilizando la herramienta *Slug Test* que se encuentra en la pestaña *Rates*, la cual permite determinar el caudal instantáneo para cada punto a partir de cálculos basados en la data de presión, tiempo y capacidad de la tubería. En la figura 49 se muestra la data de producción calculada a partir de la herramienta *Slug Test*.

Figura 49. Secuencia de producción calculada a partir del Slug Test



Teniendo cargada la data de presiones y producción, usando el ícono *Extract dP* se extrajeron los gráficos a partir de los cuales se llevó a cabo la identificación del modelo y la interpretación de la prueba, estos gráficos incluyen el log-log de presión, semi-log de presión y derivada de presión; también se pueden extraer otros gráficos adicionales como el de Horne. En las figuras 50 a 52 se pueden observar dichas gráficas.

Figura 50. Ventana de extracción de los gráficos

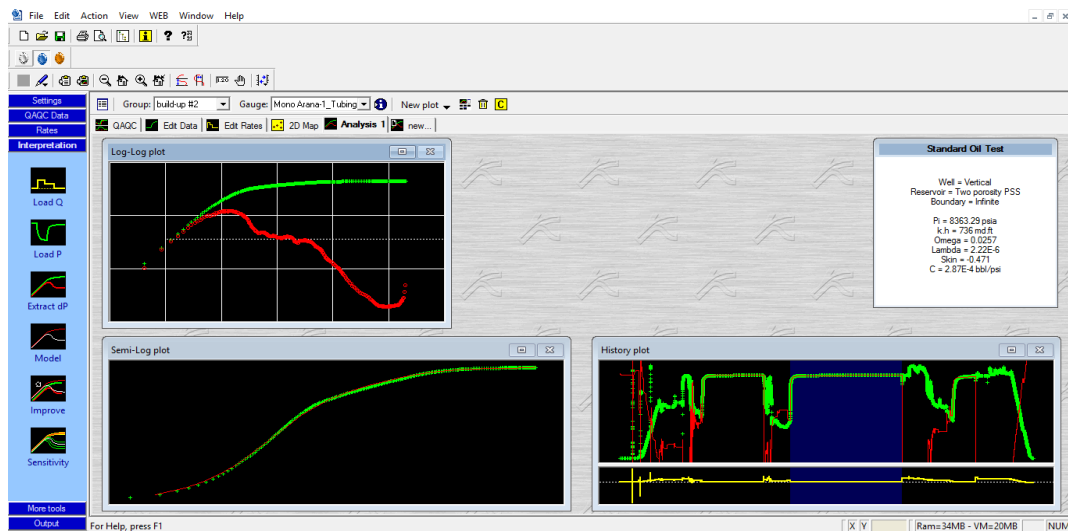


Figura 51. Gráficos log-log de presión y derivada de presión

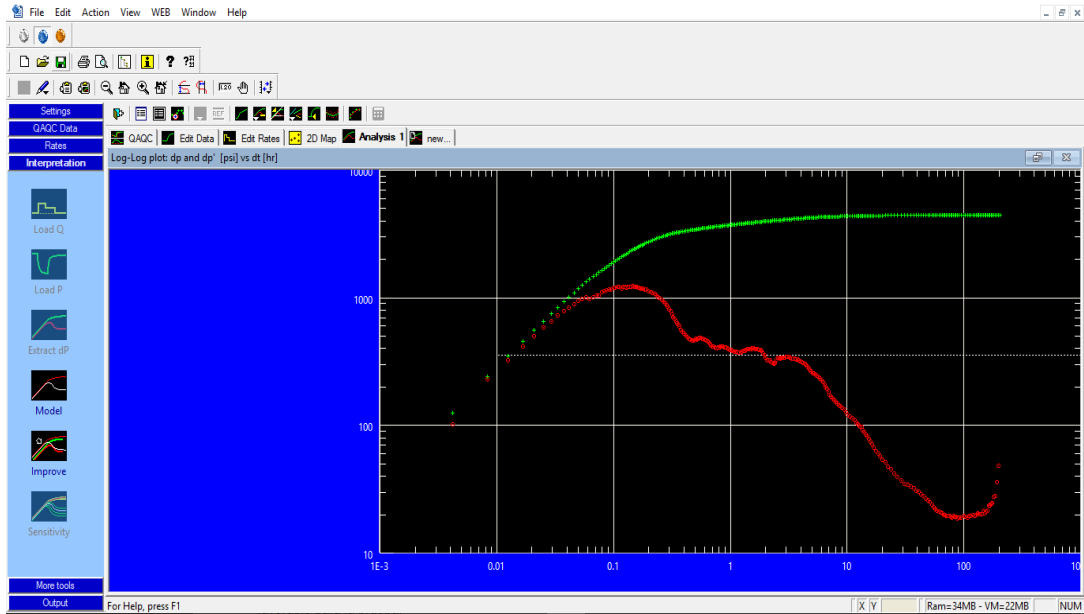
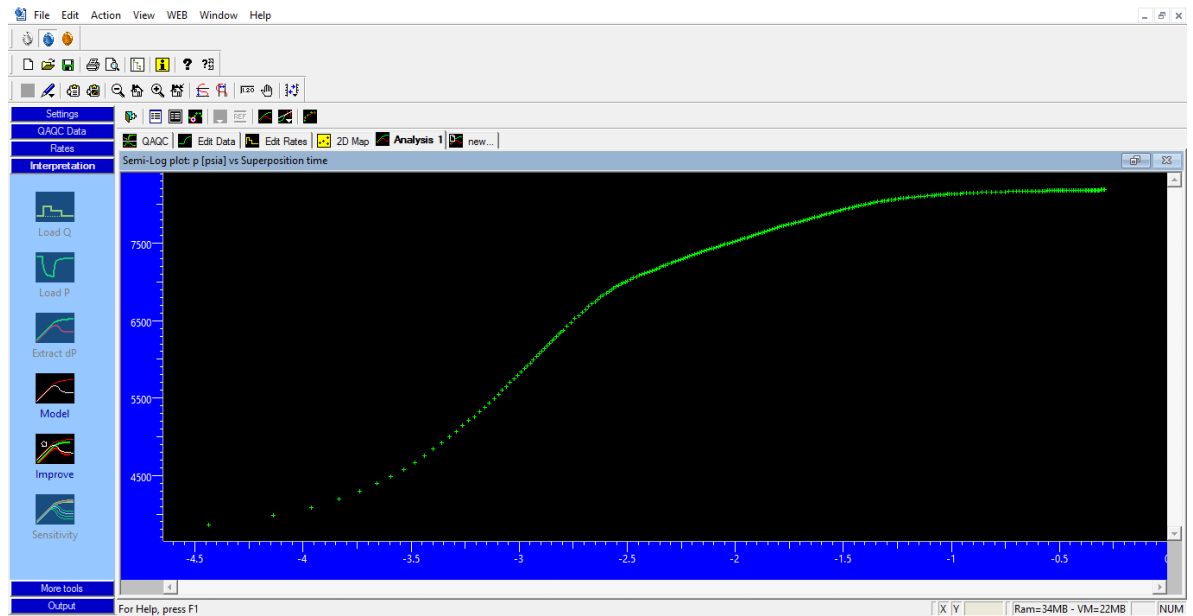


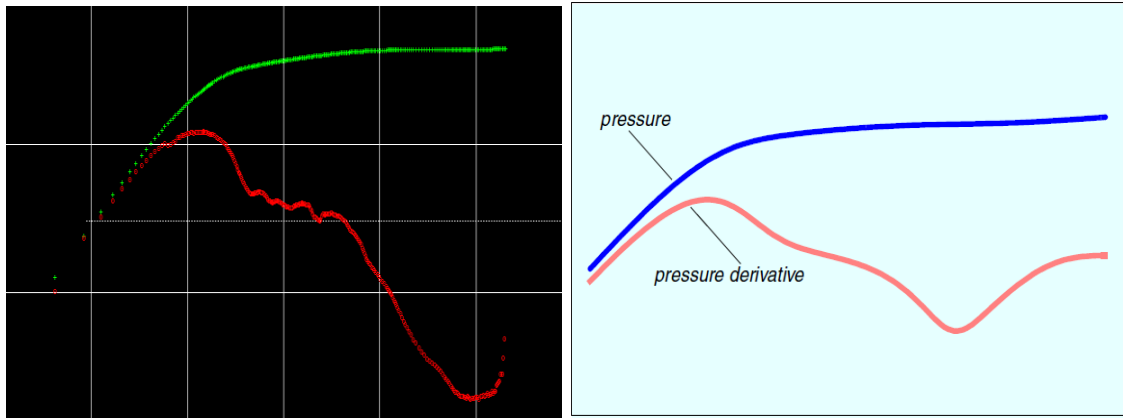
Figura 52. Gráfico semi-log de presión



El modelo del yacimiento es identificado analizando la tendencia del gráfico de derivada de presión y el gráfico log-log. Como se puede apreciar en la figura 53, la forma de la derivada de presión muestra claramente la tendencia típica de un

yacimiento naturalmente fracturado, lo que indica que se debe usar un modelo de doble porosidad para el análisis de presiones.

Figura 53. Comparación entre la curva de la derivada obtenida en el DST y la curva típica de la derivada en un yacimiento de doble porosidad



Se lleva a cabo la interpretación de la prueba para obtener parámetros como permeabilidad, presión inicial del yacimiento, factor de daño y coeficiente de almacenamiento. Dichos parámetros pueden determinarse usando tanto técnicas convencionales como técnicas modernas, analizando cada una de las regiones presentes en la prueba. En la figura 54 se puede apreciar la línea de pendiente unitaria a partir de la cual se determina el coeficiente de en la región ETR. En la figura 55 se aprecian la pendiente de la región MTR en el gráfico semi-log con el cual se determina la permeabilidad y el factor de daño. En la figura 56 se observa el gráfico de Horne a partir del cual se determina la presión del yacimiento

Figura 54. Líneas de pendiente unitaria y pendiente cero para analizar la región ETR y MTR en la derivada

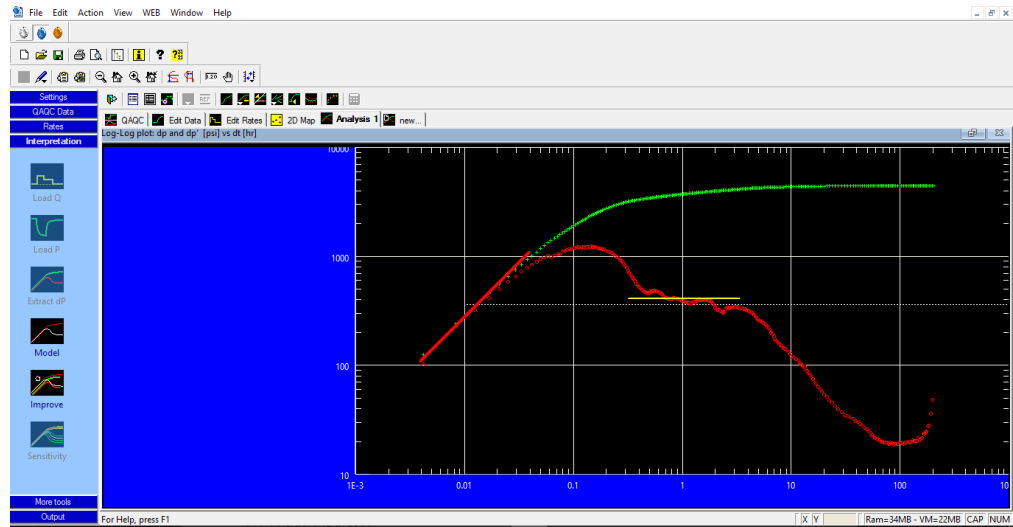


Figura 55. Línea de flujo transiente en el gráfico semi-log para analizar la región MTR

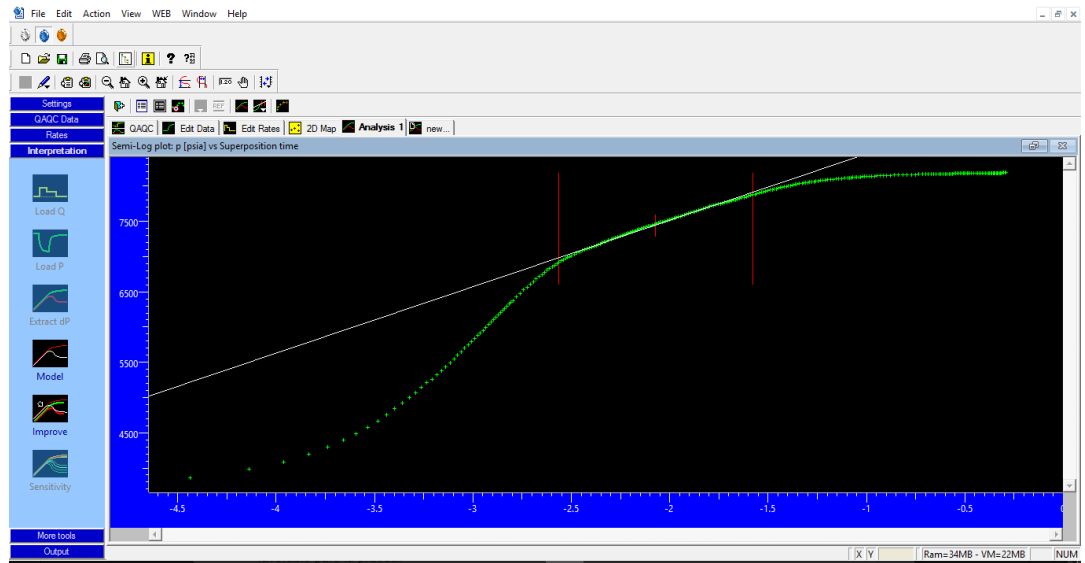
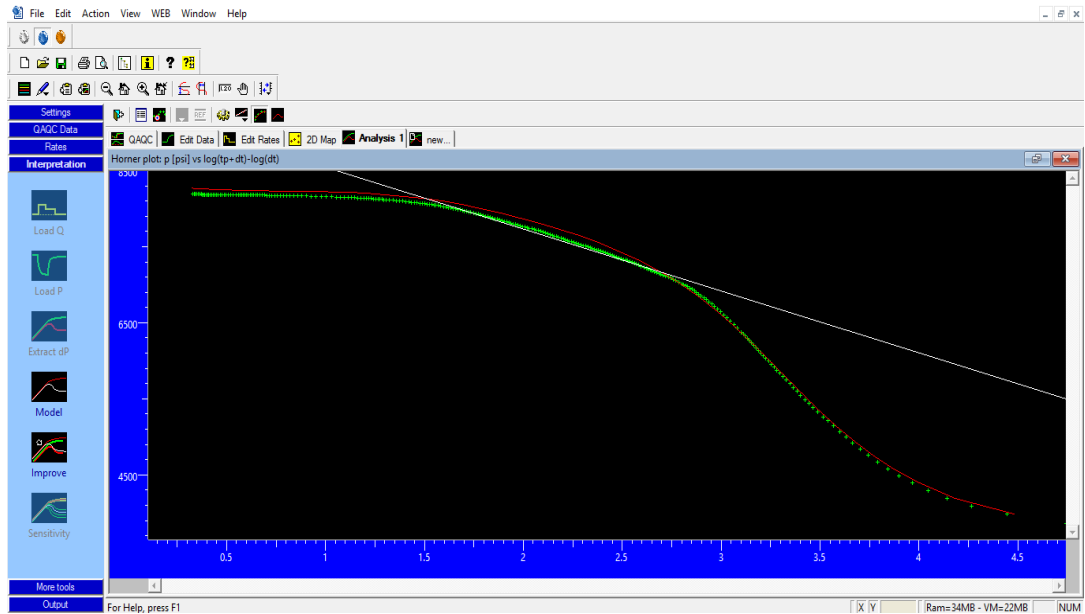


Figura 56. Línea de flujo transiente de la región MTR en el gráfico semi-log



Adicional a los parámetros ya mencionados, las características de doble porosidad de un yacimiento naturalmente fracturado son cuantificadas por medio de los parámetros Λ y Ω . Donde Ω es la relación de almacenamiento en la fractura y representa la fracción del volumen poroso total que pertenece a las fracturas, su valor varía entre 0 y 1. Λ es el coeficiente de flujo interporosidad, el cual describe la capacidad de flujo desde la matriz hacia las fracturas y su rango se encuentra entre $1E-5$ y $1E-9$. Estos parámetros fueron determinados ajustando con el cursor los valores del modelo para que encajen con el valle que se observa en la curva de la derivada. En las figuras 57 y 58 se pueden apreciar el modelo utilizado y el ajuste realizado para determinar dichos parámetros.

Figura 57. Modelo de doble porosidad utilizado para el análisis del DST

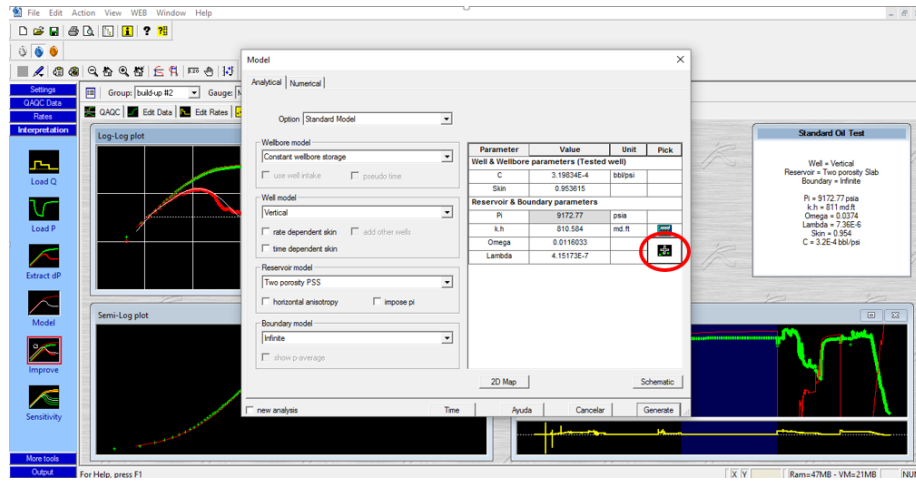
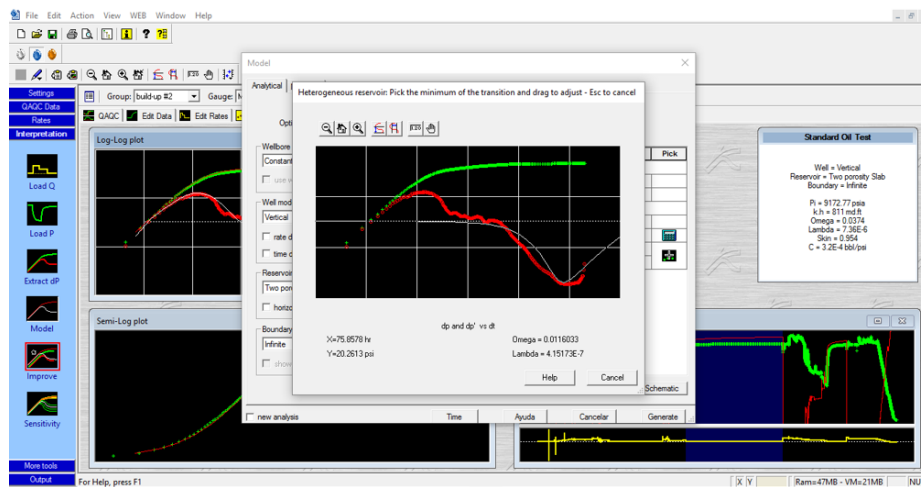


Figura 58. Determinación de los parámetros Lambda y Omega en el modelo de doble porosidad



Finalmente el último paso consiste en refinar el modelo desarrollado para que se ajuste de la mejor manera con los gráficos obtenidos de la prueba y los parámetros obtenidos sean lo más exactos posible. Los valores obtenidos de dichos parámetros se encuentran resumidos en la tabla 14.

Tabla 14. Resultados obtenidos del análisis de presiones de la prueba DST

POZO	VERTICAL
YACIMIENTO	DOBLE POROSIDAD
LÍMITE	INFINITO
OMEGA	0,0256
LAMBDA	2.06E-6
PRESIÓN INICIAL (Pi)	8354.18 psi
PERMEABILIDAD (K)	2.45 md
SKIN (S)	-0.4
COEFICIENTE DE ALMACENAMIENTO (C)	2,89E-4

7.1.4 Generación de curvas IPR. Dado las características petrofísicas y de flujo de la formación La Luna, las curvas IPR para la formación La Luna fueron generadas aplicando la metodología para yacimientos no convencionales desarrollada por Sadeq et al. (2015). Esta metodología que se presenta a continuación busca simplificar la obtención de las curvas IPR para que se puedan desarrollar de una forma más similar a los yacimientos convencionales. Como es bien sabido en los yacimientos no convencionales el caudal varía considerablemente no solo respecto a la presión de fondo sino también respecto al tiempo, por lo que la metodología planteada se basa en analizar el comportamiento de estas dos variables respecto al tiempo. Correlacionando ambos comportamientos para un mismo tiempo se pueden obtener los puntos de presión y caudal con los cuales se graficara la curva IPR para ese tiempo, y así tomando varios tiempos de referencia se pueden generar curvas IPR en función del tiempo.

El modelo desarrollado anteriormente con el software de análisis de presiones puede ser usado como base para la generación de curvas IPR. Este modelo representa de forma más exacta el comportamiento del yacimiento debido a que fue desarrollado con datos reales de la prueba, por lo que para este caso en particular

se trabajará con un modelo de pozo vertical en un yacimiento naturalmente fracturado.

Se recomienda seleccionar tiempos de referencia de 1, 3 y 6 meses, con el fin de evidenciar más claramente los efectos del estado transiente. No es recomendable generar curvas para tiempos como por ejemplo 1 día, ya que la rápida variación en el índice de productividad hace que sea poco práctico utilizar esas curvas. Después de seleccionar los tiempos de referencia se toman diferentes escenarios de presión de fondo para las cuales se van a generar las curvas de caudal en función de tiempo. Estas presiones se asumen constantes en el tiempo ya que lo que se va a analizar es la variación del caudal para cada una de las presiones y para cada tiempo de referencia. En la tabla 14 se muestran los escenarios de presión de fondo seleccionados, se puede apreciar que el rango de presiones está entre la presión de yacimiento y 0 psi, el cual es el mismo que se utiliza para graficar las curvas IPR

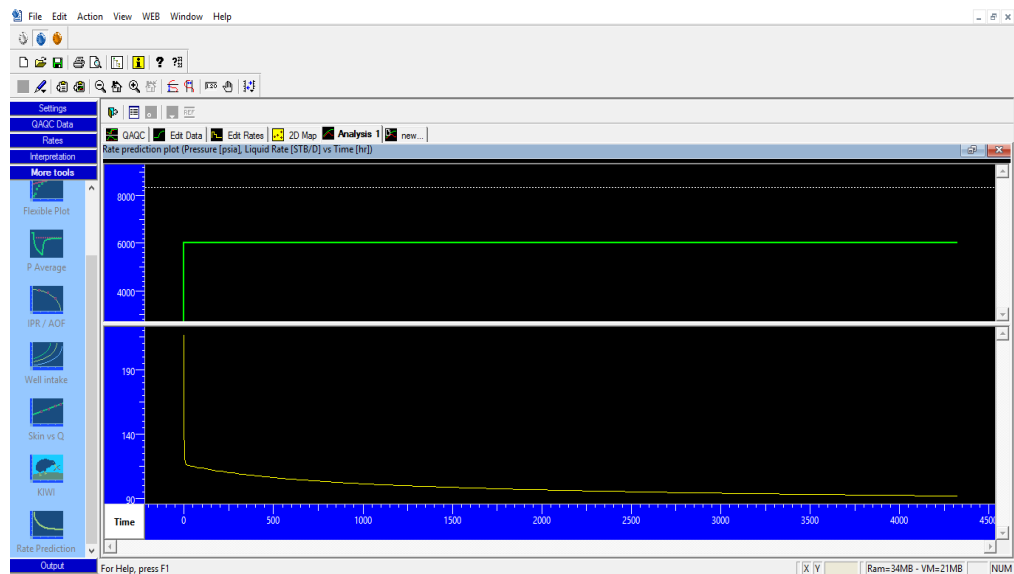
Tabla 15. Escenarios de presión de fondo fluyendo seleccionados

ESCENARIO	PRESIÓN DE FONDO (psi)
1	8352
2	6000
3	4000
4	2000
5	0

Haciendo uso del software Ecrin Saphir fue posible generar el comportamiento de producción en función del tiempo mediante la herramienta *Rate Prediction*. Esta herramienta que se encuentra en la pestaña More Tools permitió determinar tasas de flujo para cada uno de los escenarios de presión y tiempos de referencia

seleccionados, como se aprecia por ejemplo en la figura 59 para el escenario de 6000 psi.

Figura 59. Comportamiento del caudal respecto al tiempo para un escenario de presión constante de 6000 psi

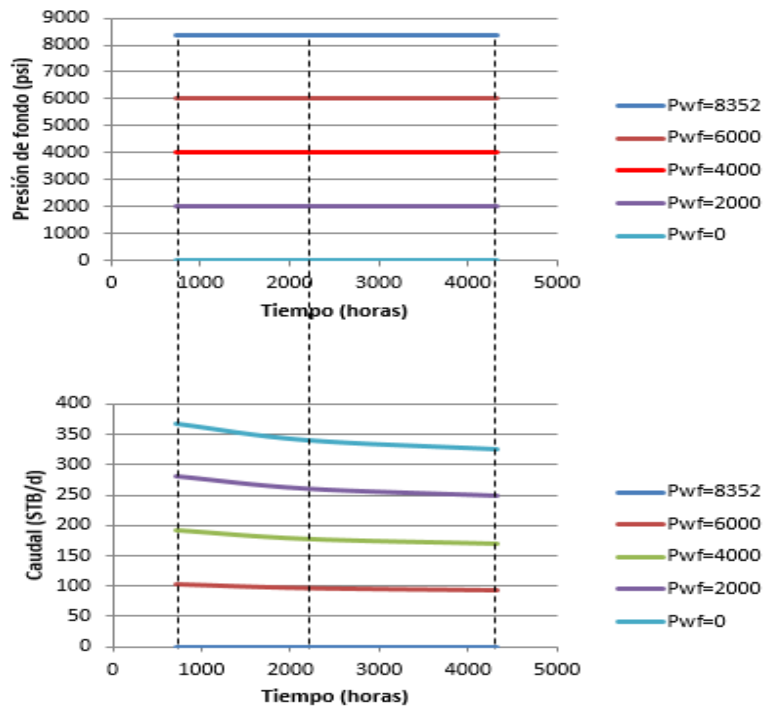


Una vez se han determinado los comportamientos de caudal vs tiempo para cada escenario de presión y tiempo de referencia, como se observa en la tabla 15, se procede a correlacionar estos datos para dichos tiempos y así determinar el comportamiento de presión vs caudal con el cual se puede graficar el comportamiento IPR para cada tiempo. El procedimiento de correlación se ilustra en la figura 60

Tabla 16. Variación del caudal respecto al tiempo para cada escenario de presión y tiempo de referencia

	Presión de fondo (psi)				
	8352	6000	4000	2000	0
Tiempo (días)	Qo (STB/d)	Qo (STB/d)	Qo (STB/d)	Qo (STB/d)	Qo (STB/d)
30	0	103,82	191,92	280,18	368,38
90	0	96,26	178,07	260	341,51
180	0	91,98	170,16	248,13	326,32

Figura 60. Esquema ilustrativo de la correlación entre los datos de caudal y presión para cada tiempo de referencia



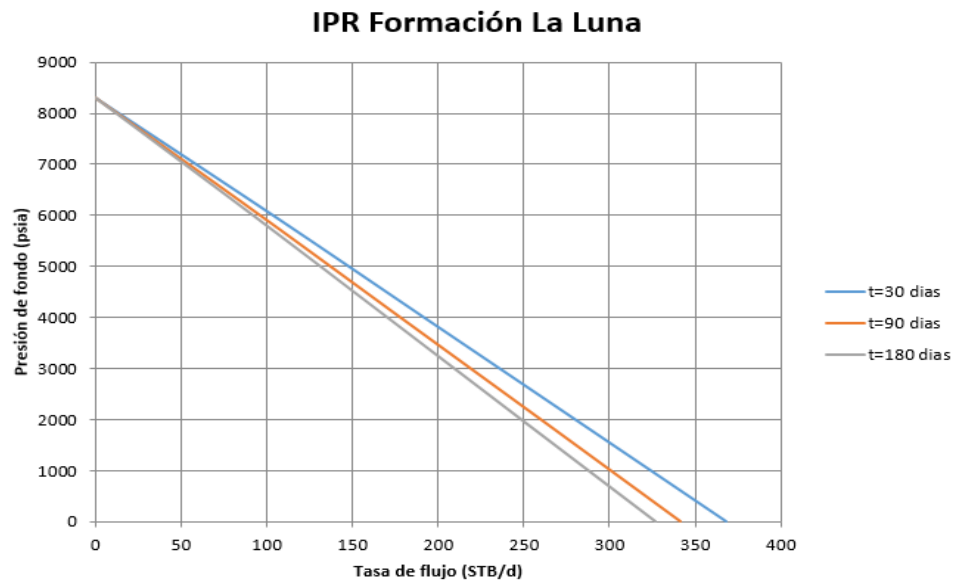
Después de que se han correlacionado los datos de presión y caudal respecto al tiempo, el paso final es tabular los datos de presión vs caudal para cada uno de los tiempos de referencia, tal y como se muestra en la tabla 16. De este modo se puede

proceder a graficar estos últimos datos y así generar las curvas IPR para cada tiempo de referencia, las cuales se pueden observar en la figura 79.

Tabla 17. Datos de presión vs caudal utilizados para generar las curvas IPR

TIEMPO (dias)					
30		90		80	
Pwf (psi)	Qo (STB/d)	Pwf (psi)	Qo (STB/d)	Pwf (psi)	Qo (STB/d)
8308	0	8308	0	8308	0
6000	103,82	6000	96,26	6000	91,98
4000	191,92	4000	178,07	4000	170,16
2000	280,18	2000	260	2000	248,13
0	368,38	0	341,51	0	326,32

Figura 61. Curvas IPR obtenidas para la formación La Luna



En general se sabe que este tipo de pruebas no son requisito de obligatorio cumplimiento en la intervención de los pozos en Colombia siendo entonces la realización de estas, una operación de carácter opcional para las empresas

operadoras de los campos petroleros, que va a ser una decisión directamente de índole económico debido al costo que tiene su ejecución.

El costo de este tipo de pruebas puede variar respecto al tiempo, el tipo de información que se quiere recopilar, las herramientas que se van a utilizar en la sarta de pruebas, la empresa prestadora de servicios que realiza la prueba y al proyecto sobre el cual será realizada.

A continuación se brinda el costo aproximado de realizar una prueba DST en nuestro caso de estudio.

Tabla 18. Relación resumida de Costos de Prueba por Día

ITEM	DESCRIPCION	VALOR UNITARIO EN OPERACIÓN US \$	VALOR DISPONIBILIDAD EN POZO US \$	CANTIDAD	TOTAL US \$/DIA EN OPERACION	TOTAL US \$/DIA EN STAND BY
1	RD Safety Circulating Valve	742,5	222,75	1	742,5	222,75
2	Drain Valve	148,5	44,55	3	445,5	133,65
3	OMNI DT Circulating Valve	1435,5	430,65	1	1435,5	430,65
4	Select Tester Valve	1435,5	430,65	1	1435,5	430,65
5	Gauge Carrier SG-15	217,8	65,34	1	217,8	65,34
6	Armada Carrier	435,5	130,65	1	435,5	130,65
7	RD TST Valve	742,5	222,75	1	742,5	222,75
8	Big John Jar	337,8	101,34	1	337,8	101,34
9	RTTS Safety Joint 7"	217,8	65,34	1	217,8	65,34
10	Champ IV Packer 7"	990	297	1	990	297
11	Shock Absorber Vertical	118,8	35,64	1	118,8	35,64
12	Shock Absorber Radial	118,8	35,64	1	118,8	35,64
13	Mechanicals Firing Heads (MFH)	1608,5	482,55	1	1608,5	482,55
14	Perforating Gun /Ft	138,6	41,58	305	42273	12681,9
15	Operadores	2300	2300	8	18400	18400
16	Movilizacion y Desmovilizacion	35000		2	70000	
				TOTAL	139519,5	103735,9

La tabla 17 nos brinda un resumen de los costos promedios por día que el operador del campo se hace cargo para una prueba DST.

La funcionalidad que tienen estas pruebas va más allá de solo caracterizar un reservorio, ya que a través de los análisis matemáticos y de la información obtenida en presiones y caudales, las pruebas nos brindan información como las curvas IPR donde encontramos el caudal de producción óptimo (para pozos que llevan cierto tiempo puestos en producción), un análisis nodal desde el reservorio hasta el separador, la toma de una muestra de fluido a condiciones reales de pozo para la posterior realización del análisis PVT, y dependiendo que tan prolongada sea la prueba los posibles límites de los yacimientos y la influencia del pozo que está siendo probado sobre el reservorio.

8. CONCLUSIONES

Los parámetros relevantes para el diseño de las pruebas DST son: las presiones, las tasas de flujo, la duración de la prueba, diámetros de tubing, tamaños de choke, y las caídas de presión que se encuentran en los sistemas.

Un factor crítico en el diseño de la sarta de prueba es el cálculo para la carga de colapso debido a su magnitud y riesgo de presentarse. Adicionalmente el cálculo de las presiones de operación de cada una de las herramientas cargadas con nitrógeno o activadas con discos de ruptura, para evitar su activación accidental durante la ejecución de la prueba.

El resultado de las pruebas de flujo demostró que el yacimiento debido a su estado sobre presionado y por la presencia de fracturas naturales, tiene una buena capacidad de producción por flujo natural.

El estado de underbalance establecido durante la operación de cañoneo, logró reducir de forma considerable la migración del fluido de control hacia la formación, evidenciado en la disminución del daño presente en la cara del pozo.

La baja permeabilidad de la formación no permite aplicar a los modelos semi-analíticos tradicionales para la generación de las curvas IPR, por lo que se aplicó la metodología desarrollada por Mohammad Sadeq para yacimientos con características como las presentadas en la formación La Luna.

La inversión para lograr caracterizar esta formación con proyección a un desarrollo operacional fue representativa, debido a que logra determinar los potenciales de producción de este yacimiento y brinda información para futuros trabajos en zonas aledañas a este pozo.

9. RECOMENDACIONES

Realizar el estudio y análisis de pruebas DST para condiciones especiales como ambientes HP/HT, gas ácido, pozos horizontales y producción de arena.

Llevar a cabo un análisis nodal para los pozos de desarrollo que fueron planeados para el campo, con el fin de optimizar los sistemas de producción y facilidades de superficie a partir de los datos obtenidos de las pruebas.

Realizar el diseño de un fracturamiento hidráulico para la formación La Luna para escenarios de producción con pozos horizontales de largo alcance, teniendo en cuenta el diseño y análisis de pruebas de pozo posteriores al fracturamiento con el propósito de determinar propiedades como longitud media y conductividad de las fracturas y analizar el potencial productor de la formación bajo estas condiciones.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, Tarek Ph.D. Reservoir Engineering Handbook. 4th Edition . PE. ISBN-9780080966670, Ebook.BEGGS, Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. 2003.

BENDAKHLIA, H. y Aziz, K. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Horizontal Wells" Artículo SPE 19823, presentado en la 64th Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio-Texas, 1989

BOYUN, Guo. Petroleum Production Engineering Fundamentals, a computer-assisted approach. Chapter 3: Reservoir Deliverability. PhD. 2007. Gulf Professional Publishing

CHENG, A.M. "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas-Drive Slanted/Horizontal Wells" Artículo SPE 20720, presentado en la 65th Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans-Los Ángeles, 1990

ECRIN SAPHIR. User Manual. Kappa Engineering Software. 2005

ELGAGHAH, S., Osisanya, S. y Tiab, D. "A simple Productivity Equation for Horizontal Wells Based on Drainage Area Concept" Artículo SPE 35713, presentado en la Western Regional Meeting, Alaska, 1988

ESCOBAR MACUADO, Freddy Humberto. Análisis moderno de Presiones de Pozos. 2ed. Neiva: Universidad Surcolombiana, 2009

FETKOVICH, M. J. "The Isochronal Testing of Oil Wells" Artículo SPE 4529, presentado en la 48th Annual Fall Meeting the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1973

GASBARRI, S., Martínez, V., García, J., Pinto, R., García, L. y Gil, C. "Inflow Performance Relationships for Heavy Oil" Artículo SPE 122292, presentado en la SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena-Colombia, 2009

GOMEZ Marcano, Sandra. Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del Campo Travi. Sandra Valentina Gómez Marcano. Universidad de Anzoátegui. JULIO 2011

GUTIERREZ GARZON, Jahir; PIAMONTE ARDILA, Natalia. Estudio integrado de producción para la optimización de Campo Galán. Universidad Industrial de Santander. 2011.

HALLIBURTON. Well Testing Catalog. Houston, Texas. 2010

HAMED MATTAR, Louis. Inflow performance relationship por unconventional reservoirs. Shahamat, Mohamdad. Tabatabaie, IHS Global Canada Limited. Society of petroleum engineers. SPE 175975. 2015

JONES, L., Blount, E. y Glaze, O. " Use of Short Term Multiple Rate Flow y Tests to Predict Performance Wells Having Turbulence" Artículo SPE 6133, presentado en la 51st Annual Fall Meeting the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1976

JOSHI, S. "Augmentation of Well Productivity with Slant and Horizontal Well" Artículo SPE 15375, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1988, Junio. Pp. 729-739

KLINS, M, Clark. J.W. "An Improved Method to Predict Future IPR Curves". Society of Petroleum Engineers, Octubre 1993.

LEE, John. Pressure Transient Analysis. Texas A&M University. Society of Petroleum Engineers.2003

MAHYAPOUR, Ramin. Advances in well testing analysis using numerical well testing and reservoir simulation. Petroleum University of Technology. 2014

McALESSE, Stuart. Operational aspects of oil and gas well testing. Elsevier. 2000

MORALES, Astrid D. Desarrollo De Una Herramienta Computacional Como Soporte Al Programa De Levantamiento Artificial Guru, Para El Cálculo De Afluencia En Pozos Verticales Y Horizontales. Trabajo Especial De Grado. Universidad Central De Venezuela

NARDONE, Paul. Well Testing Project Management. Chapter 5. Engineered Controls. 2009

RENARD, G., y Dupuy, J. "Formation Damage Effects on Horizontal Well-Flow Efficiency" Artículo SPE 19414, tomado de la revista Journal of Petroleum Technology (JPT). 1991, Julio. Pp. 786-796

RETNANTO, A. y Economides, M. "Inflow Performance Relationships for Horizontal and Multibranched Wells Solution-Gas-Drive Reservoirs" Artículo SPE 50659, presentado en la SPE European Petroleum Conference. The Hague-Países Bajos, 1998

SOLIMAN, M.Y. (Halliburton Energy Services, Inc.), Azari, M. (Halliburton Energy Services, Inc.); ANSAH, J. (Halliburton Energy Services, Inc.); KABIR, C.S.

(ChevronTexaco). SPE 90837 Design, Interpretation, and Assessment of Short-Term Pressure-Transient Tests. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 September, Houston, Texas. 2004

STALGOROVA, E. Mattar, L. Analytical model for unconventional multi-fractured composite systems. spe reservoir and evaluation engineering. SPE 162516. (2013)

STALGOROVA, E. Mattar, L. Practical analytical model to simulate production of horizontal wells with branch fractures. Paper SPE 162515. Canadian Unconventional Resources Conference. Calgary, Alberta, Canada. (2012)

STEWART, George. Well test design and analysis. PennWell Corporation. Oklahoma, USA. 2011.

VAN EVERDINGEN, Allaert. The Skin effect and its influence on the productive capacity of a well.. Shell Oil Co. Houston, Texas

VENUGOPAL, SHANGKAR. Operational and safety aspects of dst. halliburton. Marzo 2010

VOGEL, J.V. "Inflow Performance Relationships FOR Solution Gas Drive Well" Artículo SPE 1476, presentado en la 41st Annual Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas-Texas, 1968

WIGGINS, M. L., Russell, J.E., Jennings, J.W. "Analytical Inflow Performance Relationships for Three-Phase Flow in Bounded Reservoirs". Paper SPE 24055 presented at the SPE Western Regional Meeting, 30 March-1 April 1992, Bakersfield, California

ZHOU, W. Banerjee, R. Nodal analysis for a transient production system-principles and application. Paper SPE 171768. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Noviembre 2013.