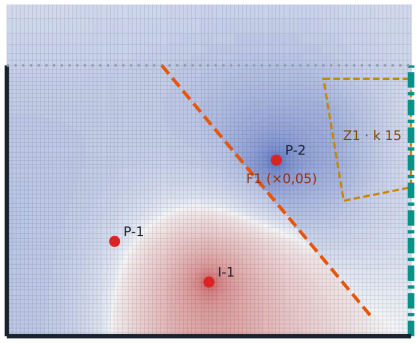
PRUEBAS DE PRESIÓN

Simulador de Well Testing

Interpreta buildups, drawdowns, falloffs e interferencias de pozos de petróleo, agua y gas con derivada de Bourdet, deconvolución y regresión a modelos analíticos y numéricos, en su propio computador.



Modelo numérico: 3 pozos, falla oblicua parcial, zona de baja k y acuífero. Azul: caída de presión; rojo: inyección.

Un solo entorno, todos los modelos

Combine libremente el tipo de pozo, el yacimiento, el límite, el fluido y el tipo de prueba. El ajuste por regresión entrega cada parámetro con su intervalo de confianza del 95 %.

Pozo

- Vertical con almacenamiento y skin
- Fracturado: conductividad infinita o finita (x_f, C_{fD})
- Horizontal (L_w, k_v/k_h) y multilateral
- Productor o inyector de agua o gas

Yacimiento

- Homogéneo
- Doble porosidad Warren-Root (ω, λ)
- Radial compuesto: zona calentada, diluente, daño extendido, banco de condensado o frente de agua

Límites

- Infinito, falla sellante o borde a presión constante
- Canal (dos fallas paralelas) y dos fallas que se cortan en cualquier ángulo
- Yacimiento cerrado rectangular: área, volumen poroso y hidrocarburo original
- Modelo numérico con ajuste histórico NUEVO

Fluidos

- Petróleo, agua y gas seco (pseudopresión y pseudotiempo)
- PVT composicional (Peng-Robinson) NUEVO
- Crudo espumoso para crudos pesados bajo p_b
- Multifásico Perrine-Martin (petróleo, agua y gas)

Tipos de prueba

- Buildup, drawdown y deconvolución NUEVO
- Falloff e inyectividad; minifrac (DFIT) NUEVO
- Interferencia con pozo observador (k, φ·c_t)
- Entregabilidad de gas: D no Darcy, IPR y AOF

Datos e informe

- Archivos de sensores de fondo: millones de lecturas
- Unidades de campo o métricas
- Informe PDF/CSV con datos y logo del cliente
- Proyectos que se guardan y se reabren
- Nivel de fluido acústico NUEVO

100 %
local: sin internet ni instalación

21 ejemplos
con valores conocidos para probar cada modelo

IC 95 %
en cada parámetro ajustado

< 0,6 %
error numérico en modelos semianalíticos

Diagnóstico guiado

Avisos automáticos cuando k semilog y k del ajuste difieren más de 15 %, cuando falta flujo radial puro, cuando la presión cruza el punto de rocío o supera la presión de fractura, y cuando la prueba no alcanza el flujo pseudoestacionario. Superposición completa de caudales y ajuste manual en tiempo real.

Del dato a la interpretación

1
Cargar datos
Sensor de fondo, tomas de nivel de fluido, Excel/CSV o un proyecto guardado.

2
Definir el pozo
Productor o inyector, fluido, unidades e historia de caudales.

3
Analizar
Derivada, Horner/MDH y regresión con IC 95 %.

4
Revisar y entregar
Log-log, avisos, informe PDF/CSV con la marca del cliente y proyecto.

Módulos avanzados

Fracturas de conductividad finita
Modelo semianalítico de Cinco-Ley. Entrega x_f, C_{fD} y $k_f{\cdot}w_f$; reconoce el flujo bilineal (pendiente ¼).

Pozos multilaterales
Dual, en V, trilateral, cuatrilateral y espina de pescado. Estima el aporte de cada rama al caudal.

Pozos de gas
Pseudopresión (Al-Hussainy) y pseudotiempo (Agarwal); correlaciones Sutton, DAK y LGE.

Radial compuesto
Radio de zona interna R, razón de movilidades M y de difusividades D.

Gas condensado
Recombina gas de separador y condensado (Standing, Cragoe) y mide el banco bajo el rocío: radio, movilidad y skin del banco.

Pozos inyectores
Falloff e inyectividad de agua o gas: radio del frente, movilidades y aviso de fractura inducida.

Interferencia
Pozo activo y observador: k y $\varphi{\cdot}c_t$ por regresión con fuente lineal, con intervalos de confianza.

Archivos de sensores
Lee el archivo del sensor de memoria (texto, CSV o Excel), detecta cierres y aperturas y reduce millones de lecturas.

Pozos horizontales
Ozkan-Raghavan con techo y base sellantes, capa de gas o acuífero de fondo; ajuste de longitud efectiva.

Crudo espumoso
Seudopunto de burbuja (Kraus et al.). Con pseudotiempo, el error en k baja de +93 % a +2,7 %.

Almacenamiento variable
Hegeman y Fair para pozos con bomba (BCP, BES) y segregación de gas en el pozo.

Flujo multifásico
Fluido equivalente Perrine-Martin: movilidad total λ_t y permeabilidad efectiva de cada fase.

Entregabilidad de gas
Coeficiente no Darcy D, skin mecánico, IPR y AOF desde el buildup o desde pruebas multipunto (LIT y Rawlins-Schellhardt).

Gráfico de Hall
Control diario de inyectividad: tramos automáticos, derivada de Hall y skin por período (daño, estimulación o fractura).

Cerrado y fallas en ángulo
Bloque de 4 fallas: área, volumen poroso, N o G original, $\bar{p}$ y p_i. Dos fallas a cualquier ángulo (cuña): L1, L2 y θ.

Proyectos e informe
Guarde y reabra cada análisis. Informe con los datos del pozo y el logo del cliente, en unidades de campo o métricas.

Del sensor al informe, en el pozo

Archivos de sensores
- Texto, CSV o Excel del software del sensor (Spartek, Metrolog, Kuster, Halliburton…)
- Detecta separador, decimal, encabezado, fecha y hora (dd/mm, mm/dd, AM/PM) y unidades
- Lee por partes: 2,6 millones de lecturas en segundos

Informe con su marca
- Cliente, campo, pozo, arena, analista y N.º de informe
- Logo del cliente en pantalla, PDF y PNG
- Unidades de campo o métricas (bar, m^3/d, m, °C) con resultados idénticos

Proyectos
- Un archivo .pozo.json guarda datos, parámetros, ajuste manual y vista
- Al abrirlo se recalcula y se verifica que los resultados coincidan
- Borrador automático: el trabajo no se pierde si se cierra la página

La interpretación debe validarse siempre con criterio de ingeniería.

NUEVOS MÓDULOS

Del pozo al yacimiento

Deconvolución, minifrac, PVT composicional y un simulador numérico con ajuste histórico: las herramientas que antes obligaban a cambiar de programa, en el mismo entorno y con los mismos datos.

Deconvolución NUEVO

Convierte una prueba con varios flujos y cierres en un drawdown equivalente tan largo como toda la prueba (von Schroeter, Levitan): muestra límites que el último cierre no alcanza.

- Presión inicial estimada y corrección de caudales
- Comparación de cada cierre por separado (consistencia)
- La respuesta se ajusta con cualquier modelo del simulador

	Real	Estimado
k	50 md	50,4 md
Skin	2	2,00
Distancia a la falla	700 ft	690 ft

DST sintético de 64 h; el cierre final de 30 h solo insinúa la falla.

Minifrac (DFIT) NUEVO

Función G de Nolte y G·dP/dG (Barree) antes del cierre; análisis de Nolte después del cierre, con detección automática del bombeo y del cierre.

- ISIP, presión de cierre, presión neta y eficiencia
- Filtrado normal, dependiente de la presión o extensión de punta
- Presión de yacimiento, kh y k con flujo radial; gradientes

	Real	Estimado
Presión de cierre	7.400 psi	7.419 psi
Eficiencia η	55,6 %	54,6 %
Presión de yacimiento	5.200 psi	5.213 psi

DFIT sintético de 3 días en formación apretada.

PVT composicional NUEVO

Ecuación de Peng-Robinson con traslación de volumen desde la composición del informe PVT, ajustada a los datos de laboratorio.

- División de C7+ (Whitson), rocío o burbuja y envolvente de fases
- CCE, CVD y viscosidad Lohrenz-Bray-Clark
- Pseudopresión de gas y bifásica en el análisis de pruebas

	Real	Estimado
Presión de rocío (antes → después del ajuste)	5.016 psi	4.698 → 5.016
Fugacidades vs biblioteca de referencia	—	10^{-7}
Multiplicadores del ajuste (MW, ω, kij)	1,08 · 0,92 · 1,60	1,08 · 0,92 · 1,60

Datos de laboratorio sintéticos; referencia: biblioteca thermo (Peng-Robinson).

Modelo numérico y ajuste histórico NUEVO

Malla 2D de volúmenes finitos con varios pozos, dibujada sobre el mapa, y regresión sobre toda la historia de presión.

- Fallas a cualquier ángulo, sellantes o parciales; zonas de k, φ y h
- Acuíferos de Fetkovich o numéricos; petróleo, agua o gas real
- Ajuste histórico en paralelo con intervalos de confianza

	Real	Estimado
k del yacimiento	80 md	80,0 md
Multiplicador de la falla	0,05	0,0501
Skins P-1 / P-2	3 / 1	3,00 / 1,00

15 casos contra modelos analíticos: error de Δp < 1 %; gas contra un simulador externo: 0,6 %.

Validado paso a paso

Cada módulo se comprobó con soluciones independientes: modelos analíticos del propio simulador, una biblioteca termodinámica de referencia y datos de un simulador numérico externo. Los errores y límites de cada método están documentados en el manual.

La interpretación debe validarse siempre con criterio de ingeniería.

Comparación con otros simuladores

Capacidad	Indemin Well Testing	KAPPA Saphir	Weatherford PanSystem	SLB WellTest
Modelos analíticos clásicos vertical, fracturado, horizontal, doble porosidad, límites	●	●	●	●
Pozos multilaterales / espina de pescado	Semianalítico	● numérico	—	—
Crudo espumoso (foamy oil)	Seudopunto de burbuja	—	—	—
Multifásico	Perrine-Martin · condensado con PVT composicional y pseudopresión bifásica	Numérico	Petróleo volátil / condensado	Black-oil, volátil, condensado
Gas: pseudopresión y pseudotiempo	●	●	●	●
Almacenamiento variable	●	●	●	—
Modelos numéricos	2D: fallas en ángulo, zonas, acuíferos, gas real y ajuste histórico	2D con refinamiento 3D	PanMesh 3D	History matching
Deconvolución	●	●	●	—
Minifrac / interferencia	●	●	—	Minifrac
Instalación y licencia	Sin instalación ni internet · uso interno	Licencia comercial	Licencia comercial	Licencia comercial
Interfaz en español	●	—	—	—

● incluido ○ no incluido — no indicado en la información pública del fabricante. Fuentes: sitios y folletos de KAPPA, Weatherford y SLB (sept. 2026). Las marcas pertenecen a sus respectivos dueños.

Verificado con casos de valores conocidos

Cada módulo nuevo se probó con datos sintéticos generados con valores conocidos y con soluciones independientes.

Yacimiento cerrado y cuña

	Real	Estimado
Área del bloque	22,96 acres	**22,97 acres**
Pendiente final	1,01541	**1,01541**
Ángulo de la cuña	50°	**49,9°**
L1 / L2 (ft)	250 / 400	**250 / 400**

Banco de condensado

	Real	Estimado
k del banco	3 md	**3,00 md**
Radio del banco	40 ft	**40,1 ft**
M	0,25	**0,251**

Falloff de agua

	Real	Estimado
k	150 md	**150 md**
Radio del frente	600 ft	**601 ft**
M	4	**3,97**

Interferencia

	Real	Estimado
k	50 md	**50,0 md**
$\varphi \cdot c_t$ (1/psi)	$3{,}00 \cdot 10^{-6}$	**$3{,}00 \cdot 10^{-6}$**

Gráfico de Hall

Skin por período	Real	Estimado
Normal	2	**2,09**
Dañado	2 → 10	**9,66**
Estimulado	−2	**−1,99**

Archivo de sensor

	Real	Estimado
k	60 md	**60,01 md**
S	3	**3,00**
Lecturas leídas	**2,6 millones (1 s · 30 días)**	

Pruébelo en minutos

Incluye 21 ejemplos con valores conocidos (falla, canal, fallas en ángulo, doble porosidad, fracturas, horizontal, multilateral, gas, gas condensado, crudo espumoso, pozo con bomba, falloff, interferencia, yacimiento cerrado y más), un archivo de sensor, datos de Hall y tomas de nivel de fluido de ejemplo.

La interpretación debe validarse siempre con criterio de ingeniería.

ORIENTE VENEZOLANO

Hecho para los yacimientos del Oriente

La Faja del Orinoco, el Norte de Monagas y el Distrito Gas Anaco plantean problemas distintos de interpretación. El simulador trae modelos específicos para cada uno y funciona en campo sin internet ni instalación.

Faja del Orinoco

Crudo pesado y extrapesado

Crudos de 8–12 °API en arenas no consolidadas de la Formación Oficina, producidos en frío bajo el punto de burbuja con pozos horizontales y multilaterales, bombas BCP/BES y dilución.

- **Crudo espumoso:** seudopunto de burbuja con pseudopresión y pseudotiempo.
- **Multilaterales:** espina de pescado, dual y trilateral; aporte por rama.
- **Almacenamiento variable:** cierre de pozos con bomba.
- **Radial compuesto:** zona con diluente o calentada por vapor.
- **Nivel de fluido:** pwf de pozos con BCP sin sensor, desde tomas acústicas NUEVO

Norte de Monagas

El Furrial, Carito, Santa Bárbara, Jusepín

Yacimientos profundos de crudo liviano y mediano, geología compleja, mantenidos con inyección de agua y de gas a alta presión.

- **Inyectores:** falloff, frente de agua y aviso de fractura inducida.
- **Gráfico de Hall:** control diario de la inyectividad.
- **Interferencia** y **modelo numérico** con acuífero y ajuste histórico.
- **Multifásico Perrine-Martin** y **gas condensado**.
- **Límites:** fallas en cualquier ángulo, canales y bloques cerrados.

Distrito Gas Anaco

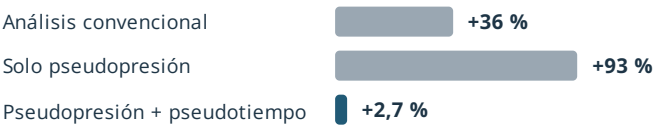
Santa Rosa, San Joaquín y otros

Pozos de gas y gas condensado en la Formación Oficina, donde la presión y la difusividad del gas cambian mucho durante la prueba.

- **Pseudopresión y pseudotiempo** con referencia automática; Wichert-Aziz por CO_2 y H_2S.
- **Gas condensado:** PVT composicional y pseudopresión bifásica.
- **Entregabilidad:** separa el skin mecánico del no Darcy y calcula el AOF.
- **Yacimiento cerrado:** gas original del compartimiento.

Caso tipo Faja

Error en k frente a un simulador numérico. Buildup que cruza el punto de burbuja: k = 3000 md, μ = 1500 cp, p_b = 1100 psi, p_{wf} = 668 psi.



El skin pasa de 2,34 (convencional) a 1,03 con pseudopresión + pseudotiempo; el valor real es 1. Fuente: manual del simulador, 01-MAN01.

Pensado para la operación

Sin internet ni instalación

Se abre como un archivo en el navegador; sirve en macollas y campos con poca conectividad y los datos no salen del equipo.

Sin licencias externas

No depende de renovaciones ni de servidores de licencias.

Del sensor al informe

Lee el archivo del sensor, guarda el proyecto y entrega el informe con la marca del cliente.

En español, en unidades de campo o métricas

STB/d, psi, ft, °F o m^3/d, bar, m, °C; acepta decimales con coma o punto.

Criterio de ingeniería

En crudo espumoso, la fracción de gas disperso α debe calibrarse con datos de campo o laboratorio. La pseudopresión bifásica depende del PVT y de las permeabilidades relativas; en un yacimiento cerrado un solo pozo no define la orientación de las fallas. Valide siempre la interpretación con la geología y la historia de producción.

NUEVO MÓDULO · POZOS CON BOMBA

Presión de fondo desde el nivel de fluido

Para pozos con BCP o BES sin sensor de fondo: cada toma acústica se convierte en presión de fondo y, con varias tomas durante un cierre, en una restauración que se analiza con todos los modelos.

Nivel de fluido NUEVO

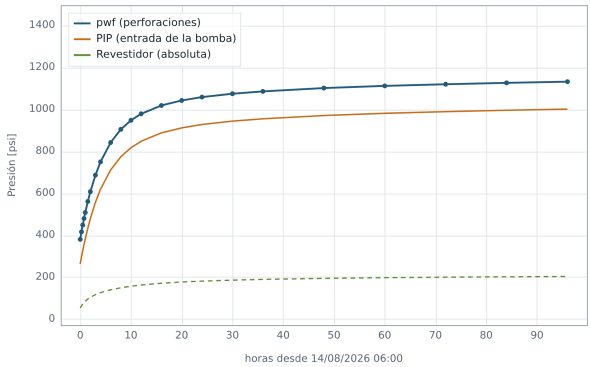
Presión del revestidor, nivel y caudal de gas del anular por toma; el resultado es PIP, sumergencia, pwf y el almacenamiento esperado del anular.

- Columna de gas con z y temperatura en cada profundidad
- Líquido gasificado: flujo de deriva de Hasan-Kabir en anulares (enfoque de McCoy), corregido por inclinación
- Pozos desviados con survey MD–TVD
- Caudal de gas desde el aumento de presión del revestidor; envío al análisis como buildup

	Real	Estimado
k	2000 md	**2012 md**
Skin	2	**2,05**
Almacenamiento C	0,09 bbl/psi	**0,090 bbl/psi**

Pozo desviado con BCP, crudo de 14 °API: 23 tomas en 96 h de cierre, redondeadas como las reales (nivel a 1 ft, revestidor a 0,1 psi).

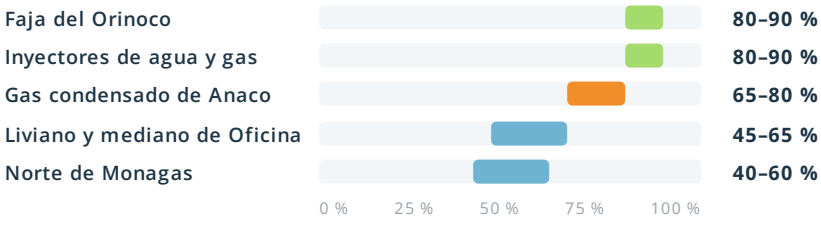
Del eco a la restauración



pwf, PIP y presión del revestidor calculadas en cada toma del ejemplo incluido.

- Columna de gas: diferencia de 10^{-5} psi frente a una integración independiente
- Fracción de gas: diferencia de 10^{-4} frente a una implementación independiente

Cobertura estimada en el Oriente



60–75 %
de las pruebas de pozo del Oriente se interpretan bien con la versión actual

80–85 %
con penetración parcial y multicapa, los próximos módulos

Próximos módulos

Penetración parcial

Intervalo abierto parcial y pozo desviado, con capa de gas o acuífero de fondo (Oficina, Norte de Monagas).

Multicapa

Arenas apiladas producidas juntas, sin y con flujo cruzado, con reparto por capa desde el PLT.

Producción sin cierre

Blasingame, Fetkovich y balance de materia fluyente con datos diarios y sensores de BES.

Criterio de ingeniería

La cobertura es una estimación de ingeniería por tipo de pozo, no un conteo: el porcentaje real se obtiene con la lista de pruebas de cada operadora. El nivel de fluido supone líquido estático en el anular; con mucha espuma o inclinaciones de más de 60–70° el gradiente de la columna gasificada es incierto.

La interpretación debe validarse siempre con criterio de ingeniería.