

Guía Maestra de Análisis Nodal y Productividad de Pozos

Created with NotebookLM • 16/2/2026

exported: 2026-02-16T05:47:30.391Z source: NotebookLM type: note title: "Guía Maestra de Análisis Nodal y Productividad de Pozos"

Guía Maestra de Análisis Nodal y Productividad de Pozos

导出时间: 16/2/2026, 1:47:30

Este documento constituye una **Base de Conocimiento (Knowledge Base)** estructurada para sistemas de Generación Aumentada por Recuperación (RAG), enfocada en el **Análisis Nodal y Productividad de Pozos**, sintetizada a partir de la documentación técnica suministrada.

1. Framework Normativo y Estándares

El análisis de productividad y el manejo de fluidos en la industria petrolera se rigen por estándares internacionales que aseguran la consistencia en la medición y el reporte de datos.

- **API (American Petroleum Institute):** Se identifican estándares como el **API RP 44** para la práctica recomendada en el muestreo de fluidos de yacimiento[1]. Asimismo, se utiliza la escala de gravedad **API** para definir la densidad relativa de los hidrocarburos líquidos respecto al agua[2][3].
- **SPE (Society of Petroleum Engineers):** Las fuentes referencian la literatura técnica de la SPE para modelos de comportamiento de afluencia y flujo multifásico, así como el glosario de términos de energía para definiciones técnicas de análisis nodal[4].

2. Taxonomía de Procesos Técnicos: Análisis Nodal

El **Análisis Nodal** se define como la segmentación de un sistema de producción en puntos o nodos donde ocurren cambios de presión, definidos por ecuaciones o correlaciones específicas[7][8].

A. Clasificación de Nodos

1. **Nodo Común:** Sección del sistema donde se produce una caída de presión por la interrelación entre componentes[9].

2. **Nodo Funcional:** Aquel donde existe una presión diferencial que puede representarse mediante una ecuación matemática[9].

3. **Nodo de Solución:** Punto seleccionado donde se dividen los componentes en **Inflow** (aguas arriba) y **Outflow** (aguas abajo) para igualar presiones y caudales[10].

B. Componentes Críticos del Proceso

- **IPR (Inflow Performance Relationship):** Representa la capacidad del yacimiento para entregar fluidos al pozo[13][14]. Se basa en la relación entre el gasto de producción (Q) y la presión de fondo fluyente (P_{wf})[15][16].

- **VLP / TPR (Vertical Lift Performance / Tubing Performance Relationship):** Representa la demanda de presión necesaria para transportar los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie[17].

- **Punto de Operación:** Se determina mediante la intersección de las curvas IPR y VLP, donde se satisface que el flujo de entrada es igual al de salida y existe una única presión en el nodo[20].

3. Diccionario de Mnemónicos y Parámetros

Para la alimentación de modelos de IA, se definen los siguientes parámetros técnicos extraídos de las fuentes:

Mnemónico	Parámetro	Unidad (Sistema Inglés)	Descripción Técnica
Pr/Pws	Presión de Yacimiento	psi	Presión estática promedio del área de drenaje[10].
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	psi	Presión medida en el fondo del pozo durante la producción[25][26].
Pwh/Phf	Presión de Cabeza	psi	Energía de presión en la superficie del pozo[27].
Qo	Gasto de Petróleo	STB/day	Tasa de flujo de petróleo a condiciones estándar[16] [30].
qsc	Gasto de Gas	Mscf/day	Tasa de flujo de gas a condiciones estándar[29] [31].
J/IP	Índice de Productividad	bpd/psi	Medida del desempeño del pozo para producir[16].
GOR/RGA	Relación Gas-Aceite	scf/STB	Cantidad de gas producido por cada barril de aceite[34] [35].
WC/BSW	Corte de Agua	%	Porcentaje de agua y sedimentos en el fluido producido[34][36].
μ_o	Viscosidad del Petróleo	cp	Resistencia al flujo del crudo a presión promedio[37][38].
Bo	Factor Volumétrico	rb/stb	Relación entre el volumen a condiciones de yacimiento y superficie[2][37].

4. Lógica de Herramientas de Software

Las herramientas analizadas procesan datos de producción para optimizar el sistema pozo-yacimiento:

1. **PROSPER (PETEX)**: Software comercial que modela el flujo multifásico, evalúa el rendimiento de sistemas de levantamiento artificial (como bombas electrocentrífugas - BEC) y genera perfiles de presión y temperatura detallados[39].
 2. **PIPESIM**: Utilizado para el análisis nodal tanto vertical como horizontal en redes de producción complejas, permitiendo modelar el comportamiento del BSW y su efecto en la rentabilidad del pozo[42][43].
 3. **PYNODAL**: Aplicación web desarrollada en **Python** que implementa algoritmos para calcular curvas IPR y VLP, permitiendo la carga de datos vía archivos CSV y la simulación de escenarios operativos de flujo natural vs. levantamiento artificial[44].
-

5. Manual de Curación de Datos para IA

Para que una IA interprete tendencias de producción sin errores, se deben seguir estos pasos de limpieza y estructuración:

1. **Identificación de Variables de Entrada**: Recopilar estudios PVT (CCE, SD), esquemas de terminación, registros de presión/temperatura y gastos de producción (Q_o , Q_w , Q_g)[36].
 2. **Validación de Consistencia**: Verificar la veracidad de los datos de presión de fondo mediante el ajuste de curvas VLP/IPR. Inconsistencias derivadas de cambios en la presión del yacimiento deben marcarse como errores de entrada[47].
 3. **Tratamiento de Datos Temporales**: Estructurar archivos CSV/JSON donde cada registro corresponda a una fecha de medición, asegurando que las variables como frecuencia de bomba (F_z) y presión de descarga estén alineadas cronológicamente[48][49].
 4. **Normalización de Unidades**: Asegurar que todas las presiones estén en una base común (psia o bar) y las tasas de flujo en condiciones estándar antes de alimentar modelos de Machine Learning[50][51].
-

6. Transcripción de Algoritmos y Correlaciones Técnicas

A. Índice de Productividad (J) bajo Ley de Darcy

Para estado pseudo-estacionario: $J = 141.2 B_o \mu_o (\ln r_w r_e - 0.75 + s) K_{oh} [30][52]$

B. Correlación de Vogel (Reservorios Saturados)

Utilizada cuando $P_{wf} < P_b$: $Q_o, \max Q_o = 1 - 0.2(P_r/P_{wf}) - 0.8(P_r/P_{wf})^2 [53][54]$

C. Lógica del Algoritmo Newton-Raphson para Análisis Nodal

Para resolver ecuaciones de presión de forma iterativa:

1. Definir la función objetivo $f(x_n) = 0$ basada en la diferencia de presiones entre Inflow y Outflow [55][56].

2. Calcular la derivada de la función $f'(x_n) [57][58]$.

3. Actualizar el valor mediante: $x_{n+1} = x_n - f'(x_n)/f(x_n) [59][60]$.

4. Iterar hasta que $|x_{n+1} - x_n| < \text{tolerancia} [61][62]$.

D. Correlación de Beggs & Brill (Viscosidad)

Estima la viscosidad del crudo en función de la presión, temperatura, densidad relativa y contenido de gas disuelto para predecir el flujo en sistemas de producción [63].

7. Dataset Schema para Machine Learning

Estructura recomendada para un archivo de datos compatible con modelos predictivos de producción:

```
{
  "schema": {
    "timestamp": "ISO8601",
    "well_id": "string",
    "reservoir_properties": {
      "pr_psi": "float",
      "pb_psi": "float",
      "k_md": "float",
      "h_ft": "float"
    },
    "fluid_properties": {
      "api_gravity": "float",
      "gor_scfstb": "float",
      "wc_pct": "float",
      "viscosity_cp": "float",
      "bo_rbstb": "float"
    },
    "operational_data": {
      "pwh_psi": "float",
      "pwf_psi": "float",
      "choke_size_in": "float",
      "esp_freq_hz": "float"
    },
    "target_production": {
      "qo_stbd": "float",
      "qg_mscfd": "float",
      "qw_bpd": "float"
    }
  }
}
```

Este esquema integra los parámetros críticos necesarios para que modelos de regresión o redes neuronales identifiquen patrones de declinación y optimicen la tasa de flujo[36].

引用来源

[1] <https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [2]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [3]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [4]
 Petrowiki | OnePetro [7] Análisis Nodal en Flujo Multifásico | PDF | Presión | Depósito de petróleo [8]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [9]
 Análisis Nodal en Flujo Multifásico | PDF | Presión | Depósito de petróleo [10]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [13]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [14] <https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [15]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [16]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [17] <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [20] Análisis Nodal en Flujo Multifásico | PDF | Presión | Depósito de petróleo [25] Análisis Nodal en Flujo Multifásico | PDF | Presión | Depósito de petróleo [26]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [27]
 Análisis Nodal en Flujo Multifásico | PDF | Presión | Depósito de petróleo [29]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [30]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [31]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [34]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [35]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [36] <https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [37] (PDF) Análisis Nodal y Flujo Multifásico Programa de Adiestramiento 2005 [38]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [39] <https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content>

[d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content](https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download) [42]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [43] <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [44]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [47]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [48] <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [49]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [50]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [51]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [52]
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [53] <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstreams/7a0d0764-2d05-4fe0-b8ff-09fca64b30fa/download> [54]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content> [55]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [56]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [57]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [58]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [59]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [60]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [61]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [62]
<https://tesiunamdocumentos.dgb.unam.mx/ptd2017/febrero/0755719/0755719.pdf> [63]
<https://ru.dgb.unam.mx/server/api/core/bitstreams/dcd955b9-d633-44a2-9c92-25c4f827718b/content>