



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DE POZOS NO
CONVENCIONALES**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

EDISON LOPEZ LOPEZ

DIRECTOR

ING. OSCAR OSORIO PERALTA



MÉXICO, D.F., 2012



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
60-I-916

SR. EDISON LÓPEZ LÓPEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Oscar Osorio Peralta y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE POZOS NO CONVENCIONALES

- RESUMEN
- I DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS NO CONVENCIONALES
- II MODELADO DE POZOS NO CONVENCIONALES
- III SIMULACIÓN NUMÉRICA DE POZOS NO CONVENCIONALES
- IV APLICACIÓN PRÁCTICA
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFÍA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

CD. Universitaria, D. F., a 2 de Septiembre del 2011

El Presidente del Comité de Titulación de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ

RJPYS*RGTS*srs

AGRADECIMIENTOS

En virtud del término de un largo camino recorrido, me es grato hacer reconocimientos a las personas de gran trascendencia en esta odisea.

A mi gran amigo, compañero, aliado, instructor y padre **Mario A. López Pérez**; por brindarme el apoyo incondicional que cualquier hijo demanda. Aplaudo su valentía y a la vez aprendí de ello, que las debacles económicas e injusticia social no son justa razón para claudicar; usted que predica con el ejemplo, seguro debe estar que sus enseñanzas ya son herencia.

A mi madre **Elena López Jiménez (†)** y **Paulina Díaz Sánchez**; dedico mis triunfos a estas nobles damas, quienes han velado por mí a lo largo de mi trayectoria. Seguro estoy que mi madre aplaude las insistentes muestras de cariño y afecto que Paulina ha demostrado hacía sus hijos y hoy también hago alarde de su profesión como madre.

A mi asesor, **Ing. Oscar Osorio Peralta**, por darme la oportunidad de poder realizar el sueño que comenzó desde que ingresé a la máxima casa de estudios del país.

A la **Familia Sánchez Vázquez**, un agradecimiento especial, por abrir las puertas de su hogar, donde vine a encontrar un oasis y en el cual me sentí con un pedazo de mi querido Chiapas.

A mi novia, **Deyanira J. Méndez**, quien vino a llenar de emociones mi mundo, a regalarle sonrisas y hacer sonreír mis momentos amargos; sus ademanes, muestras de cariño y amistad sincera que hace de mis días un galardón.

AGRADECIMIENTOS

Reconocimientos especiales a **Mardonio Hernández Gómez** y **Sergio Mayo Valencia**, amigos de la preparatoria, quienes me indujeron a romper fronteras y llegar a donde no había imaginado.

A mis amigos, quienes me tendieron la mano y ayudaron desinteresadamente en mi caminar durante estos últimos cinco años: **Cipriano Matías, Ana cruz, Carlos Niño, Edgar E. Arcos, Noé Muñoz, Iván Alejandro, Indira Rojas, Gladys Mayo, Iluminda G. López, Marisol Torres, Aura de J. Parcero, Rolando Vázquez, Juan A. Alvarado, Rafael Díaz**; y a todos aquéllos que involuntariamente o de forma premeditada influyeron en mi vida, que aun cuando no los nombre les agradezco su amistad.

A los **profesores**, quienes son parte fundamental en la formación de profesionistas y que contribuyen día a día para forjar un mejor país.

Hago distinción a mi Benemérita Casa de Estudios, la **Facultad de Ingeniería** y mi Alma Mater, **Universidad Nacional Autónoma de México**; por la educación que me brindaron, sus servicios de calidad y actividades que contribuyeron a la formación de un ingeniero íntegro.

¡Con cariño y sinceridad!

Edison López.

ÍNDICE

AGRADECIMIENTOS	i
LISTA DE FIGURAS	vi
LISTA DE TABLAS	ix
RESUMEN	1
1. DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS NO CONVENCIONALES	2
1.1. PERFORACIÓN DE POZOS	2
1.1.1. POZOS DESVIADOS DE LARGO ALCANCE	2
1.1.1.1. DEFINICIÓN	3
1.1.1.2. PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DESVIADOS DE LARGO ALCANCE	6
1.1.2. POZOS HORIZONTALES	7
1.1.2.1. DEFINICIÓN	8
1.1.2.2. POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO	8
1.1.2.3. POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO	9
1.1.2.4. POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO	9
1.1.3. POZOS MULTILATERALES	10
1.2. TERMINACIÓN DE POZOS	14
1.2.1. TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES	14
1.2.1.1. TERMINACIONES INTELIGENTES	15
1.2.1.2. MANEJO DE DATOS E INFORMACIÓN PROVENIENTE DE LOS YACIMIENTOS	16
1.2.1.3. GRADO DE INTELIGENCIA	18
1.2.1.4. TERMINACIONES PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS	23
1.2.2. TERMINACIONES CON CONTROLADORES DE FLUJO	25
1.2.2.1. DISPOSITIVOS ICDs	27

ÍNDICE

1.2.3. TERMINACIONES CON FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	28
1.2.3.1. PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES FRAC-PACK	30
1.3. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	31
1.3.1. POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO (BN)	32
1.3.1.1. POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO AUTOABASTECIDO	34
1.3.2. POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP)	34
2. MODELADO DE POZOS NO CONVENCIONALES	36
2.1. MODELADO DE YACIMIENTOS	36
2.1.1. MODELO ESTÁTICO	37
2.1.1.1. MODELO GEOLÓGICO	39
2.1.1.1.1. MODELO SEDIMENTOLOGICO	40
2.1.1.1.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO	42
2.1.1.1.3. MODELO ESTRUCTURAL	43
2.1.1.2. MODELO PETROFÍSICO	45
2.1.1.3. MODELO GEOESTADÍSTICO	46
2.1.1.4. ESCALAMIENTO	48
2.1.2. MODELO DINÁMICO	49
2.1.2.1. PRUEBAS DE PRESIÓN	50
2.2. MONITOREO EN TIEMPO REAL	56
2.3. MODELADO DE POZOS	58
2.3.1. MODELO DE PEACEMAN	58
2.3.1.1. EXTENSIÓN DEL MODELO DE PEACEMAN	63
2.3.2. MODELO DE HOLMES	65
2.3.3. MODELO DE POZOS AVANZADOS	67
3. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE POZOS NO CONVENCIONALES	72
3.1. SIMULACIÓN INTEGRAL DEL YACIMIENTO	72
3.1.1. VISIÓN HOLÍSTICA DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	72
3.1.2. HERRAMIENTAS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	73
3.2. SIMULACIÓN DE MODELOS SECTORIALES	75

ÍNDICE

3.2.1. DEFINICIÓN DE MODELOS SECTORIALES	75
3.2.2. FLUJO EN LA FRONTERA	77
3.2.3. REFINAMIENTO DE MALLAS	79
3.2.3.1. MALLAS BASADAS EN EL MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS	81
3.2.3.2. REFINAMIENTO BASADO EN EL MÉTODO DE ELEMENTO FINITO	82
3.2.3.3. MALLAS HIBRIDAS	83
3.2.3.4. ORIENTACIÓN DE LA MALLA	83
3.2.3.5. TIPOS DE MALLAS EN MODELOS SECTORIALES	84
3.2.4. MODELO SIN FLUJO EN LA FRONTERA	85
3.3. SIMULACIÓN DE POZOS	85
3.3.1. POZOS MULTISEGMENTADOS	85
3.3.1.1. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN	88
4. APLICACIÓN PRÁCTICA	92
4.1. SIMULACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL	92
4.1.1. ESTIMACIÓN INICIAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO	92
4.1.2. CALIBRACIÓN DE LA INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL	93
4.1.3. MODELADO DEL YACIMIENTO CON DIFERENTES TIPOS DE MALLAS	97
4.1.4. DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DEL POZO	97
4.1.5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES	99
4.2. SIMULACIÓN DE UN POZO MULTILATERAL	102
4.3. SIMULACIÓN DE UN POZO HIDRÁULICAMENTE FRACTURADO	104
4.4. EVALUACIÓN RECURSOS BASADO EN PROYECTO	107
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
BIBLIOGRAFÍA	112

LISTA DE FIGURAS

Capítulo 1

- Figura 1.1.** *Clasificación de los pozos de alcance extendido, someros o profundos (línea negra continua). Relación HD/TVD (líneas discontinuas)¹.*
- Figura 1.2.** *Diferentes perfiles de pozos de alcance extendido¹.*
- Figura 1.3.** *Tipos de pozos horizontales de acuerdo a Hussain Rabia.*
- Figura 1.4.** *Diferentes tipos de arreglos posibles para la perforación de pozos multilaterales¹¹.*
- Figura 1.5.** *Se perforan pozos multilaterales para alcanzar objetivos aislados que con pozos verticales convencionales, además de ser costosos; no se drenarían de manera efectiva⁹.*
- Figura 1.6.** *Comparación de las producciones mezclada y secuencial con respecto al tiempo⁴.*
- Figura 1.7.** *En la tecnología de pozos inteligentes, se identifica tres niveles de inteligencia; Reactivo, Activo y Proactivo¹².*
- Figura 1.8.** *Limpeza y reducción de datos ruidosos; el registro de la izquierda muestra datos de alta frecuencia con ruido. El de la derecha muestra el mismo registro, libre de ruido y listo para ser empleado con los programas de modelado¹².*
- Figura 1.9.** *Limpeza de los datos obtenidos de mediciones de flujo electrónico (EFM) de alta frecuencia, obtenido de los sistemas SCADA¹².*
- Figura 1.10.** *Identificación de cuellos de botella mediante la prueba de gasto múltiple en PIPESIM¹².*
- Figura 1.11.** *Inteligencia de Nivel III; combina los procesos de análisis de tendencias, modelado y simulaciones para el manejo de forma óptima de los yacimientos con un alto grado de automatización¹².*
- Figura 1.12.** *Metodología de trabajo del programa DECIDE!¹².*
- Figura 1.13.** *Terminación del pozo 32B del Campo Usari⁴.*
- Figura 1.14.** *Dispositivos ICDS⁵.*
- Figura 1.15.** *Comparación de la productividad lograda con diferentes métodos de control de arena⁶.*
- Figura 1.16.** *Comparación del tiempo de vida de las diferentes opciones de control de arena⁶.*
- Figura 1.17.** *Flujo en la fractura⁶.*
- Figura 1.18.** *Infraestructura superficial y sub-superficial del Bombeo Neumático^{7,8}.*
- Figura 1.19.** *Terminación del Pozo M-15 en el Campo Wytch Farm.*

Capítulo 2

- Figura 2.1.** *Esquema que ilustra la caracterización del yacimiento para llegar a un modelo de simulación del mismo y producir el campo bajo distintas condiciones operativas y propiedades distintas²⁰.*
- Figura 2.2.** *Escalas de caracterización del yacimiento y las herramientas que emplea.*
- Figura 2.3.** *Modelo de caracterización estática⁶.*
- Figura 2.4.** *Modelo sedimentario mostrando el depósito de arenas en los lóbulos asociados a sistema de abanicos submarinos⁴⁵.*
- Figura 2.5.** *Correlación Pozo – Pozo³².*
- Figura 2.6.** *Modelo estratigráfico en 3D, que muestra las diferentes geometrías deposicionales de varias unidades sedimentarias⁴⁴.*
- Figura 2.7.** *El Modelo Estructural define geometría y orientación de los elementos estructurales (fallas, pliegues, discordancias, etc)⁴⁴.*
- Figura 2.8.** *Modelo de Fluidos²⁰*
- Figura 2.9.** *La técnica Kriging produce interpolaciones suaves²⁶.*
- Figura 2.10.** *Escalamiento del modelo geológico²⁶.*
- Figura 2.11.** *Prueba de Incremento de presión.*
- Figura 2.12.** *Prueba de Decremento de presión.*
- Figura 2.13.** *Prueba de flujo múltiple.*
- Figura 2.14.** *Prueba de Inyección.*
- Figura 2.15.** *Prueba de Interferencia.*
- Figura 2.16.** *Las tecnologías de información (TI) actuales hacen posible el monitoreo continuo de los yacimientos²⁵.*
- Figura 2.17.** *Integración multidisciplinaria de la administración de yacimientos²⁵.*
- Figura 2.18.** *Celdas de una malla 2D con un pozo en el centro²⁷.*
- Figura 2.19.** *Gráfico del modelo de Peaceman; solución numérica del radio equivalente²⁷.*
- Figura 2.20.** *Malla rectangular con un pozo en el centro²⁸.*
- Figura 2.21.** *Proyección de un pozo desviado en cada uno de los ejes coordenados³⁰.*
- Figura 2.22.** *Modelo de Pozo multisegmentado³³.*
- Figura 2.23.** *Pozo segmentado con ICDs³¹*
- Figura 2.24.** *Modelado de los dispositivos ICDs³¹.*
- Figura 2.25.** *Modelo con dispositivos ICD, considerando flujo anular³¹.*

Capítulo 3

- Figura 3.1.** *Modelo de gestión del yacimiento*³³.
- Figura 3.2.** *Representación de un modelo de simulación de yacimientos.*
- Figura 3.3.** *Mallas con refinamiento local, A) Modelo de Diferencias Finitas y B) Modelo de Volumen Finito*¹³.
- Figura 3.4.** *Mallas A) de Bloques centrados y B) de Nodos distribuidos*³⁴.
- Figura 3.5.** *Refinamiento local en zonas de interés*³⁶.
- Figura 3.6.** *Malla no ortogonal con refinamientos locales*³⁹.
- Figura 3.7.** *Configuración de los segmentos del pozos*³⁷.
- Figura 3.8.** *Componentes del gradiente hidrostático*³⁷.

Capítulo 4

- Figura 4.1.** *Ajuste del corte de agua del modelo sectorial.*
- Figura 4.2.** *Simulación de la conificación de agua en el pozo horizontal.*
- Figura 4.3.** *Trayectoria del pozo horizontal.*
- Figura 4.4.** *Registro del pozo horizontal.*
- Figura 4.5.** *Distribución de la porosidad y permeabilidad del modelo.*
- Figura 4.6.** *Distribución de los controladores de flujo a lo largo del pozo.*
- Figura 4.7.** *Comportamiento de producción de aceite del pozo sin y con ICDs.*
- Figura 4.8.** *Comportamiento de producción de agua del pozo sin y con ICDs.*
- Figura 4.9.** *Avance de los contactos de fluidos en el pozo sin y con ICDs.*
- Figura 4.10.** *Comportamiento de la producción de aceite y agua con la implementación de SAP.*
- Figura 4.11.** *Diseño de un pozo multilateral en un yacimiento.*
- Figura 4.12.** *Trayectoria diseñada y real de un pozo multilateral.*
- Figura 4.13.** *Pozos simulados con fractura hidráulica.*
- Figura 4.14.** *Diseño de pozos simulados con fractura hidráulica.*
- Figura 4.15.** *Diagrama de la evaluación de recursos*⁴⁹.

LISTA DE TABLAS

Capítulo 1

Tabla 1.1. *Características de los distintos tipos de arreglos de pozos multilaterales¹¹.*

Capítulo 2

Tabla 2.1. *Parámetros obtenidos de pruebas de pozos²³.*

Tabla 2.2. *Resumen de los modelos de radio equivalente de Peaceman.*

Capítulo 4

Tabla 4.1. *Resultados de los escenarios sin y con fractura hidráulica.*

RESUMEN

En los últimos años la industria petrolera ha mejorado sus métodos para llegar a objetivos cada vez más complejos dentro de los yacimientos, aumentando así la dificultad de las operaciones de perforación, éstos con pozos cada vez más profundos, pozos con alto ángulo de desviación y con secciones horizontales cada vez más extensas. Los modelos de simulación de yacimientos que tienen una gran extensión areal y espesores grandes, requieren modelos burdos con tamaños de celdas grandes, los cuales no pueden representar fenómenos físicos que suceden en las cercanías de los pozos como lo son canalizaciones o conificaciones de agua o gas. La solución a estos problemas, son los modelos sectoriales refinados que representen la heterogeneidad de los yacimientos, y esto a su vez los fenómenos antes mencionados.

La utilización de estos modelos refinados, dan la oportunidad de capturar el comportamiento de pozos no convencionales con terminaciones diferentes a las actuales, los cuales pueden reducir la producción de agua o gas en los casos en que la ventana de hidrocarburos explotables esté estrecha debido a la cercanía de los contactos.

Los resultados muestran que el uso de este tipo de modelos proporciona una respuesta rápida y oportuna para la terminación y evaluación del comportamiento de producción de los pozos no convencionales. El diseño de la terminación con controladores de flujo ayuda de una manera favorable para el avance de los fluidos en las zonas cercanas al gas o agua, lo cual da lugar a una mayor recuperación de aceite de estos yacimientos.

Esta tesis está enfocada a revisar los aspectos que conllevan el modelado de pozos no convencionales en cada una de sus etapas. Finalmente se presentaran ejemplos prácticos que ilustran el modelado numérico de pozos no convencionales.

CAPÍTULO 1

DESARROLLO DE CAMPOS A TRAVÉS DE POZOS NO CONVENCIONALES

1.1. PERFORACIÓN DE POZOS

1.1.1. POZOS DESVIADOS DE LARGO ALCANCE¹

En los últimos años la industria petrolera ha mejorado sus métodos para llegar a objetivos cada vez más complejos, aumentando así la dificultad de las operaciones de perforación; con pozos cada vez más profundos, pozos con alto ángulo de desviación y con secciones horizontales cada vez más extensas. British Petroleum (BP) lo ha demostrado en 1997 cuando estableció la pauta al perforar una sección horizontal de más de 10 km en un pozo del campo *Wytch Farm*, en Inglaterra.

Desde entonces la industria petrolera ha ido cada vez batiendo récord en longitudes y alcances horizontales, así en otoño del 2010, la longitud horizontal record era superior a 10.9 km y la profundidad medida record era de 12.3 km, en un pozo del área marina de Qatar.

Para explotar reservas aisladas, los operadores han optado por perforar pozos desviados de largo alcance (pozos DLA); sin embargo, surgen nuevos desafíos al implementar estas nuevas tecnologías, como por ejemplo, para facilitar la instalación de terminaciones inteligentes es importante que el pozo posea un diámetro relativamente grande y un perfil suave. A menudo los pozos inteligentes

Llevar integrados instrumentos que fácilmente pueden dañarse si el diámetro del agujero o de la TR es pequeña. Por lo que la planeación de cada uno de los pozos DLA deben ser proyectos de ingeniería únicos.

La perforación mediante pozos DLA permite contactar el mayor volumen de yacimiento posible y eliminar operaciones superficiales en áreas ambientalmente sensibles.

1.1.1.1. DEFINICIÓN

Un pozo DLA se define como aquél que posee una relación desviación horizontal-profundidad vertical verdadera (DH/TVD) de más de 2.0. Esta relación es un indicador de la complejidad del pozo, cuanto más grande es esta relación, la complejidad del pozo es mayor (Ver **Figura 1.1**).

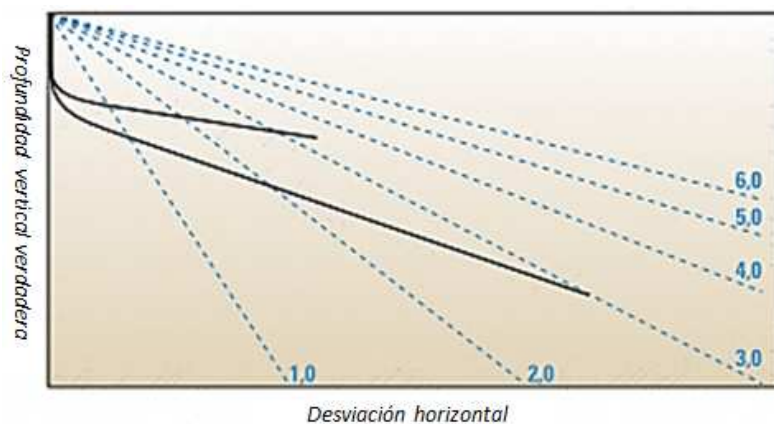


Figura 1.1. Clasificación de los pozos de alcance extendido, someros o profundos (línea negra continua). Relación HD/TVD (líneas discontinuas)¹.

Dependiendo de las características de la formación, como presión, temperatura y propiedades de la roca, se determina el peso a aplicar sobre la barrena (WOB), las revoluciones por minuto (rpm) de la sarta de perforación, así como la densidad del lodo en cada sección, entre otros parámetros.

Para optimizar el desarrollo de los yacimientos, los ingenieros han usado pozos con trayectorias 3D, que son menores en número pero muy complejos debido a los giros azimutales y la reducción angular; esto es gracias a la sofisticada tecnología de la perforación direccional y LWD (Logging While Drilling). Los pozos DLA se clasifican en general como pozos con una TVD muy profunda o muy somera presentando cada uno diferentes desafíos. Los pozos con una TVD somera, normalmente son perforados en formaciones no consolidadas con gradientes de fractura relativamente bajos. Los pozos DLA con una TVD profunda, están limitados por la tensión de la sarta de perforación y los esfuerzos laterales que son muy grandes, los cuales causan desgastes en los equipos de perforación.

Los perfiles de los pozos DLA se clasifican como perfiles de pozos de sección angular y sección tangencial como sigue (ver **Figura 1.2**):

1. Perfil B & H (a veces se les llama pozo tipo "J" jota)
2. Perfil de pozo catenario (pozo tipo "J")
3. Perfil de pozo en S
4. Perfil de pozo complejo

El primer perfil; se perfora con un ángulo constante una vez establecido la sección tangencial a partir del punto de comienzo de la desviación, estos pozos requieren un mínimo control direccional.

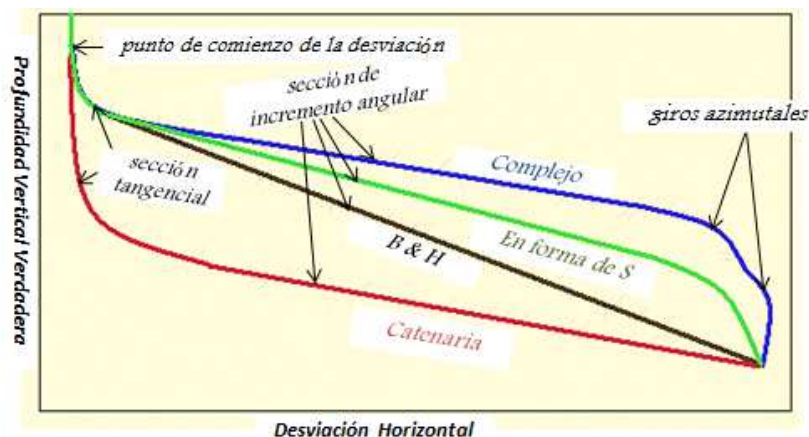


Figura 1.2. Diferentes perfiles de pozos de alcance extendido¹.

El perfil de pozo catenario constituye una variación del primero, comienza con una relación angular más baja que se mide en grados por cada 100 pies perforados, y aumenta a medida que se incrementa el ángulo del pozo. Este perfil se elige para reducir los problemas de torque y son los que poseen una longitud mayor y secciones tangenciales más altas que los pozos B&H. El perfil de pozos en S, su principal característica es que posee una sección tangencial con un ángulo más alto que los pozos B&H, antes de la reducción del ángulo para penetrar en el objetivo con un ángulo más vertical. Y el último, caracterizado por una tercera dimensión, lo conforman uno o más giros azimutales a los pozos de alto ángulo. Es un pozo muy complejo, pero sus trayectos permiten al operador perforar más objetivos con un único pozo.

Por otro lado, un subconjunto de estos tipos básicos de pozos son los pozos de aguas profundas, los pozos 3D y aquellos pozos que por su diseño están limitados por el equipo de perforación disponible.

Los pozos DLA en aguas profundas son poco comunes, debido a la relativa facilidad de mover el equipo de perforación en la localización objetivo y perforar un pozo vertical; sin embargo, debido al continuo incremento de la demanda y a la declinación de la producción, los pozos DLA comienzan a ser una necesidad para conectar objetivos cada vez más complejos o reservas aisladas que son explotados desde un solo pozo madre. En localizaciones de aguas profundas, los problemas se suman, además del gradiente de la columna de agua que tiene sus propios desafíos debido a que esta columna afecta las propiedades del lodo de perforación, la tensión y el peso del aparejo móvil suspendido se incrementa significativamente generando grandes esfuerzos laterales que provocan el desgaste de las tuberías de revestimiento, cuando la sarta de perforación se extrae del pozo a través de secciones de incrementos y reducciones angulares durante las operaciones de rectificación.

Los pozos 3D complejos se caracterizan por los numerosos y significativos cambios de azimuts con los que son diseñados conforme al programa para llegar al objetivo. Y el tercer subconjunto, son pozos perforados desde unidades de perforación con carga en el gancho muy limitados, producto de un diseño inadecuado, y de la capacidad de bombeo, este tipo de perforación se incluye en una categoría diferente de los pozos DLA debido a las deficiencias de los equipos que obligan a los operadores a emplear tecnologías que de lo contrario no sería necesario.

1.1.1.2. PLANEACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS DESVIADOS DE LARGO ALCANCE.

Los éxitos en el Campo Wytch Farm, son sin duda el estricto seguimiento de un control rutinario de la asignación de tareas predefinidas al personal. El personal operativo del campo, asiste a reuniones donde se externan los objetivos globales, metas, costos y viabilidad comercial del pozo, luego los especialistas (un equipo multidisciplinario en geociencias) describen los detalles técnicos, peligros y riesgos potenciales de la perforación próximo a iniciarse. A continuación, se establecen subgrupos que revisan y establecen tiempos previstos para cada fase del pozo. Después de un meticuloso análisis en el que todos participan, los subgrupos deben llevar sus conclusiones a todo el equipo y crear un plan integral para el desarrollo de la perforación del pozo. Con la comparación del avance real con el plan previo, se puede encontrar y analizar las causas raíces de cualquier anomalía que ocurra durante el proceso.

El tiempo necesario para planificar la perforación de un pozo DLA oscila entre los 6 y 12 meses, desde el momento de la concepción hasta el inicio de la perforación, debido a que depende de múltiples factores entre las que destacan: profundidad y complejidad del pozo, la disponibilidad de equipos de perforación, la localización y la logística.

Es importante mencionar el manejo de riesgos que involucra cualquier proceso de planeación integral en todas las etapas de perforación, los cuales son cruciales en la toma de decisiones aunado a la incertidumbre asociado con las operaciones de perforación de pozos DLA, los cuales confluyen en desafíos únicos para los ingenieros.

1.1.2. POZOS HORIZONTALES².

Las operaciones de perforación de pozos horizontales han crecido en la última década. Se han perforado pozos horizontales exitosos para explotar las reservas en las formaciones de lutitas de Bakken en Dakota del Norte y las de Austin Chalk en Texas, lo cual alentó en gran medida su uso en distintas regiones geográficas y en diversas situaciones geológicas.

Pozos horizontales de radio corto, medio y largo, son las tres categorías, referenciados al ángulo, los pozos horizontales de radio medio son los que han tenido mucha aceptación en la industria. La mayoría de estos pozos han sido dirigidos a yacimientos de aceite, la viabilidad comercial para ser empleados en yacimientos de gas no ha sido comprobada completamente.

El objetivo técnico de la perforación de pozos horizontales es hacer contacto con un volumen de roca del yacimiento mucho mayor que con la perforación de un pozo vertical convencional. La necesidad de interceptar múltiples sistemas de fracturas conlleva a perforar pozos horizontales, además ayuda a prevenir la irrupción temprana del acuífero o del casquete de gas. Las aplicaciones de la tecnología de perforación de pozos horizontales incluyen yacimientos con fracturas naturales, trampas estratigráficas, yacimientos heterogéneos, campos maduros y pozos inyectores de vapor para yacimientos con métodos de recuperación mejorada.

El aumento de 2.5 a 7 veces el gasto de producción (comparado con pozos verticales convencionales) de los yacimientos de Austin en Texas y la producción proveniente de las lutitas de Dakota del Norte que aumentó desde una producción nula en 1986 a un incremento del 10% en 1991; demuestran el éxito de este tipo de pozos.

El costo de perforación de pozos horizontales va a la baja al incrementarse el número de pozos perforados y el incremento del precio de los hidrocarburos, además de su viabilidad técnica asociado con los objetivos geológicos.

1.1.2.1. DEFINICIÓN.

Un pozo horizontal, se comienza a perforar como un pozo vertical convencional o inclinado desde la superficie hasta una localización sub-superficial donde se perfora una re-entrada con un ángulo llamado punto de arranque del desvío (Kickoff Point), continuando la perforación tangente al arco, de manera horizontal hasta el fondo del agujero, con longitud planeada.

Se selecciona el radio de curvatura del pozo de acuerdo a la longitud del desplazamiento horizontal requerido, la posición del punto de arranque del desvío, de las posibles limitaciones en la terminación del pozo, entre otras más.

1.1.2.2. POZOS HORIZONTALES DE RADIO CORTO.

Los pozos horizontales de radio corto, son comúnmente perforados a partir de un pozo vertical previamente existente. Los pozos con perfiles de radio corto alcanzan más rápidamente la horizontalidad. La necesidad de evitar una perforación extendida en una formación geológicamente complicada favorece la perforación de pozos de radio corto porque el punto de entrada a la desviación se inicia cerca de la base o debajo de la formación difícil.

Muchas de las limitaciones de este tipo de pozo recaen en el diámetro del agujero, de las herramientas para toma de registros y las terminaciones que resultan difíciles debido al diámetro y de su alto ángulo.

Los pozos con radios que van de 3 a 40 ft de longitud de radio se definen como pozos horizontales de radio corto y un ritmo de penetración que es de 3%100 ft perforados.

1.1.2.3. POZOS HORIZONTALES DE RADIO MEDIO.

Los pozos de radio medio permiten ya, el uso de diámetros de agujero más grandes, con terminaciones más sofisticadas y complejas; es posible pasar herramienta de toma de registros. Se perfora con dos diferentes ensambles de BHA's (ensamblaje de fondo de pozo) o sistemas MWD (mediciones mientras se perfora), lo cual aumenta los costos de perforación de este tipo de pozos.

Los pozos de radio medio tienen arcos en el rango de 200 a 1,000 ft de longitud y un ritmo de penetración de 8 a 30%100 ft perforados.

1.1.2.4. POZOS HORIZONTALES DE RADIO LARGO.

Es posible perforarlos usando herramientas y métodos convencionales o con los nuevos sistemas orientables (perforación direccional) con motor de fondo. Este tipo de pozos son perforados para llegar a objetivos de geología compleja y para minimizar el impacto ambiental.

Y finalmente, los pozos de radio largo tienen arcos de 1,000 a 2,500 ft con un ritmo de penetración de 6%100 ft perforados.

Cabe señalar que no hay una definición general para clasificar a los pozos horizontales de acuerdo al radio de curvatura, por ejemplo; Hussain Rabia en su

libro "Well Engineering & Construction" los define de la siguiente forma (ver **Figura 1.3**):

1. Pozos de radio corto (SRW por sus iniciales en Inglés); corresponde a pozos con radios en el rango de 40 - 100 ft y con ritmos de penetración (Build-up rate) de 60 - 150%/100 ft.
2. Pozos de radio medio (MRW), con radios en el orden de 200 a 700 ft y con ritmos de penetración de 8 - 30 %/100 ft, la longitud de la sección horizontal oscila entre 1,000 - 3,500 ft.
3. Pozos de radio largo (LRW), el ritmo de penetración oscila entre 2 - 6%/100 ft. Con radios de 1,000 - 3,000 ft y longitudes horizontales de 2,000 - 5,000 ft de extensión.

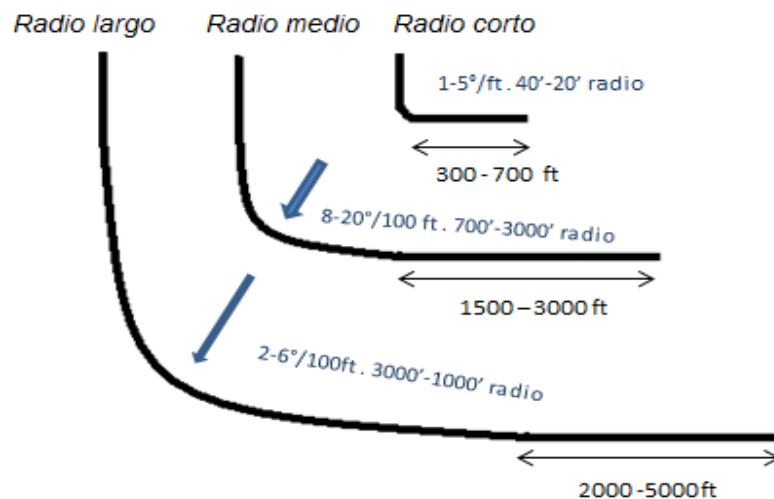


Figura 1.3. Tipos de pozos horizontales de acuerdo a Hussain Rabia.

1.1.3. POZOS MULTILATERALES³.

Los pozos multilaterales se perforan a partir de un pozo principal (pozo madre), ayudan a mantener un área de contacto mucho mayor con el yacimiento que los pozos convencionales.

El primer pozo multilateral en el mundo, se perforó en la ex Unión Soviética en 1953, que para 1980, los soviéticos tenían un total de 100 pozos multilaterales,

entre pozos exploratorios, de producción y de inyección. La introducción de los sistemas rotativos orientables (RSS's por sus siglas en inglés) marcó un hito para la tecnología de perforación de pozos. De modo que antes de la llegada de los RSS's los pozos fueron perforados usando un modo rotativo de tramos rectos y deslizamientos para las secciones curvas⁹.

Un pozo multilateral se define como aquel pozo que tiene dos o más ramales de drenaje a partir de un pozo principal, los cuales pueden ser horizontales, desviados, verticales o de alcance extendido.

Los pozos multilaterales reemplazan uno o más pozos convencionales.

Las configuraciones de los pozos multilaterales varían desde un solo pozo de drenaje hasta múltiples ramificaciones en arreglos tipo espina dorsal, dual apilado o dos tramos opuestos laterales como el dual tipo ala de gaviota (ver **Figura 1.4** y **Tabla 1.1**).

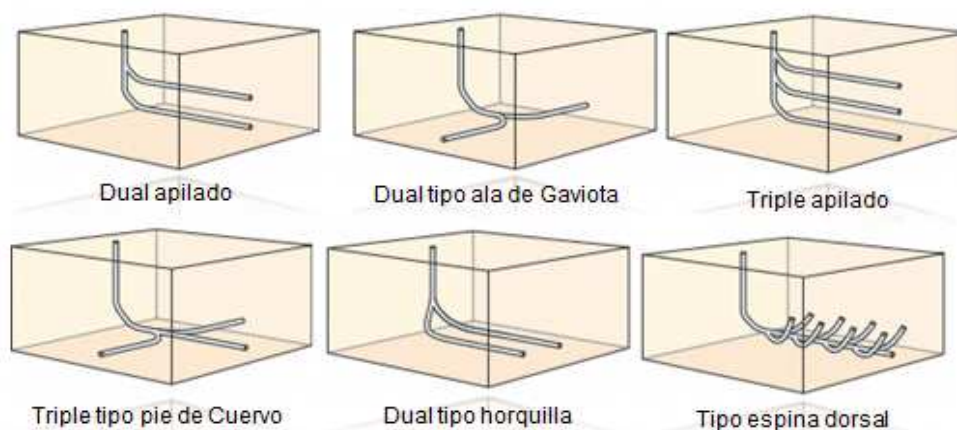


Figura 1.4. Diferentes tipos de arreglos posibles para la perforación de pozos multilaterales¹¹.

Los arreglos de tipo horquilla, abanico o espina dorsal, están destinados a maximizar la producción de yacimientos someros de baja presión y aceite pesado y sus objetivos son zonas aisladas. Las perforaciones de tramos laterales apilados están destinadas a producir formaciones laminadas o estratificadas, aumentando

TIPO DE POZO	CARACTERÍSTICAS
Dual apilado	Accede a tantos cuerpos como dos laterales simples, pero con un costo menor.
Dual tipo ala de gaviota	Permite perforar dentro de un rectángulo de drenaje adyacente, el cual sustituye a la perforación de dos pozos individuales horizontales o de alcance extendido.
Triple apilado	Semejante al arreglo Dual apilado o también puede estar en tres dimensiones, tipo pie de cuervo.
Triple tipo pie de cuervo	Hace la función que uno de tipo Ala de gaviota y que además, el pie central intercepta hidrocarburo directamente debajo de un rectángulo de drenaje adyacente que no se drenaría de otro modo.
Dual tipo horquilla	Este arreglo es menos común, se perfora pozos multilaterales de este tipo cuando las otras opciones no se ajustan bien a la geología local.
Tipo espina dorsal	La perforación de las ramificaciones puede agregarse a cualquier pozo lateral. Se perfora este tipo de pozos para alcanzar reservas aisladas en zonas compartimentalizadas.

Tabla 1.1. Características de los distintos tipos de arreglos de pozos multilaterales¹¹.

la productividad al obtener producción mezclada de dos o más zonas y mejorando de forma efectiva la recuperación de hidrocarburos. El objetivo de perforar un pozo multilateral opuesto es mejorar la conectividad entre fracturas como lo haría un solo pozo horizontal, en formaciones de baja permeabilidad y naturalmente fracturados este tipo de arreglo tendrá mayor contacto con el yacimiento. Finalmente los arreglos de pozos multilaterales van a depender en gran medida de la geología; por ejemplo, en áreas con cuerpos de areniscas con espesores menores y más desconectados, el pozo multilateral que permita acceder a la mayoría de los cuerpos arenosos será uno con arreglo en espina dorsal.

Los pozos multilaterales permiten aumentar la productividad porque hacen contacto con áreas más extensas del yacimiento; la tecnología de perforación de pozos multilaterales ofrece ventajas con respecto a otras técnicas, tales como los pozos verticales y horizontales convencionales o pozos que se terminan con tratamientos de estimulación o fracturamiento hidráulico. También permite explotar diversas formaciones o más de un yacimiento y reservas pasadas por alto con un solo pozo y es el medio más económico para desarrollar campos que tienen estructuras geológicas aisladas, campos satélites remotos y yacimientos pequeños que contienen volúmenes de reserva limitados (ver **Figura 1.5**).

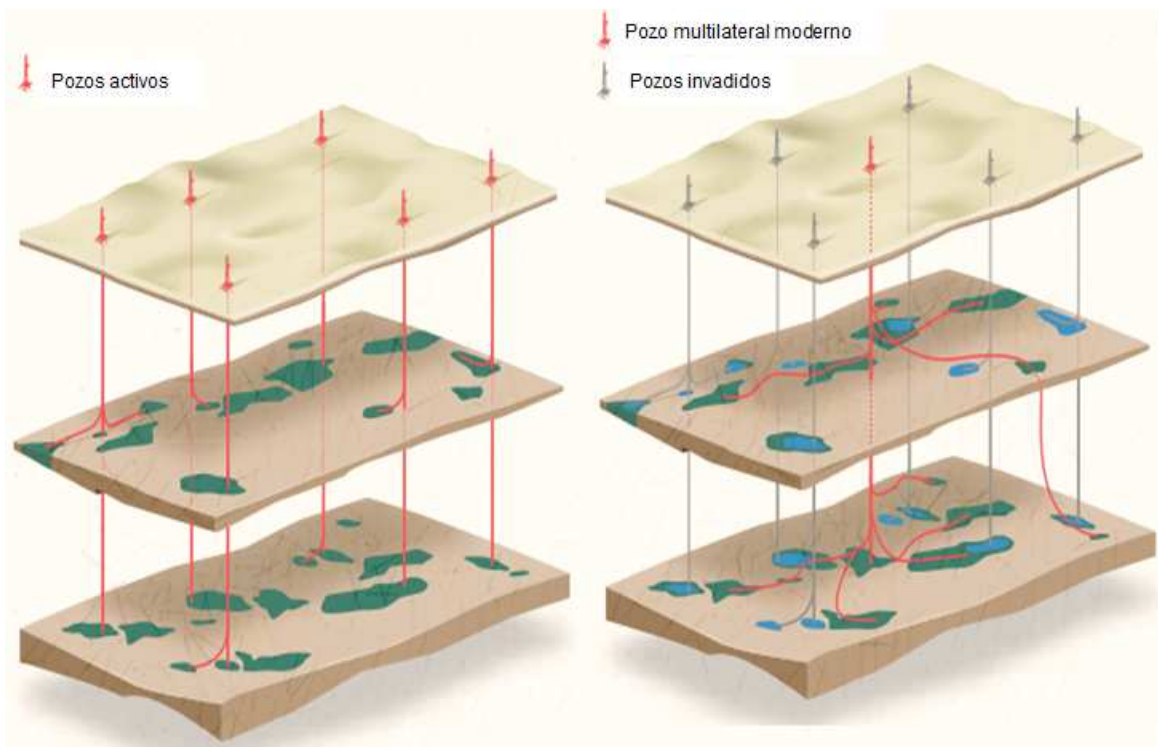


Figura 1.5. Se perforan pozos multilaterales para alcanzar objetivos aislados que con pozos verticales convencionales, además de ser costosos; no se drenarían de manera efectiva⁹.

La perforación de los pozos multilaterales, es posible con los métodos rotatorios convencionales, pero se tiene la desventaja de que no se tiene un control total sobre la dirección y existe una reducción en las ROPs (velocidad de penetración), mientras que el sistema rotativo direccional, es más estable y

presenta menos riesgos de atrapamiento de la sarta de perforación debido a la rotación completa de la sarta, ofreciendo una mejor limpieza del pozo⁹.

La rotación completa del sistema RSS, perfora mejores pozos debido a que:

1. Se reduce el riesgo de pegaduras diferenciales y mecánicas ya que no hay partes inmóviles en contacto con la TR, el desviador o la pared del pozo.
2. Como consecuencia de la inexistencia de partes inmóviles, el pozo se mantiene con una limpieza óptima y mejora la ROP.
3. El aumento del flujo de recortes evita la formación de cuellos de botella en el espacio anular.

Con el sistema RSS se ahorra tiempo y se mejora sustancialmente la seguridad del pozo, debido a que son necesarios pocos viajes para cambio de barrena, lo cual mejora la longitud perforada por barrena.

1.2. TERMINACIÓN DE POZOS

1.2.1. TERMINACIÓN DE POZOS INTELIGENTES⁴.

En la década de los 90's los pozos con terminaciones submarinas y los de alcance extendido comenzaron a proliferar y las operaciones con cable comenzaron a ser problemáticas. Los pozos inteligentes, ideados inicialmente como una alternativa a las intervenciones costosas o técnicamente difíciles, anteriormente con los precios tan bajos de los barriles producidos eran incosteables. Recientemente han demostrado ser eficientes al convertirse en una herramienta automatizada para el monitoreo y control del pozo de forma remota y sin intervención física alguna, excepto las estrictamente necesarias. Los pozos inteligentes aprovechan el contacto directo con los yacimientos, innovaciones tecnológicas recientes, además del monitoreo y control en tiempo real para incrementar el factor de recuperación.

El objetivo inicial de la tecnología de pozos inteligentes: extender la vida productiva de los pozos, resultó eficiente. Pero no es la aplicación más efectiva, dicha aplicación es la administración de yacimientos más allá de ser sólo una herramienta destinada a evitar las intervenciones. Anteriormente, las conexiones eléctricas le restaban longevidad a esta tecnología; hoy, tienen una mayor confiabilidad porque los conectores y empalmes mecánicos están totalmente soldados y pueden ser verificados de forma independiente. Actualmente, el monitoreo arroja mucho más que datos de presión y temperatura, están equipados con medidores de flujo multifásico, sensores sísmicos, dispositivos para generar registros de imagen.

1.2.1.1. TERMINACIONES INTELIGENTES.

Con la producción secuencial se logra explotar una zona hasta su límite económico para después taponarla y abandonarla e ingresar a la siguiente, con la opción de las terminaciones inteligentes se cierran y abren zonas en forma remota, mejorando la producción, eliminando las intervenciones costosas y los perfiles de producción pobres. Los beneficios de una producción mezclada (rojo) con respecto a una estrategia de producción secuencial (azul) lo demuestra la gráfica de la **Figura 1.6**, la cual corresponde a curvas de producción de un operador del Golfo de México, y que tiene un incremento con respecto a la producción secuencial de un 28 %.

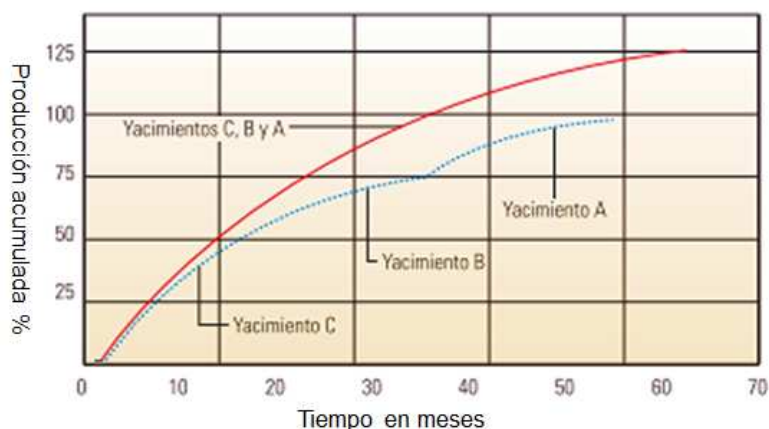


Figura 1.6. Comparación de las producciones mezclada y secuencial con respecto al tiempo⁴.

También pueden emplearse válvulas de configuración variable para prevenir el flujo cruzado provenientes de zonas de alta presión. Aunque las terminaciones inteligentes sean una herramienta prometedora, dependen en gran medida de factores como la distribución de la porosidad y permeabilidad, por lo que es necesario un cuidadoso escrutinio de los pozos que van a tener terminaciones inteligentes en el campo. Por ejemplo, la instalación de una válvula accionada de forma remota en un yacimiento con permeabilidad uniforme, es efectiva para el control de la irrupción de agua e incrementar la vida productiva del pozo; sin embargo, en un intervalo con un estrato relativamente corto puede que no se justifique la derrama económica. Por otro lado, las terminaciones inteligentes resultan adecuadas para un yacimiento estratificado si los estratos están sellados en forma segura, es decir, que no exista comunicación vertical entre los estratos. Las válvulas de configuración variable son eficientes en yacimientos heterogéneos debido al tipo de frente de fluido que presentan gracias a la porosidad y permeabilidad variables de estos yacimientos.

1.2.1.2. MANEJO DE DATOS E INFORMACIÓN PROVENIENTE DE LOS YACIMIENTOS

La tecnología de pozos inteligentes ayuda a los ingenieros, de tal forma que la información requerida esté disponible en cantidad y calidad suficiente para ser

empleada en simulaciones numéricas, análisis de curvas de declinación, balance de materia, etc. Un sofisticado sistema inteligente monitorea en tiempo real, captando datos a intervalos de tiempo predefinidos, tomando acciones correctivas o garantizando una operación de intervención. El objetivo de la tecnología de pozos inteligentes es incrementar la producción de aceite y gas con una mayor eficiencia y a un bajo costo; ayuda en el proceso automático de las operaciones en el pozo, mejora un conjunto de instalaciones haciendo que estos trabajen en un nivel óptimo, reduciendo al mínimo o anulando los riesgos potenciales.

La cantidad de datos provenientes de los sensores de fondo y de los demás dispositivos instalados de forma permanente, deben ser procesados a través de los sistemas automatizados de supervisión de yacimientos (ARS), para ser empleados en los cálculos de tendencias de declinación, modelos numéricos, umbrales de la relación inyección/extracción.

La estrategia ARS, fue aplicada en el Campo Medusa, en el Golfo de México, en los Bloques 538 y 582 del cañón del Mississippi en un tirante de agua de 671 m; diseñado para seis pozos de producción conectados a una plataforma tipo Spar. En este desarrollo, los datos de alta frecuencia se transferían automáticamente desde la plataforma a las oficinas ubicadas en tierra firme. Con los datos medidos y los calculados, el software crea modelos, tendencias y umbrales, y mediante parámetros de alarma, alerta al ingeniero de posibles anomalías que se corregían en tiempo real.

El módulo del distribuidor de datos DECIDE! enlaza y distribuye los datos a cada uno de las terminales como PIPESIM, ECLIPSE, al módulo del escritorio del ingeniero, entre otras terminales. Otro enfoque, en cuanto a velocidad y precisión, son las redes neuronales que en conjunto con las ARS simplifican el trabajo del ingeniero petrolero, ahorra tiempo y mano de obra.

1.2.1.3 GRADO DE INTELIGENCIA¹².

Existen tres niveles de inteligencia (ver **Figura 1.7**):

1. Nivel I: corresponde a un flujo automatizado de datos,
2. Nivel II: corresponde a una supervisión y optimización, analiza los datos, compara y valida los modelos, maneja los modelos y determina las acciones necesarias y,
3. Nivel III: puede definirse como el campo petrolero digital, donde las principales funciones son integrar y procesar, optimizar, automatizar y operar en forma remota.

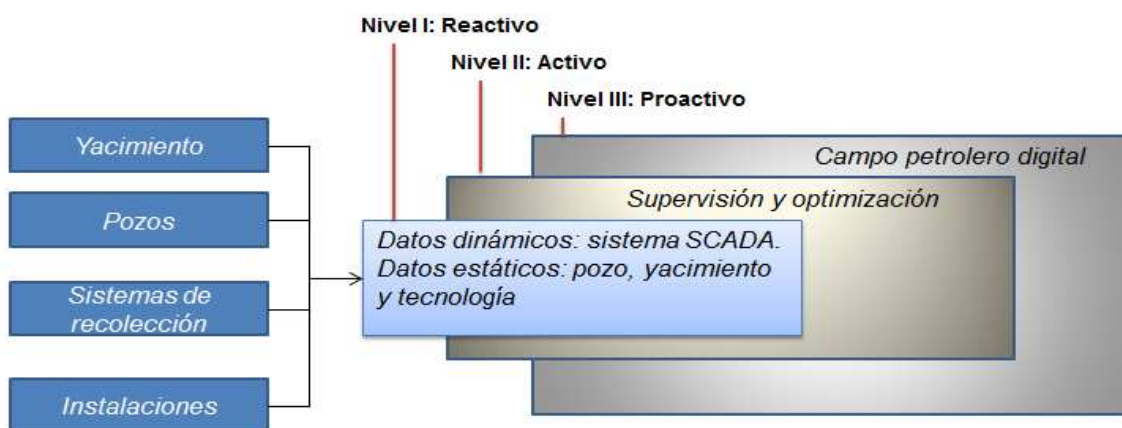


Figura 1.7. En la tecnología de pozos inteligentes, se identifica tres niveles de inteligencia; Reactivo, Activo y Proactivo¹².

La inteligencia de Nivel I comienza con la generación de datos mediante un sistema SCADA (sistemas de supervisión, control y adquisición de datos) el cual opera de forma remota adquiriendo datos del pozo tales como: gasto del pozo, presión y las operaciones de control a lo largo del sistema y en las instalaciones (ver **Figura 1.9**). En este tipo de programas, SCADA; se utiliza a menudo el análisis de tendencias y el ajuste con curvas tipo; ayudando al ingeniero en el ahorro de tiempo significativo, puesto que manejan una cantidad enorme de datos.

El tratamiento de los datos, pasa a través de filtros para reducir la cantidad de datos a la vez que se eliminan los ruidos o datos no deseados (ver **Figura 1.8**).



Figura 1.8. Limpieza y reducción de datos ruidosos, el registro de la izquierda muestra datos de alta frecuencia con ruido. El de la derecha muestra el mismo registro, libre de ruido y listo para ser empleado con los programas de modelado¹².

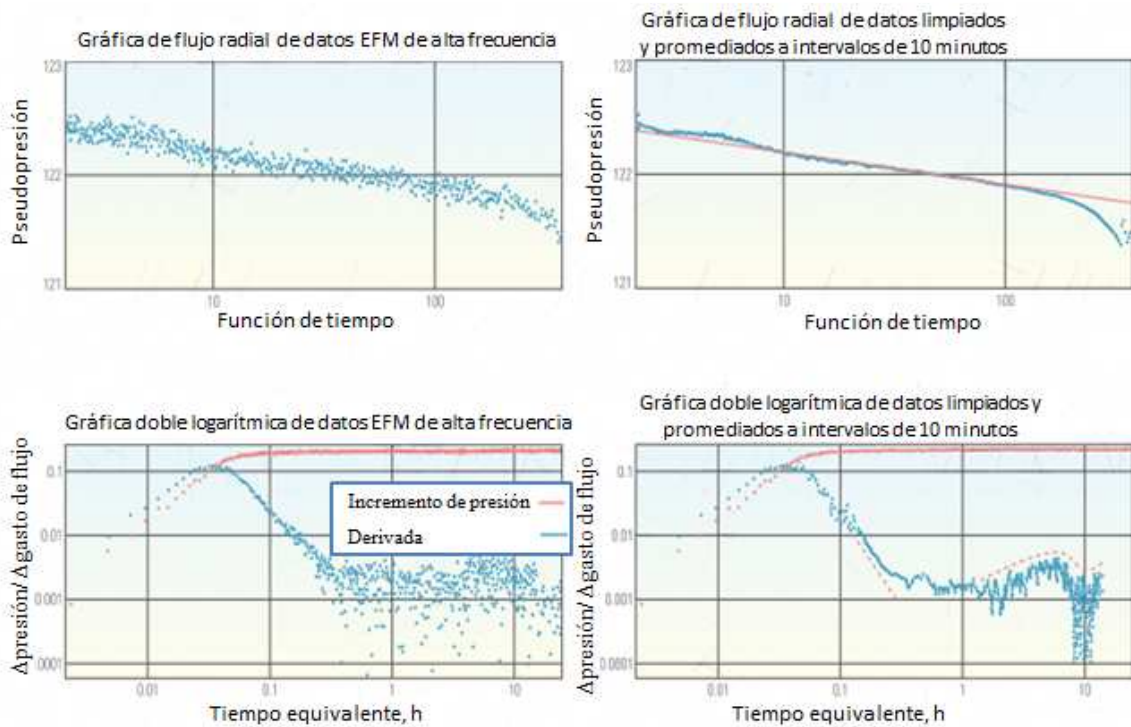


Figura 1.9. Limpieza de los datos obtenidos de mediciones de flujo electrónico (EFM) de alta frecuencia, obtenido de los sistemas SCADA¹².

Un mejoramiento práctico, la optimización, el modelado y la supervisión conducen a un Nivel II de un sistema inteligente. El primer paso para la optimización es la caracterización de los pozos individuales y cada una de sus terminaciones. El segundo paso es desarrollar un modelo predictivo para simular diversas condiciones de operación y elegir el óptimo. Los cuellos de botella se definen como ineficiencias en el sistema que afectan el desempeño general en una operación específica; por ejemplo en una operación pueden actuar como cuellos de botella: el diámetro de la tubería, las líneas colectoras y las instalaciones de tratamiento (ver **Figura 1.10**).

Nivel III: supervisión automatizada del yacimiento. La razón principal por la cual se implementa la tecnología de pozos inteligentes, es sin duda el de automatizar el proceso; un proceso que anteriormente se venía haciendo de forma manual por parte del equipo de trabajo que administra un activo petrolero (ver **Figura 1.11**). Actualmente, los operadores pueden desarrollar un modelo predictivo para los sistemas de alta complejidad empleando inteligencia artificial y software como DECIDE!, PIPESIM o ECLIPSE, por mencionar algunos. Este nivel de inteligencia combina todos los componentes de las operaciones de pozos inteligentes, empleando análisis de tendencias, modelado y simulaciones.

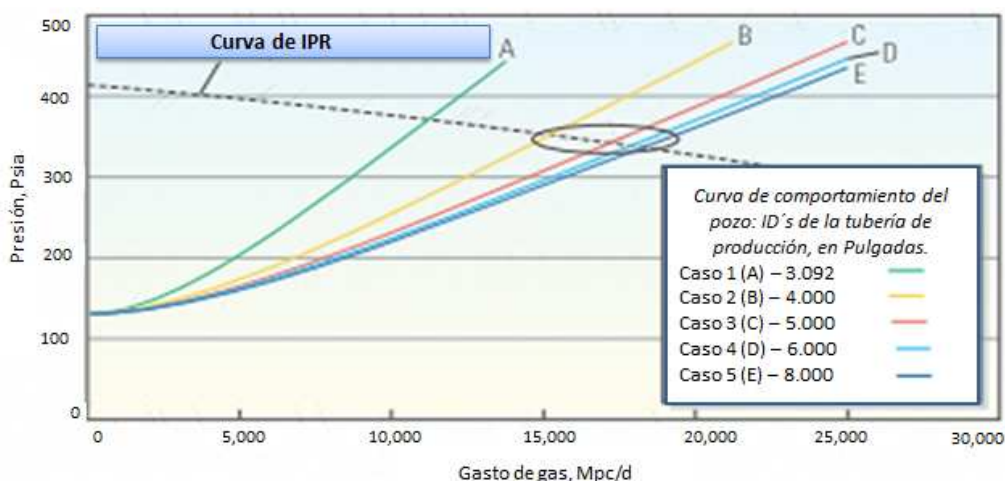


Figura 1.10. Identificación de cuellos de botella mediante la prueba de gasto múltiple en PIPESIM¹².

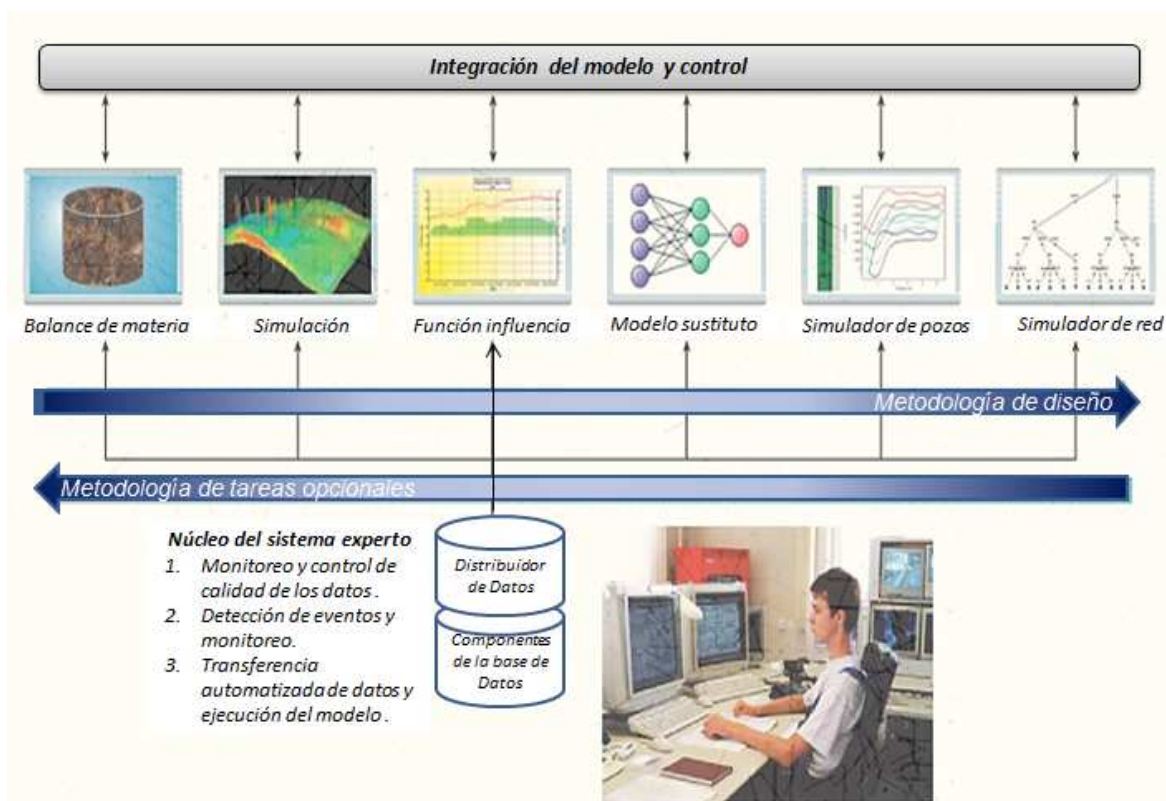


Figura 1.11. Inteligencia de Nivel III; combina los procesos de análisis de tendencias, modelado y simulaciones para el manejo de forma óptima de los yacimientos con un alto grado de automatización¹².

RWETrasgasNet (operador de gas natural independiente de la república Checa) en colaboración con los ingenieros de Schlumberger, pusieron en marcha un proceso de optimización empleando el software DECIDE!. La inteligencia artificial ha sido desarrollada para automatizar tareas rutinarias, además de incrementar la velocidad de ejecución de dichas tareas, tales como: importar datos de alta frecuencia, filtrarlos, controlarlos en función de calidad y organizarlos en intervalos de tiempo un poco más largos para reducir la cantidad de datos a procesar, filtra errores y finalmente muestra informes estadísticos para evaluación de la confiabilidad de la información por parte del ingeniero. Esto corresponde al Nivel I de inteligencia.

En el Nivel II, los datos limpios se cargan a un software para validarlos nuevamente. DECIDE! integra otros softwares externos como el simulador de

yacimientos ECLIPSE, el software de análisis del sistema de producción PIPESIM y otros módulos disponibles de DECIDE!. El proceso realiza el ajuste automático del histórico para el análisis de tendencia, muestra el estado individual de cada uno de los pozos y muestra la capacidad de producción y sus restricciones. En esta segunda etapa, se recurre a las redes neuronales como modelos sustitutos, los cuales imitan a los simuladores, pero estos están disponibles para realizar cierto conjunto de cálculos en tan solo fracciones de segundos, por ejemplo la simulación del pronóstico de producción, cargando solo cierto conjunto de parámetros, ayudando así, a la reducción drástica del tiempo de computo, permitiendo un ajuste histórico casi en tiempo real junto con las demás salidas de los softwares asistentes y DECIDE!, teniendo finalmente una salida optimizada de los modelos numéricos de escala completa (ver **Figura 1.12**).

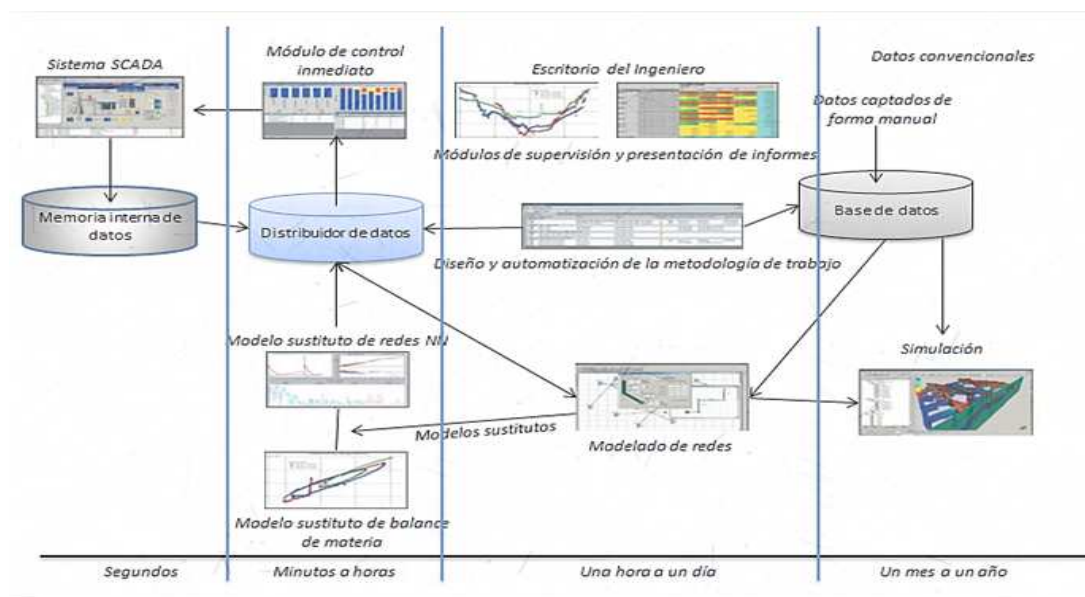


Figura 1.12. Metodología de trabajo del programa DECIDE!¹².

En el siguiente nivel, se implementa el monitoreo y la supervisión que es un paso hacia los campos petroleros digitales: Inteligencia de Nivel III. La característica principal de este nivel corresponde básicamente al alto grado de automatización, paquetes de generación de modelos de simulación y toma de

decisiones, y un sistema integrado que no deja de lado ningún detalle por pequeño que este sea.

La estructura de las tareas automatizadas para el sistema implementado por RWETransgasNet tiene la siguiente estructura:

1. Se ejecutan las tareas automatizadas y las programadas.
2. Se corren los modelos neuronales predictivos de análisis especiales de datos.

Entre estas tareas, se encuentran también, algunas notificaciones del sistema, recuperación y ejecución del software de supervisión, la iniciación de tareas subordinadas y la generación de mensajes de error para alertar al operador. El software provee al operador de continuas visualizaciones de los pronósticos en base al desempeño actual del campo.

Los módulos de desempeño del yacimiento localizan cuellos de botella e identifica oportunidades de optimización. El flujo automatizado de datos y los modelos actualizados, concentra al ingeniero en la optimización del sistema y en la eliminación de cuellos de botella u otros problemas.

1.2.1.4. TERMINACIONES PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN DE LAS RESERVAS⁴.

En algunos desarrollos, la información pobre o insuficiente, por ejemplo en ambientes geológicos complejos, en campos nuevos que se basan únicamente en datos sísmicos y en algunos pozos exploratorios, se hacen cálculos decepcionantes, no porque los ingenieros calculen reservas originales recuperables o gastos iniciales erróneos, sino la falta de información suficiente produce errores catastróficos; sin embargo, es posible remediarlos mediante un contacto más directo con los yacimientos y terminaciones inteligentes. Las terminaciones inteligentes auxilian a los ingenieros, con la capacidad de esta herramienta al aislar, probar y regular secciones del yacimiento de la misma forma en que lo hacen las terminaciones típicas evaluando zonas individuales con un solo pozo. Esta flexibilidad permite a los ingenieros determinar el perfil de flujo de cada zona y, a la vez, con los modelos de yacimientos y medidores multifásicos

determinan la aportación individual y la producción general, evitando al mismo tiempo los fenómenos de irrupción de gas y la conificación de agua. El monitoreo continuo permite el ajuste óptimo de cada ramal en tiempo real, y de esta manera mantener una producción máxima, prolongando la vida económica del pozo.

Con pozos multilaterales, la mezcla de la producción permite a los operadores reducir el número de pozos y las erogaciones de capital. Por ello se ha incentivado en los últimos años las perforaciones con arreglos direccionales cada vez más sofisticados, agregándole complejidad a los pozos exploratorios de alcance extendido y de alto ángulo. Los cambios dinámicos durante la producción son fácilmente resueltos, gracias a las terminaciones inteligentes, los sensores permanentes en el fondo transmiten la información en tiempo real hasta el escritorio del ingeniero, para lo cual los operadores reaccionan a los cambios ocurridos en el yacimiento accionando de forma remota las válvulas de control de flujo.

Estas capacidades fueron las que permitieron que un operador determinara la viabilidad económica de un nuevo descubrimiento en aguas someras del área marina de Nigeria, Mobil Producing Nigeria Unlimited (MPN).

El Campo Usari se encuentra ubicado a 25 km de la costa, donde el tirante de agua es de 22 metros aproximadamente. En el 2001, se descubrieron siete yacimientos nuevos en el área Graben del Campo Usari por un pozo exploratorio cercano. Debido a la presencia de gas somero que enmascara la imagen sísmica de la configuración estructural del yacimiento, de su extensión areal, la compartimentalización del yacimiento y de su capacidad de producción, se decidió perforar un pozo de alcance extendido (Pozo 32B) de 15,000 ft con un pozo de delimitación de 8,766 ft de extensión y 75 grados de desviación. Como parte del plan, el pozo atravesó tres de los siete yacimientos que se aislaron con empaques de grava (GP); en cuanto a las incertidumbres descritas anteriormente, se

instalaron válvulas de control de flujo de fondo de pozo que facilitaron el control y monitoreo de cada zona individual (ver **Figura 1.13**).

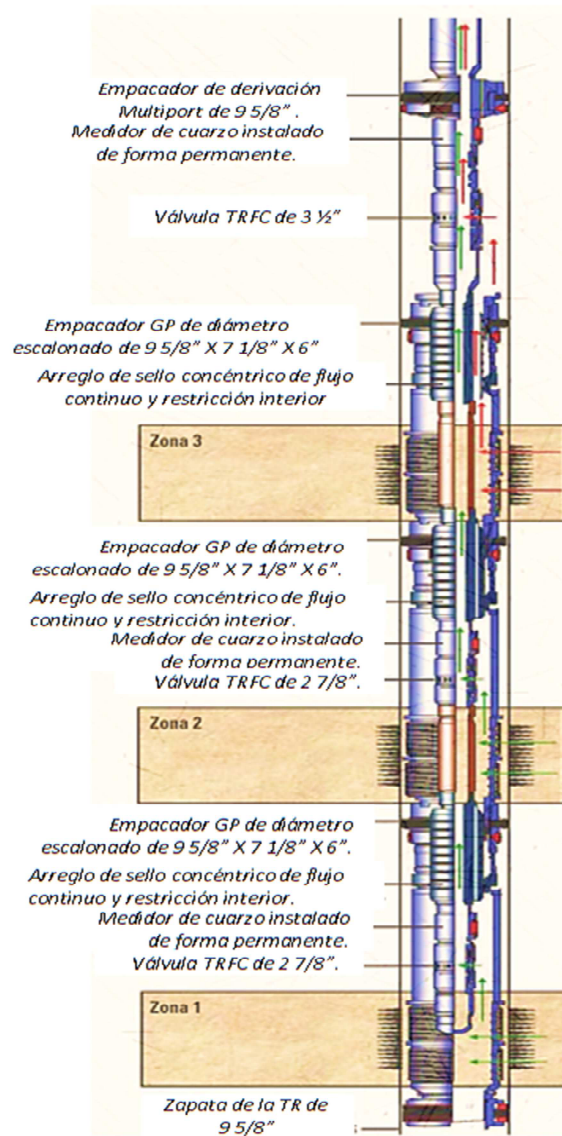


Figura 1.13. Terminación del Pozo 32B del Campo Usari⁴.

1.2.2. TERMINACIONES CON CONTROLADORES DE FLUJO⁵.

Los pozos perforados con nuevas tecnologías, como los pozos de alcance extendido, los pozos horizontales y los multilaterales, tienen como objetivo contactar con el mayor volumen de yacimiento. El problema con el contacto agua-

aceite o gas-aceite, se vuelve un factor importante en el monitoreo de los pozos porque afecta en la productividad de los pozos.

El manejo eficiente de los fluidos producidos, es gracias a que se han instalado, válvulas de control de flujo, estranguladores accionados de forma remota y el aislamiento zonal. Estos dispositivos ayudan a controlar el flujo en las diferentes zonas del yacimiento, accionando de forma remota las válvulas para controlar el flujo proveniente de zonas sobrepresionadas o subpresionadas y en las zonas que producen agua y gas.

En los pozos horizontales se tiene el efecto Talón – punta, esto es una caída de presión a medida que los fluidos se producen desde la profundidad total hacia el talón del pozo. La diferencial de presión produce un influjo irregular a lo largo de la sección horizontal generando conificación del agua o del gas en el talón. Finalmente, este fenómeno representa un abandono temprano del pozo quedando reservas sin explotar. La irrupción de agua o gas también puede provenir de las heterogeneidades del yacimiento o por las diferencias en distancia entre el pozo y los contactos. Los yacimientos carbonatados son especialmente vulnerables a los perfiles de influjo irregulares y a la irrupción temprana de agua y gas.

Las prácticas tradicionales solucionaban la irrupción temprana de agua o gas mediante la reducción del diámetro de estrangulador en el cabezal del pozo, reflejándose en una reducción de la caída de presión y producción disminuida pero una recuperación acumulada más alta. Esta práctica, generalmente no funciona para los pozos horizontales y de alto ángulo.

Debido a que tratamos con pozos no convencionales, es difícil por no decir imposible, desplegar un número de válvulas de control de fondo de pozo suficiente para garantizar el control de la irrupción y controlar cada una de las zonas desde el cabezal del pozo.

Los operadores han visto una solución de este problema en los dispositivos de aislamiento como los empacadores dilatables y, para reducir el flujo cruzado y ayudar a que se tenga un flujo uniforme en el yacimiento, los dispositivos pasivos de control de influjo (ICDs).

1.2.2.1. DISPOSITIVOS ICDs.

Las terminaciones con ICDs, suelen usar empacadores para segmentar el pozo en zonas de gran contraste de permeabilidad, acción que combate la conificación de agua y la formación de crestas de gas a través de zonas fracturadas y evita el flujo anular entre una y otra zona.

Estos dispositivos utilizan una diversidad de configuraciones de flujo continuo que incluyen boquillas, tubos y canales helicoidales de tipo laberinto, diseñados para balancear el perfil de influjo del pozo y minimizar el flujo anular a expensas de una caída de presión adicional, limitada, entre la formación y el pozo (ver **Figura 1.14**).

La caída de presión que ocurre en un dispositivo ICD de tipo boquilla es función del gasto y en las terminaciones son componentes autorregulados; es decir, cada unión del dispositivo se comporta de forma independiente de la heterogeneidad local y del tipo de fluido.

Los dispositivos helicoidales hacen fluir la producción a través de canales cuyo diámetro y longitud se encuentran preestablecidos, la diferencial de presión generada en estos dispositivos son función del gasto y de las propiedades de los fluidos. Los dispositivos ICDs con orificios son similares a los dispositivos con boquillas, la contrapresión se genera mediante el ajuste del número de orificios de diámetro conocido y las características de flujo en cada herramienta. Todos los ICDs autónomos ajustan el área de flujo cuando hay una variación en la diferencial de presión en la zona.

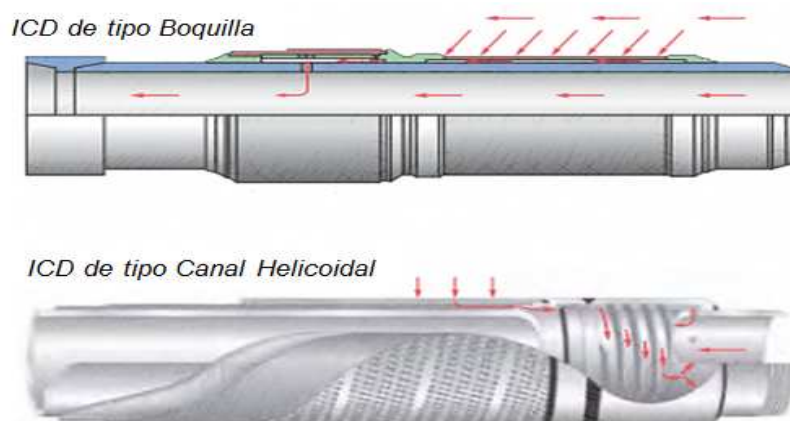


Figura 1.14. Dispositivos ICDs⁵.

1.2.3. TERMINACIONES CON FRACTURAMIENTO HIDRAULICO⁶.

En formaciones pobremente consolidadas, las terminaciones suelen ser costosas y muchas veces se sacrifica producción debido al problema de arenamiento, taponamiento del intervalo productor por partículas finas como las arcillas. Los operadores necesitan de un método confiable para prevenir este problema, la terminación con Empacamiento de Grava soluciona este problema. Por otro lado, existe también una opción que además de solucionar, mejora la productividad; esto es Frac-Pack, el cual combina el fracturamiento hidráulico con el empacamiento de grava.

Los proyectos iniciales de Frac-Pack, se dieron a principios de 1980 en el Golfo de México. Se diseñó de manera semejante a un fracturamiento hidráulico convencional. De estos primeros intentos resultaron fracturas más largas y más estrechas que las que resultaban en aquellos tiempos que eran más cortas y más anchas, la productividad de los pozos se incrementaba pero el éxito del tratamiento era corto y el método no fue ampliamente aceptado.

Actualmente se coloca apuntalante en un ritmo de 4.7 ft³/s (8 m³/min) con una concentración de 87.4 lb_m/ft³ (1.4 Kg/L) y colocando en sitio un total de

198,416 lb (90 000 Kg) en promedio. Frac-Pack empezó a consolidarse como un método de terminación para el control de arena en pozos entubados. Los beneficios de este tipo de terminación se asocian con el valor presente neto (VPN), al manejo de yacimiento, al incremento de la vida productiva del pozo, reducir las intervenciones y las operaciones costosas, por lo cual los operadores justifican este método frente a otras técnicas de control de arena implementadas en la terminación del pozo.

Las fracturas son creadas por fluidos viscosos que son bombeados por encima de la presión de fractura en el yacimiento, luego el empaque de grava es colocado en el espacio anular entre la TR de producción y el filtro de la herramienta del empaque de grava (gravel pack). El objetivo es lograr una alta conductividad en el empacamiento de grava y hacer que el flujo de fluidos del yacimiento al pozo sea a baja presión. La fractura que se crea, ayuda a incrementar los gastos de producción y, el empacamiento de grava a prevenir la producción de arena.

Este tipo de terminación es efectiva en formaciones débilmente consolidadas, especialmente en yacimientos de muy alta permeabilidad. En contraste a la terminación convencional con empacamiento de grava, la terminación con fracturamiento y empacamiento crea canales de alta conductividad que penetran profundamente en la formación y dejan en las regiones cercanas a los disparos y en la vecindad del pozo limpio y sin daño. En algunos casos la implementación del Fracturamiento y Empacamiento de grava llevan el factor de daño por debajo de cero.

En un estudio con 200 pozos publicada en la revista Middle East & Asia Reservoir Review, muestra varias técnicas de terminación con empaque de grava que demuestran la efectividad de la terminación con Fracturamiento y Empaque de grava, Frac-Pack, en cuanto a eficiencia de flujo y tiempo de vida (ver **Figura 1.15** y **Figura 1.16**).

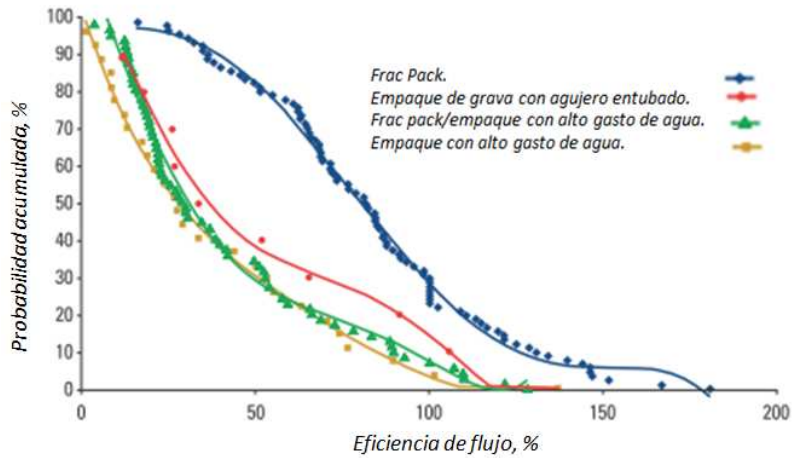


Figura 1.15. Comparación de la productividad lograda con diferentes métodos de control de arena⁶.

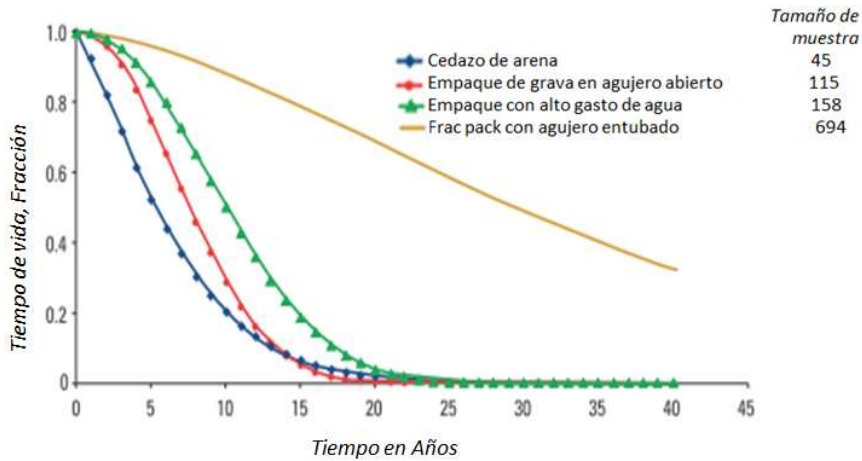


Figura 1.16. Comparación del tiempo de vida de las diferentes opciones de control de arena⁶.

1.2.3.1. PLANEACIÓN DE LAS OPERACIONES FRAC-PACK

Para llevar a buen término los trabajos de instalación del Frac-Pack, debe existir antes un trabajo previo de modelos, para establecer todas las características de las fracturas y la logística para operaciones en el pozo. Los ingenieros determinan el perfil de esfuerzos y el tipo de estratos que rodean a la estructura objetivo porque los resultados de este tratamiento giran en torno a producir fracturas amplias y las propiedades de la roca, así como el módulo de Young, son muy importantes (ver **Figura 1.17**).

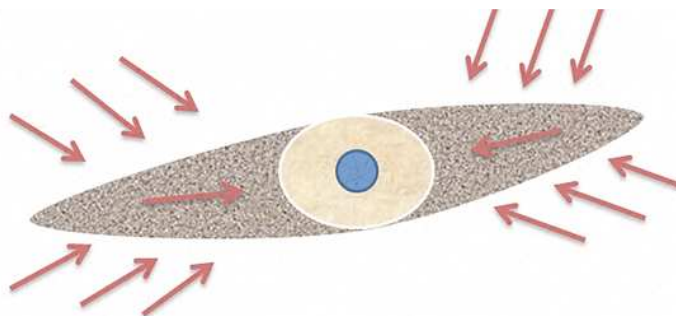


Figura 1.17. Flujo en la fractura⁶.

La altura de la fractura se controla con el esfuerzo de que existe dentro de la formación objetivo y la presencia de barreras. La longitud típica de las fracturas producidas en este tipo de formaciones está en el rango de 49.2 – 98.4 ft (15 – 30 metros), en contraste con las formaciones duras que llegan a medir más de 492.12 ft (150 metros) de longitud. Los ingenieros se apoyan en software comerciales para diseñar y evaluar los tratamientos de control de arena y las operaciones de empacamiento y fracturamiento hidráulico. El objetivo final es maximizar la producción de hidrocarburos mediante el diseño de una terminación con fracturamiento y empacamiento eficiente.

Como en el fracturamiento convencional, uno de los principales problemas en la terminación con Frac-Pack es la medida de la conductividad retenida en la fractura.

1.3. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN.

Un sistema artificial de producción (SAP), es necesario implementarse en el pozo cuando el yacimiento carece de la energía suficiente para poder levantar la producción (gas, aceite, agua), desde el fondo del pozo hasta la superficie.

Entre los SAP más comunes, se tiene el levantamiento artificial por gas (BN), el bombeo electrosumergible (ESP) y el Bombeo mecánico (BM), pero no se

descartan el uso de Cavidades Progresivas y el bombeo hidráulico. Por supuesto que depende de las condiciones del yacimiento y de las instalaciones, o en su defecto, del capital disponible para realizar una terminación con alguno de los sistemas mencionados, sin dejar de lado toda la infraestructura necesaria y el óptimo funcionamiento para los pozos que tratamos.

1.3.1. POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO (BN)^{7,8}.

El bombeo neumático es uno de los métodos más antiguos en la industria, se remota a mediados de la década de 1800 cuando fue introducido, pero no fue hasta 1950 cuando empezó a implementarse en los nuevos desarrollos de campos.

Se han implementado en las terminaciones de pozos complejos debido a que la demanda de energía va en incremento y la necesidad de explotar de manera eficiente, rápida y a un costo bajo las reservas.

El BN es una técnica que usa gas a relativamente alta presión inyectado desde la superficie, típicamente en el espacio anular a través de una serie de válvulas colocadas estratégicamente a cierta profundidad. La finalidad es aligerar la columna hidrostática.

En superficie, la infraestructura comprende separadores, compresoras, líneas de flujo, líneas de distribución del gas de inyección, manifolds, válvulas, medidores de flujo, etc. Además de la sección sub-superficial, con las válvulas de inyección, como se ilustra en la **Figura 1.18**.

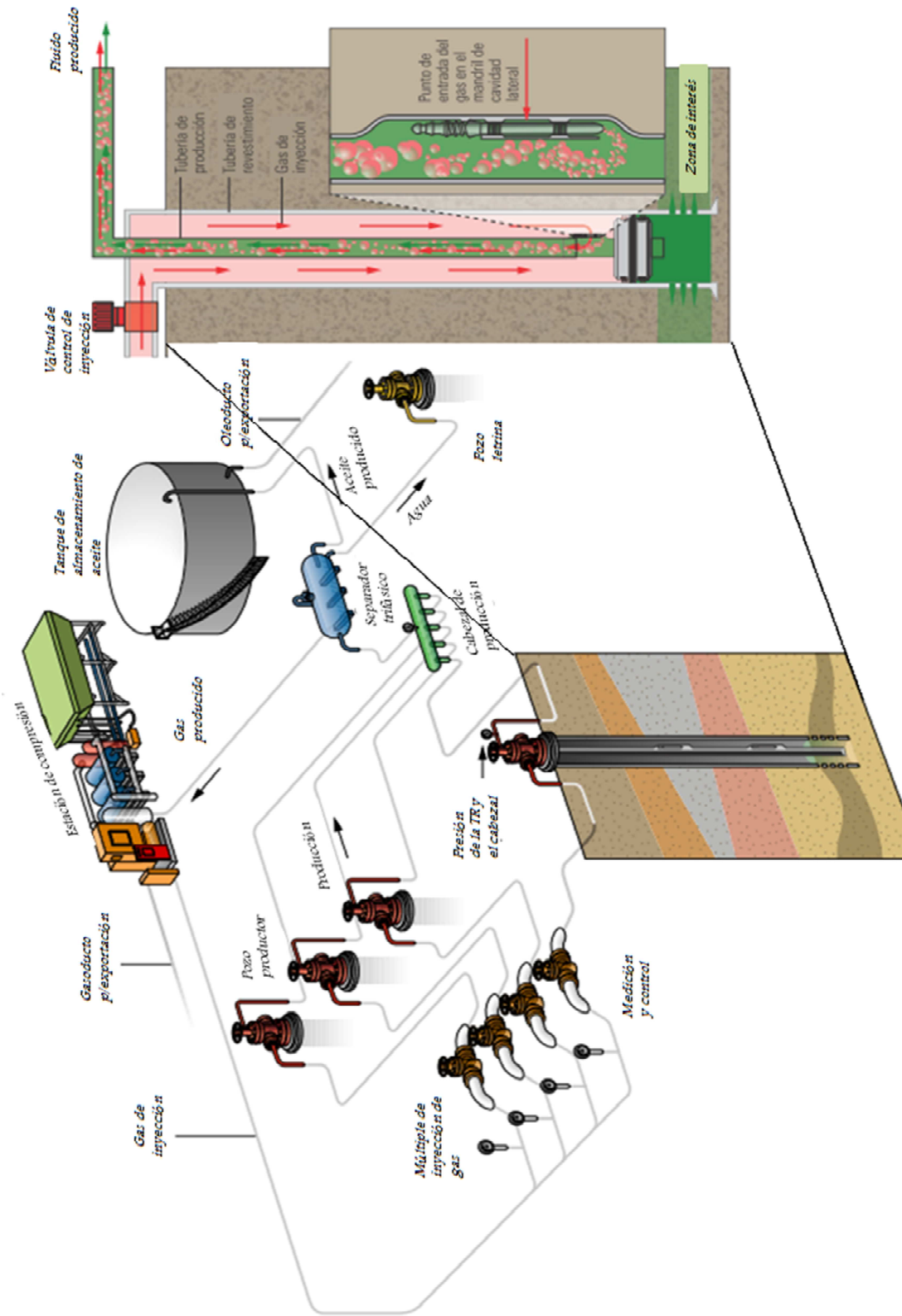


Figura 1.18. Infraestructura superficial y sub-superficial del Bombeo Neumático^{7,8}.

1.3.1.1. BOMBEO NEUMÁTICO AUTO-ABASTECIDO.

El sistema natural de levantamiento artificial por gas se implementa gracias a las válvulas de control de flujo operadas desde la superficie, este sistema utiliza el gas en sitio, de un casquete de gas que es penetrado en la perforación de un mismo pozo. Un yacimiento de gas independiente responde a la necesidad de suministrar gas a altos gastos de flujo suficientes para la inyección.

Este tipo SAP se implementa en la terminación para disminuir los costos de instalaciones de superficie con la omisión de compresoras, líneas de inyección y otros equipos relacionados con la inyección. Lo cual hace atractivo para los desarrollos en campos remotos y en aguas profundas además de producir gas sin la necesidad de re-terminar el pozo o efectuar intervenciones para redimensionar las válvulas o cambiar el equipo subsuperficial de levantamiento artificial.

1.3.2. POZOS CON BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLES (ESP).

El sistema de levantamiento artificial por ESP usa bombas centrifugas en serie de múltiples etapas montada dentro de una cubierta cerrada acoplada a un motor eléctrico sumergible en el extremo de la tubería de producción y conectado a un panel de control en la superficie, desde el cual se le suministra energía eléctrica por medio de un cable con blindaje⁸.

La primera terminación con un dispositivo de control de influjo controlado desde la superficie y una bomba ESP fue efectuada en 1999 por BP en una terminación simple donde el proceso de control de flujo de fondo de pozo ya se implementaba también. El Pozo M-15 en el Campo Wytch Farm en Dorset, Inglaterra; fue perforado con dos tramos laterales que conectaba con secciones de yacimientos separados por fallas. La terminación del pozo incluyó una bomba ESP REDA cubierta y tres válvulas de control de flujo recuperables por cable (ver **Figura 1.19**). Con las válvulas de control se logró controlar el influjo temprano de agua previsto y se recuperó un millón de barriles de aceite adicionales.

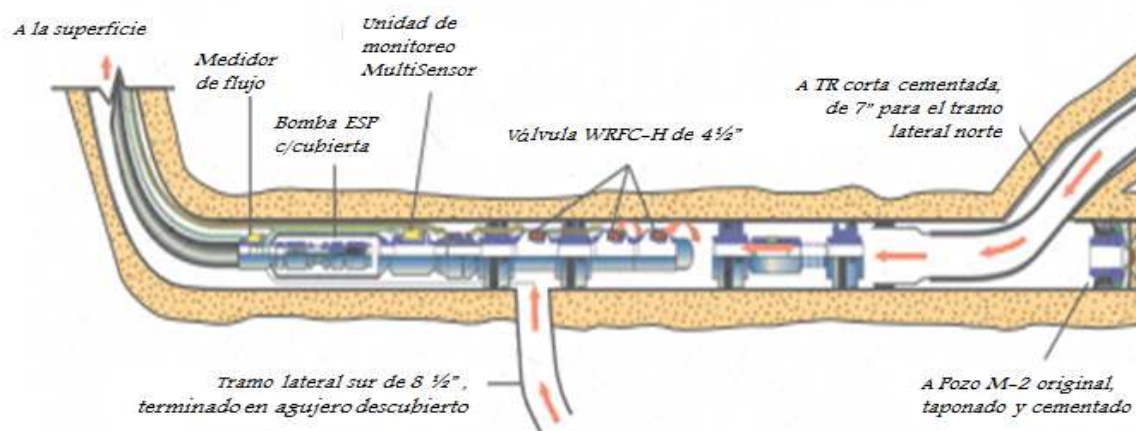


Figura 1.19. Terminación del pozo M-15 en el campo Wytch Farm.

Los nuevos desarrollos tecnológicos resultaron en mejoras al desempeño y resistencia de las bombas eléctricas sumergibles, para ambientes más hostiles, a profundidades cada vez mayores e incrementando su capacidad de tratamiento de gas, resistentes a los sólidos y elementos abrasivos¹⁰.

Este método de levantamiento artificial opera en pozos desviados y pozos horizontales, pero debe ser colocado en una sección recta o totalmente vertical.

Los pozos con profundidades de 12 000 pies o más, producen eficientemente con el sistema eléctrico sumergible y la bomba puede ser colocada en un diámetro tan pequeño como 4.5 pulgadas de diámetro externo de TR. Tiene una eficiencia del 20 – 70%, haciendo de ello un método económico y eficiente, pero limitado por la profundidad y los altos índices de relación gas-aceite (GOR).

Para las terminaciones en campos costa fuera, donde es necesario implementar un método de levantamiento artificial, el BN es ineficiente debido a la infraestructura necesaria y al incremento del corte de agua. Por tanto, el sistema ESP es ideal para terminaciones submarinas de modo que no se ve afectada por localizaciones remotas donde ya se tienen terminaciones con árboles mojados y conexiones submarinas operadas de forma remota.

CAPÍTULO 2

MODELADO DE POZOS NO CONVENCIONALES

2.1. MODELADO DE YACIMIENTOS.

El modelado del yacimiento es un modelo integrado, el cual es preparado conjuntamente por geo-científicos e ingenieros; requiere de conocimientos sólidos y profundos de geología, de propiedades de la roca y de los fluidos, mecanismos de flujo y de recuperación, perforación y terminación de pozos, comportamiento del historial de producción¹³. Por otro lado, Arana Ortiz define un modelo como la representación de un sistema real en forma simplificada, el cual puede ser matemática, lógica, física o alguna otra representación estructurada de un sistema real en algún punto en el espacio y/o tiempo¹⁴.

La simplicidad o complejidad del modelo corresponde al ingeniero, pero se debe tener cuidado debido a que el modelo es una simplificación de la realidad y algunas características no se consideran, de modo que se debe tener cuidado en cuanto al detalle porque al considerar pocos detalles y datos escasos, se tendrá un modelo demasiado simple para poder entender lo que se pretende modelar y en el otro extremo, se corre el riesgo de ser demasiado complejo para comprender lo que se busca.

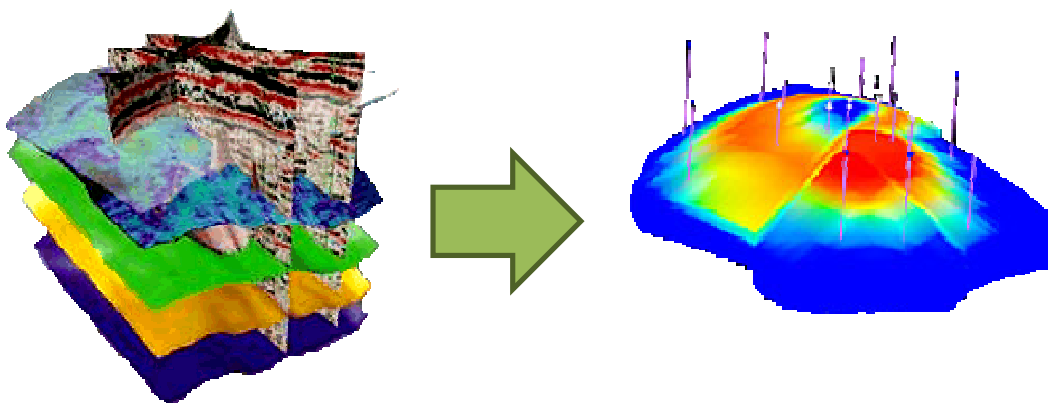


Figura 2.1. Esquema que ilustra la caracterización del yacimiento para llegar a un modelo de simulación del mismo y producir el campo bajo distintas condiciones operativas y propiedades distintas²⁰.

El proceso de encontrar un modelo óptimo, permite explotar virtualmente el yacimiento bajo diferentes escenarios de producción, bajo distintas condiciones del pozo, bajo diferentes arreglos de pozos de producción e inyección (ver **Figura 2.1**). Por lo tanto la importancia de generar un modelo radica en la posibilidad de maximizar la producción de un escenario que demande gastos de capital bajo y ser técnicamente viable.

2.1.1.1. MODELO ESTÁTICO.

La caracterización estática implica la detección y evaluación de los elementos que constituyen un yacimiento a partir de datos geofísicos, datos geológicos, registros de pozos y datos de laboratorio. De modo que se pretende obtener datos cualitativos y cuantitativos de las propiedades y características de la geología del yacimiento, petrofísica del sistema roca-fluidos, características y propiedades químicas y termodinámicas del sistema fluido y definir su distribución¹⁵. El modelo estático representará aquellas propiedades del yacimiento que no varían con respecto al tiempo, las cuales son espesores, límites, fallas, ambientes sedimentarios, litología, continuidad vertical y horizontal de las capas, porosidad y permeabilidad.

La caracterización cualitativa corresponde identificar y calificar estructuras geológicas, tales como fallas, estructuras permeables, litología, entre otros; mientras que la caracterización cuantitativa busca asignar a esas mismas estructuras datos, para cuantificar propiedades tales como porosidad, permeabilidad, saturaciones de fluidos, etc. Aquí abordaremos la caracterización estática desde el punto de vista geológico.

			Giga >300 m	Mega 30 - 300 m	Macro Cm - m	Micro µm - cm
Afloramientos	Observación directa		✗	✗	✗	✗
Datos de producción	Productividad		✗	✗		
Yacimiento	Sísmica 3D		✗	✗		
	Prueba a pozos		✗	✗	✗	
	Registros			✗	✗	✗
	Núcleos				✗	✗

Figura 2.2. Escalas de caracterización del yacimiento y las herramientas que emplea.

Los estudios geológicos regionales y locales son fuentes de información utilizados para caracterizar el yacimiento, también lo son, los levantamientos sísmicos regionales y locales, historia de perforación, terminación y reparación de pozo cercanos; muestras de fluidos y roca, los registros geofísicos de pozos, entre otros; como lo ilustra la **Figura 2.2**. Existe otra clasificación en cuanto a escala, pero no profundizamos en ello, pero es necesario mencionarlo; esta clasificación va de lo particular a lo general como¹⁵:

1. Caracterización microscópica
2. Caracterización mesoscópica
3. Caracterización macroscópica
4. Caracterización megascópica

Por otra parte, Jiménez Martín; en su trabajo de tesis de maestría muestra un diagrama de la metodología para realizar una caracterización estática del yacimiento (ver **Figura 2.3**)⁶:

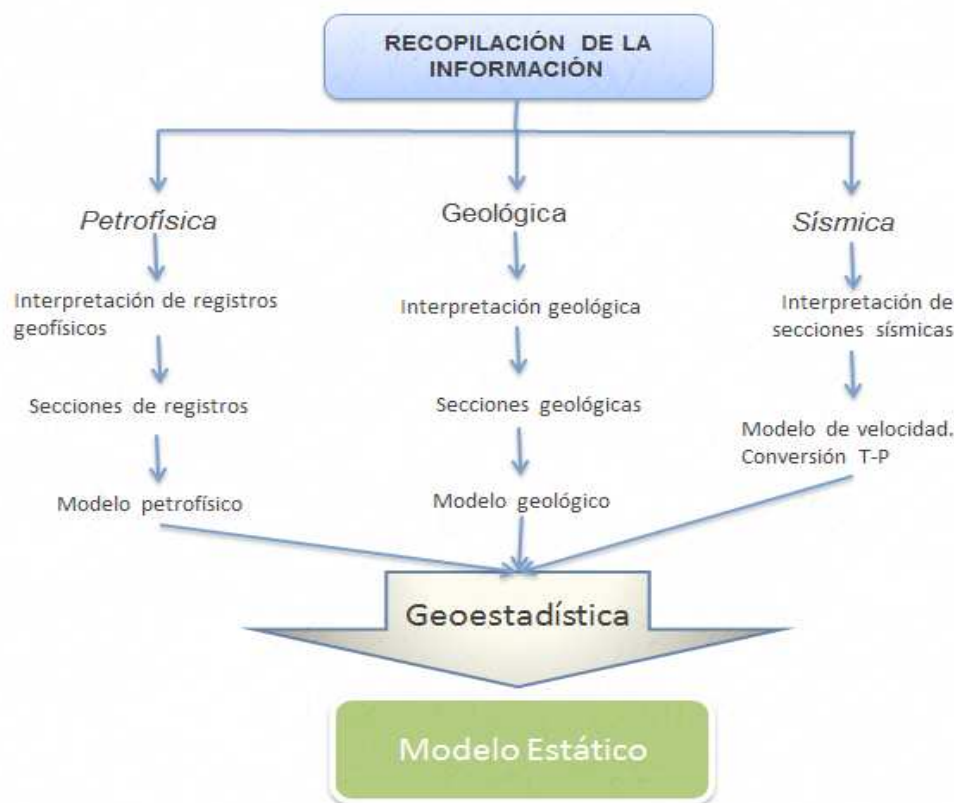


Figura 2.3. Modelo de caracterización estática⁶.

2.1.1.1. MODELO GEOLÓGICO.

El modelo geológico consiste en la descripción de los rasgos geológicos-estructurales del yacimiento, tales como fallas, delimitaciones de unidades geológicas y litológicas. Los geo-científicos juegan un rol muy importante en el desarrollo del modelo geológico, el modelo demanda una configuración de datos de porosidad, permeabilidad, propiedades capilares, entre otras más; del yacimiento. Generalmente, los geólogos se concentran en los atributos de las rocas de la siguiente forma¹³:

1. Los estudios de la roca establecen la litología y el ambiente de depósito; distinguen las rocas yacimiento de las que no lo son.
2. Los estudios estructurales establecen la forma estructural y la continuidad tridimensional y, las tendencias de los espesores de las capas del yacimiento.
3. Los estudios de calidad del yacimiento determinan la variabilidad de la estructura del yacimiento en términos de porosidad, permeabilidad, y propiedades capilares
4. Los estudios integrales conllevan al cálculo del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos y los patrones de transmisibilidad de los fluidos en las tres dimensiones

2.1.1.1.1. MODELO SEDIMENTOLÓGICO.

El modelo sedimentario define geometría, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo, así como límites y/o barreras verticales (ver **Figura 2.4**)²⁰. La litología describe el tipo de roca, haciendo un mapeo de los tipos de roca presentes de acuerdo a espesores y profundidades para generar un mapa de variación litológica mientras que la descripción de facies corresponde elementos característicos distintivos para cada tipo de roca, de cierto espesor y profundidad, por lo cual evalúa composición, fósiles presentes, textura, minerales, etc; los cuales reflejan el ambiente de deposición y las condiciones de formación. Con estos dos elementos es posible hacer correlaciones que se contrastan con las facies geológicas.

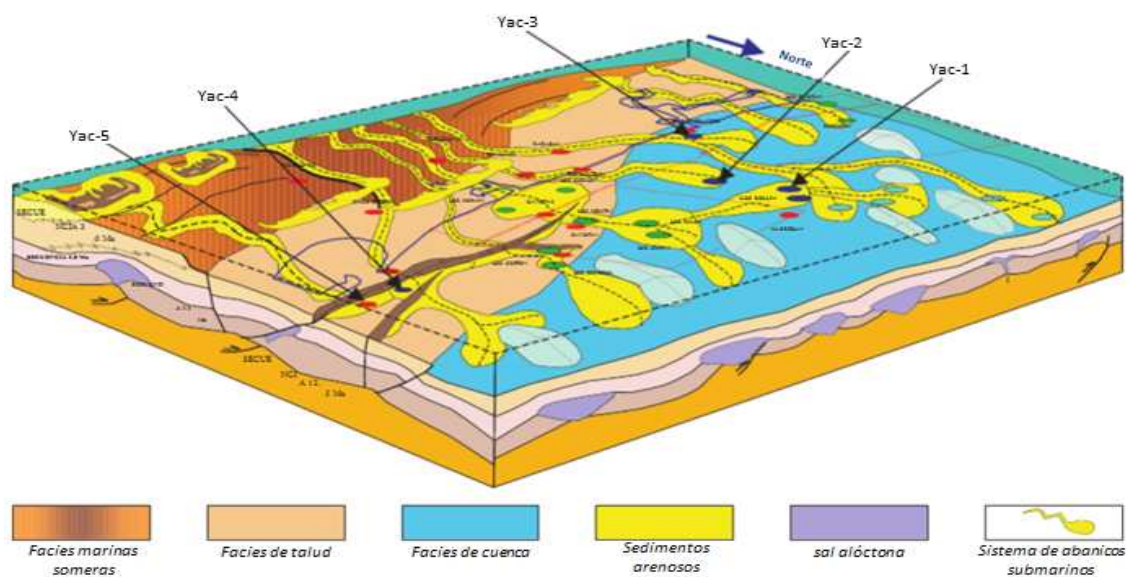


Figura 2.4. Modelo sedimentario mostrando el depósito de arenas en los lóbulos asociados a sistema de abanicos submarinos⁴⁵.

El modelo litológico corresponde a la descripción de las unidades o litotipos. Con los registros de potencial espontáneo, rayos gamma, sónico de porosidad, entre otros más; es posible determinar la litología, además de determinar cuerpos permeables, determinar el contenido de arcilla de cada una de las capas y los límites entre capas y por consiguiente hacer correlaciones e interpretación de estratos continuos (ver **Figura 2.5**)¹⁹. Definir ambientes e identificar unidades sedimentarias de interés; describe la geometría de los cuerpos y la calidad de los mismos y finalmente se delimitan los posibles intervalos de producción. Los analistas de núcleos no se dejan de lado, debido a que su trabajo es de suma importancia, proveen información clave en el proceso, contrastan y verifican los datos obtenidos de forma indirecta.

El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estructural y estratigráfico, además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

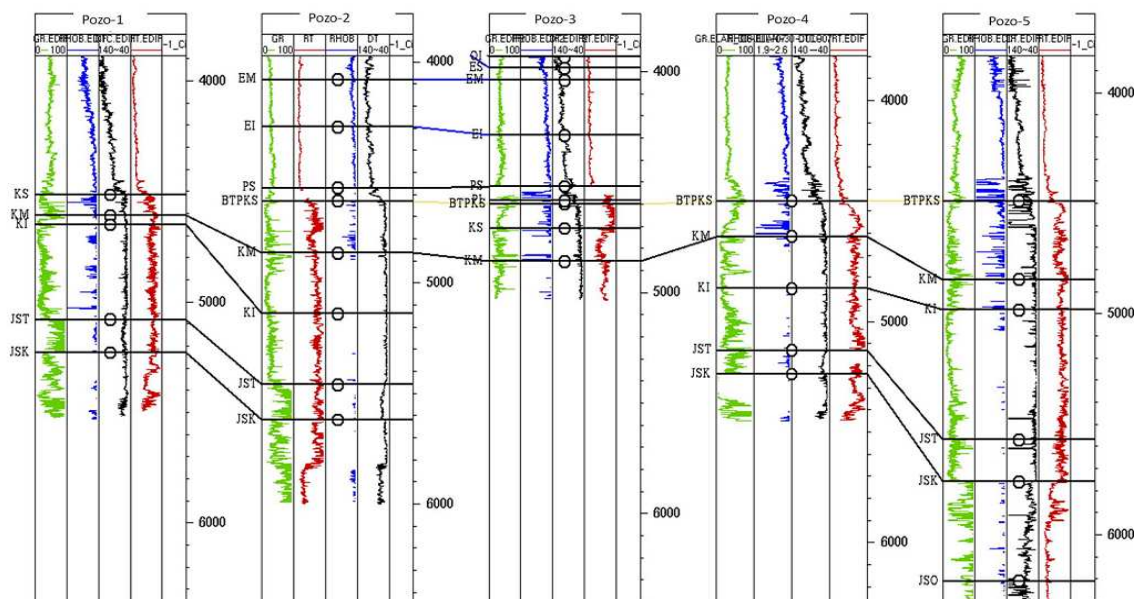


Figura 2.5. Correlación Pozo – Pozo³².

2.1.1.1.2. MODELO ESTRATIGRÁFICO.

El modelo estratigráfico tiene la finalidad de generar una representación geométrica espacial de los yacimientos a manera de que puedan ser unidades mapeables para poder organizarlos, estableciendo su distribución y relaciones con el fin de desarrollar el yacimiento. Con información existente se genera un primer modelo estratigráfico y sedimentológico, se continúa con el establecimiento de una correlación estratigráfica, se define un modelo sedimentario genérico y finalmente se determina la distribución espacial de los litosomas de interés. Define la arquitectura interna del yacimiento, marcadores de interés o unidades cronoestratigráficas: límites de secuencias, superficies de máxima inundación. Correlaciona y define unidades de flujo y mapas de distribución de arenas²⁰.

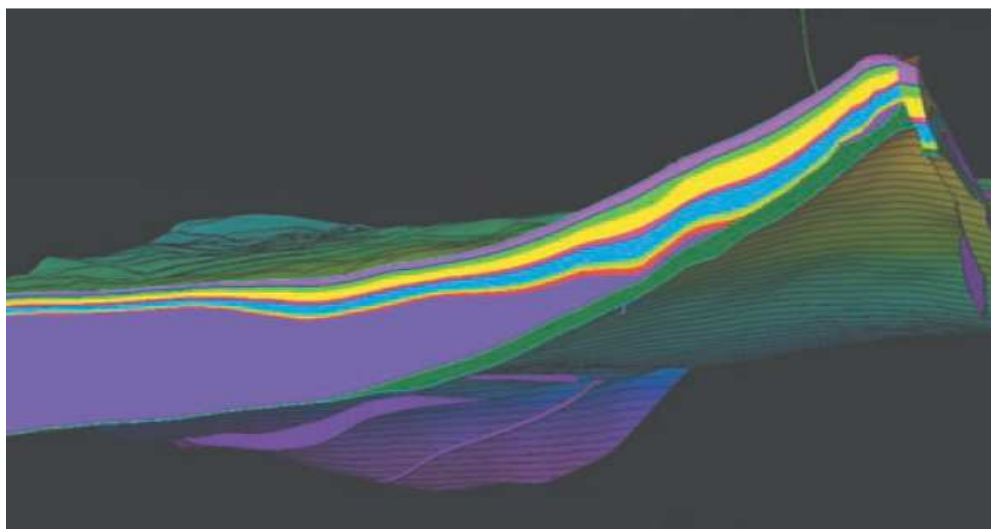


Figura 2.6. Modelo estratigráfico en 3D, que muestra las diferentes geometrías deposicionales de varias unidades sedimentarias⁴⁴.

A partir de datos de núcleos tomados de pozos distintos se interpretan e identifican las facies y el paleoambiente de depositación correspondiente (ver **Figura 2.6**); de ser necesario se realizan estudios adicionales como lo son, paleontología, mineralogía, estudios de diagénesis, etc; para ayudar en la interpretación del intervalo de interés. A partir de registros eléctricos y de la respuesta sísmica se identifican las electrofacies y las sismofacies presentes; con la integración de dicha información se definen asociaciones de facies para determinar la evolución vertical y la distribución de los litosomas depositados en determinado ambiente sedimentario. Y se apoya en:

1. Correlaciones pozo – pozo.
2. Marco cronoestratigráfico
3. Marco Bioestratigráfico
4. Análisis de estratigrafía secuencial

2.1.1.1.3. MODELO ESTRUCTURAL.

El modelo estructural establece las características y determina la existencia de diferentes estructuras a nivel regional y local en el yacimiento, el modelo va a

definir la estructura geológica de fallas, trampas y los límites del yacimiento, por lo que el modelo estructural describe la arquitectura o esqueleto que forma el yacimiento. Las secciones estructurales muestran las profundidades y deformaciones que han sufrido los estratos. La construcción de las secciones estructurales a partir de perfiles de pozos indican¹⁷:

1. Correlación
2. Interpretación de la estructura actual (Pliegues, fallas, discordancias, etc)
3. Identificación de trampas potenciales de hidrocarburos
4. Ubicación de datos estructurales en profundidad

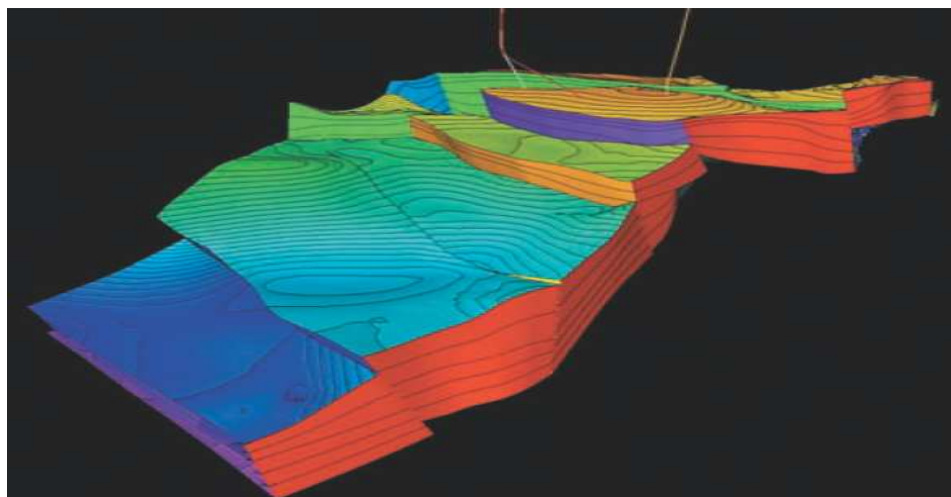


Figura 2.7. El Modelo Estructural define geometría y orientación de los elementos estructurales (fallas, pliegues, discordancias, etc)⁴⁴.

Esto se logra, gracias a los trabajos de levantamiento sísmico, locales y regionales; con los cuales es posible observar la cima del yacimiento, los lentes que lo conforman, además de definir orientación y geometría de los elementos estructurales, y delimitar las estructuras o cierres que confinan la acumulación (ver **Figura 2.7**)¹⁷. La obtención de los datos comprende la recopilación, carga y validación de la información geofísica existente, incluyendo sísmica de reflexión (2D, 3D o 4D) y VSP (sísmica de pozos), perfiles sísmicos en todo el pozo y

cualquier otro método: gravimetría, magnetometría, magnetoteluria e imágenes de sensores remotos.

El modelo estructural final es un modelo 3D que permite construir superficies y secciones estructurales, siguiendo metodologías en función de la complejidad y la disponibilidad de la información. Es de suma importancia para la certidumbre del modelo que la información posea cobertura adecuada, en calidad, cantidad y coherencia. La interpretación estructural estándar de campos en desarrollo se realiza empleando información sísmica e información de pozos.

2.1.1.2. MODELO PETROFÍSICO.

La petrofísica es el estudio de las rocas y sus interacciones con los fluidos del medio (gases, soluciones acuosas y fluidos hidrocarburos)²¹. Por lo que el modelo petrofísico define parámetros como porosidad, permeabilidad, saturaciones, volúmenes y parámetros de corte²⁰. Por lo tanto, el modelo petrofísico responde a la determinación de la distribución de las propiedades petrofísicas de la roca y de los fluidos, se apoya de datos provenientes de núcleos, de registros geofísicos y datos de laboratorio. Los registros geofísicos de pozos aportan información indirecta al modelo. La construcción de los mapas de isoporosidades y de isopermeabilidades se apoya en datos de núcleos y de registros, debido a que se tienen datos puntuales en cada uno de los pozos del campo, se realiza una interpolación o extrapolación para poblar el mapa de porosidades y permeabilidades. El modelo de fluidos define y caracteriza los fluidos, sus propiedades y su distribución en el yacimiento, cuantifica volúmenes de fluidos de hidrocarburos en sitio²⁰.

El modelo de fluidos hace uso de todos los datos disponibles para modelar el sistema fluido, roca-fluido y la historia de presiones y/o producciones (ver **Figura 2.8**).

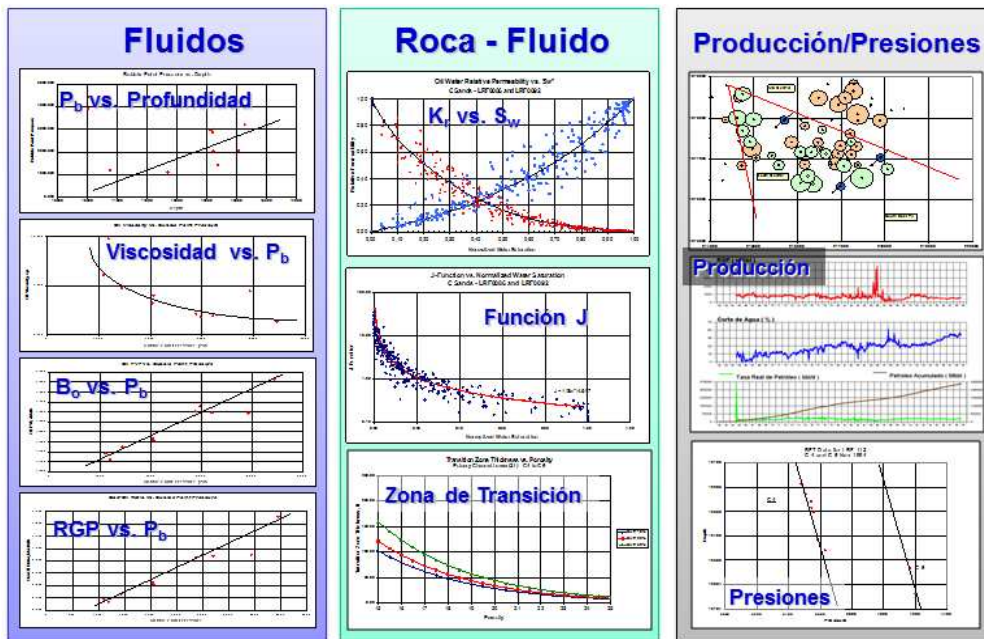


Figura 2.8. Modelo de fluidos²⁰.

2.1.1.3. MODELO GEOESTADÍSTICO.

Debido a que no existe una correcta y completa descripción del yacimiento, Haldorsen & Damsleth explican las técnicas de descripción de los yacimientos como una combinación de observaciones, el componente determinístico, con un objetivo educativo, se apoya en las disciplinas geológicas como la sedimentología, la petrología, la mineralogía, etc; y la parte probabilística, el cual corresponde al componente estocástico. Y por razones de que, el yacimiento es intrínsecamente determinístico, las técnicas estocásticas son aplicadas para describir el yacimiento porque¹³:

1. Se tiene información incompleta de todas las escalas del yacimiento
2. Existe una compleja depositación espacial de las facies
3. Existe variabilidad de las propiedades de la roca
4. Se desconoce la relación entre todas las propiedades
5. Se tiene una relativa abundancia de información proveniente de los pozos
6. Es un método conveniente y le da velocidad a la integración del modelo

La geoestadística es fundamental en el modelado de las heterogeneidades del yacimiento debido a que éste genera propiedades geológicas sintéticas en una, dos y tres dimensiones; apoyado con las correlaciones y datos aleatorios provenientes de pozos vecinos, es posible hacer fractales que describan de una manera muy cercana a la realidad dichas heterogeneidades.

La geoestadística se emplea en el modelado de la variabilidad espacial de las propiedades del yacimiento y la correlación entre propiedades relacionadas como la porosidad y las velocidades sísmicas. Describe dos clases de variaciones de propiedades: continuas y discretas; el modelo continuo lo componen propiedades como la permeabilidad, porosidad, saturación residual y velocidades sísmicas que pueden tomar cualquier valor y los modelos discretos las propiedades geológicas como la litología, que puede ser representada por una de pocas posibilidades, una de las herramientas claves de la geoestadística empleados en el modelado es el llamado Kriging²⁶. La característica medular de esta técnica radica en la toma de dos puntos de una función estadística llamada variograma, el cual describe el incremento de las diferencias o en su caso, un decremento de las correlaciones entre el valor de las muestras como el decremento de la separación entre ellos. El Kriging minimiza el error entre el valor interpolado y el valor de la propiedad actual. Para una propiedad dada, un variograma se construye a partir de pares de datos, generalmente medidos en el pozo (ver **Figura 2.9**).

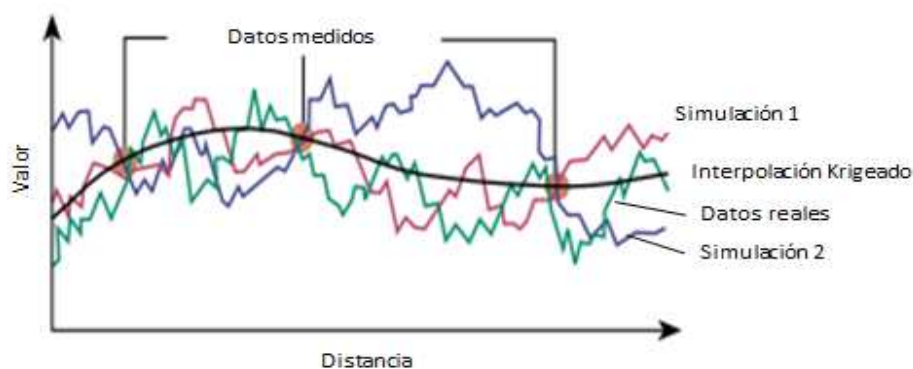


Figura 2.9. La técnica Kriging produce interpolaciones suaves²⁶

Aunque los variogramas son empleados para entender un espacio continuo de una sola variable, se puede abordar de la misma manera para el estudio de secciones continuas de varias variables, por ejemplo la porosidad de cierto lugar del yacimiento puede ser comparada con el tiempo de tránsito sísmico. Una vez construido la correlación de la sección transversal, se puede emplear una regresión multivariable conocido como co-kriging; de esta manera se calcula un amplio mapa de porosidad no solo de los datos de porosidad, sino a partir de los datos sísmicos que son más abundantes²⁶.

Un tercer método es el soft kriging, el cual trabaja en combinación con información especializada, también conocido como Soft-Data y con datos cuantitativos. Los datos expertos están codificados en forma de desigualdades o distribuciones probabilísticas, el cual es empleado por ejemplo, para describir contactos de fluidos.

2.1.1.4. ESCALAMIENTO.

Los modelos geológicos finales, llegan a ser de miles hasta millones de celdas y estos no son fácilmente empleados en las simulaciones debido a la demanda de recursos computacionales. Aunque los modelos geológicos construidos por geoestadística describen y caracterizan al yacimiento, es necesario hacer un escalamiento para generar un modelo de simulación mucho más pequeño. Las nuevas técnicas de modelamiento geológico producen variaciones espaciales complejas de la permeabilidad y la porosidad en estructuras igualmente complejas (ver **Figura 2.10**).

Tomando como premisa siempre el de mantener un modelo que permita en la medida de lo posible el modelado del flujo en el yacimiento, se debe tener en cuenta que cualquier escalamiento conlleva una pérdida de detalles e introduce errores.

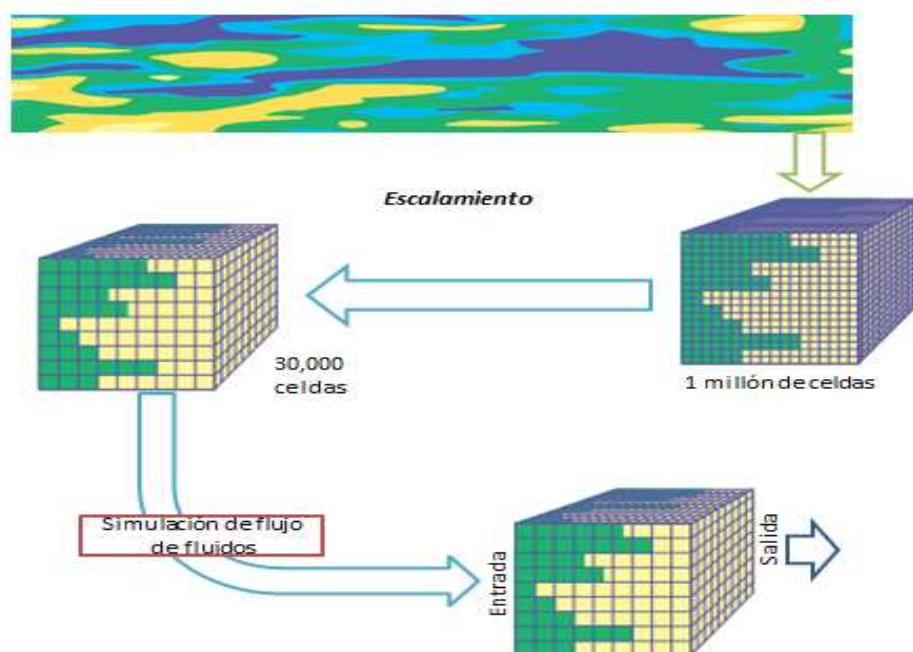


Figura 2.10. Escalamiento del modelo geológico²⁶.

2.1.2. MODELADO DINÁMICO.

La caracterización dinámica se define como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento de sistema, tales como presión, temperatura, flujo, concentración y otros elementos¹⁶. La caracterización dinámica se apoya en datos de producción, en curvas de permeabilidad, pruebas de producción, de pruebas PVT, presiones capilares, etc. El propósito fundamental es describir un modelo para el flujo de fluidos en el medio poroso, que posteriormente servirá para alimentar los modelos de simulación numérica del yacimiento.

Debido a que el mecanismo de producción de un yacimiento afecta significativamente el factor de recuperación final del mismo, se hace necesario el estudio de los elementos que lo afectan y sus herramientas¹⁶, principalmente las que se mencionan a continuación:

1. Pruebas de presión
2. Registros de presión de fondo fluyendo y cerrado
3. Datos de producción (agua, aceite y gas)
4. Registro de molinete hidráulico
5. Pruebas de trazadores
6. Datos de comportamiento del yacimiento
7. Balance de Materia
8. Historia de presiones de inyección y producción

2.1.2.1. PRUEBAS DE PRESIÓN.

Una prueba de presión es la medición continua de los cambios de presión causado por un cambio de flujo en un pozo o en varios y esta consiste básicamente en bajar una herramienta de Presión – Temperatura en la sección media productora, midiendo los perfiles de presión, temperatura y gasto de fluido antes y después de la prueba. Las pruebas a pozos pueden caracterizar el flujo de fluidos a través del yacimiento y en el pozo, las pruebas proporcionan una descripción del yacimiento en condiciones dinámicas. Del análisis de curvas de presión es posible determinar las siguientes propiedades²²:

Descripción del yacimiento

1. Permeabilidades (horizontales y verticales k_h , k_v)
2. Heterogeneidades del yacimiento (fracturas naturales, estratificaciones)
3. Límites del yacimiento (distancias a las fronteras, forma y tamaño)
4. Presiones (inicial P_i y promedio \bar{P})
5. Tipo de flujo en el yacimiento (geometrías de flujo)

Descripción del pozo

1. Potencial de producción (Índice de productividad IP y factor de daño S)
2. Geometría del pozo
3. Almacenamiento

1. Pruebas de incremento de presión (buildup)²⁴.

Son las más usuales, pero la desventaja principal radica en la pérdida de producción al cerrar el pozo. Consisten en cerrar el pozo después de un periodo de producción y medir la variación de presión antes y durante el disturbio ocasionado por el proceso de cierre. Se supone que antes del cierre el pozo estuvo produciendo a un gasto constante y que al momento del cierre la formación dejó de aportar fluido al pozo. En la práctica, la producción no se mantiene constante por lo que la metodología de análisis tiene que adaptarse a esta situación y la presión de cierre estará evaluada en términos de la variación del gasto con respecto al tiempo (ver **Figura 2.11**).

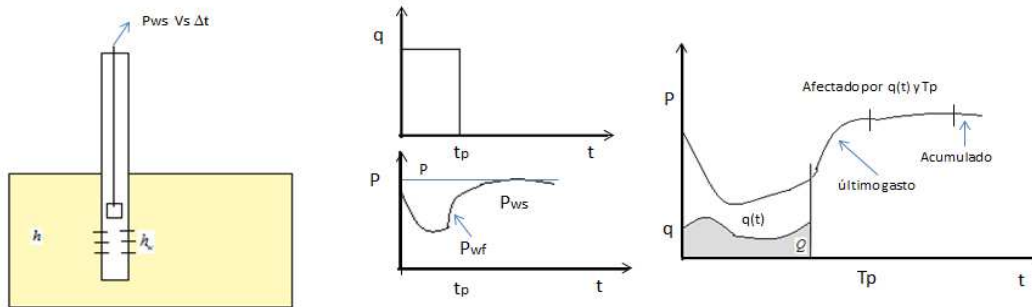


Figura 2.11. Prueba de Incremento de presión.

2. Pruebas de decremento de presión (drawdown test)²⁴

En este tipo de pruebas solamente se deja fluir el pozo con lo cual se optimiza la Tubería de Producción (TP), pudiendo hacerse un análisis y cálculo del volumen poroso que drena el pozo. La etapa idónea para realizar esta prueba es al inicio de la explotación del pozo (ver **Figura 2.12**).

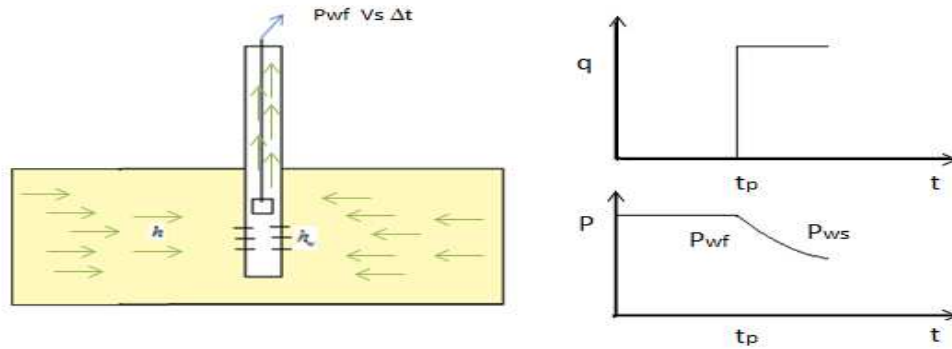


Figura 2.12. Prueba de Decremento de presión.

3. Pruebas multiflujo²⁴.

El objetivo principal es valorar el efecto de turbulencia y/o potencial de una formación. La información adquirida es utilizada también para realizar análisis nodal (ver **Figura 2.13**).

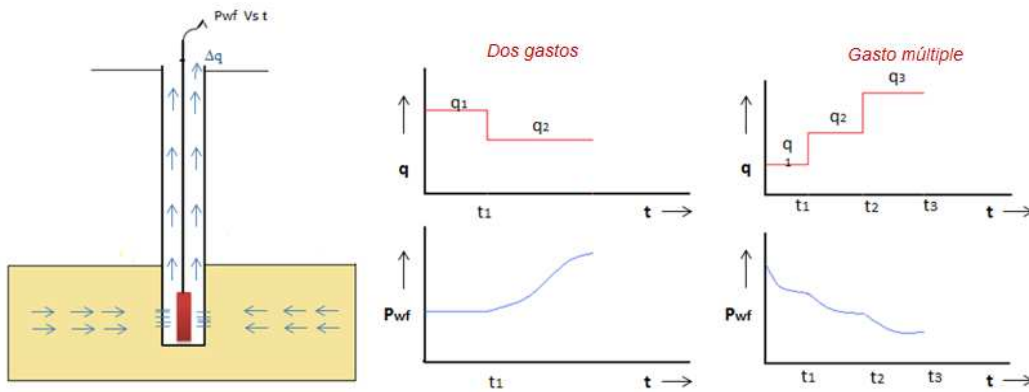


Figura 2.13. Prueba de flujo múltiple.

4. Prueba de inyección²⁴.

En este tipo de prueba se considera que el gasto es negativo, el pozo está estabilizado y cerrado originalmente, posteriormente se inicia la inyección de un fluido a gasto constante (ver **Figura 2.14**).

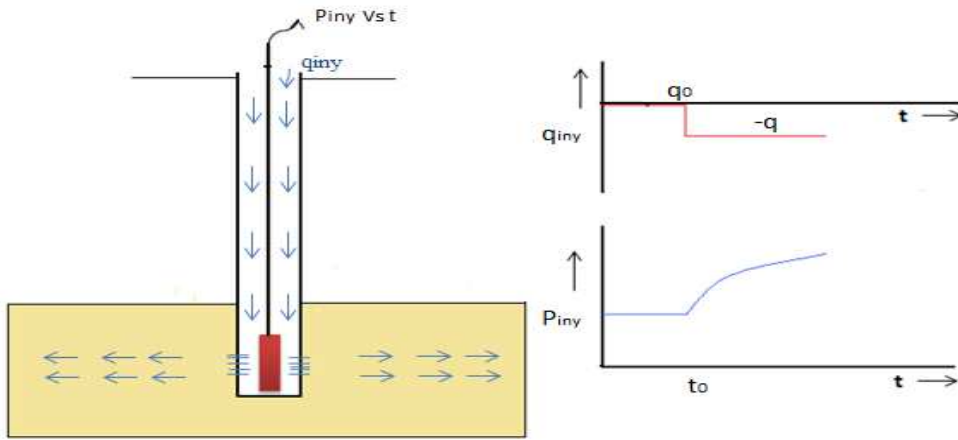


Figura 2.14. Prueba de Inyección.

5. Prueba de interferencia (interference test)²⁴

En este tipo de prueba involucra al menos dos pozos, uno llamado activo (pulsante) y el otro observador (testigo), en el primero se genera un disturbio de presión con el cual se evalúa el grado de comunicación con el o los pozos vecinos según sea el caso. La información obtenida ayuda a caracterizar la zona productora y establece direcciones preferenciales de flujo (ver **Figura 2.15**).

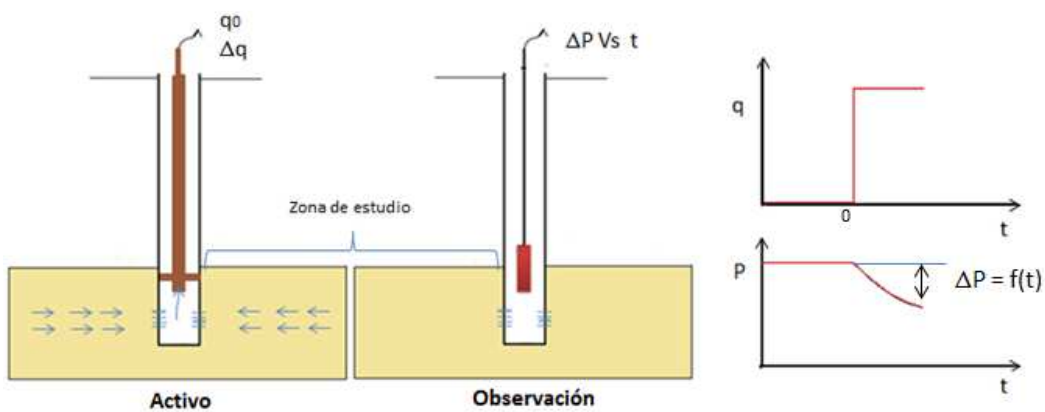


Figura 2.15. Prueba de Interferencia.

Una variación de este tipo de prueba es la prueba de interferencia vertical, el cual involucra un solo pozo con dos o más intervalos abiertos y que están aislados a través del pozo. En este tipo de pruebas se obtiene información de la región localizada entre los intervalos y determina específicamente la permeabilidad horizontal y vertical. Otra variación de esta prueba es la prueba de pulsos, el cual consiste en la generación de varios disturbios que se reflejan en el pozo observador en caso de existir comunicación, el pulso puede ser para validar extensión horizontal o vertical. Es común el cambiar de pozo activo durante la prueba para poder caracterizar eventos geológicos importantes como fallas sello, canales, etc. Los datos obtenidos de las distintas pruebas se enlistan en la tabla 2.1.

CAPÍTULO 2. Modelado de Pozos no Convencionales

<i>TIPO DE PRUEBA</i>	<i>PARÁMETRO OBTENIDO</i>
DST (Drill steam Test)	Comportamiento del yacimiento, Permeabilidad, Daño, Longitud de fractura, Presión del yacimiento, Límites del yacimiento, Fronteras.
Prueba de formación por medio de tubería	
Prueba de formación múltiple repetida	Perfil de presión
Prueba de decremento de presión	Comportamiento del yacimiento, Permeabilidad, Daño, Longitud de fractura, Límites del yacimiento, Fronteras.
Pruebas de Incremento de presión	Comportamiento del yacimiento, Permeabilidad, Daño, Longitud de fractura, Presión del yacimiento, Fronteras.
Prueba de gasto	Presión de fractura de la formación, Permeabilidad, Daño.
Prueba Fallof	Movilidad de fluidos, Daño, Presión del yacimiento, Longitud de fractura, Ubicación del frente, Fronteras.
Pruebas de pulso e interferencia	Comunicación entre pozos, Comportamiento del tipo de yacimiento, Porosidad, Permeabilidad interpozo, Permeabilidad vertical.
Prueba de pozos estratificados (con capas)	Propiedades de capas individuales, Permeabilidad horizontal, Permeabilidad vertical, Daño, Presión promedio de las capas, Fronteras externas.

Tabla 2.1. *Parámetros obtenidos de pruebas de pozos²³.*

2.2. MONITOREO EN TIEMPO REAL.

Una vez construido los modelos descritos anteriormente, el siguiente paso es darles un seguimiento de actualización a dichos modelos. Los campos no se terminan de caracterizar completamente hasta la etapa final de su vida productiva, por lo que la actualización continua de la base de datos es fundamental para alimentar a los simuladores con datos coherentes y actualizados.

El monitoreo continuo implica la terminación de los pozos con sistemas inteligentes que transmitan datos de presión, temperatura, gastos, sísmica, entre otros; esto es posible con la combinación del monitoreo en tiempo real desde los pozos con las avanzadas tecnologías de comunicación actual que transmiten los datos de manera automatizada al escritorio de los ingenieros en las oficinas, en cualquier parte del mundo y en tiempo real (ver **Figura 2.16**).

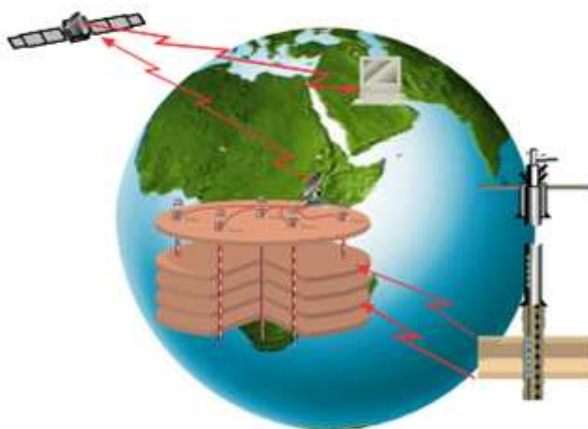


Figura 2.16. Las tecnologías de información (TI) actuales hacen posible el monitoreo continuo de los yacimientos²⁵.

Para lograr estos objetivos, la automatización de las pruebas, las operaciones y la adquisición de datos se hace necesaria. Los sistemas modernos de monitoreo son diseñados para que sean colocados una sola vez y no demande mantenimiento continuo. Estos sistemas de monitoreo permanente ya se emplean para²⁵:

1. Pruebas de interferencia
2. Control de la presión del yacimiento
3. Historial de producción
4. Optimización del desempeño del pozo
5. Optimización de las operaciones de fracturamiento hidráulico
6. Mejora de los esquemas de producción
7. Estabilizar las presiones y el flujo en yacimientos compartimentalizados

Una amplia gama de información se hace necesario para caracterizar y modelar el yacimiento, los datos sísmicos, los datos de pozos, los datos de pruebas de pozos se unen para realizar una descripción del yacimiento y la visualización 3D que permite a los geocientíficos hacer correlaciones entre pozos, construir mapas de horizontes importantes y modelos geológicos en 3D, además de realizar análisis geoestadístico y la visualización de la estructura del yacimiento.

Lo anterior es la primera etapa para una buena gerencia del yacimiento, el cual convoca a un óptimo desarrollo de los campos. Estos modelos están sometidos a cambios continuos, se puede diferenciar dos tipos de datos: los datos estáticos, el cual solo podrá ser modificado por una re-interpretación, por ejemplo, la estructura del yacimiento y los datos dinámicos, aquellos que cambiarán con la producción, como por ejemplo, la presión del yacimiento, el cual es función del desarrollo del campo. La información fluyente en tiempo real es importante en la gerencia del yacimiento debido a que se hacen decisiones con datos siempre actualizados; una base de datos de actualización constante tiene ventajas que sugieren²⁵:

1. Una mejor caracterización del yacimiento
2. Una mayor integración e intercambio de datos en todos los niveles y de todas las fuentes
3. Un mejor modelo 4D (espacial y temporal)
4. Simulaciones más cercanas a la realidad

La moderna administración de los yacimientos sugiere una integración multidisciplinaria como lo muestra la **Figura 2.17**.

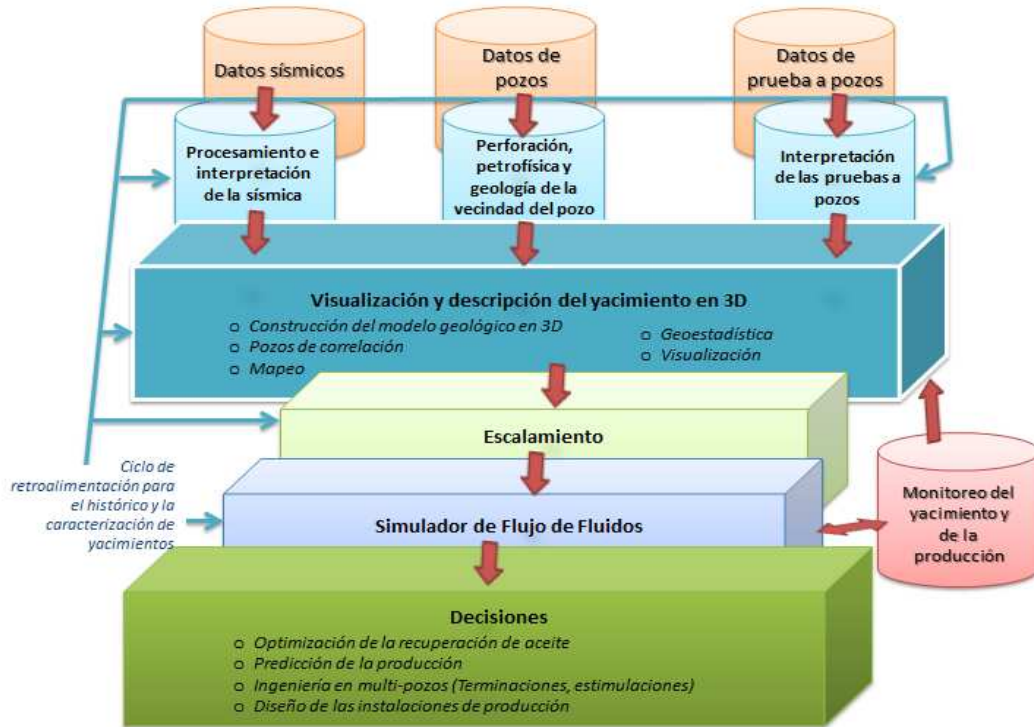


Figura 2.17. Integración multidisciplinaria de la administración de yacimientos²⁵.

2.3. MODELADO DE POZOS.

Para el modelado de pozos, en la literatura se menciona el modelo de Peaceman y el modelo de Holmes como los más empleados, aunque existan otras más, los anteriores son los que utilizan los simuladores como ECLIPSE. En este trabajo abordaremos ambos modelos.

2.3.1. MODELO DE PEACEMAN.

Una vez definido el modelo del yacimiento, los pozos son ubicados en celdas de acuerdo a su posición, bien sean productores o inyectores. En mallas convencionales, el ritmo de inyección o producción se asigna entonces a una

celda o grupo de ellas. No es posible, para fines prácticos representar con detalle el flujo de fluidos en el pozo. Por lo anterior, la presión calculada en la celda no corresponde a la presión del fondo del pozo, tampoco corresponde a la presión media de la celda, como en las celdas sin pozo. Se ha desarrollado entonces modelos que permiten relacionar la presión calculada por el simulador en las celdas con pozo, con la presión correspondiente al pozo; esto es lo que se conoce como modelos de pozos. Peaceman²⁷, en su trabajo publicado en 1978; desarrolló el primer modelo básico de pozos.

La idea principal de este modelo es relacionar la presión de la celda P_{ij} con la presión de fondo fluyendo del pozo $P_{wf, ij}$. Asume las siguientes consideraciones:

1. Flujo radial incompresible de una sola fase hacia el pozo (Régimen permanente)
2. Pozo centrado en la celda
3. Medio isótropo
4. Malla uniforme

Para régimen permanente tenemos:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dp}{dr} \right) = 0 \quad (2.1)$$

La Ecuación 2.1 es la definición de flujo radial monofásico en estado estacionario y de la cual Peaceman partió para desarrollar su modelo.

Como es posible observar en la Ecuación 2.1, la cual está igualada a cero, por lo que el término que se encuentra entre paréntesis es igual a una constante.

$$\left(r \frac{dp}{dr} \right) = Cte \quad (2.2)$$

Pero se tiene una condición de frontera

$$q_w = \frac{2\pi kh}{\mu} \left(r \frac{dp}{dr} \right)_{r=r_w} \quad (2.3)$$

Dicha condición de frontera es la aplicación de la ley de Darcy para flujo radial.

Se tiene entonces que:

$$Cte = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \quad (2.4)$$

Entonces

$$r \frac{dp}{dr} = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \quad (2.5)$$

Separando variables e integrando

$$P = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln r + b \quad (2.6)$$

Para evaluar la constante b, definimos;

$$P(r_{ref}) = P_{ref} \quad (2.7)$$

Entonces;

$$P - P_{ref} = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_{ref}} \quad (2.8)$$

Considerando el siguiente núcleo típico de celdas en mallas 2D, y a la presión resuelta numéricamente donde el nodo cero se asocia con el radio r_0 , donde la celda central contiene un pozo productor a un gasto q , como se ilustra en la **Figura 2.18**.

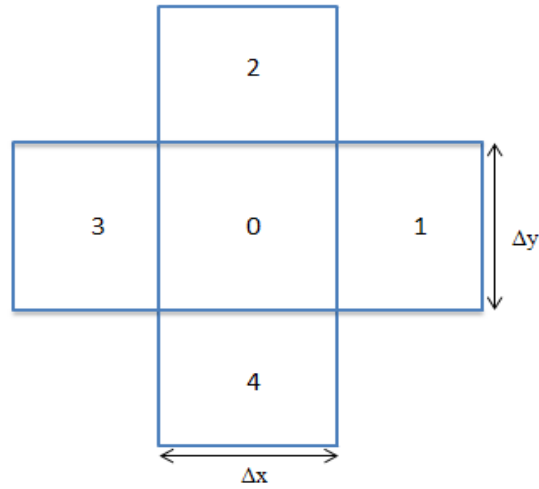


Figura 2.18. Celdas de una malla 2D con un pozo en el centro²⁷.

$$P - P_0 = \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_0} \quad (2.9)$$

O bien, reordenando la Ecuación 2.9,

$$\frac{P - P_0}{\frac{q_w \mu}{kh}} = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{r}{r_{ref}} \quad (2.10)$$

Peaceman resolvió numéricamente el siguiente problema de flujo en régimen permanente hacia el nodo (0,0).

Re-arreglando la ecuación anterior de la siguiente manera, asumiendo que $\Delta x = \Delta y$;

$$\frac{P - P_0}{\frac{q_w \mu}{kh}} = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{r}{\Delta x} \right) - \ln \left(\frac{r_0}{\Delta x} \right) \right) \quad (2.11)$$

El cual tiene la forma de la ecuación de la recta;

$$y = mx + b \tag{2.12}$$

De la solución numérica pudo evaluar 2.13 y calcular correspondientemente la 2.14:

$$\frac{P_{ij} - P_0}{\frac{q_w \mu}{kh}} \quad ; \quad \frac{r_{ij}}{\Delta x} \tag{2.13), (2.14)}$$

Una gráfica semilog de $\frac{P_{ij} - P_0}{\frac{q_w \mu}{kh}}$ Vs $\frac{r_{ij}}{\Delta x}$ generará una línea recta de pendiente $1/2\pi$ (ver **Figura 2.19**).

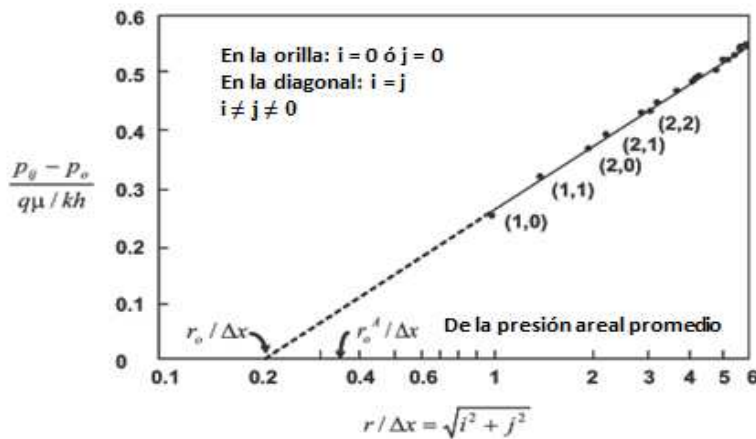


Figura 2.19. Gráfico del modelo de Peaceman; solución numérica del radio equivalente²⁷.

De la gráfica anterior, note que existe la siguiente relación

$$\frac{P_{ij} - P_0}{\frac{q_w \mu}{kh}} = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{r_{ij}}{\Delta x} = \frac{r_0}{\Delta x} \tag{2.15}$$

Continuando con el análisis de la gráfica, bajo condiciones de flujo en régimen permanente, la presión calculada numéricamente en la celda con pozo corresponde a un radio de:

$$r_0 = 0.2\Delta x \quad (2.16)$$

Sabiendo que P_{ij} corresponde a $r_{0,ij}$ podemos entonces calcular la presión en el fondo del pozo a partir de la Ecuación 2.17.

$$P_{wf,ij} = P_{ij} - \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln \left(\frac{r_{0,ij}}{r_w} \right) \quad (2.17)$$

O bien;

$$P_{wf,ij} = P_{ij} - \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \ln \left(\frac{0.2\Delta x}{r_w} \right) \quad (2.18)$$

La Ecuación 2.18 es la relación de presiones de la celda y de la presión en el fondo del pozo en condiciones de régimen permanente.

2.3.1.1. EXTENSIÓN DEL MODELO DE PEACEMAN.

En un trabajo posterior Peaceman²⁸ extendió su trabajo para el caso de mallas con celdas no cuadradas y yacimiento anisótropo (ver **Figura 2.20**). La solución analítica a la que llega Peaceman cuando $\Delta x \neq \Delta y$, se expresa en la ecuación 2.19.

$$\frac{r_0}{\Delta x} = e^{\left(\frac{\ln(\alpha) - \alpha\pi}{1 + \alpha^2} \right)} \quad (2.19)$$

Donde α es el cociente de $\Delta x/\Delta y$.

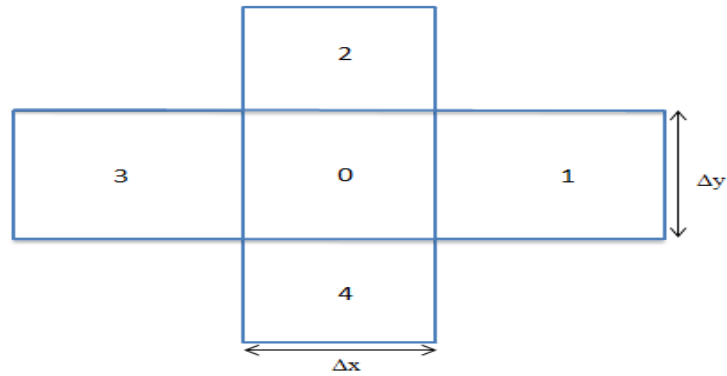


Figura 2.20. Malla rectangular con un pozo en el centro²⁸.

Peaceman realizó cálculos analíticos para determinar la relación existente entre Δx y Δy para encontrar r_0 (radio equivalente), a partir de estos experimentos encontró la relación siguiente:

$$r_0 = 0.1403\sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2} \quad (2.20)$$

La constante 0.1403 viene de la expresión $1/4\text{Exp}(-\gamma)$ donde γ es la constante de Euler que es igual a $\gamma=0.577215$.

Y como se definió al principio, medio anisótropo y $\Delta x \neq \Delta y$; Peaceman presenta la siguiente expresión para dicho caso.

$$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\left(\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_y}{k_x}}\right) + \left(\Delta y^2 \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}\right)}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/4}} \quad (2.21)$$

Finalmente, resumiendo los modelos se puede establecer lo siguiente:

$$P_{wf,ij} = P_{ij} - \frac{q_w \mu}{2\pi kh} \left[\ln \left(\frac{r_{0,ij}}{r_w} \right) + S \right] \quad (2.22)$$

En la Ecuación 2.22 se considera el daño del pozo (S).

Entonces las relaciones para los radios equivalentes queda como sigue:

MODELOS DE RADIO EQUIVALENTE

$r_0 = 0.2\Delta x$	Para celdas cuadradas.	
$r_0 = 0.1403\sqrt{\Delta x^2 + \Delta y^2}$	Para celdas rectangulares.	Es importante hacer notar que en todos los casos el pozo está ubicado en el centro de la celda.
$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\left(\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_y}{k_x}}\right) + \left(\Delta y^2 \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}\right)}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{\frac{1}{4}} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{\frac{1}{4}}}$	Para celdas rectangulares y yacimiento anisótropo	

Tabla 2.2: Resumen de los modelos de radio equivalente de Peaceman.

2.3.2. MODELO DE HOLMES³⁰.

Holmes extendió el trabajo de Peaceman para pozos desviados bajo las mismas suposiciones. Holmes partió de las proyecciones de un pozo desviado en un bloque de celda 3D, posteriormente utilizando las ecuaciones de Peaceman y estas proyecciones calculó el índice del pozo (WI) en cada una de las direcciones de los ejes coordenados y determinó el radio equivalente correspondiente (ver **Figura 2.21**).

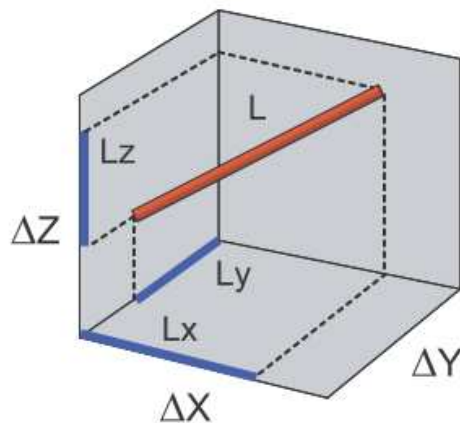


Figura 2.21. Proyección de un pozo desviado en cada uno de los ejes coordenados³⁰.

$$WI_x = \frac{2\pi(\sqrt{k_y k_x}) L_x}{\ln\left(\frac{r_{0x}}{r_w}\right) + S} \quad (2.23)$$

$$WI_y = \frac{2\pi(\sqrt{k_x k_z}) L_y}{\ln\left(\frac{r_{0y}}{r_w}\right) + S} \quad (2.24)$$

$$WI_z = \frac{2\pi(\sqrt{k_x k_y}) L_z}{\ln\left(\frac{r_{0z}}{r_w}\right) + S} \quad (2.25)$$

Y determinó el radio equivalente correspondiente para cada uno de los índices de pozo.

$$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\left(\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_y}{k_z}}\right) + \left(\Delta y^2 \sqrt{\frac{k_z}{k_y}}\right)}}{\left(\frac{k_y}{k_z}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_z}{k_y}\right)^{1/4}} \quad (2.26)$$

$$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\left(\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_z}{k_x}}\right) + \left(\Delta y^2 \sqrt{\frac{k_x}{k_z}}\right)}}{\left(\frac{k_z}{k_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_z}\right)^{1/4}} \quad (2.27)$$

$$r_0 = 0.28 \frac{\sqrt{\left(\Delta x^2 \sqrt{\frac{k_y}{k_x}}\right) + \left(\Delta y^2 \sqrt{\frac{k_x}{k_y}}\right)}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/4}} \quad (2.28)$$

En el bloque de celda, el WI del segmento de pozo viene dado por la raíz cuadrada de los WI's de la suma de cada uno en las distintas direcciones como lo ilustra la Ecuación 2.29.

$$WI = \sqrt{WI_x^2 + WI_y^2 + WI_z^2} \quad (2.29)$$

2.3.3. MODELO DE POZOS AVANZADOS.

La necesidad de simular pozos avanzados hace menester el modelado de los mismos, lo que hace que los ingenieros de yacimientos construyan modelos para integrarlos en los paquetes de simulación actuales.

Al hablar de pozos avanzados englobamos a los pozos horizontales, multilaterales, pozos desviados o todos aquellos que contengan dispositivos de control de flujo (ICDs).

En el Capítulo 1 describimos a los pozos multilaterales, desviados, y horizontales, estos pozos llevan instalados en la terminación del mismo, dispositivos ICDs para controlar los flujos sectoriales, o bien, para evitar los flujos cruzados.

Un modelo de pozo multisegmento se puede considerar como un conjunto de segmentos arreglados en una forma topológica de árbol³³. El modelo multisegmento debe ser capaz de determinar las condiciones de flujo en la tubería a lo largo del pozo y a su vez considerar las pérdidas de presión a lo largo de la tubería y a través de los ICDs.

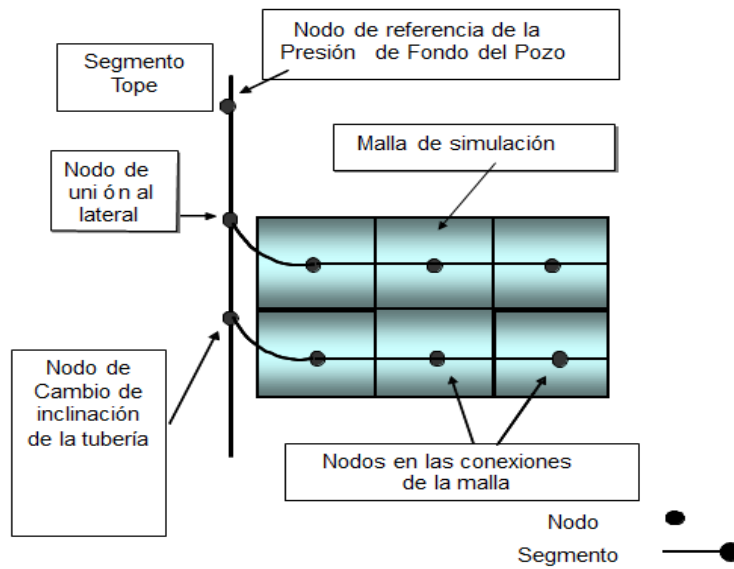


Figura 2.22. Modelo de Pozo multisegmentado³³.

El análisis de pozos multisegmento, divide al pozo en una serie continua de una o más conexiones con las celdas del modelo del yacimiento (ver **Figura 2.22**). Para cada segmento se tienen cuatro ecuaciones (asumiendo que la simulación está enfocada a aceite negro con tres fases): tres ecuaciones de balance de materia y una ecuación de caída de presión³¹. Para el cálculo de la caída de presión se emplea la siguiente ecuación:

$$P_n - P_{n-1} = \Delta P_h + \Delta P_f + \Delta P_a \quad (2.30)$$

Donde;

ΔP_h = caída de presión hidrostática

Caída de presión por fricción:

$$\Delta P_f = \frac{c_f * f * L * \rho * Q^2}{D^5} \quad (2.31)$$

$$Cf = 2,956 \times 10^{12}$$

Caída de presión por aceleración;

$$\Delta P_a = \frac{\rho_{T,salida} * v_{salida} - \sum_{Entrada} (\rho_T * v)}{A} \quad (2.32)$$

\tilde{Q}_T : flujo másico total

v : Velocidad de flujo

Al contener dispositivos ICDs, pueden ser representados por segmentos discretos por lo que sus efectos en el flujo pueden ser modelados. Los ICDs trabajan por la imposición de una caída de presión entre la cara de la formación y la tubería para igualar las reducciones de presión a lo largo de la terminación (ver **Figura 2.23**).

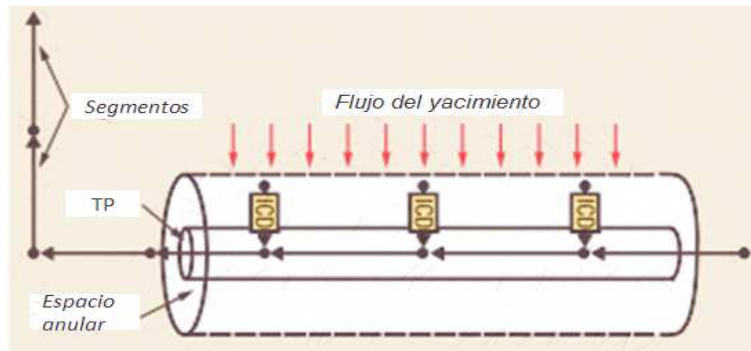


Figura 2.23. Pozo segmentado con ICDs³¹.

Para modelar pozos con ICDs, se consideran a estos como segmentos individuales dentro del modelo segmentado del pozo. Si se trata de controlar zonas aisladas, se colocan empacadores entre cada ICD (ver **Figura 2.24 a**) izq.); caso contrario cuando los ICDs comparten una sola zona de terminación (ver **Figura 2.24 a**) Der.). El modelado de los dispositivos, en caso de estar separados por empacadores, se modela como segmentos independientes (ver **Figura 2.24 b**) Izq.) y para el caso en que se tienen múltiples ICDs en una sola sección, sus contribuciones se combinan y es ignorado el flujo anular (ver **Figura 2.24 b**) Der.)³¹.

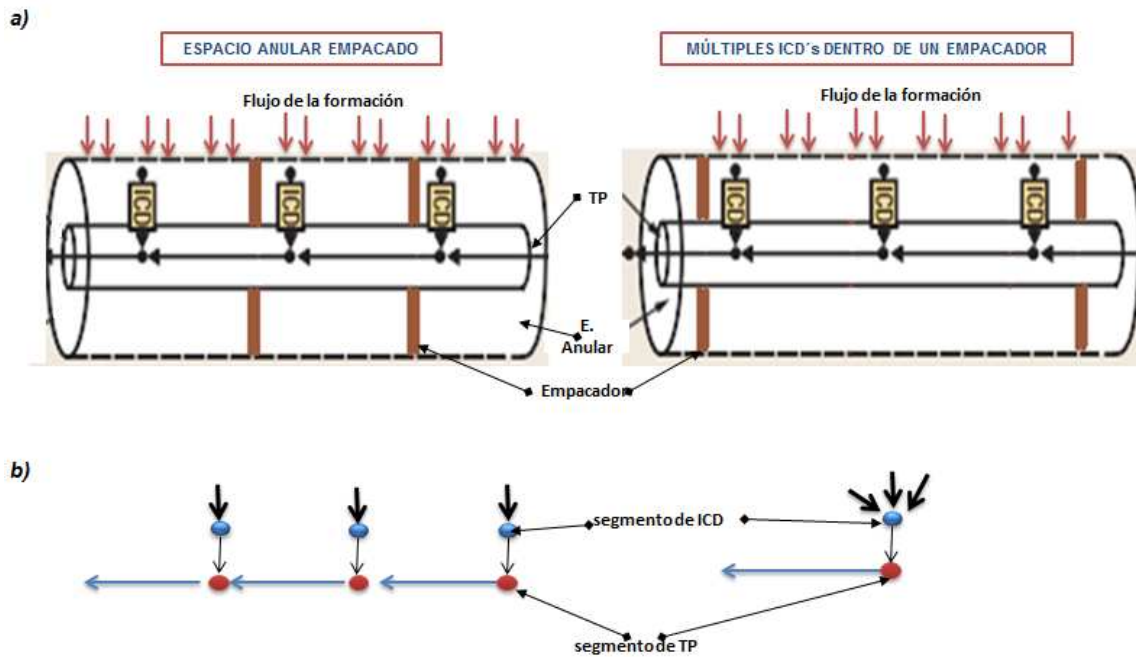


Figura 2.24. Modelado de los dispositivos ICDs³¹.

El efecto del ICD puede ser modelado mediante la adición de términos en la ecuación que describe la caída de presión a través del dispositivo. La ecuación de la que se hace referencia varía, de acuerdo al ICD del cual se trate, pero generalmente dependen de las propiedades de los fluidos y de la geometría del ICD.

Se tienen cuatro diferentes diseños de ICDs que deben ser modelados de acuerdo al que se tienen instalados en un pozo segmentado³¹:

1. Válvulas subcríticas – Creado para que el fluido pase a través de una restricción para provocar la caída de presión. Dicha caída de presión es función de la densidad y el gasto de flujo volumétrico; y por supuesto el diámetro de la restricción.
2. Dispositivo laberíntico - La caída de presión depende de la longitud y tortuosidad de los canales de flujo, así como de la densidad y velocidad del fluido.

3. ICD en espiral – Modelar las fuerzas del fluido que pasa a través del espiral.
4. ICD autónomo – Es similar al del diseño en espiral.

En un caso donde el modelo del yacimiento contiene múltiples yacimientos controlados por un solo ICD (aislado), el flujo en el espacio anular debe ser considerado como se ilustra en la **Figura 2.25a**.

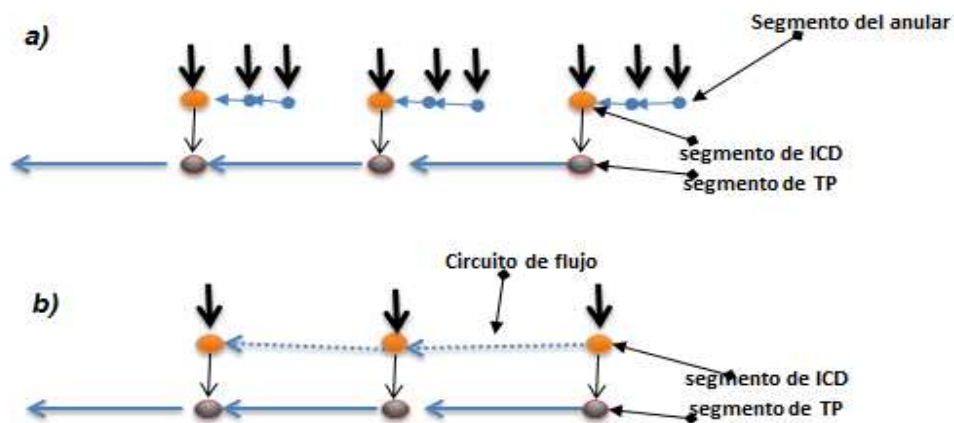


Figura 2.25. Modelo con dispositivos ICD, considerando flujo anular³¹.

Finalmente, si se quiere considerar el flujo anular en varios dispositivos aislados por un par de empacadores, se emplea la técnica de un patrón de flujo cerrado o trayectoria de flujo como en un circuito cerrado. Esta trayectoria se compone de un segmento completo que resulta de duplicar nodos en algunos lugares (ver **Figura 2.25b**).

CAPÍTULO 3

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE POZOS NO CONVENCIONALES

3.1. SIMULACIÓN INTEGRAL DEL YACIMIENTO.

3.1.1. VISIÓN HOLÍSTICA DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

La simulación numérica de yacimientos como técnica computacional aplicada, permite generar escenarios virtuales para modelar y hacer producir una y otras veces el yacimiento bajo distintos escenarios, detrás de toda esta actividad se encuentra un sinnúmero de actividades separadas que al final se reúnen en la simulación numérica. Sin embargo, no se debe dejar de lado la interpretación de los resultados y finalmente la implementación. De los estudios de simulación de campos enteros, se emplean recursos humanos de distintas disciplinas. Los cuales en equipos de trabajo realizan tareas específicas para construir un modelo de simulación del yacimiento.

El gerenciamiento de un yacimiento se puede definir como un mejoramiento y una optimización continua en un contexto que engloba a todo el sistema³². La simulación es de máxima prioridad cuando el yacimiento es de una geología compleja, de una arquitectura de pozos complejos como son el caso de los pozos que nos concierne en este trabajo; la razón, nos da pistas y mecanismos de flujo, que hacen conocer más al yacimiento y, que las inversiones próximas se harán de acuerdo a los resultados que arroje la simulación³³.

Los datos de campo son importantes para poder alimentar el simulador, por lo que son necesarios trabajos provenientes de la toma de registros geofísicos,

reportes históricos de los perfiles de producción, presión, saturaciones, etc (ver **Figura 3.1**).

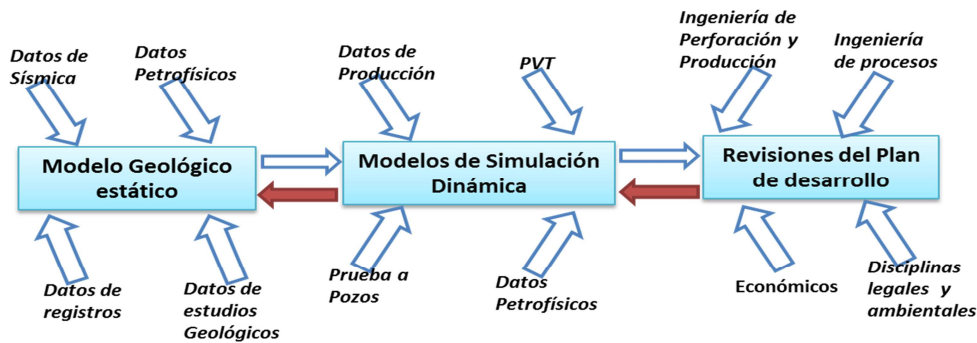


Figura 3.1. Modelo de gestión del yacimiento³³.

3.1.2. HERRAMIENTAS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

La simulación numérica de yacimientos infiere el comportamiento real del yacimiento a partir de un modelo matemático que lo represente. En los simuladores numéricos, esto se representa por celdas interconectadas y el flujo entre las celdas es resuelto numéricamente. Las herramientas de los simuladores para describir el flujo de fluidos en el medio poroso son:

1. La Ley de conservación de masa, Ec. 3.1
2. La Ley de Darcy, Ec. 3.2
3. Las Ecuaciones de estado, Ecs. 3.3 a 3.6.
4. Otras consideraciones, toma en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, la dirección del flujo, etc.

$$\nabla \cdot (\rho \vec{v}) \pm q_m^r = -\frac{\partial}{\partial t}(\phi s \rho) \quad (3.1)$$

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dL} \quad (3.2)$$

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (3.3)$$

$$\rho = \rho_0 [1 + c(P - P_0)] \quad (3.4)$$

$$\rho = \frac{MP}{ZRT} \quad (3.5)$$

$$c = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \quad (3.6)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\phi \mu c_i}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (3.7)$$

La serie de Ecuaciones 3.1 a 3.6 son de las que se parte para encontrar finalmente la ecuación 3.7 que es la ecuación de difusión en coordenadas cartesianas, en una dimensión; el cual es fundamental en la simulación numérica de yacimientos. La simulación integral del yacimiento, crece a medida que la tecnología se pone a la orden del día, en la actualidad las simulaciones pueden efectuarse a la par de la perforación de los pozos. Donde la capacidad de actualizar los modelos de yacimientos en tiempo real se traduce en avances importantes en la colocación de pozos, ayudando a los geocientíficos e ingenieros petroleros para discernir la mejor opción de colocación del próximo pozo para un desarrollo óptimo del campo³¹.

Cabe destacar que el simulador a emplear es función de las fases presentes en el yacimiento, el tipo de proceso por simular y de las características del yacimiento (tipo de roca), así; podemos encontrar en el mercado los siguientes tipos de simuladores:

1. Simulador de aceite negro
2. Simulador composicional
3. Simulador de procesos térmicos
4. Simulador de procesos químicos
5. Simulador de yacimientos fracturados

En la actualidad, con el avance de la ciencia y de las tecnologías modernas; las tecnologías de punta abarcan un amplio espectro dentro de las herramientas

que emplea la simulación y, las podemos clasificar en tres rubros principales como se enlista a continuación³²:

1. Herramienta de Diagnóstico
2. Manejo de la información o de conocimiento
3. Mejoramiento de la producción

Este último va desde las herramientas para obtener registros de imágenes del yacimiento, la sísmica 3D y 4D y la sísmica mientras se perfora para los modelos de simulación dinámicos. Las plataformas de visualización en tiempo real, sistemas avanzados de comunicación como los medios satelitales, las webs internas de las compañías, o las mismas terminaciones inteligentes.

3.2. SIMULACIÓN DE MODELOS SECTORIALES.

3.2.1. DEFINICIÓN DE MODELOS SECTORIALES.

Un modelo sectorial, representa solo una parte de todo el yacimiento que se desea simular, de acuerdo a ciertas características que se definan. Para campos con una gran extensión areal y una gran cantidad de pozos, los modelos de simulación pueden tener una gran cantidad de celdas, lo que hace a estos modelos no manejables por los tiempos que se requieren para resolver tal número de celdas. Para estos casos lo que se hace es crear modelo burdos, con celdas de tamaños grandes, motivo por el cual se pierde resolución en el modelo.

Las consecuencias de realizar modelos burdos se ven reflejadas en los avances de los fluidos, especialmente en conificaciones o canalizaciones en los pozos. Debido a que las celdas tienen un volumen tan grande de fluidos, los efectos de este tipo de fenómenos físicos no se pueden representar en dichos modelos.

En la **Figura 3.2** se muestra el proceso de escalamiento de propiedades y de la malla. Como se puede observar el modelo del yacimiento, representado por la estratigrafía, tiene que verse representando por una gran cantidad de celdas,

para que pueda ser representativo de la geología del yacimiento. Esta representación puede llegar a hacerse por millones de celdas, las cuales no pueden ser manejadas por un simulador de yacimientos. Se tiene que realizar los escalamientos, hasta llegar a modelos manejables en el simulador, y como se mencionó anteriormente, esto hace que se pierda resolución y así no poder representar los fenómenos físicos presentes en el yacimiento.

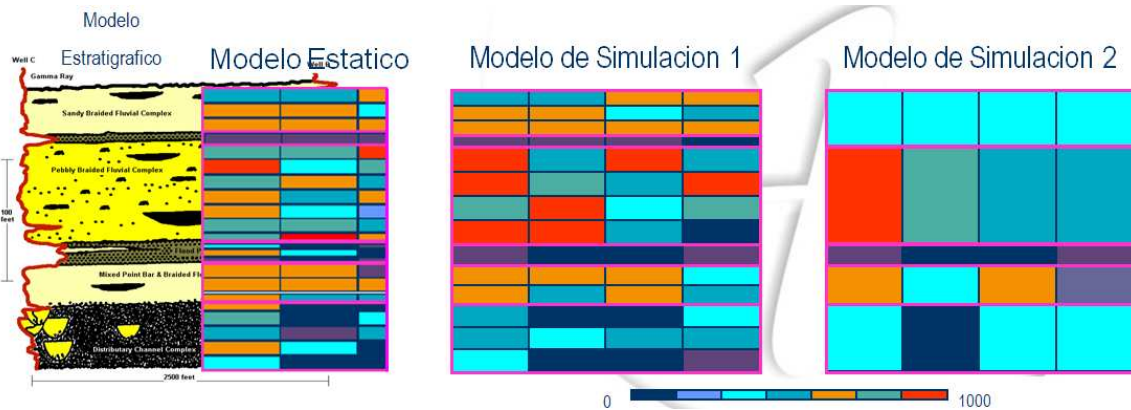


Figura 3.2. Representación de un modelo de simulación de yacimientos.

La construcción de un modelo sectorial es la solución para poder tener un modelo representativo de la zona o área de interés. Estos tipos de modelos toman un sector del yacimiento y en éste poder realizar un refinamiento de la malla para poder representar la heterogeneidad del yacimiento, y los fenómenos físicos como los mencionados anteriormente son fáciles de representar, los cuales hacen que el modelo sea representativo del avance de los fluidos. Este tipo de modelos sectoriales son aplicados a zonas de interés dentro del yacimiento. Estos se pueden aplicar en áreas de pruebas piloto, a pozos nuevos por perforar, a estudios de conificación o canalización de fluidos, a seguimiento en tiempo real de la perforación de pozos, para cuantificar la productividad de pozos horizontales o altamente desviados, para el modelado de pozos multilaterales, etc.

El proceso para realizar este tipo de modelos se describe en los siguientes puntos:

1. Ubicar el área de interés y realizar el refinamiento de la malla a la mejor conveniencia, dependiendo del tipo de análisis de yacimiento que se requiera realizar. Como se mencionó, el objetivo es hacer un modelo más fino.
2. El escalamiento de propiedades se puede llevar a un nivel de resolución del registro del pozo, para con ello obtener la resolución requerida.
3. El otro parámetro importante es establecer las condiciones de equilibrio actuales. No es necesario establecer las condiciones iniciales. Las condiciones actuales de presión estática y nivel de los contactos de fluidos es la forma de inicializar el modelo sectorial.
4. La estimación de las saturaciones residuales de fluidos. Es necesario obtener una estimación de estas propiedades, debido a que ya han sido drenados parte de ese yacimiento. La integración de registros de saturación actuales es la mejor forma de incorporar esta información al modelo sectorial.
5. La integración de los datos de producción – inyección de los pozos en el modelo sectorial.

Estos modelos sectoriales debieran tener un ajuste histórico de por lo menos un año de historia y la respuesta de ellos debe tomarse en cuenta a no más de tres años de predicción. Esto debido a que no se toma el flujo en la frontera. Si se considera el flujo en la frontera, entonces el modelo puede hacer una predicción mayor.

3.2.2. FLUJO EN LA FRONTERA.

De no existir fronteras impermeables, entonces habrá un intercambio de masa entre el yacimiento y la parte externa a este; esto ocurre especialmente cuando se tiene una fuerte intrusión de un acuífero y para los modelos sectoriales resultan en simulaciones numéricas más confiables.

Para ello se definen condiciones iniciales y/o actuales y de frontera, el primero hace referencia a las presiones y saturaciones al tiempo cero en el problema; mientras que el segundo corresponde al dato que nos dice de qué forma interactúa el yacimiento con sus vecindades.

Para ejemplificar el flujo multifásico en medios porosos y las condiciones de las que mencionamos anteriormente; se definen las siguientes ecuaciones¹⁴:

1. Para la fase Aceite:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (3.8)$$

2. Para la fase Gas:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kk_{rg}}{\mu_g B_g} \left(\frac{\partial P_g}{\partial x} \right) \right] + \frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} R_s \left(\frac{\partial P_o}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_g}{B_g} + R_s \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad (3.9)$$

3. Para la fase Agua:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial x} \right) \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (3.10)$$

Bajo las siguientes restricciones:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (3.11)$$

$$P_{C_{go}} = P_g - P_o \quad (3.12)$$

$$P_{C_{wo}} = P_o - P_w \quad (3.13)$$

Las condiciones iniciales las podemos escribir como sigue:

$$P_p(x, 0) = P_o \quad (3.14)$$

$$S_p(x, 0) = S_{p,0} \quad (3.15)$$

Finalmente expresamos las condiciones de frontera desde $x = 0$ hasta $x = L$ para una frontera abierta al flujo para las tres fases.

$$\left(\frac{\partial P_p}{\partial x} \right)_{x=0, x=L} = P_p(t) \quad \text{Para } t > 0 \quad (3.16)$$

Donde el subíndice $p = o, g, w$.

Para las direcciones z y y , corresponden expresiones idénticas.

3.2.3. REFINAMIENTO DE MALLAS.

En la ingeniería petrolera, una de las tareas más difíciles es escoger la malla de simulación para obtener exactitud aprobada para el proceso que se desee. Escoger una malla implica considerar el recurso computacional que se tiene, la complejidad del yacimiento, el comportamiento de las propiedades e incluso, la dirección en los que estos varían. La malla de simulación y el tamaño del paso de tiempo debe ser lo suficientemente pequeño para satisfacer cinco requerimientos³⁵:

1. Identificar las presiones y las saturaciones en una localización específica.
2. Describir adecuadamente la geometría, geología y las propiedades físicas iniciales del yacimiento.
3. Describir las saturaciones dinámicas y los perfiles de presión con suficiente detalle para cumplir con los objetivos del estudio de simulación.

4. Modelar adecuadamente la mecánica de los fluidos del yacimiento.
5. Ser compatible con la matemática del simulador así como, la exactitud y la estabilidad de las soluciones de las ecuaciones del flujo de fluidos.

El propósito fundamental de la malla es realizar una partición del yacimiento para poder asignar de forma representativa las propiedades de la roca en cada celda de la malla. El refinamiento de mallas es empleado para problemas de simulación numérica de yacimientos grandes donde la saturación o la presión varían rápidamente³⁴. El mallado fino debe ser en los sitios en que la presión y las saturaciones deben ser conocidas con una mayor prioridad. En la malla se representan además las fronteras externas del yacimiento y barreras de flujo dentro del modelo. Para representar las fronteras, regularmente estas se hacen coincidir con las orillas de la malla en cuestión, en el caso en que las fronteras sean complejas, se trunca hasta el área de interés y se le asigna el valor de cero a las permeabilidades después de las orillas de la malla o bien, se quitan del modelo los bloques de celdas que no son de interés. Para las barreras internas, como el caso de fallas sellantes o barreras de lutitas, estas se representan asignándole el valor de cero a las permeabilidades^{35,13}.

El método empleado para discretizar las ecuaciones diferenciales parciales, puede definir la malla a emplear en la simulación. El método de diferencias finitas (MDF) permite formas ortogonales en el mallado mientras que al emplear el método de volumen finito o método de elemento finito (MEF); el mallado va desde prismas, polígonos y otras formas, por lo que este método permite gran flexibilidad pero resulta ser en ocasiones complicada y costosa^{13,34}. El usar uno u otro método es criterio del ingeniero de yacimiento debido a que ambos métodos tiene ventajas y desventajas (ver **Figura 3.3**).

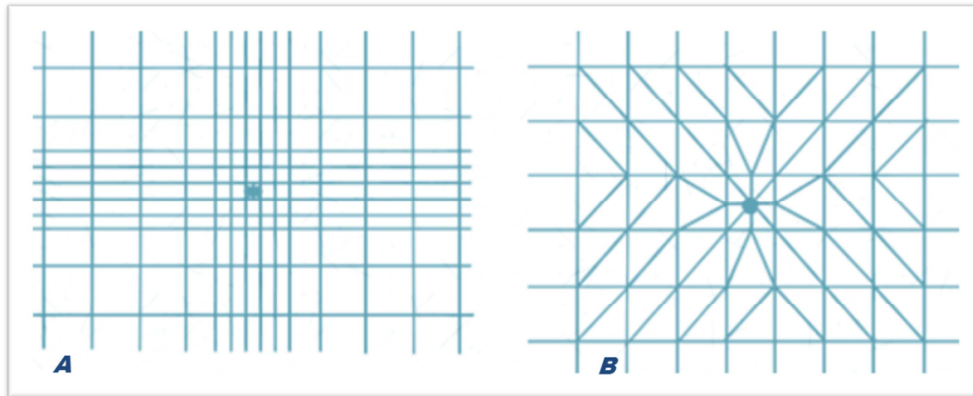


Figura 3.3. Mallas con refinamiento local, A) Modelo de Diferencias Finitas y B) Modelo de Volumen Finito¹³.

3.2.3.1. MALLAS BASADAS EN EL MÉTODO DE DIFERENCIAS FINITAS.

Este método emplea dos tipos de mallas en la simulación: mallas de bloques centrados y mallas con nodos distribuidos. El primero, las celdas con dimensiones conocidas es superpuesto encima del yacimiento. Para un sistema coordenado rectangular, los puntos de malla son definidos como el centro de las celdas. La malla de puntos distribuidos, los puntos se distribuyen encima del yacimiento antes de que los límites sean definidos. Para una malla rectangular, el bloque o celda límite es colocada a la mitad, entre dos puntos de presión adyacentes. Históricamente los simuladores han empleado diferencias finitas con bloques centrados debido a que el volumen asociado con cada punto representativo es claramente definido^{36,34} (ver **Figura 3.4**).

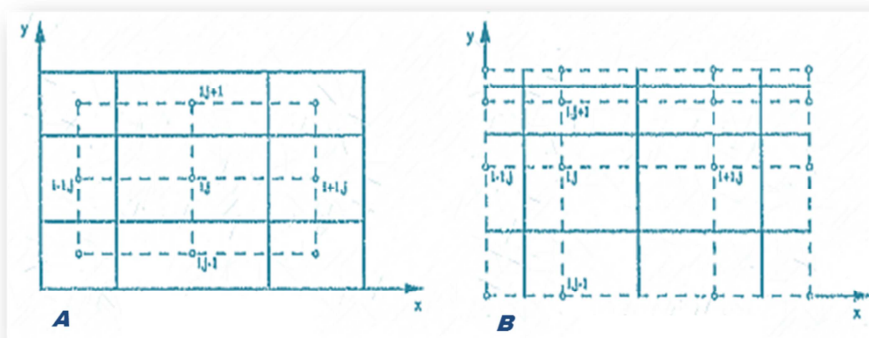


Figura 3.4. Mallas A) de Bloques centrados y B) de Nodos distribuidos³⁴.

Las mallas rectangulares son lo suficientemente flexibles para representar secciones del yacimiento que son de interés en la simulación, el refinamiento se hace sobre esas áreas, los cuales generalmente son zonas con hidrocarburos y las zonas de menos importancia, como los acuíferos, puede emplearse una malla menos refinada como se ilustra en la **Figura 3.5**.

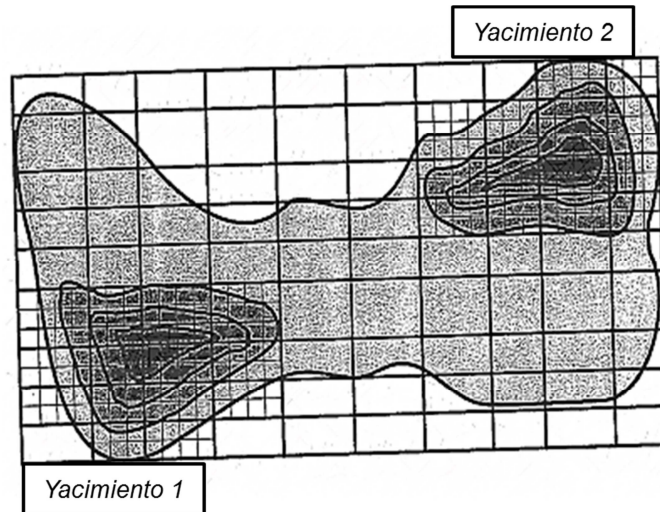


Figura 3.5. Refinamiento local en zonas de interés³⁶.

Otros tipos de refinamientos; la malla Voronoi o PEBi (Bisector Perpendicular), es bastante flexible y localmente ortogonal.

3.2.3.2. REFINAMIENTO BASADO EN EL MÉTODO DE ELEMENTO FINITO.

Las mallas no ortogonales se usan para representar geometrías complejas del yacimiento debido a su gran flexibilidad. El refinamiento local es considerado en la zona de los pozos (inyectores o productores), en la **Figura 3.6** se ilustra el refinamiento local de una malla no ortogonal con dos pozos productores, un inyector y una falla.

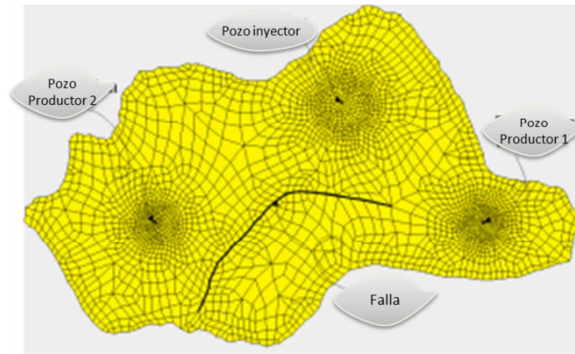


Figura 3.6. Malla no ortogonal con refinamientos locales³⁹.

3.2.3.3. MALLAS HÍBRIDAS.

Cuando en el refinamiento de la malla principal se emplean diferentes geometrías, resultan las mallas híbridas. La malla en cuestión es empleada para dar mayor definición en las áreas vecinas al pozo en la simulación de todo el campo.

3.2.3.4. ORIENTACIÓN DE LA MALLA.

La geometría del yacimiento es el principal determinante de la orientación del modelo de malla además de otros tres factores que deben ser considerados³⁶:

1. *Anisotropía en la permeabilidad.*

Si el yacimiento tiene variaciones altas o bajas en la permeabilidad que esta misma en promedio en alguna dirección, los ejes de la malla deben ser alineados en esta dirección.

2. *Ortogonalidad del sistema de mallado.*

Las ecuaciones empleadas en la simulación numérica están derivadas para un sistema de mallado ortogonal; en el caso contrario, las ecuaciones no son estrictamente aplicables y los resultados entregados por el simulador podrían no ser exactos. Una posible solución para esto, es aplicar un mallado curvilíneo. Las

ecuaciones de flujo para una malla curvilínea son similares al mallado ortogonal excepto que los términos de permeabilidad vertical y transmisibilidad deben ser afectados por un factor, relacionado con la forma de la malla.

3. Efecto de orientación de la malla.

De una simulación con dos mallas, orientadas de forma paralelas y diagonales; encontrándose que se puede reducir el efecto con el refinamiento de la malla. Una orientación en diagonal es menos probable que se distorsione debido a la orientación de la malla que una con orientación paralela. En general ninguna de las mallas mencionadas pueden ser usadas con confianza para simular desplazamientos con altas relaciones de movilidad de las fases; sin embargo el uso de mallas curvilíneas diseñadas siguiendo como frontera la trayectoria de flujo pueden emplearse en circunstancias especiales. Una solución general prometedora es el uso de mallas triangulares y el mallado con diversos métodos de elemento finito.

3.2.3.5. TIPOS DE MALLAS EN MODELOS SECTORIALES.

Para un modelo sectorial se puede usar cualquier tipo de malla de las definidas anteriormente. Como se ha venido mencionando, el objetivo de los modelos sectoriales, es realizar un modelo mucho más fino de una zona de interés dentro de un yacimiento; y esta puede ser tomada de un modelo de simulación que está realizado para todo el yacimiento o campos.

El único objetivo es tener una malla mucho más fina, del que tenga el modelo de referencia base. Con el fin de poder representar mejor algunos fenómenos que se presenten en el yacimiento y que con los modelos burdos no se puedan realizar.

3.2.4. MODELO SIN FLUJO EN LA FRONTERA.

Un modelo sectorial se puede simular de dos formas, con flujo en la frontera o sin flujo en la frontera. En el primer caso, con flujo en la frontera, se tomaría en cuenta el flujo de fluidos que existe por fuera de ese modelo sectorial y tendría un mejor resultado numérico, pero ello contemplaría manejar diferentes soluciones de flujo en la frontera, ya que cada escenario se tendría que replantear para calcular esto, lo que llevaría a tener nuevamente complicaciones en la simulación.

Para un modelo sin flujo en la frontera, implica una falta de comunicación con la parte restante del yacimiento, lo cual se ve como una limitación. Pero para respuestas a tiempos cortos, este tipo de condición de frontera es mucho más fácil de manejar y con una solución casi igual al otro caso. Dependiendo de la comunicación que exista del yacimiento con el área de interés, serán los tiempos de respuesta que los modelos sectoriales sin flujo en la frontera tengan como solución.

3.3. SIMULACIÓN DE POZOS.

3.3.1. POZOS MULTISEGMENTADOS.

Los pozos avanzados, para facilidad se establecen en segmentos y esto es, para facilitar el modelaje y la simulación detallada del flujo de fluidos en el pozo, así como los laterales (ver **Figura 3.7**). Un pozo multisegmentado puede contener desde dos hasta varias decenas de segmentos como en el caso de pozos multilaterales. En algunos simuladores comerciales, están disponibles las opciones de simulación de pozos con segmentos, especialmente para pozos horizontales y multilaterales aunque en los pozos verticales y desviados pueden emplearse para modelar con mayor detalle el flujo de fluidos.

Cada uno de los segmentos tiene un número de variables independientes para describir el flujo, generalmente son cuatro los que se manejan en ECLIPSE 100; los cuales son: presión, gasto total de flujo y fracciones de flujo de agua y gas. Las variables a la que nos referimos son: G_T , F_w , F_g y P ; G_T es una medida del gasto

de flujo de fluidos total a través del segmento y es una suma ponderada del gasto de flujo de agua, gas y aceite a condiciones superficiales²⁹.

$$G_T = \delta_o Q_o + \delta_w Q_w + \delta_g Q_g \quad (3.17)$$

F_w y F_g corresponden a los flujos fraccionales de agua y gas a lo largo del segmento y se definen de acuerdo a las ecuaciones 3.18 y 3.19

$$F_w = \frac{\delta_w Q_w}{G_T} \quad (3.18)$$

$$F_g = \frac{\delta_g Q_g}{G_T} \quad (3.19)$$

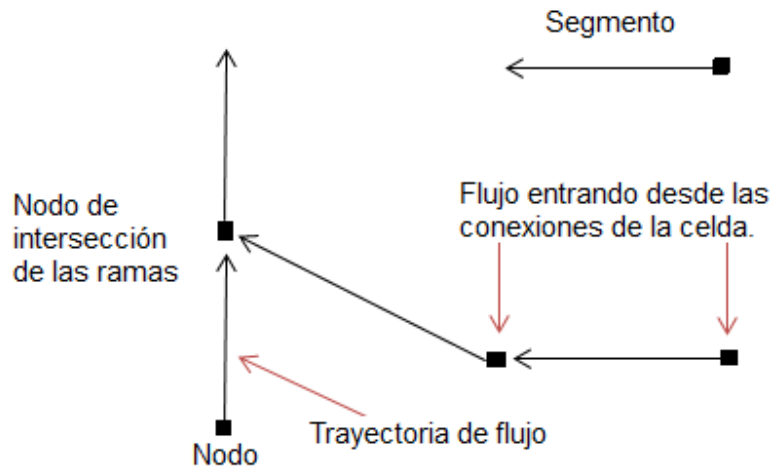


Figura 3.7. Configuración de los segmentos del pozos³⁷.

Cada segmento tiene propiedades inherentes al mismo, tales como una longitud, diámetro, rugosidad, área y volumen. El volumen es empleado para calcular el almacenamiento, mientras que los otros atributos son propiedades de la trayectoria de flujo que se emplean para calcular las pérdidas de presión.

Las primeras tres ecuaciones descritas anteriormente son las de balance de materia. La cuarta ecuación definida para cada segmento es la ecuación 2.30 descrita en el Capítulo 2.

Integramos al modelo de simulación la siguiente ecuación que nos describe el flujo de fluidos entre la celda j y la conexión con el segmento n.

$$q_{pj} = T_{wj} \lambda_{pj} (P_j + H_{cj} - P_n - H_{nc}) \quad (3.20)$$

Donde;

q_{pj} ; es el gasto de flujo volumétrico de la fase p (w, o, g) en la conexión j. La convención de signo establece que el flujo es positivo si ocurre del yacimiento al pozo (pozo productor) y negativo si se trata de un pozo inyector. B/D.

T_{wj} ; es el factor de transmisibilidad en la conexión. Cp*BPD/PSIA

λ_{pj} ; es el factor de movilidad de la fase en la conexión. Cp⁻¹

P_j ; es la presión en la celda de la malla que contiene a la conexión. PSIA

H_{cj} ; es la presión hidrostática entre la profundidad de la conexión y la profundidad del centro de la malla. PSIA

P_n ; Presión asociado al nodo n en el segmento. PSIA

H_{nc} ; Presión hidrostática entre el segmento n y la profundidad de la conexión. PSIA

Es importante hacer notar que los dos componentes de la presión hidrostática H_{cj} y H_{nc} , en pozos multisegmentados las profundidades de las conexiones no forzosamente deben ser iguales a la profundidad del centro de la celda (ver **Figura 3.8**). La carga hidrostática H_{cj} se calcula a partir de un promedio

de densidades de los fluidos en la celda y H_{nc} depende de la densidad de la mezcla de fluidos dentro de la celda³⁷.

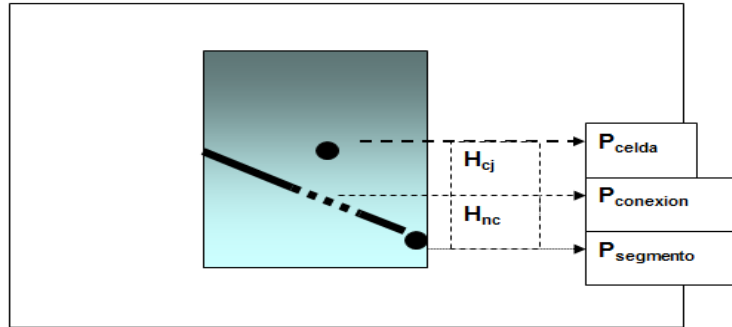


Figura 3.8. Componentes del gradiente hidrostático³⁷.

3.3.1.1. CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS DE PRESIÓN.

Para el cálculo de las caídas de presión, enumeramos los siguientes cuatro métodos que incluyen algunos simuladores comerciales³⁷.

1. Modelo de flujo Homogéneo.

El cual asume que no existe efecto de resbamiento entre las fases. El término hidrostático depende de la densidad de la mezcla dentro del segmento, el cual es un simple promedio ponderado de la densidad de las fases. El cálculo de las pérdidas de presión por fricción está dado por las siguientes ecuaciones para una longitud L de TP:

$$\Delta P_f = 2f * \frac{L}{D} * \rho * v^2 \quad (3.21)$$

Donde;

f es el factor de fricción de Fanning

D es el diámetro de la TP

ρ es la densidad del fluido

v es la velocidad del fluido.

Transformando la velocidad de flujo a un flujo volumétrico local Q en BPD y considerando las unidades de conversión, la caída de presión resulta en:

$$\Delta P_f = \frac{C_f * f * L * \rho * Q^2}{D^5} \quad (3.22)$$

Donde;

$C_f = 2.956E - 12$ en unidades de campo.

Recordando que el factor de fricción de Fanning depende del número de Reynolds; para flujo laminar ($Re < 2000$).

$$f = \frac{16}{Re} \quad (3.23)$$

Y para la región de turbulencia; ($Re > 4000$)

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = -3.6 \log_{10} \left(\frac{6.9}{Re} + \left(\frac{e}{3.7D} \right)^{10/9} \right) \quad (3.24)$$

Donde;

e es la rugosidad absoluta en las mismas unidades que D .

Y la caída de presión por aceleración a través del segmento, va a ser la diferencia entre la velocidad entrante y saliente de la mezcla.

$$\Delta P_a = H_{Vout} - \sum_{Inlets} H_{Vin} \quad (3.25)$$

Donde;

$$H_v = \frac{0.5 C_f w^2}{A^2 \rho} \quad (3.26)$$

w es el flujo másico de la mezcla de fluidos que pasa a través del segmento.

A es el área de la sección transversal en la salida y para la entrada, A representa las áreas de la sección transversal del segmento y el segmento de entrada.

2. *Interpolación de las caídas de presión de tablas VFP pre-calculadas.*

Las tablas VFP pueden ser construidas (usando, por ejemplo, el programa VFPi) para describir las caídas de presión a lo largo de una cierta longitud de tubería. La caída de presión a lo largo del segmento es interpolada a partir de la tabla VFP respectiva y puede ser escalada de acuerdo a la longitud o profundidad del segmento.

3. *Calculo mediante el modelo "Drift Flux".*

Se trata de una correlación simple que es continua en toda la gama de condiciones de flujo. Que incluye los efectos de deslizamiento en dos componentes: una velocidad local de deslizamiento vertical superpuesta a una relación de velocidad como resultado de los perfiles de la fracción de colgamiento y la velocidad de flujo a través de la tubería en su sección transversal. La velocidad local de deslizamiento vertical producirá flujo contracorriente (las fases fluyen en direcciones opuestas) cuando la velocidad de la mezcla es lo suficientemente pequeño³⁷. El flujo multifásico provoca pérdidas de presión en el pozo lo cual conduce a pérdidas de producción en la punta o una sobreproducción en el talón. Con el modelo "Drift-Flux" adicionalmente podemos simular el flujo contracorriente, el cual permite que los fluidos ligeros y pesados se muevan en direcciones opuestas cuando la velocidad del flujo total es pequeña o cuando el pozo se cierra.

Una ecuación que modela el comportamiento descrito anteriormente es la siguiente³⁸:

$$v_g = C_o v_m + v_d \tag{3.27}$$

Donde v_g es la velocidad de flujo de la fase gas, promediada por el área de la tubería; C_o es el parámetro de perfil (o también llamado, coeficiente de

distribución), el cual describe el efecto de velocidad y perfiles concentración; v_m es el flujo volumétrico (o velocidad promedio) de la mezcla y v_d es la velocidad de deslizamiento del gas, el cual describe el efecto de flotabilidad. La velocidad promedio de la mezcla está dada por la suma de las velocidades superficiales del líquido y del gas.

$$v_m = v_{sg} + v_{sl} = \alpha_g v_g + (1 - \alpha_g) v_l \quad (3.28)$$

Donde α_g es la fracción en volumen de gas en sitio, promediada en toda el área de la tubería. La velocidad promedio del flujo de la fase líquida está dado por la ecuación siguiente:

$$v_l = \frac{1 - \alpha_g C_o}{1 - \alpha_g} v_m - \frac{\alpha_g}{1 - \alpha_g} v_d \quad (3.29)$$

4. Empleando un modelo de Dispositivo de control de flujo específico

Esto es con la construcción de un modelo que represente el flujo sub-crítico a través de una válvula con una sección de área transversal específica.

Uno de ellos corresponde a ICDs de tipo laberíntico, el cual puede ser usado para el control del perfil de afluencia a lo largo del pozo horizontal o de un brazo, en el caso de un multilateral por la imposición de una caída de presión adicional entre la cara de la formación y la tubería de producción.

El otro corresponde a los cálculos de las caídas de presión transversal en un ICD que es colocado alrededor de una sección de la tubería y desvía la afluencia del fluido de la parte adyacente a la formación a través de un cedazo de arena y luego en una reducción en espiral antes de entrar a la tubería de producción. Finalmente, se tienen los ICDs autónomos que funcionan de manera similar a los ICDs en espiral.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN PRÁCTICA

4.1. SIMULACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL⁴⁶.

4.1.1. ESTIMACIÓN INICIAL DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO.

El estudio que se presenta a continuación es de un campo maduro con más de 30 años de historia de producción. El objetivo de la perforación de nuevos pozos es recuperar el aceite remanente en zonas donde se piensa que no han sido drenadas por los pozos ya existentes. Se muestran fuertes evidencias del avance de los contactos agua – aceite y gas – aceite, dejando una ventana muy reducida de aceite con muy buenas oportunidades.

A tal caso la opción viable para la recuperación de este aceite remanente es la implementación de pozos no convencionales en el yacimiento. El yacimiento está constituido de carbonatos naturalmente fracturados. La forma tradicional de explotar este yacimiento fue a través de la perforación de pozos verticales en el inicio de su explotación y recientemente con pozos desviados. Debido a que la ventana de aceite es reducida, se planteó la perforación de pozos horizontales. Las condiciones del tipo de yacimiento y la profundidad, mostraban que estos tipos de pozos tenían un riesgo muy grande. Pero la misma dinámica del yacimiento, exigía que este tipo de pozos no convencionales se implementara.

Se realizó un estudio de la zona donde se estaba planteado la perforación de este pozo, se revisó la sísmica y la parte geológica para amarrar muy bien la

trayectoria del pozo. Adicionalmente los estudios de yacimientos, mostraron que el contacto agua aceite, estaría a 40 metros de la trayectoria propuesta. Los estudios iniciales de producción de este pozo, arrojaron valores de 2000 a 3,000 STB/D de producción inicial de este pozo, lo cual sonaba muy alentador a los operadores económicos, para que dicho pozo fuera rentable a perforar.

Se diseñó una estrategia para el monitoreo en tiempo real y si llegase a ser necesario se modificaría la trayectoria del pozo sobre los resultados registrados a través de la perforación del pozo. El objetivo era lograr un pozo horizontal con 1000 m de desplazamiento horizontal, con el cual se alcanzaran los gastos de producción estimados. Debido a la cercanía del contacto agua – aceite, también se planteó que la terminación fuera con controladores de flujo. Esto para detener el avance del contacto de una forma rápida y se controlara el flujo a lo largo de todo el pozo. Se siguió un diseño propuesto sobre la base de distribución de permeabilidad a lo largo de la trayectoria del pozo. Dicha permeabilidad fue tomada del modelo estático que tiene el campo.

La información que se utilizó para estos análisis, fue la que se tenía al momento de realizar el estudio. Así que conforme se fuera teniendo resultados del seguimiento en tiempo real, se actualizarían los modelos para recalíbralos y así obtener una mejor trayectoria y terminación del pozo.

En la simulación de yacimientos, el modelo que abarca todo el yacimiento es con celdas de dimensiones: $\Delta x = 200$ m, $\Delta y = 200$ m y $\Delta z = 40$ m ($N_x = 112$, $N_y = 165$ y $N_z = 45$; 1,663,200 celdas por ser de doble porosidad). Este modelo no representa los fenómenos como son canalizaciones y conificaciones de los pozos, debido a lo grande que es el tamaño de la celda en Z. Para hacer un caso más real del campo, se creó un modelo sectorial que cuenta con 249,228 celdas activas (42 x 23 x 258 celdas en X, Y, Z) (110, 100, 6 metros de Δx , Δy , Δz). Se ajustó el flujo fraccional de agua, como se muestra en la **Figura 4.1**; para ajustar las condiciones iniciales de saturación de fluidos.

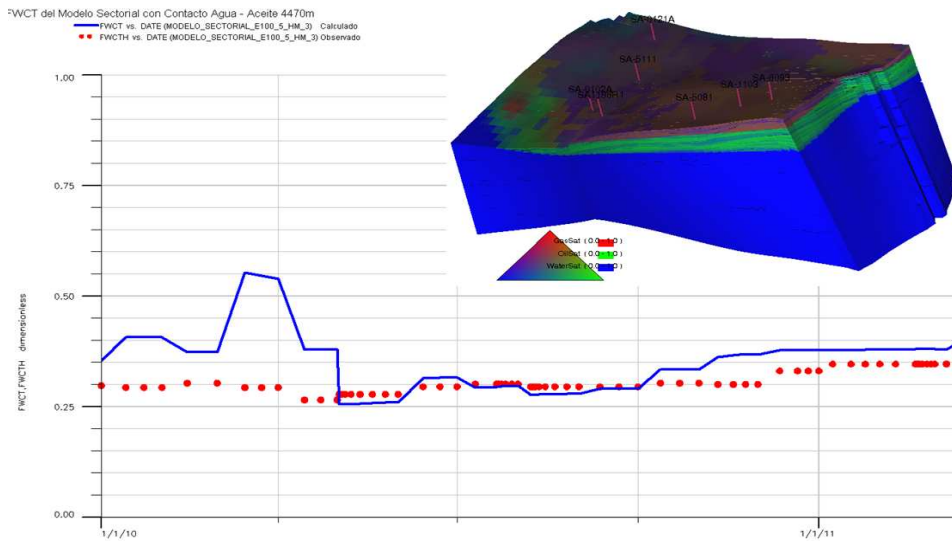


Figura 4.1. Ajuste del corte de agua del modelo sectorial.

Este modelo de simulación llevó a predecir que el pozo horizontal tendría una producción de 2,345 STB/D iniciales de producción, a lo largo de 1000 metros perforados horizontales en agujero descubierto.

El modelo sectorial mostró que el efecto de conificación a lo largo de la trayectoria del pozo se presentaría en los primeros 6 meses, tal cual se muestra en la **Figura 4.2**. Esto llevó a confirmar la necesidad de realizar una terminación inteligente en el pozo, mediante controladores de flujo a lo largo de la sección horizontal del pozo.

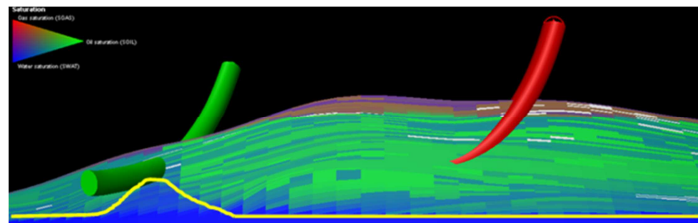


Figura 4.2. Simulación de la conificación de agua en el pozo horizontal.

4.1.2. CALIBRACIÓN DE LA INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL.

El pozo llevó una perforación muy apegada a los tiempos previstos en el diseño. No se tuvieron problemas durante la perforación hasta llegar al punto donde iniciaba la sección horizontal. La transmisión de datos en tiempo real fue muy oportuna y no mostró algún inconveniente en seguir con la trayectoria definida en el diseño. Se lograron 765 metros de sección horizontal. En algunos puntos la barrena cambió un poco el ángulo, haciendo una pequeña curvatura en el pozo en la primera parte, tal como se muestra en la **Figura 4.3**. En seguida se corrigió el ángulo para seguir perforando en casi 89°.

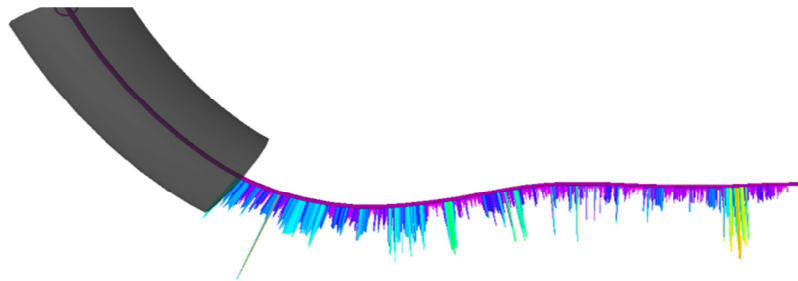


Figura 4.3. Trayectoria del pozo horizontal.

Los resultados de los registros en tiempo real mostraron una deficiencia muy grande en la interpretación del modelo estático actual. Se mostró una heterogeneidad a lo largo de la sección horizontal muy variada, lo cual no se tenía en el modelo tanto estático, como en el de simulación. En la **Figura 4.4** se muestra el registro del pozo en toda su sección horizontal.

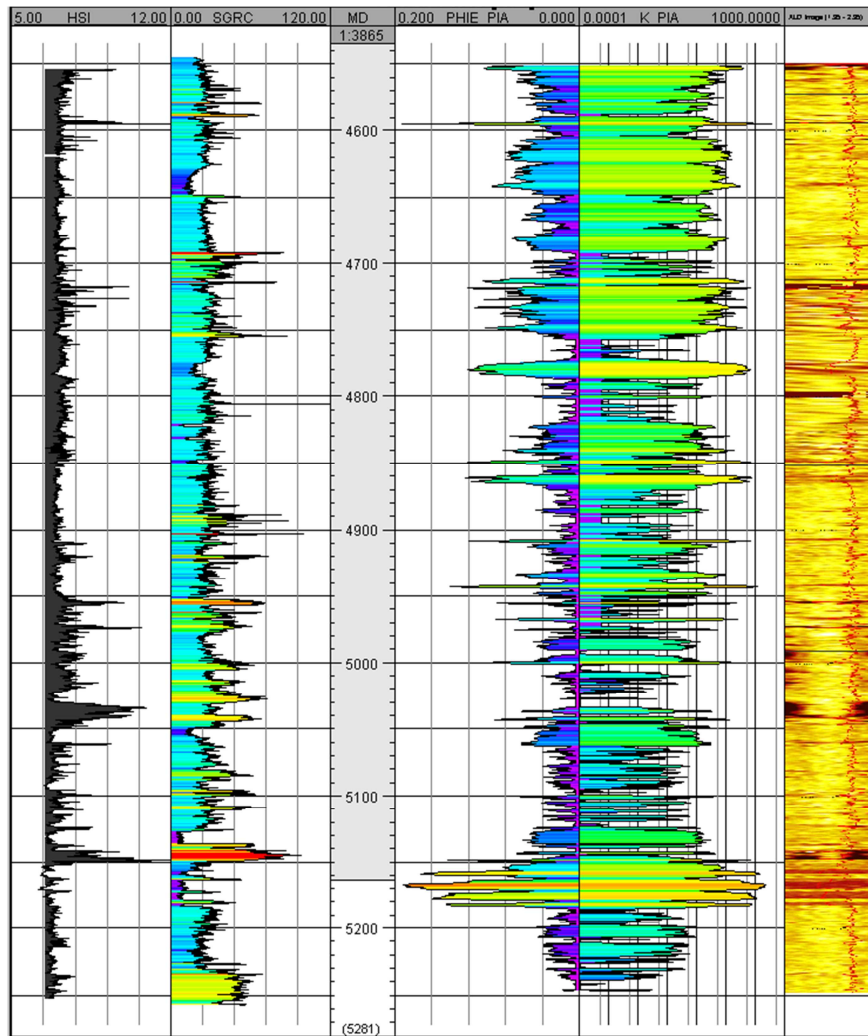


Figura 4.4. Registro del pozo horizontal.

Esta información llevó nuevamente a recalibrar los modelos estático y de simulación. Se volvió a realizar una nueva distribución de porosidad y permeabilidad; se dio peso al variograma en la dirección horizontal, para que en la propagación de las propiedades se pudieran representar las zonas donde se interpretan las fracturas, y estas puedan extrapolarse a lo largo del modelo. La nueva distribución de propiedades se muestra en la **Figura 4.5**.

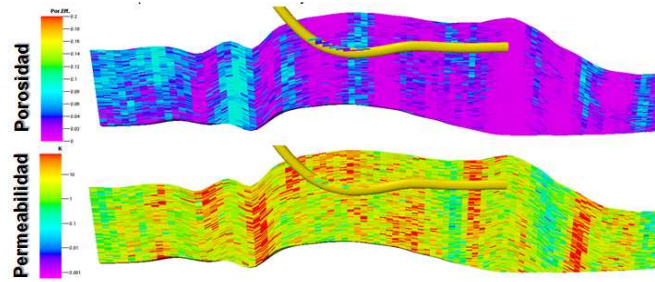


Figura 4.5. Distribución de la porosidad y permeabilidad del modelo.

4.1.3. MODELADO DEL YACIMIENTO CON DIFERENTES TIPOS DE MALLAS.

Del primer modelo sectorial se ajustaron las condiciones iniciales del yacimiento, tanto los contactos de fluidos, como del avance del agua a lo largo del modelo sectorial. Se realizó un segundo modelo sectorial para detallar la heterogeneidad presente en el yacimiento, sobre la base de los resultados obtenidos de los registros en tiempo real del pozo. El modelo realizado fue de 536,360 celdas (53 x 92 x 110 celdas en X, Y, Z respectivamente) (24, 24, 2 metros de Δx , Δy , Δz respectivamente); en un simulador de Aceite Negro. El modelo no tiene una frontera que represente el flujo de todo el campo hacia el refinamiento de este modelo de pozo; por tanto, los resultados son para el corto plazo.

4.1.4. DISEÑO DE LA TERMINACIÓN DEL POZO.

Con el perfil de permeabilidad se establecieron la distribución de los empacadores e ICDs a lo largo del pozo, tal como se muestra en la **Figura 4.6**. Se identificaron zonas con fracturas asociadas con alta permeabilidad y la restricción del flujo fue alta, con el objetivo de que las zonas con más baja permeabilidad puedan fluir de la misma manera que las otras. Con ello se trata de garantizar que el flujo a través de todo el pozo horizontal sea similar y las caídas de presión sean prácticamente iguales.

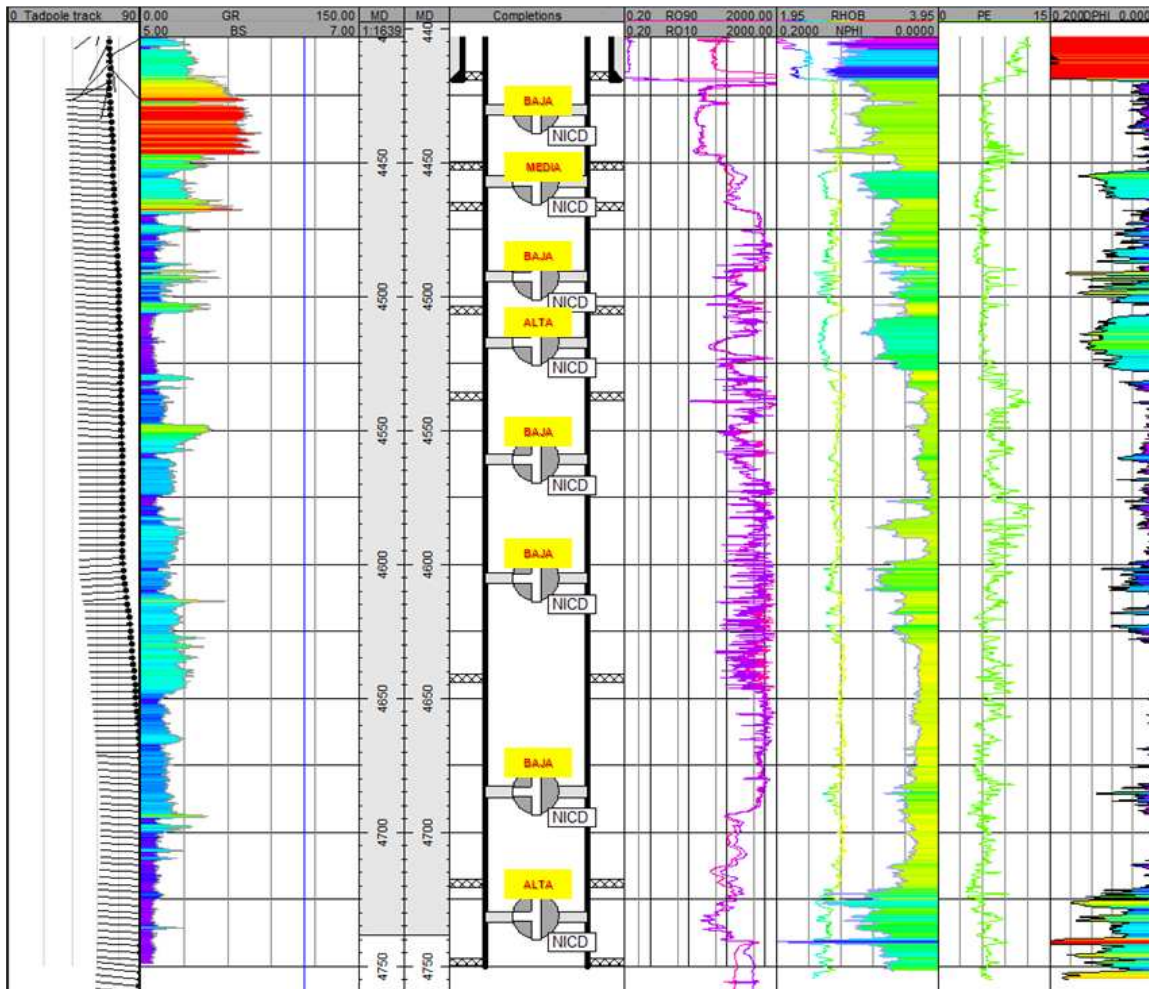


Figura 4.6. Distribución de los controladores de flujo a lo largo del pozo.

Cada una de las zonas identificadas en el pozo, fueron aisladas con empaques, asegurando que cada una de las zonas tenga el control de flujo correspondiente a los ICDs instalados.

4.1.5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS ARTIFICIALES.

La integración de todos los aspectos anteriores, dieron como resultado el modelo de simulación para poder predecir el comportamiento del pozo horizontal. Primeramente se hizo el comparativo entre dos modelos uno con el pozo a agujero descubierto y el segundo con el pozo con los controladores de flujo. Los resultados se muestran en la **Figura 4.7**. La línea color verde muestra el comportamiento del pozo sin los ICDs, como se puede observar el gasto de aceite es mayor al inicio, pero al final del tiempo la producción acumulada es mayor con el pozo que tiene ICDs; esto debido a que en este último se controla la producción y se hace que la vida productiva del pozo se alargue.

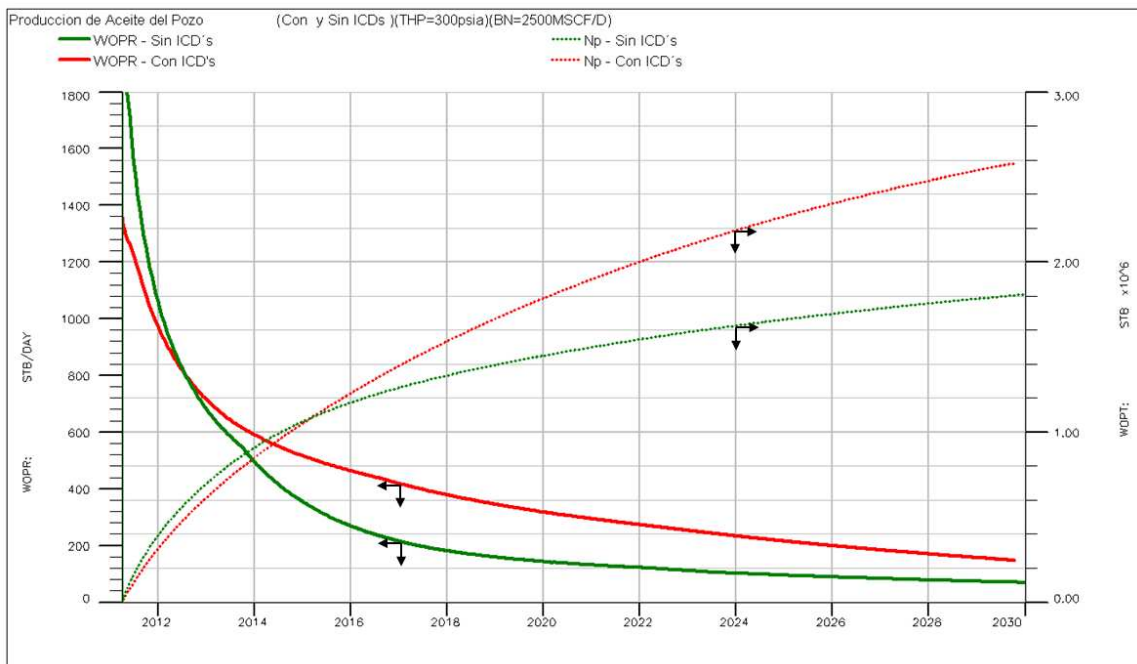


Figura 4.7. Comportamiento de producción de aceite del pozo sin y con ICD's.

La producción de agua en el pozo con agujero descubierto es mayor obviamente. En cambio el pozo con los controladores de flujo hace muy bien su función ya que los cortes de agua son pequeños (ver **Figura 4.8**). La producción

de agua no se puede controlar; pero si restringir su rápido avance en las zonas con fracturas o altas permeabilidades.

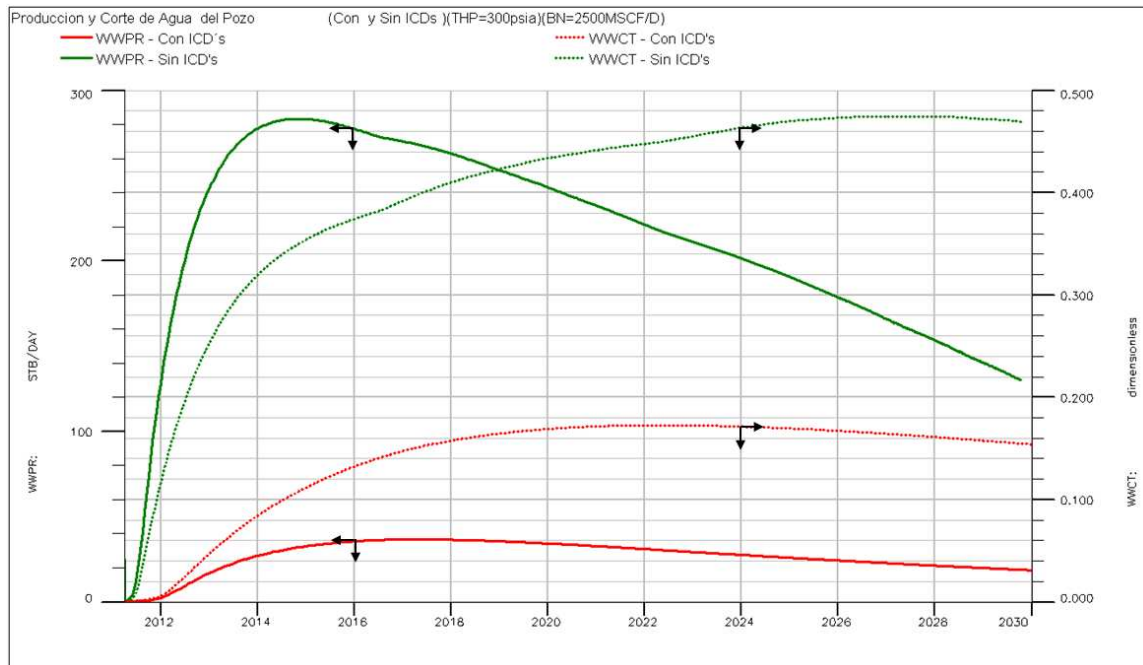


Figura 4.8. Comportamiento de producción de agua del pozo sin y con ICD's.

En la **Figura 4.9** se muestra el avance de los contactos agua – aceite y gas – aceite, resultado del control de la producción, hace que ambos contactos no avancen tan rápido; no así en el caso del pozo con agujero descubierto, ya que aquí se invade el pozo tanto de agua como de gas.

También se hicieron sensibilidades a la implementación de los sistemas artificiales. Se hicieron corridas con bombeo neumático y con bombeo electrocentrífugo. Los resultados se muestran en la **Figura 4.10**. El uso del bombeo electrocentrífugo proporciona más gasto de aceite que el bombeo neumático; pero también da una mayor cantidad de agua. Motivo por el cual el bombeo electrocentrífugo no se tomó en cuenta; ya que el objetivo de este tipo de

pozos es ahora el control de la producción para maximizar la recuperación de aceite y la menor cantidad de agua.

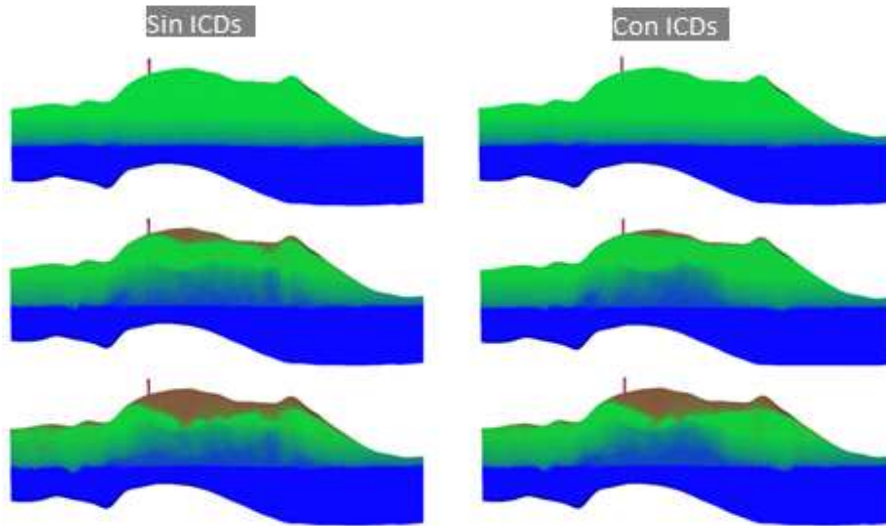


Figura 4.9. Avance de los contactos de fluidos en el pozo sin y con ICDs.

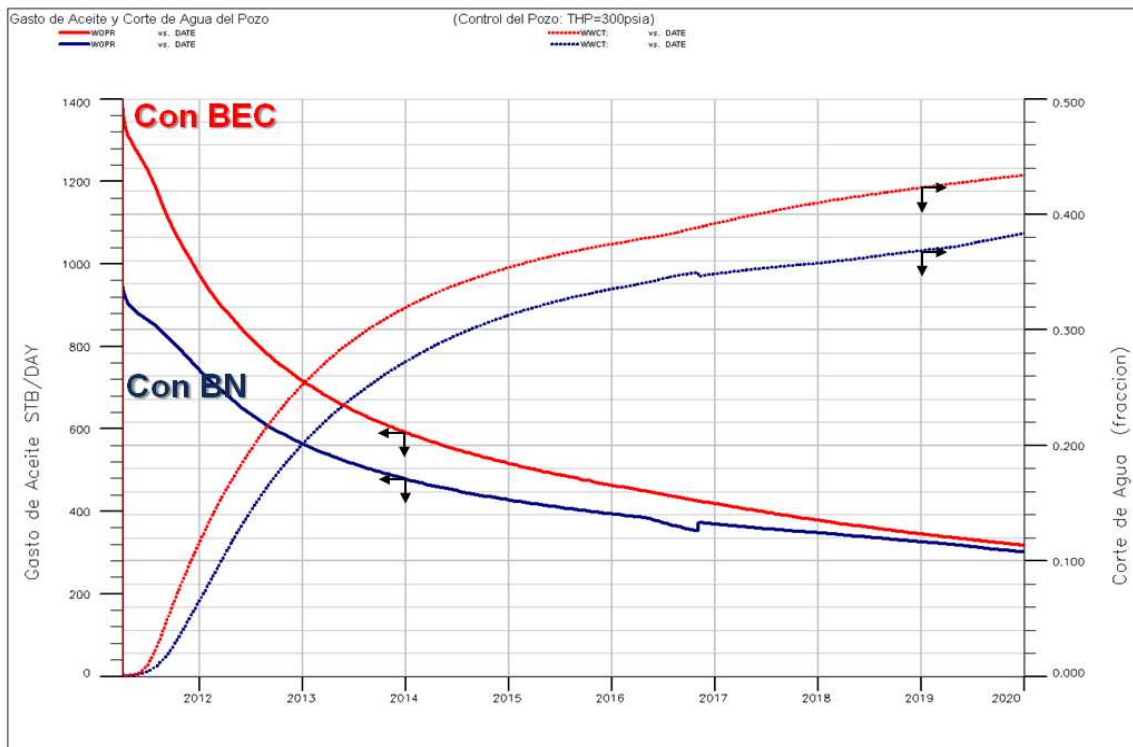


Figura 4.10. Comportamiento de la producción de aceite y agua con la implementación de SAP.

4.2. SIMULACIÓN DE UN POZO MULTILATERAL⁴⁷

La aplicación de la simulación a pozos no convencionales, aplica también a pozos multilaterales. El objetivo de ellos, como ya se menciono es tener mayor área de exposición en el yacimiento, tal cual se muestra en la **Figura 4.11**. El éxito del diseño de este tipo de pozos, también es el monitoreo de la perforación y el correcto análisis de la información que de ella se obtenga.

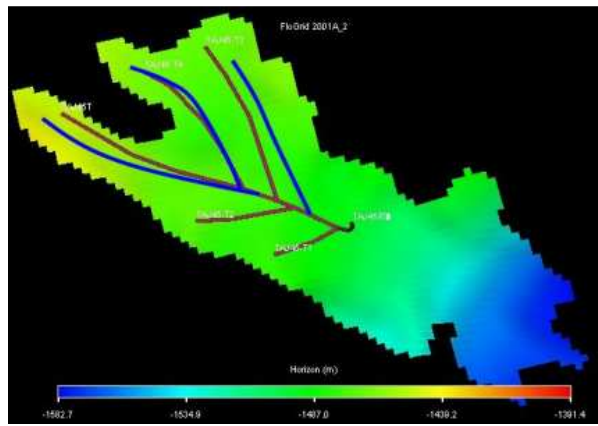


Figura 4.11. Diseño de un pozo multilateral en un yacimiento.

El diseño de estos pozos en arenas tiene que ser muy preciso; ya que el espesor de las arenas suele ser muy reducido en algunos casos. En este caso, se requirió una interpretación del modelo estático de una forma fina, ya que el espesor de la arena es de 20 metros en promedio. En la **Figura 4.12**, en color vino se muestra el diseño de la trayectoria del pozo planeado y en color azul la trayectoria del pozo real. Esto mismo se puede observar en la **Figura 4.11**.

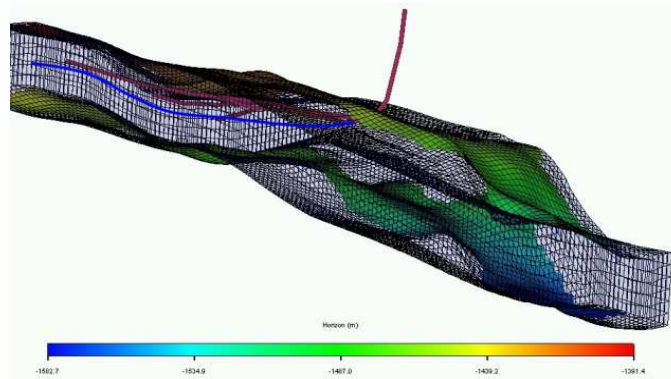


Figura 4.12. Trayectoria diseñada y real de un pozo multilateral.

El primer análisis que se realizó fue para ver si no habrá interferencia entre los brazos del pozo multilateral. Mediante un modelo de simulación, se corrieron diferentes escenarios en los cuales se perforaban diferentes pozos, simulando cada una de las ramas. Mediante este análisis se llegó a trayectorias que no interfirieran una con otra.

El segundo análisis fue para ver el contra flujo en el pozo. Esto hizo ubicar las dos primeras ramas del lado izquierdo, tal como se muestra en la **Figura 4.11**, en zonas depresionadas, lo cual ocasionaría un contra flujo en el pozo y robaría productividad al pozo en cuestión.

El tercer análisis fue examinar la terminación del pozo, las zonas como mayor transmisibilidad que fueran mayor productivas con respecto a otras. De ahí proponer controladores de flujo que permitan que las caídas de presión sean proporcionales a lo largo de todo el pozo.

En este tipo de pozos se requiere hacer un análisis detallado de cada uno de los puntos que se describieron anteriormente. Esto llevará tener un pozo con mayor productividad.

Otro punto interesante a analizar es la heterogeneidad, si bien en las arenas se pudiera considerar una cierta homogeneidad en la zona de drene del pozo; en yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados, no es sencillo, ya

que en estos son de alta heterogeneidad y con probabilidad de tener fracturas de alta conductividad. Para ello es necesario hacer un análisis de la geología más detallada, para ubicar este tipo de zonas.

4.3. SIMULACIÓN DE UN POZO HIDRÁLICAMENTE FRACTURADO⁴⁸

Otro pozo no convencional, son los pozos hidráulicamente fracturados. Estos pozos son necesidad en yacimientos de arenas de baja permeabilidad, en yacimientos de shale gas y shale oil. Aquí se presenta un ejemplo de un yacimiento de aceite en una arena de baja permeabilidad. Este tipo de pozos tiene un muy bajo factor de recuperación, si el pozo no se fractura. El objetivo es tratar de que la fractura hidráulica abarque una extensión grande a lo largo de la longitud de la fractura y conecte más yacimiento. En la **Figura 4.13** se muestra el área de la arena y se muestran los pozos que tienen fractura hidráulica.

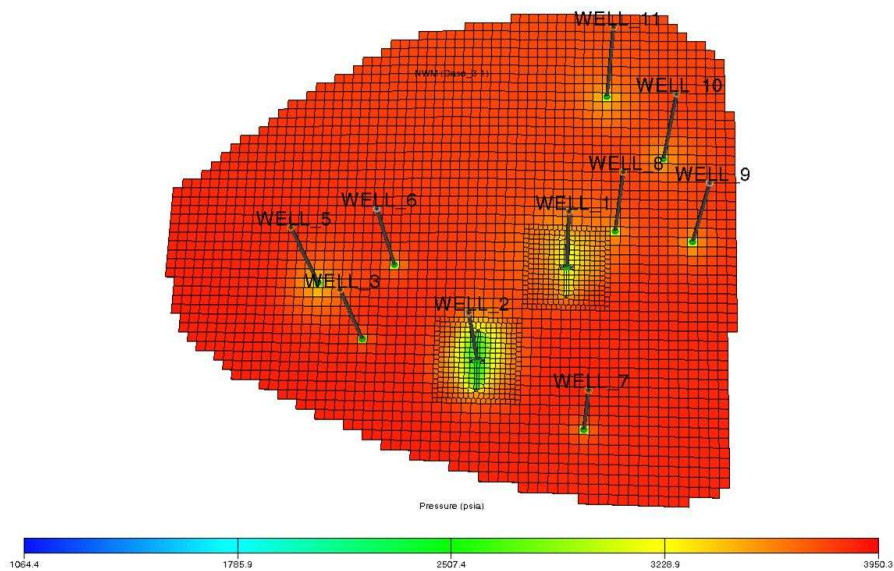


Figura 4.13. Pozos simulados con fractura hidráulica.

Los pozos tienen estimados un radio de drene de 200 metros. Se realizó tres escenarios de predicción de los pozos: sin fractura, con una fractura de longitud de 50m y con una fractura de 150m. Esto se muestra en la **Tabla 4.1**. Como se puede observar hay una diferencia grande en los factores de recuperación entre el pozo con y sin fractura.

	OOIP	Sin Fractura		Fractura xf = 50 m		Fractura xf = 150 m	
	$r_w = 200$ m	Np	Fr	Np	Fr	Np	Fr
	STB	STB	%	STB	%	STB	%
WELL_1	2,732,230	35,258	1.290%	228,225	8.353%	274,500	10.047%
WELL_2	2,061,861	38,465	1.866%	32,100	1.557%	113,250	5.493%

Tabla 4.1. Resultados de los escenarios simulados sin y con fractura hidráulica.

Ahora bien, el diseño de la fractura es una parte importante. Es necesario tener en consideración cada uno de los parámetros del yacimiento, para realizar un diseño óptimo de la fractura; adicionalmente evaluar económicamente estos para ver la factibilidad de que la fractura sea posible.

La simulación de este tipo de pozos, requiere de información precisa para poder tener el mejor escenario de predicción. Se ha observado que hasta la misma dirección de la fractura tiene resultados diferentes, esto debido a la alta heterogeneidad y anisotropía que tienen estos yacimientos. En la **Figura 4.14**, se muestran los parámetros de diseño del modelo de simulación de la fractura hidráulica.

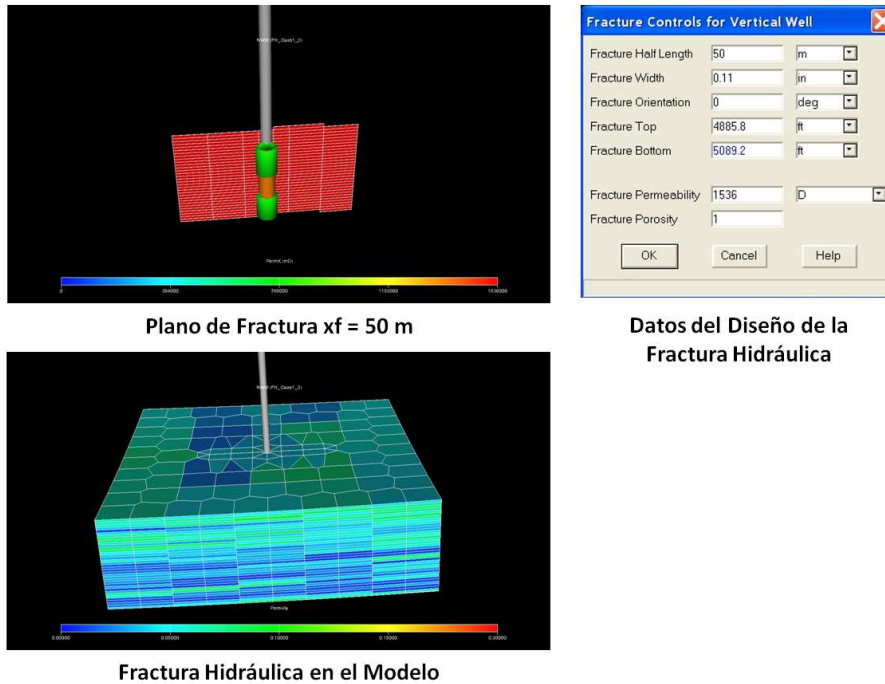


Figura 4.14. Diseño de Pozos Simulados con Fractura Hidráulica.

Ahora bien, el diseño de la fractura es una parte importante. Es necesario tener en consideración cada uno de los parámetros del yacimiento, para realizar un diseño óptimo de la fractura; adicionalmente evaluar económicamente estos para ver la factibilidad de que la fractura sea posible.

Numéricamente la fractura puede ser representada de varias maneras. La forma más sencilla y práctica es considerar un kh mayor al de la formación y un factor de daño negativo. Esto hace manejable este tipo de pozos en un modelo de simulación completo con una gran cantidad de pozos hidráulicamente fracturados. Este tipo de representaciones hace que se pierdan varios parámetros que involucran en si un fracturamiento hidráulico.

La forma de representarlos en este trabajo, fue realizar un mallado no estructurado en la cercanía del pozo, mediante un refinamiento local en el modelo de simulación de toda la arena. En este tipo de mallas se pueden tener dificultades, ya que son volúmenes muy pequeños en la cercanía del pozo con alta

transmisibilidad, conectados a volúmenes mucho más grandes que estos y con una transmisibilidad menor. Para ello es recomendable hacer un mallado logarítmico en la cercanía del pozo, la cual representa la fractura y esto haga volúmenes graduales en esta zona.

Los parámetros que se manejan al realizar este tipo de mallado es tener en cuenta los principales parámetros que tiene una fractura hidráulica, la longitud, el ancho, la orientación y la permeabilidad que se busca tener, tal como se muestra en la **Figura 4.14**.

Una vez realizados los refinamientos locales que representen las fracturas en el modelo de simulación, es necesario encontrar valores óptimos en el tipo de solución del modelo numérico. Esto significa tener controlados los pasos de tiempo, el número de iteraciones lineales, el número de iteraciones no lineales y los rangos de tolerancia. Una combinación de estos parámetros es necesaria para que este tipo de modelos pueda trabajar.

4.4. EVALUACIÓN DE RECURSOS BASADO EN PROYECTO⁴⁹.

El proceso de evaluación de recursos consiste en la identificación de un proyecto o proyectos de recuperación asociados con acumulación(es) de aceite, una vez establecido el proyecto, y de ser factible técnicamente, la siguiente etapa es la evaluación económica del mismo. Así los proyectos se clasifican de acuerdo a su grado de maduración o la opción de comerciabilidad basado en el porcentaje de aceite en sitio que será recuperada.

Cada proyecto es aplicado a un desarrollo en específico generando una única producción y esquemas de flujo de efectivo. La relación de la recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés) y el volumen total inicial en sitio, define la eficiencia de recuperación final para el desarrollo del proyecto(s). Un proyecto puede ser definido a diferentes niveles y etapas de madurez, ya que

puede incluir uno o varios pozos y producción asociada e instalaciones de procesamiento. Además, puede desarrollar varios yacimientos o varios proyectos ser aplicados a un mismo yacimiento. Cada propiedad tiene un único contrato de derechos y obligaciones incluyendo los términos fiscales. Dicha información permite la definición de la participación de cada parte de los volúmenes producidos (derecho) y la participación en las inversiones, ingresos y egresos para cada proyecto de recuperación. Una propiedad puede tener varios yacimientos o un yacimiento abarcar varias propiedades (ver **Figura 4.15**).

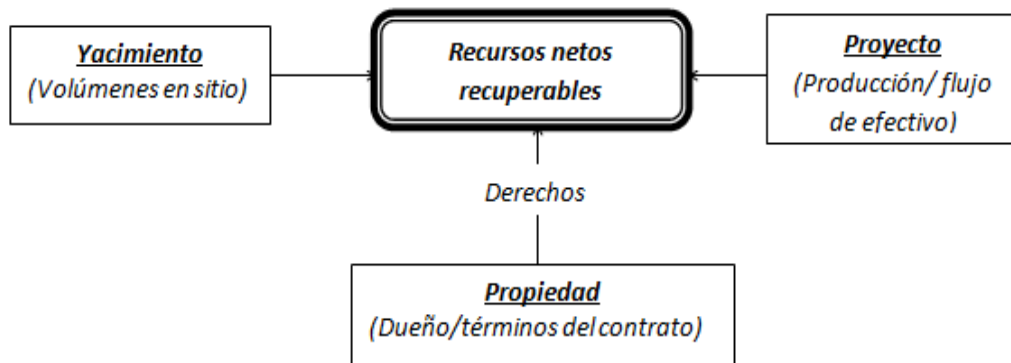


Figura 4.15. Diagrama de la evaluación de recursos⁴⁹.

No todos los planes de desarrollo técnicamente factibles son comerciales. La viabilidad comercial de un proyecto de desarrollo depende de un pronóstico de las condiciones que existirán durante el periodo de tiempo abarcado por las actividades del proyecto. Las “condiciones” incluyen los factores tecnológicos, jurídicos, sociales, ambientales y gubernamentales. Mientras que los factores económicos se pueden resumir como los costos previstos y precio de productos, las influencias subyacentes incluyen, pero no se limitan a, las condiciones del mercado, el transporte y la infraestructura de procesamiento, las condiciones fiscales y los impuestos.

Los volúmenes de recursos que se estiman son aquellos volúmenes producibles de un proyecto medido de acuerdo a las especificaciones de entrega en el punto de venta o transferencia. La producción acumulada desde la fecha de evaluación hacia adelante a la suspensión de la producción, es la cantidad recuperable restante. Con la suma de los flujos netos de efectivo anuales asociados al proyecto, se obtiene el estimado de los ingresos netos futuros. Cuando los flujos de efectivo se actualizan de acuerdo con una tasa de descuento y periodo de tiempo definido, la suma de los flujos de caja descontados se denomina valor presente neto (VPN) del proyecto.

Dado que la evaluación económica y de recursos no es tema del presente trabajo, únicamente se da la pauta para que se analice en trabajos posteriores para el caso de los proyectos en el que se trabaje con los pozos que se ha abordado en esta tesis.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

1. La complejidad de los objetivos a perforar determinan la dificultad y el diseño de los pozos, haciendo que la industria este en constante innovación tecnológica; de modo que hasta hace apenas algunas décadas naciera el término de pozos no convencionales para nombrar aquellos pozos que rayaban en no ser verticales o con una relación desviación horizontal-profundidad (DH/TVD) de más de 2.
2. Con la tecnología de la perforación direccional orientable, es posible perforar desde pozos DLA hasta complejos pozos multilaterales que en estructura varían de acuerdo al tipo de geología y de estructura en la que se encuentra el objetivo; para el caso de desarrollo de campos, poder explotar las reservas aisladas desde un solo pozo madre previamente existente.
3. Las terminaciones inteligentes han venido a revolucionar los métodos de control y manejo de los pozos remotos. El grado de inteligencia de los campos digitales desembocan en la infraestructura SCADA de los mismos. Los dispositivos ICDs controlando las conificaciones, efectos talón-punta en los pozos horizontales y controlando las aperturas en cada una de las zonas disparadas.
4. El modelado del yacimiento es un paso antes de la simulación, de modo que implica la recopilación de información del pozo o del grupo de pozos a simular. El modelado estático y dinámico implica construir modelos geológicos, petrofísico, geoestadísticos y realizar pruebas de presión, revisar historiales de presión, saturaciones, de producciones, etc.; así como realizar correlaciones y escalar el modelo estático para obtener un modelo que pueda soportar el simulador.
5. La simulación de yacimientos demanda gran cantidad de memoria computacional, lo cual restringe la cantidad de celdas que debe contener el

modelo. La solución para poder realizar simulaciones integrales, es la construcción de modelos sectoriales, haciendo refinamientos en la malla de simulación dentro de sectores de interés para crear sub-modelos que sean representativos del avance de fluidos.

RECOMENDACIONES:

Es importante hacer énfasis en las simulaciones no convencionales donde los modelos sectoriales son de suma importancia, pero en las simulaciones convencionales también es importante implementarlos para minimizar los errores de simulación como los son al modelar las heterogeneidades del yacimiento.

En la medida de lo posible, en los desarrollos de campos; la implementación de las tecnologías es indispensable para realizar optimizaciones y recuperaciones de aceite cada vez mejores. Como se ha tratado en el presente trabajo, los pozos no convencionales vienen a ser opciones para la explotación de objetivos que con los pozos verticales no son totalmente factibles.

BIBLIOGRAFÍA

1. Bennetzen, Bjarne; Fuller, John & Colaboradores. Pozos de alcance extendido. *Oilfield Review*, otoño del 2010; N0. 3. Schlumberger.
2. Energy Information Administration, office of Oil and Gas U.S Department of Energy; Washinton DC. *Drilling Sideways – A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*. April, 1993.
3. Fraija, José; Ohmer, Hervé; Pulick, Tom; *Et Al.* Nuevos aspectos de la construcción de pozos multilaterales. *Oilfiel Review*, Invierno 2002/2003.
4. Dyer, Stephen; El-Khazindar, Yasser; Reyes, Ángel; *Et Al.* Terminaciones Inteligentes: Manejo automatizado de pozos.
5. Ellis, Tor; Erkal, Alpay; Goh, Gordon; *Et Al.* Dispositivos de control de influjo: Perfeccionamiento de los estándares. *Oilfield Review*, Invierno 2009/2010.
6. Sánchez, Mariano and Tibbles, Ray. Frac Packing: Fracturing For Sand Control. *Middle East & Asia Reservoir Review*. Number 8, 2007.
7. Jadid B. Maharon; Lyngholm, Arne; *Et Al.* La presión aumenta: Innovaciones en sistemas de levantamiento artificial por gas. *Oilfield Review*, primavera 2007.
8. Fleshman, Roy; Harryson and Lekic, Obren. Artificial Lift for High-Volume Production. *Oilfield Review*, Spring 1999.
9. Kashikar, Sudhendu. New Frontiers in Direcctional Drilling. *Middle East & Asia Reservoir Review*. Number 6, 2005.
10. Bremner, Chad; Harris, Grant; Kosmala, Alex; *Et Al.* Tecnologías en evolución: Bombas eléctricas sumergibles.
11. Curtis, Carl; Kopper, Robert; Decoster, Eric; *Et Al.* Petróleo Pesado. *Oilfield Review*, Invierno 2003/2003.
12. Brown, Kenneth; Hawkins, James; *Et Al.* Tecnología de pozos inteligentes en el almacenamiento subterráneo de gas. *Oil Field Review*. Verano de 2008.

13. Satter, Abdus; Thakur C. Ganesh. Integrated Petroleum Reservoir Management; A team approach. PennWell Publishing Company; Tulsa, Oklahoma. 1994.
14. Arana Ortiz, Víctor H; Trujillo Escalona, David; Sánchez Vela, Juventino. Apuntes de simulación numérica de yacimientos. Facultad de Ingeniería UNAM.
15. Villamar Viguera, Manuel. Apuntes de caracterización estática de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2009.
16. Castro Herrera, Israel. Apuntes de caracterización dinámica de yacimientos. Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010.
17. Estudios Integrados de Yacimientos. Gerencia Técnica PDVSA
18. Jiménez Guerrero, Martín. Caracterización integral de yacimientos: Integración de datos de registros de pozos con atributos sísmicos usando Geoestadística. Tesis de Maestría, FI 2005.
19. Martell Andrade, Bernardo. Apuntes de Petrofísica y registros Geofísicos de pozos. FI, UNAM.
20. Administración Integrada de Yacimientos. IMP-PEMEX. Junio 2006.
21. Ekwere J. Peters. Petrophysics. Department of petrophysics & Geosystem Engineering, The University of Texas at Austin.
22. Bourdet, Dominique. The use of advanced interpretation models; Handbook of Petroleum Exploration and Production 3. Elsevier 2002.
23. Escobar, H. Freddy. Análisis Moderno de Presiones de Pozo. Noviembre del 2003.
24. Cinco Ley, Heber. Apuntes de Caracterización Dinámica de Yacimientos. FI UNAM.
25. Kuchuk, Friki & Saleri, Nansen. Predicting the unpredictable; a decade of reservoir decisions. Middle East Evaluation review. Number 18, 1997.
26. Corvi, Peter; Heffer, kes; King, peter; *Et Al*. Reservoir characterization using expert knowledge, data and statistics. Oil field review, January 1992.
27. D. W. Peaceman. Interpretation of well-block Pressures in Numerical Reservoir Simulation. Exxon Production Research Co, Houston. June 1978.

28. D. W. Peaceman. Interpretation of well-bore Pressure in Numerical Reservoir Simulation with Non-Square grid blocks and Anisotropic Permeability. SPE 10528, Junio 1983.
29. Rodríguez de la Garza, Fernando. Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos; Modelado de Pozos.
30. Ordoñez B., Any C. Modelo de pozos en Simulación numérica de yacimientos. Trabajo especial de grado, Junio 2007.
31. J., Holmes; K., Neylon; B., Youngs. Multisegment well modeling optimizes inflow control devices. World Oil, Mayo 2010.
32. Tecnología aplicada en exploración y producción petrolera. <http://www.temple.mx/>.
33. Schlumberger. ECLIPSE Technical Description 2009.
34. Adamson, Gordon; Crick, Martin; Gane, Brian; *Et Al.* Simulation Throughout the life of a reservoir. Oilfield review, summer 1996.
35. Bourgeois, Daniel; Tribe, Ian; Christensen, Rod; *Et Al.* Mejoras en la colocación de pozos con el modelado durante la perforación. Oilfield Review, Primavera de 2007.
36. Saleri G. Nansen. "Learning" Reservoirs: Adapting to Disruptive Technologies. Saudi Aramco. March 2002.
37. Gou Xiao; Du Zhimin; *At Al.* The use of Integrated Simulation in Decision-Making for the Development of Qiaokou Oil-rim Gas Condensate Field. March 2004. SPE 87066.
38. Aziz, Khalid. Reservoir simulation grids: opportunities and problems. Stanford University. SPE 25233. 1993.
39. Mattax, Calvin C.; Dalton R. Reservoir simulation; SPE Monograph, Vol. 13. 1990.
40. Abou-Kassem, Jamal H.; *Et Al.* Basic applied reservoir simulation. SPE Text Book series. Richardson, Texas; 2001.
41. Holmes, J. A; *Et Al.* Drift-Flux Modeling of multiphase flow in wellbores. SPE 84228. 2003.

42. Hurtado S.V. Fernando; Cordazzo, Jonas; *Et Al.* Advanced numerical techniques for improving reservoir simulation. Instituto Brasileiro de petróleo e gas. 2006.
43. Brown, Kenneth; Hawkins, James; *Et Al.* Tecnología de pozos inteligentes en el almacenamiento subterráneo de gas. Oil Field Review. Verano de 2008.
44. Luca, Consentino. Encyclopedia of hydrocarbons. Static Reservoir Study. Volume I: exploration, production and transport.
45. PEMEX. Las reservas de hidrocarburos de México, evaluación al 1 de enero del 2004.
46. Osorio Peralta, Oscar; Amador Hernandez, Mateo; Perez Herrera, Rafael; “Comportamiento de Pozos Horizontales con Controladores de Flujo modelados en un Modelo de Simulación Sectorial”; Jornadas Técnicas de la AIPM Villahermosa 2011.
47. Osorio Peralta, Oscar; Rodriguez Domínguez, Juan Manuel; “Simulación Matemática de Pozos Multilaterales en el Campo Tajin”; Congreso Mexicano del Petróleo 2002 - CIPM Mexico D. F. 2002.
48. Osorio Peralta, Oscar; Guzmán Tirado, Javier; “Simulación de Pozos Hidráulicamente Fracturados con ECLIPSE”; Congreso Mexicano del Petróleo 2002 - CIPM Mexico D. F. 2002.
49. Petroleum resources management system. SPE (Sociedad de Ingenieros Petroleros), AAPG (Asociación de Geólogos Petroleros), SPEE (Sociedad de Ingenieros Petroleros Evaluadores).