

PASANTÍA LARGA

**REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA PREDICCIÓN DE LA
PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE LA EVALUACIÓN DEL FLUJO NO
DARCY EN EL CAMPO COSTA AFUERA DOLPHIN, TRINIDAD Y
TOBAGO.**

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Martínez G. Dubraska C.

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

PASANTÍA LARGA

**REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA PREDICCIÓN DE LA
PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE LA EVALUACIÓN DEL FLUJO NO
DARCY EN EL CAMPO COSTA AFUERA DOLPHIN, TRINIDAD Y
TOBAGO.**

Tutor Académico: Profa. Evelyn Azuaje

Tutor Industrial: Ing. Angel Guerrero

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de Venezuela

Por la Br. Martínez G. Dubraska C.

Para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2012

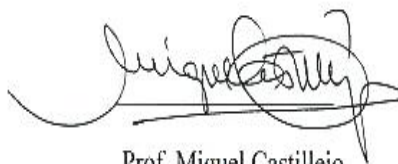
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Dubraska C. Martínez G. titulado:

“Reducción de la incertidumbre en la predicción de la producción de gas a partir de la evaluación del flujo no Darcy en el Campo Costa Afuera Dolphin, Trinidad y Tobago”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniera de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por la autora, lo declaran APROBADO.



Prof. Alexis Gammiero
Jurado



Prof. Miguel Castillejo
Jurado



Profa. Evelyn Azuaje
Tutor Académico



Ing. Angel Guerrero
Tutor Industrial




**Escuela de Ingeniería de Petróleo
Facultad de Ingeniería-UCV**


ACTA

Quienes suscriben, integrantes de la totalidad del jurado examinador del Trabajo Especial de Grado, titulado: **“REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE LA EVALUACIÓN DE FLUJO NO DARCY EN EL CAMPO COSTA AFUERA DOLPHIN, TRINIDAD Y TOBAGO”**, presentado por la Br. DUBRASKA MARTÍNEZ, titular de la Cédula de Identidad No. 18.727.988. Para optar al título de Ingeniero de Petróleo, acordaron por unanimidad solicitarles a las autoridades correspondientes de la Facultad de Ingeniería, tengan a bien otorgar **MENCIÓN HONORÍFICA** al Trabajo de Grado antes mencionado.

Esta solicitud se hace con base a la originalidad del enfoque utilizado para tratar el tema presentado y a la excelencia, tanto de su contenido como de su presentación formal, atributos que lo convierten en una fuente de referencia útil.

Se levanta la presente Acta en Caracas, a los veinticinco (25) días del mes de mayo del año dos mil doce.


Prof. Miguel Castillejo
Jurado Principal


Prof. Alexis Gammiero
Jurado Principal


Prof. Evelyn Azuaje
Tutora Académica



DEDICATORIA

Detrás de una vida llena de obstáculos, sobreponiéndose al pienso de muchos y saliendo adelante en cada instante sin mirar atrás ha estado Mi Madre por quien hoy soy lo que soy y a quien agradezco haberme permitido la oportunidad de perseguir mis metas y apoyarme hasta alcanzarlas, siempre de la mano con un consejo y una palabra de aliento. Es a ti Rosa a quien dedico con el más profundo afán la culminación de este T.E.G.

Vale la pena adicionar a esta dedicatoria a dos personas que al igual que mi madre me han brindado su apoyo incondicional por encima de cualquier vicisitud y quienes forman parte vital de mí, y a quienes agradezco de todo corazón todo lo que han hecho y todos los instantes que me han brindado su compañía. Mi madre Biagney y mi hermano Rafael.

Ustedes me hacen aún creer en que hay grandes héroes en pequeños lugares del mundo, que quizás no todos conozcan, pero aquellos quienes sí, habrán tenido el honor de ser testigos de sus obras. Para mí, ustedes son mis héroes.

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, ser supremo del cual me siento totalmente abrigada y que toda la vida me ha bendecido, en especial durante este trayecto en el que he podido darme cuenta lo inimaginablemente bendecida que me siento a cada instante y quien no me ha desamparado en momento alguno. En la fortaleza de Dios está la puesta en marcha de mis metas y en su caridad y apoyo están mis logros.

A mi Madre Rosa Guanipa quien es el pilar de mi vida y mi mayor incentivo para salir adelante en la vida, plantearme nuevas metas, nuevos retos y esforzarme para cumplirlos. Te agradezco de todo corazón todo lo que siempre ha hecho por mí. No hay recompensa más grande que se compare con el hecho de que seas mi madre.

A mi Mama Biagney Ontiveros, quien forma parte de ese motor que impulsa mis acciones, de la que además siempre he recibido una mano extendida dispuesta a darme su apoyo y levantarme en las dificultades. A quien agradezco cada consejo y cada reflexión. Eres el ángel más hermoso que ha podido enviar Dios a cuidarme.

A mi hermano Rafael, quien ha crecido a mi lado, siempre velando por mi bienestar, que me ha enseñado durante todo este tiempo juntos a luchar, a esforzarme y a madurar. Persona que además admiro y a quien le deseo el mayor de los éxitos porque se lo merece. En el agrado de tu compañía he crecido y no hay mayor privilegio que el de ser tu hermana.

A mi mejor amigo Alejandro Cropper, de quien he aprendido a mirar en cada instante que pasa frente a mis ojos el verdadero significado de vivir y el valor de un pensamiento profundo, quien me ha ayudado a encontrarme a mi misma y que ha estado en el lugar preciso con la palabra correcta. El paso del tiempo definirá nuestras vidas pero tu amistad será siempre invaluable.

A la Ilustre Universidad Central de Venezuela, por ser la madre del conocimiento que he adquirido en el ámbito personal y profesional. El sentimiento Ucevista es el orgullo de mi corazón cada día.

A mis familiares quienes se han compartido conmigo en el ceno del hogar y me han demostrado el valor de una familia unida, valor que llevo como bandera.

A mi tutora académica Evelyn Azuaje quien me ha brindado su apoyo en cada momento que necesité durante este paso importante de mi formación profesional. De quien, por encima de lo que muchos podrían pensar, sus visiones de formación profesional en la Escuela de Petróleo son el día a día de la vida laboral.

A la empresa CHEVRON por darme la oportunidad de desarrollar el T.E.G que me permitiría culminar mi formación profesional, pero ante todo el privilegio de haber formado parte de un equipo de profesionales con los más altos estándares de la industria petrolera.

A mi tutor industrial Angel Guerrero, quien me brindó su apoyo en el transcurso de este T.E.G y que me guió en el momento que lo necesité con la mejor disposición y dándome libertad de poner en marcha mis ideas.

A mi co.-tutor industrial Alejandro Lerza, quien nunca dijo que no ante mis dudas y me apoyó de la manera más elocuente y amigable en los instantes que solicité su ayuda.

Al equipo de profesionales que forman parte del Departamento de Subsuelo para CVX PLC, nueve personas muy capacitadas y siempre dispuestas a brindarme su ayuda y compartir sus enseñanzas de la mano con la disposición de ofrecerme su amistad y sus consejos: Carlos, Esmirna, Gabriela, Siara, Javier, Pablo, Jimmy, Luis, Lilibeth.

Martínez G. Dubraska C.

**REDUCCIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA PREDICCIÓN
DE LA PRODUCCIÓN DE GAS A PARTIR DE LA EVALUACIÓN
DEL FLUJO NO DARCY EN EL CAMPO COSTA AFUERA
DOLPHIN, TRINIDAD Y TOBAGO**

**Tutor Académico: Profa. Evelyn Azuaje. Tutor Industrial. Ing. Angel Guerrero.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, Universidad Central de Venezuela.
Facultad de Ingeniería. Escuela de Petróleo. Año 2012. 125 Pág.**

Palabras Clave: Darcy, Probabilidad, Predicción, Correlaciones, Optimización del proceso de simulación.

RESÚMEN. El Campo Dolphin está localizado en la costa marina de Trinidad y Tobago, en la cuenca Columbus donde BgTT y Chevron poseen el 50% de interés cada uno. Con el fin de reducir la incertidumbre en la predicción de la producción del gas se estudió la correspondencia de 18 correlaciones del factor de resistencia inercial, aspecto clave que influencia la capacidad de producción de los pozos de gas debido al fenómeno del comportamiento del flujo a altas velocidades, especialmente en las cercanías del pozo. Dicho factor se ha convertido en un parámetro determinante en las condiciones de flujo en pozos de gas. Se obtuvo el factor de daño dependiente de la tasa en siete (7) pozos productores de gas utilizando los resultados previos de pruebas multi-tasa y análisis de pruebas transcientes; y se comparó con el Coeficiente de Flujo No Darcy (CFND) estimado usando 18 correlaciones para el factor beta (β). El estudio detallara un enfoque probabilístico usando correlaciones para proveer un mejor estimado del daño debido al flujo no-Darcy de los campos de ECMA. Puesto que ninguna correlación se ajustó correctamente a los datos reales, se desarrolló una nueva correlación para el Factor de Resistencia Inercial para la evaluación del CFND futuro en nuevos pozos del campo Dolphin y campos análogos, mediante optimización metaheurística.

DEDICATORIA.....	iv
AGRADECIMIENTOS.....	v
RESÚMEN.....	vii
LISTA DE FIGURAS.....	x
LISTA DE TABLAS.....	xiii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.2.1. Objetivo General.....	5
1.2.2. Objetivos Específicos.....	5
1.3. ALCANCES Y APORTES.....	6
1.4. LIMITACIONES.....	7
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	8
CAPÍTULO II.....	9
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. ANTECEDENTES.....	9
2.2. YACIMIENTO DE GAS ^[1]	10
2.2.1. Yacimiento De Gas Condensado ^[1]	10
2.2.2. Yacimiento De Gas Seco ^[1]	11
2.2.3. Yacimiento De Gas Húmedo ^[1]	12
2.3. FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO ^[4]	12
2.3.1. Ley De Darcy ^[4]	13

2.3.2.	Flujo No Darcy En Yacimientos ^[4]	14
2.3.3.	Pruebas De Flujo Estabilizado ^[17]	15
2.3.4.	Simulación Del Flujo No Darcy En Un Modelo De Daño ^[18]	17
2.3.5.	Coeficiente De Flujo No-Darcy (D) ^[3]	20
2.3.6.	Factor De Resistencia Inercial (β) ^{[4][5][6]}	20
2.3.6.1.	Factores beta definidos por la permeabilidad	22
2.3.6.2.	Correlaciones basadas en la permeabilidad y la porosidad.....	24
2.3.6.3.	Correlaciones basadas en la permeabilidad, porosidad y tortuosidad	25
2.4.	ANALISIS NODAL ^[15]	26
2.5.	FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS ^{[7][8][9]}	26
2.6.	TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA ^[9]	27
2.6.1.	Completación A Hoyo Desnudo Y Empaque Con Grava (<i>Open Hole Gravel Pack</i>) ^[10]	28
2.6.2.	Completación A Hoyo Revestido, Cañoneado Y Empaque Con Grava (<i>Cased Hole Gravel Pack</i>) ^[11]	29
2.6.3.	Fracturamiento En Alta Permeabilidad (<i>Frac-Pack</i>) ^[12]	30
2.6.4.	Rejillas (<i>Sand Screen</i>) ^[12]	30
2.7.	MODELO PROBABILISTICO ^[14]	31
2.8.	SIMULACIÓN DE MONTECARLO ^[14]	31
2.9.	OPTIMIZACIÓN DE LAS SIMULACIÓN ^[18]	32
2.10.	METAHEURÍSTICA ^{[19][20]}	34
2.10.1.	Algoritmo De Búsqueda Dispersa (Scatter Search, Ss) ^[21]	34
2.11.	FACTORES QUE AFECTAN LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ^[14]	38

2.12.	HERRAMIENTAS DE MODELAJE DEL POZO-YACIMIENTO	39
2.12.1.	Modelo Integrado De Producción (IPM V.7.5) ^[15]	40
CAPÍTULO III		42
MARCO GEOLÓGICO		42
3.1.	ASPECTOS GENERALES	42
3.2.	GEOLOGÍA REGIONAL	42
3.3.	ESTRUCTURA	45
3.4.	GEOLOGÍA DEL CAMPO Y CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.	46
CAPÍTULO IV		48
MARCO METODOLOGÍCO		48
4.1.	RECOLECCION DE DATOS	48
4.1.1.	Datos De Pruebas De Multitasa Y Restauración De Presión	48
4.1.2.	Propiedades De Los Pozos, Fluidos Y Arenas Del Campo Dolphin.	50
4.2.	IMPACTO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY EN LA TASA DE PRODUCCIÓN	50
4.2.1.	Coeficiente de Flujo No Darcy (CFND)	50
4.2.2.	Análisis Nodal	53
4.3.	EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN ANALÍTICA DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY (D)	53
4.4.	IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE GENERAN MAYOR VARIACIÓN EN EL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY	54
4.5.	ELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL	55

4.5.1. CRITERIOS DE BUSQUEDA DE LAS CORRELACIONES	56
4.5.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN.....	56
4.6. EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE	58
4.7. SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY	60
4.8. DESARROLLO DE CORRELACIÓN DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL CARACTERÍSTICA DEL CAMPO DOLPHIN	61
4.8.1. Creación de la Función Objetivo.....	61
4.8.2. Ordenes De Optimización	62
CAPÍTULO V.....	64
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	64
5.1. DATOS DE PRUEBAS MULTITASA Y RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	64
5.2. IMPACTO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY EN LA TASA DE PRODUCCIÓN	67
5.2.1. Coeficiente de Flujo No Darcy (CFND)	67
5.2.2. Análisis Nodal	68
5.3. EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN ANALÍTICA DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY (D).....	71
5.4. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE GENERAN MAYOR VARIACIÓN EN EL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY	72

5.5. ELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL	74
5.6. EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE.....	80
5.7. SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY	85
5.8. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL CARACTERÍSTICA DEL CAMPO DOLPHIN	89
5.9. DISCUSIÓN.....	93
CONCLUSIONES.....	96
RECOMENDACIONES.....	97
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
NOMENCLATURA	100
GLOSARIO	101
APENDICE I	102

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama de fases tipo. Yacimiento de gas condensado ^[1]	11
Figura 2. 2 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas seco ^[1]	11
Figura 2. 3 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas húmedo ^[1]	12
Figura 2. 4 Pruebas de Flujo estabilizado ^[17]	16
Figura 2. 5 Prueba de flujo estabilizado convencional ^[17]	16
Figura 2. 6 Prueba Isocronal ^[17]	17
Figura 2. 7 Modelo de arreglo capilar en paralelo (Scheidegger, 1974) ^[5]	21
Figura 2. 8 Modelo de arreglo capilar en serie (Scheidegger, 1974) ^[5]	22
Figura 2. 9 Caracterización de la fuerza en Areniscas ^[9]	27
Figura 2. 10 Técnicas para el control de arena ^[9]	28
Figura 2. 11 Completación a hoyo desnudo ^[10]	29
Figura 2. 12 Completación a hoyo revestido y empaque con grava ^[11]	30
Figura 2. 13 Geometría de rejillas y revestidores ranurados ^[9]	31
Figura 2. 14 Coordinación entre el Optimizador y el simulador ^[18]	34
Figura 2. 15 Esquema del método ^[21]	38
Figura 2. 16 Interface de Usuario PROSPER ^[15]	41
Figura 3. 1 Localización del Campo Dolphin, Costa Marina de Trinidad y Tobago..	43
Figura 3. 2 Sistema de Fallas Regionales (ECMA) ^[2]	44
Figura 3. 3 Registro característico de los pozos de Dolphin y ambiente depositacional (ECMA) ^[2]	44
Figura 3. 4 Sección transversal, buzamiento del Campo Dolphin.	45
Figura 3. 5 Mapa estructural de Dolphin.	46
Figura 3. 6 Sección transversal de la interpretación sísmica de Dolphin, mostrando el sistema de fallas ^[2]	47
Figura 4. 1 Diagrama del procedimiento metodológico	49
Figura 4. 2 Configuración predeterminada del simulador para el cálculo del coeficiente D, pozo DAP-11	52

Figura 4. 3 Valores de entrada. Sensibilidad de la curva IPR, pozo DAP-11.....	53
Figura 4. 4 Enfoque de búsqueda de correlaciones del factor de resistencia inercial.	56
Figura 4. 5 Algoritmo para la selección del Factor Beta ^[16]	57
Figura 4. 6 Modelo de cálculo de percentiles de factor de resistencia inercial (β), antes de realizar la simulación Monte Carlo.	59
Figura 4. 7 Modelo de cálculo de percentiles para el Coeficiente “D”, antes de realizar la simulación Monte Carlo	60
Figura 4. 8 Modelo IPR con diferencias en el factor D de 30%.	61
Figura 5. 1 Coeficiente de flujo no Darcy en función del tiempo, pozos DAP-3, DAP-4, DAP-6, DAP-8 a DAP-12, Campo Dolphin.	65
Figura 5. 2 Discretización del Coeficiente de flujo no Darcy en periodos alternos de medición, pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12, Campo Dolphin.....	65
Figura 5. 3 Histograma de frecuencia. Coeficiente de Flujo No Darcy, Campo Dolphin.....	66
Figura 5. 4 Curvas y desviación del CFND, mediante PROSPER y el Método Analítico.....	68
Figura 5. 5 Comportamiento de afluencia. Arenas D y E, pozo DAP-11.....	69
Figura 5. 6 Sensibilidad del comportamiento del yacimiento frente al daño dependiente de la tasa.....	69
Figura 5. 7. Tasas de gas promedio y errores relativos frente a las sensibilidades.....	71
Figura 5. 8 Carta Tornado. Coeficiente de Flujo No Darcy	73
Figura 5. 9 Carta de Estrella. Coeficiente de Flujo No Darcy, Campo Dolphin.....	74
Figura 5. 10 (a)Distribución de probabilidad ajustada a la permeabilidad del yacimiento, arenas D, E, F y G. (b) Probabilidad acumulada de permeabilidad, arenas D, E, F, G	80
Figura 5. 11(a) Distribución de probabilidad ajustada a la porosidad del yacimiento arenas D, E, F y G. (b) Probabilidad acumulada de porosidad, arenas D, E, F y G ...	81
Figura 5. 12 P_{50} Factor de Resistencia Inercial (β), Campo Dolphin.....	83

Figura 5. 13 Comparación del Coeficiente Dreal y el Coeficiente D calculado con correlaciones, pozo DAP-11	85
Figura 5. 14 Error relativo de las correlaciones para cálculo de CFND respecto a los datos reales	87
Figura 5. 15 P_{50} del Error relativo promedio por pozo, CFND.....	88
Figura 5. 16 Carta de solución final del proceso de optimización.....	89
Figura 5. 17 Resultado de los coeficientes a,b y c en el proceso de optimización.	89
Figura 5. 18 Error relativo de las correlaciones para cálculo de CFND respecto a la data real incluyendo la nueva correlación	91
Figura 5. 19 P_{50} del Error relativo promedio por pozo incluyendo la correlación Martinez y Guerrero, CFND	92
Figura 5. 20 Ajuste lineal entre valores reales de D y estimado con correlación M&G.	93
Figura 5. 21 Cambio de Tasa, Coeficiente de flujo no Darcy, Correlación M&G.	94
Figura 5. 22 Cambio en el Comportamiento de Afluencia, DAP-11.....	94
Figura I. 1 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-3	102
Figura I. 2 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-4.	102
Figura I. 3 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-9.	102
Figura I. 4 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-10	103
Figura I. 5 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-12.	103
Figura I. 6 Registros geológicos del pozo DAP-11, Campo Dolphin.....	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 2. 1 Factores que afectan los pronósticos de producción	39
Tabla 4. 1 Valores de entrada, parámetros de la Ecuación 2.3	55
Tabla 4. 2 Valores de entrada de permeabilidad y porosidad por pozo	58
Tabla 5. 1 Resultados probabilísticos del método analítico $D_{P_{10}}$, $D_{P_{50}}$ y $D_{P_{90}}$ y resultados de PROSPER, Coeficiente D	67
Tabla 5. 2 Error relativo y tasa promedio. Método analítico y simulador, Campo Dolphin.....	70
Tabla 5. 3 Coeficiente de flujo no Darcy, Carta Tornado, DAP-11.....	72
Tabla 5. 4 Coeficiente de flujo no Darcy, Carta Tornado, DAP-11.....	72
Tabla 5. 5 Correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, con mayor grado de certidumbre.	77
Tabla 5. 6 Correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, con mediano grado de certidumbre.	78
Tabla 5. 7 Correlaciones del Coeficiente de Resistencia Inercial, con menor grado de certidumbre	79
Tabla 5. 8 P_{50} de Factor de Resistencia Inercial, Campo Dolphin.....	82
Tabla 5. 9 P_{50} Coeficiente de Flujo no Darcy mediante 18 Correlaciones	84
Tabla 5. 10 Error relativo promedio por correlación, Campo Dolphin.....	86
Tabla 5. 11 P_{50} del error relativo promedio por pozo, CFND.....	88
Tabla 5. 12 Resultados de la optimización para el Caso Base	90

INTRODUCCIÓN

Chevron explora y opera, en conjunto con la empresa BG, tres (3) de los Campos de gas natural más relevantes que conforman la costa marina de Trinidad y Tobago (*ECMA*, por sus siglas en inglés), entre ellos el Campo Dolphin. Esto, en correspondencia con contratos signados para el suplemento de gas natural en el mercado interno y contribución al abastecimiento del mercado externo (Estados Unidos y Europa). Esto implica, la continua evaluación del comportamiento de los yacimientos frente a la declinación, en adición con el estudio de procedimientos operativos y proyectos prospectivos para mantener estable el suplemento de gas y/o incrementarlo según sea necesario.

Estudios previos en el campo han ofrecido valores para el factor de daño dependiente de la tasa en nueve (9) pozos del Campo Dolphin, motivado al potencial de los mismos para la producción de altas tasas de gas. El Campo Dolphin, produce en promedio 393 MMPCN/D, siendo este, el motor principal de las operaciones de la empresa en la zona.

Es así como, en el marco del continuo mejoramiento de la confiabilidad de los procedimientos relacionados con el sector gasífero de la zona, y la continua búsqueda de la eficiencia en el modelado de las variables que involucran la dinámica de los yacimientos, se ha fomentado la necesidad de utilizar técnicas cada vez más innovadoras para precisar los resultados y asegurar la fiabilidad de los mismos, en este caso, el objeto del estudio corresponde a las variables que afectan el flujo de altas tasas de producción en el Campo Dolphin mediante la evaluación del Factor de Resistencia Inercial (β) presente en la ecuación de Darcy-Forchheimer aplicando métodos probabilísticos para su determinación.

El presente Trabajo de Pasantía, tuvo como objetivo realizar un análisis técnico a fin de reducir la incertidumbre en la predicción de la producción de gas para lo cual ha

sido evaluado el flujo no Darcy en el Campo Dolphin, costa afuera Trinidad y Tobago.

A continuación se presenta los objetivos planteados durante la realización de la Pasantía Industrial larga, enmarcados en el capítulo I. Un marco geológico del campo estudiado donde se describe el área de estudio, representado en el capítulo II; los aspectos teóricos necesarios para la elaboración del trabajo, presentado en el capítulo III. Seguidamente el capítulo IV donde se desarrolla el método empleado para conseguir cada uno de los objetivos y, el capítulo V donde se exponen los resultados alcanzados. Finalmente las conclusiones y recomendaciones.

CAPÍTULO I
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Campo de Gas Dolphin está localizado dentro de la Cuenca Columbus sobre la plataforma continental sudamericana, aproximadamente 65 km al Este de “*Galeota Point*” al Sureste de Trinidad. Actualmente, beneficia de manera sobresaliente el programa global de exploración y producción de Chevron, empresa que participa en el 50% de las operaciones del Bloque 6B del Proyecto “*East Coast Marine Area*” (ECMA), en conjunto con BG (50%). El Campo, fue descubierto en 1976 por Tenneco, conocida hoy día como Chevron, a través del pozo Dolphin-1. Fue declarado comercial en 1981 tras la perforación de Dolphin-2, Dolphin-3, Dolphin-4 y finalmente Dolphin-5 perforado por BG en 1995. Se iniciaron operaciones de producción en 1996.

Chevron, por su parte, también posee intereses en la exploración y producción de los Campos Dolphin Deep y Starfish, otros de los mayores campos de gas en el área. El primero de ellos, que ha formado parte del desarrollo de gas costa afuera en Trinidad desde 1998, año en el que fue descubierto mediante el pozo Dolphin Deep-1, se ubica en el Bloque 5A, cuyo descubrimiento fue confirmado mediante el pozo Dolphin Deep-2 ST en 1999 y finalmente entre los años 2005 a 2006 se adicionaron a este grupo de pozos Dusky-1, Dusky-1ST, Hector-1 y Hector-1ST, estos cuatro últimos son los únicos que actualmente se encuentran produciendo. Finalmente, el Campo Starfish, que fue descubierto en 1998 a partir de la información del pozo Starfish-1X, está situado en los bloques E y 5A, del cual se espera el inicio de la producción para el año 2015.

El Campo Dolphin posee 13 pozos perforados de los cuales 8 se encuentran activos y 5 cerrados por diferentes acontecimientos operacionales. Todos los pozos, de DAP-1 a DAP-13, fueron completados con técnicas de control de arena.

De esta manera, con la finalidad de mitigar la baja producción del Campo se ha planteado la necesidad de evaluar distintos escenarios para proceder a la reincorporación de los pozos a producción, así como estudiar la factibilidad de los mismos.

Sin embargo, existe un alto grado de incertidumbre en las tasas de producción obtenidas a partir de herramientas de simulación integrada como “*Integrated Production Modeling (IPM)*”, debido a que no ha sido posible determinar la correlación para el Factor de Resistencia Inercial (factor β de la ecuación de Darcy-Forchheimer) que modele de manera adecuada el flujo no-Darcy, puesto que las correlaciones utilizadas en dicho simulador no corresponden a las características del Campo Dolphin, conllevando a incertidumbre en los posteriores estudios de análisis de Balance de Materiales y Análisis de Declinación para la evaluación de los volúmenes que podrán ser recuperados si es factible un determinado escenario para la reincorporación de los pozos a producción.

La empresa, en el marco del programa de Gerencia de Incertidumbre (UM, por sus siglas en inglés) se plantea mejorar los modelos para incrementar la confiabilidad en los mismos y obtener una mayor proximidad a las condiciones que gobiernan el yacimiento. Es por ello que la problemática presentada en este trabajo investigativo conlleva a la pregunta, ¿Cuál es el Factor de Resistencia Inercial que debe ser utilizado para generar menor incertidumbre en el factor de daño dependiente de la tasa en el Campo Dolphin?

1.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Con la finalidad de solventar la problemática presentada se plantearon los siguientes objetivos para el presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G.)

1.2.1. Objetivo General

Evaluar la correspondencia de una correlación matemática del factor de resistencia inercial utilizando técnicas de análisis probabilísticos que modele el coeficiente de flujo no-Darcy para reducir la incertidumbre en la predicción de la producción de gas a partir de la evaluación del flujo no-Darcy en el campo Costa Afuera Dolphin, Trinidad y Tobago.

1.2.2. Objetivos Específicos

- a) Evaluar el impacto del Coeficiente de Flujo No Darcy en la capacidad de producción de los pozos mediante análisis nodal.
- b) Determinar los parámetros del yacimiento que inciden en el Coeficiente de Flujo No Darcy.
- c) Sensibilizar las variables que más afectan el Coeficiente de Flujo No-Darcy.
- d) Compilar diversas correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, obtenidas mediante estudios previos en yacimientos de gas.
- e) Seleccionar correlaciones correspondientes al Factor de Resistencia Inercial (β) para ser evaluadas.
- f) Comparar el factor de daño dependiente de la tasa teórico, a partir de las correlaciones establecidas del Factor de Resistencia Inercial, con los resultados obtenidos de pruebas multi-tasa y pruebas de restauración de presión.
- g) Seleccionar la correlación del Factor de Resistencia Inercial que ajuste a la información real de los pozos.
- h) Desarrollar una correlación del Factor de Resistencia Inercial característica para el campo Dolphin mediante optimización metaheurística.

1.3. ALCANCES Y APORTES

La investigación concerniente al análisis del Coeficiente de Flujo No Darcy (D) y el Factor de Resistencia Inercial (β) ha sido ampliamente estudiado a partir de una extensa cantidad de fundamentos teóricos y enfoques metodológicos, principalmente soportado en bases experimentales mediante el estudio de las propiedades de una muestra de núcleos y la aplicación de modelos empíricos, sin embargo, no había sido estudiada aún la naturaleza de las incertidumbres que envuelven dichos modelos teóricos y experimentales con relación a los parámetros que están involucrados, especialmente en pozos desviados y con mecanismos de control de arena, como se realizó en la presente investigación.

La información suministrada mediante la ejecución de la investigación permitió combinar el estudio teórico de los modelos, fundamentos de pruebas de presión y adicionalmente involucrar criterios de evaluación estadísticos, a través la simulación Monte Carlo y optimización metaheurística, para modelar el flujo no-Darcy acaecido por la alta producción de gas de los principales pozos del Campo Dolphin, a fin de tener una base para el modelado del flujo no-Darcy con un menor grado de incertidumbre.

1.4. LIMITACIONES

Las limitaciones subyacentes en la presente investigación provinieron de la falta en los datos de estudio, puesto que no se contó con suficiente información correspondiente a las propiedades de las arenas que son atravesadas por los pozos, siendo utilizada información promedio del área.

Adicional a esto, la falta de información en núcleos minimiza el detalle que pueda obtenerse en la investigación, puesto que se requiere calibrar los datos teóricos con mediciones experimentales, dejándose de lado el criterio experimental en el procedimiento y tomando en cuenta sólo el análisis de pruebas de restauración de presión y ecuaciones empíricas.

1.5. JUSTIFICACIÓN

El aspecto principal con los yacimientos productores de gas corresponde a los grandes cambios que sufre el fluido frente a las altas tasas de producción, acrecentando el efecto de turbulencia debido a la naturaleza misma del fluido y su mayor grado de compresibilidad. Para tomar en cuenta dichos efectos, que muchos autores coinciden en llamarlos “efectos de flujo no Darcianos en pozos de gas”, fue adicionado el factor Beta (β) que genera una caída de presión adicional debido al incremento en el volumen producido. Posteriormente, dicha caída de presión adicional se introdujo como concepto de daño debido a la tasa, formando parte del factor de daño total en los pozos.

Con referencia a lo anterior, el factor de daño dependiente de la tasa ha sido considerado de alto grado de relevancia en el desempeño de los pozos y en yacimientos de gas, siendo incluido en el modelaje de distintos regímenes de flujo, pudiéndose obtener a partir del análisis de pruebas multitasa y mediante ecuaciones analíticas. Sin embargo, no en todos los campos el factor de turbulencia y su incidencia en el daño debido a las tasas se comporta de la misma manera, teniéndose que tomar en cuenta el efecto de distintos métodos de cálculo para incluirlos en los modelos.

La metodología seguida en el presente Trabajo Especial de Grado permitió crear una equivalencia entre las correlaciones usadas para el cálculo del factor de resistencia inercial que permitió acercarse a los valores obtenidos en la prueba multitasa para el campo Dolphin, a fin de tener información adicional sobre dicho factor con la finalidad de ser aplicado en el análisis del desempeño futuro de los pozos.

Con dicha metodología se reducirá de la incertidumbre en el efecto de daño por altas tasas en el Campo Dolphin, puesto que no se conocía con precisión cual correlación ajustaba mejor los datos reales, y que por ende pueda ser empleada para evaluar el desempeño de pozos nuevos en el campo y en los Campos análogos Dolphin Deep y Starfish.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo se estructuran los fundamentos a los cuales se acudieron para realizar el presente Trabajo Especial de Grado, en el cual se describe de forma detallada, resumida y precisa aspectos fundamentales de Ingeniería de Petróleo, especialmente orientadas a la Ingeniería de Yacimientos aplicadas a campos de Gas y procedimientos estadísticos de cálculo.

2.1. ANTECEDENTES

- Forchheimer Philipp (1901), “*Hydraulik*” amplió el trabajo de H. Darcy, y desarrollo una ecuación en la que se modela las caídas de presión debido al flujo no-Darcy, introduciendo así el factor β , en adelante conocido como factor de resistencia inercial. A partir de entonces se ha tomado en cuenta este importante factor para considerar las altas tasas de producción en los pozos de gas y crudo.
- Li D., Thomas W., (2001), (SPE 70015) “*Literature Review on Correlations of the Non-Darcy Coefficient*” realizaron una revisión bibliográfica de algunas de las correlaciones que se han desarrollado en el ámbito para el factor beta, exponiendo la idea de que dicho factor no se corresponde con efectos de turbulencia en sí, sino a efectos inerciales, disminuyendo así la polémica en base a las causas de poseer flujo no-Darcy.
- Wang X., Economides M., (SPE 121382) “*Horizontal Well Deliverability with Turbulence Effect*” estudiaron la influencia de dos correlaciones del factor de turbulencia para pozos horizontales y llegaron a la conclusión que “la confiabilidad de los resultados en pozos horizontales se ve efectivamente afectada por el factor y la permeabilidad del medio”.
- Olaoluwa A., Odusote O., Novakovic D., (SPE 128605) “*Improving Production Forecast through the application of Design of Experiments and probabilistic analysis; A case study from Chevron, Nigeria*” analizaron la correspondencia de modelos base de simulación para la predicción de la

producción y modelos probabilísticos, tomando en cuenta los parámetros de incertidumbre tanto estático como dinámicos y concluyeron que “se puede obtener una mejor y más realista predicción de la producción aplicando diseño experimental y análisis probabilístico el cual finalmente mejora la toma de decisión”, exponiendo finalmente la importancia de la utilización de métodos probabilísticos en estudio del comportamiento del yacimiento.

2.2. YACIMIENTO DE GAS ^[1]

Posee hidrocarburos gaseosos conformados generalmente de 60 % a 80% de metano, y el resto principalmente compuesto de otros gases de hidrocarburo como el etano, propano, butano, y pentano. La presencia de nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y helio en pequeñas cantidades son consideradas impurezas. La clasificación de gases corresponde con el estado de agregación natural en que se encuentran a condiciones de yacimiento y se subdividen en tres clasificaciones:

2.2.1. Yacimiento De Gas Condensado ^[1]

También conocido como retrógrado, existe cuando la temperatura inicial del yacimiento está entre la temperatura crítica y cricondentérmica, y la presión inicial del yacimiento es igual o mayor a la presión de rocío. A medida que va produciendo el yacimiento, la presión disminuye hasta que el punto de saturación es alcanzado, a partir del cual el porcentaje de líquido comienza a condensar, incrementando hasta un punto donde cualquier otra disminución de presión solo se encontrará gas. Cuando se tiene este tipo de yacimiento, el mantenimiento de la presión es fundamental para optimizar la producción.

Un yacimiento de gas condensado típicamente tiene Relación Gas Líquido (RGL) de 8000 hasta 70000 pcn/bn, y gravedades cercanas y superiores a los 40° API.

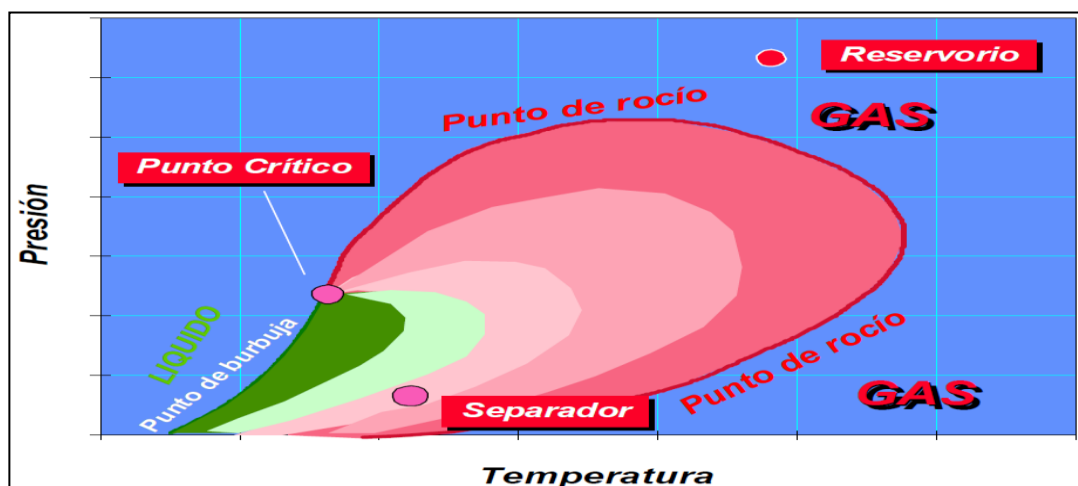


Figura 2.1 Diagrama de fases tipo para yacimientos de gas condensado ^[1]

2.2.2. Yacimiento De Gas Seco ^[1]

Está compuesto principalmente por metano y etano con pequeños porcentajes de componentes pesados. Tanto en el separador en superficie, como en las condiciones iniciales en el yacimiento permanecen en una sola región. Los hidrocarburos líquidos no se condensan de la mezcla ni en el yacimiento ni en los separadores. El término *seco*, en este caso se refiere solo a la falta de hidrocarburos líquidos, no a otros líquidos que se puedan condensar durante la vida productiva del yacimiento o en el proceso de separación.

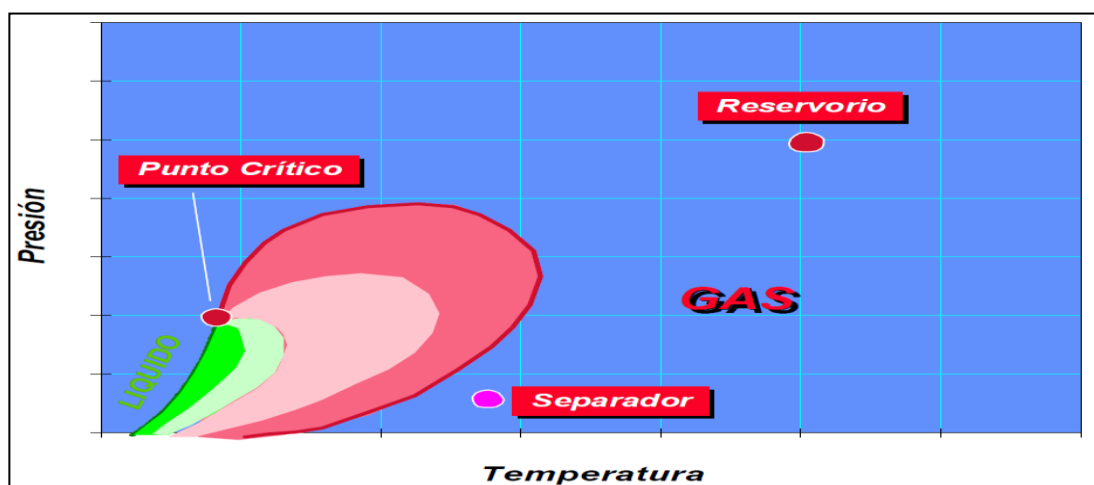


Figura 2. 2 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas seco ^[1]

2.2.3. Yacimiento De Gas Húmedo ^[1]

Está compuesto en menor porcentaje de componentes pesados en comparación con yacimientos de gas condensado. La temperatura del yacimiento excede la temperatura cricondentérmica, la cual causa que el fluido del yacimiento permanezca en una sola fase a pesar de que disminuya la presión. La región bifásica nunca se alcanzara en el yacimiento por lo que no se encuentran líquidos en el mismo. La condensación retrógrada isotérmica no ocurre en este tipo de yacimiento con declinación de la presión. La RGL está entre 60000 pcn/bn y 100000 pcn/bn, con gravedades superiores a los 60° API.

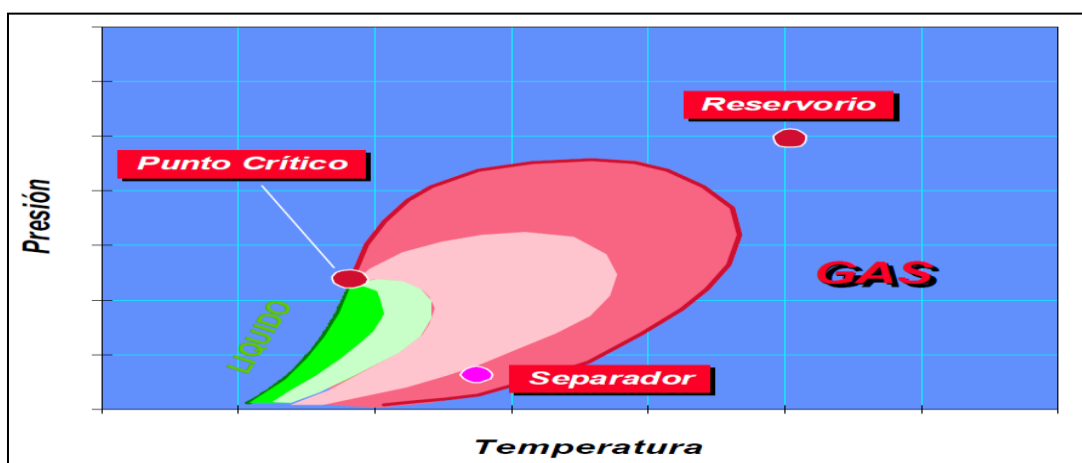


Figura 2. 3 Diagrama de fases típico de un yacimiento de gas húmedo ^[1]

2.3. FLUJO DE FLUIDOS EN EL MEDIO POROSO ^[4]

El medio poroso puede ser definido como un cuerpo sólido que contiene espacios vacíos o poros que se distribuyen al azar, sin ningún patrón concebible en toda la estructura. Estos espacios muy pequeños son llamados intersticios moleculares y los espacios más grandes se llaman cavernas o cavidades. Los poros (intergranulares e intercrystalinos) son intermedios entre las cavernas y los intersticios moleculares. El flujo de fluido sólo puede tener lugar en el espacio de los poros interconectados del medio poroso, lo que se llama espacio poroso efectivo.

Los yacimientos de petróleo y gas son medios porosos, y el almacenamiento y el flujo de hidrocarburos tiene lugar en estos espacios que sirven como conducto para el flujo de petróleo, gas y agua durante la producción o el agotamiento de un yacimiento.

2.3.1. Ley De Darcy ^[4]

Henri Darcy, un Ingeniero Civil Francés, en su publicación de 1856 sentó las bases reales de la teoría cuantitativa del flujo de fluidos en medios porosos homogéneos. El resultado de sus experimentos, conocido como Ley de Darcy, condujo a la formulación de la Ecuación 2.1,

$$Q = \frac{C_1 \times A \times \Delta h}{L} \quad \text{Ecuación (2.1)}$$

Donde C_1 es una propiedad característica de la arena o el medio poroso.

La Ley de Darcy representa una relación lineal entre la tasa de flujo Q y el gradiente de presión $\Delta h/L$

La constante de proporcionalidad C_1 en la ecuación original de Darcy ha sido expresada k/μ , donde μ es la viscosidad de fluido y k es conocida como permeabilidad del medio poroso. La ecuación generalizada de la Ley de Darcy se expresa mediante la ecuación 2.2,

$$Q = \frac{k \times A}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad \text{Ecuación (2.2)}$$

Darcy, basó su teoría en las siguientes suposiciones:

- a) La Ley de Darcy asume flujo laminar o viscoso (velocidad lenta), que no implica el término de inercia (la densidad del fluido). Esto implica que las fuerzas de inercia o aceleración en el líquido están siendo despreciadas cuando se compara con las clásicas de Navier-Stokes.
- b) La Ley de Darcy asume que en un medio poroso una gran área de superficie está expuesta al flujo del fluido, de ahí que la resistencia viscosa en gran medida exceda las fuerzas de aceleración en el líquido a menos turbulencia.

2.3.2. Flujo No Darcy En Yacimientos ^[4]

El Modelo de flujo empírico de Darcy representa una relación lineal entre la tasa de flujo y caída de presión en un medio poroso, y cualquier desviación con respecto al escenario de flujo de Darcy se denomina flujo no-Darcy. Las causas físicas de estas desviaciones se agrupan bajo los siguientes títulos:

- a) Efectos de alta velocidad del flujo.
- b) Efectos moleculares.
- c) Efectos iónicos.
- d) Fenómenos de fluidos no newtonianos.

Sin embargo, en ingeniería de petróleo, el fenómeno más común es el efecto de alto caudal. Alto flujo, más allá del régimen de flujo laminar, puede ocurrir en los siguientes escenarios en los yacimientos de petróleo y gas:

- a) En las cernías del pozo (perforaciones).
- b) Pozos hidráulicamente fracturados.
- c) Yacimientos de Gas.
- d) Yacimiento de Condensado .
- e) Yacimientos Naturalmente fracturados.
- f) Empaques con grava.

En escala macroscópica, el flujo en el medio poroso es generalmente descrito por la Ley de Darcy, la cual es válida solo para muy bajas velocidades de flujo. A altas velocidades, en adición al componente de fuerza viscosa representado por la ecuación de Darcy, también existe una fuerza inercial actuando por medio de la aceleración de convección de las partículas en su paso por el espacio poral. La desviación de la Ley de Darcy, observada a altas velocidades, puede ser modelada matemáticamente de diferentes maneras. El modelo más ampliamente aceptado es la ecuación de Forchheimer (1901):

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu}{k}u + \beta \rho u^2 \quad \text{Ecuación (2.3)}$$

El primer término a la derecha de la ecuación representa el componente viscoso o Darcy, mientras que el segundo término representa el componente no-Darcy. En este último término, β es bien conocido como factor de resistencia inercial.

El componente no-Darcy es despreciable a bajas velocidades y es generalmente omitido en modelaje de líquidos. Para una determinada caída de presión, la velocidad del gas es mayor que para el crudo, debido a la baja viscosidad, y el componente no-Darcy es incluido en las ecuaciones describiendo el flujo de gases reales a través del medio poroso.

El flujo no Darcy ha sido tratado como un factor de tipo dependiente de la tasa, por la inclusión del término “DQ” como fuente adicional de pérdida de presión en las proximidades del pozo. Las diversas técnicas para la evaluación de este parámetro se analizarán a continuación.

2.3.3. Pruebas De Flujo Estabilizado ^[17]

Conocidas como pruebas de contra-presión (*back pressure test*), se utilizan tradicionalmente para evaluar la capacidad de producción de un pozo de gas o petróleo. La caída de presión adicional debido a la falta de flujo Darcy se calcula a partir de la Ecuación de Houpert y la ecuación analítica propuesta por Rawlins a Schellhardt en el año 1936.

La interpretación de las mismas se basa en la ecuación empírica

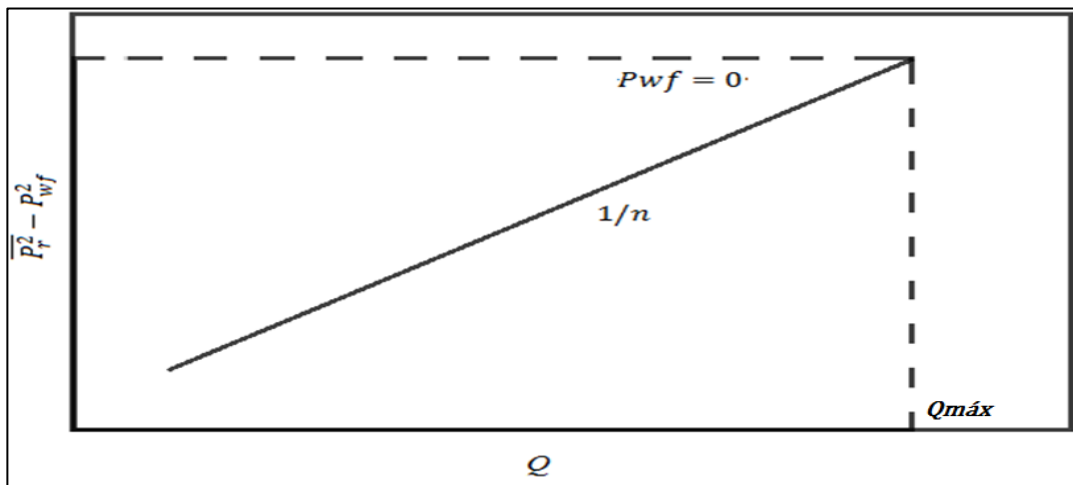
$$Q = C(\overline{P_r^2} - \overline{P_{wf}^2})^n \quad \text{Ecuación (2.4)}$$

Donde,

P_r = Presión del yacimiento, lpc.

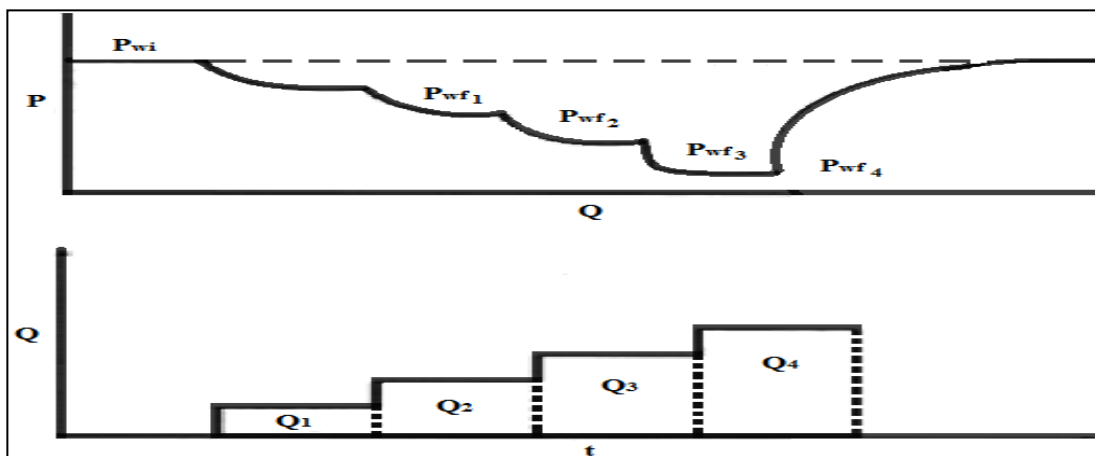
P_{wf} = Presión de fondo fluente, lpc.

Si se grafica $\overline{P_r^2} - \overline{P_{wf}^2}$ vs Q , que en el panel logarítmico debe dar una línea recta, a partir de la cual se obtienen el coeficiente C y exponente “ n ” los cuales son constantes. Donde, el coeficiente “ n ” varía de 0.5 - que indican régimen de flujo no Darcy - , hasta 1 que indica que el régimen de flujo que gobierna es Darcy.

Figura 2. 4 Pruebas de Flujo estabilizado ^[17]

Entre estas pruebas estabilizadas se encuentran las siguientes:

- **CONVENCIONAL** (*flow after flow test*) ^[17]. En la cual se selecciona una tasa q_1 y se espera a que la presión de fondo se estabilice a un nivel de P_{wf} . Se repite el proceso aumentando gradualmente la tasa y observando la presión estabilizada hasta que finalmente se cierre el pozo. Este método fue propuesto por primera vez por Rawlins et al. en 1936.

Figura 2. 5 Prueba de flujo estabilizado convencional ^[17]

- **ISOCRONAL**. La cual consiste en cambiar la tasa y tomar las presiones a intervalos de tiempos iguales y luego cerrar el pozo hasta restaurarlo. Los

valores resultantes son usados para determinar el coeficiente de flujo no Darcy. Un tiempo de flujo extendido antes de la estabilización permite determinar de manera correcta el coeficiente de flujo laminar. Esta prueba fue propuesta por primera vez por Cullender en 1955.

- **ISOCRONAL MODIFICADA.** Propuesta por Katz en 1959. Durante estas pruebas, el período de cierre es igual al período de flujo, lo cual implica que no es necesario esperar que la presión estabilice. Tienden a ser menos eficaces que las pruebas isocronicas puesto que el tiempo de cierre es leve.

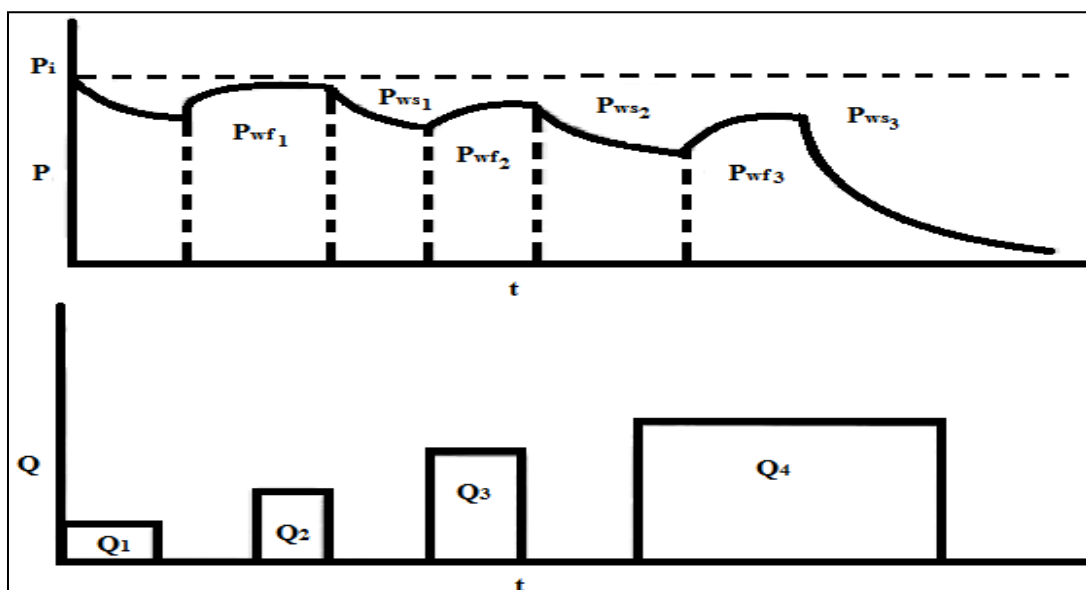


Figura 2. 6 Prueba Isocronal ^[17].

2.3.4. Simulación Del Flujo No Darcy En Un Modelo De Daño ^[18]

Existen dos enfoques para determinar el daño debido a la tasa causado por altas velocidades de flujo y la turbulencia, usando la suposición simplificada que relaciona el daño mecánico y el daño debido a la tasa como una ecuación lineal.

En un modelo analítico el efecto no Darcy es simulado por un daño adicional utilizando una función de daño dependiente de la tasa de flujo.

$$S_{total} = S_0 + ds/dq \quad \text{Donde, } \frac{ds}{dq} = D \quad \text{Ecuación (2.5)}$$

Donde,

D= Coeficiente de Flujo No Darcy. d/MMpcn.

S₀= Daño mecánico.

Lo que implica que “D” es llamado el Coeficiente de Flujo No Darcy lineal. Para determinarlo, es necesario conducir una prueba multitasa.

La manera clásica es determinar el daño total en función de la tasa es usando un análisis semi-logaritmico de cada período de flujo. Luego, la gráfica resultante proveerá el valor del Daño total: Daño mecánico, el intercepto de la línea recta, y el daño dependiente de la tasa D, derivado de la pendiente. Es importante señalar entonces que las pruebas convencionales, con un solo cierre pueden no producir los resultados requeridos. Por lo cual es recomendado usar tipos de pruebas isocronales e isocronales modificadas.

• MÉTODO DE HOUPEURT

Las ecuaciones más consistentes desarrolladas provienen de la ecuación de difusividad del gas y fue propuesta por Houpeurt, la cual básicamente se deriva de las pruebas de flujo estabilizado para establecer las caídas de presión. Se expresa para pozos de gas como:

$$\overline{P_r^2} - \overline{P_{wf}^2} = Aq_g + Bq_g^2 \quad \text{Ecuación (2.6)}$$

La diferencia principal correspondiente se basa en el principio de la ley de Darcy para establecer las constantes A y B de la ecuación, para lo cual se deben tener en cuenta los parámetros del yacimiento.

$$A = \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right] \times \frac{\bar{\mu}_g \bar{Z} \bar{T}}{7.03 \times 10^{-4} \times K_g \times h} \quad \text{Ecuación (2.7)}$$

$$B = \frac{\bar{\mu}_g \bar{Z} T}{7.03 * 10^{-4} \times K_g \times h} \times D$$

Donde,

r_e = Radio de drenaje, pies.

r_w = Radio del pozo, pies.

S_t = Factor de daño total

μ_g = Viscosidad del gas promedio, cP.

Z = Factor de compresibilidad promedio del gas.

T = Temperatura promedio del yacimiento, °R.

K_g = Permeabilidad efectiva al gas, mD.

h = Espesor neto de formación, pies.

La grafica cartesiana de $(\bar{P}_r^2 - \bar{P}_{wf}^2)/Q$ en función de “ Q ” da una gráfica que permite obtener el intercepto A y la pendiente B, de la cual el coeficiente D puede ser calculado conociendo las otras variables.

Sí el flujo turbulento existe, es más probable que sea con gases y cause caídas de presión adicional similares a las caídas de presión ocasionada debido al daño.

A partir de esta suposición se ha tomado en cuenta en la Ley de Darcy para flujo radial el factor de daño dependiente de altas tasas de producción, para flujo estable y flujo semi-estable:

Flujo estable,

$$Q_g = \frac{kh (\bar{P}_r^2 - \bar{P}_{wf}^2)}{1422T\bar{\mu}\bar{Z} \times \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.5 + s + DQ_g \right]} \quad \text{Ecuación (2.9)}$$

Flujo semi-estable,

$$Q_g = \frac{kh (\bar{P}_r^2 - \bar{P}_{wf}^2)}{1422T\bar{\mu}\bar{Z} \times \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s + DQ_g \right]} \quad \text{Ecuación (2.10)}$$

2.3.5. Coeficiente De Flujo No-Darcy (D) ^[3]

Coles & Hartman, referenciaron una ecuación para calcular el coeficiente de flujo no-Darcy de manera analítica cuando no se poseen datos de las pruebas multi-tasa. La misma, fue obtenida integrando la ecuación de Forchheimer (1901) desde el radio de drenaje r_e hasta el radio del hoyo r_w . La expresión viene expresada por:

$$D = \frac{2.715 \times 10^{-15} \times \beta \times \gamma_g \times k \times P_{sc}}{T_{sc} \times \mu_{gwf} \times r_w \times h} \quad \text{Ecuación (2.11)}$$

2.3.6. Factor De Resistencia Inercial (β) ^{[4][5][6]}

Propuesto en primera instancia por Forchheimer (1901), es la constante de proporcionalidad de la Ecuación Darcy para altas tasas de producción o Ecuación de Darcy-Forchheimer. Se le conoce, además, como coeficiente de flujo inercial y coeficiente de turbulencia. El factor β es una propiedad del medio poroso, y es función básica de la tortuosidad de los caminos de flujo, la cual puede ser determinada a partir de medidas de laboratorio y pruebas multitasas.

La derivación de la expresión del factor β cae bajo dos categorías: Derivación Empírica y Modelos Teóricos. Estos últimos se dividen en modelos en paralelo y modelos en serie, de acuerdo con el modelo capilar que sea utilizado para describir el flujo de fluidos en el medio poroso.

- *Modelo en paralelo*, se asume la geometría del medio poroso conformada por capilares rectos de diámetro uniforme, arreglo mostrado en la figura 2.7. De acuerdo con Li & Engler, basados en el trabajo de Ergun et al, y Polubarinova-kochina, el factor de resistencia inercial esta expresado por:

$$\beta = \frac{c}{k^{0.5}\theta^{1.5}} \quad \text{Ecuación (2.12)}$$

Donde,

K= Permeabilidad absoluta, mD.

θ = Porosidad, fracción.

C = Constante.

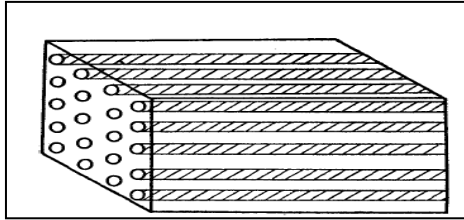


Figura 2. 7 Modelo de arreglo capilar en paralelo (Scheidegger, 1974) ^[5]

- En el tipo de *Modelo en serie*, el espacio poroso se encuentra alineado y en presencia de capilares de diámetros variable, modelando el efecto de tortuosidad. Li et al. también propusieron una expresión para el factor β para una serie de modelos basados en el trabajo de Scheidegger (1974), dado por:

$$\beta = \frac{c'' \tau}{k\theta} \quad \text{Ecuación (2.13)}$$

Donde,

τ = Tortuosidad, adimensional.

c'' = Constante relativa a la distribución del tamaño del poro.

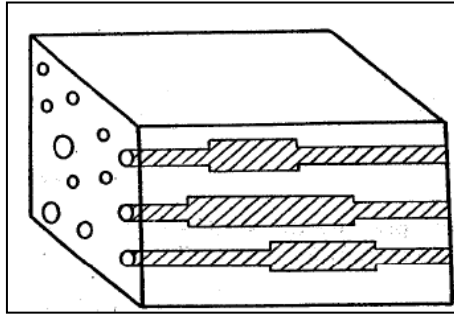


Figura 2. 8 Modelo de arreglo capilar en serie (Scheidegger, 1974) ^[5]

Existen varias correlaciones empíricas en la literatura usadas para predecir el factor beta. Estas expresiones difieren debido a la variedad de procedimientos experimentales, el medio poroso y los fluidos usados en los experimentos. Sin embargo, está constantemente demostrado que la permeabilidad, porosidad y tortuosidad son los factores principales de los cuales depende el factor beta. Además algunas correlaciones han sido desarrolladas para flujo multifásico, de manera que la misma se hace dependiente de las saturaciones.

2.3.6.1. Factores beta definidos por la permeabilidad

Los factores presentados en esta sección corresponden a las correlaciones que fueron elegidas para el estudio precedente.

- (1) Thomas L, K (1998), SPE 51396, realizó pruebas en areniscas consolidadas y carbonatos para 5 tipos de muestras de roca, mediante lo cual obtuvo una ecuación empírica para estas condiciones:

$$\beta = \frac{27.3 * 10^9}{k^{1.2045}} \quad \text{Ecuación (2.14)}$$

- (2) Golan M. (1991), “Well Performance”, propuso su correlación en base a la aplicabilidad de la misma en todos los tamaños de grava para completación de control de arena y llegó a la siguiente correlación:

$$\beta = \frac{1.47 * 10^7}{k^{-0.55}} \quad \text{Ecuación (2.15)}$$

- (3) Cooke (1973), SPE 4117, mediante su análisis de altas velocidades en el medio poroso determinó el coeficiente para grava de 40/60 USMesh se podía modelar mediante,

$$\beta = \frac{2.14 * 10^{12}}{k^{1.6}} \quad \text{Ecuación (2.16)}$$

- (4) Mcleod (1983), desarrollo un modelo para formaciones consolidadas, para expresar el factor beta como,

$$\beta = \frac{26 * 10^9}{k^{12}} \quad \text{Ecuación (2.17)}$$

- (5) Así mismo, Mcleod (1983) consideró la poca compactación de la formación para desarrollar una expresión basado en sus observaciones,

$$\beta = \frac{10 * 10^6}{k^{12}} \quad \text{Ecuación (2.18)}$$

- (6) Beggs (1979) “*Gas Production Operations*”, propuso una correlación a utilizar en arenas consolidadas de la forma,

$$\beta = \frac{22.3 * 10^9}{k^{12}} \quad \text{Ecuación (2.19)}$$

- (7) Beggs (1979), desarrollo una correlación a utilizar en arenas poco consolidadas,

$$\beta = \frac{1.47 * 10^7}{k^{0.55}} \quad \text{Ecuación (2.20)}$$

- (8) Shell (1952), apporto la siguiente correlación para el cálculo del coeficiente de resistencia inercial,

$$\beta = \frac{41.1 * 10^9}{k^{4/3}} \quad \text{Ecuación (2.21)}$$

- (9) Correlación de Jones, SPE 16949,

$$\text{Ecuación (2.22)}$$

$$\beta = \frac{6.15 \times 10^{10}}{k^{1.55}}$$

2.3.6.2. Correlaciones basadas en la permeabilidad y la porosidad

- (1) Coles & Hartmand (1998), SPE 39977, basados en 379 muestras pertenecientes a 3 yacimientos con características distintas, diferentes niveles de saturación, desarrollaron la siguiente correlación para el coeficiente de resistencia inercial utilizando el método de porosidad única,

$$\beta = \frac{1.07 \cdot 10^{12}}{k^{1.88} \times \theta^{-0.449}} \quad \text{Ecuación (2.23)}$$

- (2) Del mismo modo, Coles & Hartmand (1998), SPE 39977, mediante la evaluación de las mismas muestras pero aplicando el método de doble porosidad, determinaron que,

$$\beta = \frac{2.49 \cdot 10^{11}}{k^{1.79} \times \theta^{-0.537}} \quad \text{Ecuación (2.24)}$$

- (3) Tessem (1980), evaluando el tamaño de los poros de núcleos de arenisca entre 0-150 μm , propusieron una correlación para medio poroso en condiciones naturales,

$$\beta = \frac{338 \cdot 10^6}{k^{0.9109} \theta^{0.9109}} \quad \text{Ecuación (2.25)}$$

- (4) De igual modo, Tessem (1980), tomó en consideración el factor beta para tamaños de poro 23- 450 μm , obteniendo,

$$\beta = \frac{94 \cdot 10^9}{k^{1.2829} \theta^{1.2829}} \quad \text{Ecuación (2.26)}$$

- (5) Norman (1985), SPE 14207, a partir de 105 datos de muestras de núcleos de 5 campos con saturación de agua inmóvil, obtuvo,

$$\beta = \frac{48500}{k^{0.5} \times \theta^{5.5}} \quad \text{Ecuación (2.27)}$$

- (6) Geerstma (1974), SPE 4760, utilizando 9 muestras de un mismo yacimiento con núcleos 100% saturados de un solo fluido (gas o agua), obtuvo la siguiente correlación,

$$\beta = \frac{0.005}{k^{0.50} \times \theta^{5.5}} \quad \text{Ecuación (2.28)}$$

- (7) Shell propuso la siguiente correlación,

$$\beta = \frac{18 * 10^9}{k^{0.75} \theta^{1.25}} \quad \text{Ecuación (2.29)}$$

- (8) Ergun (1952), SPE 70015, realizó 640 experimentos en muestras distintos tamaños de grano y utilizando gases como Dioxido de Carbono, Nitrógeno, Metano e Hidrógeno, llegando a la siguiente correlación,

$$\beta = \frac{(1.75 * 150)^{-0.5}}{k^{0.50} \times \theta^{1.5}} \quad \text{Ecuación (2.30)}$$

2.3.6.3. Correlaciones basadas en la permeabilidad, porosidad y tortuosidad

- (1) Liu et al. (1995), SPE 95-10-05, adicionalmente trabajó en los datos usados por Geertsma, Cornell y Katz, Evans y Whitey (1974), para considerar los efectos de la tortuosidad y propuso la correlación,

$$\beta = \frac{8.91 * 10^8 \tau}{k \theta} \quad \text{Ecuación (2.31)}$$

Donde τ es la tortuosidad del medio, generalmente caracterizada como 1,414.

Además de esta lista exhaustiva, existen muchas otras correlaciones propuestas en la literatura. Para escoger una correlación para ser usada en la predicción del coeficiente no-Darcy, Li et al.^[5] propusieron los siguientes lineamientos:

- a) Determinar la litología de la formación (e. g de registros de pozos)

- b) Determinar que parámetros son conocidos o pueden ser hallados.
- c) Usar la correlación que tenga tantos parámetros conocidos como sea posible.
- d) Determinar la geometría de los poros de la formación y la relatividad de dirección de flujo en los canales porosos.
- e) Escoger la correlación de mejor ajuste.

2.4. ANALISIS NODAL ^[15]

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Como resultado de este análisis se puede obtener, por lo general, una mejora en la eficiencia de flujo o bien un incremento en la producción. Este método tiene la particularidad de combinar la habilidad del pozo para producir fluidos (IPR, *Inflow Performance Relationship*) con la habilidad del sistema de tuberías para manejarlos (VLP, *Vertical Lift Performance*), tomando en cuenta la manera como se interrelacionan las diferentes pérdidas de presión.

En un sistema de producción se conocen siempre dos presiones, presión de separador y presión estática del yacimiento, a partir de las cuales se puede determinar la presión en algún nodo intermedio, de esto se trata el análisis nodal. Los resultados del análisis no solo permiten definir la capacidad de producción de un pozo, para una determinada serie de condiciones, sino también muestran como los cambios en cualquier parámetro afectan su comportamiento.

2.5. FORMACIONES POCO CONSOLIDADAS ^{[7][8][9]}

Son aquellas formaciones sin suficientes agentes cementantes entre los granos de la matriz que impidan el movimiento de las partículas individuales cuando un fluido se desplaza a través de la formación. Usualmente el esfuerzo compresivo en estas formaciones no sobrepasa los 10 psi. La figura 2.9 muestra la clasificación de las areniscas de acuerdo con su grado de consolidación.



Figura 2. 9 Caracterización de la fuerza en Areniscas^[9]

El grado de compactación de las rocas está gobernado por las siguientes fuentes:

- a) Cantidad y tipo de material cementante manteniendo juntas las partículas.
- b) Fuerzas de fricción entre los granos.
- c) Presión del fluido dentro de los poros de la roca.
- d) Fuerzas de presión capilar.

2.6. TÉCNICAS DE CONTROL DE ARENA^[9]

Las técnicas de control de arena han sido diseñadas para retener y estabilizar la arena proveniente de la formación en el área perforada, sin taponar la rejilla y/o el empaque con grava. El rango de las mismas va desde simples cambios es los procedimientos operativos hasta completaciones mas costosas. La técnica escogida depende de condiciones específicas, prácticas operativas y consideraciones económicas, entre las cuales destacan:

- Producción conjunta con arena.
- Mecanismo de control de la tasa.
- Hoyo revestido.

- Consolidación de arena.
- Completación de cavidades.
- Perforación selectiva.
- Perforación orientada.
- Empaque con grava.
- Fracturamiento en alta permeabilidad o Frac-pack.
- Hoyo desnudo.
 - Forros pre-perforados.
 - Forros ranurados.
 - Rejillas expandibles.
 - Empaque con grava.
 - Fracturamiento en alta permeabilidad o Frac-pack.

La figura 2.10 muestra los esquemas de completación de pozos con mecanismos de control de arena utilizados frecuentemente en la industria.

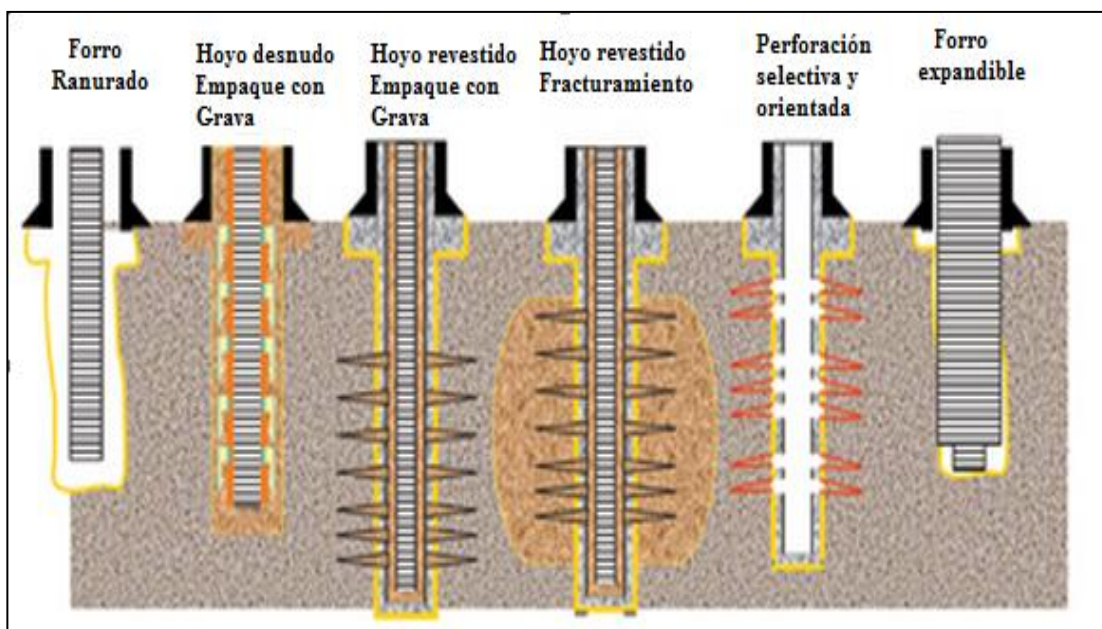


Figura 2. 10 Técnicas para el control de arena ^[9]

2.6.1. Completación A Hoyo Desnudo Y Empaque Con Grava (*Open Hole Gravel Pack*) ^[10]

Consiste en rellenar el espacio anular entre el hoyo abierto y la rejilla con material granular (apuntalante) y empacarlo. El empaque con grava crea un filtro con diámetro de garganta de poro en promedio más pequeño que el diámetro medio de los granos de la formación. Cuando el pozo es puesto en producción, el hidrocarburo fácilmente fluye a través del empaque con grava y entre la rejilla mientras que las partículas de formación no logran acceder. La grava es pasada a través de largos tamices y retenida sobre un tamiz más pequeño para crear una grava con un estrecho rango de tamaño. Esta técnica es ampliamente utilizada para control de arena, especialmente en pozos horizontales. La figura 2.11 muestra un esquema de la completación a hoyo desnudo para el control de arena.

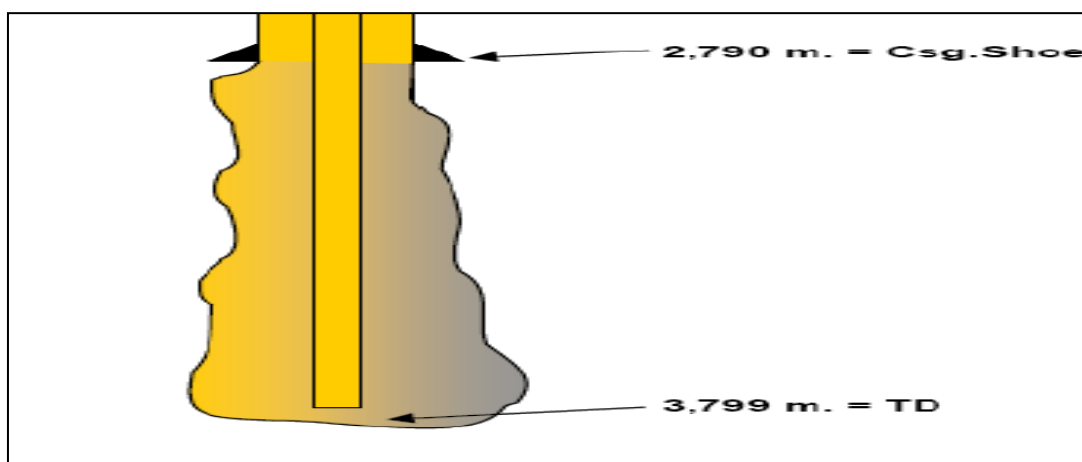


Figura 2. 11 Completación a hoyo desnudo ^[10]

2.6.2. Completación A Hoyo Revestido, Cañoneado Y Empaque Con Grava (*Cased Hole Gravel Pack*) ^[11]

En este tipo de completación, una empacadura se coloca por debajo de la zona de interés. El hoyo es perforado bajo balance. Se coloca una rejilla para el control de arena alrededor de las perforaciones. Una empacadura se coloca por encima de la rejilla. Luego se bombea grava de diámetro adecuado por el anular entre el revestidor y la rejilla. La arena es forzada hacia las perforaciones y rellena en espacio anular. Cuando el pozo entra en producción el fluido pasa a través de la grava compactada en

el anular hasta llegar a la rejilla y finalmente a la tubería de producción. La figura 2.12. muestra la configuración de una completación con la técnica CHGP.

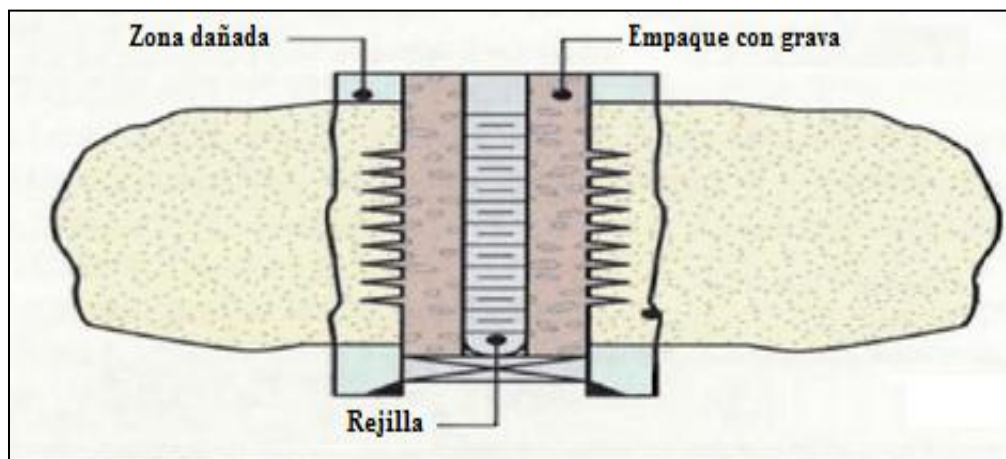


Figura 2. 12 Completación a hoyo revestido y empaque con grava ^[11]

2.6.3. Fracturamiento En Alta Permeabilidad (*Frac-Pack*) ^[12]

Es generalmente utilizado en un hoyo revestido y un agente apuntalante es bombeado a alta presión dentro las cavidades perforadas y fracturas de esfuerzo tensil, resultando en largas cantidades de agente apuntalante siendo bombeado dentro de las fracturas y un amplia área de superficie en flujo de formación.

2.6.4. Rejillas (*Sand Screen*) ^[12]

Las rejillas y empaques con grava actúan como filtros, permitiendo que las partículas finas pasen a través de sus aperturas y retengan las de mayor extensión. Los empaques con grava tienen gargantas porales que cumplen la misma función que las ranuras de una rejilla.

Las rejillas son usadas en completaciones de empaque con grava para prevenir la producción de la grava y arena o pueden ser usadas cuando el tamaño del diámetro poral es muy largo. La figura 2.13 muestra los tipos de rejillas comúnmente utilizadas.

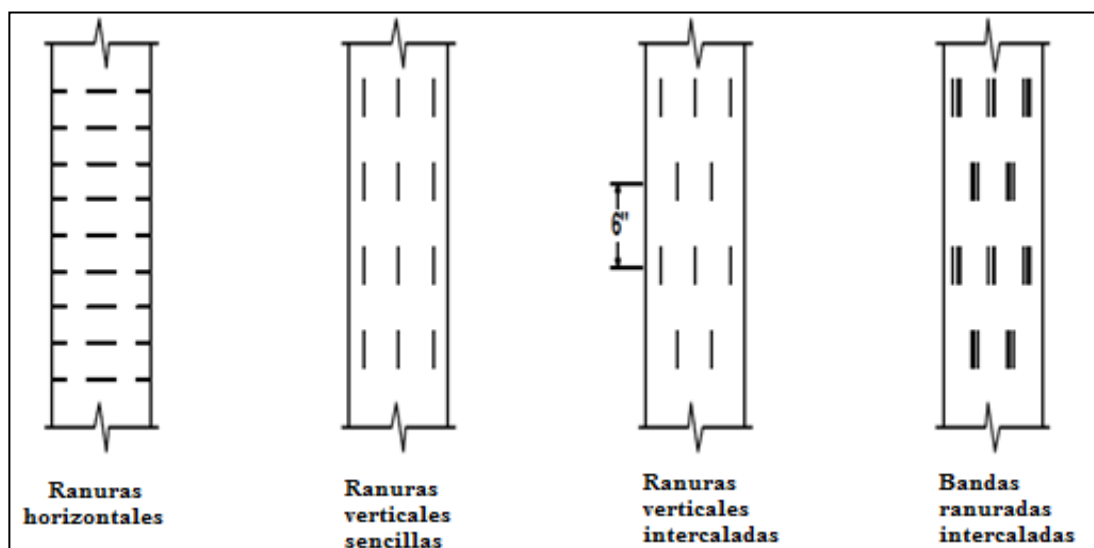


Figura 2. 13 Geometría de rejillas y revestidores ranurados ^[9]

2.7. MODELO PROBABILISTICO ^[14]

Los modelos probabilísticos son modelos que representan varios niveles de confianza. Dichos niveles, frecuentemente aumentan la confiabilidad y fiabilidad para la toma de decisión, comparándolos con los modelos determinísticos, lo cual provee un rango de intentos estimados que envuelven el valor verdadero.

Tradicionalmente, es usado un parámetro a la vez para evaluar las incertidumbres identificadas. Son definidos tres niveles por parámetro (bajo, medio, alto). Este método enfoca un grupo de variables en nivel bajo o alto, mientras mantiene los demás parámetros en nivel medio en cada simulación. El análisis probabilístico cambia los procedimientos tradicionales puesto que compara varios estados de incertidumbre.

2.8. SIMULACIÓN DE MONTECARLO ^[14]

Fue desarrollado por primera vez por John Von Neumann, en los años 40 y con los primeros ordenadores, aplica la simulación para resolver problemas complejos que no podían ser resueltos de forma analítica, es un método probabilístico, en contraposición de los métodos determinísticos. En el transcurso de una simulación de montecarlo las partículas que forman el sistema se mueven al azar.

Es empleado deliberadamente números al azar en el estudio de un "proceso estocástico". Por proceso estocástico se entiende una secuencia de estados cuya evaluación viene determinada por sucesos al azar. Se ha dicho que un método como este nunca permitirá obtener nada más que una aproximación no excesivamente buena a los valores numéricos de algunas propiedades, sin embargo el método ha demostrado su gran utilidad en el estudio de propiedades de muchos sistemas.

2.9. OPTIMIZACIÓN DE LAS SIMULACIÓN ^[18]

En el campo de la optimización existen varios enfoques para tomar en cuenta la incertidumbre asociada a diversas variables de procesos de la vida real. Recientemente se han mejorado las técnicas para resolver de manera eficiente problemas matemáticos complejos que involucren simulaciones, por lo tanto, las mismas se han convertido en la razón principal de objeto de estudio para la toma de decisiones. Por lo general, el conjunto de posibles escenarios de respuesta de los problemas no son conocidos, y la numerosa cantidad de combinaciones de parámetros que involucran los sistemas disminuyen la certidumbre de métodos tradicionales de resolución.

Sin embargo, el creciente campo de la Metaheurística – dominio de optimización que mejora la matemática tradicional con inteligencia artificial y métodos derivados de analogías biológicas, físicas y evolutivas - ha evidenciado avances en los motores eficaces de búsqueda para guiar una serie de evaluaciones complejas en la búsqueda de valores óptimos para las variables de decisión.

Las herramientas modernas de optimización de las simulaciones están diseñadas para resolver problemas de la forma:

Minimizar $F(X)$ \rightarrow Función objetivo

Sujeta a:

$Ax \leq b$ \rightarrow Restricción

$g_l \leq G(x) \leq g_u \rightarrow$ Requerimiento

$l \leq x \leq u \rightarrow B \rightarrow$ Límites

Donde el vector x de las variables de decisión incluye rangos de variables desde continuas hasta discretas.

La función objetivo es típicamente compleja, en el contexto de optimización de simulaciones, representa una medida del valor de salida por cada simulación. Las restricciones, representada por una desigualdad lineal donde A es el coeficiente de la matriz y el término a la derecha corresponde a la solución o vector b , debe ser conocido. El requerimiento impone una condición de frontera o límite superior e inferior sobre una función que puede ser lineal o no lineal, y es un valor de salida de la simulación. Los valores de los límites son constantes. Todas las variables están limitadas y algunas deben ser restringidas, de acuerdo sea el caso, como continuas o discretas. Cada evaluación de $F(x)$ y $G(x)$ requiere una simulación del sistema. Combinando así la simulación y la optimización.

El proceso de optimización utiliza los valores de salida del sistema evaluador, el cual mide el mérito de los valores de entrada al modelo. Bajo las bases de las evaluaciones actuales y precedentes, el método decide un nuevo grupo de valores de entrada. El esquema del proceso es presentado en la figura 2.14.

Siempre que una solución factible exista, el procedimiento del optimizador idealmente lleva a cabo una búsqueda especial donde los valores sucesivos generados producen varias evaluaciones, no todas ocasionan una mejora, pero que al cabo de un período de tiempo genera una trayectoria efectiva hacia las mejores soluciones. El proceso continúa hasta que el criterio de terminación es satisfecho.

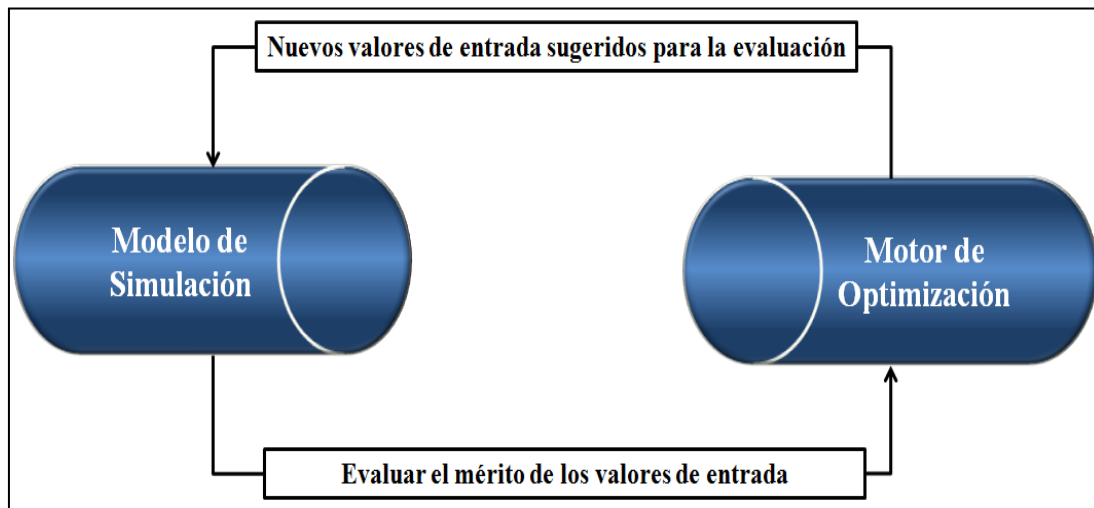


Figura 2. 14 Coordinación entre el Optimizador y el simulador ^[18]

2.10. METAHEURÍSTICA ^{[19] [20]}

Es un marco algorítmico de alto nivel, independiente del problema, que provee una serie de guías o estrategias para desarrollar una optimización heurística. Algunos ejemplos notables de metaheurísticas corresponden con algoritmos genéricos/evolutivos, *Tabu search*, *Simulated Annealing*, optimización de colonias, entre otros. Por lo general son utilizados para encontrar soluciones precisas en tiempos de cómputo cortos. La comunidad científica ha demostrado que los métodos metaheurísticos son viables y en muchas situaciones una alternativa superior de resolución de problemas, por encima de métodos tradicionales (exactos). Los algoritmos genéticos (GA's) y las búsquedas dispersas (SS), por ejemplo, son metaheurísticos diseñados para operar en un grupo de soluciones que es mantenida de iteración a iteración. Por otro lado, metaheurísticos como *Simulated annealing* (SA) y *Tabu search* (TS) típicamente mantienen una sola solución aplicando mecanismos para transformar la solución actual en una nueva solución.

2.10.1. Algoritmo De Búsqueda Dispersa (Scatter Search, Ss) ^[21]

La herramienta de optimización utilizada en este trabajo investigativo correspondió al algoritmo SS que se basa en las estrategias para combinar reglas de decisión,

especialmente en problemas de secuenciación, así como en la combinación de restricciones. SS opera sobre un conjunto de soluciones, llamado conjunto de referencia, combinando éstas para crear nuevas soluciones de modo que mejoren a las que las originaron. En este sentido se dice que es un método evolutivo.

Scatter Search se basa en combinar las soluciones que aparecen en el llamado conjunto de referencia. Este conjunto almacena las “buenas” soluciones que se han ido encontrando durante el proceso de búsqueda. Es importante destacar que el significado de buena no se restringe a la calidad de la solución, sino que también se considera la diversidad que esta aporta al conjunto de referencia. SS consta básicamente de cinco elementos o métodos:

1. Generador de soluciones diversas (*Diversification Generation Method*). El cual se basa en predecir un conjunto P de soluciones diversas (alrededor de 100), del que extrae un subconjunto pequeño (alrededor de $b=10$) que se denomina conjunto de referencia RefSet.
2. Método de mejora (*Improvement Method*). Típicamente se trata de un método de búsqueda local para mejorar las soluciones, tanto del conjunto de referencia como las combinadas antes de estudiar su inclusión en el conjunto de referencia. Es importante destacar que en las implementaciones donde se manejen soluciones no factibles, este método ha de ser capaz de, a partir de una solución no factible, obtener una que sea factible y después intentar mejorar su valor. Si el método no logra mejorar a la solución inicial, se considera que el resultado es la propia solución inicial.
3. Método para crear y actualizar el conjunto de referencia RefSet (*Reference Set Update Method*). A partir del conjunto de soluciones diversas P se extrae el conjunto de referencia según el criterio de contener soluciones de calidad y diferentes entre sí (Calidad y Diversidad). Las soluciones en este conjunto están ordenadas de mejor a peor respecto de su calidad.

3.1. Creación. Inicia el conjunto de referencia con las $b/2$ ($|\text{RefSet}|=b$) mejores soluciones de P . Las $b/2$ restantes se extraen de P con el criterio de maximizar la mínima distancia con las ya incluidas en el conjunto de referencia. Para ello se define previamente una función de distancia en el problema.

3.2. Actualización. Las soluciones fruto de las combinaciones pueden entrar en el conjunto de referencia y reemplazar a alguna de las ya incluidas, en caso de que las mejoren. Así pues, el conjunto de referencia mantiene un tamaño b constante, pero el valor de sus soluciones va mejorando a lo largo de la búsqueda. En implementaciones sencillas, la actualización de este conjunto se realiza únicamente por calidad, aunque se puede hacer también por diversidad.

4. Método para generar subconjuntos de RefSet a los que se aplicará el método de combinación (*Subset Generation Method*). SS se basa en examinar de una forma bastante exhaustiva todas las combinaciones del RefSet. Este método especifica la forma en que se seleccionan los subconjuntos para aplicarles el método de combinación. Una implementación sencilla, utilizada a menudo, consiste en restringir la búsqueda a parejas de soluciones. Así el método considera todas las parejas que se pueden formar con los elementos del RefSet y a todas ellas le aplica el método de combinación.

5. Método de combinación (*Solution Combination Method*). SS se basa en combinar todas las soluciones del conjunto de referencia. Para ello, se consideran los subconjuntos formados por el método del punto 4, y se les aplica el método de combinación. La solución o soluciones que se obtienen de esta combinación pueden ser inmediatamente introducidas en el conjunto de referencia (actualización dinámica) o almacenadas temporalmente en una lista hasta terminar de realizar todas las combinaciones y después ver qué soluciones entran en éste (actualización estática).

El siguiente esquema muestra cómo actúan los elementos descritos en un esquema básico del algoritmo.

Algoritmo Scatter Search

1. Comenzar con $P = \emptyset$. Utilizar el método de generación para construir una solución y el método de mejora para tratar de mejorarla; sea x la solución obtenida. Si $x \notin P$ entonces añadir x a P . (i.e., $P = P \cup x$), en otro caso, rechazar x . Repetir esta etapa hasta que P tenga un tamaño prefijado.
2. Construir el conjunto de referencia $\text{RefSet} = \{x^1, \dots, x^b\}$ con las $b/2$ mejores soluciones de P y las $b/2$ soluciones de P más diversas a las ya incluidas.
3. Evaluar las soluciones en RefSet y ordenarlas de mejor a peor respecto a la función objetivo.
4. Hacer Nueva Solución = TRUE

Mientras (Nueva Solución)

5. Nueva Solución = FALSE
6. Generar los subconjuntos de RefSet en los que haya al menos una nueva solución.

Mientras (Queden subconjuntos sin examinar)

7. Seleccionar un subconjunto y etiquetarlo como examinado.
8. Aplicar el método de combinación a las soluciones del subconjunto.
9. Aplicar el método de mejora a cada solución obtenida por combinación. Sea x la solución mejorada: Si $f(x) < f(x^b)$ y x no está en RefSet
10. Hacer $x^b = x$ y reordenar Refset
11. Hacer Nueva Solucion = TRUE

La figura 2.15 muestra un esquema del método básico descrito.

El algoritmo debe poseer una variable de control para detenerlo, para lo cual se utilizó la herramienta Optquest de Crystal Ball™, que combina este algoritmo SS para evaluación de la solución mediante las variables de control definidas y un proceso de optimización estocástica (Simulación Montecarlo).

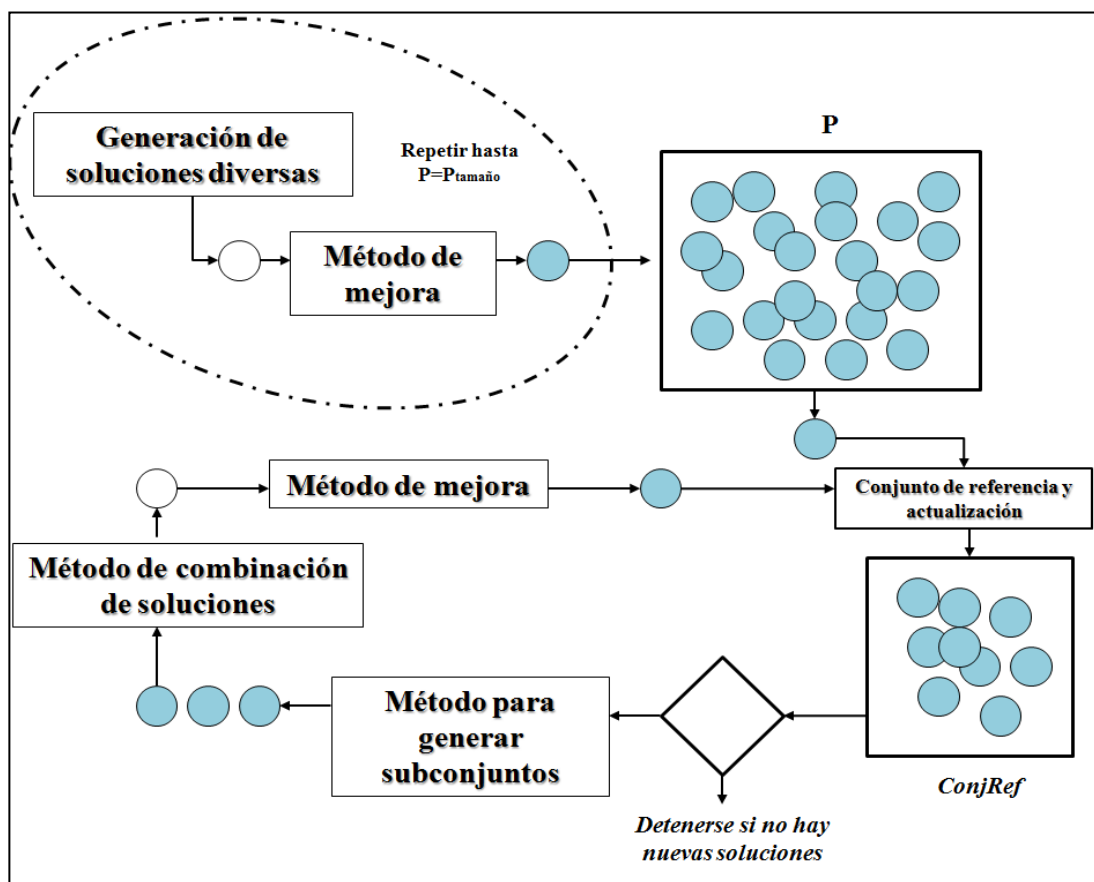


Figura 2. 15 Esquema del método ^[21]

2.11. FACTORES QUE AFECTAN LA PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ^[14]

Existen factores significativos que afectan la confiabilidad y la precisión de la producción en modelos predictivos. La mayoría de dichos parámetros son introducidos en los modelos computacionales y en la estimación de la predicción. En la Tabla 2.1 se muestran algunos de los parámetros relevantes a considerar en estudios de incertidumbres.

Tabla 2. 1 Factores que afectan los pronósticos de producción

Factores que afectan los pronósticos de producción			
	Parámetros del Modelos Estático.	Parámetros del Modelo Dinámico	Parámetros Operacionales
1	Estructura del modelo	Permeabilidades Relativas	Capacidad del separador
2	Porosidades	Saturación de gas crítica	Capacidad en las líneas de flujo
3	Permeabilidades	Saturación de agua irreducible	RGP permisible
4	Saturaciones iniciales	Transmisibilidad del acuífero	Corte de agua
5	Contactos de fluidos	Propiedades de los fluidos.	Tasa de producción admisible
6	Distribución de facies	Saturación de crudo residual	-----
7	Ambiente deposicional	-----	-----

2.12. HERRAMIENTAS DE MODELAJE DEL POZO-YACIMIENTO

Son herramientas computacionales que permiten evaluar el comportamiento de los sistemas de producción, desde el yacimiento hasta las facilidades de superficie, a partir de modelos teóricos y en tiempos óptimos de cómputo. Una de las herramientas utilizadas para este fin corresponde al simulador integrado IPM (*Integrated Production Modeling*) de *Petroleum Experts Ltd.*

2.12.1. Modelo Integrado De Producción (IPM V.7.5) ^[15]

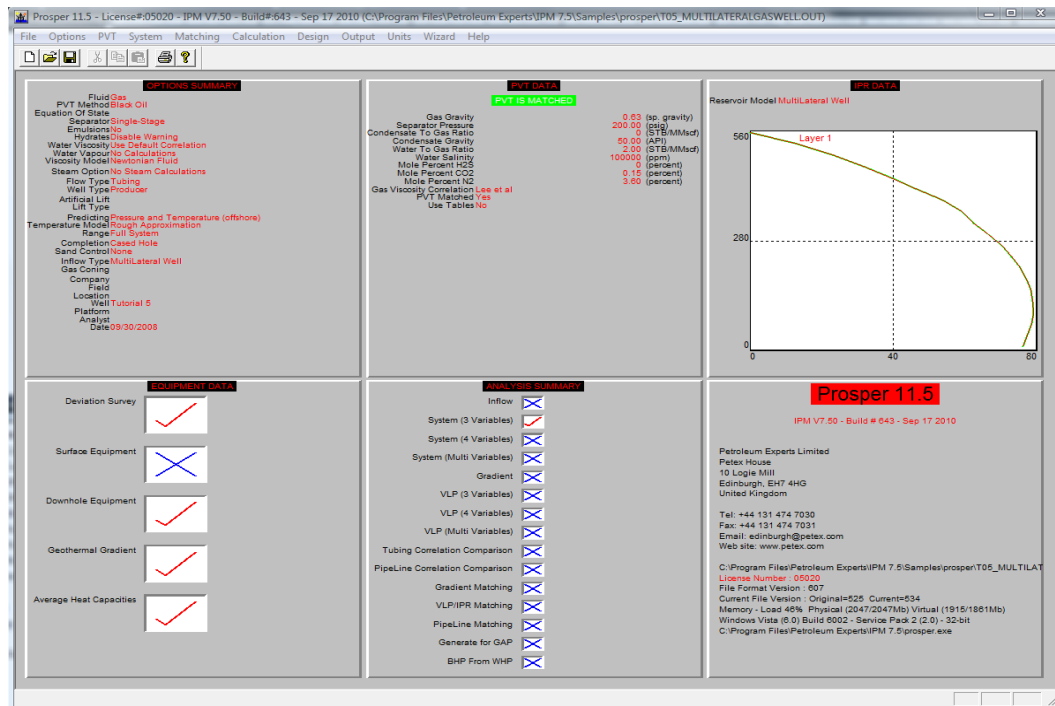
Con la finalidad de modelar las características estáticas y dinámicas de los yacimientos de hidrocarburos, así como la interacción entre ambas se han desarrollado cuantiosas herramientas de modelaje, que permiten evaluar las condiciones de producción de los yacimientos en cada una de sus etapas. Poco a poco se ha incorporado herramientas computacionales que integran cada una de las fases involucradas en el proceso de extracción-producción de los sistemas como un todo.

La herramienta IPM (*Integrated Production Modelling*, por sus siglas en inglés), desarrollada por la casa de programas computacionales Petroleum Experts Limited, constituye un poderosa herramienta de adecuación de cada una de las fases involucradas en el desarrollo del campo. Dicha herramienta cuenta con un paquete de programas, compuesto por GAP, PROSPER, MBAL, PVTp, REVEAL y RESOLVE, que en su conjunto o individualmente permiten modelar, optimizar y realizar pronósticos de producción, que involucran desde el yacimiento hasta todas las facilidades de superficie, sea cual fuere el propósito del análisis a realizar.

- **PROSPER (Modelo de Pozo)**

Permite representar, diseñar, optimizar y predecir el comportamiento de pozos de petróleo, gas seco, húmedo y condensado. Está diseñado para permitir la recreación de modelos de pozo confiables y consistentes, con la habilidad de agregar todos los aspectos de modelado del pozo, a saber, PVT (Caracterización del Fluido), correlaciones VLP (Curva de Levantamiento Vertical), para los cálculos de las pérdidas de presión en la línea de flujo y la tubería de producción, e IPR (Influjo del Yacimiento), entre otros aspectos.

La interface del usuario, mostrada en la figura 2.16, representa cinco ventanas funcionales que agrupan los diferentes datos necesarios para el modelo del pozo.

Figura 2. 16 Interface de Usuario PROSPER ^[15]

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO

3.1. ASPECTOS GENERALES

El Campo Dolphin está ubicado en la Subcuenca Columbus, al Este de la Costa Marina de Trinidad, también conocida como *East Coast Marine Area* (ECMA, por sus siglas en inglés) a una distancia aproximada de 65 km costa afuera del Punto Galeota, bloque 6b (Ver figura 3.1).

Es un campo de gas seco que fue descubierto en 1976 por Tenneco, mediante el pozo Dolphin-1, y declarado comercial en 1981 con la perforación de los pozos Dolphin-2, Dolphin-3 y Dolphin-4. Inició producción en 1996 y a la fecha cuenta con 13 pozos productores, de DAP-1 a DAP-13.

Las arenas gasíferas poco consolidadas que conforman el campo se encuentran a profundidades entre 5000 y 10000 pies por debajo del nivel del mar, el cual se encuentra aproximadamente a 358 pies de profundidad.

Los yacimientos consisten en una serie de pilas de edad Pleistoceno depositadas en ambiente marino poco profundo. La falla principal de Dolphin posee una orientación Noroeste-Sureste y cuyo plano de falla buza hacia el Este entre 50° y 60° grados.

3.2. GEOLOGÍA REGIONAL

Los elementos estructurales más representativos de la cuenca están compuestos por fallas normales de orientación Noreste - Suroeste cuyo desplazamiento ha sido en la dirección Norte (Ver figura 3.2); sin embargo existen algunas fallas con buzamiento al Sureste. Las fallas han sido formadas por la colisión, en dirección Este, de la Placa del Caribe y el deslizamiento Oeste de la Placa Sudamericana.

La cuenca posee enormes espesores de sedimentos de edad Pleistoceno (mayores a 3000 pies). Las arenas del yacimiento fueron depositadas bajo ambiente marino deltaico durante el Pleistoceno (Ver figura 3.3), y los sedimentos fueron depositados

del Sistema Fluvial Proto-Orinoco. El ambiente depositacional dentro de la secuencia del Campo Dolphin contiene sedimentos de Costa Superior hasta sedimentos Marino Profundos.

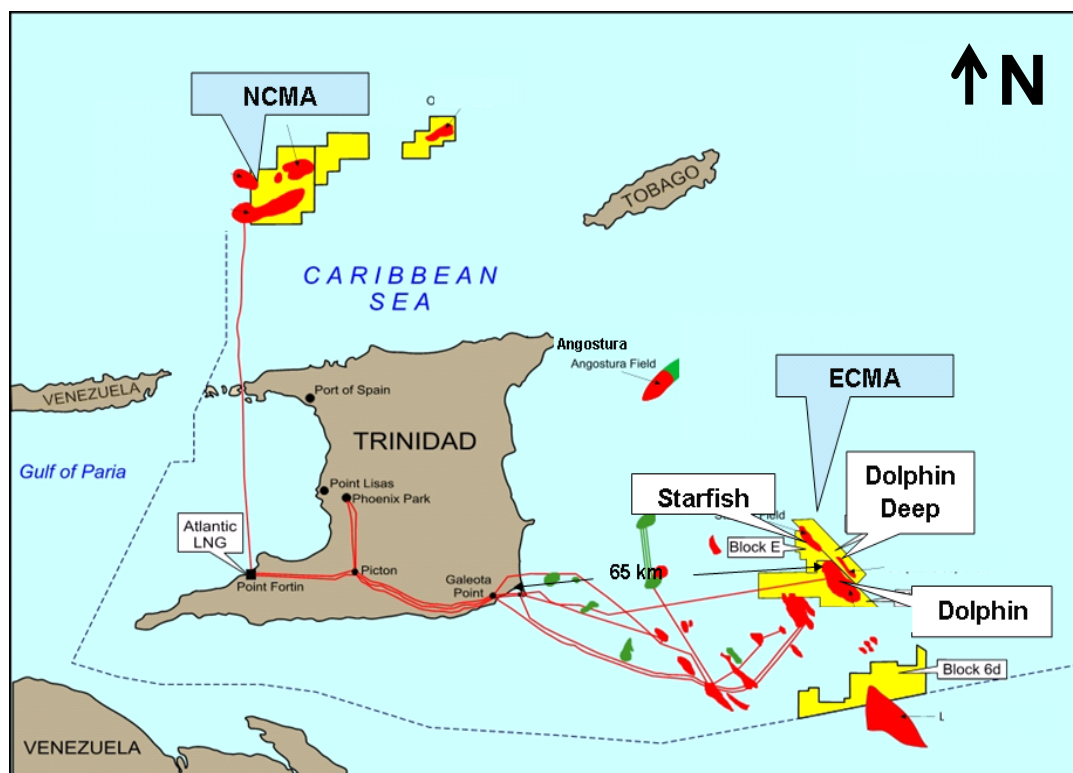


Figura 3. 1 Localización del Campo Dolphin, Costa Marina de Trinidad y Tobago ^[2]

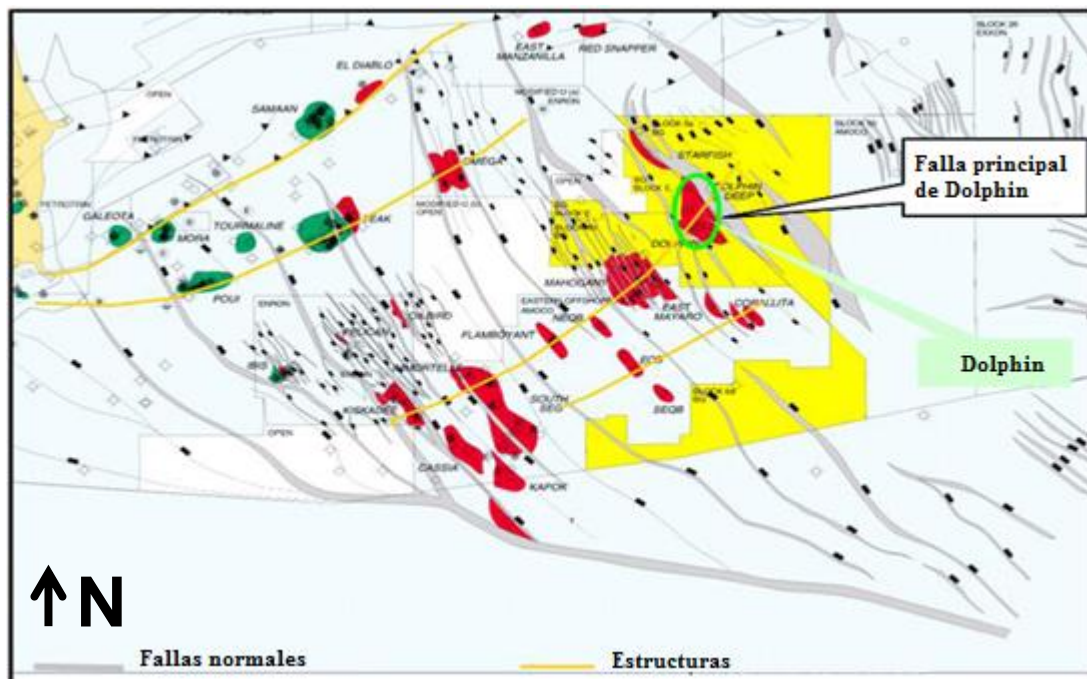


Figura 3. 2 Sistema de Fallas Regionales (ECMA)^[2]

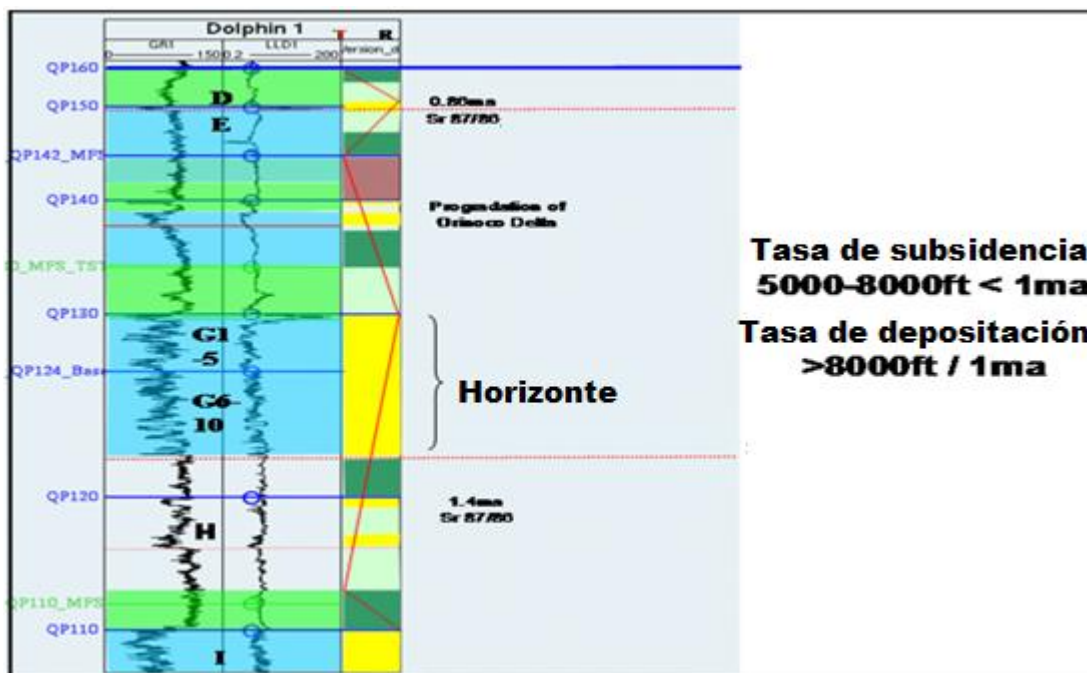


Figura 3. 3 Registro característico de los pozos de Dolphin y ambiente deposicional (ECMA) ^[2]

3.3. ESTRUCTURA

El Campo Dolphin está localizado sobre un Diapiro de lutita del Pre-Pleistoceno. La trampa principal, la Falla Principal de Dolphin, tiene orientación Noroeste - Sureste y buza hacia el Este (Ver figura 3.4) con un plano de falla formando entre 55° y 60° con el plano horizontal. La falla principal de Dolphin se formó al mismo instante en que la Arena C se depositaba, y la cual se ha reactivado en tiempos recientes. En el límite Este del campo todos los yacimientos están sellados por la Falla Principal de Dolphin con cerca de 5000 pies de separación vertical.

El Campo Dolphin descansa sobre un anticlinal, pero muestra compartimientos de presiones diferentes a lo largo de toda la longitud de la estructura. Los yacimientos del Campo Dolphin están situados dentro de diferentes regímenes de presión a los Campos análogos Starfish y Dolphin Deep.

El mapa estructural del Campo Dolphin se muestra en la figura 3.5.

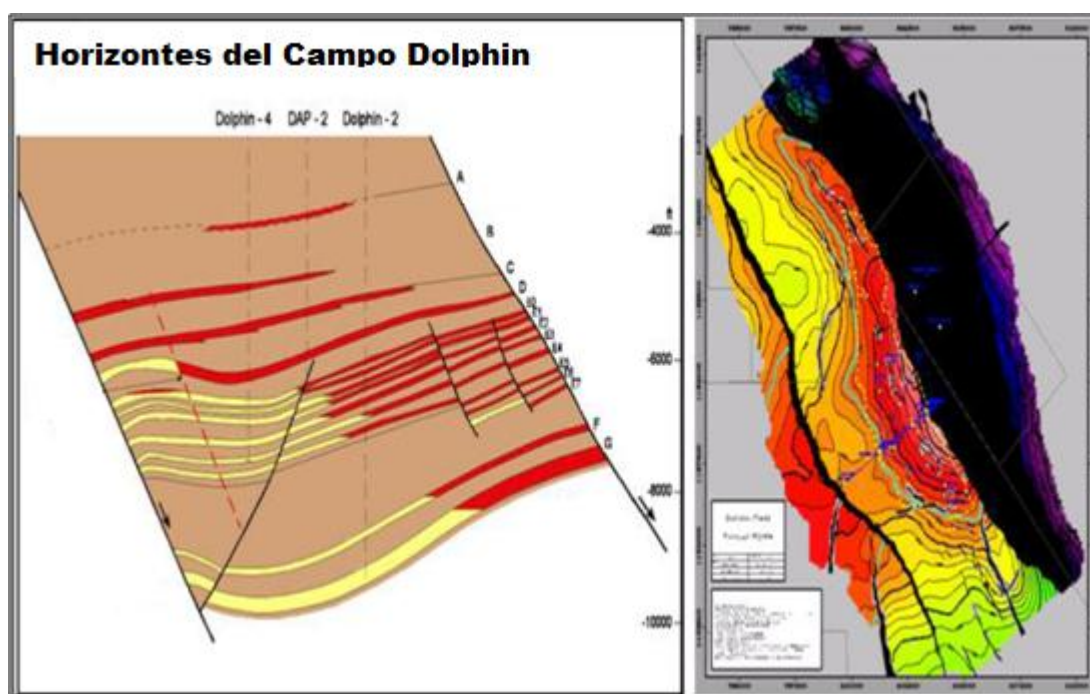


Figura 3. 4 Sección transversal, buzamiento del Campo Dolphin.

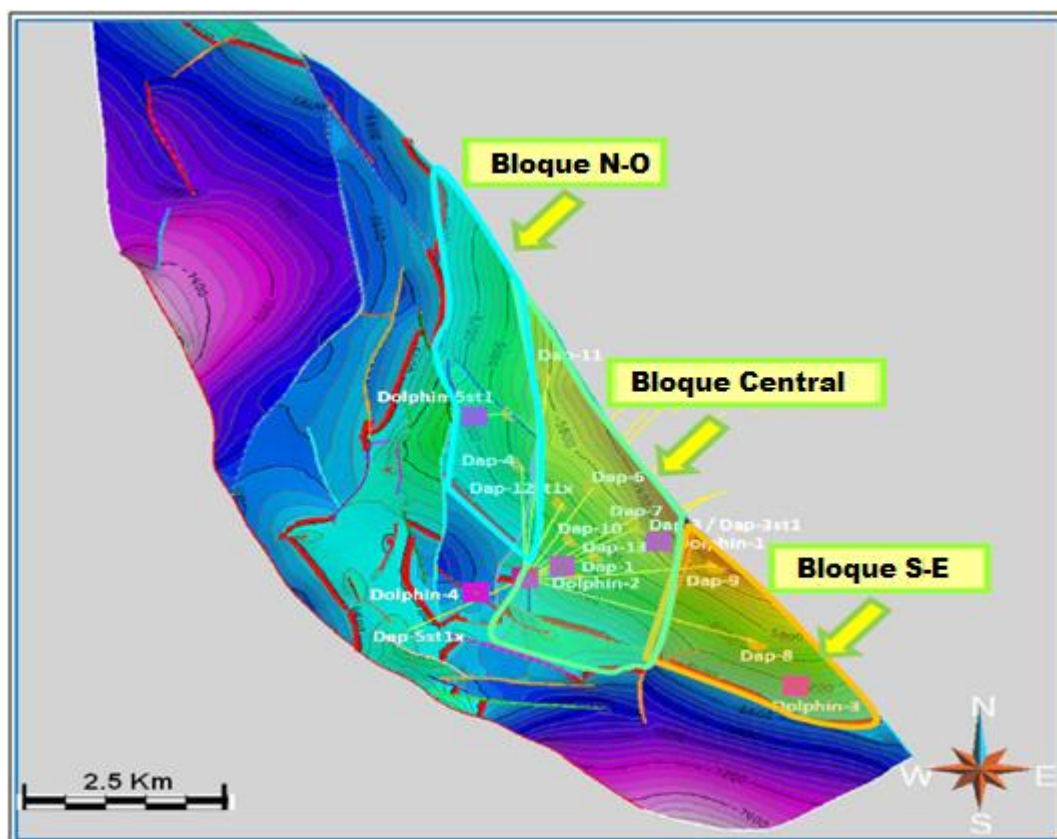


Figura 3. 5 Mapa estructural de Dolphin.

3.4. GEOLOGÍA DEL CAMPO Y CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO.

El Campo Dolphin consiste en 33 pilas, depósitos deltaicos de arenisca poco consolidada cuyo origen se remonta al ancestral Delta del Río Orinoco. El campo descansa sobre un Diapiro Pre-pleistoceno de Lutita, el cual ha influenciado el depósito de las arenas a través del tiempo. El yacimiento está estratigráficamente subdividido en intervalos secuenciales. Llamados arenas A, B, C, D y E. En la figura 3.6 se muestra un corte transversal del campo, en el cual se percibe el buzamiento de las fallas de Dolphin y las Arenas del campo en estudio.

En general, los yacimientos de Dolphin presentan buenas propiedades de la roca exhibiendo tasas de gas entre 40-100 PCN/D.

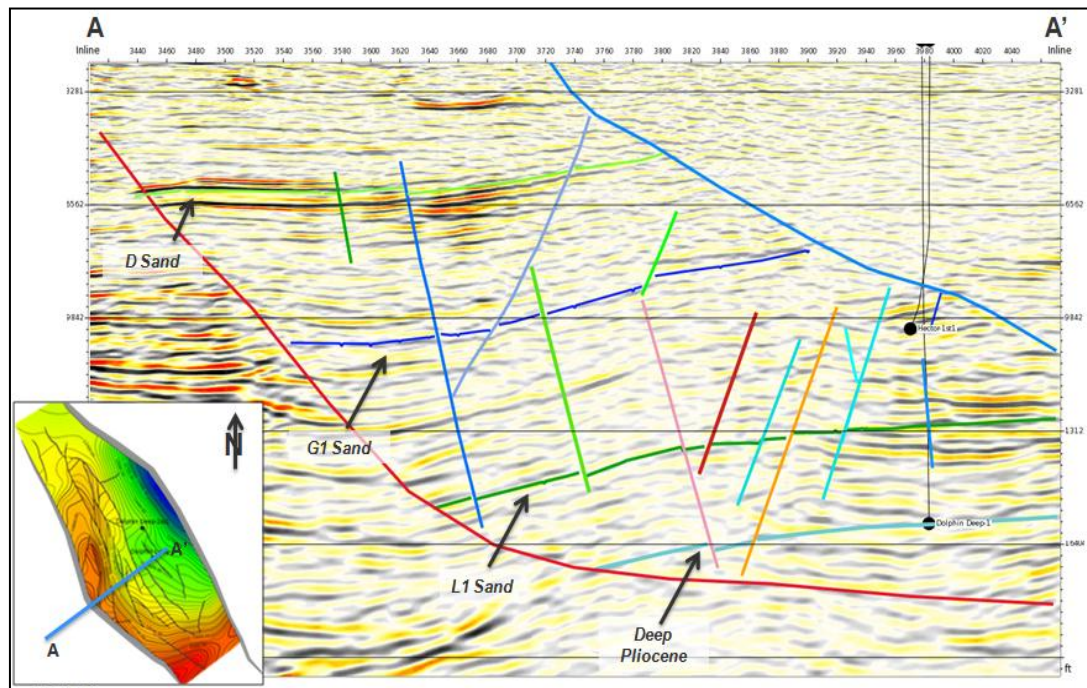


Figura 3. 6 Sección transversal de la interpretación sísmica de Dolphin, mostrando el sistema de fallas ^[2]

CAPÍTULO IV

MARCO METODOLÓGICO

En ésta sección se esbozan los procedimientos seguidos para la obtención de la correlación del Factor de Resistencia Inercial que generó el mejor ajuste para el Coeficiente de Flujo No Darcy (D), de acuerdo con el Coeficiente obtenido mediante pruebas de presión para las altas tasas de producción en el Campo Dolphin. El diagrama esquemático del método seguido para la obtención de los resultados se presenta en la figura 4.1, metodología con la cual se lograron los objetivos del presente T.E.G.

4.1. RECOLECCION DE DATOS

En primera instancia se acudió a fuentes primarias para la recopilación de datos de interés para el estudio, haciendo uso de los datos suministrados por la compañía, para incorporar los parámetros de interés para la evaluación del flujo turbulento en el campo Dolphin.

4.1.1. Datos De Pruebas De Multitasa Y Restauración De Presión

Se acudió a información suministrada por la empresa para obtener los valores reales del Coeficiente de flujo No Darcy (D), factor que sirvió para la evaluación de las diferencias entre el método práctico y el método analítico de obtención de dicho coeficiente. El mismo, se obtuvo por la interpretación de los datos de pruebas de restauración de presión realizadas en el año 2010 a través de la herramienta de interpretación Saphir, realizado por la empresa operadora del campo BgTT. Los datos obtenidos en esta fase sirvieron de base comparativa para obtener la correlación que mejor ajustase los resultados del Coeficiente (D).

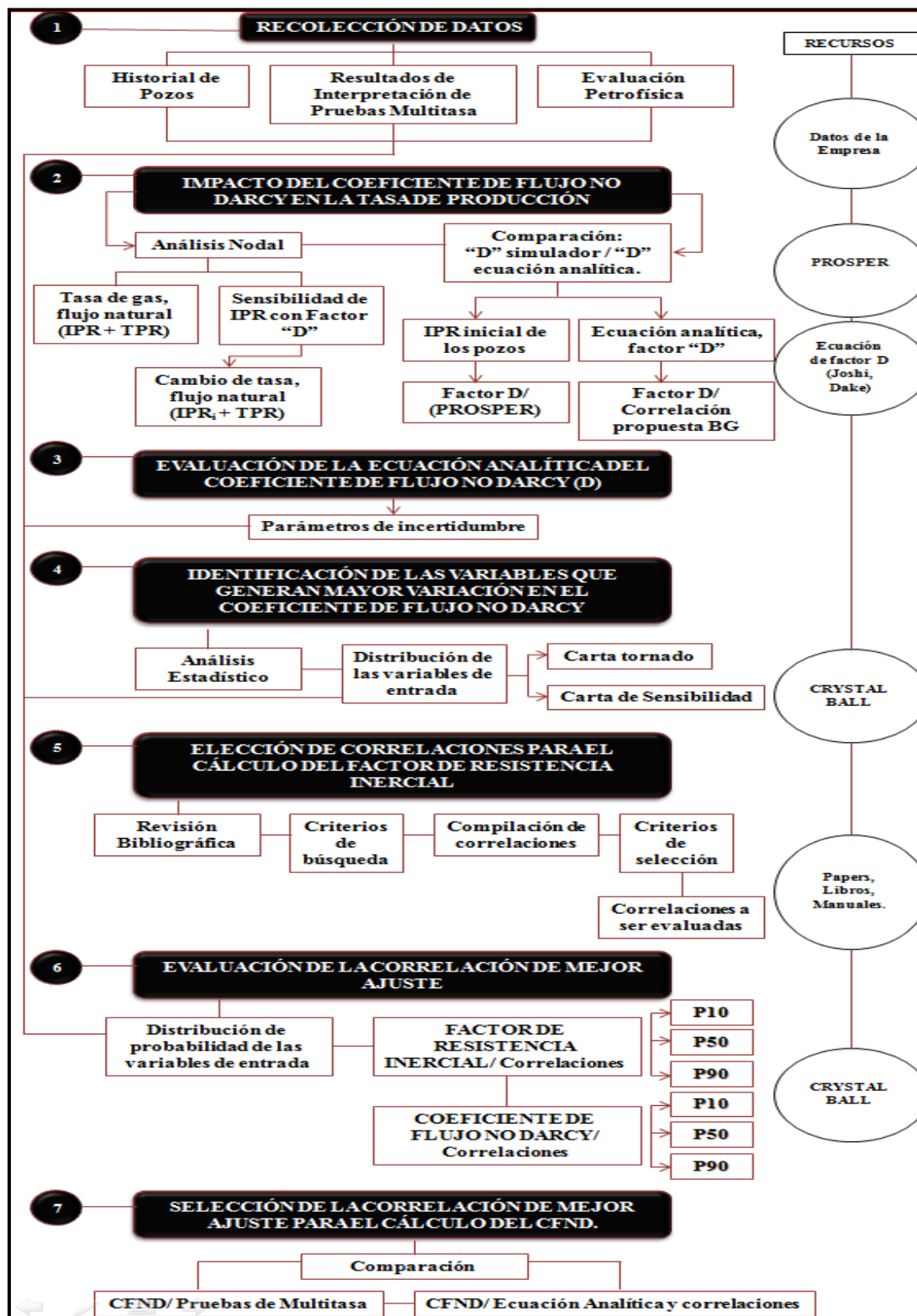


Figura 4. 1 Diagrama del procedimiento metodológico

4.1.2. Propiedades De Los Pozos, Fluidos Y Arenas Del Campo Dolphin

Las propiedades petrofísicas de interés para la evaluación se obtuvieron de un Modelo Petrofísico Integrado previamente realizado en el Campo. A partir del cual se obtuvo un paquete de datos del espesor de cada arena, NTG, porosidad y saturación de agua en el Campo.

La permeabilidad de cada arena fue obtenida a partir del modelo de calidad de la roca realizado por la empresa para el campo Starfish, el cual se considera el Campo análogo por excelencia del campo actual en estudio.

Mediante el análisis de las propiedades del gas seco del campo, se obtuvo previamente las curvas características de viscosidad del gas, promediada a la presión de fondo fluyente actual para cada pozo, la cual se consideró constante durante toda la evaluación. Además, el valor correspondiente a la gravedad específica del gas por el análisis de la composición y la fracción molar del mismo.

Adicionalmente, se realizó la consulta periódica de trabajos de investigación, libros, artículos técnicos, informes técnicos e investigación en portales de internet sobre aspectos relacionados con el flujo no lineal y su impacto en el desempeño de la producción.

4.2. IMPACTO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY EN LA TASA DE PRODUCCIÓN

4.2.1. Coeficiente de Flujo No Darcy (CFND)

Antes del inicio de esta investigación, la correlación para el cálculo analítico del factor de resistencia inercial correspondía a la *Correlación de Tessem* (Ver Ecuación 4.1), para obtener la tasa de gas mediante el método analítico. Sin embargo, no se conocía con certeza la representatividad de la misma frente a las propiedades y características de los yacimientos, generando incertidumbres en los cálculos del factor de daño D y la posterior determinación de las tasas de gas en los pozos asociadas a las condiciones de los mismos.

$$\beta = \frac{9.40 * 10^{10}}{k^{1.28} \theta^{1.283}} \quad \text{Ecuación (4.1)}$$

Adicional a esto, el simulador de producción PROSPER que se utilizó para validar los cálculos analíticos posee una correlación predeterminada para calcular los efectos inerciales en yacimientos de gas, *Correlación de Beggs* (Ver Ecuación 4.2). Esta última, con marcadas diferencias entre la *Correlación de Tessem*, lo que incrementaba las diferencias en los resultados de ambas técnicas de predicción de las tasas.

$$\beta = \frac{2.73 \times 10^{10}}{k^{1.1045}} \quad \text{Ecuación (4.2)}$$

Resulta evidente la diferencia entre ambas metodologías de cálculo del factor, afectando así la determinación del coeficiente de flujo no Darcy y, por ende, la confiabilidad de los resultados, en especial la comparación del cálculo analítico de las tasas y el cálculo a través de análisis nodal en el simulador.

Mediante el simulador PROSPER, se estableció el modelo de IPR para determinar el Comportamiento de Afluencia (IPR) de los pozos, lo cual fue realizado para los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12. Para ello, se precisó en el simulador la opción “*Calculated*” para el coeficiente D, lo que implicó que el mismo fue determinado mediante la Ecuación 4.2.

La configuración del modelo y los datos suministrados al simulador, para el pozo DAP-11, se muestran la figura 4.2.

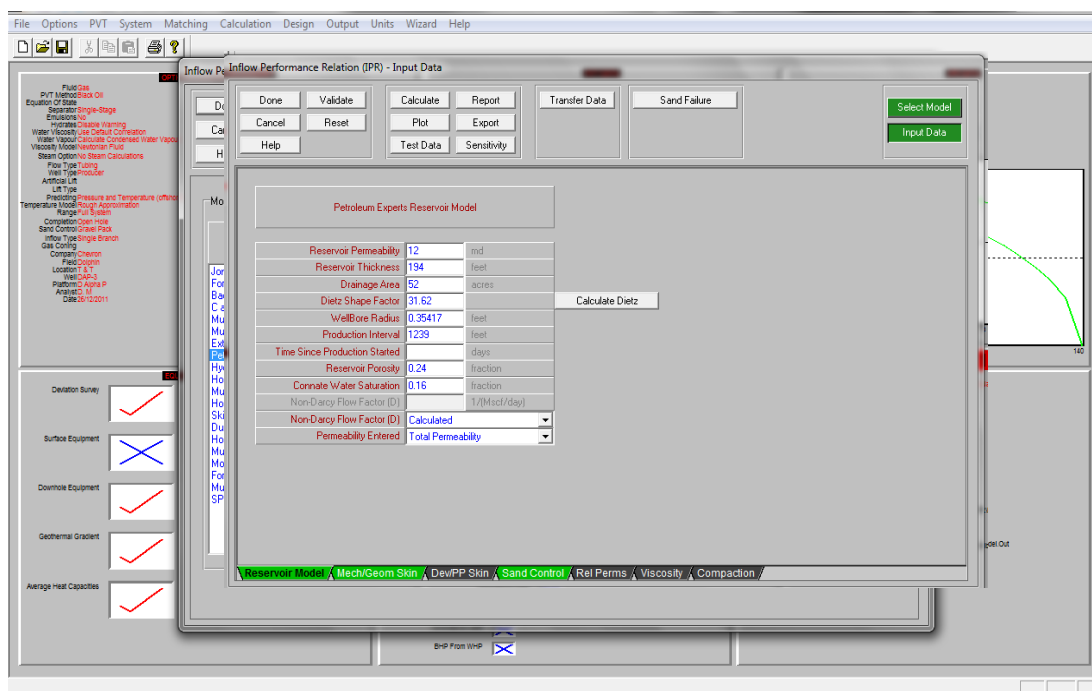


Figura 4. 2 Configuración predeterminada del simulador para el cálculo del coeficiente D, pozo DAP-11

El simulador arrojó una primera aproximación para el valor del Coeficiente de Flujo No Darcy (D); cuyo cálculo proviene de la Ecuación 2.11. Esta primera aproximación, obtenida mediante el simulador, se comparó con los resultados probabilísticos, P_{10} , P_{50} y P_{90} , del mismo factor pero siendo calculado de manera analítica utilizando la *Correlación de Tessem*.

El procedimiento permitió cuantificar el porcentaje de diferencia entre cálculo del Coeficiente de Flujo No Darcy que utiliza PROSPER y el obtenido mediante el método analítico. Luego, se obtuvo la tasa de flujo natural para las condiciones especificadas de cada pozo, estableciendo el nodo en la cara de la arena y se cuantificó la diferencia en las tasas de gas obtenidas mediante ambas técnicas de cálculo. La misma operación fue realizada para todos los pozos en estudio.

4.2.2. Análisis Nodal

Para cuantificar la incidencia de las diferencias entre las modalidades de cálculo para el CFND en la determinación del aporte de los pozos se realizó un estudio de sensibilidades de dicho coeficiente para la estimación del Comportamiento de Afluencia mediante el simulador PROSPER. A partir de sensibilidades en el orden de magnitud del Coeficiente de Flujo No Darcy, introduciendo variaciones entre $D=1E^{-2}$ y $D=1E^{-7}$ y manteniendo la curva TPR característica de cada pozo. La figura 4.3 muestra la configuración del simulador para las sensibilidades del coeficiente D.

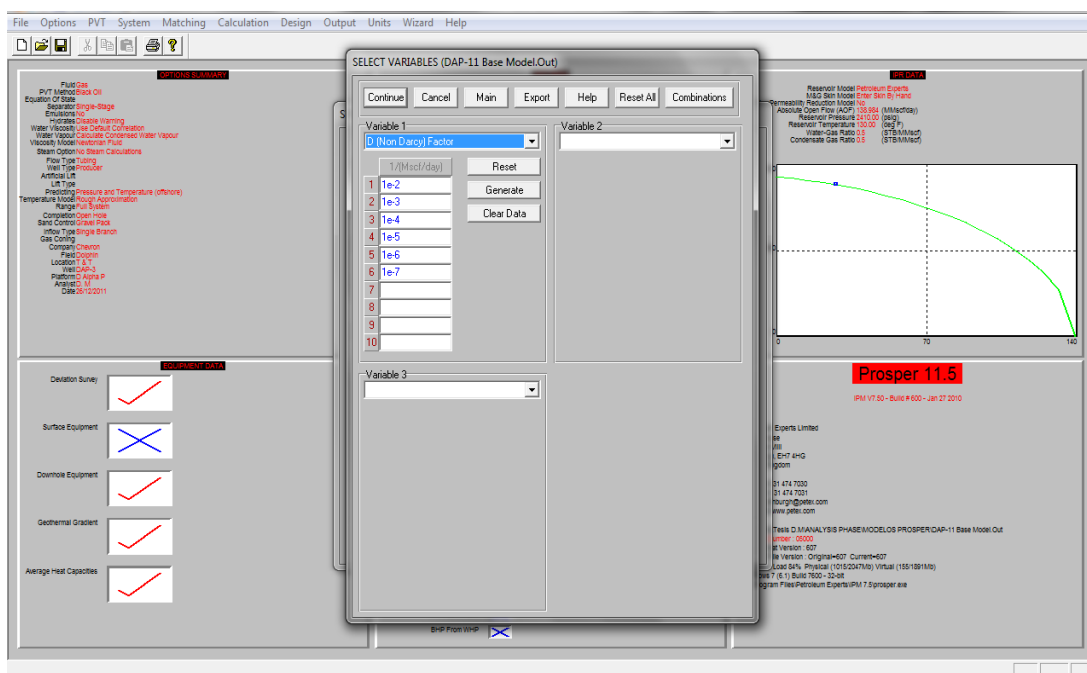


Figura 4. 3 Valores de entrada. Sensibilidad de la curva IPR, pozo DAP-11

De esta manera, se constató el impacto en el modelo de afluencia del pozo a través del cambio del factor de turbulencia en el yacimiento.

4.3. EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN ANALÍTICA DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY (D)

Mediante la ecuación original de Forchheimer para el flujo de fluidos a alta velocidad en el medio poroso, diversos autores propusieron la ecuación representativa del

Coeficiente D, ecuación 2.11 presentada en el Capítulo II, la cual se empleó para el cálculo del mismo mediante el método analítico a través de correlaciones. La figura 4.4. Muestra el Diagrama de Influencia para el cálculo del Coeficiente de Flujo No Darcy.

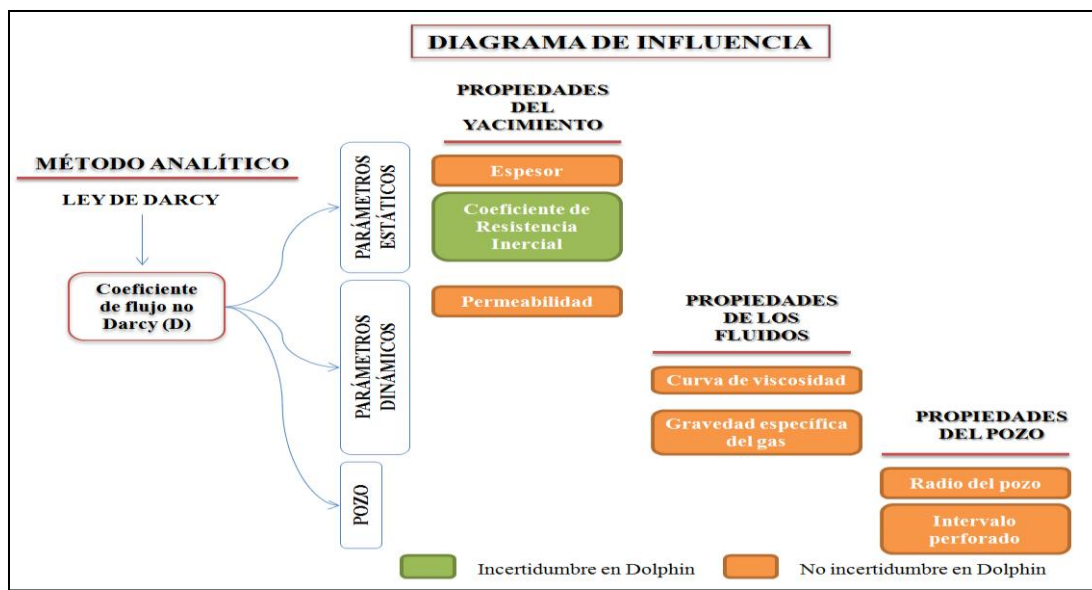


Figura 4. 4 Diagrama de influencia de las propiedades de la roca y los fluidos que inciden en la ecuación analítica del coeficiente de flujo no Darcy.

De acuerdo con los datos adquiridos para el Campo, en la fase de estudio de los datos, se verificó cuales parámetros presentes en la ecuación se considerarían como los parámetros de mayor grado de incertidumbre del Campo y posteriormente dichos parámetros se incluyeron en el método estadístico de estudio, para lo cual se les atribuyó una distribución de probabilidad característica.

4.4. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE GENERAN MAYOR VARIACIÓN EN EL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY

Considerando la ecuación 2.11 existen distintos parámetros que generan incertidumbre como el Factor de Resistencia Inercial (β), permeabilidad, espesores, entre otros. Se procedió a generar un modelo probabilístico de análisis, haciendo uso del programa Crystal Ball, al cual se introdujo cada parámetro de la mencionada

ecuación asociado a una distribución de probabilidad, alimentado a partir de los datos recabados, correspondientes a las propiedades de las arenas, D, E, F y G del Campo Dolphin, características de los fluidos y configuración mecánica de los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12. La Tabla 4.1 muestra los valores de entrada utilizados.

Tabla 4. 1 Valores de entrada, parámetros de la Ecuación 2.11

	N.I	DAP 3	DAP 4	DAP 9	DAP 10	DAP 11	DAP 12
Espesor neto (h), pies	Bajo	293	176	107	305	155	146
	Medio	366	220	134	381	194	183
	Alto	439	264	161	457	233	219
Viscosidad del gas (μ_{gfw}), cP	Bajo	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013	0.013
	Medio	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016	0.016
	Alto	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019	0.019
Radio del Pozo (r_w), pies	Bajo	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283	0.283
	Medio	0.354	0.354	0.354	0.354	0.354	0.354
	Alto	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425	0.425
Permeabilidad absoluta (k), mD	Bajo	145	139	110	63	10	207
	Medio	181	174	138	79,1	12,7	259
	Alto	217	209	166	95	15	311
Gravedad específica (γ_g), fracción	Bajo	0.480	0.480	0.480	0.480	0.480	0.480
	Medio	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600	0.600
	Alto	0.720	0.720	0.720	0.720	0.720	0.720

*N.I: Nivel de Incertidumbre.

De esta manera se obtuvo las cartas tornado, asociadas para el CFND, para las características de cada pozo.

4.5. ELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL

Durante esta etapa se acudió a fuentes diversas con la finalidad de obtener un conocimiento detallado del problema a partir de estudios realizados en campos de gas que presentasen condiciones similares de turbulencia en otras regiones y, a través de

dicha información, fue estudiada la correspondencia de correlaciones del factor de resistencia inercial (β) con las condiciones y propiedades del Campo Dolphin, siguiendo el procedimiento de búsqueda de la naturaleza de cada correlación, presentado en la Sección 4.5.1. Esto, con la finalidad de reducir la inconsistencia de las correlaciones que se seleccionarían para la evaluación final en relación a los datos de Dolphin.

Se acudió a trabajos técnicos, libros, revistas técnicas, fuentes de internet, entre otras fuentes.

4.5.1. CRITERIOS DE BUSQUEDA DE LAS CORRELACIONES

Se decidió recolectar las correlaciones que permitirían realizar la evaluación del factor de resistencia inercial (β) siguiendo el diagrama de búsqueda mostrado en la figura 4.4.

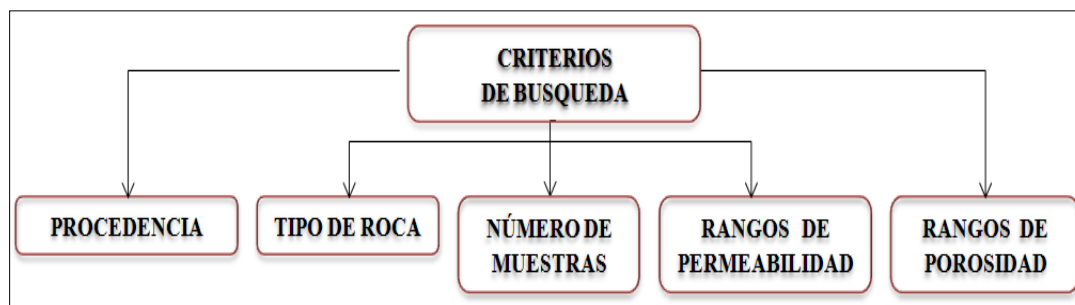


Figura 4. 4 Enfoque de búsqueda de correlaciones del factor de resistencia inercial.

4.5.2. CRITERIOS DE SELECCIÓN

Se siguió la metodología sugerida por Li, D. et al. (2001) ^[5] para la selección de las correlaciones del factor de resistencia inercial que se ajustasen a las condiciones y los datos de permeabilidad, tipo de roca del yacimiento y porosidad del Campo Dolphin. El algoritmo seguido para la selección de las correlaciones se muestra en la figura 4.5.

De los datos suministrados por la empresa para las Arenas C, D, E, F y G del Campo en estudio, se obtuvo los valores de permeabilidad y porosidades. De esta manera, se

pudo conocer el rango de permeabilidad y el rango de porosidad del Campo para realizar la discretización y posterior elección de las correlaciones encontradas en la literatura.

Como aspecto adicional se procedió a definir aquellas correlaciones de las cuales se obtuvo mayor información como aquellas de mayor grado de confiabilidad, puesto que se conocía la fuente de los datos y las especificaciones en sí. Sin embargo, se adicionaron al estudio aquellas correlaciones que fueron sugeridas por la empresa operadora del campo, BgTT, para la validación de las mismas con los datos.

Al final de esta sección se refinó la información y la confiabilidad de cada correlación para las pruebas posteriores, a manera de definir cuál de ellas se ajusta para ser utilizada en el campo Dolphin.

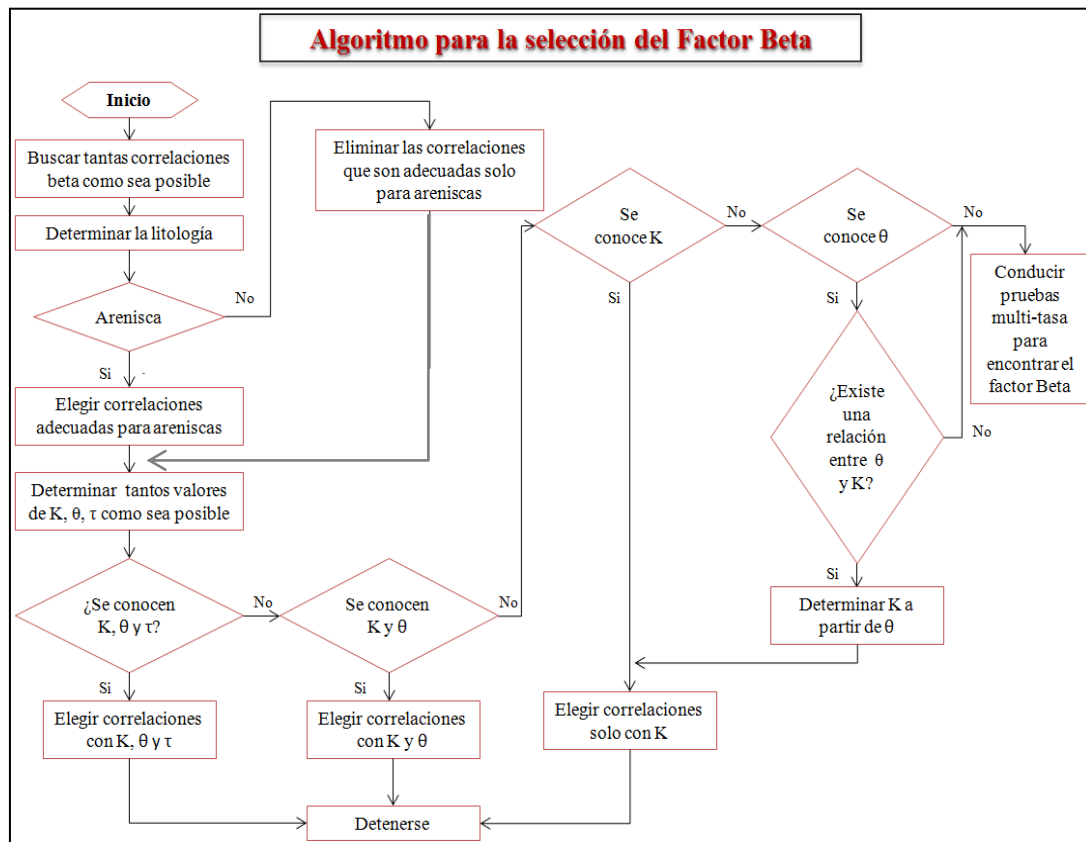


Figura 4. 5 Algoritmo para la selección del Factor Beta ^[16]

4.6. EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE La herramienta estadística Crystall Ball, y de cálculo Excel, fueron utilizadas para realizar los cálculos correspondientes del factor de resistencia inercial y el coeficiente de flujo no Darcy, permitiendo establecer distribuciones de probabilidad de las principales variables que actúan en las correlaciones seleccionadas según la metodología descrita en la Sección 4.5.2 y en la ecuación 2.11, Capítulo II., para el cálculo del Coeficiente D.

a. Factor de Resistencia inercial /Correlaciones.

En primera instancia, se estableció el rango de permeabilidad, y porosidad obtenido para cada arena de los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12, información a partir de la cual se estableció mediante el programa Crystal Ball, la distribución de probabilidad Lognormal para la permeabilidad y triangular la porosidad del Campo. Con la finalidad de obtener los resultados del P_0 , P_{50} y P_{100} para el factor de resistencia inercial (β_{corr}), a ser introducido en la ecuación analítica del Coeficiente de Flujo no Darcy. La Tabla 4.2 muestra los valores de entrada utilizados para determinar los percentiles del factor β .

Tabla 4. 2 Valores de entrada de permeabilidad y porosidad por pozo.

Parámetro	N.I	DAP-3	DAP-4	DAP-9	DAP-10	DAP-11	DAP-12
Permeabilidad absoluta (k), mD	Bajo	145	139	110	63	10	207
	Medio	181	174	138	79,1	12,7	259
	Alto	217	209	166	95	15	311
Porosidad efectiva (0), fracción	Bajo	0.150	0.150	0.120	0.130	0.140	0.180
	Medio	0.176	0.209	0.174	0.148	0.145	0.185
	Alto	0.210	0.250	0.280	0.190	0.150	0.190

*N.I. Nivel de Incertidumbre.

De esta manera, se obtuvo los valores de los percentiles 0, 50, 100 y la desviación estándar para las correlaciones finales seleccionadas para la evaluación. La figura 4.6

muestra la modalidad de cálculo para los estimados probabilísticos del factor β , antes de realizar la simulación Monte Carlo.

PARÁMETROS DE ENTRADA								
Distribución de variables								
Permeabilidad					Porosidad			
Bajo	Medio	Alto	Desv	K	Bajo	Medio	Alto	θ
8.000	14.637	30.000	11.285	14.637	0.130	0.148	0.190	0.148
Dist. Log Normal					Dist. Triangular			
Variable independiente					Variable dependiente			

PREDICCIÓN		
β	2.92E+09	1/ft
P0		1/ft
P50		1/ft
P100		1/ft
STDV		1/ft

Figura 4. 6 Modelo de cálculo de percentiles de factor de resistencia inercial (β), antes de realizar la simulación Monte Carlo.

- b. Coeficiente de flujo No Darcy (D), obtenido mediante las dieciocho (18) correlaciones seleccionadas (D_{corr}), por pozo.*

Para esta sección fue creado un modelo de referencia definido a partir del Coeficiente D de los datos reales de los pozos. Se definió un límite superior de 10% por encima del máximo valor de D_{real} para cada pozo y un límite inferior 10% menor al mínimo valor de D_{real} para cada pozo. Esto para incrementar el nivel de tolerancia de los valores reales para el factor D.

Los resultados del CFND con el cual fueron comparados los valores reales se obtuvieron mediante la ecuación 2.11, Capítulo II. Ecuación para la cual previamente se estableció, utilizando la herramienta Crystal Ball, la distribución de probabilidad para las variables de entrada con mayor incidencia, resultados derivados de la Sección 4.4. Los datos restantes constituyen valores discretos y fijos para cada pozo, por lo cual no se tomó en consideración una distribución de probabilidad asociada. Este método de cálculo permitió conseguir resultados del P_{10} , P_{50} y P_{90} para el coeficiente de flujo no Darcy (D_{corr}), a ser comparado con los datos reales. La figura 4.7 muestra el modelo de cálculo para la obtención del Coeficiente de flujo no Darcy (D_{corr}), a partir de la información de los pozos y los resultados devengados en la Sección 4.6.a.



Figura 4. 7 Modelo de cálculo de percentiles para el Coeficiente “D”, antes de realizar la simulación Monte Carlo

4.7. SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY

Se determinó el porcentaje de diferencia entre el coeficiente de flujo no Darcy reportado de las pruebas de presión mediante el estudio realizado por la empresa operadora, y el Coeficiente obtenido a partir de la ecuación analítica y las correlaciones seleccionadas. El criterio utilizado para la elección correspondió a aquella correlación que propiciara un Coeficiente de flujo con menor porcentaje de diferencia en comparación con los valores reales, y además se ajustase a la mayor cantidad de puntos de los pozos.

$$E_{rel} = \left| \frac{D_{real} - D_{corr}}{D_{real}} \right| \quad \text{Ecuación (4.3)}$$

Con un error promedio mínimo de referencia de 0.3 (30%), considerando dicho valor como aceptable de acuerdo con las diferencias generadas para la estimación de las tasas. La figura 4.8 muestra las curvas de afluencia para una diferencia entre los valores del Coeficiente D igual a 30%.

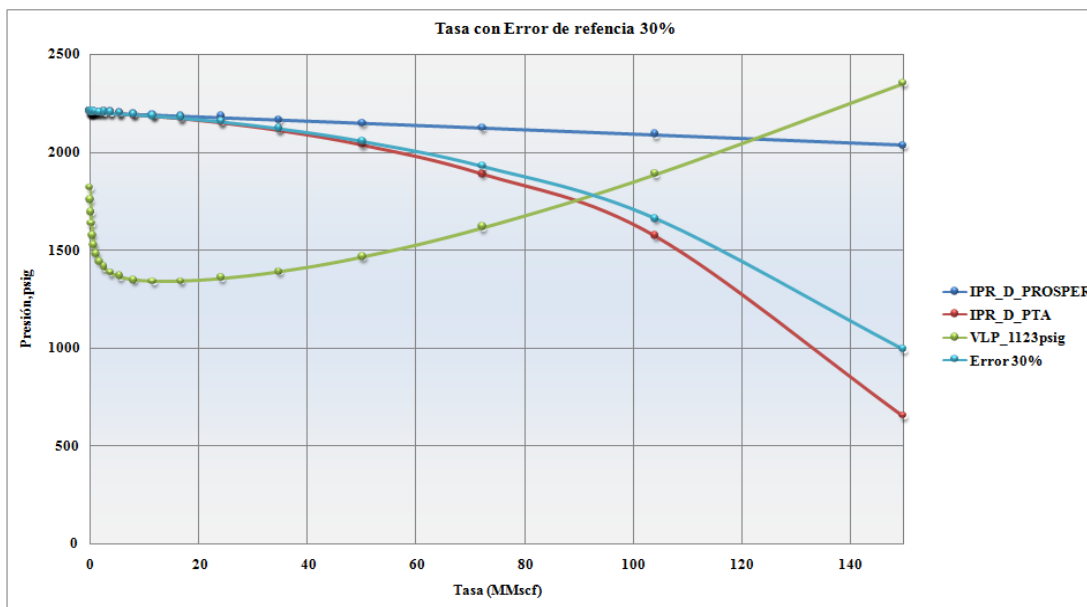


Figura 4. 8 Modelo IPR con diferencias en el factor D de 30%.

4.8. DESARROLLO DE CORRELACIÓN DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL CARACTERÍSTICA DEL CAMPO DOLPHIN

Se desarrolló una correlación característica del campo Dolphin con la finalidad de minimizar el porcentaje de error promedio entre los datos reales del CFND obtenido de pruebas de presión y estimado mediante la implementación de una correlación para el factor Beta. Para ello se implementó la técnica de optimización de simulaciones (Ver Sección 2.9, Capítulo II) a partir del algoritmo de Búsqueda Dispersa o *Scatter Search* descrito en la Sección 2.10.1., combinando este método metaheurístico de solución de problemas complejos con simulación Montecarlo y definición de variables de decisión.

4.8.1. Creación de la Función Objetivo

La forma general de la ecuación del factor Beta de acuerdo con Coles & Hartman ^[22] es la ecuación de la forma,

$$\beta = \frac{a}{k^b \times \theta^c} \quad \text{Ecuación (4.4)}$$

Combinando la ecuación 4.4 con la ecuación 2.11 y reordenando, se obtiene una expresión para el determinar el CFND en función de las constantes a, b y c.

$$Dc_i = \frac{2.715 \times 10^{-12} \times P_{sc} \times a \times (k_i)^{1-b} \times \theta_i^c}{T_{sc} \times h \times \mu_{gwf} \times r_w} \quad \text{Ecuación (4.5)}$$

Donde,

$i = 1, 2, \dots n$

n = número de datos reales

Considerando la Ecuación 4.3 en función del promedio, se tiene:

$$\overline{E_{rel}} = \frac{1}{i} \times \sum \left| \frac{Dm_i - Dc_i}{Dm_i} \right| \quad \text{Ecuación (4.6)}$$

Sustituyendo la ecuación 4.5 en la ecuación 4.6 se obtiene la función final de optimización para estimación de los valores óptimos de a, b, y c.

$$\overline{E_{rel}} = \frac{1}{i} \times \sum \left| 1 - \left(\frac{2.715 \times 10^{-12} \times P_{cs} \times a \times (k_i)^{1-b} \times \theta_i^c}{T_{cs} \times h \times \mu_{gwf} \times r_w \times Dm_i} \right) \right| \quad \text{Ecuación (4.7)}$$

Donde,

a, b, c = Constantes

Dm = Coeficiente D real del campo, D/MMPCN.

Dc = Coeficiente D estimado, D/MMPCN.

P_{cs} = Presión en condiciones estándar, 14.7 Lpc.

T_{cs} = Temperatura en condiciones estándar, 520°R.

4.8.2. Ordenes De Optimización

Se utilizó la Herramienta Optquest de Crystall Ball para realizar las simulaciones y el proceso de optimización. Se tomó la ecuación 4.7 como el modelo a optimizar, de acuerdo a los siguientes planteamientos:

Función objetivo \rightarrow Minimizar; $\overline{E_{rel}}(a_x, b_y, c_z)$

Las variables de decisión definidas correspondieron a los coeficientes a, b y c en la función objetivo.

Sujeta a:

$$\text{Requerimiento} \rightarrow 0 \leq P0_ \overline{E_{rel}} \leq 0.45$$

$$\text{Limitaciones} \rightarrow 1 \cdot 10^9 \leq a \leq 1 \cdot 10^{13}$$

$$\rightarrow -10 \leq b \leq 10$$

$$\rightarrow -100 \leq c \leq 100$$

Los límites establecidos de las variables de decisión corresponden a valores arbitrarios de acuerdo con estudios de los coeficientes para el factor de resistencia inercial por diversos autores.

El control del proceso se realizó mediante 1000 optimizaciones en 10000 procesos de simulación estocástica (no determinística).

Los valores óptimos de las variables de decisión se alcanzaron después de 100:10000 corridas.

CAPÍTULO V

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El presente capítulo contempla los resultados alcanzados a partir de la metodología utilizada para la obtención del Factor de Resistencia Inercial que redujera la incertidumbre en los cálculos de la tasa para el pronóstico del aporte de los pozos, requerido para la evaluación del flujo turbulento en el Campo Dolphin. Los resultados se obtuvieron mediante el procesamiento de los datos de pruebas de multi-tasa, evaluación de registros petrofísicos, reportes geológicos y con base principal en el estudio del daño, realizado por la empresa operadora del campo, BGTT.

5.1. DATOS DE PRUEBAS MULTITASA Y RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

Los datos reales obtenidos del Coeficiente de Flujo No Darcy mediante el estudio de daño realizado por la empresa se muestran en la figura 5.1.

En este orden de ideas, es importante señalar que los pozos con los mayores valores del coeficiente correspondieron a los pozos DAP-6 y DAP-8, a los cuales, para el tiempo de cierre de los mismos, se asoció producción de agua de formación, motivo por el cual, se consideró que presentaban inconsistencia con respecto al daño dependiente de la tasa y se descartaron los puntos correspondientes a dichos pozos. Los puntos discretizados se muestran en la figura 5.2.

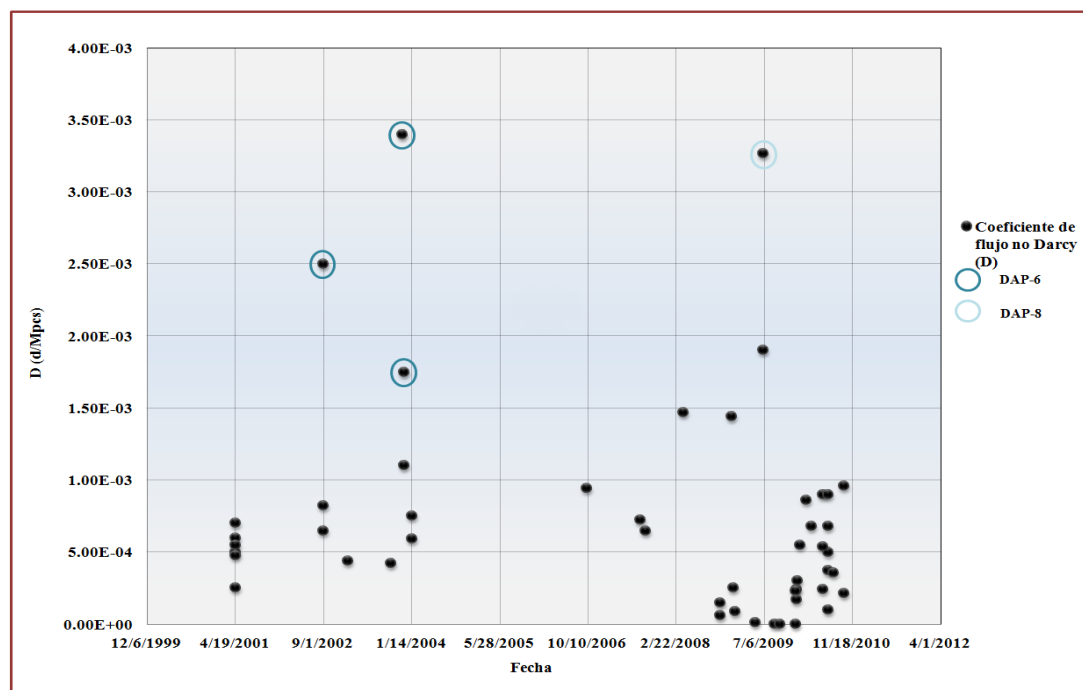


Figura 5. 1 Coeficiente de flujo no Darcy en función del tiempo, pozos DAP-3, DAP-4, DAP-6, DAP-8 a DAP-12, Campo Dolphin.

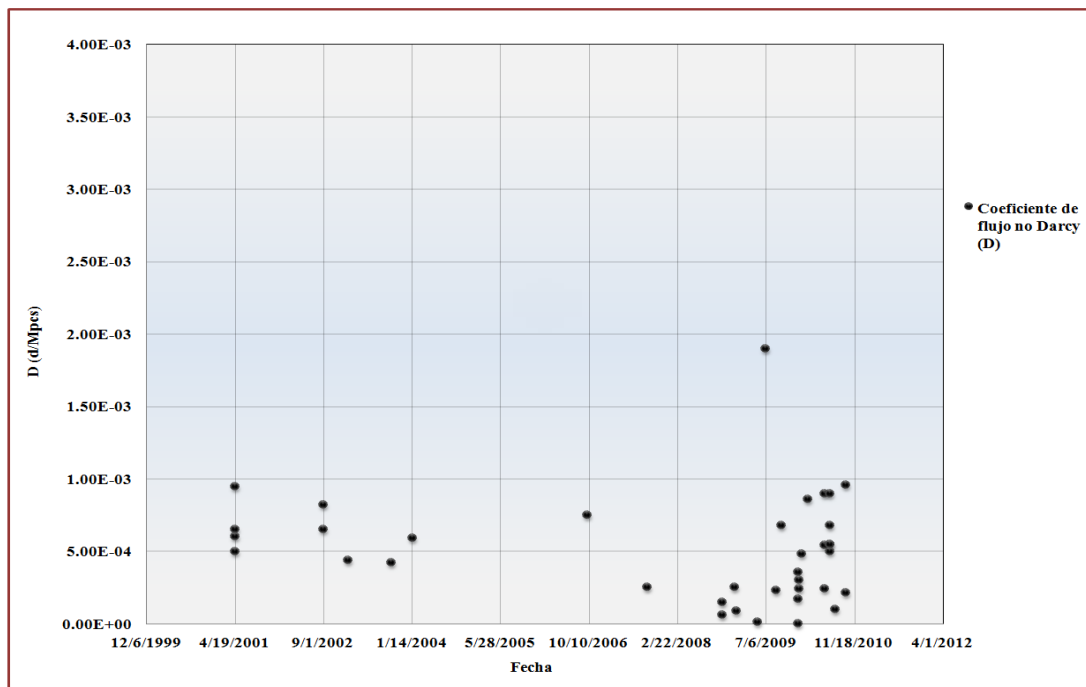


Figura 5. 2 Valores finales utilizados del Coeficiente de flujo no Darcy en periodos alternos de medición, pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12, Campo Dolphin.

Se estimó el diagrama de frecuencias de los datos, utilizando la Regla de Sturges para determinar el número de clases que debían considerarse para los 31 puntos del Coeficiente D, mediante la Ecuación 5.1, y aproximando el valor obtenido al número entero más próximo. Esto se realizó con la finalidad de asociar los datos probabilísticos obtenidos para el coeficiente D calculado mediante las correlaciones con la frecuencia real de los datos.

Cálculo de número de clases,

$$c = 1 + 3,322 \times \log(N) \quad \text{Ecuación (5.1)}$$

$$c = 1 + 3,322 \times \log(31)$$

$$c = 5,95$$

El histograma de frecuencia de los puntos de prueba es mostrado en la figura 5.3, entre los cuales, el valor mínimo del factor obtenido 0.01.

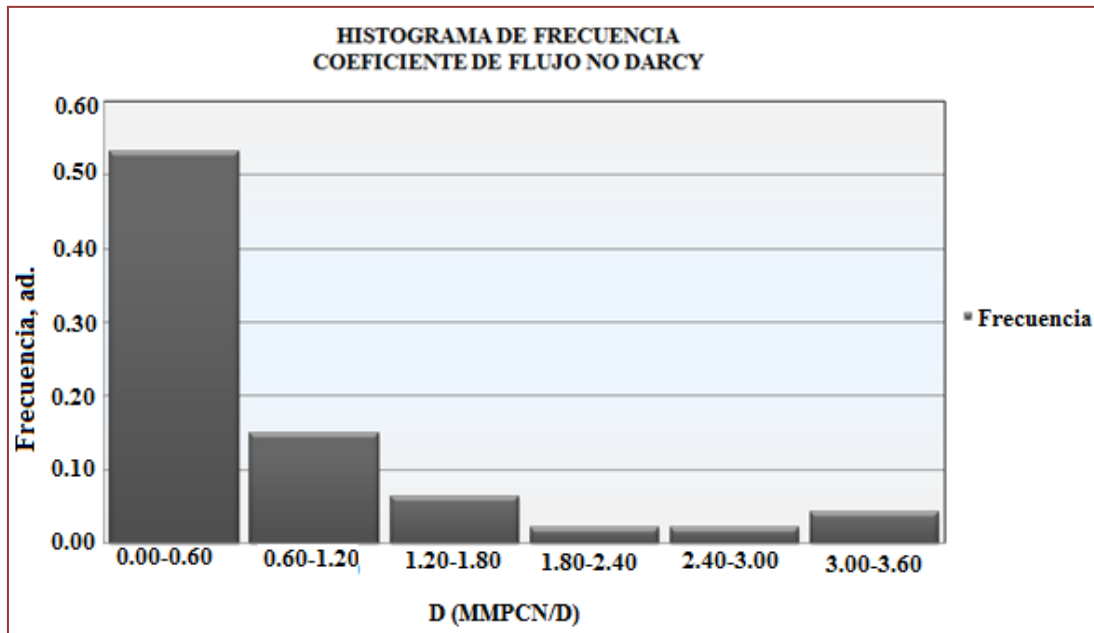


Figura 5. 3 Histograma de frecuencia. Coeficiente de Flujo No Darcy, Campo Dolphin.

5.2. IMPACTO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY EN LA TASA DE PRODUCCIÓN

5.2.1. Coeficiente de Flujo No Darcy (CFND)

Siguiendo la metodología descrita en la Sección 4.2.1, presente en el Capítulo IV, se obtuvo los resultados entre ambos método de cálculo del Coeficiente que gobierna el daño dependiente de la tasa, D. Los mismos, se resumen en la Tabla 5.1

Tabla 5. 1 Resultados probabilísticos del método analítico D_P₁₀, D_P₅₀ y D_P₉₀ y resultados de PROSPER, Coeficiente D

POZO	CALCULO ANALÍTICO			PROSPER	P ₅₀ Error relativo (%)
	D_P ₁₀ (d/Mpcs)	D_P ₅₀ (d/Mpcs)	D_P ₉₀ (d/Mpcs)	D _{PROSPER} (d/Mpcs)	
DAP-3	2.69E-05	4.38E-05	5.54E-05	8.50E-07	51
DAP-4	3.67E-05	5.86E-05	7.38E-05	8.61E-07	67
DAP-9	3.59E-05	5.74E-05	7.23E-05	4.59E-07	120
DAP-10	2.55E-05	4.06E-05	5.11E-05	5.36E-06	7
DAP-11	3.05E-05	4.32E-05	5.28E-05	1.15E-04	2
DAP-12	3.71E-05	5.93E-05	7.49E-05	5.39E-06	10

De la Tabla 5.1 se puede notar la diferencia existente entre los valores obtenidos mediante ambos métodos de estimación del Coeficiente de Flujo No Darcy. Estas diferencias se extrapolaron para la obtención de las tasas de gas mediante la metodología explicada en la Sección 4.2.2, presente en el Capítulo IV.

La gráfica de los resultados se presenta en la figura 5.4. Siendo evidente que para las condiciones de los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9, DAP-10, DAP-11 y DAP-12 en el modelo de PROSPER, los valores obtenidos del CFND estimados mediante tal simulador difieren de uno a dos órdenes de magnitud, en comparación con los valores del mismo Coeficiente obtenido a partir de una Correlación del Factor de Resistencia Inercial (β) diferente.

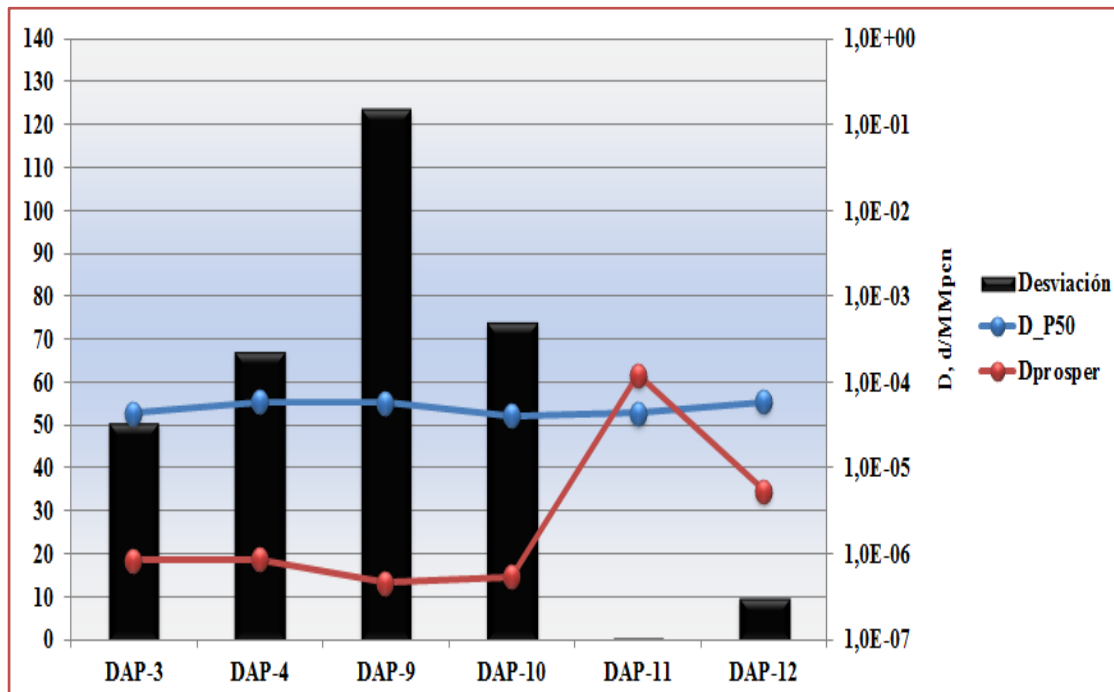


Figura 5. 4 Curvas y desviación del CFND, mediante PROSPER y el Método Analítico.

La principal causa de tales diferencias se atribuye al cambio en el orden de magnitud entre los coeficientes, asociándose porcentajes de desviación encima del 10% a diferencias de un (1) orden de magnitud en adelante.

5.2.2. Análisis Nodal

Se determinaron las curvas de IPR y TPR de cada uno de los pozos. Los resultados obtenidos para el pozo DAP-11 se muestran en la figura 5.5.

Posteriormente, se sensibilizó con respecto al cambio de magnitud del Coeficiente de Flujo No Darcy, utilizando los valores de $D=1,00E^{-2}$ a $D=1,00E^{-7}$, (Ver figura 4.3, Capítulo IV), a fin de cuantificar las diferencias en las tasas obtenidas, producto de la variación de la afluencia del yacimiento. Los resultados obtenidos para esta fase se muestran gráficamente en la figura 5.6.

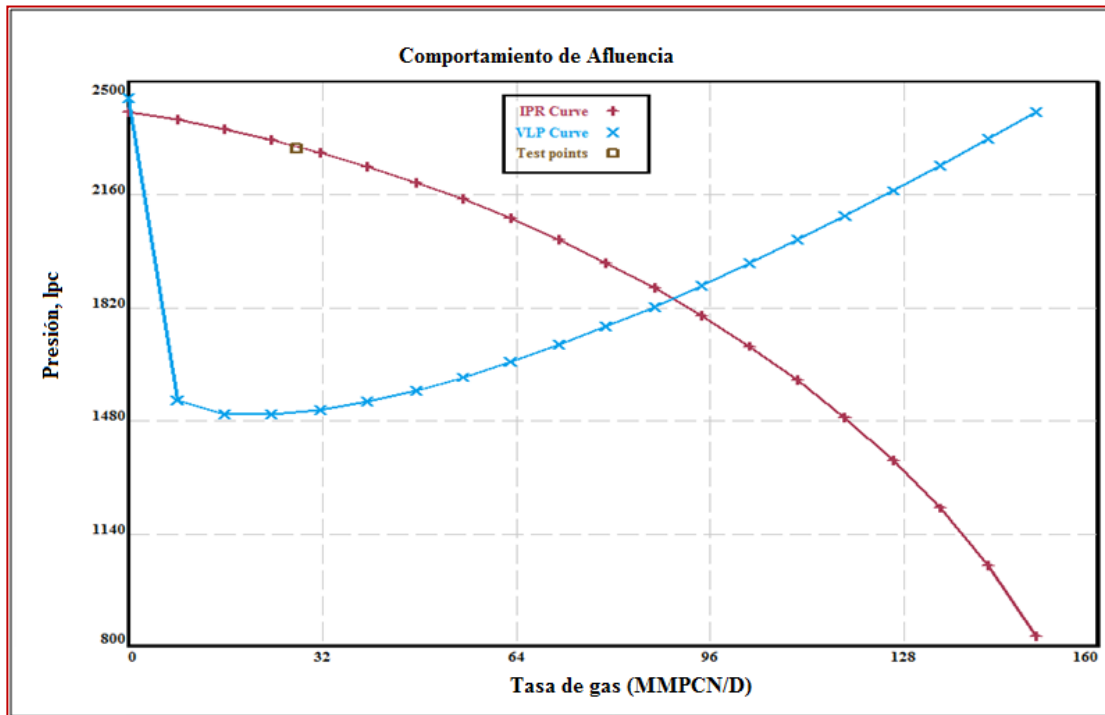


Figura 5. 5 Comportamiento de afluencia. Arenas D y E, pozo DAP-11.

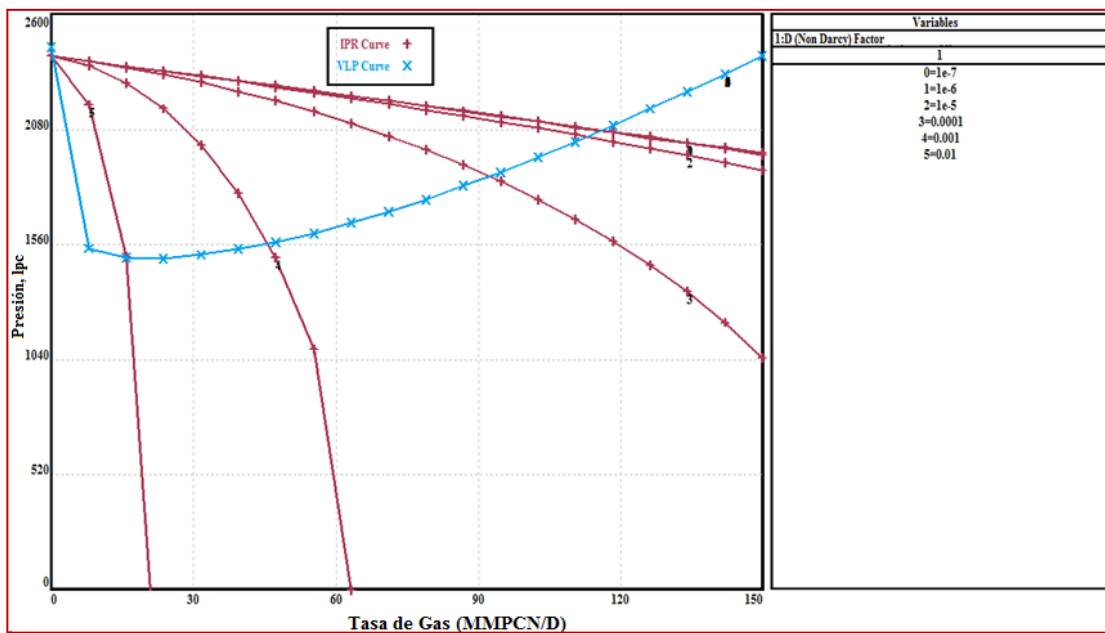


Figura 5. 6 Sensibilidad del comportamiento del yacimiento frente al daño dependiente de la tasa.

Las curvas de IPR y TPR mostradas en las figuras 5.5 y 5.6 se consideran como representativas para todos los pozos, puesto que reflejan el comportamiento de los mismos.

Por su parte, para cada variación del coeficiente se asoció una tasa de producción de gas por flujo natural, la cual se comparó con la tasa obtenida mediante el método analítico. El promedio de los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 5.2.

Tabla 5. 2 Error relativo y tasa promedio. Método analítico y simulador, Campo Dolphin

Sensibilidad	PROMEDIO		
	PROSPE R	Método Analítico	Error relativo /método analítico y simulador, %
D (d/Mpcs)	Q _{pr} (MMpcs)	Q _{an_P50} (MMpcs)	
1.00E-02	9.91	37.57	74
1.00E-03	25.84		31
1.00E-04	47.09		25
1.00E-05	54.10		44
1.00E-06	55.10		47
1.00E-07	55.20		47

La figura 5.7 muestra los resultados en base a las tasas de gas promedio, obtenido para cada Coeficiente de flujo no Darcy.

De esta manera, se pudo sustraer la máxima variación en la tasa producto del cambio de magnitud del Coeficiente de Flujo No Darcy, lo cual correspondió a diferencias mayores a un orden de magnitud (10^{-1}), generando errores en la tasa de gas inicial de hasta 70% para el Campo estudiado.

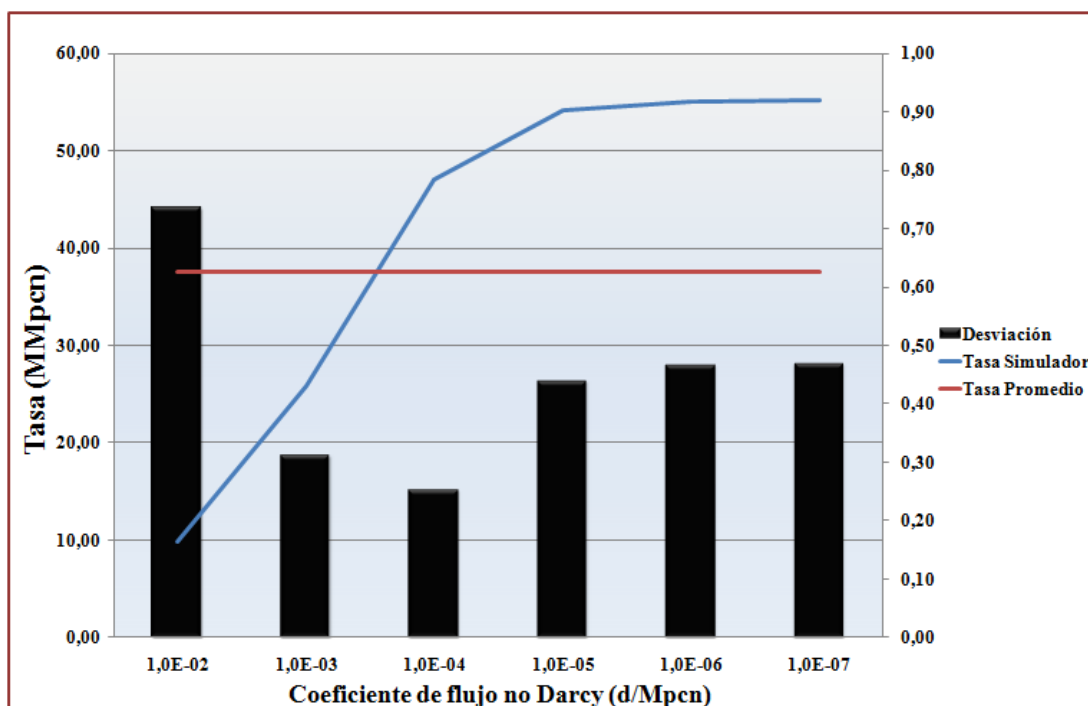


Figura 5. 7. Tasas de gas promedio y errores relativos frente a las sensibilidades.

5.3. EVALUACIÓN DE LA ECUACIÓN ANALÍTICA DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY (D)

Como es evidente en la ecuación 2.11, los parámetros que inciden proporcionalmente en el coeficiente corresponde al Factor de Resistencia Inercial (β), la permeabilidad y la gravedad específica del gas, los cuales incrementarán la turbulencia en el yacimiento. Por su parte, los parámetros como la viscosidad, el intervalo productor y el radio de los pozos tienen un impacto positivo para disminuir el coeficiente.

De acuerdo con la “data” adquirida para el Campo Dolphin, los parámetros que generaron mayor incertidumbre correspondieron al factor de resistencia inercial, objeto principal para la evaluación de las correlaciones. Sin embargo, en menor instancia se consideraron como variables la permeabilidad y el espesor de las arenas, motivo por el cual se incluyeron en el análisis estadístico del CFND como parámetros de incertidumbre.

5.4. IDENTIFICACIÓN DE LAS VARIABLES QUE GENERAN MAYOR VARIACIÓN EN EL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY

En la Tabla 5.3 se presentan los valores generados para el caso base, caso bajo y caso alto del pozo DAP-11, a partir del cual se obtuvo los resultados para el CFND. La Tabla 5.4 muestra los valores del CFND correspondientes al caso base, bajo, caso alto y el porcentaje de desviación correspondiente al caso base del pozo DAP-11. La carta tornado obtenida para el Coeficiente de flujo no Darcy se presenta en la figura 5.8.

Tabla 5. 3 Coeficiente de flujo no Darcy, Carta Tornado, DAP-11

VARIABLE	VALORES DE ENTRADA		
	BAJO	CASO BASE	ALTO
k, mD	10	12	15
β, 1/pies	1.11E+11	1.62E+11	2.14E+11
μ_g, cP	0.0133	0.0158	0.0185
r_w, pies	0.283	0.354	0.425
γ_g, adim	0.480	0.600	0.720
h, pies	155	194	233

Tabla 5. 4 Coeficiente de flujo no Darcy, Carta Tornado, DAP-11

VARIABLE	COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY			
	BAJO	%DESV	ALTO	%DESV
k, mD	1.4E-04	-40	3.5E-04	56
β, 1/pies	1.6E-04	-31	3.0E-04	31
μ_g, cP	2.7E-04	19	1.9E-04	-14
r_w, pies	2.7E-04	19	1.9E-04	-14
γ_g, adim	1.9E-04	-16	2.6E-04	16
h, pies	1.9E-04	-16	2.6E-04	16

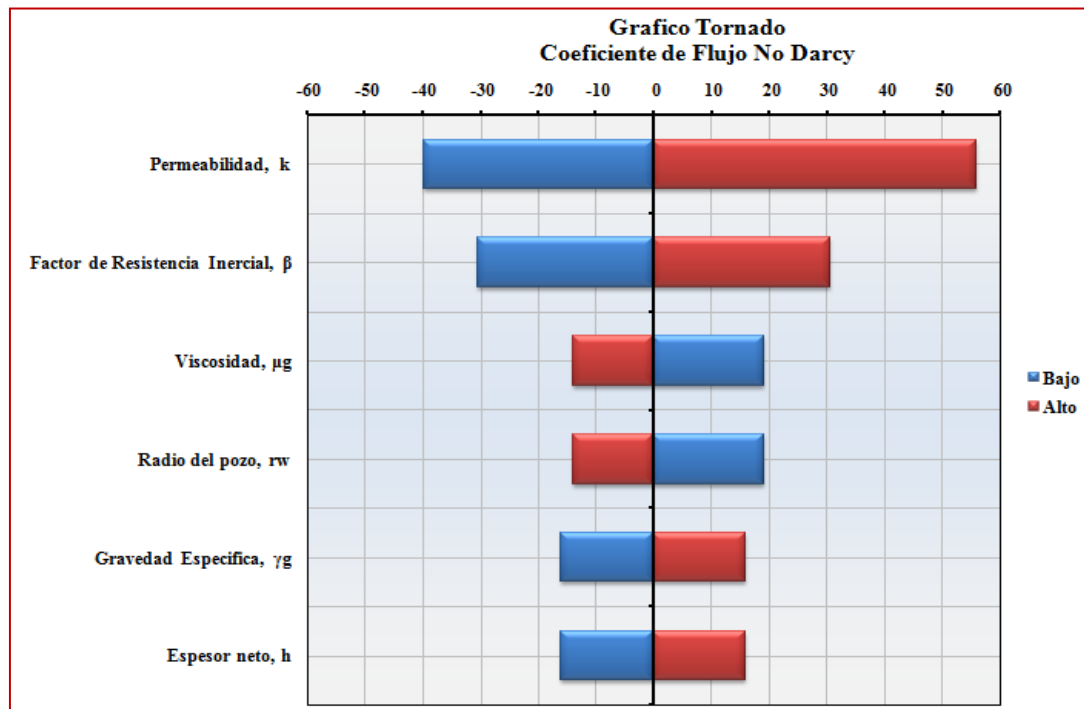


Figura 5. 8 Carta Tornado. Coeficiente de Flujo No Darcy

En la figura 5.8 se observa que los parámetros que inciden en mayor proporción en la Ecuación 2.11 del CNFD, para las condiciones especificadas del Campo Dolphin corresponden a la permeabilidad y el factor de resistencia inercial (β), este último constituyó el eje principal de estudio a partir de la validación de la correlación que se adaptara al Campo.

Por su parte, se tomaron en consideración parámetros como la permeabilidad y el espesor neto de las arenas durante la fase de creación del modelo probabilístico para el Coeficiente de Flujo No Darcy.

La figura 5.9 muestra la Carta tipo estrella generada de acuerdo con los percentiles de cada variable introducida a la ecuación 2.11. En la cual, se estableció el cambio generado por las variables elegidas para el modelo estadístico del Coeficiente de Flujo No Darcy.

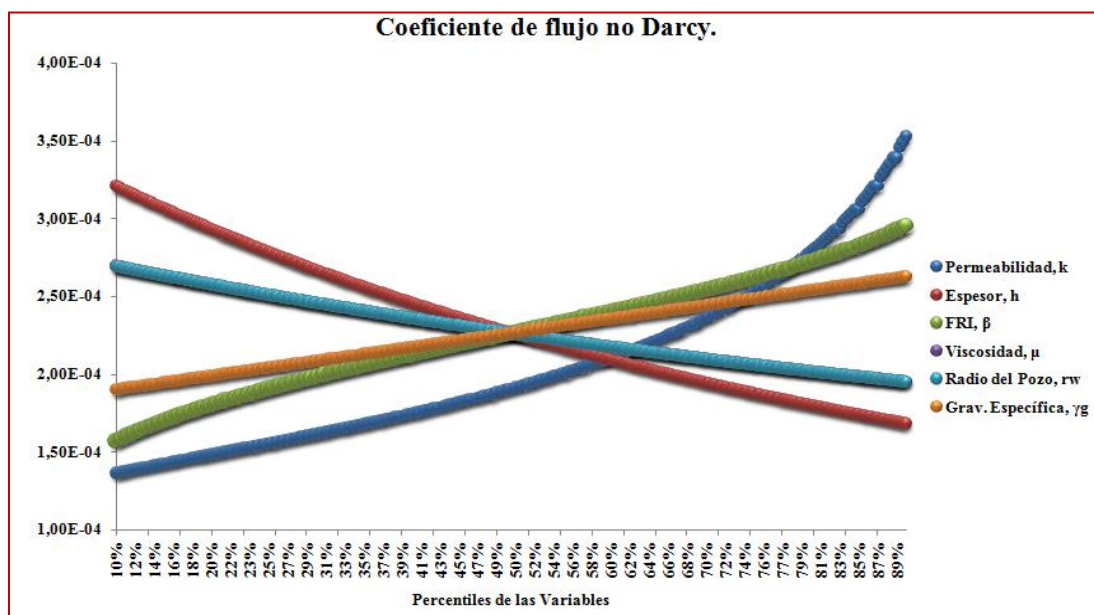


Figura 5. 9 Carta de Estrella. Coeficiente de Flujo No Darcy, Campo Dolphin.

5.5. ELECCIÓN DE CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL

Se acudió a numerosas fuentes bibliográficas para la determinación de las correlaciones mayormente utilizadas en los campos de petróleo y gas para la determinación analítica del Factor de Resistencia Inercial, a partir de dicha información se recolectaron un total de 31 correlaciones de autores diversos, tomando en cuenta los fundamentos en las cuales se basaron cada uno de ellos y las suposiciones de sus estudios, con especial énfasis en la aplicación de los criterios de búsqueda (Ver Sección 4.5.1) a manera de optimizar la aplicabilidad de dichas correlaciones en el Campo Dolphin.

Las fuentes bibliográficas y referencias consultadas permitieron obtener correlaciones de naturaleza diversa, entre las cuales se pudo identificar tres (3) formas fundamentales de presentar los efectos inerciales actuantes en los yacimientos, partiendo de la adhesión o no de propiedades como la porosidad efectiva, la permeabilidad y la tortuosidad.

La Tabla I.1 (a), Apéndice I muestra las correlaciones principales para el cálculo del Factor β representadas por la ecuación siguiente:

$$\beta = \frac{a}{k^b} \quad \text{Ecuación (5.1)}$$

Por su parte, en la Tabla I.1 (b), Apéndice I se presentan las correlaciones del Factor de Resistencia Inercial que toman en cuenta la porosidad, correlación de la forma, según:

$$\beta = \frac{a}{k^b \theta^c} \quad \text{Ecuación (5.2)}$$

De igual modo, la Tabla I.1 (c), Apéndice I muestra las aquellas correlaciones que consideran la tortuosidad, porosidad y permeabilidad, representadas como,

$$\beta = \frac{a \times \tau^b}{k^c \theta^d} \quad \text{Ecuación (5.3)}$$

Una vez recolectada la información general de las treinta y un (31) correlaciones se siguió la metodología sugerida en el algoritmo desarrollado por Li, D (2001) (Ver figura 4.5). Se estudiaron las propiedades petrofísicas del campo y la información sedimentológica del paquete de arenas C, D, E, F y G del Campo Dolphin, al cual se tuvo acceso mediante el análisis de los registros de resistividad y densidad neutrón (Ver figura I.6, Apéndice I). Se validó la profundidad de las arenas en el registro con los datos de los reportes geológicos para cada pozo en estudio.

Finalmente, se seleccionaron 18 correlaciones, considerando los 5 aspectos del criterio de búsqueda (Ver Sección 4.5.1) mostrado en la figura 4.4 Capítulo IV, de las cuales 10 fueron sugeridas por la empresa operadora del Campo y 8 seleccionadas de fuentes adicionales, de allí la diferencia en la cantidad de datos consignados para cada grupo de correlaciones.

La Tabla 5.5 muestra las 6 correlaciones finales que fueron recopiladas y utilizadas para los cálculos posteriores del Coeficiente de Flujo No Darcy (D), de la cual se

obtuvo mayor información y que teóricamente recaudaban mayor similitud con las condiciones petrofísicas del campo.

La Correlación N° 2 presente, es la correlación que utiliza predeterminadamente el simulador PROSPER para determinar el Factor de Resistencia Inercial (β) y posterior Coeficiente de Flujo No Darcy (D).

Del igual modo, la Tabla 5.6 corresponde a las correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, con mediano grado de información similar a las condiciones de Dolphin y por ende mediano grado de certidumbre, con cuatro (4) correlaciones.

La Tabla 5.7 muestra las ocho (8) correlaciones finales que fueron recolectadas y utilizadas para los cálculos, las cuales fueron elegidas por la información suministrada por la empresa BG y de las cuales no se obtuvo mayor información.

Tabla 5. 5 Correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, con mayor grado de certidumbre.

N°	CORRELACIÓN	RANGO DE APLICACIÓN					REFERENCIAS
		OBSERVACIÓN	θ	k (mD)	MUESTRAS	ROCA	
1	$\beta = \frac{1.07 \cdot 10^{12}}{k^{1.88} \times \theta^{-0.449}}$	Las muestras pertenecían a 3 yacimientos distintos y con distintos niveles de saturación	N.E	$1 \cdot 10^{-3} - 10^2$	350 A 29 L	Arenisca y Limolita	Coles & Hartmand (1998) / SPE 39977
2	$\beta = \frac{2.73 \cdot 10^{10}}{k^{1.1045}}$	No se posee información sobre la naturaleza la correlación.	N.E	N.E	N.E	N.E	Beggs, "Fundamentals of Reservoir Engineering" (Prentice Hall, 1991)/ PROSPER
3	$\beta = \frac{338 \cdot 10^6}{k^{0.9109} \theta^{0.9109}}$	Evalúo el tamaño del poro de los núcleos que evaluó.	0.14 7 – 0.32 5	0.6 – 724.8	Núcleos con d_{50} : 0-150 μ m	Arenisca	Tessem (1980) / "Well Performance". Golan M.
4	$\beta = \frac{94 \cdot 10^9}{k^{1.2829} \theta^{1.2829}}$	Evalúo el tamaño del poro de los núcleos que evaluó	0.14 7 – 0.32 5	0.6 – 724.8	Núcleos con d_{50} : 23-450 μ m	Arenisca	Tessem (1980) / "Well Performance". Golan M.
5	$\beta = \frac{27.3 \cdot 10^9}{k^{1.2045}}$	Realizó pruebas en areniscas consolidadas y carbonatos	0.14 2 – 0.26 7	16 – 2087	5 tipos de muestras de rocas distintas	Areniscas y carbonatos	Mcleod (1983). Propuesto BG
6	$\beta = \frac{48500}{k^{0.50} \times \theta^{5.5}}$	La saturación de fluidos corresponde a la fase inmóvil,	10.1 – 20.2	0.04 – 6060	105 datos de pozos de 5 campos distintos	Areniscas	Norma R. (1985) / SPE 14207

*N.E= No Especificado en las referencias.

Tabla 5. 6 Correlaciones del Factor de Resistencia Inercial, con mediano grado de certidumbre.

N°	CORRELACIÓN	RANGO DE APLICACIÓN					REFERENCIAS
		OBSERVACIÓN	θ	k (mD)	MUESTRAS	ROCAS	
7	$\beta = \frac{1.47 \cdot 10^7}{k^{-0.55}}$	Aplicable a grava de todos los tamaños.	N.E	N.E	N.E	N.E	Golan. M., "Well Performance" (Prentice Hall, 1991)/Brokin (1984)
8	$\beta = \frac{2.14 \cdot 10^{12}}{k^{1.6}}$	Aplicable a grava de un tamaño estándar de 40/60 U.S. Mesh (0.010"-0.017")	0.35 – 0.40	$1.2 \cdot 10^5$ – $1.7 \cdot 10^5$	N.E	N.E	Cooke (1973) / SPE 4117.
9	$\beta = \frac{0.005}{k^{0.50} \times \theta^{5.5}}$	Utilizó muestras de arenas consolidadas. Saturadas 100 con gas o agua	0.07 – 0.24	N.E	9 muestras del mismo yacimiento	Arenisca	Geertsma (1974) / SPE 4706
10	$\beta = \frac{8.91 \cdot 10^{10} \times \tau^1}{k^1 \theta^1}$	Utiliza una tortuosidad estándar de 1.414. En medio poroso consolidado e inconsolidado con saturación de fluidos inmóviles.	0.02 – 0.5	$1 \cdot 10^{-2}$ – $1 \cdot 10^{-5}$	183 Datos de porosidad y permeabilidad.	N.E	Liu et al (1995) / SPE 95-10-05

*N.E= No especificado en las referencias.

Tabla 5. 7 Correlaciones del Coeficiente de Resistencia Inercial, con menor grado de certidumbre

N°	CORRELACIÓN	RANGO DE APLICACIÓN					REFERENCIAS
		OBSERVACIÓN	θ	k (mD)	MUESTRAS	ROCAS	
11	$\beta = \frac{26 \cdot 10^9}{k^{12}}$	Desarrollada para Arenas consolidadas	N.E	N.E	N.E	N.E	Mcleod (1983). Propuesto BG
12	$\beta = \frac{10 \cdot 10^6}{k^{12}}$	Desarrollada para Arenas poco consolidadas	N.E	N.E	N.E	N.E	Mcleod (1983). Propuesto BG
13	$\beta = \frac{22.3 \cdot 10^9}{k^{12}}$	Desarrollada para Arenas consolidadas	N.E	N.E	N.E	N.E	Beggs (1994) "Gas Production operations" Propuesto BG
14	$\beta = \frac{1.47 \cdot 10^7}{k^{0.55}}$	Desarrollada para Arenas poco consolidadas	N.E	N.E	N.E	N.E	IPM gravel pack/ Propuesto BG
15	$\beta = \frac{41.1 \cdot 10^9}{k^{1.33}}$	N.E	N.E	N.E	N.E	N.E	Shell ₁ ,Propuesto BG
16	$\beta = \frac{18 \cdot 10^9}{k^{0.75} \times \theta^{1.25}}$	N.E	N.E	N.E	N.E	N.E	Shell ₂ . Propuesto BG
17	$\beta = \frac{262.5^{-0.5}}{k^{0.50} \times \theta^{1.5}}$	Realizó 640 experimentos en varios tamaños de grano. Utilizó gases como el CO ₂ , N ₂ , CH ₄ y H ₂	N.E	N.E	N.E	Arenisca y carbón.	Ergun (1952) / SPE 70015. Dacun Li., T.W Engler
18	$\beta = \frac{6.15 \times 10^{10}}{k^{1.55}}$	Propuesta BG	NE	NE	NE	NE	Jones

5.6. EVALUACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE

a. Factor de Resistencia Inercial/ Correlaciones

En primera instancia se programaron las 18 correlaciones recopiladas del Factor de Resistencia Inercial (β), en las cuales, para cada pozo se tomó como base la información correspondiente a porosidad y permeabilidad. La permeabilidad se le ajustó una distribución de probabilidad Lognormal y Triangular para la porosidad. Se generando 100000 corridas, usando simulación de Montecarlo, a través del programa Crystal Ball.

En la figura 5.10 (a) y (b) se muestra la Distribución de probabilidad ajustada a la permeabilidad del yacimiento, arenas D, E, F y G; y probabilidad acumulada de permeabilidad, arenas D, E, F y G respectivamente.

Por su parte, en la figura 5.11 (a) y (b) se muestra el ajuste de la distribución triangular de porosidad para las arenas D, E, F y G y la probabilidad acumulada, respectivamente.

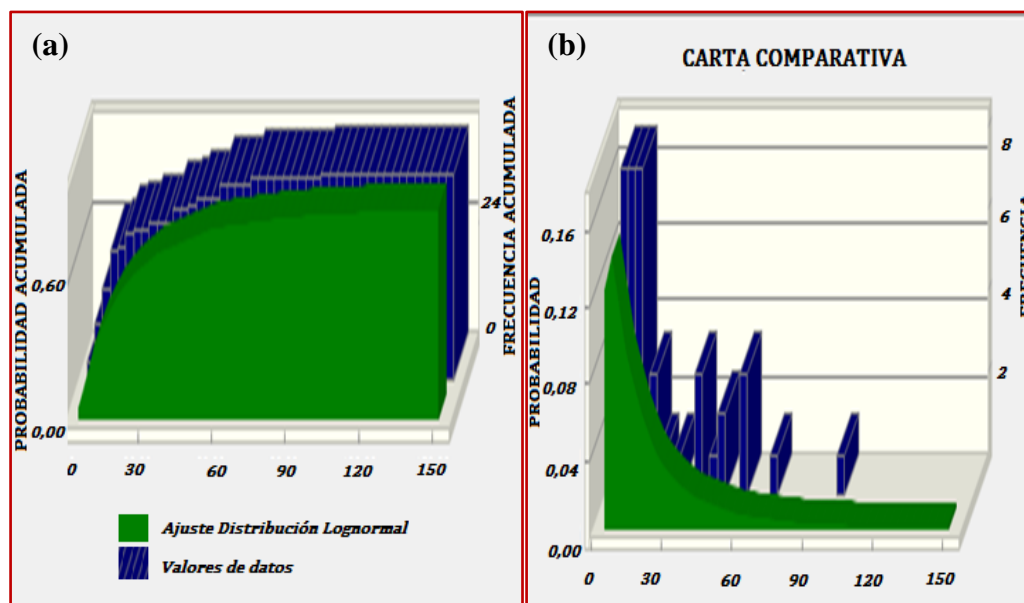


Figura 5. 10 (a)Distribución de probabilidad ajustada a la permeabilidad del yacimiento, arenas D, E, F y G. (b) Probabilidad acumulada de permeabilidad, arenas D, E, F, G

La permeabilidad de las arenas D, E, F y G del campo Dolphin se ajustaron a la distribución de probabilidad Lognormal, con un margen de aceptación en el coeficiente de Anderson – Darling (A-D), de 0.3, según el cual los valores aceptables para una buen ajuste corresponde a valores menores a 1,5.

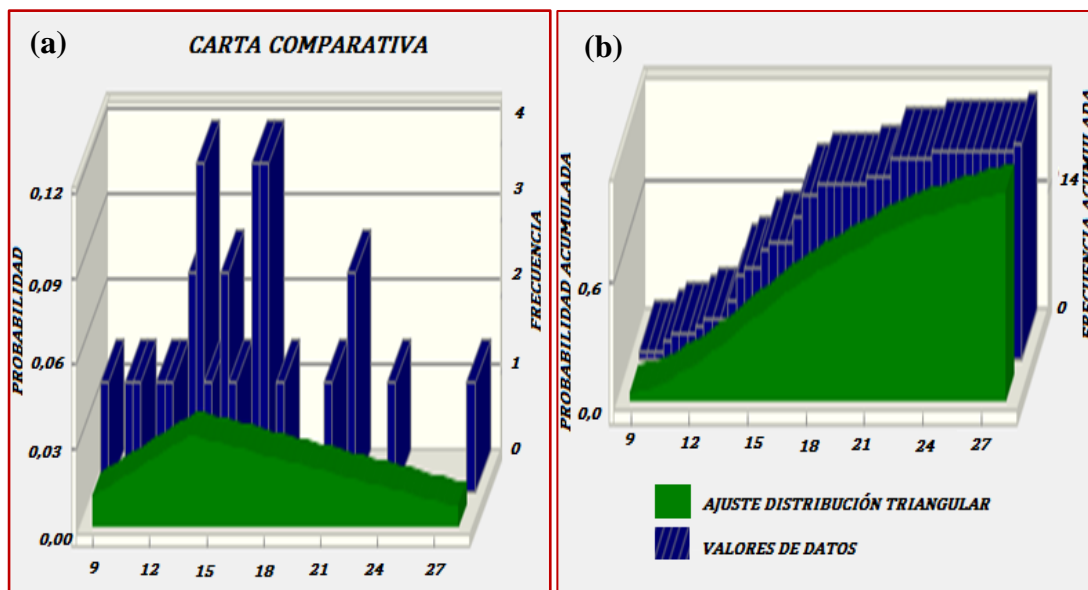


Figura 5. 11(a) Distribución de probabilidad ajustada a la porosidad del yacimiento arenas D, E, F y G. (b) Probabilidad acumulada de porosidad, arenas D, E, F y G

La porosidad de las arenas D, E, F y G del campo se ajustó a una distribución triangular, con un Índice A-D de 0,5.

A partir de entonces se obtuvo, mediante la herramienta Crystal Ball, los valores del Percentil 0, 50 y 100 para las dieciocho (18) correlaciones en los seis (6) pozos sometidos a estudio, cargando los datos de las arenas D, E, F o G según fuere el caso.

En la Tabla 5.8 se presenta los resultados del P_{50} obtenidos para las 18 correlaciones, en los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12 productores del Campo.

Tabla 5. 8 P_{50} de Factor de Resistencia Inercial, Campo Dolphin

Correlación	DAP-3	DAP-4	DAP-9	DAP-10	DAP-11	DAP-12
Correlación 1	4.8E+09	3.2E+08	4.7E+08	4.8E+09	4.8E+09	1.4E+09
Correlación 2	1.9E+09	3.6E+08	4.9E+08	1.9E+09	1.9E+09	8.7E+08
Correlación 3	2.0E+08	4.0E+07	7.2E+07	2.0E+08	2.2E+08	9.2E+07
Correlación 4	4.5E+10	4.7E+09	1.1E+10	4.5E+10	5.1E+10	1.5E+10
Correlación 5	1.5E+09	2.4E+08	3.4E+08	1.5E+09	1.5E+09	6.4E+08
Correlación 6	3.6E+04	1.5E+04	2.1E+04	3.6E+04	3.8E+04	2.4E+04
Correlación 7	5.6E+07	1.3E+08	1.1E+08	5.6E+07	5.5E+07	8.2E+07
Correlación 8	4.4E+10	4.7E+09	6.3E+09	4.4E+10	4.5E+10	1.5E+10
Correlación 9	1.5E-06	3.3E-06	8.2E-07	1.5E-06	1.1E-06	2.9E-06
Correlación 10	7.1E+10	1.2E+10	2.3E+10	7.1E+10	7.8E+10	3.0E+10
Correlación 11	5.8E-03	8.9E-11	2.9E-09	5.8E-03	6.9E-03	1.5E-06
Correlación 12	5.4E+05	9.0E+04	1.3E+05	5.4E+05	5.5E+05	2.4E+05
Correlación 13	1.2E+09	2.0E+08	2.8E+08	1.2E+09	1.2E+09	5.3E+08
Correlación 14	3.9E+06	1.7E+06	2.0E+06	3.9E+06	3.9E+06	2.6E+06
Correlación 15	1.6E+09	2.2E+08	3.3E+08	1.6E+09	1.7E+09	6.5E+08
Correlación 16	2.9E+10	7.0E+09	1.3E+10	2.9E+10	3.3E+10	1.4E+10
Correlación 17	8.9E+00	2.9E+00	5.1E+00	8.8E+00	1.0E+01	4.9E+00
Correlación 18	1.0E+11	2.3E+11	1.9E+11	1.0E+11	1.0E+11	1.5E+11

En la figura 5.12 se observa que la Correlaciones 4, 8, 10, 16 y 18, ofrecen los estimados más altos del Factor de Resistencia Inercial (FRI) para el Campo, y adicionalmente se evidencia que para iguales valores de entrada las diferencias en los resultados conlleva rangos muy variados. Esto, es atribuible a la combinación de los coeficientes presentes en cada una de las correlaciones seleccionadas, puesto que todos han sido evaluados a partir de iguales datos de entrada para las variables de incertidumbre.

Un punto destacable es que las correlaciones 9 y 11 fueron desarrolladas para areniscas poco consolidadas y ofrecen estimados del factor β bajos.

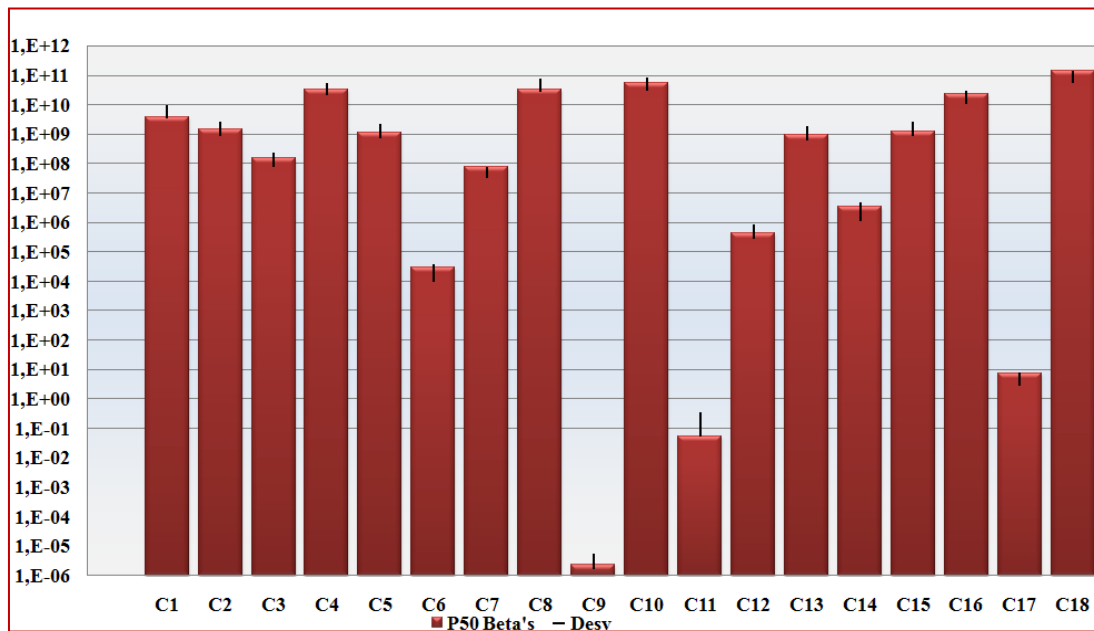


Figura 5. 12 P_{50} Factor de Resistencia Inercial (β), Campo Dolphin.

b. Coeficiente de Flujo No Darcy (D)

Como punto adicional se procedió a determinar los Coeficientes de Flujo No Darcy para cada pozo, a partir de los datos de los pozos y los resultados del cálculo de FRI mediante correlaciones. Se programó la Ecuación 2.11 (Ver Sección 4.6 (b), Capítulo IV) para las 18 correlaciones, tomando en cuenta el P_0 , P_{50} y P_{100} para obtener los resultados probabilísticos de cada factor D (P_{10} , P_{50} y P_{90}).

Mediante la herramienta Crystal Ball se asumió la distribución de probabilidad uniforme para el espesor neto; y de los resultados presentados en la Sección 5.6 (a) del Factor de Resistencia Inercial se asignó cada distribución de probabilidad de acuerdo al mejor ajuste para cada correlación. Se generó 100000 corridas, usando simulación de Montecarlo, mediante el programa Crystal Ball.

Los resultados del P_{50} para Coeficiente de Flujo No Darcy de los pozos DAP-3, DAP-4, DAP-9 a DAP-12 obtenido a partir de las correlaciones se muestran en la Tabla 5.9.

Tabla 5. 9 P_{50} Coeficiente de Flujo no Darcy mediante 18 Correlaciones

N°	DAP-3	DAP-4	DAP-9	DAP-10	DAP-11	DAP-12
C_1	6,08E-05	1,76E-04	1,14E-04	9,29E-05	9,81E-04	7,01E-05
C_2	7,98E-05	2,32E-04	1,56E-04	1,33E-04	2,87E-06	8,55E-05
C_3	5,20E-05	1,47E-04	8,30E-05	4,93E-05	1,44E-03	7,58E-05
C_4	2,63E-03	7,60E-03	4,78E-03	3,72E-03	1,91E-04	3,24E-03
C_5	1,84E-04	5,20E-04	2,97E-04	1,78E-04	3,51E-02	2,60E-04
C_6	4,89E-08	1,35E-07	6,75E-08	2,97E-08	4,32E-08	8,56E-08
C_7	4,03E-03	1,06E-02	4,04E-03	9,10E-04	1,46E-04	1,07E-02
C_8	1,31E-03	3,76E-03	2,35E-03	1,76E-03	1,44E-02	1,61E-03
C_9	1,73E-17	4,42E-17	1,54E-17	2,51E-18	1,22E-19	5,01E-17
C_{10}	1,29E-02	3,67E-02	2,12E-02	1,34E-02	6,45E-02	1,80E-02
C_{11}	1,81E-04	5,12E-04	2,92E-04	1,75E-04	6,87E-04	2,56E-04
C_{12}	6,95E-08	1,97E-07	1,12E-07	6,73E-08	2,64E-07	9,86E-08
C_{13}	1,55E-04	4,39E-04	2,50E-04	1,50E-04	5,90E-04	2,20E-04
C_{14}	5,27E-06	1,45E-05	7,11E-06	2,97E-06	3,55E-06	9,43E-06
C_{15}	2,99E+00	8,21E+00	3,84E+00	1,47E+00	1,37E+00	5,82E+00
C_{16}	1,22E-02	3,45E-02	1,91E-02	1,10E-02	3,84E-02	1,83E-02
C_{17}	9,64E-02	2,66E-01	1,30E-01	5,37E-02	6,28E-02	1,74E-01
C_{18}	4,95E-05	1,47E-04	9,09E-05	6,62E-05	4,93E-04	6,39E-05

Se compararon los valores reales del Factor de daño dependiente de la tasa (D) obtenido a partir de Pruebas de Presión, con los resultados del P_{10} , P_{50} y P_{90} del mismo factor obtenido a partir de cada correlación. El grado de desviación se evidencia gráficamente en la figura 5.13 para el caso particular del pozo DAP-11, siendo este último representativo con relación a la tendencia general de los demás pozos estudiados.

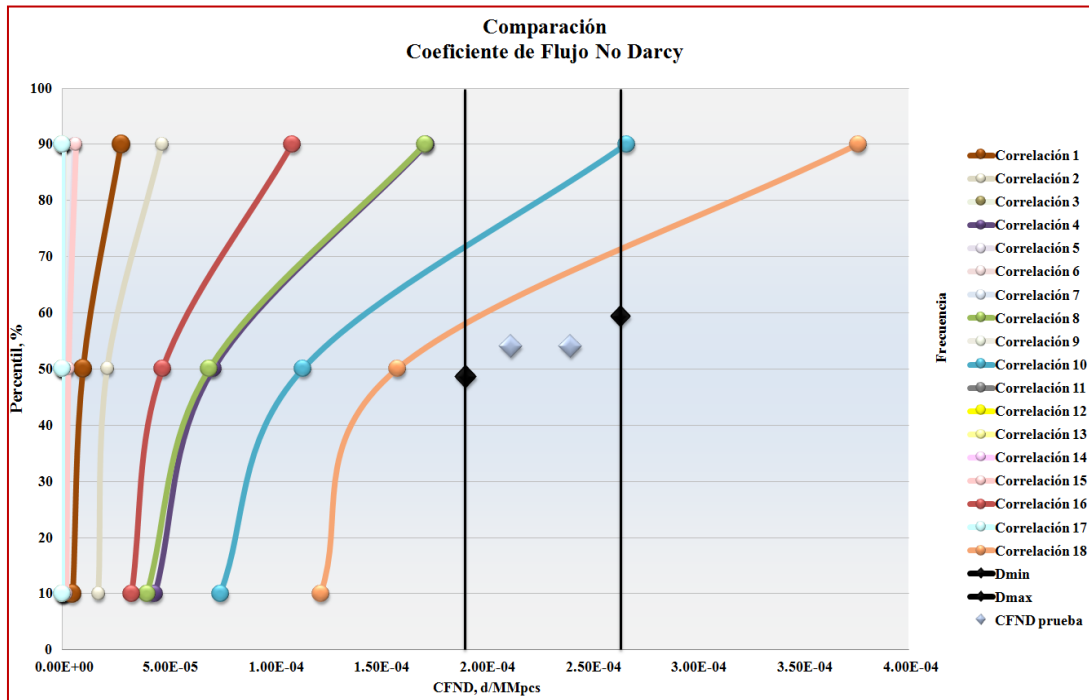


Figura 5. 13 Comparación del Coeficiente Dreal y el Coeficiente D calculado con correlaciones, pozo DAP-11

5.7. SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE MEJOR AJUSTE PARA EL CÁLCULO DEL COEFICIENTE DE FLUJO NO DARCY

- ESTIMACIÓN DEL ERROR RELATIVO PROMEDIO POR CORRELACIÓN

Mediante la Ecuación 5.4 se obtuvo el Error relativo para el P₁₀, P₅₀ y P₉₀ de los valores obtenidos mediante la Simulación Montecarlo.

$$E_{rel} = \left| \frac{D_{real} - D_c}{D_{real}} \right| \quad \text{Ecuación (5.4)}$$

Una vez procesada la información, se estimó cuál de las correlaciones presentó el menor porcentaje de error correspondiente a los datos reales del CFND.

La Tabla 5.10 muestra los resultados obtenidos en las bases de los percentiles P_{10} , P_{50} y P_{90} para cada Correlación partiendo de la comparación del CFND de pruebas de presión y el CFND de correlaciones.

Tabla 5. 10 Error relativo promedio por correlación, Campo Dolphin.

Correlación	Error promedio			
	P50_ Resultado	Bajo (P10)	Medio (P50)	Alto (P90)
C_1	2,49E-04	0,85	1,42	1,11
C_2	1,15E-04	0,85	0,72	0,46
C_3	3,07E-04	0,89	1,92	1,58
C_4	3,69E-03	0,70	8,05	5,31
C_5	6,08E-03	25,81	1,00	0,02
C_6	6,84E-08	1,00	1,00	1,00
C_7	5,08E-03	0,83	10,92	8,08
C_8	4,20E-03	0,72	17,50	11,73
C_9	2,16E-17	1,00	1,00	1,00
C_{10}	2,78E-02	0,77	102,75	72,72
C_{11}	3,51E-04	0,76	0,80	0,95
C_{12}	1,35E-07	1,00	1,00	1,00
C_{13}	3,01E-04	0,75	0,77	0,86
C_{14}	7,14E-06	0,99	0,98	0,97
C_{15}	3,95E+00	1026	9931,75	7229,02
C_{16}	2,22E-02	0,76	73,98	51,93
C_{17}	1,30E-01	0,80	337,63	251,15
C_{18}	1,52E-04	0,90	0,99	1,14

La representación gráfica de los resultados se verifica en la figura 5.14.

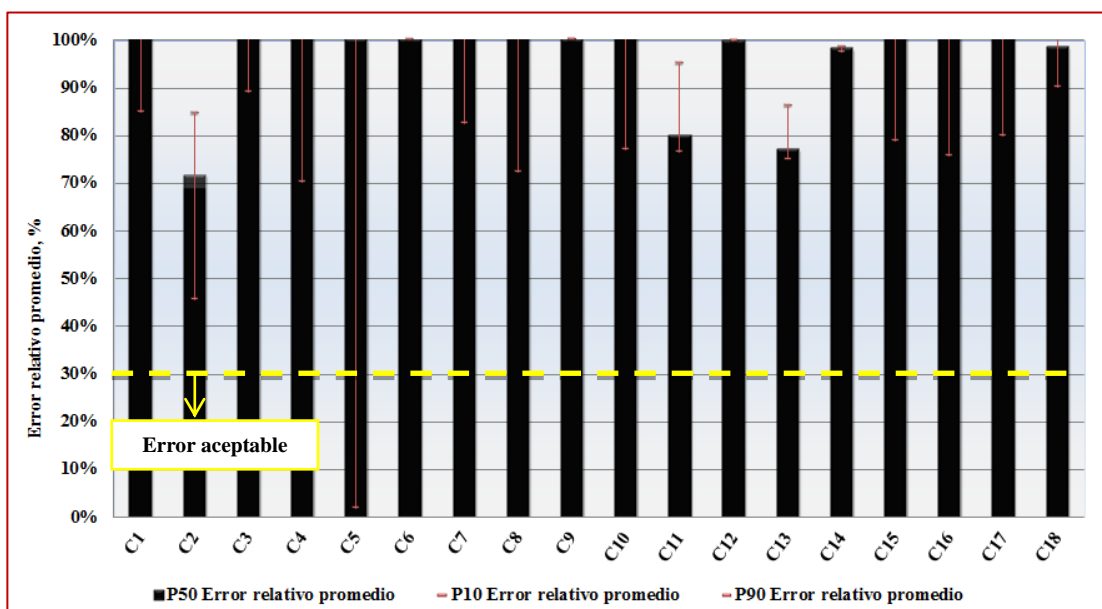


Figura 5. 14 Error relativo de las correlaciones para cálculo de CFND respecto a los datos reales

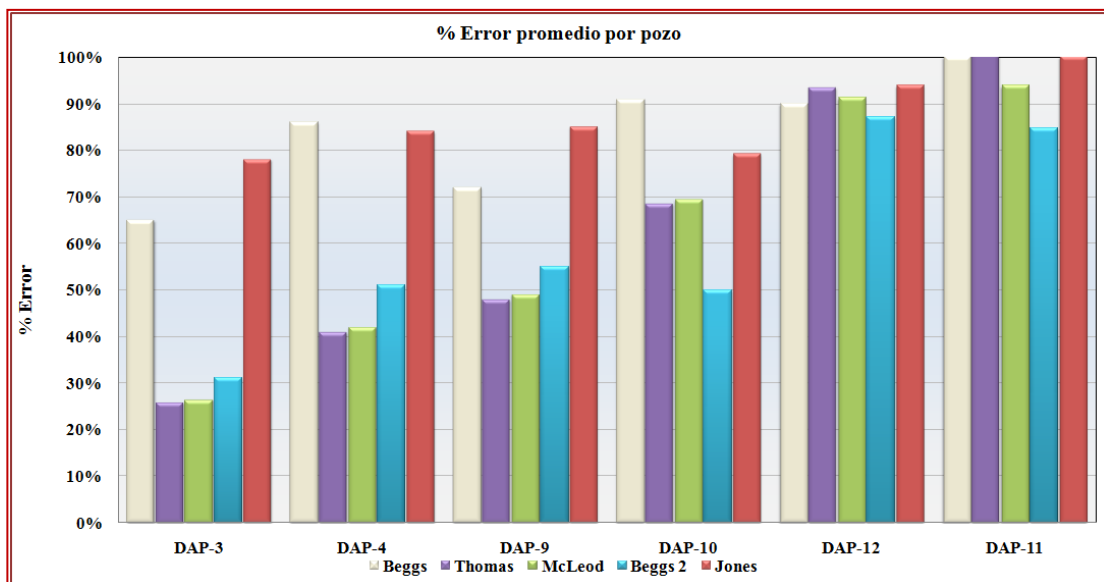
De la figura 5.14 se constató que, en promedio, ninguna correlación se ajustó en un 100% a los datos reales del Coeficiente de Flujo no Darcy en el Campo Dolphin, siendo la correlación con menor porcentaje de error la Correlación de Beggs (Correlación N° 2), con un 71% de error, un valor considerado alto para ser seleccionada como la correlación de mejor ajuste.

- ESTIMACIÓN DEL ERROR RELATIVO PROMEDIO POR POZO

De las seis (6) Correlaciones que presentaron menor porcentaje de desviación, se analizó las correspondencias de las mismas y consistencia de los resultados para cada pozo en estudio, para lo cual se determinó el error relativo promedio de los resultados de las correlaciones para el P_{50} , en cada pozo. La tabla 5.11 y la figura 5.15 muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5. 11 P_{50} del error relativo promedio por pozo, CFND.

POZO	Beggs	Thomas	McLeod	Beggs 2	Jones
DAP-3	0,65	0,26	0,27	0,31	0,78
DAP-4	0,86	0,41	0,42	0,51	0,84
DAP-9	0,72	0,48	0,49	0,55	0,85
DAP-10	0,91	0,69	0,69	0,50	0,79
DAP-12	0,90	0,94	0,91	0,87	0,94
DAP-11	1,00	5,00	0,94	0,85	1,00

Figura 5. 15 P_{50} del Error relativo promedio por pozo, CFND.

En la figura 5.15 se muestra las variaciones en los resultados obtenidos para cada pozo de las correlaciones seleccionadas. Los porcentajes del error entre las correlaciones elegidas para la evaluación por pozo varían entre 25 y 100%, denotándose, de esta manera, la poca consistencia de las mismas frente a los datos de los pozos.

5.8. DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN DEL FACTOR DE RESISTENCIA INERCIAL CARACTERÍSTICA DEL CAMPO DOLPHIN

A partir de la metodología descrita en la Sección 4.8, y el algoritmo metaheurístico de Búsqueda Dipersa (SS), se obtuvo el valor de los coeficientes a, b, y c, que minimizaron el error promedio para los datos reales del factor D más recientes y mayor grado de confiabilidad (14 puntos).

La figura 5.16 muestra la carta de resultados del proceso de optimización obtenido a partir de la herramienta OptQuest de Crystall Ball.

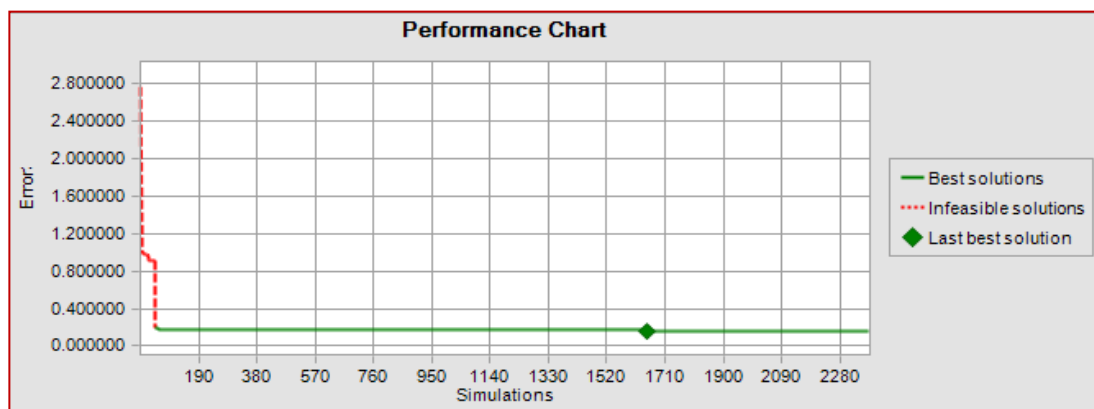


Figura 5. 16 Carta de solución final del proceso de optimización.

La figura 5.17 muestra los valores de los coeficientes a, b, c de la ecuación 4.7 obtenidos mediante el proceso de optimización y que ofrecieron el ajuste más adecuado con relación a los datos reales.

Decision Variables	Value
a	9.5403E+13
b	-1.717
c	2.994

Figura 5. 17 Resultado de los coeficientes a,b y c en el proceso de optimización.

La ecuación 5.5 corresponde a la correlación obtenida a partir de este estudio y que a partir de este punto se denominará correlación Martínez & Guerrero (M&G), característica del Campo Dolphin.

Ecuación (5.5)

$$\beta = \frac{9.54 \times 10^{13}}{k^{1.717} \times \theta^{-2.994}}$$

La Tabla 5.12 muestra el resultado final del error relativo para cada grupo de puntos introducidos en la optimización.

Tabla 5. 12 Resultados de la optimización para el Caso Base

N°	D _{real}	D mediante M&G	Error %
1	2,50E-04	3,05E-04	17.83
2	1,70E-04	3,09E-04	75.41
3	3,00E-04	3,09E-04	0.27
4	9,60E-04	8,65E-04	12.85
5	8,60E-04	8,58E-04	3.51
6	9,00E-04	8,60E-04	7.18
7	9,00E-04	8,56E-04	7.93
8	5,40E-04	4,69E-04	15.94
9	5,00E-04	4,64E-04	9.96
10	6,80E-04	4,77E-04	32.21
11	2,40E-04	2,33E-04	5.90
12	1,70E-04	1,76E-04	0.09
13	3,74E-04	4,63E-04	19.58
14	3,56E-04	4,63E-04	25.53

- **Consideraciones sobre la correlación**

La correlación Martínez & Guerrero fue desarrollada para Campos de gas seco, con arenas poco consolidadas. Adicionalmente, es funcional para pozos con completación a hoyo desnudo y empaque con grava (OHGP) de 40/60 US Mesh. Formaciones con

rangos de permeabilidad entre 12.7 – 311 mD y rangos de porosidad entre 7.2 y 24.4%.

La ecuación 5.5 fue desarrollada bajo las siguientes suposiciones:

1. Viscosidad promedio del gas a la presión de fondo fluyente permanece constante.
2. No existen cambios significativos en la gravedad del gas.
3. La presión en condiciones estándar es igual a 14.7lpc.
4. La temperatura a condiciones estándar es constante e igual a 520°R.

Por su parte, la Correlación M&G fue evaluada a partir del análisis probabilístico de las variables de entrada, siguiendo la metodología descrita en la Sección 4.6 y se comparó con los resultados previos de las 18 correlaciones seleccionadas de la literatura. La figura 5.18 muestra los resultados obtenidos incluyendo la Correlación Martínez & Guerrero.

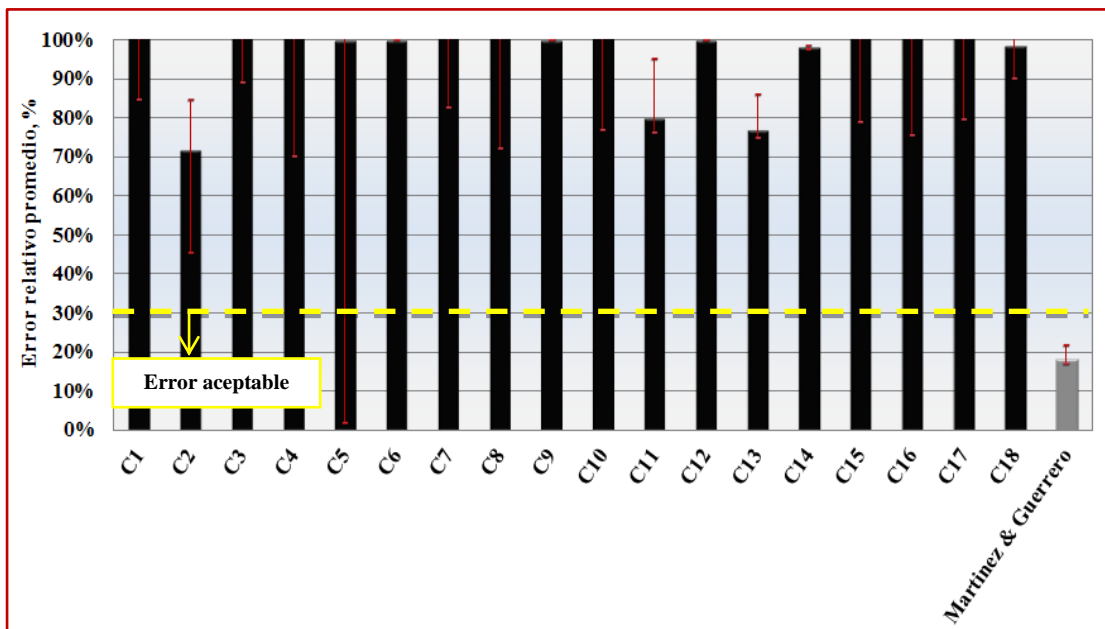


Figura 5. 18 Error relativo de las correlaciones para cálculo de CFND respecto a la data real incluyendo la nueva correlación

En correspondencia con la figura 5.18 se ilustra la mejora en los resultados a partir de la nueva correlación planteada, alcanzando esta un porcentaje mínimo de error de 17% (P10) y máximo de 21% (P90). Valor que alcanza los lineamientos planteados para ser seleccionada como la mejor correlación para ser empleada en el Campo de estudio.

La figura 5.19 muestra el ajuste de la correlación planteada para cada pozo, siendo consistente en todos los casos como la correlación que genera las menores diferencias entre los valores reales y estimados a partir de los coeficientes determinados.

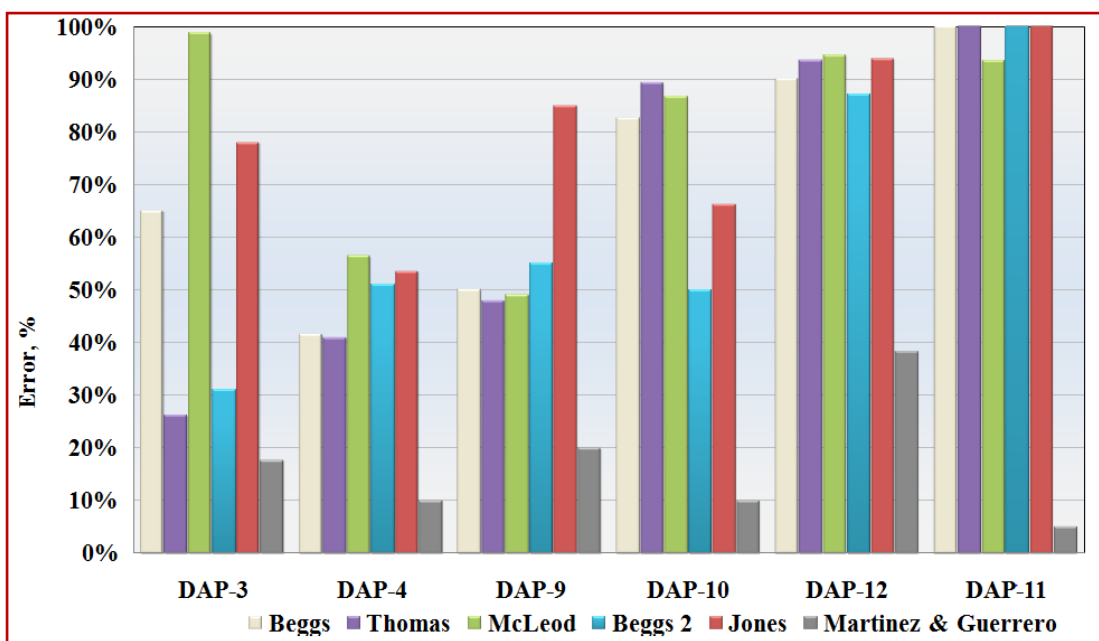


Figura 5. 19 P_{50} del Error relativo promedio por pozo incluyendo la correlación Martinez y Guerrero, CFND

Se graficó resultados derivados de la correlación M&G para el campo y los datos reales (Ver figura 5.20), para lo cual se evaluó la desviación entre las variables a partir de un ajuste lineal. Se pudo observar que la dispersión de los puntos finales, alcanza un 0.8%, lo que indica que el ajuste de la correlación M&G es razonablemente adecuado y consistente para todos los datos disponibles.

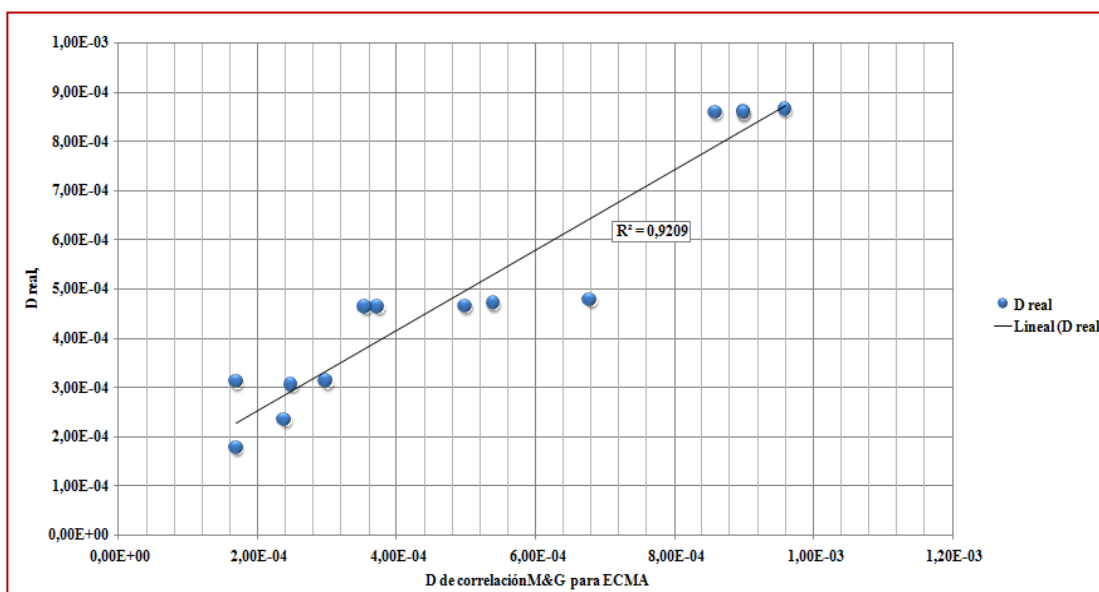


Figura 5. 20 Ajuste lineal entre valores reales de D y estimado con correlación M&G.

5.9. DISCUSIÓN

De acuerdo con el análisis de los resultados obtenidos en la Sección 5.7 y Sección 5.8, se pudo constatar que la correlación de mejor ajuste para la evaluación de la turbulencia debido a altas tasas de producción en el Campo Dolphin, correspondió a la Correlación Martínez & Guerreiro desarrollada en este trabajo. Puesto que, en función de los resultados obtenidos, el error promedio arrojado por la misma correspondió a un 18% de diferencia entre el Coeficiente de flujo no Darcy obtenido a partir de la interpretación de pruebas multitasa y el uso de la ecuación analítica propuesta por diversos autores.

Es importante señalar que, para el 18% de diferencia entre ambas metodologías de cálculo del CFND se generó una variación máxima en la tasa de 1.4 MMpcn/d entre los 6 pozos evaluados del campo Dolphin.

En la figura 5.21 se muestra el cambio de tasa obtenido con la Correlación M&G en comparación la tasa de producción esperada con un CFND igual al obtenido en las pruebas de presión. En contraste, se muestra el valor de tasa obtenido a partir del uso

de la Correlación N° 2, correspondiente a la correlación predeterminada del simulador PROSPER para el cálculo de la tasa.

La Figura 5.22 muestra el cambio en el comportamiento de afluencia para los resultados presentados.

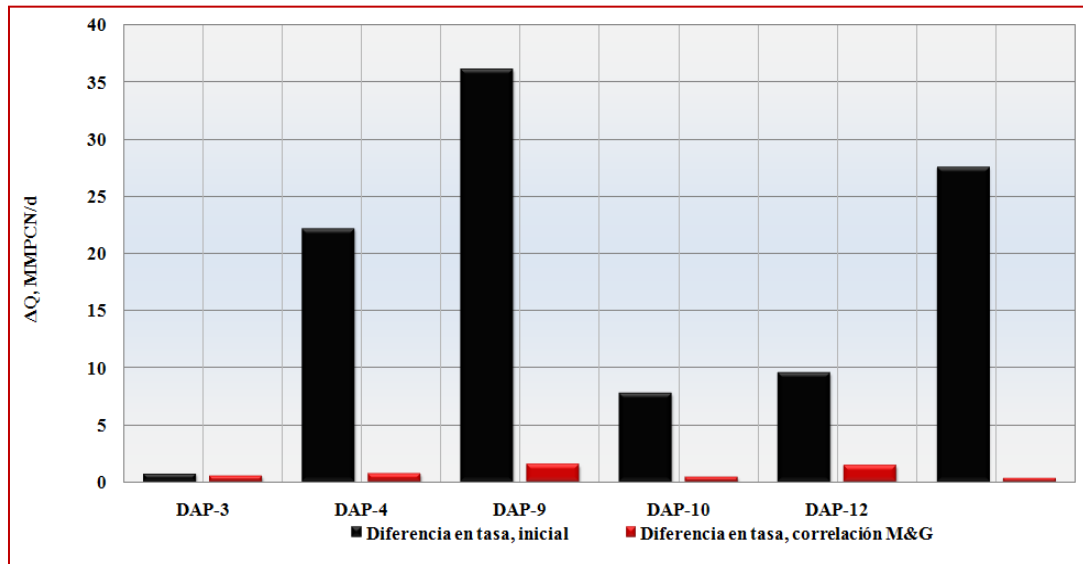


Figura 5. 21 Cambio de Tasa, Coeficiente de flujo no Darcy, Correlación M&G.

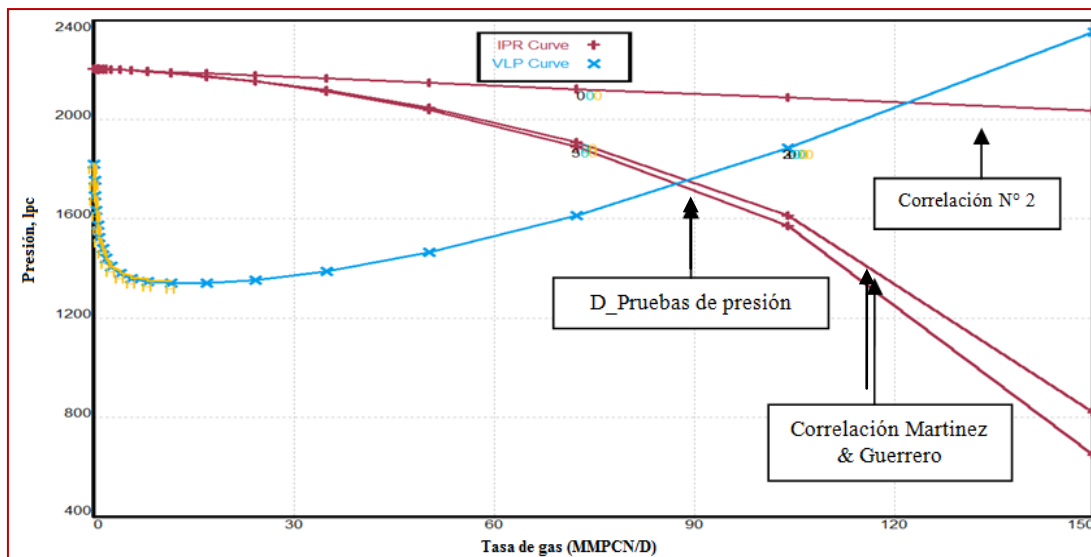


Figura 5. 22 Cambio en el Comportamiento de Afluencia, DAP-11.

Se puede observar mediante la figura 5.22 en primera instancia la sobreestimación de la tasa de gas obtenida si se mantienen la opción de cálculo por defecto del Coeficiente de Flujo No Darcy en el simulador PROSPER y la aproximación posterior mediante la correlación desarrollada. De manera que es indispensable conocer el Factor de turbulencia en el yacimiento para reducir la incertidumbre en la obtención de las tasas de producción de los pozos.

CONCLUSIONES

1. Se evaluó la ecuación analítica para el cálculo del CFND, obteniéndose que la variación en el Coeficiente de Flujo no Darcy es sensible en un 56% a los cambios de permeabilidad para el campo Dolphin
2. La predicción de las tasas de gas es sensibles a los cambios en el Coeficiente de flujo no Darcy por encima de un orden de magnitud, generándose así de 10 a 55 MMSCF/D de diferencia en los estimados de la tasa para el Campo Dolphin.
3. Los parámetros fundamentales contribuyentes con la turbulencia en el yacimiento corresponden a la permeabilidad y el factor de resistencia inercial, de acuerdo con los modelos analíticos.
4. Ninguna de las 18 correlaciones del Factor de Resistencia Inercial presentes en la literatura, ajustó los datos reales de pruebas de presión.
5. De las correlaciones recolectadas, la correlación de Beggs se ajustó solo en un 19%. Sin alcanzar el valor de referencia tolerable para el error de 30%.
6. La optimización de a, b y c para el factor de resistencia inercial redujo el error en 18%, definiéndose así, la correlación de Martínez y Guerrero, como la solución más apropiada para modelar el CFND en el campo de estudio.
7. La variación de 18% error reflejó una diferencia de 1.4MMPCS/d para el pozo DAP-9 del Campo Dolphin, máxima diferencia entre los pozos evaluados.
8. La correlación desarrollada puede ser empleada en los campos análogos a Dolphin, como Dolphin Deep y Starfish.
9. La correlación es apta para ser empleada en yacimientos de gas a altas tasas de producción de arenas poco consolidas con permeabilidad entre 12.7 – 311 mD y porosidad entre 7.2 - 24.4%

RECOMENDACIONES

1. La estimación del factor beta en el laboratorio es una buena práctica para afinar los resultados obtenidos y validar la correlación desarrollada con mayor cantidad de datos.
2. Validar las predicciones de tasas en el yacimiento mediante varias metodologías con la finalidad de tener un base comparativa sólida.
3. Si aún no se tiene noción del daño real de los pozos, utilizar la metodología sugerida por Li, D.^[5] constituye una base factible para elegir una correlación del factor de resistencia inercial.
4. El modelaje del flujo No Darcy es un área nueva y creciente dentro de la investigación y aun se pueden abrir las vías para tener en cuenta el Factor de Resistencia Inercial con la finalidad de obtener modelos más robustos y ecuaciones para estudios de caracterización del yacimiento.
5. Extender la metodología sugerida en este trabajo para determinar cuáles son las correlaciones que ofrezcan resultados más confiables para el modelado de las condiciones del pozo y yacimientos en el software de IPM u otro simulador integrado.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. HALLIBURTON. s.f. **“Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos”**. pp 21-31, s. Ed.
2. DONNEZ, P. (2007). **“Essentials of Reservoir Engineering”**. pp 216, 218. Ed. TECHNIP.
3. SWIFT, G., & KIEL, O. (1961) **“The Prediction of Gas-Well Performance Including the Effect of Non-Darcy Flow”**. Annual Fall Meeting of SPE, Octubre 8-11, 1961. Dallas. SPE 143.
4. ABIODUN M., Amao. (2007) **“Mathematical Model for Darcy Forchheimer Flow with Applications to well Performance Analysis”**. Texas Tech University, Agosto, 2007. pp 19, 26-30.
5. LIU X., CIVAN F., EVANS R. **“Correlation of the Non-Darcy Flow Coefficient”**. PETSOC’ 95-10-05.
6. BG GROUP. (2002). **“Completion Design Guideline”**. pp. 26.
7. (1995) **“Completion Technology for Unconsolidated Formations”**. Cap. 2. pp. 14 – 19.
8. OIL GAS GLOSSARY. (s. f) **“Unconsolidated formation”**. Recuperado el 12 de septiembre de 2011, del sitio web de Oil Gas Glossary: <http://oilgassglossary.com/unconsolidated-formation.html>
9. CHEVRON. (2009) **“Sand Potential and Selection of Sand Control Method”**. pp. 10.11.
10. CHEVRON. (2010). **“Drill-in fluid, displacement/ Clean-up, gravel pack placement, filtercake breakers”**. pp. 17
11. CHEVRON (2010) **“Cased Hole Gravel Pack and High Rate Water Pack”**. pp 3, 13.
12. CHEVRON (2010) **“Screen Design and Gravel Sizing”**. pp 11.
13. JIJU, A. (2003) **“Design of Experiments for Engineers and Scientists”**. Ed. Elsevier & Technology Books. pp. 6.

14. ADEPOJU O., OLUFEMI O., DJURO N., (2009) **“Improving Produccion Forecasts Throgh the Application of Design of Experiments and Probabilistic Analysis: A case study from Chevron, Nigeria.”** SPE 128605.
15. MARVAL, Carlos. (2008). **“Evaluación de un modelo integrado subsuelo/superficie para la explotación de los yacimientos de los campos Loran/Manatee (Bloque 2 y 6D) y macuira (Bloque 3) de la Plataforma Deltana”**. pp. 70-79.
16. MARTÍNEZ, Nieves; **“Metodología de la investigación II”**. Recuperado el 18 de septiembre de 2011, del sitio web:
http://www.aniorte-nic.net/apunt_metod_investigac4_6.htm
17. CIED PDVSA, Analisis de pruebas de presión Nivel II. Marzo 1997. Pag 205-211.
18. BETTER, M., GLOVER F. **“Scenari-base Risk Management and Simulation Optimization”**. pp. 7-10. Boulder, CO. USA.
19. SORENSEN, K. **“Metaheuristic”**. University of Antwerp, Belgica. pp.2.
20. LAGUNA, M. **“OPTQUEST, Optimization of Complex Systems”**. OPTTEK SYSTEM, INC. Septiembre, 2011. pp 1-3.
21. MARTI, R., LAGUNA M. **“Scatter Search: Diseño Básico y Estrategias Avanzadas”**. Departamento de estadística e investigación operativa. Universidad de Valencia. España.
22. M. E. COLES AND K. J. HARTMAN. **“Non-Darcy Measurements in Dry Core and the Effect of Immobile Liquid”**. SPE 39977. Gas Technology Sympsium, Calgary. Canadá, Marzo, 1998.
- 23.

NOMENCLATURA

1.- LISTA DE SIMBOLOS

k = Permeabilidad absoluta, mD.

h_p = Intervalo perforado, pies.

r_w = Radio del pozo, pies.

h = espesor de arena neta, pies.

D = Coeficiente de Flujo No Darcy, d/MPCS.

c = Número de clases, adimensional

N = Cantidad de puntos.

C_1 = Constante de proporcionalidad.

Δh = Diferencial de espesor, pies.

L = Longitud de la muestra, pies.

dp/dx = Caída de presión, lpc.

A = Área transversal, cm^2 .

2.- SIMBOLOS GRIEGOS

β = Factor de resistencia inercial, 1/pies.

γ_g = Gravedad específica del gas, adimensional.

μ_g = Viscosidad del gas, cP.

Δ = Diferencial.

μ_{gwf} = Viscosidad del gas a la presión de fondo fluyente, cP.

θ = Porosidad, fracción.

3.- SIMBOLOS MATEMATICOS

Log = Logaritmo base 10

4.- LISTA DE ABREVIATURAS

CFND= Coeficiente de Flujo No Darcy

BGTT= British Gas Trinidad y Tobago

FRI= Factor de Resistencia Inercial

MMPCS/D= Millones de pies cúbicos estándar día.

MPCS/D= Miles de pies cúbicos estándar día.

5.- LISTA DE SUBINDICES

$_g$ = Gas

$_{wf}$ = Fondo fluyente

$_{an}$ = Método analítico

$_{pr}$ = PROSPER

GLOSARIO

Resistencia:

Fuerza que se opone al movimiento de un cuerpo y ha de ser vencida por la potencia

Inercia:

Propiedad de los cuerpos de no modificar su estado de reposo o movimiento si no es por la acción de una fuerza.

Índice Anderson-Darling:

Una prueba de mejor de ajuste que pesa las diferencias entre las dos distribuciones en sus puntos mayores en comparación con sus rangos medios. Se utiliza esta prueba cuando se necesita un mejor ajuste entre las distribuciones. Generalmente un valor inferior a 1,5 indica un ajuste estrecho.

Modelo IPR/Petroleum Expert

La opción de cálculo y determinación del influjo Petroleum Expert utiliza una función de pseudo presión multifásica para modelar la reducción en la productividad del pozo resultante del incremento de saturación de líquido en pozos de condensado. Asume que no ocurre una localización del condensado y que todo el condensado es producido. De esta manera se toman en cuenta los efectos de transferencia.

Heurística

Es la capacidad de un sistema para realizar de forma inmediata innovaciones positivas para sus fines. Incluye la elaboración de medios auxiliares, principios, reglas, estrategias y programas que faciliten la búsqueda de vías de solución a problemas

APENDICE I

CURVAS DE COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DE LOS POZOS.

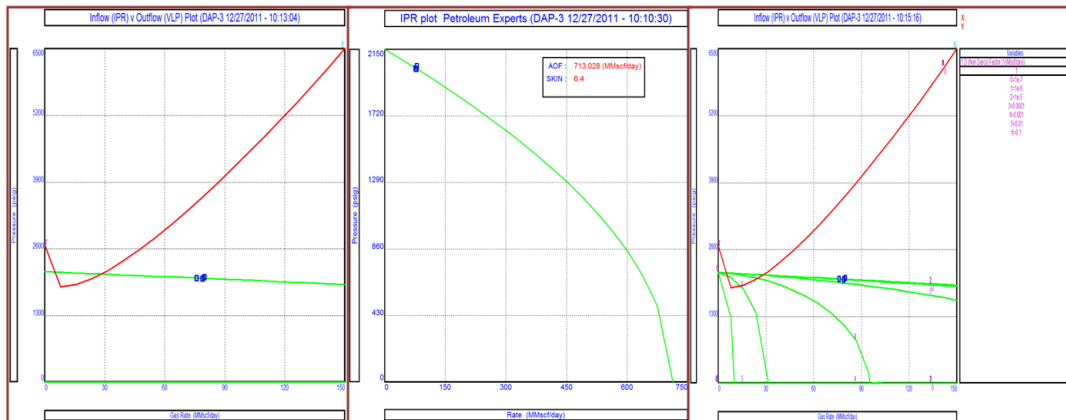


Figura I. 1 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-3

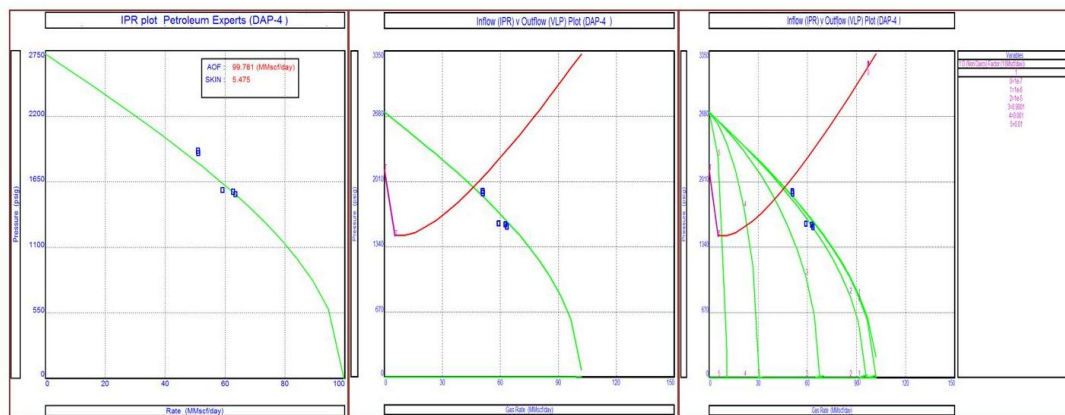


Figura I. 2 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-4.

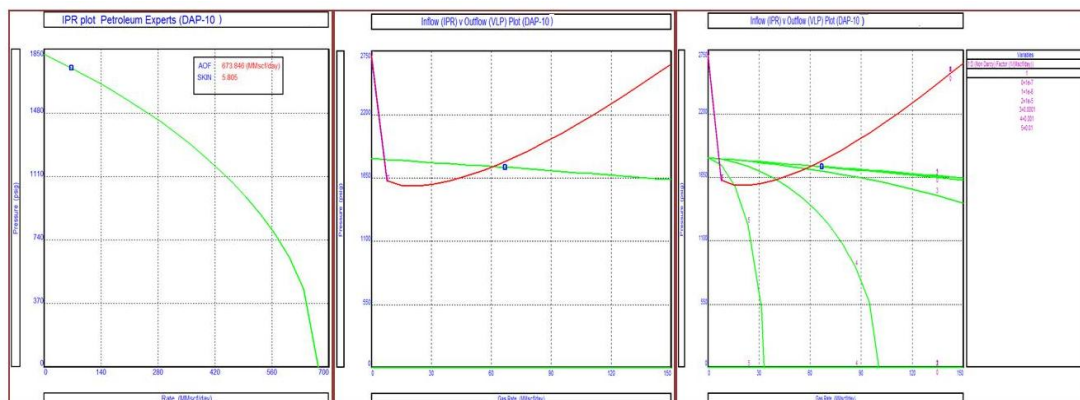


Figura I. 3 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-9.

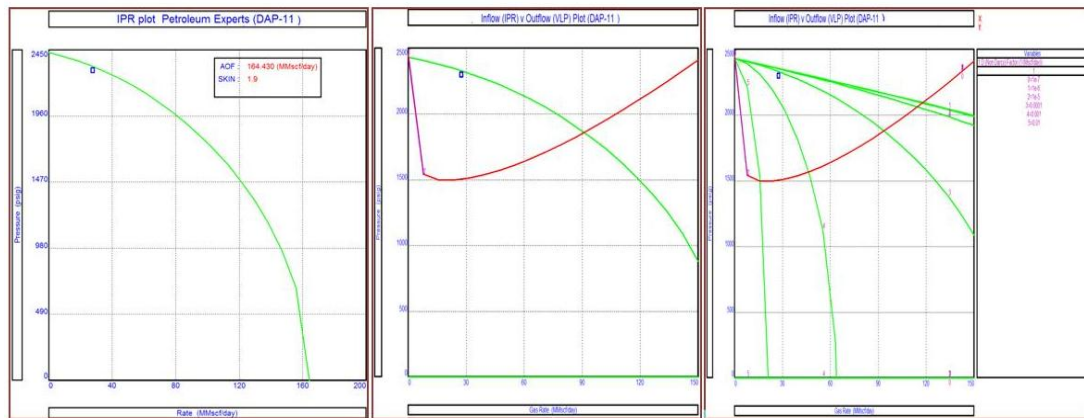


Figura I. 4 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-10

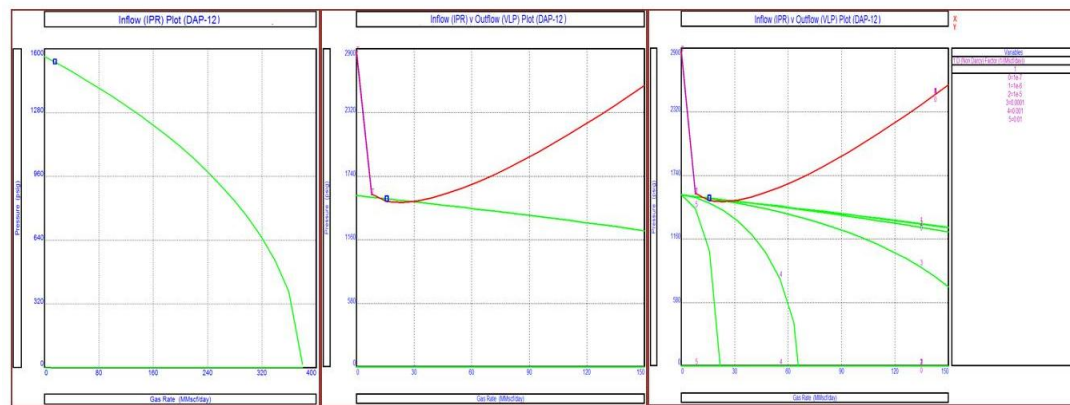


Figura I. 5 Análisis nodal de los yacimientos, pozo DAP-12.

El Registro tipo del Campo Dolphin para el pozo DAP-11 se muestra en la Figura I.6.

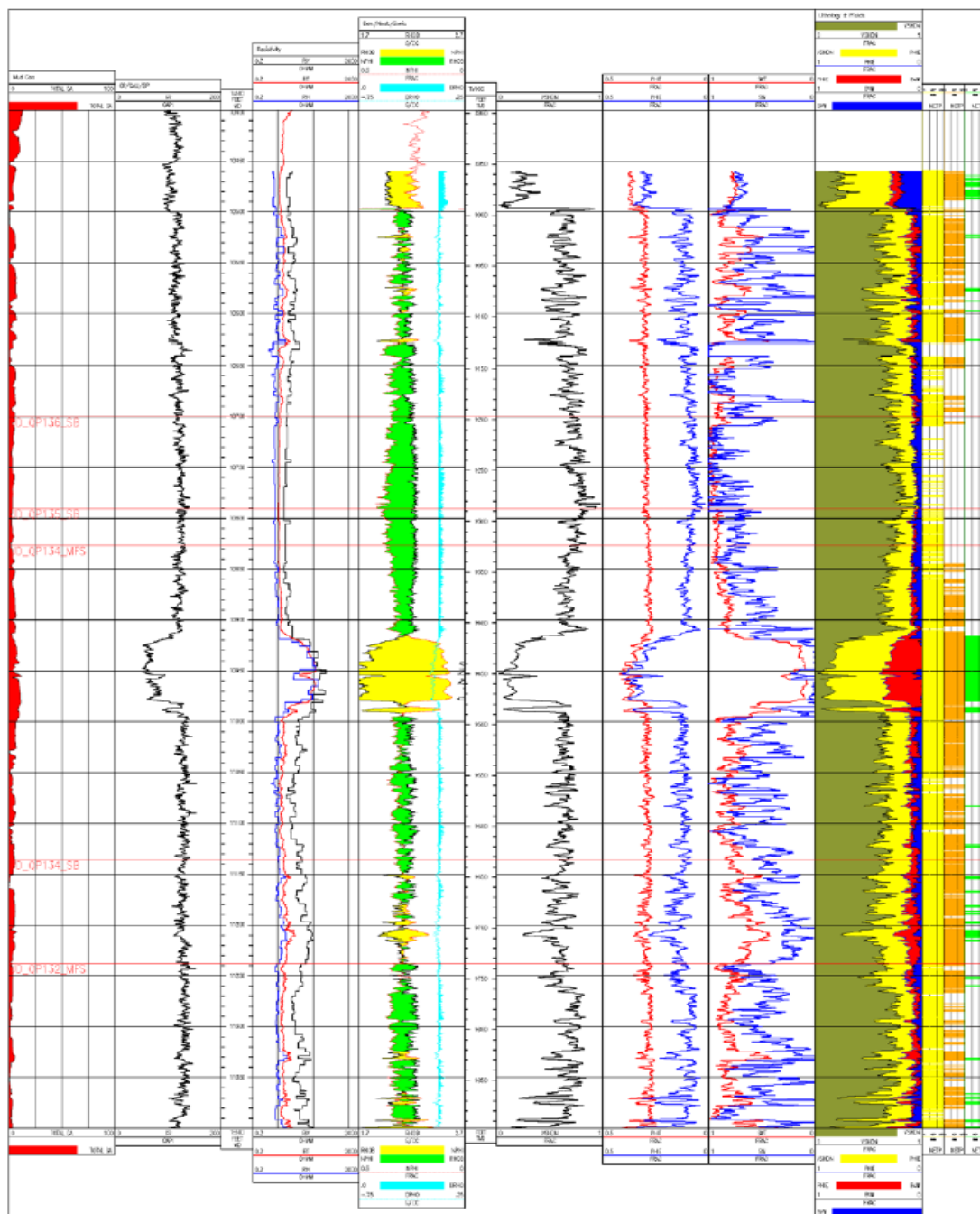


Figura I. 6 Registros geológicos del pozo DAP-11, Campo Dolphin.

Tabla I. 1 (a) Formulas de Cálculo del Factor de Resistencia Inercial, Ecuación 5.1

COEFICIENTES		Θ	K (mD)	MUESTRA	TIPO DE ROCA	REFERENCIA	INFORMACIÓN ADICIONAL/ OBSERVACIÓN.
A	B						
$2.73 \cdot 10^{10}$	1.1045	N.E	N.E	N.E	N.E	Golan M/ “Well Performance”/ Dake LP	Ecuación sugerida en PROSPER para el cálculo del coeficiente.
$5.38 \cdot 10^{11}$	1.2400	0.36 - 0.40	$\geq 17 \cdot 10^5$	N.E	N.E	Cooke (1973)/ SPE 4117.	Aplicable a grava de un tamaño estándar de 8/12 U.S. Mesh (0.066”-0.094”)
$8.51 \cdot 10^{11}$	1.3400	0.32 – 0.40	$5 \cdot 10^5 - 6.5 \cdot 10^5$	N.E	N.E	Cooke (1973)/ SPE 4117.	Aplicable a grava de un tamaño estándar de 10/20 U.S. Mesh (0.033”-0.079”)
$3.41 \cdot 10^{12}$	1.5400	0.32 – 0.39	$1.2 \cdot 10^5 - 1.7 \cdot 10^5$	N.E	N.E	Cooke (1973)/ SPE 4117.	Aplicable a grava de un tamaño estándar de 20/40 U.S. Mesh (0.017”-0.033”)
$2.14 \cdot 10^{12}$	1.600	0.35 – 0.40	$1.2 \cdot 10^5 - 1.7 \cdot 10^5$	N.E	N.E	Cooke (1973)/ SPE 4117.	Aplicable a grava de un tamaño estándar de 40/60 U.S. Mesh (0.010”-0.017”)
$1.47 \cdot 10^7$	-0.550	N.E	N.E	N.E	N.E	Golan “W.P”/ Brokin (1984)	Aplicable a todos los tamaños de grava comercial.
$6.15 \cdot 10^{10}$	1.550	0.043 – 0.299	0.09 – 2500	355 A 29 L	(A) Arenisca/ (L) Limolita	Jones (1987) / SPE 16949	Todas las muestras eran de <u>arenas consolidadas</u> . Secas y libre de fluidos líquidos.
$2.5 \cdot 10^5$	1.000	0.01-0.23	0.15 – 6.30	N.E	N.E	Thauvin & Mohanty (1997) / SPE 38017	Establecieron un coeficiente de flujo para cada variación de las condiciones petrofísicas.
$27.3 \cdot 10^9$	1.2045	0.142 – 0.267	16 – 2087	5 tipos de muestras de rocas distintas	Areniscas y carbonatos	Thomas L. K (1998)/ SPE 51396	Realizó pruebas en <u>areniscas consolidadas</u> y carbonatos

Continuación Tabla I.1 (a). Formulas de Cálculo del Factor de Resistencia Inercial, Ecuación 5.1

COEFICIENTES		Θ	K (mD)	MUESTRA	TIPO DE ROCA	REFERENCIA	INFORMACIÓN ADICIONAL/ OBSERVACIÓN.
A	B						
$22.3 \cdot 10^9$	12.00	N.E	N.E	N.E	N.E	Beggs (1994) “P.O.U.N.A”	Correlación desarrollada para <u>Arenas consolidadas</u>
$1.47 \cdot 10^7$	0.55	N.E	N.E	N.E	N.E	Beggs (1994) “P.O.U.N.A”	Correlación desarrollada para Arenas <u>poco</u> <u>consolidadas</u>
$41.1 \cdot 10^9$	1.33	N.E	N.E	N.E	N.E	Shell ₁	Correlación propuesta por la empresa BG para el cálculo de β
$26 \cdot 10^9$	12	N.E	N.E	N.E	N.E	Mcleod (1983)	Correlación desarrollada para <u>Arenas consolidadas</u>
$10 \cdot 10^6$	12	N.E	N.E	N.E	N.E	Mcleod (1983)	Arenas <u>poco consolidadas</u> / Propuesta por BG.
$4.16 \cdot 10^{10}$	1.38	N.E	N.E	N.E	N.E	Stutzman & Thodos/ Cornell & Katz/ SPE 4706	No se especificó por los autores información respecto.
$1.69 \cdot 10^{10}$	1	NE	NE	NE	NE	Golan. M., “Well Performance” (Prentice Hall,1991)	No se especificó por los autores información respecto.

*N.E= No especificado en las referencias.

Tabla I. 1 (b) Ecuaciones de Cálculo del Coeficiente de resistencia inercial, Ecuación 5.2

COEFICIENTES			Θ	K (mD)	MUESTRA	TIPO DE ROCA	REFERENCIA	INFORMACIÓN ADICIONAL/ OBSERVACIÓN.
A	B	C						
0.005	0.50	5.5	0.07 – 0.24	N.E	9 muestras del mismo yacimiento	Arenisca	Geertsma (1974) / SPE 4706	Utilizó muestras de arenas consolidadas. Saturadas 100 con gas o agua
$3.13 \cdot 10^{12}$	-1.78	-1.78	0.043 – 0.299	0.09 - 2500	355 A 29 L	Arenisca/ Limolita	Jones (1987) / SPE 16949	Todas las muestras eran de <u>arenas consolidadas</u> . Secas y libre de fluidos líquidos.
$1.07 \cdot 10^{12}$	1.88	-0.449	N.E	$1 \cdot 10^{-3} - 10^2$	350 A 29 L	Arenisca/ Limolita	Coles & Hartmand (1998) / SPE 39977	Las muestras pertenecían a 3 yacimientos distintos y con distintos niveles de saturación
$2.49 \cdot 10^{11}$	1.88	-0.537	N.E	$1 \cdot 10^{-3} - 10^2$	350 A 29 L	Arenisca/ Limolita	Coles & Hartmand (1998) / SPE 39977	Las muestras pertenecían a 3 yacimientos distintos y con distintos niveles de saturación
11500	1.00	1	NE	0.01--700	NE	Areniscas, Carbonato Dolomitas.	Li et al (2001) / SPE 68822	No se especificó por los autores información respecto.
48500	0.5	5.5	10.1 – 20.2	0.04 - 6060	105 datos de pozos de 5 campos distintos	Areniscas	Norma R. (1985) / SPE 14207	La saturación de fluidos corresponde a la fase inmóvil.
$338 \cdot 10^6$	0.91	0.91	0.147 – 0.325	0.6 – 724.8	Núcleos con d_{50} : 0-150μm	Arenisca	Tessem (1980) / “Well Performance”. Golan M.	Evaluó el tamaño del poro de los núcleos que evaluó.

Continuación Tabla I.1 (b). Formulas de Cálculo del Factor de Resistencia Inercial, Ecuación 5.2

COEFICIENTES			Θ	K (mD)	MUESTRA	TIPO DE ROCA	REFERENCIA	INFORMACIÓN ADICIONAL/ OBSERVACIÓN.
A	B	C						
$94 \cdot 10^9$	1.2829	1.2829	0.147 – 0.325	0.6 – 724.8	Núcleos con d_{50} : 23-450 μm	Arenisca	Tessem (1980) / “Well Performance”. Golan M.	Evaluó el tamaño del poro de los núcleos que evaluó
$18 \cdot 10^9$	0.75	1.25	N.E	N.E	N.E	N.E	Shell ₂	Correlación propuesta por la empresa BG para el cálculo de β .
$1.82 \cdot 10^8$	1.25	0.75	N.E	N.E	N.E	N.E	Janicek and Katz / SPE 68822	No se especificó por los autores información respecto.
$262.5^{-0.5}$	0.5	1.5	N.E	N.E	N.E	Arenisca y carbón.	Ergun (1952) / SPE 70015. Dacun Li.m, T.W Engler	Realizó 640 experimentos en varios tamaños de grano. Utilizó gases como el CO ₂ , N ₂ , CH ₄ y H ₂

*N.E= No especificado en las referencias.

Tabla I. 1 (c) Formulas de Cálculo del Coeficiente de resistencia inercial, Ecuación 5.3

COEFICIENTES				Θ, fr	K (mD)	MUESTRA S	ROCA	REFERENCIA	OBSERVACIÓN
A	B	C	D						
$10^{-3.25}$	1.943	1.035	0.00	N.E	N.E	N.E	N.E	Cooper J. W. & Xiuli Wang / SPE 57755	N.E
$1.55 \cdot 10^4$	3.35	0.98	0.29	0.01-0.23	0.15 – 6.30	N.E	N.E	Thauvin & Mohanty (1997) / SPE 38017	Establecieron un coeficiente de flujo para cada variación de las condiciones petrofísicas
$3.1 \cdot 10^4$	3.00	1	0.00	0.02-0.23	0.15 – 6.30	N.E	N.E	Thauvin & Mohanty (1997) / SPE 38017	Establecieron un coeficiente de flujo para cada variación de las condiciones petrofísicas
$8.91 \cdot 10^{10}$	1.00	1.00	1.00	0.02 – 0.5	$1 \cdot 10^{-2} - 1 \cdot 10^{-5}$	183 Datos de porosidad y permeabilidad ad.	N.E	Liu et al (1995) / SPE 95-10-05	Utiliza una tortuosidad estándar de 1.414. En medio poroso consolidado e in consolidado con saturación de fluidos inmóviles.

*N.E= No especificado en las referencias.