



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO NO DARCIANO Y SU IMPACTO
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CONDENSADO, CAMPO
SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS.**

REALIZADO POR:

**ALÍ ALFREDO MARTÍNEZ CORASPE
C.I: 18.809.407**

**Trabajo Especial de Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar Al
Título De:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, JUNIO 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO NO DARCIANO Y SU IMPACTO
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CONDENSADO, CAMPO
SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS.**

**REALIZADO POR:
ALÍ ALFREDO MARTÍNEZ CORASPE
C.I: 18.809.407**

REVISADO POR:

**ING. DANIEL QUIJADA
ASESOR INDUSTRIAL**

**ING. ISAAC CONTRERAS
ASESOR ACADÉMICO**

**ING. ÁNDRES YRIGOYEN
CO-ASESOR INDUSTRIAL**

MATURÍN, JUNIO 2010



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

**CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO NO DARCIANO Y SU IMPACTO
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CONDENSADO, CAMPO
SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS.**

**REALIZADO POR:
ALÍ ALFREDO MARTÍNEZ CORASPE
C.I: 18.809.407**

APROBADO POR:

**ING. ISAAC CONTRERAS
ASESOR ACADÉMICO**

**ING. MIGUEL FLORES
JURADO PRINCIPAL**

**ING. FABIOLA MOTTOLA
JURADO PRINCIPAL**

MATURÍN, JUNIO 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajo de Grado: **“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario”**.



DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro principalmente a Jehová, quién ha sido participé de todos mis logros personales y profesionales, a ti señor dedico mis logros para que los bendigas y me sigas acompañando día a día y me brindes, como hasta ahora, la fortaleza necesaria para superar cualquier obstáculo.

A mi hijo Alí Abraham Martínez Espinoza, el mejor regalo que Dios y mi esposa me han dado, para ti hijo va este y cada uno de los logros que obtenga que me permitan convertirme en una mejor persona para darte lo mejor del mundo que es lo único que te mereces por el simple hecho de existir, me llenas en gran manera hijo y te amo por sobre todas las cosas.

A mi esposa Yesenia Carolina Espinoza de Martínez, quiero entregarle este logro porque en su mayoría le pertenece, por darme siempre el apoyo que necesitaba y por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, junto a ti estoy seguro y siento que nada me falta para ser feliz, me complementas, siempre estas en mi corazón y todo lo que busco es nuestro bienestar, hemos construido muchísimas cosas y aun nos faltan muchas más.

También quiero dedicar este alcance a las tres principales columnas de soporte y apoyo para mi vida, mi madre Yraida Coraspe, mi padre Aly Martínez y mi tío Pedro Martínez. Esto es por ustedes y para ustedes.

A mi abuelita María Coraspe, quien lamentablemente no pudo estar presente en ninguno de mis dos logros más importantes y tampoco podrá estar para verme convertido en un profesional. Para ti abuelita, espero que allá donde estas junto a Dios te sientas muy orgullosa de mí. Te amo.

AGRADECIMIENTOS

Doy gracias a mi Dios Jehová por darme la vida, y mantenerme lleno de salud y proveerme la paciencia y perseverancia suficiente para estar alcanzando hoy, uno de mis logros más importantes como individuo.

A mi esposa Yesenia, la palabra gracias no es suficiente para expresar toda la gratitud que siento hacia ti, he aprendido muchas cosas a tu lado y me he convertido definitivamente en una mejor persona gracias a ti, tu me has dado lo más grande que alguien me pudo haber dado, un hijo, y con él nos convertimos en una familia. Eres mi vida y siempre te agradeceré por el simple hecho de existir, te adoro.

A mi madre Yraida, no tengo mejor manera de agradecerte que diciéndote: gracias por todo, me trajiste al mundo y te convertiste en un pilar importante para mí pues constituyes gran parte de lo que soy, siempre has sido y serás un gran apoyo para mí, me has brindado todo tu cuidado y tu más sincero amor durante toda mi vida, eres una madre maravillosa y te amo muchísimo.

A mi padre Aly, gracias por siempre estar a mi lado en cada una de las etapas de mi vida, apoyándome, levantándome cuando he tropezado y ayudándome a seguir adelante, eres un gran ejemplo a seguir y un padre excelente, me has enseñado cosas que solo se aprenden en la universidad de la vida y eso siempre tendrá un gran valor para mí.

A mi tío Pedro quien me ha demostrado que el cariño no cuesta nada demostrarlo cuando es verdadero, gracias viejito por estar siempre de manera incondicional apoyándome en las buenas y en las malas, has sido una parte muy importante en mi vida y eres parte esencial de este logro, de verdad gracias.

A mi asesor académico, el ingeniero Daniel Quijada por la dedicación y la entrega que mostró para con el logro de esta meta. Eres un gran profesional, para ti mi respeto y mi más sincero agradecimiento, por tus sabios consejos y por otorgarme valiosas herramientas que me ayudaran en mi desarrollo como profesional y como persona.

A mi asesor académico, el profesor Isaac Contreras, gracias por la paciencia, el apoyo y la contribución prestada para el desarrollo y la culminación de mi trabajo de grado.

Agradezco al grupo de docentes de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas, porque fueron indispensables para lograr mi formación profesional, por su dedicación y vocación a la enseñanza, gracias.

A los ingenieros, José Guarique, Jhonny Chacón, Danelys Cabello, Miguel Abache, Isidoro Rodríguez, Willen Rojas y Mauro Martínez, gracias por todo su apoyo y todas sus enseñanzas, y por hacerme sentir con tanta confianza y seguridad durante el desarrollo de mi investigación, pero sobre todo gracias por brindarme su amistad.

ÍNDICE

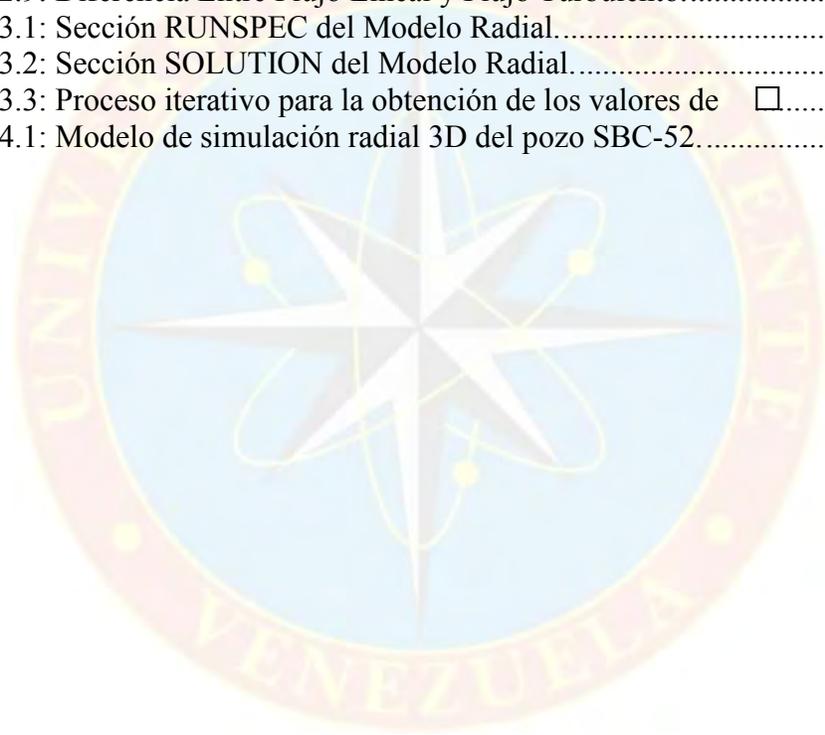
RESOLUCIÓN	i
DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
INDICE DE TABLAS	ix
INDICE DE FIGURAS	viii
INDICE DE GRÁFICAS	x
RESUMEN	xi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	4
CAPÍTULO II	6
MARCO TEÓRICO	6
2.1 ANTECEDENTES.....	6
2.2 RASGOS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	7
2.2.1 Ubicación del Área Norte de Monagas.....	7
2.2.2 Ubicación del Campo Santa Bárbara.....	8
2.2.3 Estratigrafía	9
2.2.3.1 Formación Mesa	10
2.2.3.2 Formación las Piedras.....	10
2.2.3.3 Formación la Pica	10
2.2.3.4 Formación Carapita.....	11
2.2.3.5 Formación Naricual	11
2.2.3.6 Formaciones Cretácicas	12
2.2.4 Características del Campo	13
2.2.5 Distribución Original de los Fluidos	14
2.3 BASES TEÓRICAS.....	15
2.3.1 Yacimientos de Gas Condensado	15
2.3.2 Problemas Asociados a la Explotación de Yacimientos de gas Condensado.....	16
2.3.2.1 Acumulación De Líquido en los Pozos.....	16
2.3.2.2 Dispersión de Gas Condensado en Zonas Invasadas por Agua	19
2.3.2.3 Irrupción Prematura del Gas Seco en los Pozos de Producción	20
2.3.2.4 Fenómenos de Alta Velocidad.....	20
2.3.3 Criterios Para la Selección de un Pozo de Gas Condensado Donde Exista Flujo No Darciano.....	25

2.3.3.1 Tipo de Fluido Producido: Gas Condensado	25
2.3.3.2 Saturación de Líquido > 10%	26
2.3.3.3 Pozo No Fracturado	26
2.3.3.4 Bajo \square P.(\leq 500 lpc).....	27
2.3.3.5 Propiedades Petrofísicas ($K < 100$ mD y $\square < 15$ %).....	28
2.3.3.6 Pocos Intervalos Cañoneados	28
2.3.3.7 Alejado de los Pozos Inyectores	28
2.3.4 Caracterización de Yacimientos	29
2.3.5 Simulación de Yacimientos	29
2.3.5.1 Cotejo Histórico	30
2.3.5.2 Tipos de Simuladores de Yacimiento	31
2.3.6 Secciones de un Modelo de Simulación	32
2.3.6.1 Sección RUNSPEC	32
2.3.6.2 Sección GRID	32
2.3.6.3 Sección PROPS.....	32
2.3.6.4 Sección SOLUTION.....	33
2.3.6.5 Sección SUMMARY	33
2.3.6.6 Sección SCHEDULE	33
2.3.7 Caracterización de los Fenómenos de Acoplamiento Positivo y Flujo No Darciano el Simulador Composicional Eclipse 300.....	34
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS	36
CAPÍTULO III.....	38
MARCO METODOLÓGICO	38
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	38
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	39
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	39
3.3.1 Población	39
3.3.2 Muestra	39
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	40
3.4.1 Desarrollo de un Modelo Tipo Radial de un Pozo Ubicado en el Yacimiento Sbc-1 del Campo Santa Bárbara, Estado Monagas, Utilizando el Software de Simulación Eclipse 300.....	40
3.4.2 Determinación del Rango de Valores de las Variables Involucradas en la Consideración del Fenómeno De Flujo No Darciano Aplicables al Modelo.	49
3.4.2.1 N° de Correlación	50
3.4.2.2 Porosidad (\square).....	51
3.4.2.3 Permeabilidad (k).....	52
3.4.3 Evaluación de las Sensibilidades Realizadas, Incluyendo el Fenómeno de Flujo No Darciano en el Modelo.....	57
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS	58
3.5.1 Técnicas	58
3.5.1.1 Carpeta de Historia de Pozos	58

3.5.1.2 Registros Eléctricos	58
3.5.1.3 Reportes de Pruebas de Presión y Producción.....	58
3.5.2 Instrumentos	59
3.5.2.1 Sistema de Manejo de Datos Electrónicos (SIMDE).....	59
3.5.2.2 CENTINELA 2000	59
3.5.2.3 Oil Field Manager (OFM):	59
3.5.2.4 Simulador ECLIPSE 300	60
3.6 RECURSOS	60
3.6.1 Recursos Humanos	61
3.6.2 Recursos Financieros.....	61
3.6.3 Recursos Materiales.....	61
3.6.4 Recursos Tecnológicos.....	62
CAPÍTULO IV	63
ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
4.1 DESARROLLO DE UN MODELO TIPO RADIAL DE UN POZO UBICADO EN EL YACIMIENTO SBC-1 DEL CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS, UTILIZANDO EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN ECLIPSE 300	63
4.1.1 Cálculo del Área de drenaje del Modelo	63
4.1.2 Propiedades Petrofísicas	65
4.1.3 Cotejo del Comportamiento de Presión y Producción.....	65
4.1.4 Saturaciones de Gas Condensado y Condensado en las Cercanías del Pozo.....	69
4.2 DETERMINACIÓN DEL RANGO DE VALORES DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA CONSIDERACIÓN DEL FENÓMENO DE FLUJO NO DARCIANO APLICABLES AL MODELO	71
4.2.1 Porosidad (\square)	71
4.2.2 Permeabilidad (k).....	72
4.3 EVALUACIÓN DE LAS SENSIBILIDADES REALIZADAS, INCLUYENDO EL FENÓMENO DE FLUJO NO DARCIANO EN EL MODELO	74
CAPITULO V.....	83
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	83
CONCLUSIONES	83
RECOMENDACIONES	84
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	85
APÉNDICES.....	78

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Ubicación Geográfica del área Norte de Monagas.	8
Figura 2.2: Ubicación Geográfica del Campo Santa Bárbara.	9
Figura 2.3: Columna Estratigráfica del Campo Santa Bárbara.	12
Figura 2.4: Divisiones del Campo Santa Bárbara.	14
Figura 2.5: Diagrama de fases de un sistema de Gas Condensado.	15
Figura 2.6: Formación del Bloque de Condensado.	18
Figura 2.7: Desarrollo del anillo de condensado.	19
Figura 2.8: Saturación de Líquido en Función de la Caída de Presión.	27
Figura 2.9: Diferencia Entre Flujo Lineal y Flujo Turbulento.	27
Figura 3.1: Sección RUNSPEC del Modelo Radial.	46
Figura 3.2: Sección SOLUTION del Modelo Radial.	47
Figura 3.3: Proceso iterativo para la obtención de los valores de \square	57
Figura 4.1: Modelo de simulación radial 3D del pozo SBC-52.	64



INDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 3.1: Distribución Equiprobable del Número de Correlaciones empleadas para el cálculo del parámetro de Forchheimer.....	51
Gráfica 3.2: Distribuciones para determinar los valores de porosidad.	52
Gráfica 3.3: Relación entre Saturación de Agua y Porosidad.	53
Gráfica 3.4: Distribución de la dispersión de los datos de Sw.....	55
Gráfica 3.5: Distribución de los valores de Permeabilidad obtenidos.	56
Gráfica 4.1: Incremento logaritmico del radio de drenaje en función del número de celdas en el modelo de simulación radial.	64
Gráfica 4.2: Cotejo de presión del modelo.....	66
Gráfica 4.3: Cotejo del comportamiento de producción de petróleo del modelo.	67
Gráfica 4.4: Cotejo del comportamiento de producción de gas del modelo.	68
Gráfica 4.5: Cotejo del Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo del modelo.	69
Gráfica 4.6: Evolución de las saturaciones de condensado y de gas condensado en la dirección radial del modelo.....	70
Gráfica 4.7: Distribución de los valores de Beta calculados.....	73
Gráfica 4.8: Incremento en los tiempos de corrida para cada sensibilidad realizada.....	76
Gráfica 4.9: Variación de la presión de yacimiento con las sensibilidades	76
Gráfica 4.10: Variación del comportamiento de producción de petróleo con las sensibilidades.....	77
Gráfica 4.11: Variación del comportamiento de producción de gas con las sensibilidades.....	78
Gráfica 4.12: Incremento de la saturación de condensado con respecto al tiempo.....	79
Gráfica 4.13: Incremento de la saturación de condensado en dirección radial.....	80
Gráfica 4.14: Variación de la relación Gas-Petróleo (RGP) con las sensibilidades.....	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Correlaciones Para la Determinación del Parámetro de Forchheimer.....	24
Tabla 4.1: Muestra de los valores de \square obtenidos.....	72
Tabla 4.2: Datos de las sensibilidades realizadas.....	74





**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA**

RESUMEN

**CARACTERIZACIÓN DEL FLUJO NO DARCIANO Y SU IMPACTO
SOBRE LA PRODUCCIÓN DE POZOS DE GAS CONDENSADO, CAMPO
SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS.**

Autor:

Alí Alfredo Martínez Coraspe

C.I: 18.809.407

Febrero 2010

Asesores:

Ing. Isaac Contreras.

Ing. Daniel Quijada.

Ing. Andrés Yrigoyen.

El presente trabajo se realizó a fin de determinar la influencia del fenómeno de flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción de pozos de gas condensado ubicados en el yacimiento SBC-1 del Campo Santa Bárbara - Pirital, Distrito Punta de Mata, Estado Monagas, adicionalmente fue considerado también el impacto generado por el fenómeno de acoplamiento positivo. Para ello se partió del estudio realizado en el Campo, por personal de la empresa PDVSA, donde se determinó la presencia de estos fenómenos sobre los pozos estudiados del área, no obstante, los resultados obtenidos en dicha investigación no fueron corroborados a nivel de simulación, por lo que surge la presente investigación. Se empleó el mismo pozo utilizado por el personal de PDVSA para el desarrollo de esta investigación, el SBC-52, que de acuerdo con las pruebas realizadas es el pozo de gas condensado del área que se encuentra más influenciado por los fenómenos estudiados. La caracterización de los fenómenos inició con la descripción de cada uno de ellos, esto para determinar la manera en que pudiesen influenciar el comportamiento de producción del pozo objeto de estudio, y definir también los parámetros a considerar para incluir ambos fenómenos a un modelo de simulación. Se empleó el software ECLIPSE 300 para la realización de un modelo tipo radial de tres dimensiones del pozo seleccionado. Posteriormente se estimó el rango de valores aplicables al modelo desarrollado, de los parámetros relacionados con los fenómenos estudiados, mediante la herramienta de Análisis de Variabilidad e Incertidumbre. Finalmente se realizaron distintas sensibilidades para evaluar la influencia de los fenómenos sobre el modelo del pozo SBC-52. Del estudio realizado se obtuvo que la consideración de los fenómenos de acoplamiento positivo y flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción de un pozo de gas condensado del área estudiada, no produce ninguna modificación significativa.

INTRODUCCIÓN

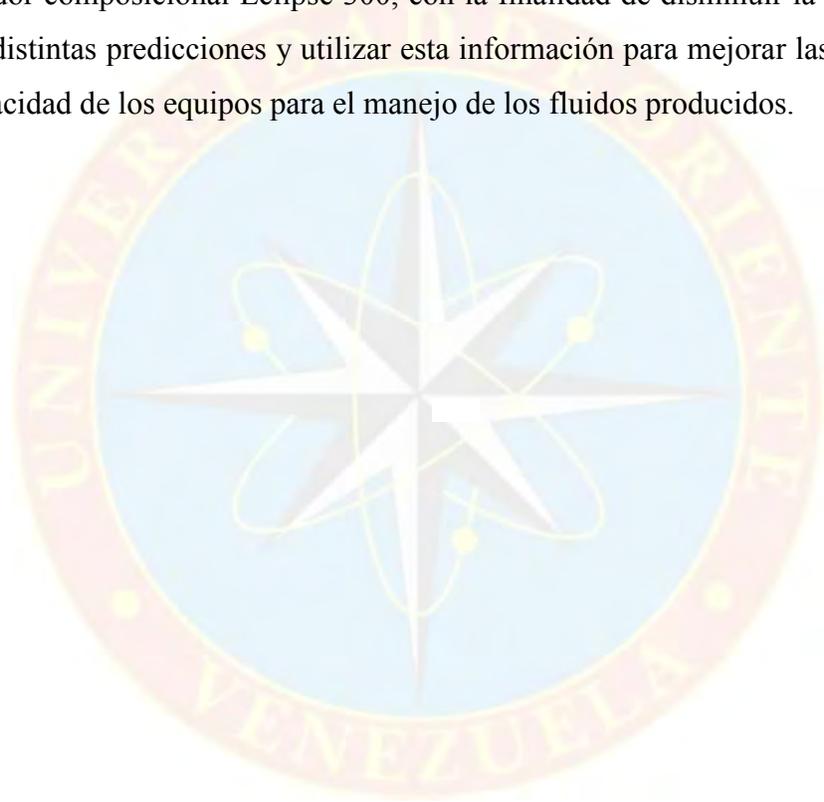
Los yacimientos de gas condensado por lo general presentan un comportamiento complejo debido a la existencia de un sistema de fluido de dos fases (gas y petróleo condensado) cuando la presión de yacimiento se encuentra por debajo del punto de rocío originando problemas tales como: reducción irreversible de la productividad del pozo, menor disponibilidad del gas para la venta y presencia de condensados que bloquean la producción de gas.

Si al momento del descubrimiento del yacimiento la presión se encuentra por encima del punto de rocío solo existirá la fase de gas. Sin embargo, a medida que se lleva a cabo la producción, ocurre una declinación de la presión que genera la condensación del gas en el área de drenaje del pozo. Esta formación de condensado retrógrado da lugar a la acumulación de líquido alrededor del pozo generando una reducción de la permeabilidad efectiva al gas en la vecindad del mismo, además de esto, se generan en esta zona velocidades del gas muy altas que inducen los fenómenos de “acoplamiento positivo” y “efecto inercial” o “flujo No Darciano” que afectan la producción del pozo.

Este trabajo se realiza como continuación de una investigación realizada por personal de la Gerencia de Yacimientos de la empresa Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA), quienes estudiaron el efecto del acoplamiento positivo y el efecto inercial sobre la productividad de los pozos de gas condensado del Campo Santa Bárbara en el Estado Monagas (SPE 107138) y determinaron mediante distintas pruebas de presión realizadas a un pozo seleccionado del yacimiento, que dichos efectos deben ser considerados a la hora de querer reducir el daño del pozo por el efecto de la condensación de líquido a su alrededor. Este estudio ofreció datos

teóricos a partir de las pruebas de presión realizadas, que no fueron analizados mediante un modelo de simulación.

El objeto de este estudio radica en determinar cual es la magnitud del efecto del flujo No Darciano, sobre el comportamiento de producción de un pozo de gas condensado, caracterizándolo en un modelo radial y realizando sensibilidades con el simulador composicional Eclipse 300, con la finalidad de disminuir la incertidumbre de las distintas predicciones y utilizar esta información para mejorar las estimaciones de capacidad de los equipos para el manejo de los fluidos producidos.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos ubicados al Norte del Estado Monagas se caracterizan por presentar una columna de fluidos bastante compleja que varía en composición de acuerdo con la profundidad, mostrando en la parte superior de la estructura, una producción de gas condensado de 36 °API, mientras que en la zona más profunda se encuentran fluidos con el comportamiento de un crudo negro. Tal es el caso del yacimiento SBC-1 del Campo Santa Bárbara ubicado en esta área del país donde se llevará a cabo el desarrollo de la presente investigación.

Actualmente las distintas estimaciones de producción de los pozos de gas condensado en el área Norte de Monagas han cobrado mayor importancia debido a que la industria del gas se ha consolidado y cada vez son más los productos y servicios que se derivan de este fluido, no obstante en las estimaciones existentes no se consideran los fenómenos de “acoplamiento positivo” y “efecto inercial” o “flujo No Darciano” lo cual genera un incremento de la incertidumbre de las predicciones utilizadas para el cálculo de las inversiones requeridas en los compromisos de producción de la empresa. A partir de esto surge la necesidad de determinar que tan influyentes son los efectos del flujo No Darciano sobre el comportamiento previsto de producción de un pozo de gas condensado, y observar en que proporción (mediante la consideración de este fenómeno) se pudiese disminuir el nivel de incertidumbre en dichas predicciones, lo cual favorecería a evitar sub o sobre estimaciones en las capacidades de las instalaciones de superficie.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Caracterizar el flujo No Darciano y su impacto sobre la producción de pozos de gas condensado mediante un modelo radial de un pozo ubicado en el yacimiento SBC-1, del Campo Santa Bárbara en el estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Desarrollar un modelo tipo radial de un pozo ubicado en el yacimiento SBC-1 del Campo Santa Bárbara, Estado Monagas, utilizando el software de simulación ECLIPSE 300.
- Determinar el rango de valores de las variables involucradas en la consideración del fenómeno de flujo No Darciano aplicables al modelo.
- Evaluar las sensibilidades realizadas, incluyendo el fenómeno de flujo No Darciano en el modelo.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente la industria del gas ha cobrado gran importancia a escala mundial, debido a todos los productos y servicios que se derivan de la explotación de este hidrocarburo. En Venezuela la empresa PDVSA, se encarga de la explotación de uno de los yacimientos de gas condensado más importante del país: el SBC-1 en el campo Santa Bárbara ubicado en el Estado Monagas.

Las distintas estimaciones de las tasas de producción de los pozos de gas condensado, arrojan resultados con cierto grado de incertidumbre, el cual va a depender del nivel de caracterización del yacimiento y/o pozo y de las herramientas empleadas, de esto se deriva la necesidad de evaluar nuevos parámetros que quizá puedan favorecer a la reducción de dicha incertidumbre y permitir así asegurar, desde el inicio del proyecto el cumplimiento de las capacidades de manejo para los fluidos producidos, a través, de una estimación más precisa de la inversión, aprovechando mejor los recursos.

El estudio del cual se deriva este trabajo, ofrece datos teóricos establecidos a partir de pruebas realizadas, que no pudieron ser analizados mediante un modelo de simulación.

De lo anteriormente descrito surge la idea de realizar la siguiente investigación, mediante la caracterización del efecto del flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción de un pozo de gas condensado, para obtener resultados que permitan tomar la decisión de sí necesario llevar a cabo estudios de laboratorio para corroborar dichos resultados, considerando los altos costos requeridos para su ejecución.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES

Carvajal, G. González, C. Cesín, C. Fernández, M. y Bello, J. (SPE 107138 2007): “Efecto del Acoplamiento positivo y el efecto inercial sobre la productividad de los pozos de gas condensado”. Esta investigación fue realizada por parte de personal de PDVSA, en el cual se presenta una metodología para analizar el efecto No Darciano y para observar la relación entre la inercia y el acoplamiento en los pozos de gas condensado del Campo Santa Bárbara del Estado Monagas. Este trabajo además de confirmar la existencia del efecto de flujo No Darciano y el de acoplamiento positivo en los pozos estudiados permitió establecer que ambos efectos deben ser considerados cuando se requiere mejorar la productividad en un pozo de gas condensado, y se establecieron también ciertos criterios que permiten asegurar que un pozo que cumpla con las condiciones allí establecidas, se encuentra bajo afectado por el fenómeno de flujo No Darciano.

Muñoz, O. Escobar, F. y Cantillo, J. (2006): “Capillarity and Rapid Flow Effects on Gas Condensate Well Tests” (Efectos de capilaridad y velocidad de flujo sobre pruebas de pozos de gas condensado). En este trabajo se investigaron los efectos de flujo No Darciano y número capilar en yacimientos de gas condensado a partir de pruebas de presión. Los investigadores determinaron que el efecto de flujo turbulento causa una caída de presión adicional proporcional al caudal de flujo; el efecto de número capilar reduce la saturación de condensado alrededor del pozo y en el yacimiento. Adicionalmente analizaron también el efecto de acoplamiento positivo (Flujo no Darcy y número capilar) el cual resultó más relevante cuando se manejaron

caudales relativamente bajos de gas, donde el efecto de número capilar domina el efecto de flujo no Darciano reduciendo la saturación de condensado.

Reese, J. Long, K. Kelley, C. Gray, W. y Miller, C. (2006): “Simulating Non-Darcy Flow Through Porous Media Using SUNDANCE” (Simulación del flujo No Darciano a través del medio poroso utilizando SUNDANCE). Este fue un estudio realizado para implementar un modelo numérico de la ecuación diferencial parcial (PDE) del flujo No Darcy a través de medios porosos, enfocándose en la discretización de elementos finitos simulando el comportamiento de flujo en un modelo bidimensional de un yacimiento heterogéneo utilizando el software SUNDANCE. Se determinó que el efecto de flujo No Darciano puede ser perfectamente estimado mediante este proceso de simulación.

2.2 RASGOS GENERALES DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del Área Norte de Monagas

El área del Norte de Monagas (Ver Figura 2.1) se encuentra localizada al Este de Venezuela y forma parte primordial de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se divide en cinco campos de gran importancia: Santa Bárbara, Pirital, El Carito, Mulata y El Furrial, y comprende un área de 515 km² aproximadamente. Esta área se caracteriza por presentar grandes profundidades y dimensiones, altas presiones y temperaturas, grandes heterogeneidades, y complejas columnas de fluidos.

Los yacimientos de mayor importancia en los campos del Norte de Monagas son de edad terciaria, constituidos por las formaciones Carapita, Naricual, Los Jabillos y Caratas. También se han encontrado buenos yacimientos en las areniscas de la Formación San Juan y en unidades tan jóvenes como las formaciones La Pica y Las Piedras, revisten particular importancia las estructuras de tipo compresivo, como

las del campo El Furrial, El Carito y Santa Bárbara para los entrampamientos de hidrocarburos.



Figura 2.1: Ubicación Geográfica del área Norte de Monagas.
Fuente: Base de datos PDVSA

2.2.2 Ubicación del Campo Santa Bárbara

El Campo Santa Bárbara comprende un área de 230 km², está ubicado al Norte del Estado Monagas, a 3 km de la localidad de Punta de Mata entre los municipios Cedeño y Ezequiel Zamora y pertenece al área operacional del Distrito Punta de Mata de PDVSA. Se encuentra delimitado al Norte con la sección montañosa de la Serranía del Interior central y oriental, al Sur con el alineamiento Furrial – Tejero, al Oeste con

por lutitas negras; San Juan/ San Antonio constituido por areniscas glauconíticas; Caratas/Vidoño compuesta por calizas, areniscas y lutitas. Suprayacente al Alóctono se encuentra la formación Mesa/Las Piedras constituidas por areniscas y limolitas. (Ver Figura 2.3)

2.2.3.1 Formación Mesa

Pertenece a la edad Pleistoceno a reciente y depositada en un ambiente continental, está constituida en la parte superior y media por arcillas solubles de color crema, rojizas y grisáceas, alternando hacia la base con cuerpos de areniscas de grano grueso a conglomerático y capas de lignito. Su espesor varía de 500 a 900 pies.

2.2.3.2 Formación las Piedras

Pertenece a la edad Mioceno Tardío - Plioceno y depositadas en aguas saladas de un ambiente continental, está compuesta principalmente por areniscas lenticulares poco consolidadas de grano medio bien desarrolladas e interestratificadas con lutitas poco consolidadas. Las areniscas son acuíferas en toda el área y son de espesor variable entre 3400 a 3900 pies.

2.2.3.3 Formación la Pica

Fue extensamente explotada en el pasado presentando como consecuencia arenas de baja presión. Pertenece a la edad Mioceno Superior- Plioceno y discordante sobre la formación Carapita, consiste en una serie de lutitas y areniscas consolidadas y de grano fino a muy fino, laminadas, localmente limosas o ligníticas. La sección arenosa de la formación La Pica está dividida en dos partes, una superior conocida como zona de Sigmoilina y la inferior denominada zona de Textularia.

2.2.3.4 Formación Carapita

Pertenece a la edad Mioceno Superior, medio a Mioceno Inferior, consta de una secuencia de lutitas hidratables de color gris oscuro a verdosas con paquetes de areniscas y limonitas hacia la base.

Litológicamente el elemento predominante es la lutita subcompactada y altamente presurizada, se presentan areniscas depositadas en un ambiente de sedimentación marino somero a profundo, su extensión depende del buzamiento de las capas. Las lutitas superiores son poco compactadas, con inclusiones de pirita y/o glauconita, intercaladas con limonitas de color gris. La sección intermedia está constituida por lutitas de color gris oscuro a negro, generalmente calcáreas, y la sección inferior presenta lutitas similares a la sección intermedia con aumento en la compactación y en la presión de formación hacia la base por encima de las arenas petrolíferas. Su espesor promedio es de 6000 a 8000 pies.

2.2.3.5 Formación Naricual

Se caracteriza por la presencia masiva de areniscas, de gran porosidad y permeabilidad (50-300 mD) donde se encuentran acumuladas grandes acumulaciones de hidrocarburos. De edad Oligoceno medio a superior, está formada por una secuencia de areniscas de grano fino a grueso, color gris claro, petrolíferas, bien consolidadas y abrasivas, intercaladas con lentes de lutitas grises y algunas capas de carbón hacia la base. Su ambiente de deposición varía de deltaico a marino somero. Su espesor promedio varía de 2000 a 2500 pies.

2.2.3.6 Formaciones Cretácicas

Los sedimentos cretácicos son terrígenos y maduros, provinieron desde el Sur, de la erosión del Escudo de Guayana y fueron depositados en ambiente marino somero con ligera influencia fluvial. Desde fines del Cretáceo hasta el Paleoceno, se depositan en un ambiente marino, una secuencia de areniscas y lutitas que constituyen la unidad KP.

El espesor promedio de las formaciones Cretácicas es de 1500 pies. Están constituidas básicamente por areniscas de color crema a beige, de granos finos a medio ligeramente glauconíticas que se intercalan con areniscas con cuarzo y arcillas de color blanco.

EDAD	FORMACIÓN / Z. INTERÉS	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	AMBIENTE	
PLEISTOCENO PLIOCENO	MESA / LAS PIEDRAS	Se caracteriza por areniscas grisáceas de grano grueso, ocasionalmente conglomeráticas intercaladas con arcillas y lignitos.	FLUVIO DELTAICO	
MIOCENO SUPERIOR	LA PICA	Se caracteriza por presentar intercalaciones de arenas y lutitas, así como arcillas y lutitas grises plásticas e hidratables, hacia la parte basal se encuentra un intervalo de lutitas grises, un intervalo de arenas de grano fino intercaladas con lutitas, correspondientes a la zona de Textularia. Suprayacente a éste existe un intervalo compuesto por lutitas intercaladas, seguidas por nuevas intercalaciones de arenas petrolíferas con lutitas blandas que corresponde a la zona de sigmolita.	MARINO	
	SIGMOLITA			
	TEXTULARIA			
MIOCENO SUPERIOR	CARAPITA	Se caracteriza en general por lutitas gris oscura a verdosa. En la parte basal se encuentra el marcador regional "CARAPITA E", caracterizado por un cuerpo arenoso de 50 pies de espesor constituido por areniscas cuarzo cristalinas, granos mayormente medios, consolidados, cemento calcáreo y matriz arcillosa.	NERÍTICO INTERNO-BATIAL	
	CARAPITA E			
MIOCENO - OLIGOCENO	NARICUAL	NAR-1	Se caracteriza litológicamente por la presencia de masivos paquetes de arenisca cuarzo cristalina gris claro intercalados con lutitas y carbón, de ambiente deltaico a marino somero.	FLUVIO DELTAICO A NERITICO MEDIO
		NAR-2		
		NAR-3		
		NAR-4		
		NAR-5		
CAMPANENSE	CRETACIO	KP	Se caracteriza por estar contituida por masivos paquetes arenosos interestratificados por lutitas. Las areniscas son cuarzo-cristalinas, gris claro, en parte beige, de granos finos a muy finos, subangular a redondeados, moderada selección y abrasiva.	MARINO SOMERO - CON INFLUENCIA FLUVIAL
		KB		
		KC		

Figura 2.3: Columna Estratigráfica del Campo Santa Bárbara.

Fuente: Base de datos PDVSA

2.2.4 Características del Campo

La estructura del Campo Santa Bárbara está definida por un anticlinal asimétrico, con eje Este - Oeste limitado al Norte y Sur por dos fallas de corrimiento y en sus flancos Este y Oeste esta separada por fallas transpresivas, de orientación Norte - Sur. Los rasgos menores de esta estructura los constituyen fallas normales de diferente magnitud con desplazamientos verticales entre 35 a 100 pies, producto de la compensación de volúmenes en relación con los esfuerzos compresivos dominantes en el área. Con el estudio sísmico - geológico del campo se han podido detectar fallas normales, inversas y corrimiento de diversa magnitud.

Las arenas más prospectivas en el Campo Santa Bárbara – Pirital, se ubican en las formaciones Carapita, Naricual y Cretácicas, con un espesor promedio de 1000 a 3000 pies. La profundidad promedio de los pozos es alrededor de 16500 pies, mientras que las propiedades petrofísicas como la porosidad y permeabilidad, varían desde 6 a 15 % y de 1 a 200 mD, respectivamente.

Al inicio de la explotación del campo la presión inicial del yacimiento estaba en el orden de los 12000 lpc, pero en la actualidad se encuentra alrededor de 7600 lpc, referido a la profundidad del datum (15800 pies). El campo posee un total de 139 pozos activos y 10 inactivos. Este Campo se encuentra dividido en varios yacimientos: el SBC-1 (Zonas central-este y oeste), SBC-6, SBC-8, SBC-22, SBC-29, SBC-139, PIC-3 y PIC-10. El petróleo original en sitio (POES) del Campo es de 3418 MMBN, con un gas original en sitio (GOES) de 21261 MMMPCN, posee unas reservas probadas de petróleo de 2000 MMBN y 9881 MMPCN de gas. (Ver Figura 2.4).

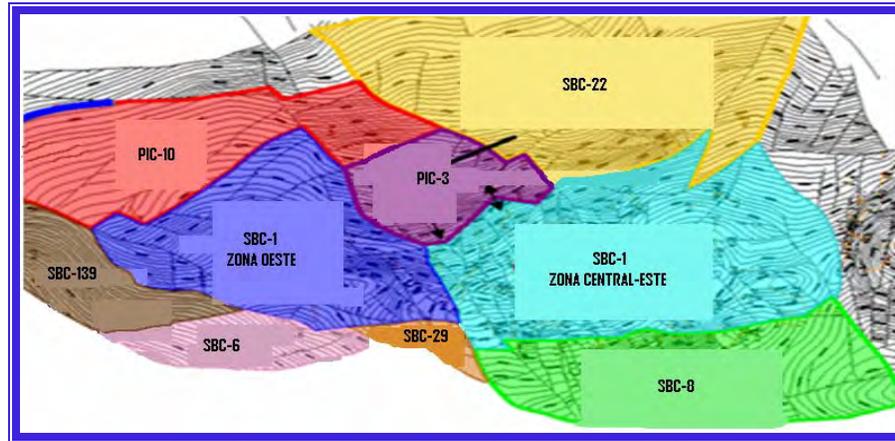


Figura 2.4: Divisiones del Campo Santa Bárbara.
Fuente: Base de datos PDVSA

2.2.5 Distribución Original de los Fluidos

La columna de fluidos del Campo Santa Bárbara es bastante compleja, se caracteriza por una variación de la composición con profundidad. Sus fluidos en la parte alta de la estructura presentan el comportamiento típico de un yacimiento de gas condensado subsaturado con una presión de rocío de 8500 lpc, que produce un condensado poco usual de 36 °API, con una zona de transición de gas a petróleo que varía con el tiempo, que ocurre a una profundidad de 15600 a 16000 pies (medidos bajo el nivel del mar), mientras que en la zona más profunda de este yacimiento existen fluidos con el comportamiento de un crudo negro subsaturado con un rango de presión de saturación de 3000 a 5000 lpc. El fluido de la zona de gas condensado exhibe comportamiento de condensado retrógrado, cuando la presión declina por debajo de la presión de rocío.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Yacimientos de Gas Condensado

La mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío, existe naturalmente a una temperatura entre la crítica y la cricondentérmica (Ver Figura 2.5). Bajo esta situación, al ocurrir una disminución isotérmica de la presión por debajo del punto de rocío se produce una condensación de parte de la mezcla llamada condensación retrógrada. En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura penetrando rápidamente en una región de dos fases para llegar a la superficie con características distintas a las encontradas inicialmente en el yacimiento.

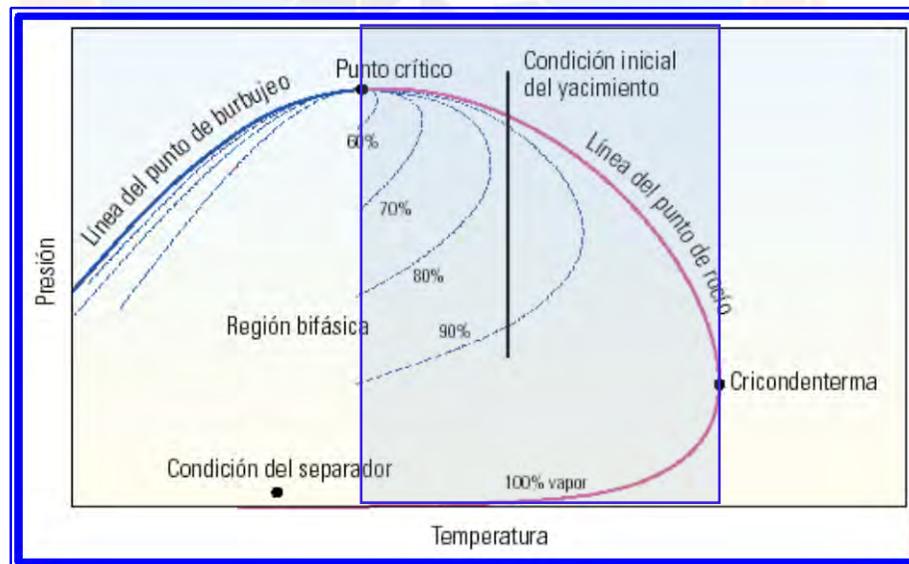


Figura 2.5: Diagrama de fases de un sistema de Gas Condensado.
Fuente: Documento “Revisión de los yacimientos de gas condensado”

2.3.2 Problemas Asociados a la Explotación de Yacimientos de gas Condensado

Debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado, en comparación con los yacimientos de petróleo negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas adicionales a su explotación:

2.3.2.1 Acumulación De Líquido en los Pozos

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La presencia de líquido en pozos de gas afecta negativamente las características de flujo de estos. Los líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo, el líquido puede matarlo. Se pueden encontrar saturaciones de condensado mayores de 50 o 60% en la región cercana al pozo, reduciendo la productividad del gas drásticamente.

Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujo elevadas que impiden la acumulación de líquido en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquidos (agua o condensado) se hace necesario ayudar artificialmente al gas a levantar el líquido.

a) Anillo de Condensado (Banco De Condensado)

El parámetro más importante para determinar la productividad de un pozo de condensado es la permeabilidad efectiva al gas en la región cercana al hoyo, siendo allí donde se reflejan las más altas velocidades y, por consiguiente, ocurre la mayor caída de presión producto del bloqueo por condensado. Para obtener la mejor productividad de un pozo es necesario comprender las características del flujo de gas condensado a altas velocidades, donde:

Las permeabilidades relativas al gas condensado incrementan a altas velocidades, reduciendo el impacto negativo del banco de condensado en la productividad del pozo, es decir, que los efectos del flujo no Darciano pueden reducir la permeabilidad efectiva al gas y conducir a una mayor productividad.

La Figura 2.6 es una ilustración del proceso de formación de líquidos como una función del comportamiento de fase de líquido y la presión radial en el yacimiento. La región de dos fases, tal como se muestra en la figura, es una región cilíndrica progresivamente radial en el yacimiento. La formación de condensado puede formar una región de líquido puenteando todo el volumen poroso, alternativamente el líquido se puede esparcir como una fina capa delgada sobre la superficie del material.

Cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío, la formación inicial de líquido condensado se espera que se forme en esas cavidades donde la presión local es más baja. La variación local de la presión en un solo poro dependerá de la preferencia de humectabilidad y en consecuencia de la diferencia de presión capilar. En un medio poroso donde el líquido condensado es la fase preferencial, la primera condensación ocurrirá en la parte más baja del poro. Si el proceso de condensación

continua, la fase líquida gradualmente se expande desde este punto. Finalmente, gotas de líquido se formarán y dependerán de la capilaridad y las fuerzas gravitacionales.

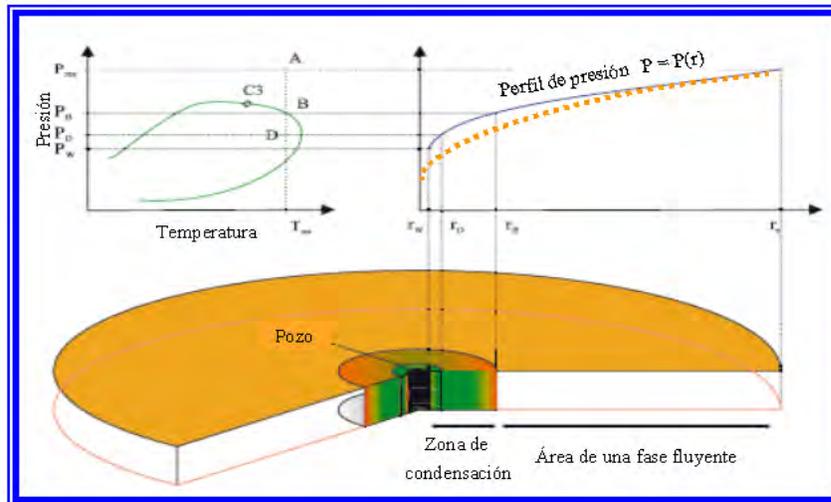


Figura 2.6: Formación del Bloque de Condensado.
Fuente: Base de Datos PDVSA

b) Desarrollo del Anillo de Condensado

Al caer la presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío se forma un anillo de condensado alrededor del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo (Ver Figura 2.7). Diversos autores han dividido la zona cercana al pozo en tres regiones para estudiar el fenómeno:

- Región 1: Región interior cerca del pozo donde fluyen ambas fases: gas y condensado simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones. En esta región la S_c se estabiliza y el condensado retrógrado que se forma al fluir el gas condensado por la zona cercana al pozo ($P < P_{wf}$) desplaza el volumen de condensado igual al formado, el cual al mezclarse en el pozo con el gas condensado producido genera una composición igual a la del gas condensado original del yacimiento. Sin embargo la K_{rg} es menor que la original debido a que en la región se mantiene $S_c > 0$.

- Región 2: Región intermedia donde empieza a ocurrir condensación retrógrada ($P < P_{roc}$). Ocurre acumulación de condensado retrógrado sin alcanzar la saturación crítica.
- Región 3: Región alejada del pozo (dentro del yacimiento) donde solo ocurre flujo de gas condensado, con $P > P_{roc}$.

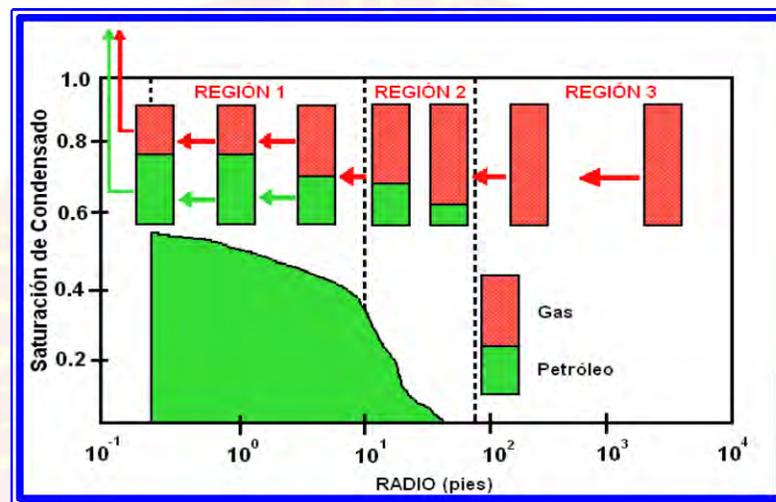


Figura 2.7: Desarrollo del anillo de condensado.
Fuente: Documento “Yacimientos de gas condensado”

2.3.2.2 Dispersión de Gas Condensado en Zonas Invasidas por Agua

La explotación convencional de yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico activo termina cuando los pozos son invadidos por agua dejando gran cantidad de gas a alta presión dispersa en la zona de agua. En algunos casos el recobro de yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico es mucho menor que el obtenido de yacimientos similares volumétricos producidos por agotamiento de presión. En un yacimiento de gas condensado con empuje hidráulico la presión del yacimiento es mantenida por agua del acuífero. A mayor actividad del acuífero, mayor es el nivel de mantenimiento de presión. Debido a que S_{gr} no depende de la

presión, mayor cantidad de gas residual es atrapada a medida que el nivel de presión del yacimiento permanece alto por la actividad del acuífero.

2.3.2.3 Irrupción Prematura del Gas Seco en los Pozos de Producción

Uno de los mayores problemas que se presenta en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas condensado por inyección de gas seco es la rápida irrupción del fluido inyectado a través de zonas y/o estratos de alta permeabilidad.

La irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción trae como consecuencia una reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido y un abandono rápido del proyecto por problemas de circulación de gas seco.

2.3.2.4 Fenómenos de Alta Velocidad

La mayoría de las pruebas de presión realizadas a los pozos de gas condensado ocurren en las cercanías del mismo, donde las velocidades del gas pueden ser muy altas, y la relación entre la tasa de flujo y la caída de presión puede ser complicada por dos fenómenos adicionales:

a) Acoplamiento Positivo

Es el mejoramiento espontáneo de la productividad de los pozos de gas condensado por el efecto de la velocidad de flujo a ciertas condiciones del fluido y la roca. La permeabilidad relativa de una determinada fase que fluye a través de un medio poroso es una función de su saturación, número capilar, mojabilidad y estructura del poro. Además, la permeabilidad relativa y la saturación crítica son sensibles tanto al caudal como a la tensión interfacial. Una alta tensión interfacial

causa una disminución de la permeabilidad en relación con un aumento de la saturación en el fluido.

El número capilar relaciona la velocidad del fluido y las fuerzas viscosas con las fuerzas interfaciales, de acuerdo con:

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma}$$

(Ec. 2.1)

Donde,

N_c = Número Capilar

μ = viscosidad, cps

v = velocidad, cm/seg

σ = Tensión Interfacial

Un número capilar amplio se traduce en un valor bajo de tensión interfacial entre ambas fases, favoreciendo su movilidad. El acoplamiento positivo considera el arrastre de condensado por parte del gas que se encuentra en el yacimiento y de esta manera la saturación del bloque de condensado se ve reducida, y se incrementa la productividad del pozo.

b) Resistencia Inercial (Flujo No Darciano)

De manera conceptual, las fuerzas inerciales son las responsables de mantener las moléculas del fluido adheridas cuando este se mueve a través de un medio poroso. Cuando la velocidad de flujo aumenta, se produce una continua redirección del flujo ocasionando un flujo caótico. Para analizar el efecto inercial, se utiliza el Número de

Reynolds (Re) con el cual se puede reconocer el régimen de flujo dominante, mediante la aplicación de la Ec. 2.2.

$$Re = \frac{k\rho\beta q}{A\mu} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Cuando ocurre flujo turbulento de gas en las cercanías del pozo debido a las altas velocidades del mismo, se genera una resistencia inercial adicional producto de la aceleración de las moléculas de gas a través del medio poroso, esto a su vez produce una caída de presión adicional y reducción de la tasa del flujo de gas. En este caso no se cumple la ley de Darcy, la cual fue establecida únicamente para estudios donde se presente flujo lineal, por esta razón para estudiar la no-linealidad del flujo, que se produce cuando la tasa y la velocidad de flujo aumentan, un investigador Australiano llamado Philip Forchheimer ideó una modificación de dicha ley, atribuyendo al incremento de la no linealidad en un gradiente de presión las pérdidas inerciales en el medio poroso las cuales son proporcionales a v^2 Forchheimer propuso una segunda constante de proporcionalidad, la cual llamó β para describir la contribución de incremento de la caída de presión causada por pérdidas inerciales. Estableció una ecuación, donde considera que la Ley de Darcy sigue siendo válida, pero se debe añadir una caída de presión adicional (Ver Ec. 2.3).

$$\frac{dP}{dr} = \frac{\mu v}{K} + \beta \rho v^2 \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Donde,

$$\frac{dP}{dr} = \text{gradiente de presión, Pa/cm}$$

μ = viscosidad, cps

v = velocidad, cm/seg

K = permeabilidad absoluta, cm²

ρ = densidad, gr/cm³

β = parámetro de Forchheimer, cm⁻¹

ϕ = porosidad, frac.

Todos los términos de las Ecuaciones 2.2 y 2.3 son conocidos excepto por el coeficiente inercial, generalmente llamado parámetro de Forchheimer, en honor al investigador que introdujo la modificación a la ley de Darcy para que fuese aplicada a fluidos con un régimen de flujo no lineal, y se delimita con el símbolo β . La manera general de estimarlo es a través de la siguiente expresión:

$$\beta = \frac{c}{\phi^a K^b}$$

(Ec. 2.4)

Donde,

β = parámetro de Forchheimer.

K = permeabilidad absoluta, Darcy

ϕ = porosidad, frac.

a, b, c = variables que son determinadas de manera experimental.

De acuerdo con la literatura existen distintas correlaciones que resultaron obtenidas a partir de la ecuación general de Forchheimer (Ec. 2.4), con las cuales puede ser obtenido el valor de β . A continuación se muestra una tabla con todas las correlaciones empleadas para determinar el valor de β , junto a una breve descripción del procedimiento experimental a través del cual fueron establecidas (Ver Tabla 2.1)

Tabla 2.1: Correlaciones Para la Determinación del Parámetro de Forchheimer.
Fuente: Documento SPE 81037

N°	Correlación para determinar β	Como fue establecida la correlación
1	$\beta = \frac{4.8 \times 10^{10}}{K^{1.176}}$	Pruebas Multi tasas a bajas permeabilidades (Medios fracturados hidráulicamente)
2	$\beta = \frac{2.018 \times 10^9}{K^{1.55}}$	Estudio experimental con caliza cristalina y arenisca de granos finos.
3	$\beta = \frac{1.82 \times 10^8}{K^{5/4} \phi^{3/4}}$	Medio Poroso Natural
4	$\beta = \frac{3.51 \times 10^{10} \phi^{0.449}}{K^{1.88}}$	Experimentos de laboratorio con muestras de caliza y arenisca.
5	$\beta = \frac{8.17 \times 10^9 \phi^{0.537}}{K^{1.79}}$	Experimentos de laboratorio con muestras de caliza y arenisca.
6	$\beta = \frac{1.15 \times 10^7}{K \phi}$	Inyección de nitrógeno a través de muestras de arenisca a distintas tasas de flujo.
7	$\beta = \frac{1.59 \times 10^3}{K^{0.5} \phi^{5.5}}$	Muestras de Areniscas y Calizas, consolidadas y no consolidadas.
8	$\beta = \frac{5.5 \times 10^9}{K^{1.25} \phi^{0.75}}$	Datos experimentales de un medio poroso.
9	$\beta = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{245 \times 10^8}{12 \times K \times \phi}}$	Diferentes tamaños de partículas y rugosidad de las muestras.
10	$\beta = \frac{1}{\phi} \sqrt{\frac{1.8 \times 10^9}{K \times \phi}}$	Pruebas Experimentales.

De manera general todas las correlaciones muestran una relación inversa entre el parámetro β y el producto de la permeabilidad y la porosidad, sin embargo existen otras donde se muestra una relación directa de β con la porosidad.

Las diferencias entre las correlaciones existentes con respecto a los valores de las constantes y la relación de las propiedades consideradas, dependen del procedimiento experimental y las distintas asunciones realizadas por los investigadores al momento de determinar la correlación para la estimación de β , sin embargo de manera general todas parten de la ecuación establecida por Forchheimer.

2.3.3 Criterios Para la Selección de un Pozo de Gas Condensado Donde Exista Flujo No Darciano.

De acuerdo con lo establecido en la investigación realizada por PDVSA titulada: “Efecto del Acoplamiento positivo y el efecto inercial sobre la productividad de los pozos de gas condensado”, los criterios que deben ser considerados a la hora de realizar la selección de un pozo, para estudiar el fenómeno de flujo No Darciano, son los siguientes:

2.3.3.1 Tipo de Fluido Producido: Gas Condensado

Los yacimientos de gas presentan un régimen de flujo turbulento, que consiste en un flujo caótico que se genera entre los espacios porosos del yacimiento debido a las altas velocidades alcanzadas por el fluido. Para estudiar el comportamiento del flujo de gas se usan generalmente los términos “turbulencia” y “No Darciano” para referirse al flujo inercial producido por las altas velocidades que se producen en la región cercana al pozo. El comportamiento de flujo turbulento en un yacimiento de líquido solo puede desarrollarse bajo condiciones especiales. La mayoría de los

líquidos con un comportamiento de turbulencia similar al que se observa en los yacimientos de gas presentan un flujo laminar no lineal que no puede ser considerado como un flujo turbulento sobre el cual se pueda realizar este estudio, es por esta razón que los estudios relacionados con los problemas de alta velocidad de flujo en un yacimiento se han enfocado únicamente para yacimientos de gas.

2.3.3.2 Saturación de Líquido > 10%

Cuando en un yacimiento de gas condensado, la presión del yacimiento cae por debajo de la presión del punto de rocío, parte del líquido que se encuentra mezclado con el gas se separa y comienza a aumentar su saturación en función de la disminución de la presión, hasta alcanzar una presión de saturación donde el gas ya ha liberado todo el líquido que contenía y a partir de aquí comienza a disminuir la saturación del líquido y a aumentar la saturación de gas nuevamente. Una alta saturación de líquido permite inferir que el anillo o bloque de condensado ya se encuentra formado a nivel del yacimiento en la cara del pozo estudiado (Ver Figura 2.8).

2.3.3.3 Pozo No Fracturado

El flujo turbulento se da con el flujo natural de los fluidos desde el yacimiento hacia el pozo productor a ciertas condiciones de velocidad, cuando se realiza el fracturamiento de un pozo se condiciona el régimen de flujo que se da a través de la fractura, teniéndose un flujo bilineal, radial del yacimiento hacia la fractura y lineal de la fractura hacia el pozo, esta condición no cumple con el comportamiento de turbulencia requerido para estudiar los efectos inerciales (Ver Figura 2.9).

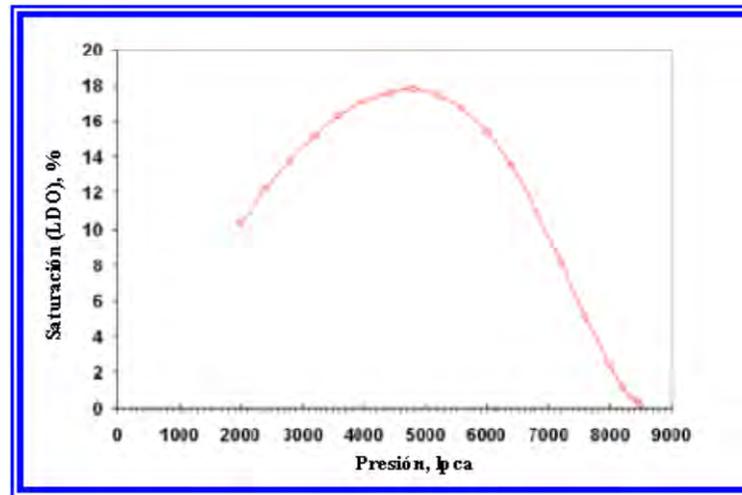


Figura 2.8: Saturación de Líquido en Función de la Caída de Presión.
Fuente: Documento SPE 107138.

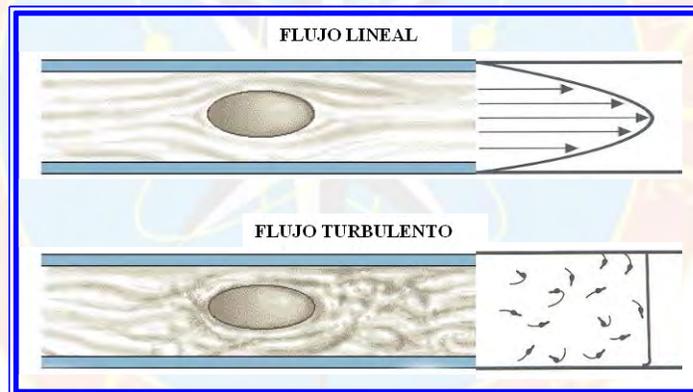


Figura 2.9: Diferencia Entre Flujo Lineal y Flujo Turbulento.
Fuente: Documento SPE 107138.

2.3.3.4 Bajo ΔP (< 500 lpc)

Como es bien sabido, para que se de el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento es necesario que se genere un diferencial de presión entre dos puntos, produciéndose el flujo desde el punto de mayor presión (yacimiento) hacia el de menor presión (pozo). Mientras menor sea este diferencial de presión el caudal de

flujo será mayor, y esto último contribuye a que se genere un flujo caótico en la región cercana al pozo, ocasionando pérdidas inerciales.

2.3.3.5 Propiedades Petrofísicas ($K < 100 \text{ mD}$ y $\phi < 15 \%$)

Estos rangos de permeabilidad y porosidad son considerados bajos; tomar en cuenta este criterio garantiza que se produzcan pérdidas inerciales debido a las restricciones que se le presentan al fluido al fluir por un medio poco poroso-permeable.

2.3.3.6 Pocos Intervalos Cañoneados

Este criterio se relaciona con las restricciones que se le presentan al fluido en su recorrido hacia el pozo productor. Los intervalos cañoneados comunican el pozo con la arena objetivo, y es a través de estos intervalos que el fluido es producido. Pocos intervalos cañoneados ofrecen una mayor resistencia al flujo de fluidos ocasionando que el régimen que adopten estos últimos sea del tipo turbulento.

2.3.3.7 Alejado de los Pozos Inyectores

Se aplica este criterio para la selección de un pozo, que esté influenciado por el efecto de flujo No Darciano, debido a dos razones específicas. En primer lugar, para que no exista un mantenimiento de presión a nivel de yacimiento que impida que la presión llegue a ser la requerida para que se produzca la condensación retrógrada, o en cambio una vez formado el banco de condensado, no permita que la presión reduzca a tal punto que favorezca la movilidad del condensado formado. La segunda razón es debido a que podría presentarse canalización del gas de inyección,

favoreciendo el flujo de gas hacia el pozo productor, y permitiendo que una mayor cantidad de condensado se quede a nivel de la cara del pozo.

2.3.4 Caracterización de Yacimientos

Consiste en detectar y evaluar los elementos que constituyen y afectan el comportamiento del mismo. Existen dos tipos de caracterización:

- Estática: detecta y evalúa los elementos que constituyen un yacimiento. Las herramientas usadas para tal fin son: datos geológicos, geofísicos, petrofísicos, sedimentológicos, registros de pozos, datos de laboratorio, entre otros.
- Dinámica: detecta y evalúa los elementos que afectan el comportamiento de un yacimiento. Las herramientas usadas para ello son: pruebas de presión, datos de producción, registro PLT, prueba de trazadores, entre otros.

2.3.5 Simulación de Yacimientos

Es el proceso de inferir el comportamiento real del yacimiento a partir del comportamiento de un modelo físico o matemático.

La simulación de yacimientos utiliza modelos numéricos para cuantificar e interpretar distintos fenómenos físicos del yacimiento que pueden ser extrapolados al comportamiento futuro de un proyecto. El proceso consiste en construir una malla técnica que involucra dividir el yacimiento en un número de unidades discretas tridimensionales (celdas) para modelar la progresión del yacimiento y las propiedades de sus fluidos a través del espacio y del tiempo en series de saltos de tiempo discretos.

Las ecuaciones utilizadas para estos cálculos son una combinación de la ecuación de balance de materiales y de la Ley de Darcy, aplicadas al flujo de fluidos a través de un medio poroso, y éstas son resueltas para cada celda de la malla en cada paso del tiempo. Existen diferentes técnicas que se utilizan para resolver la ecuación resultante, tales como métodos de diferencia finita, elementos finitos, y simulación de líneas de flujo.

Los programas de simulación pueden ser utilizados para estudiar un yacimiento, un grupo de pozos e incluso un solo pozo, con el propósito de optimizar su producción y disminuir los costos asociados a la extracción de los hidrocarburos, buscando como siempre el mayor recobro con la menor inversión sin que esto perjudique la vida y la estabilidad del yacimiento.

Construyendo un modelo de simulación representativo, se puede cotejar el comportamiento de presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento, con la finalidad de poder analizar los diferentes esquemas de explotación que permitan el desarrollo óptimo de las reservas.

2.3.5.1 Cotejo Histórico

El simulador matemático de yacimientos no puede ser usado para predecir el comportamiento futuro de presión/producción, hasta que no se haya validado su representatividad con relación al modelo geológico, propiedades de rocas-fluidos y mecanismos presentes en el yacimiento bajo estudio.

Los datos, originales introducidos en el modelo de simulación, raramente, representan las condiciones exactas reales del yacimiento, debido entre otras razones a que la distribución información no es continua, o por falta de información fidedigna, por baja resolución de los datos o por problemas de escalas. Esto quiere

decir que es necesario realizar ciertos ajustes en los parámetros claves hasta que el simulador reduzca el comportamiento histórico de presión y producción con cierto grado mínimo aceptable. El proceso mediante el cual se ajustan los datos claves del modelo para reproducir el comportamiento del yacimiento se denomina Cotejo Histórico.

El cotejo constituye, en general, la fase que requiere mas tiempo y esfuerzo para ser completada, aunque esto dependerá, básicamente, del número de pozos existentes, de los años de historia y de la complejidad del modelo.

Claro está que el ajuste de estos parámetros se debe hacer con criterios sólidos y éticos, partiendo de conceptos de ingeniería. Los resultados no se ajustarán completamente sobre los datos reales, ya que se debe tener en cuenta que desde el escalamiento se parte de una aproximación para llevar un medio continuo a uno discreto y poder evaluar los parámetros claves en el desarrollo de un yacimiento.

2.3.5.2 Tipos de Simuladores de Yacimiento

Debido a que la simulación de yacimientos está basada en principios físicos de conversión de masa, flujo de fluidos y la conversión de energía, se pueden encontrar varios tipos de simuladores. Estos pueden clasificarse en función de las características que presentan el yacimiento que se piensa estudiar o bien el proceso físico que se quiere reproducir, generalmente son clasificados como: petróleo negro, composicional, térmico y químico, dependiendo del flujo de fluidos, masa y transferencia de calor.

2.3.6 Secciones de un Modelo de Simulación

2.3.6.1 Sección RUNSPEC

La sección de RUNSPEC, es la primera sección de un archivo de la entrada de datos del software de simulación de yacimientos ECLIPSE. Contiene el título, la fecha del comienzo, las unidades y varias dimensiones del problema. Puede ser precedido sólo por comentarios. La sección de RUNSPEC siempre debe ser presente, a menos que se requiera un archivo que contenga cargado otros archivos que contenga la sección RUNSPEC.

2.3.6.2 Sección GRID

La sección de GRID, determina la geometría básica de la cuadrícula de simulación y varias propiedades de la formación (porosidad, permeabilidad absoluta, entre otras). De esta información, el programa calcula los volúmenes de poro de bloque de cuadrícula, las profundidades del punto medio y transmisibilidad.

2.3.6.3 Sección PROPS

En la sección PROPS, se introducen los datos de presión y saturación de los fluidos presentes en el yacimiento, también algunas propiedades de las rocas, así como información de la variación de presión y temperatura en función de la profundidad. De igual manera en esta sección se integra al modelo la ecuación de estado que reproduce el comportamiento de los fluidos presentes en el área de interés, las curvas de permeabilidades relativas, saturaciones de agua inicial, entre otras.

2.3.6.4 Sección SOLUTION

La sección SOLUTION, contiene los datos suficientes para definir el estado inicial de cada bloque de cuadrícula en el modelo. Los datos que se incluyen en el modelo de simulación a través de la palabra clave EQUIL (profundidades de los contactos de los fluidos, profundidad al datum, presión inicial del yacimiento, entre otras), son usados por el simulador para realizar cálculos internamente basados en el equilibrio hidrostática. Esta sección es útil para determinar los volúmenes de los fluidos en sitio, y para diferencial los diversos regímenes de presión o contacto que se tienen entre las áreas de un campo.

2.3.6.5 Sección SUMMARY

En la sección SUMMARY, se especifican las diversas variables que serán escritas en archivos de resumen después de cada paso de simulación. Si en el modelo de simulación, no se crea la sección SUMMARY, el simulador ECLIPSE no generará los archivos del Resumen, y por ende ningún vector de salida podrá ser visualizado posterior a la corrida.

2.3.6.6 Sección SCHEDULE

En la sección SCHEDULE, se especifican las operaciones para ser simuladas (los controles de la producción, inyección y limitaciones) y los tiempos en que los informes de salida serán requeridos. Una vez introducidos los comandos requeridos en esta sección se coloca el comando “END” el cual indica la culminación del archivo de entrada de datos.

2.3.7 Caracterización de los Fenómenos de Acoplamiento Positivo y Flujo No Darciano el Simulador Composicional Eclipse 300

El simulador ECLIPSE 300 ofrece la opción de incluir los efectos de flujo No Darciano y acoplamiento positivo, mediante el uso de distintos comandos que requieren de ciertos datos de entrada, que van a depender de la metodología que se quiera emplear para que el programa realice las estimaciones de los distintos parámetros relacionados con el flujo No Darciano.

El ECLIPSE 300 considera la corrección hecha por Forchheimer a la ecuación de Darcy para un flujo no lineal, tomando en cuenta los efectos inerciales debido a las altas velocidades que pueden generarse en regiones de alta permeabilidad. El parámetro que requiere el simulador para realizar las distintas estimaciones es el coeficiente de Forchheimer (β) el cual puede ser introducido mediante los comandos VDFLOW, VDFLOWR o estimado mediante la activación de uno de los modelos empleados por el software utilizando el comando VELDEP.

Los comandos VDFLOW y VDFLOWR, permiten introducir al simulador, un valor de β directamente, con el cual se realizaran las distintas estimaciones que consideran la incidencia de los efectos inerciales en los comportamientos de producción y presión del pozo simulado, el primero de ellos para una sola región de flujo y el segundo para dos o más regiones con distinto valor de β .

Existen además dos modelos con los que cuenta el simulador para estimar los valores de β , los cuales se muestran a continuación:

$$\beta_f = \frac{a^f}{\phi^{b_f} S_f^{c_f} (Kk_{rvf})^{d_p}} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

$$\beta_f = \beta_{df} S_f^{c_f} (Kk_{rvf})^{d_f} \quad (\text{Ec. 2.6})$$

Estos modelos fueron determinados a partir del trabajo realizado inicialmente por Forchheimer, donde los parámetros (a_f, b_f, c_f, d_f) o (β_{df}, c_f, d_f) deben ser determinados de manera experimental y deben ser especificados mediante los comandos VDKRG y VDKRO. Si se cuenta con la información requerida la elección del modelo a utilizar para estimar el valor de β , debe realizarse a través del comando VELDEP, donde se especifica también el modelo que se considerará para evaluar el efecto del número capilar (acoplamiento positivo) junto con los efectos inerciales. El simulador cuenta con tres modelos predeterminados a partir de los cuales puede realizarse la inclusión del fenómeno de acoplamiento positivo. Los modelos disponibles se muestran a continuación:

$$Ncf = \frac{v_g \mu_g}{\sigma} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$Ncf = \frac{Kk_{rvf} \Delta P_f}{\sigma L} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

$$N_{cf} = (2\phi S_f K k_{r,f})^{1/2} \frac{\Delta P_f}{\sigma}$$

(Ec. 2.9)

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Celdas: Se dice del número de unidades discretas tridimensionales en las que se divide un yacimiento para construir un modelo del mismo.

Cotejo: Consiste en realizar una comparación de una cosa con otra, teniéndolas a la vista para encontrar parecidos o apreciar diferencias entre ellas.

Flujo Turbulento: Es el movimiento de un fluido que se da en forma caótica, en que las partículas se mueven desordenadamente y las trayectorias de las partículas se encuentran formando pequeños remolinos aperiódicos, como por ejemplo el agua en un canal de gran pendiente.

Número Capilar: Representa el efecto relativo entre la viscosidad (fuerzas viscosas) y la tensión superficial que actúa a través de una interfase entre un líquido y un gas, o entre dos líquidos inmiscibles.

Permeabilidad Relativa: Es la permeabilidad con respecto a un fluido cuando más de un fluido está presente, y su valor se expresa en fracción de la permeabilidad absoluta.

Punto Crícondentérmico: Es la mayor temperatura a la cual las fases líquido y vapor pueden existir en equilibrio en un sistema multicomponente.

Punto Crítico: En este punto las propiedades intensivas (aquellas que no dependen de la masa) del gas y del líquido son iguales.

Punto de Burbujeo: La temperatura a una presión dada, o la presión a una temperatura dada, a la cual se forma el primer vapor estable sobre un líquido.

Punto de Rocío: La temperatura a una presión dada o la presión a una temperatura dada, en la cual se condensa líquido a partir de un gas o vapor.

Simulación: Es el estudio del comportamiento de un sistema complicado, probabilístico o no, mediante la utilización de modelos matemáticos representativos del mismo.

Tensión Interfacial: Es la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsiones espontáneamente.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Este estudio estará dirigido a la caracterización de los efectos de flujo No Darciano en un pozo de gas condensado, del yacimiento SBC-1, Campo Santa Bárbara, para luego determinar cual es el impacto de dicho efecto sobre los comportamientos de producción. Las variables que se tomarán en cuenta en dicho estudio, son los valores de velocidad de flujo y el efecto de este sobre la saturación del banco de condensado considerando la corrección del modelo por el parámetro de Forchheimer (causa o variable independiente), adicional a esto, también se identificarán y describirán los factores que influyen en el comportamiento productivo del pozo estudiado (variable dependiente o efecto).

De acuerdo con lo anteriormente descrito y tomando en cuenta que las variables serán medidas de forma independiente, la presente se tratará de una investigación de tipo EXPLICATIVA, que según Sabino (1992) “son aquellos trabajos donde nuestra preocupación se centra en determinar los orígenes o las causas de un determinado conjunto de fenómenos. Su objetivo, por lo tanto, es conocer por qué suceden ciertos hechos, analizando las relaciones causales existentes o, al menos, las condiciones en que ellos se producen. Pretende conducir a un sentido de comprensión o entendimiento de un fenómeno.” (p.47). Son investigaciones bastante estructuradas y en la mayoría de los casos requieren del control y manipulación de las variables en un mayor o menor grado.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación es un método específico que indica lo que se debe hacer para alcanzar los objetivos de estudio. “proporciona un modelo de verificación que permita contrastar hechos con teorías, y su forma es la de una estrategia o plan general que determina las operaciones necesarias para hacerlo”. (Sabino C, 1992).

Tomando como base las características del estudio, esta investigación estará desarrollada bajo el concepto de EXPERIMENTAL, de acuerdo con lo establecido por el autor Sabino C. (1992) quien define la investigación experimental como aquella que “consiste en someter el objeto de estudio a la influencia de ciertas variables, en condiciones controladas y conocidas por el investigador, para observar los resultados que cada variable produce en el objeto” (p.73).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

3.3.1 Población

Señala Sabino C. (1992): “La población o universo se refiere a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación” (p.89). Para este estudio, la población está representada por los pozos pertenecientes al yacimiento SBC-1 del Campo Santa Bárbara en el Estado Monagas, que producen gas condensado.

3.3.2 Muestra

Como no en todos los pozos productores del yacimiento SBC-1 se da el efecto de flujo inercial o No Darciano, se procederá a escoger el mismo pozo sobre el cual se realizó la investigación que antecede a ésta realizada por personal de PDVSA, para

conllevar al desarrollo de los objetivos planteados; con respecto a Sabino C. (1992) manifiesta que “una muestra es una parte del todo que llamamos universo y que sirve para representarlo.” (p.90).

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para lograr el objetivo general del proyecto, se estableció un procedimiento metodológico fundamentado en el cumplimiento de los objetivos específicos planteados. A continuación se describen las distintas etapas que fueron ejecutadas:

3.4.1 Desarrollo de un Modelo Tipo Radial de un Pozo Ubicado en el Yacimiento Sbc-1 del Campo Santa Bárbara, Estado Monagas, Utilizando el Software de Simulación Eclipse 300.

En primer lugar fue seleccionado el pozo a utilizar para la realización de un modelo de simulación conceptual en tres dimensiones (r , σ , Z). De acuerdo con el estudio del cual se derivan los criterios de selección, el pozo del Campo Santa Bárbara – Pirital que se ve afectado por el fenómeno de flujo No Darciano, es el pozo SBC-52.

Para la ejecución de este objetivo se realizó la recopilación de todos los datos correspondientes al pozo objeto de estudio (SBC-52). Este procedimiento partió de la obtención de los datos petrofísicos del pozo, especificándose a cada medio pie de profundidad, los valores de permeabilidad, porosidad y volumen de arcilla correspondientes. Para determinar el número de capas en las cuales se dividiría el modelo en la dirección “z” correspondiente al vector que representativo de la profundidad, fue necesario utilizar un registro inducción-gamma ray del pozo con el cual se dividieron las capas de acuerdo a, si se trataba de arena limpia o por el

contrario la arena presentaba picos lutíticos que la caracterizarían como arena sucia. De la evaluación del registro, el intervalo comprendido desde el tope de la arena Naricual y la base de la Arena KP, quedó subdividido en cincuenta (50) capas. (Ver APÉNDICE A).

Las cincuenta (50) capas establecidas fueron tratadas de manera individual, se indicó el tope y la base de cada una, en MD y su correspondiente en TVDSS, y a partir de esto se realizó un promedio de los valores dados cada medio pie de las propiedades petrofísicas para asignarle un valor puntual de permeabilidad, porosidad y volumen de arcilla a cada capa. Con los valores de tope y base de cada capa, se determinó el espesor de las mismas.

Para crear el modelo radial del pozo SBC-52 se requirió consultar las bases de datos corporativas SIMDE (Carpeta de Pozos), OFM (Oil Field Manager) y CENTINELA, con la finalidad de obtener información validada acerca del pozo mencionado, en lo que se refiere a diagramas de completación y los comportamientos de producción de fluidos y de caída de presión del mismo, además de la información correspondiente a las condiciones iniciales del pozo tales como presión y temperatura y el tipo de crudo producido, necesarias para llevar a cabo su caracterización.

Las dimensiones del modelo, vinieron dadas en relación con el nivel de detalle del mismo, debido a que mientras exista un mayor número de celdas en la malla, se le podrá asignar valores mas detallados de las distintas propiedades lo que se traduce en una mayor representatividad. Las dimensiones de un modelo radial vienen dadas por tres vectores “r”, “ σ ” y “Z”, donde “r” representa el número de divisiones radiales existentes en dirección horizontal, “ σ ” se refiere al ángulo o a la dirección angular del modelo correspondiente a los 360° que posee una circunferencia, y “Z” indica el número de divisiones que presenta el modelo en el plano tridimensional, lo que se traduce como la profundidad del objeto.

Las divisiones en la dirección “r” deben presentar un crecimiento con una tendencia logarítmica, que se traduce en que los bloques serán más reducidos hacia los valores cercanos al radio del pozo y se irán incrementando de forma continua hasta llegar al radio externo del modelo. De acuerdo con la información recolectada, el radio del pozo resultó ser de 7 5/8 pulg. (0.64 pies), valor a partir del cual se inicia el cálculo para determinar las divisiones en dirección “r” del modelo. Estos cálculos fueron realizados utilizando una ecuación que relaciona los valores de los radios mayor r_e (radio de drenaje) y menor del modelo, con el número de celdas en los que resultará dividido en esa dirección (Ver Ec. 3.1).

$$DVR = r_w * \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^{\left(\frac{N_i}{NC} \right)}$$

(Ec.3.1)

Donde el número de celdas (NC) fue establecido, bajo criterio propio, en veinte (20). Posteriormente el radio de drenaje del pozo a modelar (r_w), fue determinado para lograr especificar las dimensiones de la malla en dirección radial (“r”). El cálculo de r_w fue llevado a cabo en una hoja de Excel donde se le suministraron los datos requeridos para la determinación de este parámetro. Dichos datos, están referidos a términos petrofísicos tales como la porosidad, espesor de la arena, saturación de agua inicial, datos de producción, entre otros. La ecuación utilizada para determinar el radio de drenaje fue la siguiente:

$$r_w = \sqrt{\frac{Gpt * Bgci}{\pi * ANH * (1 - Swi) * \phi}}$$

(Ec.3.2)

La Ec. 3.2 fue obtenida tomando en cuenta que los pozos presentan un drenaje radial, por lo que, se igualó el volumen de un cilindro acondicionado con las propiedades petrofísicas del mismo, con el volumen de gas producido. (Ver Ec.3.3)

$$\pi * r^2 * ANH * (1 - Swi) * \phi = Gpt * Bgi \quad (\text{Ec.3.3})$$

Donde,

Gpt = Gas producido Total, PCN

Bgi = Factor Volumétrico del Gas Condensado, PCY/PCN

π = Constante (3,141592654)

ANH = Espesor cañoneado, pies.

Swi = Saturación de agua Inicial, fracción.

ϕ = Porosidad, fracción.

r = radio, pies.

El Gpt viene dado por la formula siguiente:

$$Gpt = Gp(\text{Separador}) + Gp(\text{Tanque}) \quad (\text{Ec.3.4})$$

El primer término del segundo miembro de la Ec. 3.4 está referido al gas del separador y el segundo termino al volumen equivalente del gas en el tanque. Por lo que, la Ec. 3.4 puede expresarse también de la siguiente manera:

$$Gpt = Gp + Nc * 350 * 379.4 * (\gamma c / Mc) \quad (\text{Ec.3.5})$$

Donde,

G_p = Gas producido (Separador), PCN.

N_c = Condensado producido (Tanque), BN.

γ_c = Densidad del condensado.

M_c = Peso molecular del condensado.

Todas las ecuaciones fueron incluidas en una hoja de Excel para realizar los cálculos de manera directa, mediante la introducción de los datos requeridos.

Una vez realizados todos los cálculos, y cargados los resultados en una base de datos, se procedió a realizar el archivo del cual parte el modelo de simulación. Es un archivo de entrada de datos del software de simulación ECLIPSE 300, cuya extensión es punto DATA (Ejem: nombredelarchivo.DATA), que se encuentra estructurado por distintas secciones, que cubren un tipo determinado de información correspondiente al modelo tal como sus dimensiones, propiedades de los fluidos que contiene, información del o los pozos productores y/o inyectores, entre otras, esenciales para lograr la caracterización requerida. La información suministrada al modelo, a través de las distintas secciones en las que se divide el archivo mencionado se describe a continuación:

- RUNSPEC

Contiene el título del proyecto, especifica el tipo de modelo a generar, las dimensiones del modelo, la fecha del comienzo de la corrida de simulación, las unidades en las que serán especificados los resultados, así como los fluidos y el número de componentes químicos presentes en el modelo (Ver Figura 3.1).

- GRID

Los datos que se suministraron en esta sección del modelo son los que fueron determinados mediante el análisis descrito con anterioridad relacionado con la información petrofísica del pozo y los espesores de cada una de las capas en las que resultó dividido el modelo.

- PROPS

En esta sección se introdujeron al modelo los datos de presión y saturación de los fluidos presentes, algunas propiedades de las rocas, así como información de la variación de presión y temperatura en función de la profundidad (Ver Apéndice B). También se integró al modelo la ecuación de estado con la cual se reproduce el comportamiento de los fluidos, así como las curvas de permeabilidades relativas y saturaciones de agua inicial.

La información de saturación, presiones capilares, variación de composición de los fluidos con profundidad y la variación de la temperatura también con respecto a la profundidad, fue aportada por el equipo de la gerencia de yacimientos de PDVSA Punta de Mata.

```

1
2 RUNSPEC -----
3 TITLE
4 MODELO RADIAL DEL POZO SBC-52
5
6 FIELD
7
8 START
9 01 'AUG' 1995 /
10
11 AIM
12
13 OIL
14 WATER
15 GAS
16
17 --NOSIM
18
19 SATOPTS
20 DIRECT HYSTER /
21
22 HVKR
23
24 EQLOPTS
25 MOBILE /
26
27 ENDSCALE
28 /
29
30 OPTIONS3
31 32* 1 /
32
33 EQLDIMS
34 2* 100 /
35
36 COMPS
37 7 /
38
39 EOS
40 PR /
41
42 DIMENS
43 20 1 50 /
44
45 RADIAL

```

Figura 3.1: Sección RUNSPEC del Modelo Radial.

- SOLUTION

En esta sección fueron introducidos los datos para definir el estado inicial de cada bloque de cuadrícula en el modelo tales como profundidades de los contactos de los fluidos, profundidad al datum, presión inicial del yacimiento, presiones capilares y temperatura inicial del yacimiento estudiado (Ver Figura 3.2).

Para el pozo en estudio, las condiciones iniciales de presión y temperatura fueron definidas en 11798 lpca y 267 °F, a una profundidad de referencia de 15800 pies. Los contactos Agua-Petróleo y Gas-Petróleo se estimaron a una profundidad de

20000 y 15800 pies respectivamente. La presión capilar en ambos caso es cero, ya que esto permite establecer la profundidad a la cual se encuentra el nivel de agua libre y en el nivel de petróleo libre. Los valores de saturación de agua y gas por encima y por debajo de las zonas de transición son fijados de los puntos finales de las tablas de permeabilidad relativa y presión capilar que fueron anexadas al archivo con anterioridad.

```

543 -----
544 SOLUTION      =====
545
546 EQUIL
547 --DATUM  P@DATUM    CAO  PcOA  CGO  PcGO
548  15800   11798     20000  0.0  15800  1.0  2* 10 1 /
549
550 RPTSOL
551  PRES  PSAT  SGAS  SOIL  SWAT  /
552

```

Figura 3.2: Sección SOLUTION del Modelo Radial.

- SUMMARY

Fueron especificadas las diversas variables que deberían ser reportadas en archivos de resumen después de cada paso de simulación.

- SCHEDULE

En esta sección se especificaron los parámetros de control para la producción de fluidos y los tiempos en que los informes de salida eran requeridos. Se colocaron también los datos de completación y producción del pozo SBC-52. Las completaciones fueron incorporadas mediante el comando COMPDAT. Mientras que los datos de producción del pozo modelo, fueron incorporados a la sección por medio

de la palabra clave WCONHIST con el fin de poder realizar el cotejo histórico de simulación.

Una vez creado el archivo de entrada de datos (archivo.DATA) con toda la información correspondiente, se procedió a realizar la corrida del mismo, empleando para ello el simulador composicional ECLIPSE 300, para obtener los resultados que reflejan el comportamiento de producción y presión del modelo creado y se realizó la comparación de estos con el comportamiento histórico suministrado, esto constituyó la fase de cotejo del modelo, en donde realizaron varias corridas buscando que la tendencia de presión arrojada por el simulador se ajustara en el menor porcentaje de diferencia posible a los datos reales del pozo.

El ajuste de presión del modelo realizado, empleó la información de las pruebas de presión del pozo SBC-52, para obtener las curvas históricas que funcionarían de referencia comparativa con las tendencias de presiones determinadas por el simulador. Para lograr un ajuste significativo entre ambas tendencias de presiones (histórica y simulada), se realizaron sensibilidades de los valores del radio de drenaje, mediante la modificación del comando DRV, referente al radio de drenaje del pozo.

Una vez ajustado el modelo radial, fue establecido un caso denominado base sin considerar el efecto del flujo inercial o No Darciano sobre el comportamiento de producción del pozo SBC-52, para realizar las comparaciones requeridas a partir de éste.

3.4.2 Determinación del Rango de Valores de las Variables Involucradas en la Consideración del Fenómeno De Flujo No Darciano Aplicables al Modelo.

El rango de valores permisibles para el parámetro β fue determinado a partir de un procedimiento metodológico conocido como Análisis de Variabilidad e Incertidumbre, que se basa en determinar en que proporción influye una o un grupo de variables independientes sobre otra u otros grupos de variables dependientes. En tal sentido, la incertidumbre asociada a la influencia que tiene el efecto de flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción se evalúa con la finalidad de establecer un rango que garantice robustez en las estimaciones obtenidas, considerando todas las diferentes opciones y posibles combinaciones que pudiesen presentarse.

Este procedimiento se ejecutó mediante una técnica denominada Simulación de Monte Carlo, la cual es un método no determinístico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud, que proporciona soluciones aproximadas a una gran variedad de problemas matemáticos posibilitando la realización de experimentos con muestreos de números aleatorios en una computadora. En primer lugar el método requiere que sean asignadas distribuciones probabilísticas para cada una de las variables independientes involucradas en el cálculo de la variable dependiente (β), para posteriormente ejecutar un procedimiento iterativo considerando las distintas combinaciones posibles con las cuales pueden ser obtenidos los valores de esta última variable, y de esta manera obtener un rango de aplicación de la misma.

El principal parámetro del flujo No Darciano que influye sobre el comportamiento de producción de un pozo de gas condensado es el coeficiente de flujo No Darciano o coeficiente de Forchheimer " β " el cual es obtenido de manera

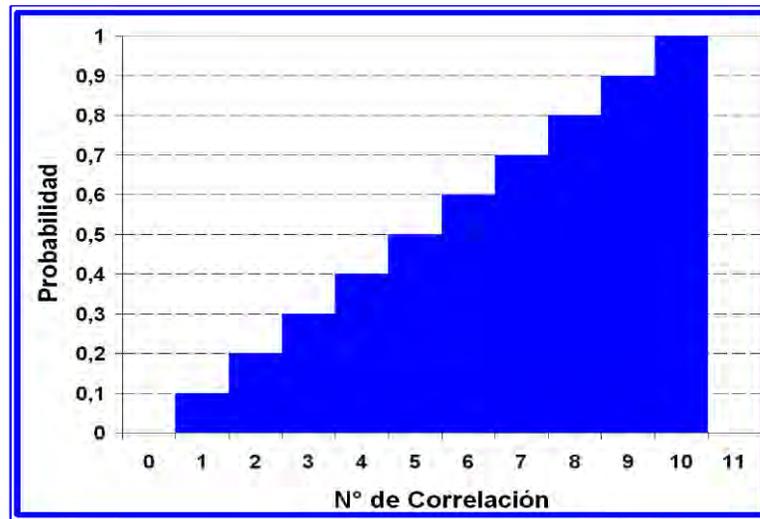
general mediante la Ec. 2.1, donde se observa que las variables influyentes sobre el mismo son la porosidad y la permeabilidad, mientras que las constantes a , b y c son establecidas de acuerdo a la correlación empleada para la estimación de β (Ver Tabla 2.1)

A continuación se especificará el procedimiento empleado para asignarle las respectivas distribuciones probabilísticas a cada una de las variables involucradas en el cálculo de β :

3.4.2.1 N° de Correlación

Para esta variable se partió de las diez (10) correlaciones existentes para la estimación del parámetro de Forchheimer. Por no existir preferencia de elección para ninguna de las correlaciones a estas se les asignó una distribución equiprobable, que se traduce en la misma posibilidad de escogencia para cada una de ellas. Por otra parte como se conocen el número de elementos que constituyen la distribución y solo puede ser escogida una ecuación esta resultó del tipo discreta.

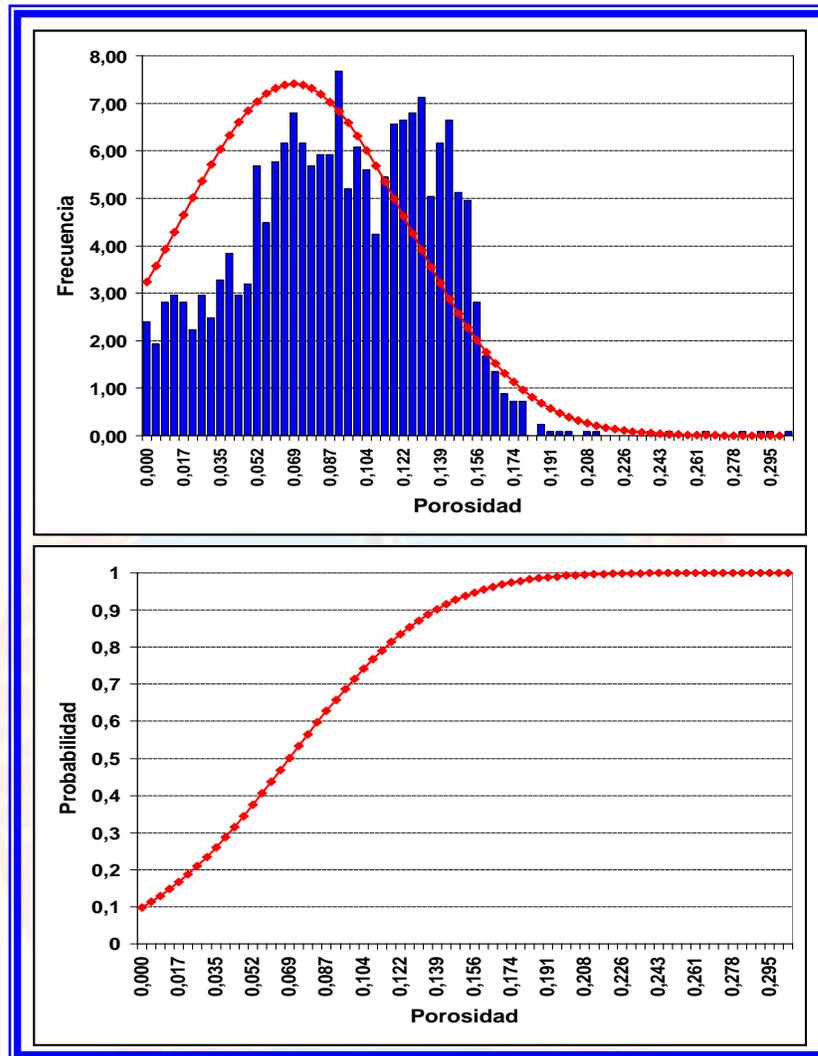
La Gráfica 3 1muestra la distribución acumulada equiprobable y discreta, asignada a las correlaciones, donde el eje vertical representa un número probabilístico que varía de 0 a 1, mientras que el eje horizontal refleja el número de correlaciones utilizadas.



Gráfica 3.1: Distribución Equiprobable del Número de Correlaciones empleadas para el cálculo del parámetro de Forchheimer.

3.4.2.2 Porosidad (ϕ)

Esta variable fue obtenida a partir de la información petrofísica suministrada, el número de datos con los que se cuenta asignan una distribución continua de esta variable y del tipo normal debido a su comportamiento (Ver Gráfica 3.2), a partir su distribución acumulada fueron obtenidos los valores de porosidad que se incluyeron en las correlaciones para estimar el parámetro de Forchheimer.



Gráfica 3.2: Distribuciones para determinar los valores de porosidad.

3.4.2.3 Permeabilidad (k)

La determinación de los valores de permeabilidad, requeridos para sustituirlos en las ecuaciones correspondientes para determinar el parámetro de Forchheimer (\square), fue realizada utilizando la ecuación general, a través de la cual se realizó la caracterización petrofísica del modelo del yacimiento SBC-1, mostrada a continuación:

$$KTIMUR = 0.136 * \frac{(PHIE * 100)^{4.4}}{(SW * 100)^2} \quad (\text{Ec. 3.6})$$

Donde,

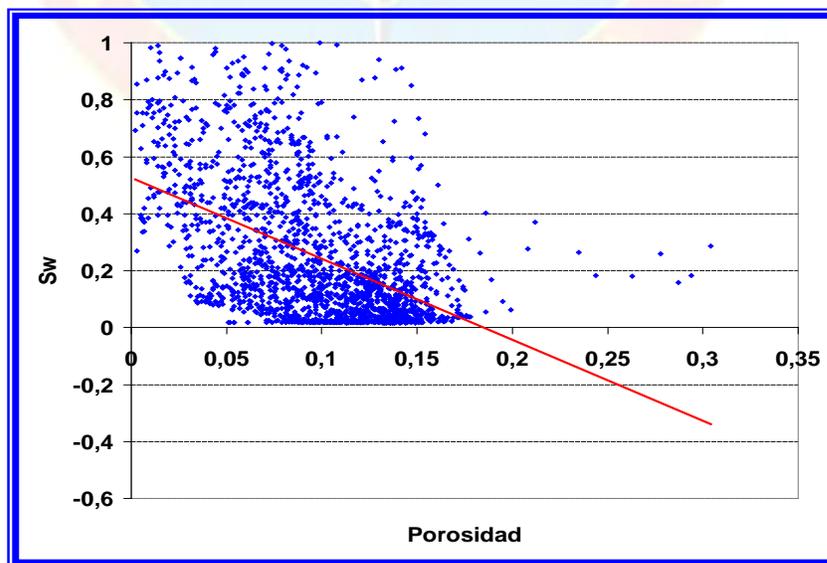
$KTIMUR$ = Permeabilidad, mD.

$PHIE$ = Porosidad, fracción.

Sw = Saturación de agua, fracción.

La Ec. 3.6 muestra la permeabilidad como una función de la porosidad y la saturación de agua. Debido a la correlación existente entre estas dos últimas variables, en lo que se refiere a las presiones capilares y el diámetro del poro, ambas fueron graficadas en contraposición (Ver Gráfica 3.3), de acuerdo con la información petrofísica suministrada, con la finalidad de obtener la correlación correspondiente que no es más que la ecuación de la línea recta que representa la tendencia del grupo de datos, la cual se muestra a continuación:

$$Sw = -3,2121\phi + 0,5687 \quad (\text{Ec. 37})$$



Gráfica 3.3: Relación entre Saturación de Agua y Porosidad.

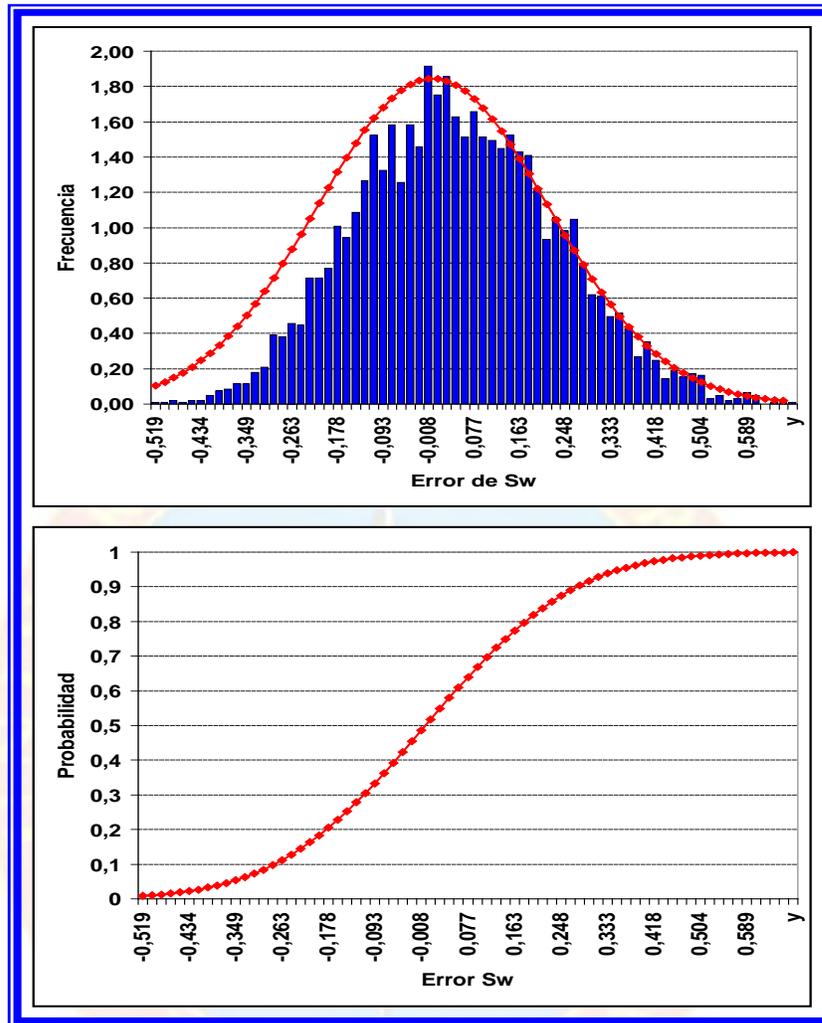
Con la Ec. 3.7 se pueden obtener valores de S_w que resultaran ajustados al comportamiento de tendencia establecido, sin embargo, estos valores consideraran únicamente el análisis determinístico, por lo que un nuevo término debió ser añadido a dicha ecuación. Este nuevo término representa la dispersión de los datos que no se encuentran sobre la línea de tendencia y para su obtención se utilizó el coeficiente de correlación lineal (R^2) aportado por la gráfica realizada.

El valor de R^2 representa que tan dispersos se encuentran los datos con relación a la línea de tendencia; mientras más cercano a uno sea este valor, menor será la dispersión de los datos. El valor de R^2 obtenido en este caso fue 0,36; con este último lo que se hizo fue determinar el valor que debe ser adicionado a la Ec. 3.7. Mediante la determinación de la varianza de los datos alrededor de la recta, se realizó la distribución de los mismos, y a partir de esta se obtuvieron los valores que fueron añadidos a la Ec.3.7.

Con la adición del nuevo término en la Ec.3.7, esta fue re-escrita de la siguiente manera:

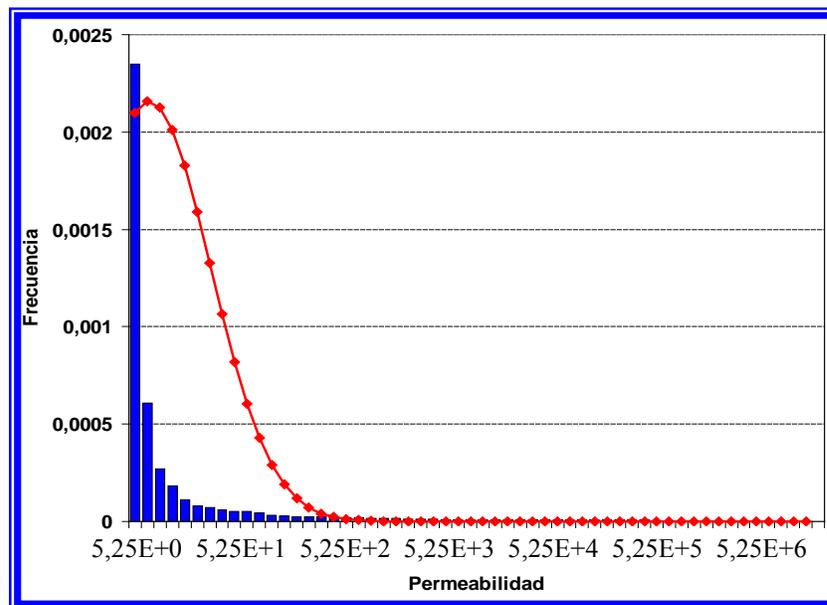
$$S_w = -3,2121\phi + 0,5687 \pm \delta \quad (\text{Ec. 3.8})$$

Donde la variación (δ) es determinada a través de la distribución normal establecida con la dispersión de los datos, la cual posee media cero (0) (Ver Gráfica 3.4)



Gráfica 3.4: Distribución de la dispersión de los datos de Sw.

Obtenidos los valores de saturación de agua y porosidad, se realizó la sustitución de estos en la Ec 3.6 para obtener los valores de permeabilidad requeridos para realizar las estimaciones del parámetro de Forchheimer.



Gráfica 3.5: Distribución de los valores de Permeabilidad obtenidos.

Una vez establecidas las distribuciones de todas las variables involucradas en la determinación de β , se procedió a realizar un total de cinco mil (5000) iteraciones, para garantizar el mayor número de combinaciones y casos posibles. Para cada iteración, fue utilizado un valor escogido al azar de: la correlación a utilizar; el valor de la porosidad y el valor de la permeabilidad, requeridos por dicha correlación, y este proceso generó un valor de β para caso, obteniéndose así un total de cinco mil (5000) valores de este parámetro (Ver Figura 3.3), de igual manera se obtuvo una distribución probabilística para esta variable y de esta manera obtener los valores que finalmente fueron introducidos al programa de simulación. En cada una de las corridas realizadas fue considerado también el fenómeno de acoplamiento positivo.

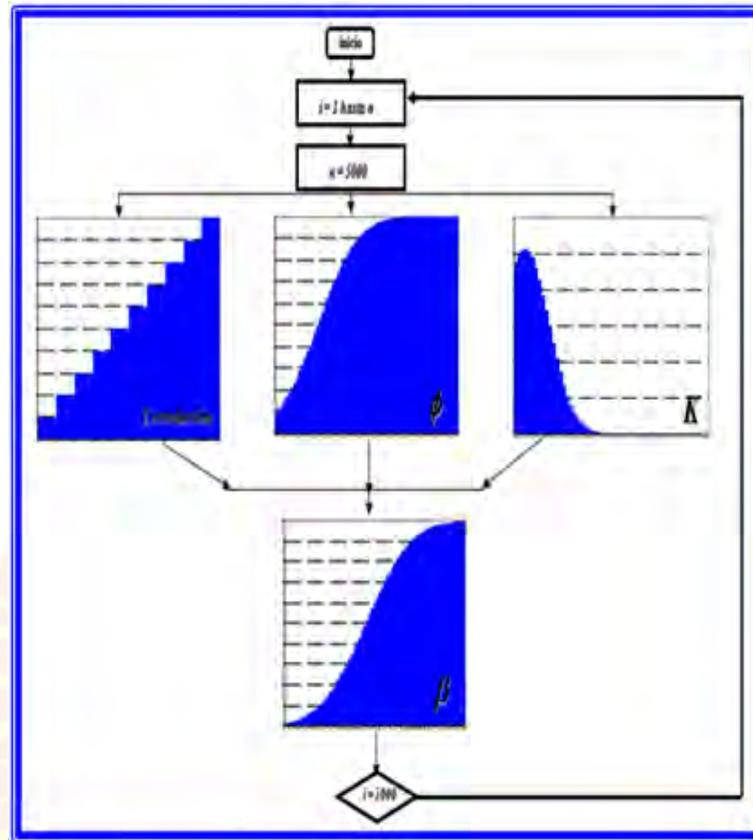


Figura 3.3: Proceso iterativo para la obtención de los valores de β

3.4.3 Evaluación de las Sensibilidades Realizadas, Incluyendo el Fenómeno de Flujo No Darciano en el Modelo.

Partiendo del procedimiento ejecutado en la etapa anterior, fueron generadas las gráficas que reflejan el comportamiento productivo del modelo de simulación establecido, para cada sensibilidad realizada. Estas fueron graficadas sobre un mismo eje de coordenadas, junto al caso base creado, con la finalidad de establecer diferencias y semejanzas entre las tendencias de cada una de las curvas, y con esto determinar la influencia de la consideración del flujo No Darciano, sobre estas.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS

3.5.1 Técnicas

3.5.1.1 Carpeta de Historia de Pozos

Allí se encontraron todos los trabajos y operaciones realizadas al pozo, resultados obtenidos, incluyendo información de perforación, producción, yacimiento y trabajos de rehabilitación. De aquí se extrajo la información del pozos, datos de reservorio, diagramas mecánicos (profundidades, número de zonas, espesores, características de la completación, etc.).

3.5.1.2 Registros Eléctricos

Ofrecen la información de la resistividad y conductividad de los fluidos contenidos en el pozo, y conjuntamente con la inducción gamma ray permiten identificar los intervalos de arena y los intervalos lutíticos que se encuentran en la columna del pozo. Este fue el procedimiento utilizado para obtener el número de capas en las cuales se dividiría el modelo radial en dirección “Z”.

3.5.1.3 Reportes de Pruebas de Presión y Producción

Contiene los datos y observaciones de las pruebas de restauración, gradientes dinámicos y estáticos de presión y temperatura pruebas de producción que se hayan realizado al pozo, indicando el día exacto que éstas fueron llevadas a cabo. Esta información permitió elaborar un histórico de presión para el cotejo del modelo de simulación.

3.5.2 Instrumentos

3.5.2.1 Sistema de Manejo de Datos Electrónicos (SIMDE)

Este sistema permitió obtener la información digitalizada de la carpeta del pozo estudiado, allí se encontraron: los análisis y pruebas de fluidos, los diagramas y planos de las completaciones, informes de pruebas de presiones y temperaturas, propuestas, programas y recomendaciones para mejorar la condición del pozo.

3.5.2.2 CENTINELA 2000

Es un sistema corporativo sistematizado, que facilita información de manera oportuna y en línea. Para el desarrollo de este proyecto se utilizó el módulo POZO, ésta herramienta automatizada comprende la información de las pruebas de producción realizadas a cada uno de los pozos de un yacimiento, la completación de éstos, presiones de superficies y separadores, cierres por algún evento o trabajos a pozos, la producción fiscalizada diaria o mensual, entre otros. Su objetivo es permitir al usuario una consulta rápida y actualizada de los datos relacionados con los parámetros antes mencionados de tal forma de observar los balances e informes oficiales y operacionales sobre el comportamiento de los pozos.

3.5.2.3 Oil Field Manager (OFM):

Es un manejador de datos del yacimiento creado por la empresa Schlumberger – Geo Quest, con un adelantado sistema graficador, comprende un conjunto de herramientas para el control y seguimiento continuo de yacimientos productores de petróleo y gas, a éste se le conoce como monitoreo de yacimientos, el cual va desde una curva de producción hasta un análisis de reservas, determinación del Petróleo Original en Sitio y análisis de declinación, entre otros. Permite trabajar con una

amplia variedad de tipos de datos para identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción.

3.5.2.4 Simulador ECLIPSE 300

Es un simulador composicional de yacimientos que utiliza ecuaciones de estado cúbica o valores de las constantes de equilibrio “K” que dependen de la presión, temperatura y composición. Debido a sus características puede ser empleado en la simulación de yacimientos que posean una compleja columna de fluidos que requieran de una descripción composicional, evaluar los métodos y escenarios de explotación y comparar los resultados de los diferentes esquemas para escoger el óptimo, incluso para evaluar varios procesos de Recuperación Mejorada. Para esta descripción el simulador dispone de cuatro ecuaciones de estado como la ecuación generalizada de Martin, Soave-Retlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevich-Joffe, las cuales pueden ser usadas y asociadas con un conjunto de parámetros de yacimientos para modelar y simular el comportamiento del mismo. El modelo de simulación es un archivo de datos que contiene toda la información geológica del yacimiento, las propiedades de las rocas y de los fluidos y el estado de los pozos. La herramienta está estructurada en diferentes secciones, las cuales agrupan datos específicos en función de comandos (keyword) y de archivos que se incluyen con el subcomando INCLUDE para facilitar el manejo del archivo de los datos y puede ser usado confiablemente.

3.6 RECURSOS

Se refiere a los recursos indispensables para hacer posible este proyecto, en cuanto al potencial humano, económico y material que prestaron acceso a la información. Se contó con una serie de recursos entre los cuales se tienen:

3.6.1 Recursos Humanos

Para la realización de esta investigación se contó con la asesoría y el apoyo de profesionales que facilitaron la información necesaria para que se lograra su adecuada ejecución. Entre estas personas se pueden nombrar: asesores industriales, quienes pertenecen a la empresa PDVSA, Distrito Norte, Punta de Mata, Gerencia de Yacimientos. De igual forma se contó con el apoyo y asesoría académica del cuerpo docente perteneciente a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos Financieros

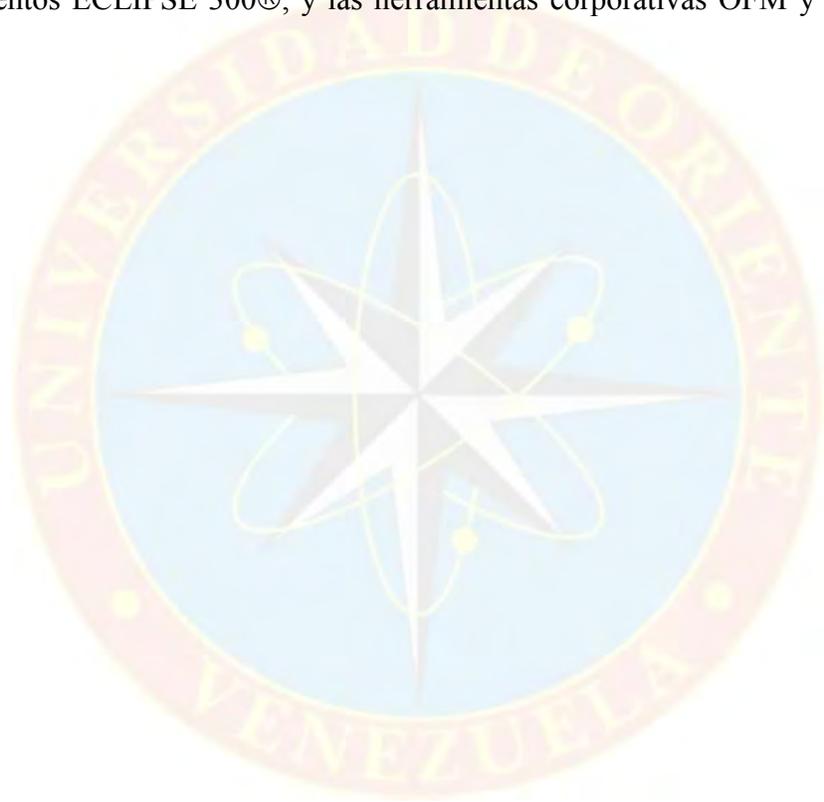
La empresa PDVSA, Distrito Norte, a través de la Gerencia de Yacimientos, estuvo a cargo de cubrir todos los gastos asociados con el trabajo de investigación durante el tiempo estipulado requerido por el mismo.

3.6.3 Recursos Materiales

Se incluye todo lo concerniente al material bibliográfico (libros, folletos, informes, manuales, artículos, archivos de la empresa, trabajos de investigación desarrollados en la Universidad de Oriente relacionados con el tema en estudio y demás fuentes de información), y materiales de oficina (computadoras, impresoras, papel, fotocopadoras, etc.) que fueron consultados y utilizados durante el desarrollo de la investigación.

3.6.4 Recursos Tecnológicos

La empresa se encargó de surtir equipos tecnológicos que facilitarían la recolección de datos; estos equipos están provistos con Windows XP y MS Office 97 (Word®, Power Point®, Excel®), Internet; así como también programas de computación específicos para desarrollar la investigación como el simulador de yacimientos ECLIPSE 300®, y las herramientas corporativas OFM y CENTINELA 2000.



CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de los resultados del estudio realizado al pozo SBC-52, ubicado en el área Oeste del Campo SBC-1, para determinar la influencia que tiene el efecto de flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción del mismo y el nivel de incertidumbre que este puede producir sobre las predicciones de producción, será mostrado a continuación según el orden de los objetivos específicos.

4.1 DESARROLLO DE UN MODELO TIPO RADIAL DE UN POZO UBICADO EN EL YACIMIENTO SBC-1 DEL CAMPO SANTA BÁRBARA, ESTADO MONAGAS, UTILIZANDO EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN ECLIPSE 300

El modelo de simulación radial 3D creado se visualiza a través de la aplicación Floviz. En la Figura 4.1 se muestran las dimensiones del modelo; en dirección radial 20 celdas, en dirección tetha (σ) 1; lo que se traduce a un ángulo de 360° , y en dirección Z el modelo esta constituido por 50 capas. Con tales dimensiones se puede expresar que el modelo de simulación radial esta constituido por un total de 1000 celdas activas.

4.1.1 Cálculo del Área de drenaje del Modelo

El radio de drenaje del pozo SBC-52 calculado resultó ser de 3167 pies (Ver APÉNDICE C); este valor representa la extensión del área drenada por el pozo modelo (SBC-52) hasta la fecha de producción tomada en cuenta para este cálculo (Junio de 2009). Cabe destacar, que el modelo de simulación requiere de un crecimiento logarítmico del radio de drenaje del pozo modelado; en este caso dicho

crecimiento va desde el radio interno del pozo 0,64 pies hasta el valor determinado del radio de drenaje. En la Gráfica 4.1 se puede observar la tendencia logarítmica del incremento radial mencionado.

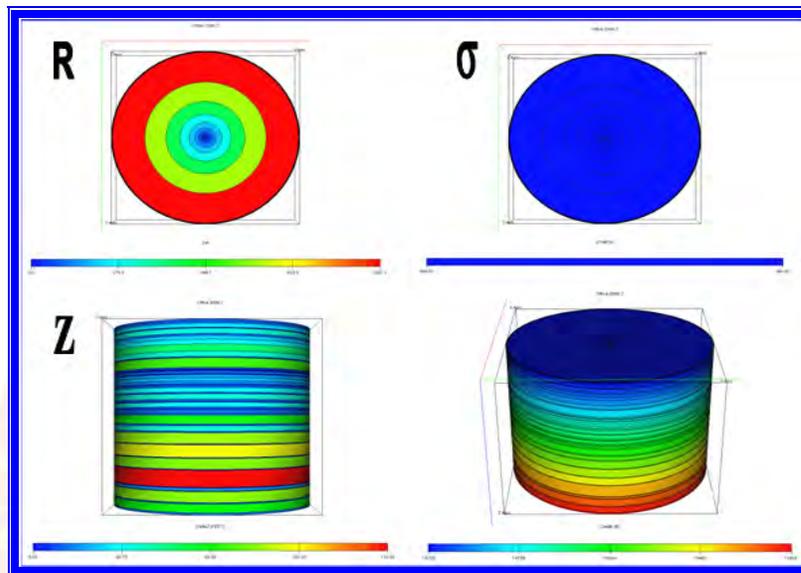
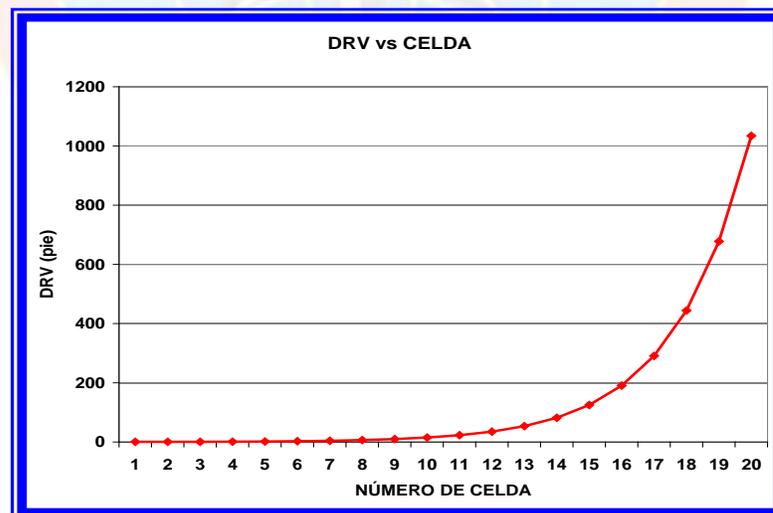


Figura 4.1: Modelo de simulación radial 3D del pozo SBC-52.



Gráfica 4.1: Incremento logarítmico del radio de drenaje en función del número de celdas en el modelo de simulación radial.

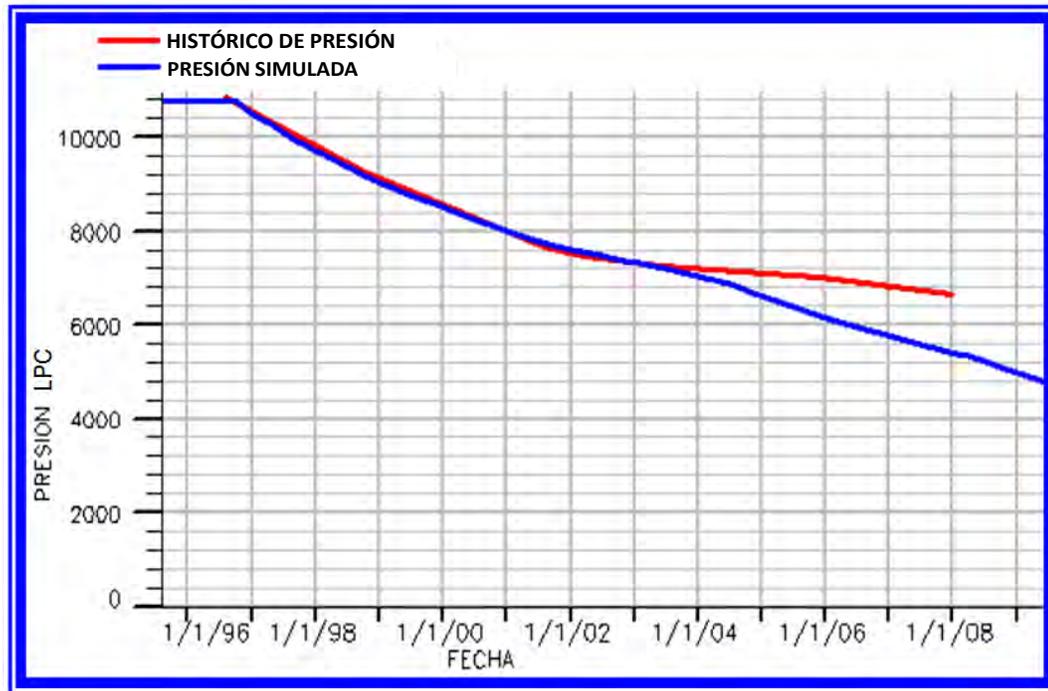
4.1.2 Propiedades Petrofísicas

Las propiedades petrofísicas del pozo modelo (SBC-52) fueron obtenidas mediante un promedio ponderado por espesor, realizado con la ayuda de un registro de inducción-gamma ray, entre el intervalo correspondiente al tope de la arena NAR-1 y la base de la arena KP, y con la información petrofísica suministrada cada medio pie de profundidad. Entre los aspectos más relevantes destaca que las porosidades varían en un rango entre 0,001 y 0,119 (0,1 y 11,9% de porosidad) y los menores valores de porosidad se encuentran relacionados a los mayores valores de contenido de arcilla y viceversa, esta afirmación puede apreciarse en la tabla mostrada en el APÉNDICE B.

4.1.3 Cotejo del Comportamiento de Presión y Producción

En la Gráfica 4.2 se puede apreciar que la tendencia de presión arrojada por el simulador muestra un comportamiento similar a los puntos de presión referidas a una profundidad de 15800 pies del pozo modelo, obtenidos de los datos históricos del mismo.

La tendencia de la curva de presión obtenida a través del modelo de simulación (curva azul) muestra un comportamiento igual a la curva histórica del pozo (curva roja) hasta el año 2003 donde se comienza a apreciar una notable diferencia entre ambas, esto se debe a que sobre los datos históricos del pozo influyen fenómenos asociados al yacimiento, que no son considerados en el modelo, por tratarse de la caracterización de solo un pozo, tales como el mantenimiento de presión debido a un proceso de inyección llevado a cabo en el Campo. La importancia de la caída de presión semejante entre ambos casos, radica en garantizar que los fenómenos que han sido estudiados en el pozo, puedan ser incluidos en el modelo de simulación.



Gráfica 4.2: Cotejo de presión del modelo.

También fueron considerados los ajustes de los comportamientos de producción tanto de crudo como de gas, para garantizar que el volumen del modelo permitiese recuperar los volúmenes obtenidos de la información histórica del pozo. El ajuste realizado consistió en la variación del radio de drenaje inicialmente calculado, hasta obtener los resultados que muestren un ajuste satisfactorio. El radio con el cual fueron obtenidos los volúmenes requeridos fue de 2900 pies el cual corresponde al 92% del radio de drenaje calculado.

La Gráfica 4.3 muestra el cotejo del comportamiento de la producción de petróleo, el cual resultó ser exacto, puesto que, el pozo es un productor de condensado y motivado a esto el modelo de simulación fue controlado por tasa de crudo (OILRAT).



Gráfica 4.3: Cotejo del comportamiento de producción de petróleo del modelo.

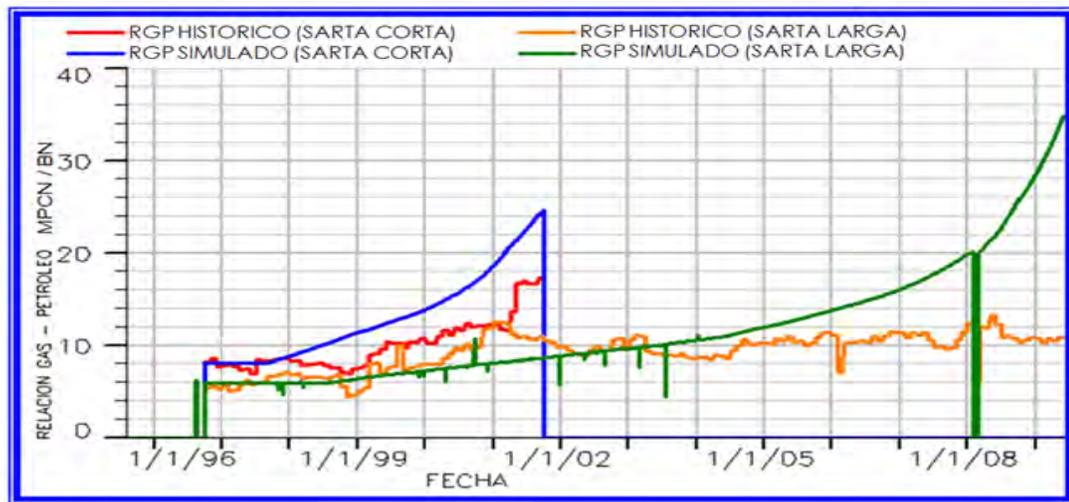
Inicialmente el ajuste de las producciones de gas, simulada e histórica (línea azul y línea roja respectivamente) es notable. Desde el inicio de la simulación en 1996 hasta finales de 2001 el comportamiento de ambas curvas es igual, mientras que para el intervalo comprendido entre los años 2002 y 2008, se aprecia una diferencia de los valores de producción, arrojados por ambas curvas, de unos 2,89 MMPCN lo que equivale a un porcentaje de error de 5,26%, (Ver Gráfica 4.4). Esta diferencia es atribuida fundamentalmente a los aspectos no modelados, tales como la inyección que al no ser considerada, la producción de gas que pudiese darse como resultado de esta, no estaría siendo tomada en cuenta.



Gráfica 4.4: Cotejo del comportamiento de producción de gas del modelo.

En la Gráfica 4.5 se puede apreciar que desde el inicio de la vida productiva del pozo modelo, existe una relación gas-petróleo promedio de 7642 MPCN/BN hasta inicios del año 1999, donde se observa un claro incremento de este valor manteniéndose en un valor promedio de 11013 MPCN/BN hasta el final de la simulación.

Con respecto a la relación gas-petróleo simulada, se observa que, desde el inicio de la simulación hasta finales de 2001 la tendencia se observa semejante a la de la curva histórica, luego de un ligero decrecimiento, comienza un incremento constante desde el 2002 hasta el final de la simulación.

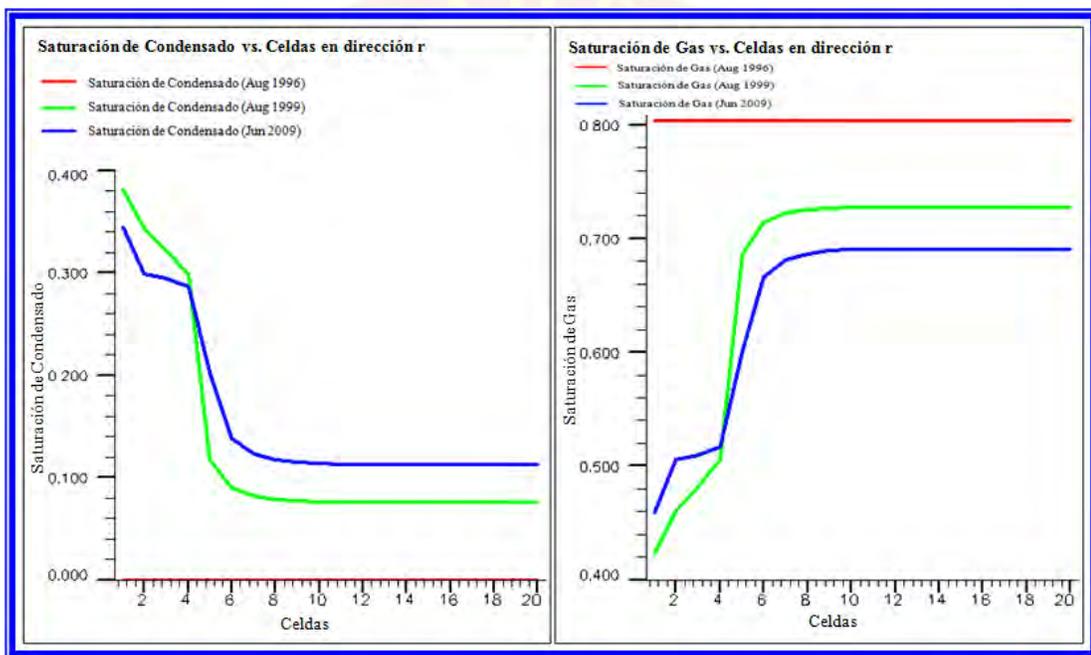


Gráfica 4.5: Cotejo del Comportamiento de la Relación Gas-Petróleo del modelo.

4.1.4 Saturaciones de Gas Condensado y Condensado en las Cercanías del Pozo

La Gráfica 4.6 muestra el comportamiento de saturación en función de las celdas radiales del modelo, la gráfica ubicada al lado izquierdo muestra el incremento de la saturación de condensado en las cercanías del pozo para tres tiempos de corrida distintos, el primero de ellos, la línea roja, representa el valor de saturación de condensado al inicio de la simulación (Agosto 1996), la línea verde refleja el incremento de saturación de condensado para el año 1999, mientras que la línea azul indica el valor de saturación de condensado para la última fecha de corrida (2009). El aumento continuo de la saturación en las cercanías del pozo es producto de la reducción de presión, lo que ocasiona el desprendimiento de las fracciones pesadas del gas producido. Tales fracciones pesadas son depositadas como líquido de condensado alrededor del pozo, dando lugar a la presencia de un nuevo fluido en el sistema.

La gráfica ubicada el lado derecho, muestra la reducción de la saturación del gas en las cercanías del pozo, de igual manera se encuentran curvas de saturación para tres tiempos de simulación distintos, la línea roja indica el valor de saturación de gas inicial en la dirección radial del modelo (Agosto 1996), mientras que la línea verde y la línea azul muestran las variaciones de saturación para los años 1999 y 2009 respectivamente.



Gráfica 4.6: Evolución de las saturaciones de condensado y de gas condensado en la dirección radial del modelo.

Todos los ajustes realizados responden a la necesidad de alcanzar las condiciones mínimas requeridas, para que el modelo desarrollado permita la reproducción de los fenómenos de acoplamiento positivo y flujo No Darciano, y de esta manera garantizar que dicho modelo está en capacidad de predecir el comportamiento futuro de producción de las reservas recuperables del pozo estando bajo la influencia de estos fenómenos. Partiendo de los ajustes realizados se

estableció un caso denominado base donde se observaron los comportamientos de producción y variación de presión, sin considerar los fenómenos estudiados.

4.2 DETERMINACIÓN DEL RANGO DE VALORES DE LAS VARIABLES INVOLUCRADAS EN LA CONSIDERACIÓN DEL FENÓMENO DE FLUJO NO DARCIANO APLICABLES AL MODELO

Para realizar el estudio de la influencia del efecto de flujo No Darciano sobre el comportamiento de producción del pozo modelado, se empleó la herramienta denominada análisis de variabilidad e incertidumbre.

Mediante la aplicación del análisis de variabilidad e incertidumbre, se logró determinar la influencia de las variables independientes (Correlación, valor de porosidad, valor de permeabilidad) sobre la variable dependiente β . Asignando una distribución probabilística para cada una de ellas, y realizando el proceso iterativo de Monte Carlo.

4.2.1 Porosidad (ϕ)

La distribución normal de la porosidad presentó una media de 0,069 (6.9% de porosidad), e indicó una mayor probabilidad de obtención de valores ubicados en un rango entre 0,001 y 0,199 (0,1 y 19,9% de porosidad); valores entre los cuales se manejaron los resultados obtenidos a partir de las iteraciones realizadas. (Ver Gráfica 3.2)

4.2.2 Permeabilidad (k)

La Gráfica 3.5 muestra la distribución de los valores de permeabilidad, obtenidos mediante la Ec.3.6, la cual es de tipo logarítmica. La distribución arroja una clara tendencia a la obtención de valores de permeabilidad, ubicados en el rango entre 1 y 525 mD, mientras que existe una menor probabilidad para obtener valores por encima de dicho rango.

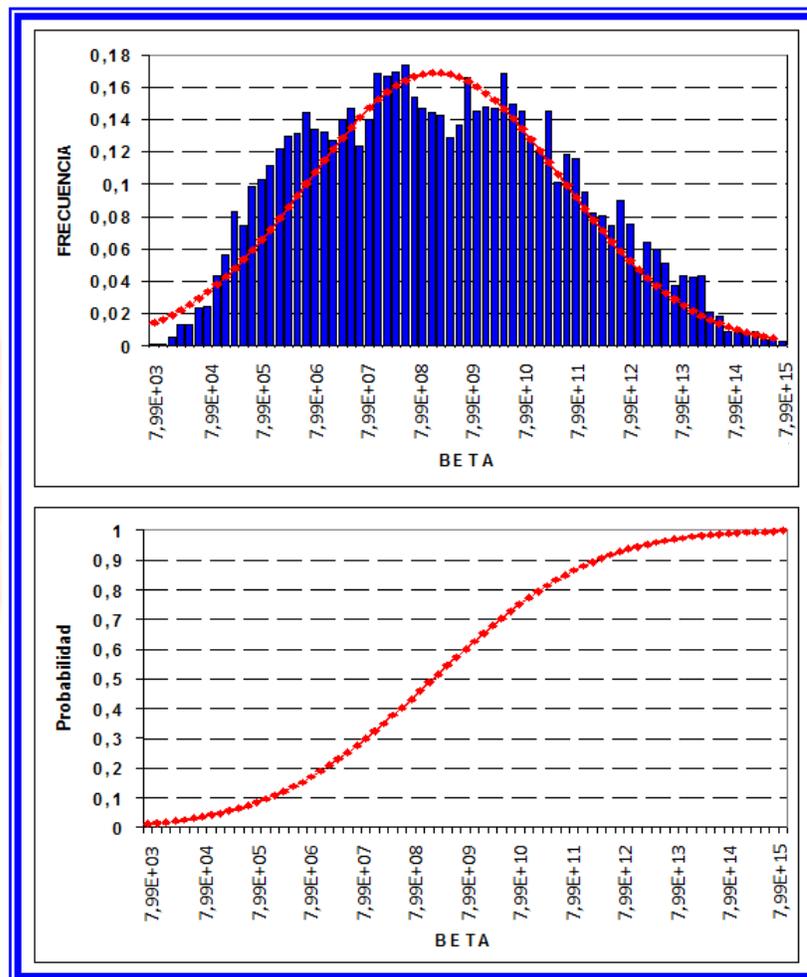
Con las distintas combinaciones realizadas considerando los valores de porosidad, permeabilidad y el número de correlación empleada fueron obtenidos un total de cinco mil (5000) valores de β .

La Tabla 4.1 muestra los primeros catorce (14) valores de β obtenidos del procedimiento iterativo realizado, a partir de los cuales fue obtenida la distribución probabilística.

Tabla 4.1: Muestra de los valores de β obtenidos

Nº de Iteración	Valor de β obtenido	Nº de Iteración	Valor de β obtenido
1	1,03347E+11	8	3,49418E+04
2	6,22024E+07	9	2,79583E+09
3	1,73707E+08	10	7,44463E+11
4	8,70113E+03	11	1,27294E+12
5	1,73707E+08	12	7,99626E+05
6	3,45523E+06	13	5,37665E+14
7	5,21114E+07	14	1,12407E+04

La distribución mostrada en la Gráfica 4.7 es del tipo logarítmica, y con ésta se realizó un proceso aleatorio para determinar los valores de β que fueron introducidos al simulador para realizar las sensibilidades correspondientes en un rango comprendido entre $7,99E+3$ y $7,99E+15$.



Gráfica 4.7: Distribución de los valores de Beta calculados.

4.3 EVALUACIÓN DE LAS SENSIBILIDADES REALIZADAS, INCLUYENDO EL FENÓMENO DE FLUJO NO DARCIANO EN EL MODELO

Una vez establecido el modelo radial, y determinados los valores del parámetro de Forchheimer (β), se realizaron las sensibilidades correspondientes para observar si existía, o no, variación en el comportamiento de producción del pozo simulado, para posteriormente determinar la influencia que pudiese tener el fenómeno estudiado sobre dicho comportamiento.

La Tabla 4.2 muestra los valores del parámetro de Forchheimer (β) que fueron empleados en las sensibilidades realizadas, obtenidos de la Tabla 4.1, también se muestra el tiempo de corrida para cada valor, así como el valor de la máxima desviación con respecto al flujo Darcy arrojado por el simulador para cada caso.

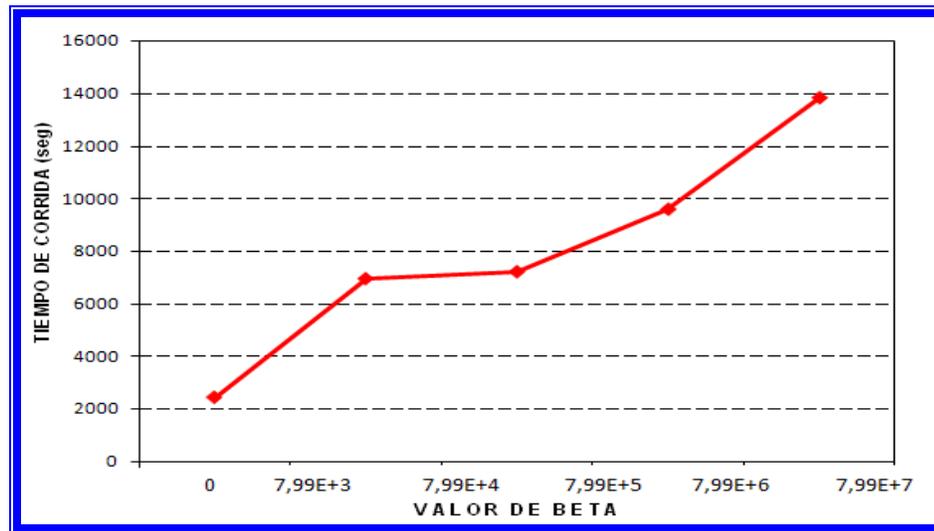
Tabla 4.2: Datos de las sensibilidades realizadas

N° de Corrida	Valor de β	Máx. Desviación del flujo Darcy	Tiempo de Corrida (seg)
1	0	0	2416,59
2	8701,13	0,933144	6932,62
3	34941,80	0,985098	7193,48
4	799626,05	0,997656	9575,72
5	3455230	0,999841	13817,54

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que existe un claro incremento proporcional con respecto al valor de β y el tiempo de duración de la corrida, lo que indica que mientras mayor sea el valor de β empleado para realizar la sensibilidad, el simulador requiere de un periodo de tiempo mayor para realizar la

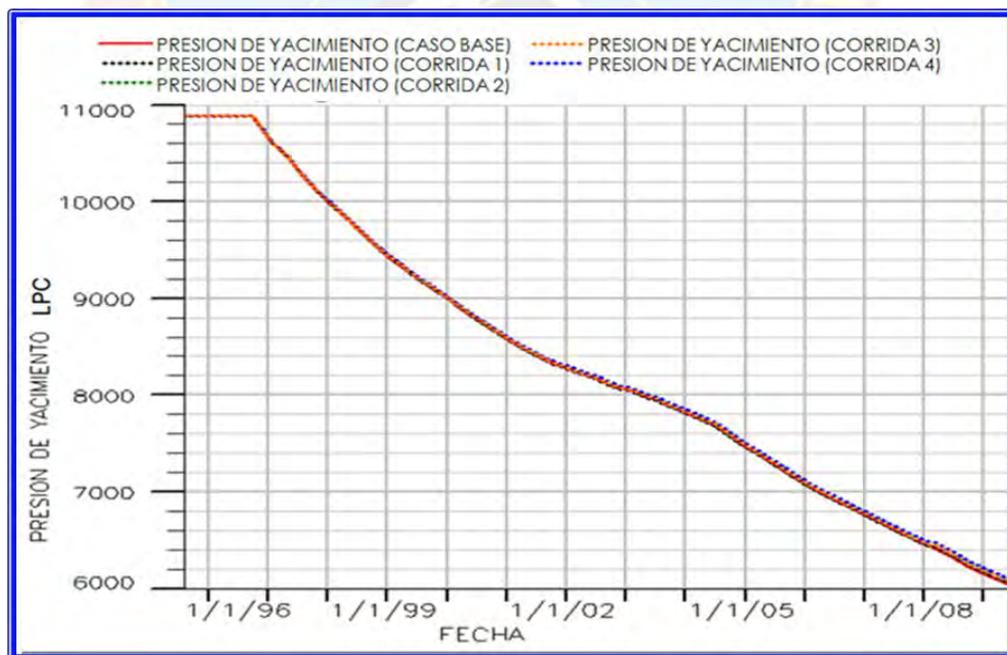
corrida y arrojar los resultados. La Tabla 4.2 hace referencia también al valor de la máxima desviación que pudiese presentar el flujo con respecto al comportamiento lineal o comportamiento Darciano, el cual se define con un valor igual a uno (1), en relación con esto y observando los resultados, se obtuvo que el simulador arrojó valores de desviación más cercanos a uno (1), mientras mayor era el valor de β utilizado para realizar la sensibilidad, lo que se puede interpretar que los valores de desviación más cercanos a uno (1) se traducen en un comportamiento de flujo más alejado al comportamiento lineal. Esto indica que, como era de esperarse, para valores de β mayores, el comportamiento de flujo es más turbulento.

El número de corridas realizadas resultó menor al estimado inicialmente, debido a los elevados periodos de tiempo requeridos para llevar a cabo las mismas, cuando el valor de β introducido resultaba mayor a $7,99E+7$ el tiempo de corrida aumentaba en un porcentaje aproximado de 600%, para el menor de los casos, con respecto a la duración de la corrida original, y no se logró obtener resultados para estos valores, impidiendo así realizar sensibilidades con valores de β superiores a $7,99E+6$. (Ver Gráfica 4.8). Los tiempos de simulación juegan un papel importante en la toma de decisiones de la empresa, por tanto, tiempos de corrida muy altos se traducen en pérdida para ésta.



Gráfica 4.8: Incremento en los tiempos de corrida para cada sensibilidad realizada.

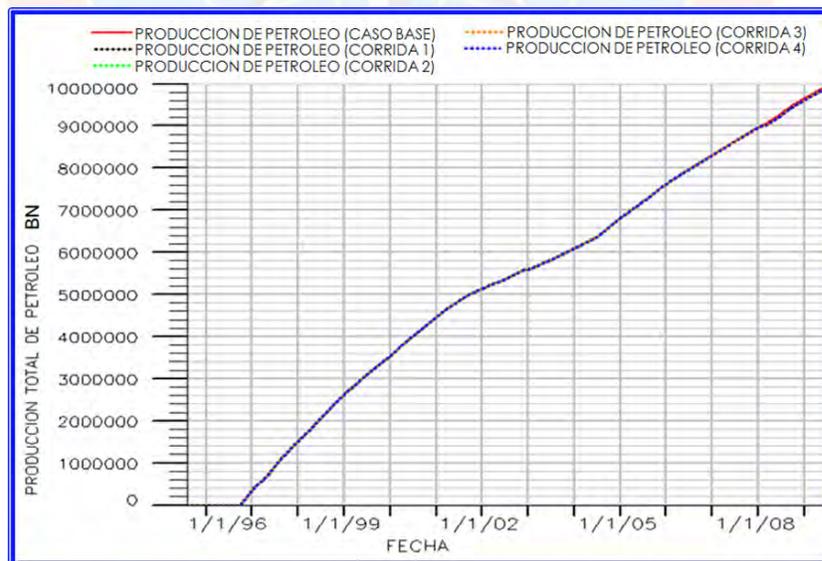
La Gráfica 4.9 muestra el comportamiento de la presión de yacimiento para el caso base, y para cada una de las sensibilidades realizadas.



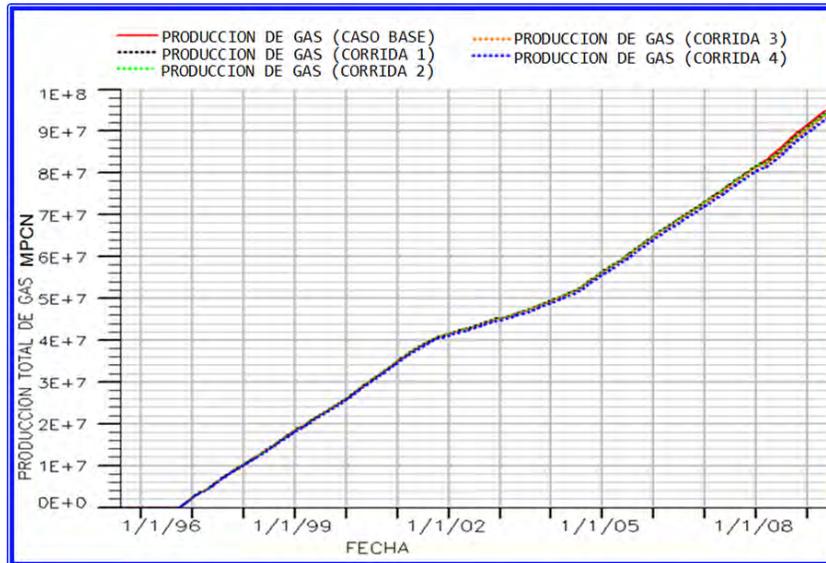
Gráfica 4.9: Variación de la presión de yacimiento con las sensibilidades

Como se observa en la Gráfica 4.9, no existe una modificación brusca en relación al comportamiento de la caída de presión del caso base y los casos simulados (sensibilidades), observándose una ligera diferencia a partir del año 2002 que se mantiene hasta el período final de simulación entre el caso base y el caso correspondiente a la corrida número 4. El valor de la presión promedio para el caso base, desde el 2002 hasta el 2009, es de 7141 lpc, mientras que el valor de la presión promedio de la corrida 4, durante el mismo intervalo de tiempo, es de 7182 lpc, mostrando una variación promedio de apenas un 0,57%.

En lo que respecta al comportamiento de producción de los fluidos, la producción de petróleo se reproduce de manera exacta debido al parámetro de control que se utiliza durante la corrida (Ver Gráfica 4.10), mientras que para el comportamiento de producción de gas, mostrado en la Gráfica 4.11, se puede apreciar una pequeña diferencia en cuanto a los volúmenes producidos del caso base y los casos en los que se realiza la consideración de los fenómenos estudiados.



Gráfica 4.10: Variación del comportamiento de producción de petróleo con las sensibilidades.

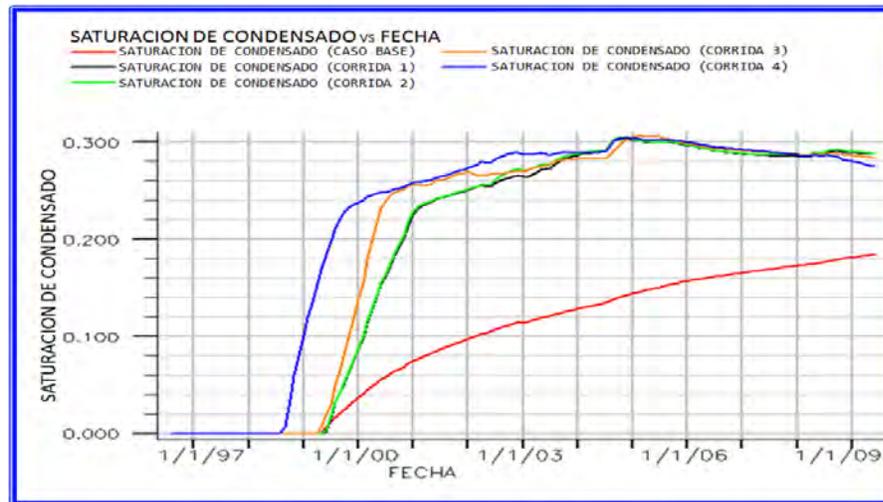


Gráfica 4.11: Variación del comportamiento de producción de gas con las sensibilidades.

La pequeña variación entre los comportamientos de producción del caso base y las sensibilidades realizadas (mostrados en la Gráfica 4.11), alcanza un valor máximo promedio, desde el año 2003 hasta el 2009, de un 1,60%, siendo el comportamiento de la curva correspondiente a la corrida número 4, el que muestra dicha variación.

Este último comportamiento muestra que hay una menor producción de gas, con respecto al caso base, por parte de los casos evaluados (corridas), esto se debe en primera instancia a que por efectos de la caída de presión adicional, generada por la consideración del fenómeno de flujo No Darciano, una mayor parte de los componentes pesados del gas está resultando condensado, y el efecto de desplazamiento que se está dando a nivel de yacimiento muestra preferencia al flujo de líquido, mientras que favorece una ligera reducción en la producción del gas.

La Gráfica 4.12 muestra el incremento en la saturación de condensado con respecto al tiempo para la celda del modelo cuyas dimensiones son: $r=1$, $\sigma=1$ y $Z=41$.

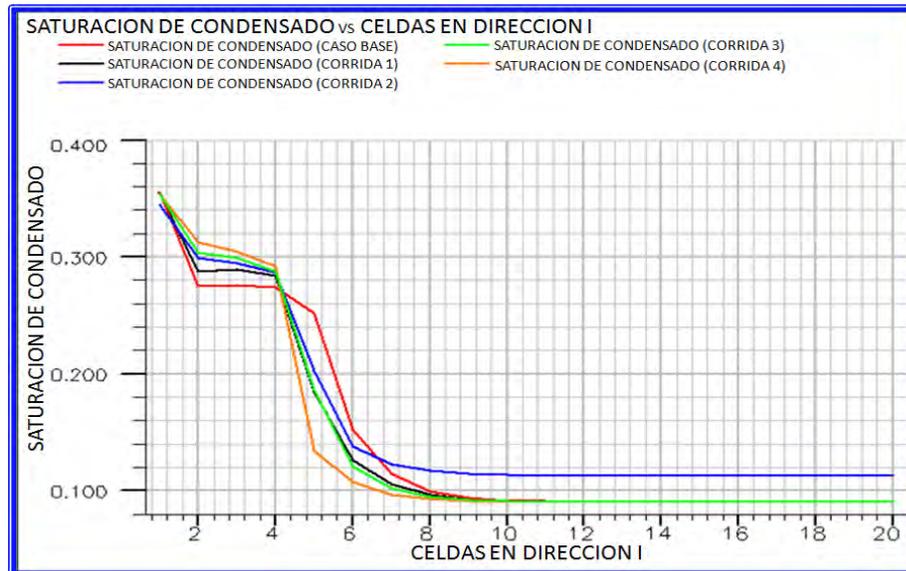


Gráfica 4.12: Incremento de la saturación de condensado con respecto al tiempo.

En la gráfica anterior la curva de color rojo corresponde a la corrida original (caso base), ésta muestra un incremento continuo a partir de mediados de 1999, hasta el final del período evaluado (2009), sin llegar al valor de saturación crítica del condensado, ubicado en 0,236, por tal razón, en este caso el condensado que se encuentra alrededor de la cara del pozo es inmóvil. Por otra parte las curvas correspondientes a las sensibilidades realizadas muestran un incremento abrupto de la saturación en una etapa temprana de la simulación, de acuerdo con el gráfico el valor de saturación crítica del condensado para el valor menor de beta utilizado (curva de color negro), es alcanzado a mediados del año 2001, mientras que para el mayor valor de beta empleado (curva de color azul) se alcanza la saturación crítica del condensado en el año 2000. Al alcanzarse este valor de saturación crítica, el condensado que se encuentra alrededor de la cara de la arena pasa a ser móvil, lo que directamente se traduce en una producción mayor de líquidos en relación al caso base.

La Gráfica 4.13 muestra el incremento de la saturación de condensado en las cercanías del pozo. Esta figura muestra dos ejes, el eje horizontal “x” refleja el número de celdas en dirección radial que posee el modelo, por lo que los valores más

cercanos al origen indican una mayor proximidad a la cara del pozo, el eje vertical “y” está referido a los valores de saturación de condensado.

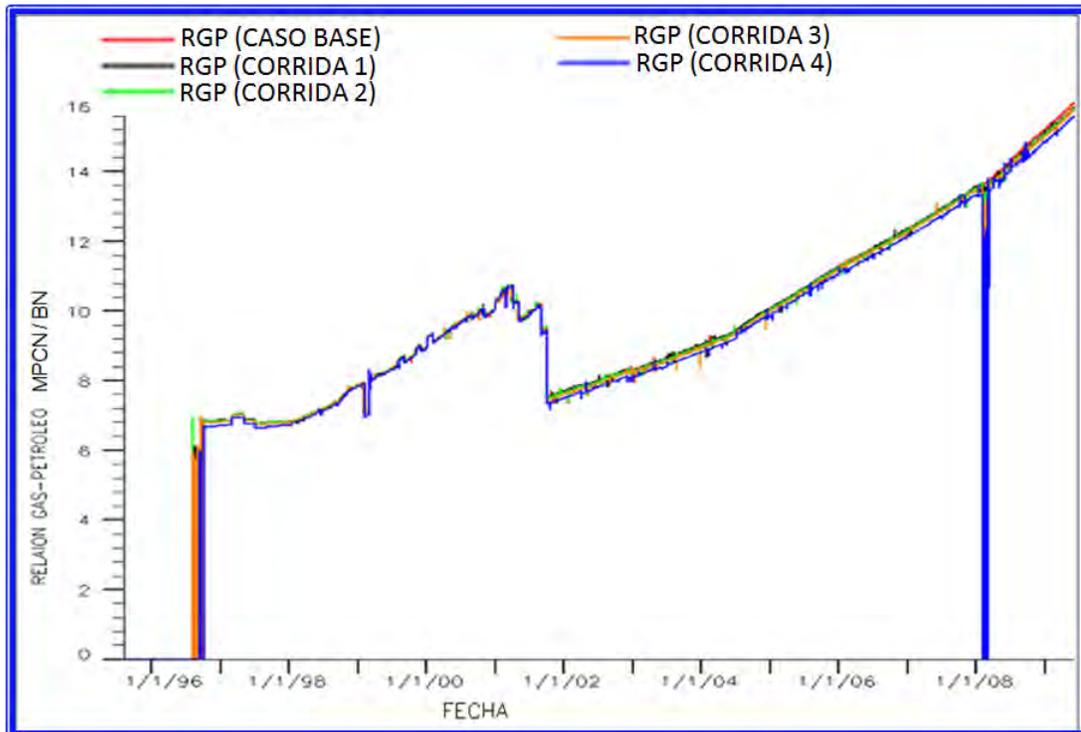


Gráfica 4.13: Incremento de la saturación de condensado en dirección radial.

En la gráfica anterior puede observarse claramente que la saturación de condensado, en la cara del pozo, es mayor en los casos simulados en comparación con el caso base (curva de color rojo), lo que permite asegurar que una mayor condensación de líquido se está dando como resultado del incremento en la caída de presión.

La Gráfica 4.14 muestra la variación en el comportamiento de la RGP del caso base y los casos simulados, se observa que en la curva correspondiente a la corrida número 4 (curva de color azul) existe una ligera variación del valor de la RGP desde aproximadamente inicios del año 2002, esta pequeña diferencia ubica la curva simulada por debajo de la curva real (caso base), esto se debe a que en efecto existe una mayor fracción de líquido en producción y una menor cantidad de gas, con

respecto al caso base. Esta variación tiene un valor promedio de aproximadamente 2%.

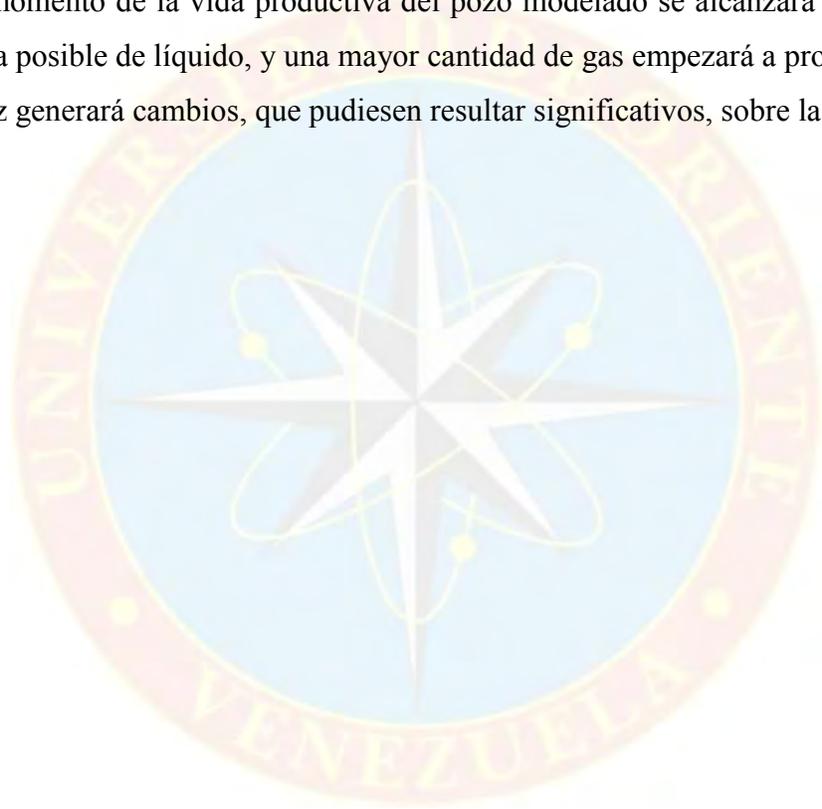


Gráfica 4.14: Variación de la relación Gas-Petróleo (RGP) con las sensibilidades

El fenómeno de flujo No Darciano, favorece a una mayor condensación de líquidos en la cara del pozo con lo cual una mayor cantidad de líquido se condensa, y una mayor cantidad de gas pobre debe ser producida, en relación con esto último, si en los escenarios evaluados se observa una caída de presión adicional y una mayor condensación de líquidos, la única manera de producir una menor cantidad del gas es debido a dos razones esenciales, la primera de ellas es que se alcanza la saturación crítica del condensado, y parte del líquido que formaba parte del anillo de condensado está siendo ahora producido, la segunda razón es que la composición del gas que se encuentra en el yacimiento es muy rica dificultando que el gas se empobrezca de manera tal que el volumen producido de éste a nivel de superficie sea mayor, estos

dos aspectos son los que justifican que se observe esa variación casi imperceptible de la RGP.

No obstante los efectos que puede causar, sobre el comportamiento de producción de un pozo de gas condensado, la inclusión de los fenómenos de alta velocidad serán más y mejor percibidos mucho más allá en el tiempo, debido a que en algún momento de la vida productiva del pozo modelado se alcanzará la producción máxima posible de líquido, y una mayor cantidad de gas empezará a producirse y esto a su vez generará cambios, que pudiesen resultar significativos, sobre la RGP.



CAPITULO V

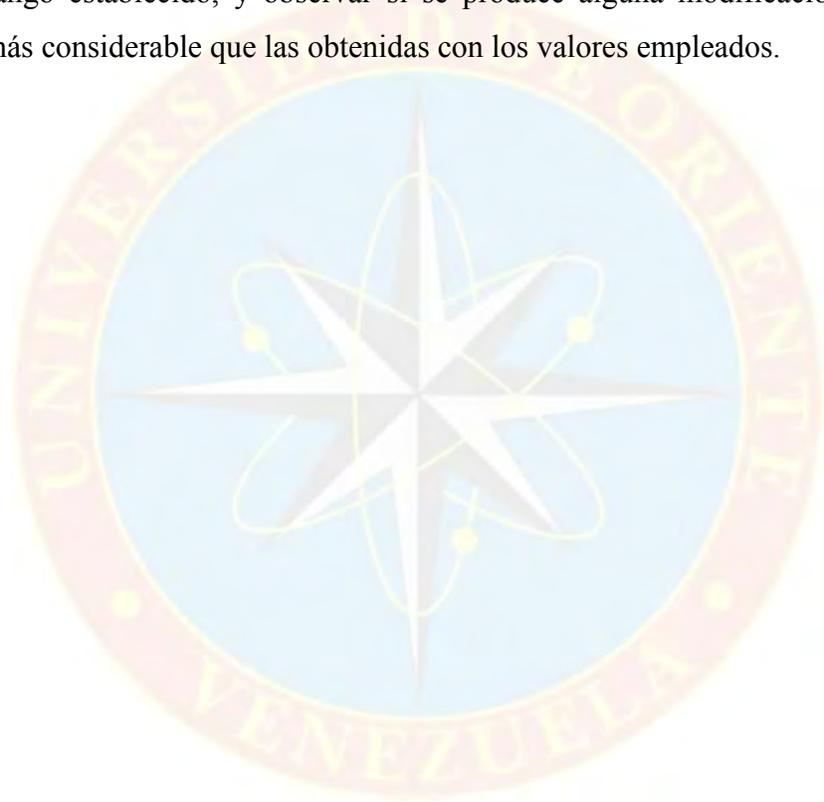
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- El modelo radial desarrollado, presenta una caída de presión semejante a la del pozo real y además reproduce el efecto de bloqueo de condensado en la cara del pozo, con lo que se garantiza que los fenómenos de alta velocidad pueden ser reproducidos en éste.
- El rango permisible, para la realización de las sensibilidades del parámetro β , en el modelo desarrollado, se encuentra definido entre $7,99E+3$ y $7,99E+15$.
- Los tiempos de corrida aumentaron en un 600% con respecto al tiempo de corrida original, imposibilitando la obtención de resultados para de valores de β superiores a $7,99E+6$.
- La consideración del efecto de flujo No Darciano, no produce ninguna modificación significativa, en el comportamiento de producción de los fluidos, obteniéndose un 2% de variación promedio en el mayor de los casos.
- Un incremento en el valor del parámetro de Forchheimer puede traducirse en el alcance súbito de la saturación crítica del condensado, favoreciendo una mayor producción de líquido a nivel de superficie.
- La saturación del condensado en las cercanías del pozo, aumenta significativamente con la consideración de los fenómenos de acoplamiento positivo y flujo No Darciano, generando mayor bloqueo con respecto a la producción de gas.

RECOMENDACIONES

- Realizar la consideración de los fenómenos estudiados para tiempos de corrida mayores a los utilizados en esta investigación.
- Ejecutar corridas con los mayores valores de β permitidos, de acuerdo con el rango establecido, y observar si se produce alguna modificación que resulte más considerable que las obtenidas con los valores empleados.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

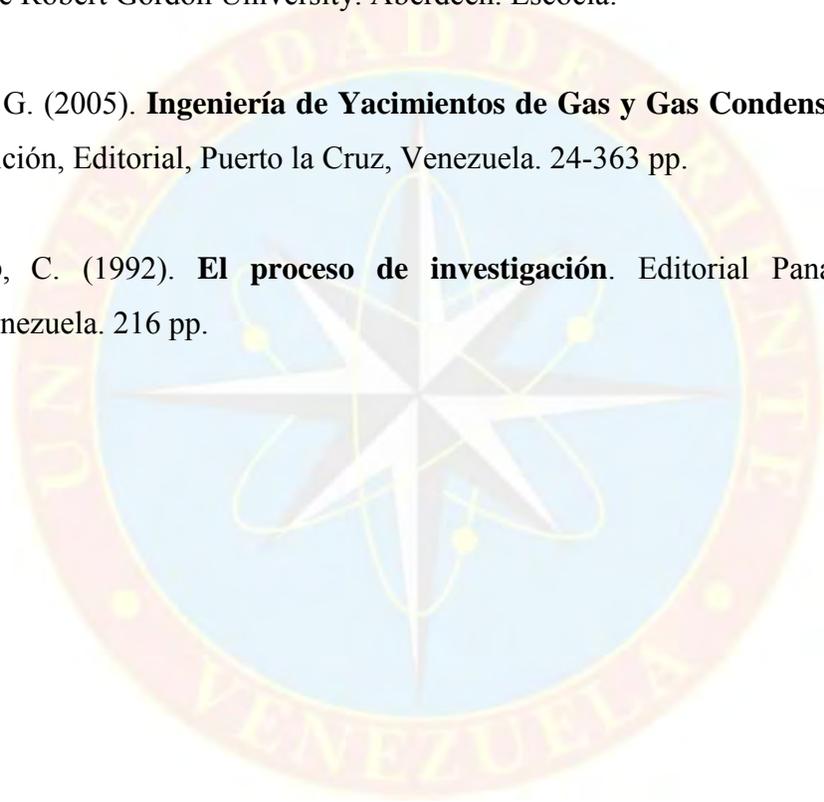
- BELHAJ, H. AGHA, K. NOURI, A. (2003). **Numerical and Experimental Modeling of Non-Darcy Flow in Porous Media**. Informe de la SPE International N° 81037. U.S.A. 9 pp.
- BETANCOURT, C. CARNEGIE, A. ERIKSEN, K. Y TEREYASHI, H. (2003/2004). **Análisis de Hidrocarburos en el Pozo**. Oilfield Review. 60 – 69 pp.
- CARRILLO, L. (2005). **Reservorios de Gas Condensado – Análisis del Comportamiento**. Trabajo de Grado. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima, Perú.
- CARVAJAL, G. GONZALEZ, C. CESIN, C. FERNANDEZ, M & BELLO, J. (2007). **The Effect of Positive Coupling and Negative Inertia on Deliverability of Gas Condensate Wells**. Informe de la SPE International N° 107138. U.S.A. 9 pp.
- FAN, L. HARRIS, B. MOTT, R. JAMAL, J. KAMATH J. POPE, G. SHANDRYGIN, A Y WHITSON, C. (2006). **Revisión de los Yacimientos de Gas Condensado**. Oilfield Review. 16-29 pp.
- LUNA, P. (2000). **Problemas para aprobar Estadística Descriptiva**. Segunda Edición, Grupo Mundi-Prensa, Caracas, Venezuela. 49-99 pp.
- MOTT, R. (2002). **Engineering Calculations of Gas Condensate Well Productivity**. Informe de la SPE Internacional N° 77551. U.S.A. 9 pp.

MUÑOZ, O. ESCOBAR, F. Y CANTILLO, J. (2006). **Capillarity and Rapid Flow Effects on Gas Condensate Well Tests**. Informe de la SPE Internacional N° 89905. U.S.A. 24 pp.

REESE, J. LONG, K. KELLEY, C. GRAY, W. Y MILLER, C. (2006). **Simulating Non-Darcy Flow Through Porous Media Using SUNDANCE**. Trabajo de Grado. The Robert Gordon University. Aberdeen. Escocia.

ROJAS, G. (2005). **Ingeniería de Yacimientos de Gas y Gas Condensado**. Segunda edición, Editorial, Puerto la Cruz, Venezuela. 24-363 pp.

SABINO, C. (1992). **El proceso de investigación**. Editorial Panapo. Caracas, Venezuela. 216 pp.



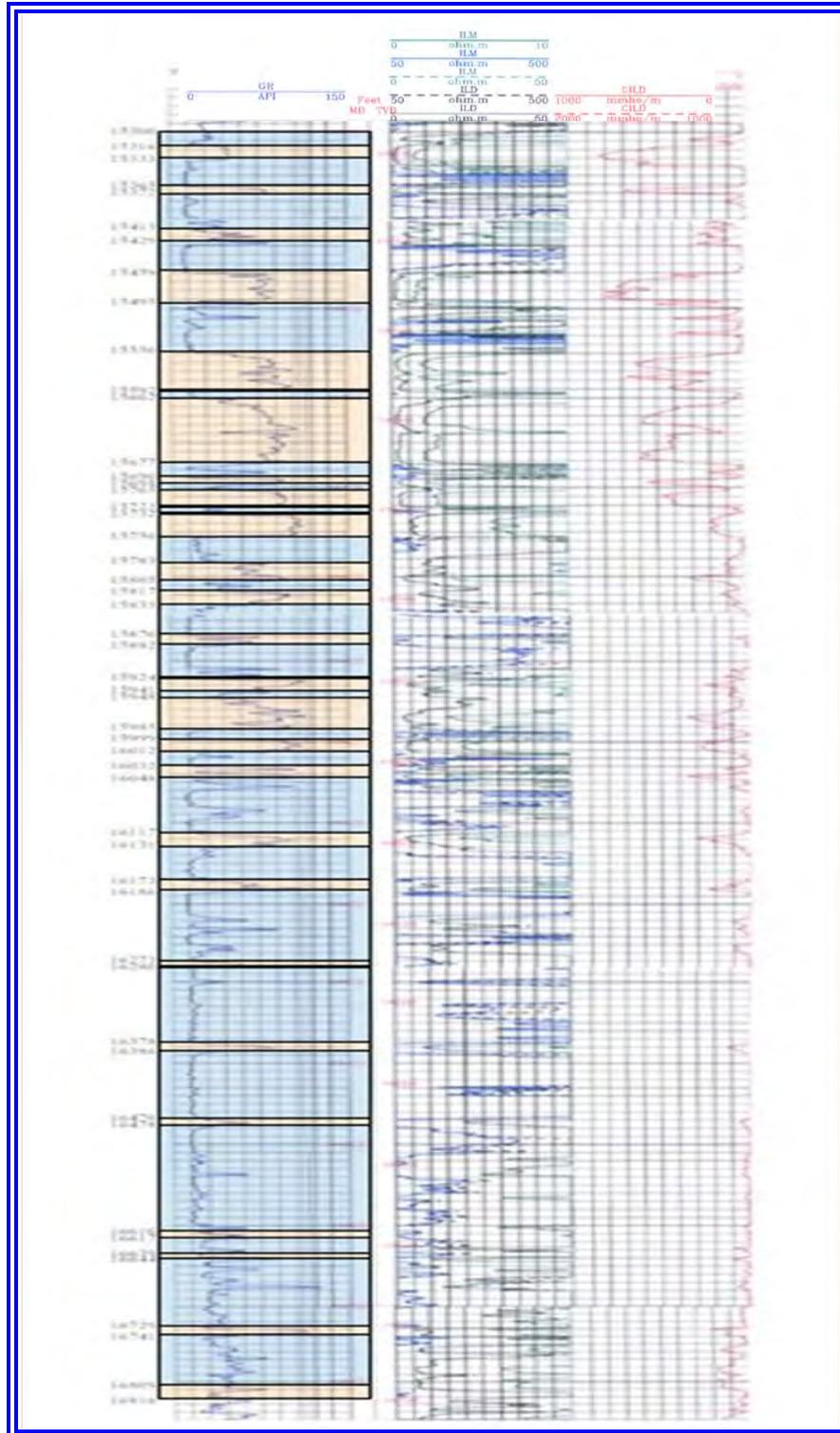


APÉNDICES



APÉNDICE A

REGISTRO INDUCCIÓN GAMMA RAY DEL POZO SBC-52





APÉNDICE B

**TABLA CONTENTIVA DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL
POZO MODELO (SBC-52)**

Número de capas	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	K (mD)	Porosidad (Fracción)	Varcilla (Porcentaje)
1	14321	14337	16	113,332	0,084	20,773%
2	14337	14354	17	1,578	0,020	61,565%
3	14354	14386	32	11,566	0,075	11,135%
4	14386	14393	7	0,047	0,011	61,193%
5	14393	14434	41	63,237	0,108	14,241%
6	14434	14450	16	0,272	0,043	42,664%
7	14450	14480	30	324,679	0,152	6,093%
8	14480	14516	36	0,220	0,014	62,127%
9	14516	14571	55	37,881	0,100	15,899%
10	14571	14613	42	0	0,003	72,842%
11	14613	14623	10	23,981	0,085	19,890%
12	14623	14698	75	0,688	0,006	71,328%
13	14698	14711	13	57,303	0,084	27,156%
14	14711	14719	8	0,115	0,018	73,288%
15	14719	14726	7	0,048	0,019	38,527%
16	14726	14744	18	0,004	0,003	81,238%
17	14744	14753	9	22,902	0,079	32,021%
18	14753	14777	24	0,016	0,003	92,014%
19	14777	14804	27	5,517	0,078	17,685%
20	14804	14826	22	0,007	0,010	62,042%
21	14826	14838	12	0,035	0,024	40,160%
22	14838	14854	16	0,033	0,010	71,776%
23	14854	14891	37	262,053	0,113	14,116%
24	14891	14903	12	6,103	0,046	44,652%

25	14903	14945	42	62,377	0,086	21,075%
26	14945	14962	17	0,057	0,011	74,009%
27	14962	14969	7	0,066	0,033	34,607%
28	14969	15006	37	0,001	0,004	72,787%
29	15006	15020	14	17,873	0,096	24,731%
30	15020	15033	13	0	0,001	88,330%
31	15033	15053	20	19,617	0,084	21,715%
32	15053	15069	16	16,205	0,025	59,267%
33	15069	15138	69	112,537	0,084	24,305%
34	15138	15152	14	0	0,001	73,452%
35	15152	15194	42	755,089	0,110	15,954%
36	15194	15207	13	0,436	0,013	65,193%
37	15207	15294	87	214,582	0,090	17,305%
38	15294	15301	8	8,334	0,041	44,120%
39	15301	15399	98	275,188	0,093	12,388%
40	15399	15407	8	0,004	0,006	59,494%
41	15407	15491	84	383,462	0,098	10,876%
42	15491	15499	8	0,661	0,041	35,141%
43	15499	15631	132	45,132	0,119	13,680%
44	15631	15638	7	4,258	0,060	39,927%
45	15638	15660	22	17,999	0,074	22,536%
46	15660	15665	5	0,257	0,018	61,745%
47	15665	15750	85	6,647	0,079	25,937%
48	15750	15762	68	0,005	0,026	51,316%
49	15762	15830	12	0,187	0,065	16,519%
50	15830	15847	17	0,148	0,063	17,609%



APÉNDICE C

CÁLCULO DEL ÁREA DE DRENAJE DEL POZO SIMULADO

A continuación se indicará como se determinó el radio de drenaje del pozo modelo, fundamentado en datos petrofísicos y de producción.

Tomando en consideración que los pozos presentan un drenaje radial, se igualo el volumen de un cilindro acondicionado con las propiedades petrofísicas del mismo, con el volumen de gas producido.

$$\text{Volumen del Cilindro} = \text{Volumen de Gas Producido}$$

$$\pi * r_2 * ANH * (1 - Swi) * \phi = Gpt * Bgci \quad (\text{Ec. 1})$$

De la Ec. 1 se despeja la variable r , resultando la Ec.2.

$$r = \sqrt{\frac{(Gpt * Bgci)}{(\pi * ANH * (1 - Swi) * \phi)}} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde:

Gpt: Gas producido Total, PCN

Bgci: Factor Volumétrico del Gas Condensado, PCY/PCN

π : Constante, 3,141592654

ANH: Espesor Producido, Pies

Swi: Saturación de agua Inicial, Fracción

ϕ : Porosidad, Fracción

El Gpt se expresa mediante la siguiente fórmula:

$$G_{pt} = G_p(\text{Separador}) + G_p(\text{Tanque}) \quad (\text{Ec. 3})$$

El primer término del segundo miembro de la ecuación está referido al gas del separador y el segundo término al volumen equivalente del gas en el tanque. Entonces, la Ec. 3 se puede expresar también de la siguiente manera:

$$G_{pt} = G_p + N_c * 350 * 379.4 * (\gamma_c / M_c) \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde,

G_p = Gas producido (Separador), PCN.

N_c = Condensado producido (Tanque), BN.

γ_c = Densidad del condensado. = [(141.5)/(°API + 131,5)] (Ec. 5)

M_c = Peso molecular del condensado. = [(6084)/(°API – 5,9)] (Ec. 6)

El factor volumétrico del gas condensado, se determina mediante la siguiente expresión matemática:

$$B_{gci} = 0,02829 * \left[\frac{(Z * T)}{P} \right] \quad (\text{Ec.7})$$

Expresadas las fórmulas matemáticas para determinar el radio de drenaje del pozo modelo, se procedió al cálculo del mismo, de la siguiente manera:

Datos del pozo:

T = 756 °R

Z = 1,366

°API = 45,1.

φ = 0,119.

G_p (Separador) = 70,95400 MMMPCN.

N_c = 7645000 BN.

Usando las ecuaciones 5 y 6 se calcula la densidad del condensado y el peso molecular del condensado:

$$\gamma_c = [(141,5)/(45,1 + 154,5)]$$

$$\gamma_c = 0,801245753$$

$$M_c = [(6084)/(45,1 - 5,9)]$$

$$M_c = 155,2040816$$

Posteriormente se calcula el G_{pt} , mediante la Ec. 4.

$$G_{pt} = 70,95400 \text{ MMMPCN} + 7645000 \text{ BN} * 350 * 379,4 * (0,801245753 / 155,2040816)$$

$$G_{pt} = 76,194895049 \text{ MMMPCN.}$$

Con la Ec. 7, se determina el Factor volumétrico del gas condensado

$$B_{gci} = 0,02829 * [(1,366 * 756^\circ R) / 7151 \text{ lpc}]$$

$$B_{gci} = 0,004083655 \text{ PCY/PCN}$$

Seguidamente, se calcula el radio de drenaje con el uso de la Ec. 2

$$r = \sqrt{\frac{(76,194895049 * 0,004083655)}{(\pi * 100 * (1 - 0,1736) * 0,119)}}$$

$$r = 3167 \text{ pies}$$