

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA
AREA ESPECIAL DE GRADO



“MODIFICACIÓN DE UN MODELO MATEMÁTICO QUE
REPRESENTE LAS CONDICIONES DE FLUJO DE UN POZO DE GAS
CONDENSADO EN ESTADO SATURADO, INFLUENCIADO POR LAS
TASAS DE FLUJO”.

REALIZADO POR:
ALCIDES RAFAEL ROJAS FERNANDEZ
LUZ MARY TENIAS INFANTES

**Trabajo Especial De Grado presentado ante la Ilustre Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al Título de:**

INGENIERO QUIMICO

Puerto La Cruz, Marzo de 2007

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA QUIMICA
AREA ESPECIAL DE GRADO



“MODIFICACIÓN DE UN MODELO MATEMÁTICO QUE
REPRESENTE LAS CONDICIONES DE FLUJO DE UN POZO DE GAS
CONDENSADO EN ESTADO SATURADO, INFLUENCIADO POR LAS
TASAS DE FLUJO”.

REALIZADO POR:

ALCIDES RAFAEL ROJAS FERNANDEZ

LUZ MARY TENIAS INFANTES

Asesor Académico

Ing. Mario Briones

Puerto La Cruz, Marzo de 2007

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO
AREA ESPECIAL DE GRADO



“MODIFICAR UN MODELO NUMÉRICO QUE REPRESENTA LAS
CONDICIONES DE FLUJO DE UN POZO DE GAS CONDENSADO EN
ESTADO SATURADO, INFLUENCIADO POR LAS TASAS DE FLUJO”.

JURADO

Ing, de Petroleo Mario Briones

Jurado Principal

Ing, de Petroleo José Fariña

Jurado Principal

Ing, de Petroleo José Rondon

Jurado Principal

Ing, de Petroleo Ivon Ulacio

Jurado Principal

Puerto La Cruz Marzo 2007

RESOLUCION

“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 Universitario, quien lo participara al Núcleo respectivo”.

DEDICATORIA

Dedico este gran logro a mi DIOS TODO PODEROSO por permitirme la vida, ante todo, por brindarme su compañía y protección, por darme fortaleza para enfrentar los obstáculos y dificultades. Gracias te doy a ti señor por colocar en mi camino a personas que supieron guiarme en los momentos más difíciles de mi vida y carrera.

A mi Madre que desde el cielo me esta sonriendo y bendiciendo, a ti mama y papa que supieron esperar pacientemente este logro, apoyándome dando afecto, confianza, protección y por enseñarnos que con sacrificio y dedicación se obtiene las cosas deseadas para bien.

A mis Hermanos, Alieen, Lelis, Carlos, José Luis, Víctor Raúl, José adrián y Fabiana, que también han sabido esperar este logro con tanta paciencia, gracias familia.

A mi Prima Cherry, a mi ahijada dianny, y su retoño deimi que siempre sentí su apoyo, este logro también es de ellos.

A mi Amada Vanessa que al pasar de los años a compartido conmigo momentos difíciles, a ella que también a sabido esperar con paciencia, para ti amor por ser mi amiga, confidente y compañera. A tus padres que han compartido con nosotros estos momentos, a Martha, Helder y Diego a todos, y dios le doy gracias por habérmelos puesto en el camino.

A mis compañeros de estudios grandes compañeros, Carlos Guzmán, Luis milton, moou, juancito, Ángela, Pedro, Jesús y muchos mas que están en mi mente que junto formamos un gran equipo y supimos salir adelante juntos como hermanos gracias por compartir estos años conmigo este logro también es de ustedes.

JUAN JOSE MORENO MICHEL.

A G R A D E C I M I E N T O S

A Dios por sobre todas las cosas y a la Virgen del Valle.

A nuestros padres, por su confianza y apoyo incondicional durante todos estos años de esfuerzos y sacrificios.

A la Universidad de Oriente por abrirnos sus puertas dándonos la oportunidad de ser profesionales, a los profesores por darnos las herramientas necesarias para nuestra formación académica y personal.

Al solemne grupo de profesores de áreas de grado por brindarnos su apoyo, para que este gran esfuerzo de años se haya hecho realidad.

A nuestro tutor académico Ing. Mario Briones, por mostrar gran interés en nuestro trabajo y aceptar este nuevo reto.

A nuestros amigos y compañeros de estudio por estar siempre cuando se les necesitaba.

Muchas Gracias a todos.....

CONTENIDO

RESOLUCION	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
CONTENIDO	vii
INDICE DE TABLAS	xi
INDICE DE FIGURAS.....	xiii
CAPITULO I.....	15
EL PROBLEMA.....	15
1.1 INTRODUCCIÓN	15
1.2 OBJETIVOS	18
1.2.1 Objetivo General.....	18
1.2.2 Objetivos Específicos.....	18
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
CAPITULO II	20
MARCO TEORICO.....	20
2.1. YACIMIENTO	20
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN.....	22
2.3 YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO	22
2.3.1 Características de un Yacimiento de Gas Condensado	23
2.3.2 Diagrama de Fase de un Yacimiento de gas Condensado	24
2.3.3 Clasificación de los yacimientos de Gas Condensado de acuerdo a su comportamiento físico.....	25
2.3.3.1 Subsaturados	25
2.3.3.2 Saturados.....	25
2.3.3.3 Yacimiento de gas condensado con condensación retrograda en el yacimiento	26

2.3.3.4 Yacimiento de gas condensado sin condensación retrograda en el yacimiento	26
2.4. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO:	26
2.4.1 Acumulación de líquidos en los pozos.....	27
2.4.2 Acumulación de líquidos en la formación	27
2.4.2.1 En la zona cercana al pozo de producción	27
2.5 DESARROLLO DE UN ANILLO DE CONDENSADO	28
2.6 DESCRIPCIÓN DE LAS REGIONES QUE SE FORMAN ALREDEDOR DE UN POZO DE GAS CONDENSADO CUANDO $PWF < PR$	28
2.7 PRESIONES PRESENTES EN EL YACIMIENTO.....	30
2.7.1 Presión de Yacimiento	30
2.7.2 Presión Estática	30
2.7.3 Presión Promedio	31
2.7.4 Presión de Fondo Fluyente.....	31
2.7.5 Presión de Burbuja	31
2.7.6 Presión de Rocío	31
2.7.8 Presión de Cabezal	31
2.7.9 Presión Capilar.....	32
2.8 PROPIEDADES DEL GAS CONDENSADO.	32
2.8.1 Factor Volumétrico del Gas “ B_{gc} ”	32
2.8.2 Viscosidad del Gas “ μ_g ”	32
2.8.2.1 Factores que afectan la Viscosidad de un Gas	32
2.8.3 Densidad del gas condensado “ ρ_{gc} ”	33
2.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN.....	33
2.9.1 Daño de Formación	33
2.9.1.1 Daños de Eflujo.....	34
2.9.1.2 Daños de Influjos	34
2.9.1.3 Pseudo-Daño.....	34
2.9.2 Porosidad “ \emptyset ”	35
2.9.3 Permeabilidad.....	35

2.9.3.1 Permeabilidad Absoluta “k”	35
2.9.3.2 Permeabilidad Efectiva “Kg”	35
2.9.3.3 Permeabilidad Relativa	36
2.9.4 Histéresis	36
2.9.5 Saturación de los Fluidos	37
2.9.5.1 Saturación Critica de condensado	37
2.10 FENÓMENOS ASOCIADOS AL FLUJO NO-DARCIANO	37
2.10.1 Despojamiento Capilar (Velocity Stripping)	38
2.10.2 Resistencia Inercial	38
2.10.3 Efecto Capilar	39
2.10.4 Numero Capilar “Nc”	39
2.10.5 Tensión Interfacial	39
2.10.6 Numero de Reynolds “Re”	39
2.11 REGÍMENES DE FLUJO EN EL YACIMIENTO	39
2.11.1 Regímenes de Flujo de acuerdo a la Geometría del Yacimiento	39
2.11.1.1 Régimen de Flujo Radial	40
2.11.1.2 Régimen de Flujo Lineal	40
2.11.1.3 Régimen de Flujo Bilineal	41
2.11.1.4 Régimen de Flujo Elíptico	41
2.11.1.5 Régimen de Flujo Esférico	42
2.11.2 Regímenes de Flujo De Acuerdo al Estado del Yacimiento	42
2.11.2.1 Régimen de Flujo Continuo (Transitorio)	43
2.11.2.2 Régimen de Flujo Semicontinuo (Estado Estable)	43
2.11.2.3 Régimen de Flujo Variable (Estado Semiestable)	43
2.12 PRUEBAS DE PRESIÓN	44
2.12.1 Usos y Aplicaciones de las Pruebas de Presión	44
2.12.2 Tipos de Pruebas de Presión	44
2.12.2.1 Prueba Multitasa	45
2.12.2.2 Restauración de Presión	45
2.12.2.3 Prueba de Declinación de Presión	45
2.13 EFECTO DE BORDE	46

CAPITULO III	47
METODOLOGIA	47
3.1 Esquema para el desarrollo del proyecto.	48
3.1.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	48
3.1.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN.....	48
3.1.3 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	50
3.1.3.1 Cálculo de Pesos Moleculares.....	51
3.1.3.2 Cálculo de Factor de Compresibilidad y Factor volumétrico	53
3.1.4 CALCULO DE TASA DE GAS EQUIVALENTE Y FRACCIÓN	
MOLAR DE GAS EN SUPERFICIE (β_s).....	54
3.1.5 CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE FLUJO.....	56
3.1.5.1 Ecuación de Velocidad de Gas.....	56
3.1.5.2 Ecuación de Velocidad de Condensado	57
3.1.6 CALCULO DE COEFICIENTE DE INERCIA (β)	58
3.1.7 CALCULO DE NÚMERO DE REYNOLDS (Re)	59
3.1.8 CALCULO DE NÚMERO CAPILAR (N_c).....	60
3.1.9 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS Y	
PERMEABILIDADES MISCIBLE.	63
3.1.10 ESTIMACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS BASES	
DEL GAS Y CONDENSADO	66
3.1.11 ECUACIÓN DE TASA VOLUMETRICA DE GAS PRODUCIDO	70
3.1.12 CALCULO DEL PORCENTAJE DE ERROR	71
CAPITULO IV	73
DISCUSION DE RESULTADOS	73
4.1 DISCUSION DE RESULTADOS	73
4.2 CONCLUSIONES	80
4.3 RECOMENDACIONES	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Propiedades del Pozo y la Formación.....	49
Tabla 3.2 Condiciones del Yacimiento.....	49
Tabla 3.3 Cromatografía de la prueba.....	50
Tabla 3.4 Factor de Daño de la Formación y Factor de Flujo No-Darciano.....	50
Tabla 3.5 Tasas de gas y condensado para distintos reductores	50
Tabla 3.6 Densidad de gas y condensado para cada presión de fondo fluyente	51
Tabla 3.7 Viscosidades de gas y condensado para cada presión de fondo fluyente ...	51
Tabla 3.8 Pesos Moleculares de gas y condensado.....	53
Tabla 3.9 Factor Volumétrico de gas condensado	54
Tabla 3.10 Tasa de gas equivalente	55
Tabla 3.11 Fracción molar de gas en superficie.....	56
Tabla 3.12 Velocidad de gas y condensado	58
Tabla 3.13 Coeficiente de Inercia	59
Tabla 3.14 Número de Reynolds para cada velocidad de flujo de gas	60
Tabla 3.15 Número Capilar Base.....	61
Tabla 3.16 Número Capilar de gas.....	62
Tabla 3.17 Número Capilar de Condensado	62
Tabla 3.18 Permeabilidades Relativas de gas y condensado	63
Tabla 3.19 Valor de coeficiente m.....	64
Tabla 3.20 Factor de interpolación para determinar la permeabilidad miscible del gas	64
Tabla 3.21 Saturación de gas y condensado	65
Tabla 3.22 Permeabilidad miscible de gas.....	65
Tabla 3.23 Permeabilidad miscible de condensado	66
Tabla 3.24 Factor n de gas y condensado	67
Tabla 3.25 Factor de Interpolación de gas y condensado para determinar la permeabilidades relativas	67
Tabla 3.26 Permeabilidad relativa de gas en función al número capilar	68

Tabla 3.27 Permeabilidad relativa de condensado en función al número capilar.....	69
Tabla 3.28 Permeabilidad relativa del gas en función al número capilar y número de Reynolds.....	70
Tabla 3.29 Tasas de gas simuladas a través de la ecuación	71
Tabla 3.31 Tasas de gas simuladas con el porcentaje de error obtenido.....	72

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Fluidos Contenido en el Yacimiento.	21
Figura 2.2 Diagrama de fase de un Yacimiento de Gas Condensado	25
Figura 2.3 Formación de anillo de condensado.	28
Figura 2.4 Ilustración de las regiones que se forman en el Yacimiento.	30
Figura 2.6 Geometría de Flujo Radial (Régimen de Flujo Radial).	40
Figura 2.7 Flujo Lineal: (A) Lineal temprano en fracturas de conductividad infinita. (B) Lineal tardío en yacimientos limitados por fallas paralelas.	41
Figura 2.8 Flujo Bilineal en Yacimientos Fracturados.	41
Figura 2.9 Flujo Esférico (A) en un pozo completado parcialmente; (B) al extremo de una perforación.	42
Figura 4.1 Comparación de tasa producida con tasa reproducida para cada caída de presión	75
Figura 4.2 Fenómenos de Inercia y Acoplamiento Positivo en función de las tasas de gas.....	76
Figura 4.3 Cromatografía para cada tasa de flujo	76
Figura 4.4 Saturación de Condensado a cada presión de fondo fluyente.....	77
Figura 4.5 Comparación de tasa de condensado con tasa de gas	77
Figura 4.6 Permeabilidad relativa de gas en función de los efectos de número de Reynolds y Número capilar	78
Figura 4.7 Permeabilidades Relativas de gas en función a la saturación de gas.....	79
Figura 4.8 Permeabilidad miscible de gas y condensado en función de la velocidad de gas.....	79

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 INTRODUCCIÓN

A pesar de los avances que se han producido en la ingeniería de petróleo, todavía existen limitaciones en cuanto al comportamiento que presenta la producción de yacimientos composicionales.

Para yacimientos de Gas Condensado, el tema es aún más complejo ya que estos poseen características muy particulares que deben considerarse para poder definir un esquema de explotación confiable. Una de las características, es la generación de líquido producto de la condensación causada por la expansión del gas. Si el fluido ha alcanzado su punto de saturación crítica a medida que el gas fluye, como consecuencia de una disminución de la presión, por debajo de la presión de rocío se generara un aumento de líquido en las cercanías del pozo productor, trayendo consigo una serie de consecuencia tales como disminución de la permeabilidad relativa al gas, y por tanto una reducción de la tasa de producción o índice de productividad, tanto a nivel de yacimiento como de pozo.

El estudio de estos fenómenos comienzan desde el año 1901, 45 años después de que Henry Darcy desarrollara una correlación para flujo de agua, de la cual se origina “**la Ley de Darcy**” para flujo de fluidos en medios porosos, la cual incluye una constante que envuelve la linealidad, K , Forchheimer observó la desviación de la linealidad de la ecuación de Darcy, a altas tasas de flujo. Forchheimer entonces propuso una segunda constante proporcional en adición a K , que representaría la no linealidad. El llamó a esta segunda constante β , que actualmente es conocida como el parámetro de inercia o flujo No-Darciano.

Es en la década de los años 60 se presentan las primeras referencias al flujo No Darciano en la industria petrolera especialmente en operaciones de fracturamiento hidráulico y en los últimos años se ha incrementado la atención en este fenómeno, y la principal razón es su efecto en la reducción de la productividad de los pozos.

El flujo No-Darciano puede reducir la productividad de los pozos entre 5 y 30 % aun a bajas tasas de flujo y combinado con otros factores, tales como flujo multifásico, los efectos de reducción de producción son aun mayores.

Los efectos de flujo No-Darciano se presentan básicamente en pozos de gas donde la producción se puede presentar a altas tasas de flujo, creándose un efecto de inercia por la fricción entre el fluido fluyendo y el medio poroso.

En yacimientos de gas condensado la productividad de los pozos sufre disminución debido a la combinación del efecto de inercia y el efecto de bloqueo de condensado, creado cuando la presión cae por debajo de la presión de rocío provocando la condensación del líquido disuelto en el gas. Este líquido condensado se acumula en los alrededores del pozo, donde la caída de presión y las tasas de flujo son mayores. A medida que pasa el tiempo y la presión alrededor del pozo continúa disminuyendo provocando una continua acumulación de líquido hasta formar un banco de líquido condensado.

La disminución de productividad de los pozos de gas condensado es causada por la disminución de la permeabilidad efectiva del gas, la cual es afectada o disminuida por la inercia a altas tasas de flujo y por la saturación del líquido en incremento.

El líquido condensado en los poros se mantiene inmóvil hasta tanto no se alcance la saturación crítica al gas, suficiente para darle movilidad. La saturación de condensado en las cercanías del pozo puede alcanzar valores de hasta 50 o 60%. A estas condiciones ambas fases, gas y líquido, pueden fluir hacia los pozos simultáneamente, sin embargo el líquido en esta zona no fluye totalmente lo que provoca una continua pérdida de productividad.

Este esquema del comportamiento de permeabilidades en pozos de gas condensado bajo el cual se tuvo la idea conceptual de que solo era afectada por el fenómeno de inercia, se mantuvo inalterable hasta mediado de la década de los años 90, cuando estudios realizados con núcleos por Danesh y Col, corroborado por Henderson en 1996, que la permeabilidad relativa al gas se incrementa con el incremento de la velocidad de flujo bajo determinadas condiciones en el área cercana alrededor del pozo, donde el flujo esta dominado por las fuerzas viscosas y gravitacionales.

El fenómeno resultado del incremento de la permeabilidad relativa al gas es llamado “efecto de acoplamiento positivo” el cual actúa en competencia con el efecto de inercia creando un complejo comportamiento de flujo en la zona cercana al pozo.

Henderson en pruebas realizados con núcleos estudió el comportamiento de las permeabilidades a diferentes valores de velocidad de flujo y tensión interfacial, pudiendo así comprobar lo propuesto por Danesh, al observar que a bajas tasas de flujo el comportamiento de la permeabilidad relativa al gas era dominado por el efecto de inercia hasta un punto en el cual con el incremento de la velocidad el efecto de acoplamiento positivo dominaba el proceso de flujo, provocando un aumento en las permeabilidades relativas e incremento en la producción de condensado.

Esto ocurre como consecuencia de la disminución de la tensión interfacial a altas velocidades, creando una miscibilización entre los dos fluidos, e incremento en la producción.

A partir de entonces en los últimos años se han realizados muchos trabajos y publicaciones por los mismos investigadores y otros, con el fin de obtener un mejor entendimiento del complejo comportamiento de flujo en pozos de gas condensado.

De todos estos procesos deriva el factor más importante para la ingeniería de yacimientos de gas condensado el cual es establecer la forma más óptima de medición de las permeabilidades relativas de gas y condensado, las cuales poseen un comportamiento dinámico en las cercanías de los pozos en función de la presión y la velocidad de flujo y así evitar medirlas con patrones estáticos como se había hecho, la cual ha llevado a continuos errores en la gerencia de estos yacimientos. Hasta nuestros días se llevan a cabo varios estudios en este sentido.

Whitson propuso una correlación de permeabilidad relativa al gas como una función entre K_{rg} en función de K_{rg}/K_{ro} y número capilar incluyendo en efecto de inercia.

Henderson propuso por su parte una correlación de permeabilidades relativas que interpola entre una curva de la permeabilidad base, medida a bajos valores de número capilar y una curva de permeabilidad miscible.

Con este trabajo se busca utilizar las correlaciones propuestas por Henderson para determinar las tasas de flujos de un pozo de gas condensado, mediante el uso de la ecuación

de tasa de flujo propuesta por Fevang y Whitson en 1995, donde modificaron el termino de pseudopresion de Muskat para pozos de petróleo con empuje de gas en solución, y así poder determinar si esta herramienta puede reproducir el comportamiento de un pozo afectado por las velocidades de las tasas de flujo.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General

Modificar un modelo numérico que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo.

1.2.2 Objetivos Específicos.

Explicar los fenómenos asociados a los efectos no-darcianos

Describir las condiciones de borde asociadas al acoplamiento positivo y efecto de inercia presentes en pozos de gas condensado.

Reproducir el comportamiento de las tasas de flujo de un pozo de gas condensado a partir de un modelo matemático.

Comparar las tasas de flujo obtenidas a través del modelo matemático con las tasas de reales dadas por una prueba de presión.

Estimar los porcentajes de error y condiciones necesarias para la aplicación del modelo matemático propuesto.

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Anteriormente se tenía la concepción de que en un pozo de gas condensado, solo se producía un efecto de daño dado por el fenómeno de inercia, también llamado turbulencia, presentándose a altas tasas de flujo, esto sumado a los daños mecánicos que pueden presentarse en cualquier pozo de hidrocarburo.

En los últimos 15 años se han llevado a cabo pruebas de laboratorio, con diferentes tipos de núcleo, en los que se simuló los procesos de flujo de pozos de gas condensado en condiciones de saturación, con el fin de observar la variación de las tasas de flujo en función de la velocidad y la relación o efectos de la velocidad de flujo y la saturación de condensado retrogrado en la variación de las permeabilidades relativas de gas y del condensado en las cercanías de los pozos.

En las pruebas se observó que los efectos de los efectos de inercia dados por la fricción, incrementa de forma proporcional a la velocidad y a su vez generando una disminución de la permeabilidad relativa al gas hasta el punto en el cual, en presencia de una alta saturación de condensado, se produce el fenómeno denominado acoplamiento positivo, el cual incrementa la producción de condensado en los pozos por el llamado Velocity Stripping.

En 1995 Fevang y C.H. Whitson propusieron un método para determinar las tasas de flujo en pozos de gas condensado tomando en cuenta las propiedades de roca y fluido en función de presión.

Dado que estos métodos no consideran los efectos de inercia y acoplamiento positivo en la variación de las permeabilidades relativas, se reproducirá la ecuación propuesta por Fevang y Whitson incluyendo el efecto de la velocidad de flujo.

Buscando una solución a la misma, en la cual se incluya la variación de las permeabilidades relativas por efecto de inercia y acoplamiento, empleando las correlaciones propuestas por G.D. Henderson.

Esto tiene como propósito, obtener una herramienta mediante la cual se pueda estimar fácilmente las tasas de flujo de pozos de gas condensado, afectados por la velocidad.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

Para el entendimiento del tema tratado se requiere del [conocimiento](#) de algunos aspectos teóricos fundamentales y su relación con los diversos procesos de recuperación en yacimientos de gas condensado, así como los problemas asociados al mismo. En primer lugar, se debe conocer que un yacimiento es esencialmente un medio poroso que consiste en un apilamiento desordenado de partículas de roca (arenisca o caliza) que se encuentran cementadas entre sí, donde en la mayoría de los casos se habla de un medio poroso consolidado.

En la mayoría de los casos el medio poroso contiene ciertos fluidos Gas, Petróleo y agua, ya que los mismos migran a la vez desde la roca madre hasta la roca [almacén](#).

En ciertos casos el medio poroso contiene solamente gas o petróleo, pero durante los procesos de [producción](#) se inyecta agua y por tanto se puede considerar que la situación de la mezcla de agua y (gas o petróleo) es general. Ahora bien, cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en [equilibrio](#) en un medio poroso, se encuentran distribuidos según las [leyes](#) de la hidrostática y de la capilaridad. Dicha repartición depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial, de las saturaciones, de las permeabilidades relativas, entre otras [variables](#).

En lo siguiente se hace una breve [descripción](#) de algunas definiciones importantes para la comprensión del tema a desarrollar:

2.1. YACIMIENTO

Un yacimiento se define como una unidad geológica que puede albergar fluidos como gas o petróleo, e inclusive ambos, con volumen limitado, presentado como un solo sistema hidráulico conectado, con estructuras intergranulares o espacios porosos dados por

diaclasa y fracturas, sellados en sus limites, y estratos permeables dados por arenas, areniscas, calizas y dolomitas.

Bajo las condiciones iniciales del yacimiento, los fluidos pueden encontrarse bien sea en estado (monofasico o bifásicos); en estado monofasico el fluido puede encontrarse como liquido, en este caso el gas se encuentra disuelto en el petróleo, en cambio si se encontrase en fase gaseosa indica la presencia de fluidos vaporizados recuperables en superficie como líquidos, denominándose así como gas condensado.

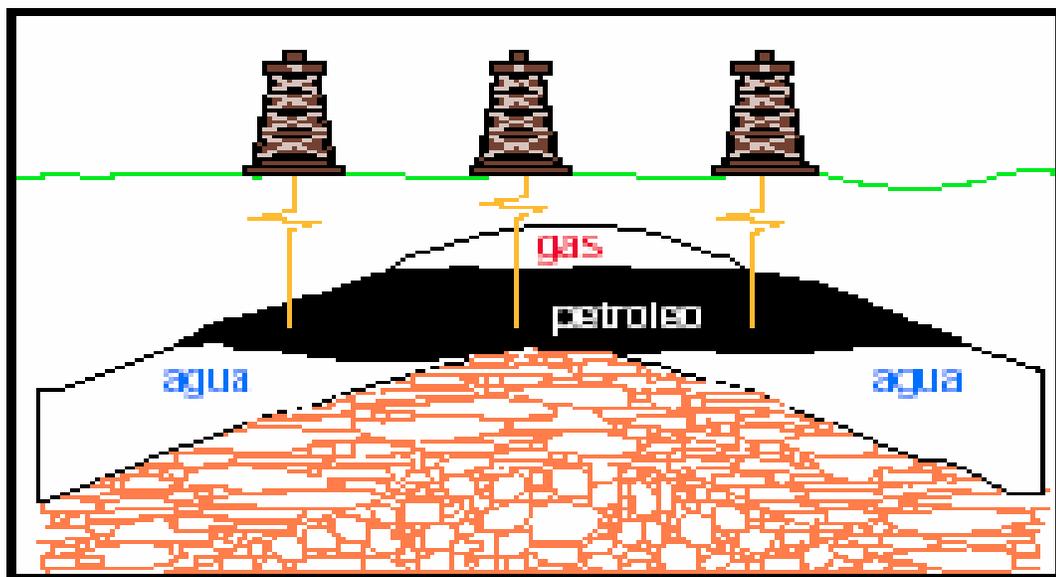
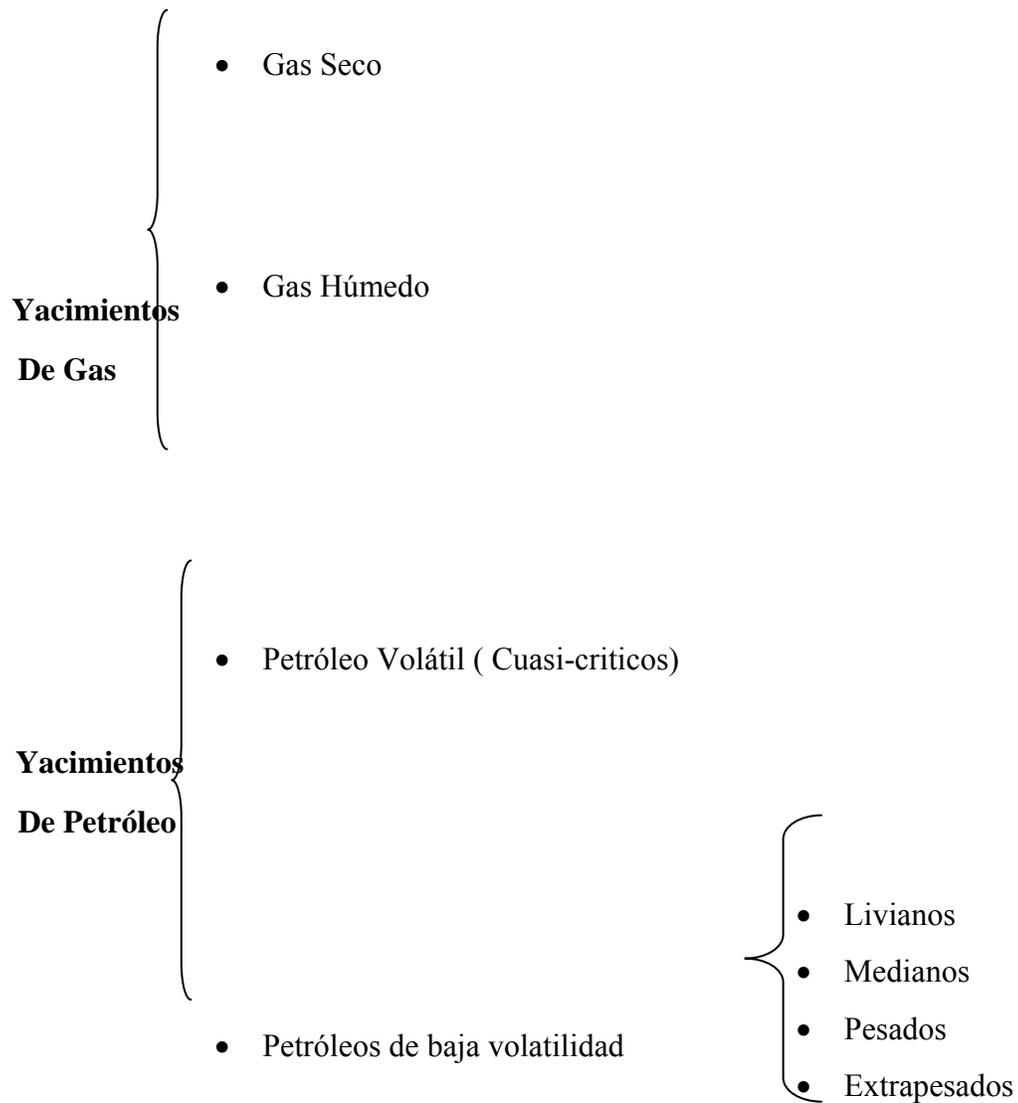


Figura 2.1. Fluidos Contenido en el Yacimiento.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS EN BASE A LOS HIDROCARBUROS QUE CONTIENEN.



Considerando que este estudio estará basado específicamente en problemas asociados a Yacimientos de Gas condensado se procederá a describir más detalladamente sobre el mismo.

2.3 YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO

Los yacimientos pueden ser clasificados dependiendo del punto inicial de la presión y temperatura en el yacimiento, con respecto a dos fases, en una región gas- líquido. Los yacimientos de gas condensados son distinguidos por dos características muy importantes, primero: la fase líquida puede condensar durante el agotamiento de presión (comportamiento retrogrado), y la segunda que este líquido puede revaporizarse por presiones debajo de 1000 lpc.

Entre sus otras características encontramos la composición donde todavía está dominada por el metano, la mezcla de hidrocarburos a las condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa o en el punto de rocío, la temperatura del yacimiento estará entre las temperaturas de rocío y cricondentermica de la mezcla, este tipo de yacimientos presenta condensación retrograda isotérmica en un rango medido de (200° - 400° f), su relación de gas condensado es mayor de 3200 PCN/BN.

En los yacimientos de gas condensados predecir su comportamiento a lo largo del tiempo ha sido difícil, debido a los frecuentes cambios de fases que ocurren en el yacimiento, los ya nombrados anteriormente como lo es la condensación retrograda, y la revaporización dada por presiones debajo de 100 lpc.

2.3.1 Características de un Yacimiento de Gas Condensado

- En la composición de la mezcla de hidrocarburos predomina el contenido de metano (C_1) mayor del 60%.
- La cantidad de hidrocarburos pesados (C_7^+) es menor al 12,5%.
- Inicialmente la mezcla de hidrocarburos se encuentra en la fase gaseosa o en el punto de rocío.
- La temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentermica de la mezcla.
- Frente a temperaturas que oscilan entre los 200 y 400 °F y presiones entre 3000 y 8000 lpc el pozo experimenta condensación retrógrada isotérmica.
- La relación gas condensado varía entre 5.000 – 100.000 PCN/BN.

- Este tipo de yacimiento posee Gravedad °API entre 40 y 60°. El Color del condensado varía entre incoloro – amarillo, tornándose cada vez más oscuro cuanto más rico sea en componentes pesados.

2.3.2 Diagrama de Fase de un Yacimiento de gas Condensado

Un diagrama de fase típico de gas condensado se señala en la figura 2.2, en la cual las condiciones de yacimiento se indican con la línea 1-3. Cuando el yacimiento se encuentra en el punto 1 una sola fase existe en el mismo. A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, la condensación retrógrada tiene lugar en el yacimiento, es decir, el gas retrógrado exhibe punto de rocío. Cuando la presión alcanza el punto 2 en la curva de punto de rocío, el líquido comienza a formarse. A medida que la presión del yacimiento disminuye del punto 2 a 3 la cantidad de líquido se incrementa en el yacimiento, los componentes más pesados se comienzan a condensar en el yacimiento, ya que las fuerzas de atracción entre las moléculas livianas y pesadas disminuyen lo que provoca su separación, cuando esto ocurre la atracción entre las moléculas de los componentes pesados se hace más efectiva produciéndose su condensación.

La máxima cantidad de líquido ocurre en el punto 3. La posterior reducción de presión originará que el líquido se revaporice, pero el condensado retrógrado no se revaporiza totalmente aunque se tengan bajas presiones de agotamiento. Esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y poco de hidrocarburos más pesados que el petróleo volátil. A medida que el yacimiento es producido, la relación gas-petróleo de producción tiende a aumentar debido a la pérdida de algunos componentes pesados líquidos formados en el yacimiento. En su camino hacia el tanque de almacenamiento, el gas condensado sufre una fuerte reducción de presión y temperatura y penetra rápidamente en la región de dos fases para llegar a la superficie con las características anteriormente descritas.

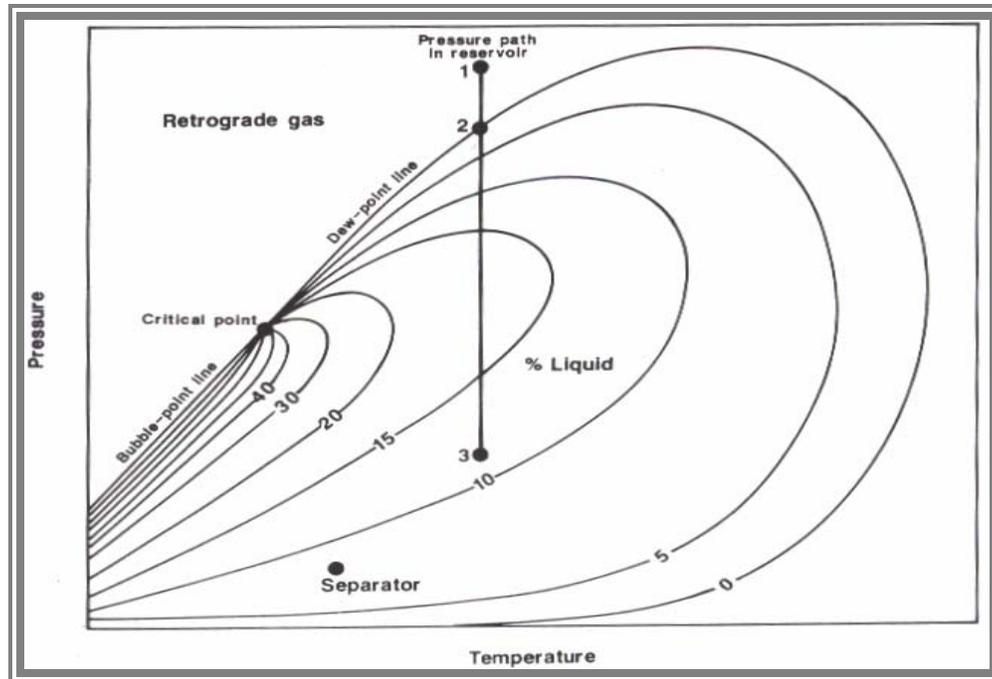


Figura 2.2 Diagrama de fase de un Yacimiento de Gas Condensado

2.3.3 Clasificación de los yacimientos de Gas Condensado de acuerdo a su comportamiento físico.

2.3.3.1 Subsaturados

Son aquellos yacimientos cuya presión inicial es mayor que la presión de rocío. La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con deficiencia de líquido en solución, durante el agotamiento de presión, la composición del gas condensado permanece constante hasta alcanzar la presión de saturación o (rocío), de igual forma la relación de gas condensado en superficie.

2.3.3.2 Saturados

Para este caso la presión inicial de yacimiento es igual a la presión de rocío ($p_i = p_r$). La mezcla se encuentra inicialmente en fase gaseosa con una pequeña cantidad infinitesimal de líquido, hasta un punto de presión mínimo por debajo de la presión de rocío

comenzara la formación de líquido el cual es denominado condensado retrogrado. En ningún caso se debe tener una $P_i < P_{roc}$ ya que esto nos indicaría que la prueba PVT no es representativa de la zona de gas condensado.

2.3.3.3 Yacimiento de gas condensado con condensación retrograda en el yacimiento

Estos yacimientos se caracterizan por la formación de condensado retrogrado en el yacimiento al caer la presión por debajo de la presión de rocío retrogrado. Debido a que los primeros componentes que condensan son los menos volátiles (mas pesados), el rendimiento de líquido de la mezcla de hidrocarburos producida disminuye con tiempo (a medida que la presión del yacimiento cae por debajo de la presión de rocío).

2.3.3.4 Yacimiento de gas condensado sin condensación retrograda en el yacimiento

La presión de estos yacimiento se mantiene igual o superior a la presión de rocío retrograda, no ocurre condensación retrograda en el yacimiento. La composición de la mezcla de hidrocarburos producida no varía y el rendimiento de líquido en superficie permanece aproximadamente constante, presentando un comportamiento muy similar al de yacimiento de gas húmedo.

2.4. PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE GAS CONDENSADO:

Dadas las características especiales de los yacimientos de gas condensados en comparación con los de petróleo negro, estos yacimientos presentan ciertos problemas adicionales al proceso de explotación.

2.4.1 Acumulación de líquidos en los pozos

La presencia de líquidos en los pozos de gas afecta negativamente las características de flujo de estos pozos. La presencia de estos líquidos proviene de la condensación de hidrocarburos (condensado) o de agua producida en conjunto 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 la suficiente energía de transporte para levantar los líquidos estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación lo cual afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos, lo cual en pozos de baja presión de fondo los líquidos pueden matar al pozo.

Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujo elevadas que impiden la acumulación de estos líquidos en el fondo, pero la medida que la presión de fondo disminuye aumenta la producción de líquido, lo cual hace necesario ayudarlo de manera artificial.

2.4.2 Acumulación de líquidos en la formación

Unas de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrogrado, cuando la presión de la mezcla de hidrocarburo cae por debajo de la presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de presión presente en el yacimiento inicialmente.

Las acumulaciones de condensado pueden ocurrir en:

2.4.2.1 En la zona cercana al pozo de producción

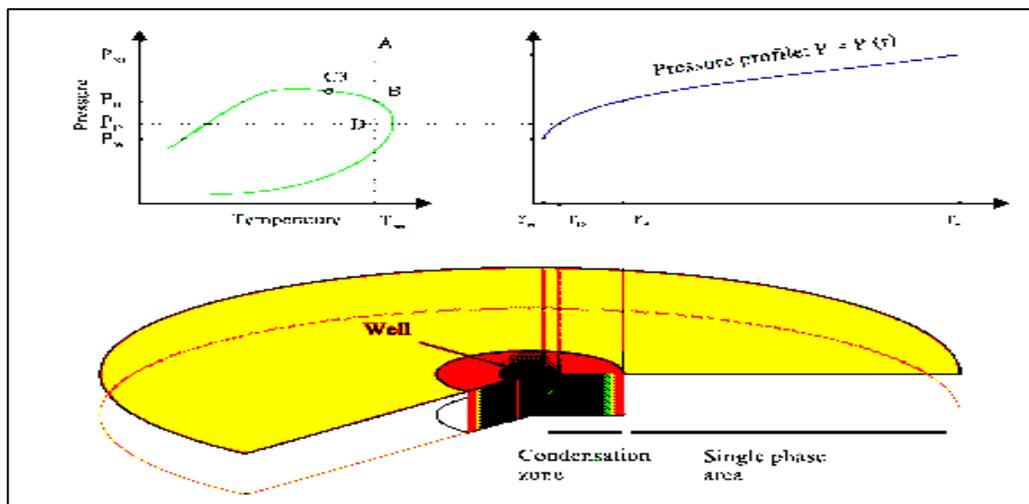
Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío.

Como se puede resaltar la experiencia de campo ha demostrado que ocurre pérdida de productividad en los pozos cuando se tiene una $P_{wf} < P_{roc}$ debido a la condensación retrograda en la cara de la arena y fondo del pozo.

Un banco o anillo de condensado retrogrado crece alrededor de un pozo de gas condensado cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío, el crecimiento de este banco o anillo de condensado es debido a la declinación de la presión generando así una disminución de la productividad del pozo y por ende una pérdida de componentes pesado en la superficie. Este comportamiento es particularmente rápido en yacimientos de gas condensados ricos, donde poseen un cercano punto de rocío y baja permeabilidad. La reducción de la productividad es severa cuando el factor de transmisibilidad ($K \cdot H < 1000 \text{ md-pie}$), y es leve cuando el mismo factor ($K \cdot H > 1000 \text{ md-pie}$), como también el anillo de condensado reduce la permeabilidad relativa al gas (K_{rg}).

2.5 DESARROLLO DE UN ANILLO DE CONDENSADO

Este se desarrolla por efecto de la disminución de presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío, formándose alrededor del pozo un anillo de condensado que bloquea parcialmente el flujo de gas hacia el mismo.



F

Figura 2.3 Formación de anillo de condensado.

lo de condensado.

2.6 DESCRIPCIÓN DE LAS REGIONES QUE SE FORMAN ALREDEDOR DE UN POZO DE GAS CONDENSADO CUANDO $PWF < PR$

Diversos autores como (FEVANG, WHITSON, HINCHAM Y BARREE), han dividido la zona cercana al pozo en tres regiones para estudiar el fenómeno.

Región 1: Esta es la región alejada del pozo (dentro del yacimiento) donde solo ocurre flujo de gas condensado bajo condiciones de ($P_{yi} > P_{roc}$, $S_c = 0$ y $S_g + S_{wi} = 1$). Esta región será siempre y solamente existe en yacimientos de gas condensados, frecuentemente en estado subsaturado, el flujo de gas en una sola fase es usado para cuantificar la contribución de la región (1) a la productividad del pozo, la composición es constante e igual a la del gas original en el yacimiento.

Región 2: Esta región se define como el origen de la acumulación neta de condensado, donde efectivamente solo fluye gas a causa de que la movilidad del líquido es cero, (o muy pequeña). En esta zona intermedia empieza a ocurrir condensación retrograda dado por una ($P < P_{roc}$). La acumulación de condensado retrogrado genera un aumento de la saturación de condensado sin alcanzar la saturación crítica ($S_c < S_{cc}$), la saturación de condensado alcanzada es igual a la obtenida en una prueba de laboratorio.

Región 3: Esta es la zona interior cercana al pozo donde fluyen ambas fases (gas y condensado) simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones, ($S_c > S_{cc}$ y $S_c + S_g + S_{wi} = 1$), en esta región la S_c se estabiliza y el condensado retrogrado que se forma al fluir el gas condensado retrogrado por la zona cercana al pozo a ($P < P_{wf}$) empuja 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 en sitio. Sin embargo la permeabilidad relativa del gas es menor que la original debido a que la $S_c > 0$.

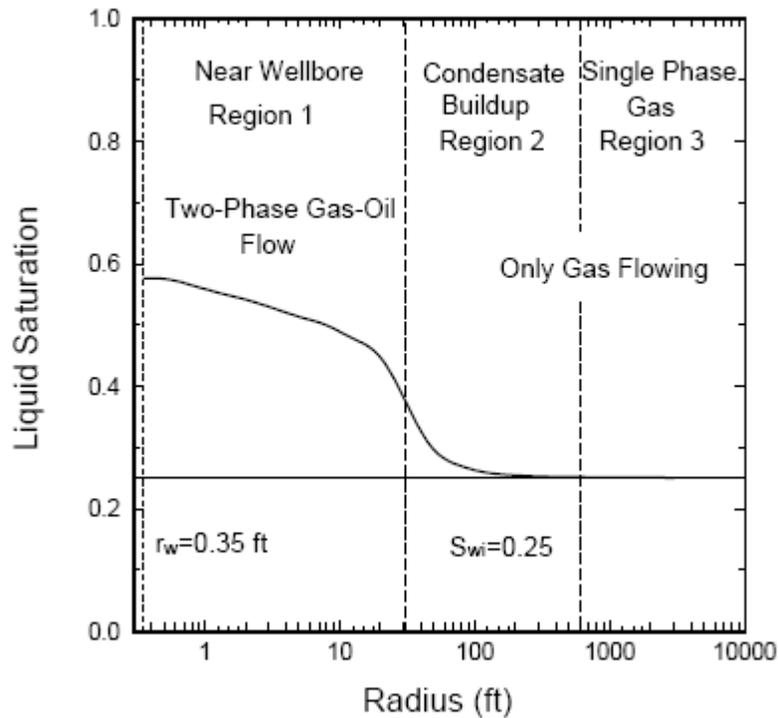


Figura 2.4 Ilustración de las regiones que se forman en el Yacimiento.

2.7 PRESIONES PRESENTES EN EL YACIMIENTO.

2.7.1 Presión de Yacimiento

Es la presión inicial que ejercen los fluidos sobre el medio poroso, en un yacimiento el cual no se encuentra produciendo.

2.7.2 Presión Estática

Es aquella presión la cual se encuentra en equilibrio (estabilizada) entre la cara de la arena en un pozo cerrado y el yacimiento, traduciendo esto en la presión que genera la energía necesaria para producir la migración del fluido al pozo.

2.7.3 Presión Promedio

Esta presión es definida como la presión que debería alcanzarse si los pozos estuviesen cerrados por un tiempo indefinido, la cual es utilizada para caracterizar el comportamiento del yacimiento y predecir su comportamiento futuro, ya que la misma es un parámetro fundamental para entender la conducta de los mismos en la aplicación de algunos de los tipos de recobros primarios, secundarios, y proyectos de mantenimientos de presión.

2.7.4 Presión de Fondo Fluyente

Es la presión que proporciona la energía necesaria para levantar la columna de fluido del fondo del pozo hacia la superficie, cuya presión es calculada en el fondo del pozo cuando el mismo se encuentra en producción, la cual debe ser menor a la presión de yacimiento para así crear el diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento.

2.7.5 Presión de Burbuja

Es la presión en la cual se encuentran en estado de equilibrio el petróleo y gas, donde el petróleo prácticamente ocupa todo el sistema, excepto en una cantidad infinitesimal de gas.

2.7.6 Presión de Rocío

Es la presión en la cual se encuentran en estado de equilibrio el petróleo y el gas, donde el gas prácticamente ocupa todo el sistema, excepto por una cantidad infinitesimal de petróleo (líquido).

2.7.8 Presión de Cabezal

Es la presión en la superficie medida mediante un manómetro. Entre esta presión y la de fondo fluyente debe existir un diferencial que permita el ascenso del fluido hasta la superficie.

2.7.9 Presión Capilar

Es la diferencia de presión a través de las interfaces, o también como las fuerzas retentivas, que impiden el vaciamiento total del yacimiento. Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (Gas, Petróleo y Agua) que coexisten en dicho medio, los datos de presión capilar proveen de información muy útil sobre el radio de gargantas de poro efectiva, permeabilidad y al ser convertido a condiciones de superficie, también proveen un estimado de la elevación de la columna de hidrocarburos necesaria para producir una saturación de agua determinada en un tipo de roca.

2.8 PROPIEDADES DEL GAS CONDENSADO.

2.8.1 Factor Volumétrico del Gas “Bgc”

Es un factor que representa el volumen de gas libre, a presión y temperatura del yacimiento por unidad volumétrica de gas libre a condiciones normales.

2.8.2 Viscosidad del Gas “ μ_g ”

La viscosidad de un fluido es una medida de la resistencia interna que ofrecen sus moléculas a fluir. En general, la viscosidad de un gas es mucho menor que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Todos los gases o condensados tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de la viscosidad de Newton.

2.8.2.1 Factores que afectan la Viscosidad de un Gas

A bajas presiones (<1000 – 1500), a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad de un gas debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran número de choques intermoleculares.

A elevadas presiones (>1000 – 1500), a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad de un gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como un líquido.

A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.

A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes por tanto su viscosidad será mayor.

2.8.3 Densidad del gas condensado “ ρ_{gc} ”

En un determinado volumen las moléculas de gas ocupan cierto espacio. Si aumenta el volumen la cantidad de moléculas (al tener mayor espacio) se distribuirán de manera que encontremos menor cantidad en el mismo volumen anterior. Podemos medir la cantidad de materia, ese número de moléculas, mediante una magnitud denominada masa. La cantidad de moléculas, la masa, no varía al aumentar o disminuir (como en este caso) el volumen, lo que cambia es la relación masa – volumen. Esa relación se denomina densidad. La densidad es inversamente proporcional al volumen (al aumentar al doble el volumen, manteniendo constante la masa, la densidad disminuye a la mitad) pero directamente proporcional a la masa (si aumentamos al doble la masa, en un mismo volumen, aumenta al doble la densidad).

$$\rho_g = \frac{m}{v} \quad \text{Ec. 2.1}$$

2.9 PROBLEMAS ASOCIADOS A LA FORMACIÓN.

2.9.1 Daño de Formación

Se define como una caída de presión debido a cualquier restricción al flujo en el medio poroso causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo.

El daño puede ser clasificado de acuerdo a su origen en:

2.9.1.1 Daños de Eflujo

Son causados por el desplazamiento de fluidos desde el hoyo hacia la formación. Estos daños son considerados como las restricciones, ya que pueden ejercer control sobre ellos, por ser productos de acciones implementadas durante la perforación, completación o reacondicionamiento del pozo, los daños más comunes son:

- Taponamiento.
- Arcilla Hidratada.
- Cambio de Humectabilidad.
- Derrumbes.
- Formación de Emulsiones.
- Bloque por agua.
- Estimulación.

2.9.1.2 Daños de Influjos

Son causados por el movimiento de fluidos desde la formación hacia el hoyo. En estos casos es casi imposible ejercer control sobre estos daños y es muy probable que al tratar de controlar algunos de ellos se ocasionen alguna reducción en la tasa de producción. Los daños más comunes son los siguientes:

- Migración de Finos.
- Precipitación de asfaltenos y parafinas.
- Cambios de permeabilidades relativas.

2.9.1.3 Pseudo-Daño.

Se denomina pseudo-daño a la restricción de flujo sin reducir el diámetro de los poros o la permeabilidad. En el pseudo-daño, la terminación y la técnica de operación están relacionadas con el yacimiento, los objetivos de la producción y las condiciones geológicas.

2.9.2 Porosidad “ \emptyset ”

Propiedad de una roca o suelo para alojar fluidos, expresada cuantitativa y porcentualmente mediante la relación de volumen de sus intersticios. No obstante la presencia de la deseada porosidad y permeabilidad efectiva en una roca, en ella no existe relación matemática definida en sus características. En términos porcentuales, la porosidad máxima de una roca de granos esféricos perfectos es 47,64%. En la práctica, la porosidad de los yacimientos petrolíferos acusa volumétricamente entre 10 y 25%.

2.9.3 Permeabilidad

Es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se dice que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. Estas se clasifican en:

2.9.3.1 Permeabilidad Absoluta “ k ”

Es la permeabilidad de la roca cuando a través de ella solo fluye una fase que la satura 100%.

2.9.3.2 Permeabilidad Efectiva “ K_g ”

Es aquella que corresponde a una determinada fase cuando fluyen en el medio poroso dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor es menor que la permeabilidad absoluta.

Varios investigadores han demostrado que la permeabilidad efectiva al gas condensado en la zona cercana al pozo no es solo función de la saturación si no también de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y de la resistencia inercial (β), el condensado retrogrado se caracteriza por baja tensión interfacial así que el flujo de gas condensado en presencia de una fase líquida, no se puede modelar con curvas de permeabilidades relativas conocidas correspondientes a alta tensión interfacial.

Los investigadores Whitson y fevang afirman que múltiples fenómenos de imbibición y drenaje ocurren durante el proceso de agotamientos de presión de un yacimiento de gas condensado. El flujo de gas condensado en la región 3 se caracteriza por aumentos y disminuciones de la S_c a través de ciclos de imbibición y drenaje lo cual genera el fenómeno de histéresis. En la región 2 solo ocurre el proceso de imbibición durante la formación del condensado retrogrado.

Los investigadores Raghavan y Jones concluyeron que el comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado durante el agotamiento de presión es afectado por el proceso de drenaje solo sobre un pequeño volumen del yacimiento (cerca del pozo) y el tiempo durante el cual esto ocurre es relativamente corto, el flujo es gobernado por el proceso de imbibición en casi toda la vida de producción.

2.9.3.3 Permeabilidad Relativa

Este es un concepto usado para relacionar la permeabilidad absoluta (100% saturado de fluido) de un sistema poroso con la permeabilidad efectiva de una fase de un fluido en particular en el sistema cuando ese fluido solo ocupa una fracción del volumen poroso total. Es una de las variables fundamentales en la simulación de yacimientos se utiliza para predecir la tasa de producción de un yacimiento.

La permeabilidad relativa ha sido relacionada convencionalmente con la saturación en vista de que se ha observado que la permeabilidad efectiva decrece con la disminución en la saturación de las fases. En sistemas de dos fases esta relación es expresada como funciones de saturaciones.

2.9.4 Histéresis

Cuando la interfase fluido-fluido esta avanzando o retrocediendo sobre una superficie se produce el fenómeno de histéresis y es un termino aplicado a la diferencia en las propiedades multifásicas de las rocas que dependen de la dirección de cambio de saturación.

El efecto de la historia de la saturación (histéresis) afecta la curva de permeabilidad relativa. Si el medio poroso es inicialmente saturado con la fase mojante y se obtienen datos

de la permeabilidad relativa disminuyendo la saturación de la fase mojante por desplazamiento de la fase no mojante, el proceso es clasificado como drenaje o desaturación (ejemplo, desplazamiento de agua por petróleo y de petróleo por gas). Si los datos de la permeabilidad relativa son obtenidos aumentando la saturación de la fase mojante el proceso se llama imbibición o restauración, (ejemplo, de petróleo por agua o gas por petróleo). Cuando ocurren estos dos procesos, se produce el fenómeno de la histéresis sobre la curva de permeabilidades relativas.

2.9.5 Saturación de los Fluidos

Se denomina saturación a la fracción al espacio poroso ocupado por determinado fluido. Mientras mayor sea la saturación de la roca mojada por un fluido en particular, mayor será la eficiencia de recobro de ese fluido, la misma se denota como S_i donde la i se sustituye por g cuando el fluido es gas; o cuando es petróleo y por W cuando es agua.

2.9.5.1 Saturación Crítica de condensado

Datos obtenidos de flujo bifásicos a través de muestras de areniscas fueron usados para desarrollar valores de saturación crítica de condensado.

2.10 FENÓMENOS ASOCIADOS AL FLUJO NO-DARCIANO.

El flujo No-Darciano se presenta en los pozos como consecuencia del flujo caótico a altas velocidades, este se presenta en pozos de gas y en pozos con flujo multifásico gas-liquido. A altas tasas de flujo se produce un efecto de fricción entre el gas que fluye y el medio poroso, creando un efecto de inercia en sentido contrario al flujo que actúa disminuyendo la permeabilidad relativa del gas y la consecuente disminución de productividad del pozo. Este fenómeno fue estudiado primeramente por Forchheimer al observar la desviación en la Ley de Darcy a altas velocidades.

En pozos de gas condensado se produce otro fenómeno como función de las altas velocidades flujo, el fenómeno llamado efecto de acoplamiento positivo, se presenta en presencia de altas saturaciones de condensado en los alrededores del pozo donde las

velocidades de flujo son mayores. El acoplamiento positivo actúa en competencia al efecto de inercia, provocando un incremento en la permeabilidad relativa del gas y la producción de gas y condensado, ya que a altas velocidades se produce una disminución en la tensión interfacial entre el condensado y el gas creando una miscibilidad entre los dos fluidos, permitiendo que ambos fluyan hacia los pozos.

En todo este proceso la inercia depende del número de Reynolds el cual es proporcional a la densidad del gas, la velocidad de flujo, la permeabilidad y el factor de fricción e inversamente proporcional a la viscosidad, mientras que el fenómeno de acoplamiento positivo es función de la relación entre las fuerzas viscosas y las capilares. El dominio de un efecto sobre otro depende de la variación de estas variables mencionadas.

A continuación describimos estos efectos:

2.10.1 Despojamiento Capilar (Velocity Stripping)

Este fenómeno fue observado experimentalmente esta asociado a incrementos de la Permeabilidad Relativa al Gas y a la Tasa de producción inducidas por las altas velocidades en las zonas cercanas al pozo y la baja tensión interfacial gas-condensado ($\sigma = 0.05$ dinas/cm), que incrementan el número capilar desde valores que van de $10e-6$ a $10e-3$ y disminuyen la saturación de condensado.

2.10.2 Resistencia Inercial

Cuando ocurre flujo turbulento de gas en las cercanías de pozo debido a las altas velocidades del mismo, se genera una resistencia inercial adicional debido a 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 a ley de Darcy de flujo laminar y es necesario usar la ecuación de Forchheimer la cual se puede escribir en la forma siguiente para flujo de gas en presencia de condensado retrogrado.

$$\frac{Dp}{Dr} = \frac{\mu^* v}{K} + \beta^* \rho^* V^2 \quad \text{Ec. 2.2}$$

2.10.3 Efecto Capilar

Es el efecto de las fuerzas capilares sobre la distribución de saturaciones en el extremo de salida de un medio poroso cuando existe un flujo multifásico. Debido a este efecto, se concentra excesiva cantidad de fluido humectante en el extremo de salida y reduce la permeabilidad al fluido no humectante.

2.10.4 Numero Capilar “Nc”

Es la relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares, dada por la siguiente expresión:

$$Nc = \frac{k^* \Delta p}{\sigma^* L} = \frac{V^* \mu}{\sigma} \quad \text{Ec. 2.3}$$

2.10.5 Tensión Interfacial

Es la fuerza por unidad de longitud que existe en la interface entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial actúa para mantener el área interfacial a un mínimo. Comúnmente es medida en dinas o milidinas por centímetro.

2.10.6 Numero de Reynolds “Re”

Es número adimensional que se utiliza en la mecánica de fluidos para estudiar el movimiento de un fluido en el interior de una tubería, o alrededor de un obstáculo sólido.

2.11 REGÍMENES DE FLUJO EN EL YACIMIENTO

2.11.1 Regímenes de Flujo de acuerdo a la Geometría del Yacimiento

Aunque las trayectorias reales de las líneas de flujo dentro de un medio poroso son irregulares, las trayectorias generales o promedio pueden ser representadas a través de líneas rectas o curvas con tendencia definida.

2.11.1.1 Régimen de Flujo Radial

Ocurre cuando el fluido avanza radialmente hacia el pozo y las líneas de flujo son rectas, tanto areal como verticalmente. Esta geometría de flujo se presenta como una línea recta en un gráfico de presión contra logaritmo del tiempo (P vs. $\text{Log}(t)$) o como una recta de pendiente cero en un gráfico que muestra la derivada de presión contra el tiempo.

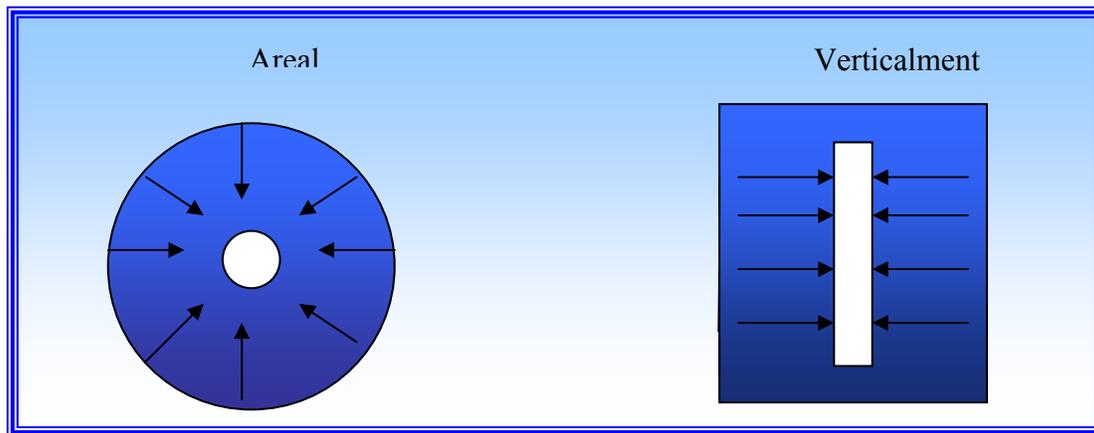


Figura 2.6 Geometría de Flujo Radial (Régimen de Flujo Radial).

2.11.1.2 Régimen de Flujo Lineal

En esta geometría, las líneas de flujo son paralelas tanto areal como verticalmente y la sección transversal expuesta al flujo es constante. Este régimen de flujo es asociado generalmente a pozos o yacimientos fracturados o a configuraciones de límites del tipo no-flujo, como fallas paralelas o en forma de U. Este régimen de flujo se reconoce como una línea recta de pendiente $\frac{1}{2}$ en un gráfico $\text{Log}(P)$ vs. $\text{Log}(t)$ y se presenta a tiempos tempranos en pozos con fracturas de conductividad infinita, cuando el flujo es uniforme.

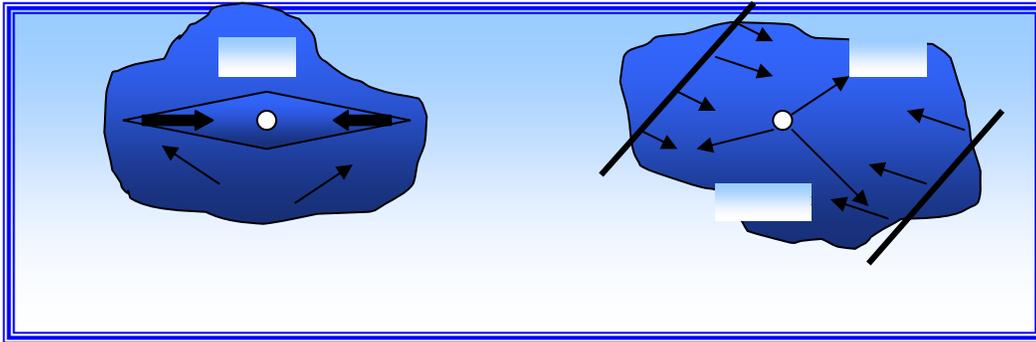


Figura 2.7 Flujo Lineal: (A) Lineal temprano en fracturas de conductividad infinita.
(B) Lineal tardío en yacimientos limitados por fallas paralelas.

2.11.1.3 Régimen de Flujo Bilineal

Este régimen de flujo se desarrolla normalmente en fracturas de conductividad finita, cuando el fluido fluye linealmente dentro de la fractura. Se presenta como una pendiente de $\frac{1}{4}$ en una gráfica Log-Log de los puntos de presión.

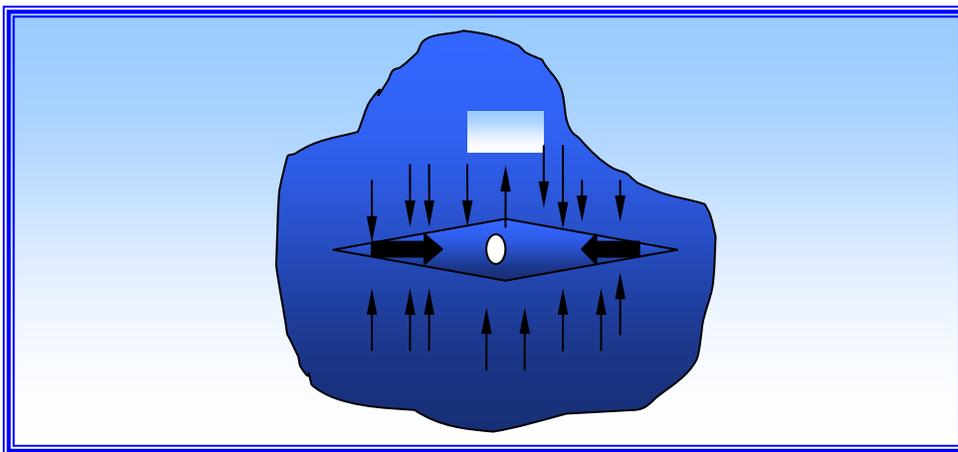


Figura 2.8 Flujo Bilineal en Yacimientos Fracturados.

2.11.1.4 Régimen de Flujo Elíptico

En un pozo fracturado, el flujo elíptico se presenta como una transición entre el régimen de flujo lineal y el régimen de flujo radial tardío.

2.11.1.5 Régimen de Flujo Esférico

En este régimen, las líneas de flujo son rectas en zonas alejadas del pozo y en las cercanías del mismo convergen en tres dimensiones hacia un centro común. Se presenta generalmente en los extremos de las perforaciones hechas a un revestidor o en situaciones donde existe entrada limitada del fluido hacia el pozo, es decir, completación o penetración parcial.

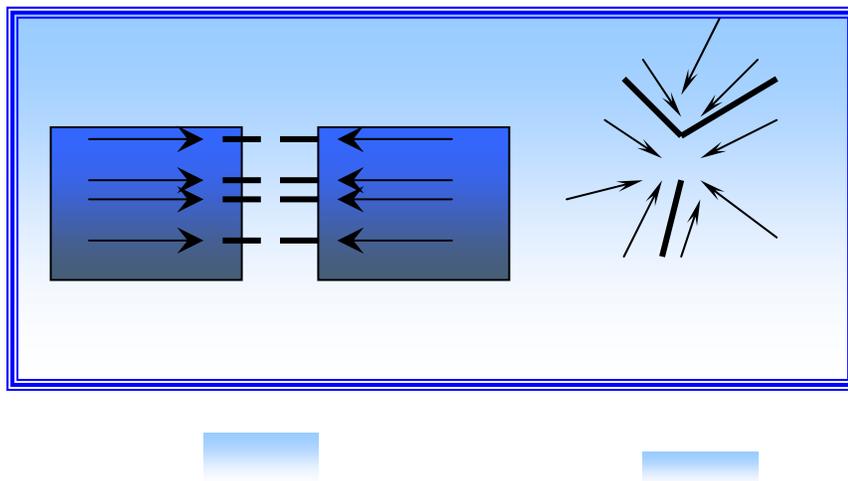


Figura 2.9 Flujo Esférico (A) en un pozo completado parcialmente; (B) al extremo de una perforación.

2.11.2 Regímenes de Flujo De Acuerdo al Estado del Yacimiento

Se refiere a la tasa con que el flujo se aproxima a una condición de estado continuo después de una perturbación, entre ellos se tienen¹:

2.11.2.1 Régimen de Flujo Continuo (Transitorio)

El régimen de flujo continuo se refiere a la condición de flujo en un sistema, donde la presión, velocidad y densidad de las fases son constantes con tiempo en cada sección transversal a la dirección de flujo. Por lo tanto, en cada sección considerada, el cambio de presión, velocidad y densidad de las fases con tiempo es cero. Las propiedades pueden cambiar de sección a sección, pero son constantes en cada una. Este tipo de régimen se manifiesta en yacimientos con flujo de acción infinita y el diferencial de presión se mide por la presión inicial del yacimiento menos la presión de fondo fluyente.

2.11.2.2 Régimen de Flujo Semicontinuo (Estado Estable)

La definición del régimen de flujo semicontinuo implica condiciones de declinación de presión en forma constante y uniforme. Estas se manifiestan en yacimientos limitados en flujos a través del límite exterior una vez que las condiciones de flujo transitorio han cesado y el diferencial de presión se mide por la presión constante desarrollada fuera del límite del yacimiento menos la presión de fondo fluyente. Esto ocurre para tiempos grandes cuando la perturbación de presión se ha movido en el área de drenaje y ha alcanzado los límites del yacimiento.

2.11.2.3 Régimen de Flujo Variable (Estado Semiestable)

Es lo contrario del régimen de flujo continuo, es decir, en una sección transversal a la dirección de flujo cualesquiera, la presión, velocidad y densidad de las fases cambia con el tiempo. Este tipo de régimen se manifiesta en yacimientos finitos sin flujo en el límite exterior y el diferencial de presión se mide por la presión promedio del yacimiento menos la presión de fondo fluyente.

2.12 PRUEBAS DE PRESIÓN

Con el objeto primordial de definir las propiedades y capacidades de producción de los yacimientos a diferentes condiciones, los pozos de hidrocarburos son sometidos a distintas clases de pruebas. Las pruebas de presión se pueden definir como técnicas de evaluación de formaciones que consisten en medir las respuestas de la formación a un cambio de las condiciones de producción y/o inyección en función del tiempo, dependiendo de las características propias. La medición se realiza a través de un equipo especial, el cual posee un sensor que es colocado lo mas cercano posible a la cara de la arena, para medir la variación con el tiempo.

2.12.1 Usos y Aplicaciones de las Pruebas de Presión

A partir de una prueba de presión se obtiene información substancial, la cual sirve como fundamento para clarificar y definir las prerrogativas que se tomaran durante la vida productiva del pozo y del yacimiento. Entre los parámetros que se obtienen a partir de una adecuada prueba de presión, se tiene:

Presión Promedio del Yacimiento.

Transmisibilidad de la formación.

Factor de daño total en la formación.

Evaluación de estimulaciones por fracturamiento hidráulico.

Área de drenaje, volumen poroso.

Modelo geométrico del área de drenaje.

Presencia de flujos No-Darcianos.

2.12.2 Tipos de Pruebas de Presión

Existen diferentes pruebas de presión, cuya aplicación depende de las condiciones del pozo y de los objetivos perseguidos por la misma. A continuación se definen algunos tipos de pruebas de presión.

2.12.2.1 Prueba Multitasa

La prueba multitasa consiste en poner a producir a diferentes tasa un pozo, inicialmente comienza la prueba con un flujo de limpieza, seguidamente se realiza un primer cierre procurando alcanzar la estabilización del flujo, posteriormente se realizan varios flujos precedidos de periodos de cierre que alcanzan la presión de estabilización. Otra forma de realizar la prueba multitasa es produciendo con diferentes reductores sin ocasionar los periodos de cierre ante mencionados, con excepción del primer cierre, este tipo de prueba también es conocida como la prueba flujo tras flujo. Los periodos de flujo se realizan con diferentes reductores que provocan cambio de la tasa, estos cambios pueden ser de mayor a menor tasa o viceversa. El objetivo de esta prueba es poder determinar la permeabilidad, el efecto de daño, la presión de yacimiento y la capacidad de flujo del pozo.

2.12.2.2 Restauración de Presión

Esta prueba consiste en poner inicialmente al pozo a producir a una tasa constante durante un cierto tiempo con la finalidad de provocar la limpieza del pozo, luego el pozo es cerrado para permitir la restauración de presión y se procede a tomar medidas de la presión de fondo en función del tiempo. Con estos datos se pueden obtener estimados de las siguientes propiedades: transmisibilidad del yacimiento, permeabilidad, eficiencia de flujo, daño o estimulación, efecto de almacenamiento del pozo, volumen de drenaje y área de drenaje. Así como también permite de alguna manera precisar la extensión del limite, existencia de fractura y la presión promedio del yacimiento.

2.12.2.3 Prueba de Declinación de Presión

La intención de la prueba de declinación es determinar las siguientes características del pozo y el yacimiento: Permeabilidad efectiva, capacidad de la formación, transmisibilidad del yacimiento, eficiencia de flujo, volumen de drenaje y área de drenaje, daño o estimulación, efecto de almacenamiento del pozo y geometría del yacimiento, inicialmente el pozo esta cerrado y la presión es igualada en todo el yacimiento después de un cierto tiempo el pozo se pone a producción a una tasa de flujo constante y se miden las presiones en el pozo.

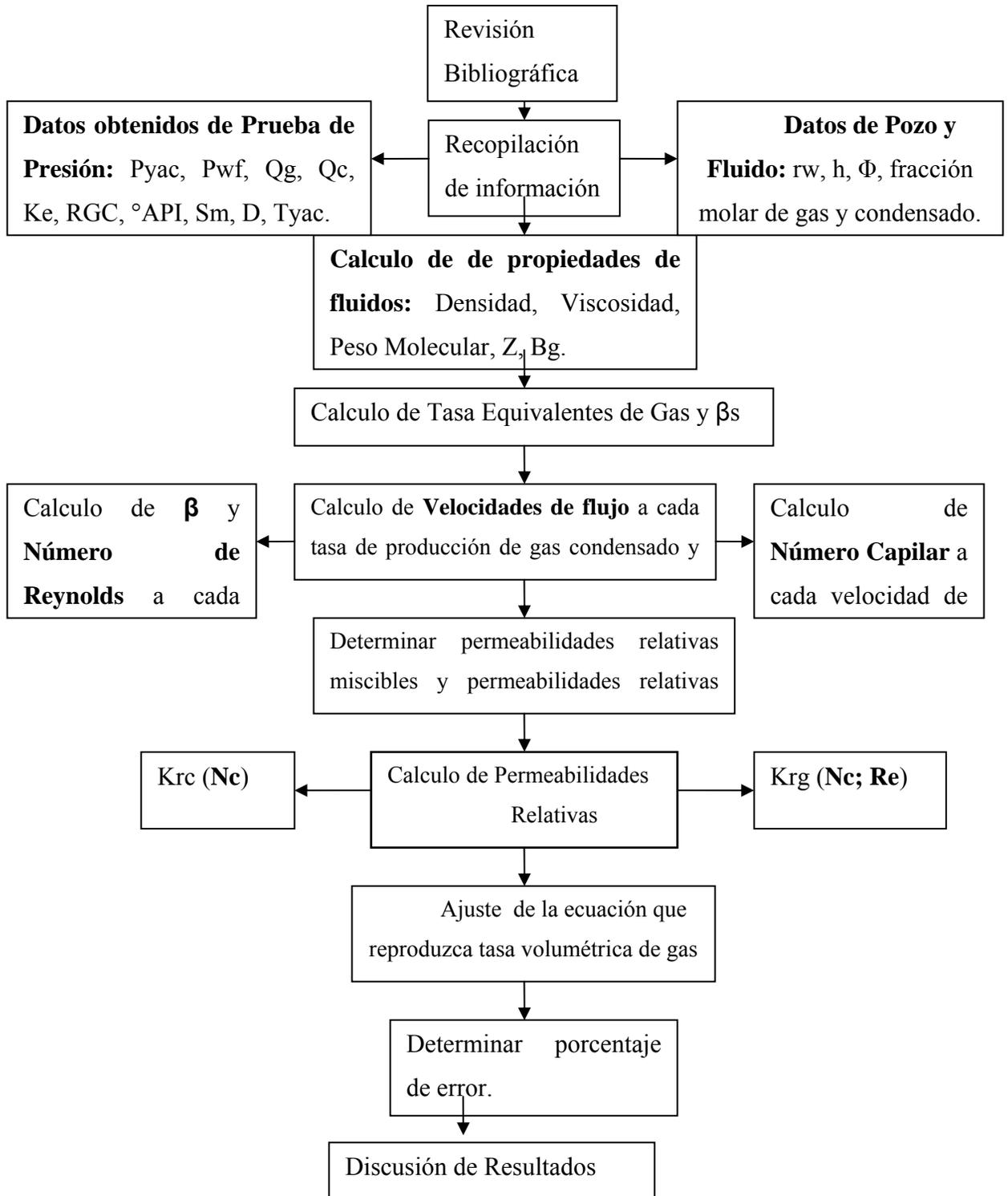
2.13 EFECTO DE BORDE

En un medio poroso donde fluyen dos o más fluidos inmiscibles existe una discontinuidad en las fuerzas capilares presentes en el medio que retienen a la fase mojante a lo largo del medio poroso. Este fenómeno recibe el nombre de efecto de borde, el hecho de que exista un gradiente de saturación en el sistema, hace que la permeabilidad relativa también varíe a lo largo del mismo, la metodología más sencilla para evitar el efecto de borde consiste en tomar las mediciones suficientemente lejos de la salida para asegurar que el gradiente de saturación en esa área sea insignificante.

Otra forma de evitar el efecto de borde es mantener una distribución de la saturación uniforme a lo largo del medio poroso controlando la presión capilar en la entrada y la salida del mismo.

CAPITULO III

METODOLOGIA



3.1 Esquema para el desarrollo del proyecto.

3.1.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Para realizar un trabajo de investigación se tiene que partir de una metodología, en la cual se sigue una secuencia de pasos para obtener resultados satisfactorios. La primera fase de este estudio comenzó con una revisión bibliográfica, la cual es indispensable para llevar a cabo este estudio, para ello fue necesario recopilar la máxima información que sirviera para la comprensión y entendimiento del tema planteado. Para lograr esto fue necesaria la revisión de literaturas, informes técnicos, papers, tesis de grado, páginas en Internet, entrevistas personales, etc.

La fase inicial para el desarrollo del trabajo de investigación, fue la búsqueda de la información referente a los fenómenos que ocurren en yacimientos de gas condensado tales como la formación del banco de condensado y los problemas que se presentan alrededor del pozo y su influencia bajo las condiciones de condensación retrógrada, así como también estudiar los efectos de la velocidad y número capilar que afectan la productividad de los pozos en un yacimiento de gas condensado.

3.1.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Mediante una prueba flujo tras flujo se obtuvo la información de presiones de fondo fluyente, tasa de producción de gas condensado y condensado, presión de yacimiento, temperatura de yacimiento, daño de formación, coeficiente de flujo no darciano.

Adicionalmente fue suministrada información necesaria para el desarrollo del trabajo, tales como: permeabilidad absoluta, porosidad, espesor de arena, radio del pozo, gravedad API, cromatografía, saturación de agua, factor de compresibilidad y viscosidad a condición de yacimiento, así como densidad y viscosidad a condición de fondo.

h, pies	100
rw, pies	0,35
μ, cPs	0,0338
M	40
K, mD	50
R	10,73
Tsc, °R	520
Psc, lpc	14,7
Swi, fract	0,2
ϕ, fract	0,12

Tabla 3.1 Propiedades del Pozo y la Formación.

Tyac, °R	750
Pyac,lpc	7200
Z @ Py	1,35

Tabla 3.2 Condiciones del Yacimiento.

%C7+	Pwf (lpc)
20	6822
19	6752
21	6591
20	6445
25	6361

23	6351
26	6259

Tabla 3.3 Cromatografía de la prueba

Red (in)	Pcab (lpc)	Tasa de Gas MMPCND	Tasa de Cond BND	API	RGP (PCN/BN)
5/16	4450	5,4	747	38	7234
3/8	4300	7,2	1016	37,5	7044
1/2	4150	11,3	1664	37,7	6814
5/8	3350	17,4	2217	39,5	7848
11/16	2900	19,1	2524	36,5	7575
3/4	2900	20,4	2490	38,7	8177
1	2100	24,1	2890	36,6	8339

Tabla 3.4 Factor de Daño de la Formación y Factor de Flujo No-Darciano

D	1,27E-04	day/MPCN
Sm	2,99	

Tabla 3.5 Tasas de gas y condensado para distintos reductores

3.1.3 CÁLCULO DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Se procedió a calcular las propiedades necesarias de cada fluido a cada presión de fondo, necesaria para el desarrollo de la metodología.

Inicialmente fue suministrada las densidades y viscosidad a cada presión de fondo en unidades MKS, necesario para el cálculo de Número de Reynolds y Número Capilar, por lo tanto fue necesario convertir estas propiedades en unidades de campo para el resto de los cálculos.

ρ_g (Kg/m ³)	ρ_c (Kg/m ³)	μ_g Pa.sec	μ_c Pa.sec
372,5881	651,4526	0,0000489	0,0002458
369,3092	653,1185	0,0000483	0,0002475
361,7757	654,3599	0,0000468	0,0002512
354,9022	655,9473	0,0000456	0,0002542
350,9232	640,7571	0,0000449	0,0002557
350,4491	640,8516	0,0000448	0,0002559
346,0616	641,6797	0,0000447	0,0002575

Tabla 3.6 Densidad de gas y condensado para cada presión de fondo fluyente

μ_g (cps)	μ_c (cps)	ρ_g (lb/pie ³)	ρ_c (lb/pie ³)
0,0489	0,2458	23,257	41,823
0,0483	0,2475	23,052	41,930
0,0468	0,2512	22,582	42,010
0,0456	0,2542	22,153	42,112
0,0449	0,2557	21,905	41,137
0,0448	0,2559	21,875	41,143
0,0447	0,2575	21,601	41,196

Tabla 3.7 Viscosidades de gas y condensado para cada presión de fondo fluyente

3.1.3.1 Cálculo de Pesos Moleculares.

A continuación se calculó los pesos moleculares de los fluidos producidos a cada Pwf:

$$M_c = \frac{6084}{\text{°API} - 5.9} [lb / lbmol] \quad \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

Mc: Peso Molecular del Condensado

°API: Gravedad API

$$M_c = \frac{6084}{38 - 5,9} = 189.5327 lb / lbmol$$

$$M_{gc} = \frac{0.07636 * RGC(Mg / 28.96) + 350(\gamma_c)}{0.002636 * RGC + 350(\gamma_c / M_c)} [lb / lbmol] \quad \text{Ec. 3.2}$$

Donde:

Mgc: Peso Molecular del gas a condiciones de yacimiento

RGC: Relación gas-condensado

Mg: Peso Molecular del gas a condiciones de superficie

γ_c : Gravedad Especifica del condensado

Mc: Peso Molecular del Condensado a condiciones de superficie

$$M_{GC} = \frac{0.07636 * 7234 * (20 / 28.96) + 350 * 0.834808}{0.002636 * 7234 + 350 * \left(\frac{0.834808}{189.5327103} \right)} = 32.678 lb / lbmol$$

Mg (lb/lmol)	Mc (lb/lmol)
32,678	189,533
33,079	192,532
33,480	191,321

31,524	181,071
32,394	198,824
31,206	185,488
30,750	198,176

Tabla 3.8 Pesos Moleculares de gas y condensado

3.1.3.2 Cálculo de Factor de Compresibilidad y Factor volumétrico

Se determinó el factor de compresibilidad del gas condensado a cada Pwf a través de la ecuación de estado para gases ideales:

$$Z_{gc} = \frac{P * Mg}{\rho g * R * T} \quad \text{Ec.}$$

3.3

Donde:

Zgc: Factor de compresibilidad de gas condensado

P: Presión de Fondo Fluyente

Mg: Peso Molecular de gas condensado

ρg: Densidad de gas condensado

R: Constante de los gases

T: Temperatura de Yacimiento

$$Z_{gc} = \frac{6822 * 32.678}{23.257 * 10.73 * 750} = 1.1911$$

Y el factor volumétrico de gas se obtuvo mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} [PCY / PCN] \quad \text{Ec. 3.4}$$

Donde:

β_g : Factor Volumétrico de gas

Z: Factor de Compresibilidad

T: Temperatura de Yacimiento

P: Presión de Fondo Fluyente

$$\beta_g = 0.02829 * \frac{1.1911 * 750}{6822} = 0.003705869 \text{ PCY/PCN}$$

Bg (PCY/PCN)	Zgc
0,003705869	1,1911
0,003784656	1,2040
0,003910332	1,2143
0,003753144	1,1396
0,003900490	1,1690
0,003762522	1,1258
0,003754506	1,1072

Tabla 3.9 Factor Volumétrico de gas condensado

3.1.4 CALCULO DE TASA DE GAS EQUIVALENTE Y FRACCIÓN MOLAR DE GAS EN SUPERFICIE (β_s)

$$Q_{ge} = Q_g + \frac{Q_c * (132800 * \gamma_c) \beta_g}{M_c} (PCY / D)$$

Ec. 3.5

Donde:

Q_{ge} : Tasa de gas equivalente

Q_g : Tasa de gas

Q_c : Tasa de Condensado

β_g : Factor Volumétrico de gas

Mc: Peso Molecular de Condensado

γ_c : Gravedad Especifica de Condensado

$$Q_{ge} = 5,4 * 1000000 + \frac{747 * \left(132800 * \left(\frac{141,4}{131,5 + 38} \right) \right)}{189,533} * 0,003705869 = 21645 \text{ PCY/D}$$

Qge PCY/D
21645
29306
48110
70351
80112
82177
96600

Tabla 3.10 Tasa de gas equivalente

$$\beta_s = \frac{Q_g * \beta_g}{Q_g * \beta_g + Q_c * 4.3}$$

Ec. 3.6

Donde:

β_s : Fracción Molar de gas en superficie

Q_g : Tasa de gas

β_g : Factor Volumétrico de gas

Q_c : Tasa de Condensado

β_s
0,86178
0,86111
0,86104
0,87262
0,87296
0,87737
0,87924

$$\beta_s = \frac{5,4 * 1000000 * 0,003705869}{5,4 * 1000000 * 0,003705869 + 747 * 4,3} = 0,86178$$

Tabla 3.11 Fracción molar de gas en superficie

3.1.5 CÁLCULO DE LAS VELOCIDADES DE FLUJO

Las velocidades de flujo se calculan a cada tasa de producción según las siguientes ecuaciones:

3.1.5.1 Ecuación de Velocidad de Gas

$$V_g = \frac{Q_{gi} * \beta_{gi}}{2 * \pi * r_w * h * \phi * (1 - S_{wi})}$$

Ec. 3.7

Donde:

V_g: Velocidad de gas

β_g : Factor Volumétrico de gas

r_w : Radio del pozo

h : Espesor del pozo

Φ : Porosidad

S_{wi} : Saturación de agua

$$V_g = \frac{21645}{2 * \pi * 0,35 * 100 * 0,12 * (1 - 0,2)} = 1025 \text{ ft/d}$$

3.1.5.2 Ecuación de Velocidad de Condensado

$$V_c = \frac{Q_{ci} * \gamma_c}{6084 * \beta_g} \frac{1}{API * 2 * \pi * r_w * h * \phi * (1 - S_{wi})}$$

Ec. 3.8

Donde:

V_c : Velocidad de Condensado

Q_{ci} : Tasa de Condensado

γ_c : Gravedad Especifica de Condensado

β_g : Factor Volumétrico de gas

$^{\circ}API$: Gravedad API

r_w : Radio del Pozo

h : Espesor del Pozo

Φ : Porosidad

S_{wi} : Saturación de agua

$$V_c = \frac{\frac{747 * \left(132800 * \left(\frac{141,4}{131,5 + 38} \right) \right)}{\frac{6084}{38 - 5,9} * 0,003705869}}{2 * \pi * 0,35 * 100 * 0,12 * (1 - 0,2)} = 76,6452 \text{ ft/d}$$

Vgas ft/dia	Vg m/s	Vc ft/d	Vc m/s
949	0,003346	76,6452	0,000270
1283	0,004526	105,1138	0,000371
2100	0,007409	178,7857	0,000631
3093	0,010913	239,0250	0,000843
3533	0,012462	262,1560	0,000925
3629	0,012801	263,9562	0,000931
4286	0,015120	289,7080	0,001022

Tabla 3.12 Velocidad de gas y condensado

3.1.6 CALCULO DE COEFICIENTE DE INERCIA (β)

$$\beta = 1.3039E + 16 \frac{D * h * \mu * r_w}{M * k}$$

Donde:

β : Factor de Inercia

D: Factor de Flujo No- Darciano

h: Espesor del Pozo

μ : Viscosidad del Gas en superficie

rw: Radio del Pozo

M: Peso Molecular de gas en superficie

K: Permeabilidad de la Roca

$$\beta = 1,3039E+16 * \frac{1,27E-4 * 100 * 0,0338 * 0,35}{40 * 50 * (1-0,2)} = 7,85E+8.1/ft$$

β	2,39E+08	1/m	7,85E+08	1/ft
---------	----------	-----	----------	------

Tabla 3.13 Coeficiente de Inercia

3.1.7 CALCULO DE NÚMERO DE REYNOLDS (Re)

Este cálculo se realiza para determinar el estado de flujo y observar el comportamiento del fluido debido a la influencia de las tasas de flujo, estos cálculos se realizan para cada tasa de flujo (velocidad) obtenida de la prueba de presión. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Ec. 3.10} \quad \text{Re} = \frac{\beta * K * \rho * V}{\mu}$$

Donde:

Re: Número de Reynolds

β : Coeficiente de Inercia

K: Permeabilidad de la Roca

ρ : Densidad del gas

V: Velocidad de gas

μ : Viscosidad de gas

$$Re = \frac{2,39E+8 * 4,9346E-14 * 0,003346 * 372,5881}{0,0000489} = 0,3010$$

Re
0,3010
0,4084
0,6758
1,0022
1,1494
1,1816
1,3813

Tabla 3.14 Número de Reynolds para cada velocidad de flujo de gas

3.1.8 CALCULO DE NÚMERO CAPILAR (Nc)

Inicialmente se determina el número capilar base (Ncb), el cual es un valor a condiciones mínimas de flujo supuestas, en este caso se determino a 1MMPCN. También se calculó el número capilar a cada periodo de flujo y una tensión interfacial de 1.664E-4 (N/m), tanto para el gas como para el condensado, para observar el efecto de las fuerzas capilares sobre los fluidos. Se estiman mediante la siguiente ecuación:

$$Ec. 3.11 \quad Nc = \frac{\mu * v}{\sigma}$$

Donde:

Nc: Número Capilar

μ : Viscosidad (cps)

v: Velocidad de gas/ velocidad de condensado

σ : Tensión Interfacial

$$N_{cb} = \frac{3,38E-5 * 6,9864E-4}{1,668E-4} = 1,42E-4$$

Ncb	1,42E-04
------------	-----------------

Tabla 3.15 Número Capilar Base

Calculo del Número Capilar de gas

$$N_{cg} = \frac{0,0000489 * 0,003346}{1,668E-4} = 9,81E-2$$

Ncg
9,81E-02
1,31E-01
2,08E-01
2,98E-01
3,35E-01
3,44E-

01
4,05E-
01

Tabla 3.16 Número Capilar de gas

Calculo del Número Capilar de condensado

Ncc
3,98E-
04
5,50E-
04
9,50E-
04
1,29E-
03
1,42E-
03
1,43E-
03
1,58E-
03

$$N_{cc} = \frac{0,0002458 * 0,000270}{1,668E - 4} = 3,98E - 4$$

Tabla 3.17 Número Capilar de Condensado

3.1.9 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS Y PERMEABILIDADES MISCIBLE.

Fueron suministrados los valores de permeabilidades relativas, las cuales fueron determinadas en laboratorio correspondiente a una roca arenisca, a condiciones de alta tensión interfacial y baja velocidad.

K=11,1 mD, $\phi = 18\%$, Sw=20%			
Sg*	kr _g	kr _c	Sc*
0	0	1	1,00
0,19	0,0075	0,513	0,81
0,25	0,015	0,454	0,75
0,31	0,016	0,398	0,69
0,38	0,023	0,344	0,63
0,50	0,053	0,244	0,50
0,56	0,076	0,198	0,44
0,63	0,105	0,154	0,38
0,69	0,14	0,114	0,31
0,75	0,18	0,075	0,25
0,81	0,225	0,04	0,19
0,88	0,276	0,007	0,13
0,94	0,603	0,001	0,06
1,00	1	0	0,00

Tabla 3.18 Permeabilidades Relativas de gas y condensado

Los investigadores proponen determinar las permeabilidades del gas condensado interpolando entre las permeabilidades relativas bases y las miscibles; determinando las permeabilidades miscibles del gas, interpolando entre la saturación de gas y la saturación de gas residual, donde **m** es un valor determinado en laboratorio correspondiente al tipo de roca; la permeabilidad miscible del condensado como la saturación de condensado.

Ec. 3.12

$$X_g = 1 - e^{-m\left(\frac{N_{cb}}{N_{cg}}\right)}$$

Donde:

Xg: Parámetro de gas

m: Depende del tipo de Roca

Ncb: Número Capilar Base

Ncg: Número Capilar de gas

m	7,5
----------	------------

Tabla 3.19 Valor de coeficiente m

$$Xg = 1 - EXP \left(-7,5 * \frac{1,42 E - 4}{9,81 E - 2} \right) = 0,0108$$

Xg
0,0108
0,0081
0,0051
0,0036
0,0032
0,0031
0,0026

Tabla 3.20 Factor de interpolación para determinar la permeabilidad miscible del gas

$$Kgm = \frac{Sg - Xg * Sgr}{1 - Xg * Sgr} \quad \text{Ec. 3.13}$$

Donde:

Kgm: Permeabilidad miscible de gas

Sg. Saturación de gas

Xg: Parámetro de gas

Sgr: Saturación Base de gas

Sc* asum	Sg* asum
0,700	0,300
0,630	0,370
0,500	0,500
0,340	0,660
0,290	0,710
0,250	0,750
0,160	0,840

Tabla 3.21 Saturación de gas y condensado

$$K_{gm} = \frac{0,300 - 0,0108 * 0,1563}{1 - 0,0108 * 0,1563} = 0,29882$$

Krgm
0,29882
0,36920
0,49960
0,65981
0,70986
0,74988
0,83993

Tabla 3.22 Permeabilidad miscible de gas

Ec. 3.14

$$K_{cm} = S_c$$

Se asume que la permeabilidad miscible de condensado es igual a la saturación de condensado.

Krcm
0,700
0,630
0,500
0,340
0,290
0,250
0,160

Tabla 3.23 Permeabilidad miscible de condensado

3.1.10 ESTIMACIÓN DE LAS PERMEABILIDADES RELATIVAS BASES DEL GAS Y CONDENSADO

A continuación se estimaron las permeabilidades relativas del gas condensado y condensado, mediante las correlaciones propuestas por Henderson y Col. En las cuales se incluyen los efectos del flujo No Darciano, representado por el Número de Reynolds y el Número Capilar.

En esta etapa es necesario determinar un factor de interpolación para cada fluido y cada etapa de flujo a través de la ecuación siguiente:

$$Y = \left(\frac{Ncb}{Nc} \right)^n$$

Ec. 3.15

Donde:

Y: Parámetro de interpolación para cada fluido (gas- condensado)

Ncb: Número Capilar Base

Nc: Número Capilar (gas- condensado)

n: depende del tipo de roca y la fase que lo satura.

nc	0,013
ng	0,192

Tabla 3.24 Factor n de gas y condensado

Yg	Yc
0,2848	0,9866
0,2694	0,9825
0,2466	0,9756
0,2301	0,9717
0,2249	0,9705
0,2239	0,9704
0,2169	0,9691

Tabla 3.25 Factor de Interpolación de gas y condensado para determinar la permeabilidades relativas

Factor de interpolación para el gas

$$Y_g = \left(\frac{1,42 E - 4}{9,81 E - 2} \right)^{0,192} = 0,2848$$

Factor de interpolación para el condensado

$$Y_c = \left(\frac{1,42 E - 4}{3,98 E - 4} \right)^{0,013} = 0,9866$$

Se determinan las permeabilidades relativas para el gas condensado y condensado afectada por la fuerza capilares:

$$\text{Ec.3.16 } Kr = Y * Krb + (1 - Y) * Km$$

Donde:

Kr: Permeabilidad relativa de gas- condensado

Y: Parámetro de Interpolación

Krb: Permeabilidad relativa base de gas- condensado

Km: Permeabilidad Miscible de gas- condensado

$$Krg(Nc) = 0,2848 * 0,0158 + (1 - 0,2848) * 0,29882 = 0,21826$$

Krg(Nc)
0,21826
0,27593
0,38947
0,52550
0,57108
0,62230
0,71127

Tabla 3.26 Permeabilidad relativa de gas en función al número capilar

$$Krc(Nc) = 0,9866 * 0,400 + (1 - 0,9866) * 0,700 = 0,402035$$

Krc(Nc)
0,402035
0,349003
0,250257
0,202014
0,175482
0,080181
0,043703

Tabla 3.27 Permeabilidad relativa de condensado en función al número capilar

Finalmente se determinan las permeabilidades relativas del gas condensado afectadas por el efecto de flujo inercial:

$$\text{Ec. 3.17} \quad Krg = \frac{Kr}{1 + Re}$$

Donde:

Krg: Permeabilidad Relativa de gas

Kr: Permeabilidad relativa en función al número capilar

Re: Número de Reynolds

$$Krg (Nc, \beta) = \frac{0,402035}{1 + 0,3010} = 0,16777$$

Krg(Nc;β)
0,16777
0,19592
0,23241
0,26246
0,26570
0,28524
0,29868

Tabla 3.28 Permeabilidad relativa del gas en función al número capilar y número de Reynolds

3.1.11 ECUACIÓN DE TASA VOLUMETRICA DE GAS PRODUCIDO

Una vez obtenida toda la información necesaria, se reprodujo las tasas de gas producidas en la prueba. La ecuación utilizada fue propuesta por Φivind Fevang y Curtis Whitson de manera que reproduce la tasa de gas real producida, la cual incluye el modelo de Pseudopresión; este término abarca los efectos producidos por el número capilar y el número de Reynolds en las permeabilidades relativas de los fluidos (gas y condensado); la ecuación viene dada de la siguiente manera:

$$q_g = \frac{k * h}{1412 * \left[\ln \left(\frac{re}{rw} \right) - 0.75 - s \right]} * \frac{RT_{SC}}{P_{SC}} * \beta_s * \int_{P_{wf}}^{PR} \left(\frac{\rho_o * k_{ro}}{M_o * \mu_o} + \frac{\rho_g * k_{rg}}{M_g * \mu_g} \right) * dp \quad \text{Ec. 3.18}$$

Se reproduce la ecuación para cada caída de presión y se ajustan las saturaciones de ambos fluidos de manera que la ecuación reproduzca las tasas reales a través de un % de error máximo de 5%.

Qg Sim (MMPCN/D)
5949191
7876498
12190287
18154112
19770867
21996876
25492204

$$Qg = \frac{50 * 100 * 1073 * 520 * 0,86178}{1412 * (\ln(4000,35) - 0,75 + 2,99) * 147} * \left(\frac{41823 * 0,402035}{189533 * 0,2458} * (7200 - 6822) + \frac{23257 * 0,22026}{32678 * 0,0489} * (7200 - 6822) \right) * 5,615$$

$$Qg = 594919 \text{ MMPCN/D}$$

Tabla 3.29 Tasas de gas simuladas a través de la ecuación

3.1.12 CALCULO DEL PORCENTAJE DE ERROR

$$\%ERROR = \frac{Qg_{real} - Qg_{Calculada}}{Qg_{real}} * 100$$

Ec. 3.19

$$\%ERROR = \frac{5949191 - 5840631}{5840631} * 100 = 1.86$$

7876498	1,72
12190287	0,92
18154112	3,15

19770867	3,74
21996876	0,71
25492204	0,92

Tabla 3.31 Tasas de gas simuladas con el porcentaje de error obtenido

CAPITULO IV

DISCUSION DE RESULTADOS

4.1 DISCUSION DE RESULTADOS

Mediante los resultados del estudio realizado pudiendo reproducir la tasas de flujos del pozo con un % de error aceptable, con respecto a las tasas reales como se muestra en la **Figura 4.1**, podemos analizar el efecto que tienen los fenómenos de flujo No Darciano, producto de la variación de las tasas y consecuente variación de la velocidad de flujo, en el comportamiento de producción de los pozos y en la variación de las permeabilidades relativas del gas condensado.

Como ha sido propuesto por diversos investigadores en los últimos años, durante la producción coexisten en el medio poroso dos fenómenos en continua competencia, creando un complejo comportamiento de flujo y variación de la Krg. Estos dos fenómenos llamados efecto de flujo inercial y efecto de acoplamiento positivo son representados por efecto del Número de Reynolds y Número Capilar respectivamente.

Se puede observar en la **Figura 4.2**, con la relación de Re/Nc , como los dos fenómenos experimentan una continua e independiente variación una de otro; se observa como en los últimos tres periodos de flujo ocurre un dominio de Nc sobre Re , pudiendo relacionar esto con la teoría propuesta por los investigadores en los últimos años.

Esta suposición puede ser apoyada en los valores de cromatografía, **Figura 4.3**, tomados al gas producido en cada periodo de flujo, en los cuales se observa un aumento en el % C7+ lo que podría significar el acoplamiento del gas con parte del líquido depositado en la cara de la arena para luego fluir juntos a superficie.

Esto también corresponde con los valores de saturación de condensado (**Figura 4.4**) obtenidos durante la reproducción de la producción del pozo a través de la ecuación **3.17**. En la **Figura 4.5**, también se puede observar como hay menos producción de líquido y más producción de gas en los últimos periodos, sin embargo en los mismos aumenta el contenido de líquido en el gas condensado producido.

A pesar de los resultados mostrados, que inducen a afirmar un efecto positivo de la velocidad de flujo en la producción del pozo, reduciendo el volumen de líquido que

bloquea los alrededores del pozo, es importante señalar la inconveniencia de poder condensar mas liquido en las zonas internas del pozo al provocar una mayor caída de presión, aumentando el diámetro del reductor y así extendiendo aun mas la extensión del banco de condensado y empobreciendo el gas producido. Es necesario poder determinar mediante una prueba de presión que obtenga una buena estabilización, el estado del área de drenaje del pozo para así establecer de forma precisa el efecto de los fenómenos mencionado, que ocurren en las cercanías del pozo a escasos 10 pies del pozo, en la reducción o extensión del banco de condensado que puede llegar a tener una extensión mayor a 100 pies.

Por otra parte son importantes los resultados de las permeabilidades relativas del gas condensado estimadas; en la **Figura 4.6** se observa la continua variación de la K_{rg} con cada periodo de flujo y el aumento que experimenta en el último reductor donde predomina N_c sobre Re . Esto demuestra que al realizar cálculos y predicciones con las permeabilidades relativas de un gas condensado determinadas en laboratorio, solo conlleva a errores y cálculos subestimados ya que las permeabilidades relativas experimentan un comportamiento dinámico.

En la **Figura 4.7** se muestra el resultado de las permeabilidades relativas en cada periodo y su variación entre la permeabilidad relativa del gas base y la permeabilidad miscible; la utilidad de esta metodología esta en su empleo en simuladores numéricos de yacimiento, los cuales pueden determinar saturaciones y así estimar de forma mas real las permeabilidades relativas del gas condensado, lo que redundaría en mejores predicciones y una mejor gerencia de los yacimientos.

Un aspecto importante que observar en los resultados es referente a las permeabilidades miscibles del gas y del condensado; como se observa en la **Figura 4.8**, el punto en el cual las dos curvas de permeabilidades miscibles del gas condensado y del condensado se cruzan corresponde al estado en el cual los dos fluidos son miscibles y fluyen juntos sin condensación de liquido. Este estado se logra a una velocidad de 2100 Ft/día, con un reductor de 1/2 “, siendo este el punto optimo en el cual se debería producir el pozo evitando la acumulación de liquido en la cara de la arena.

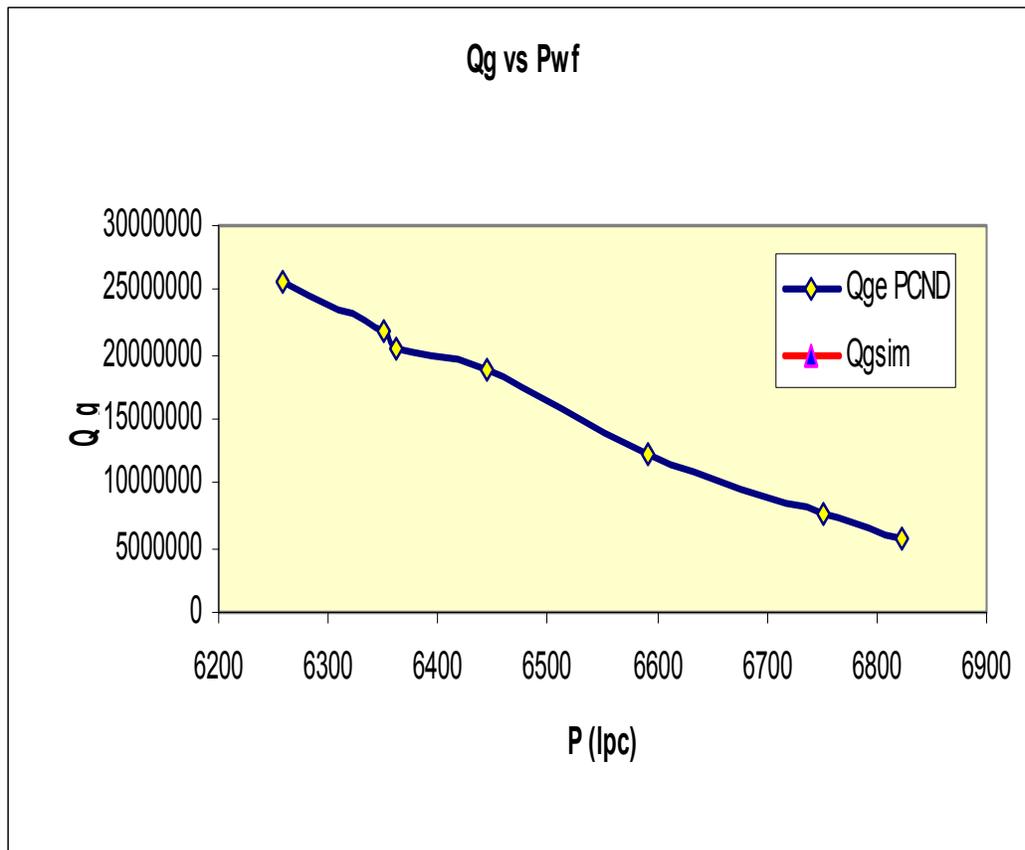


Figura 4.1 Comparación de tasa producida con tasa reproducida para cada caída de presión

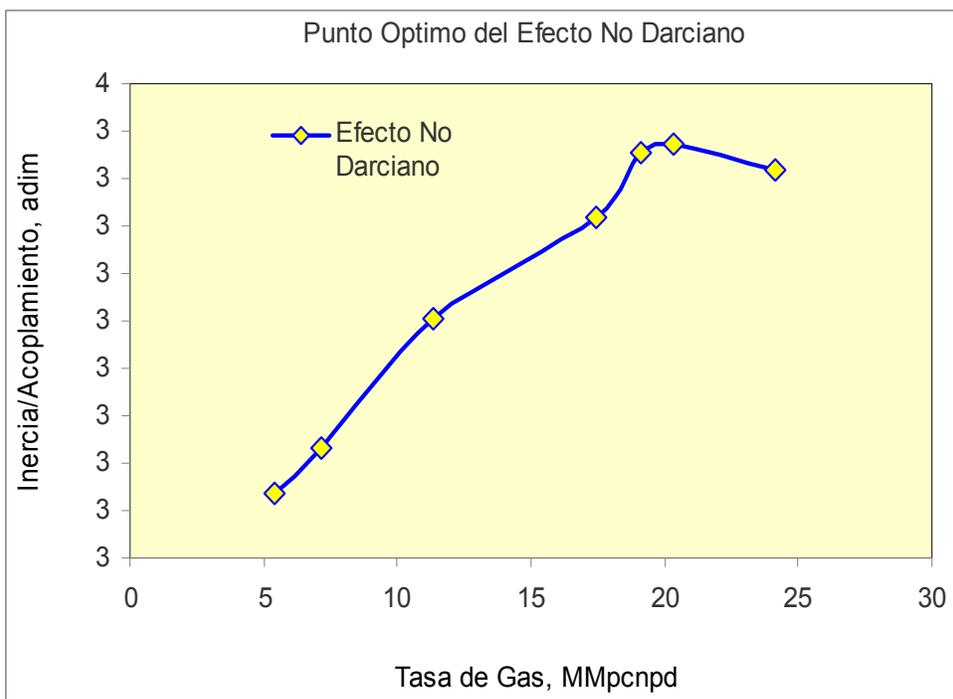


Figura 4.2 Fenómenos de Inercia y Acoplamiento Positivo en función de las tasas de gas

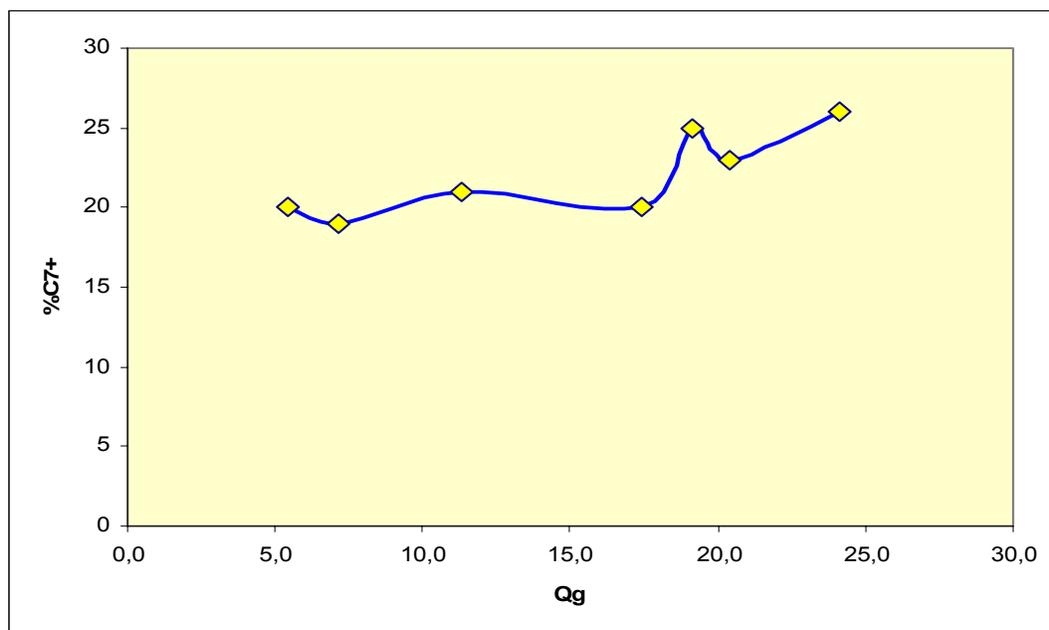


Figura 4.3 Cromatografía para cada tasa de flujo

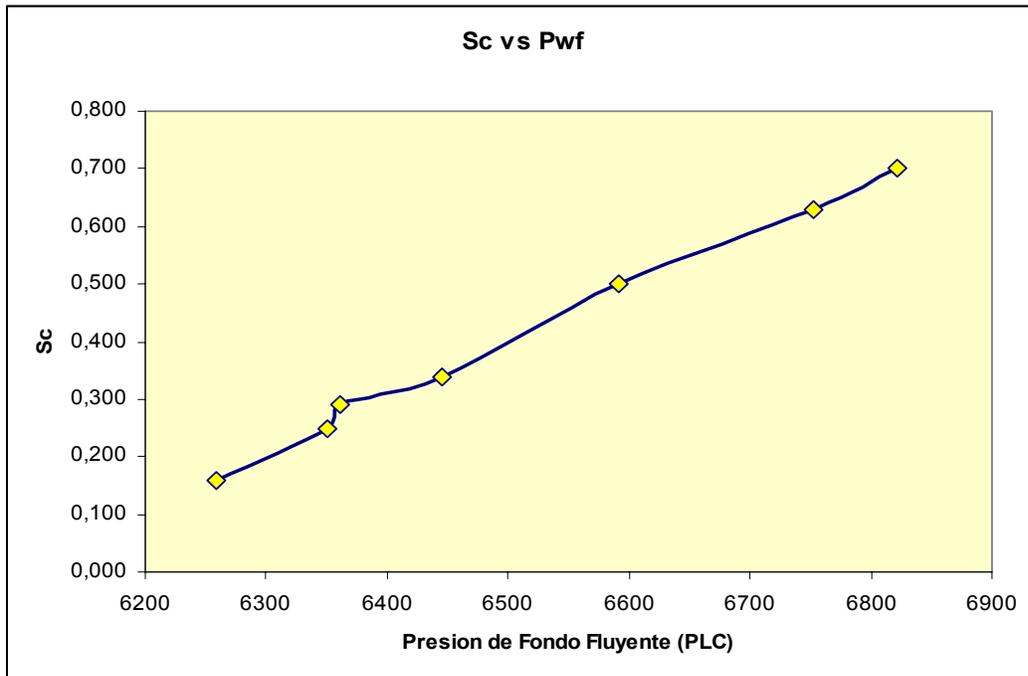


Figura 4.4 Saturación de Condensado a cada presión de fondo fluyente

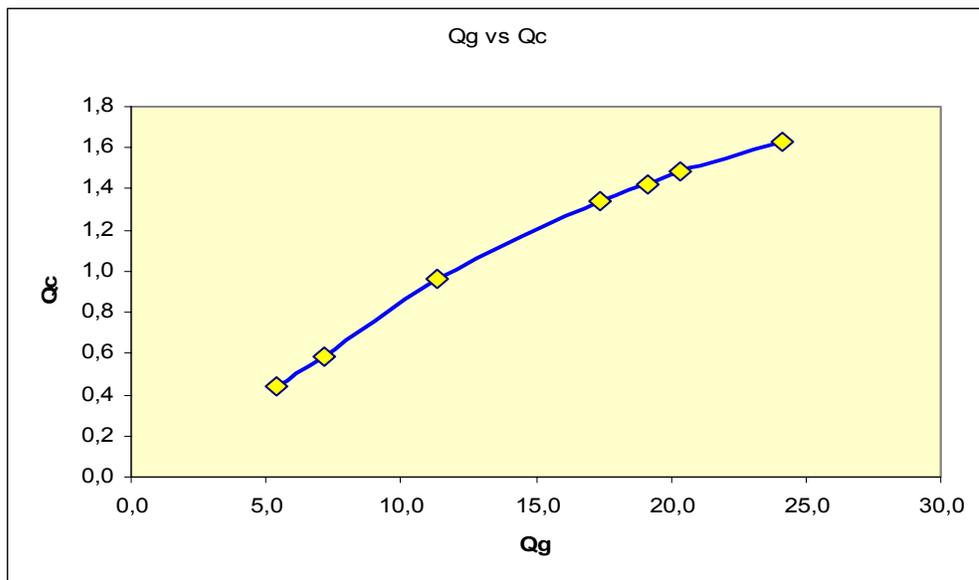


Figura 4.5 Comparación de tasa de condensado con tasa de gas

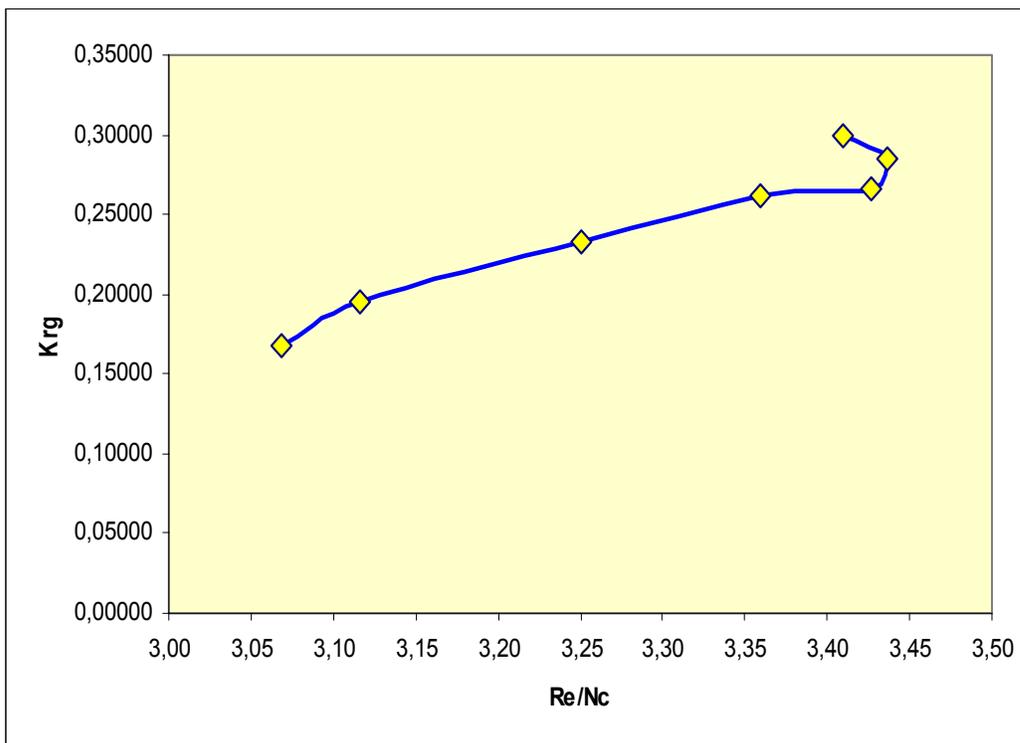


Figura 4.6 Permeabilidad relativa de gas en función de los efectos de número de Reynolds y Número capilar

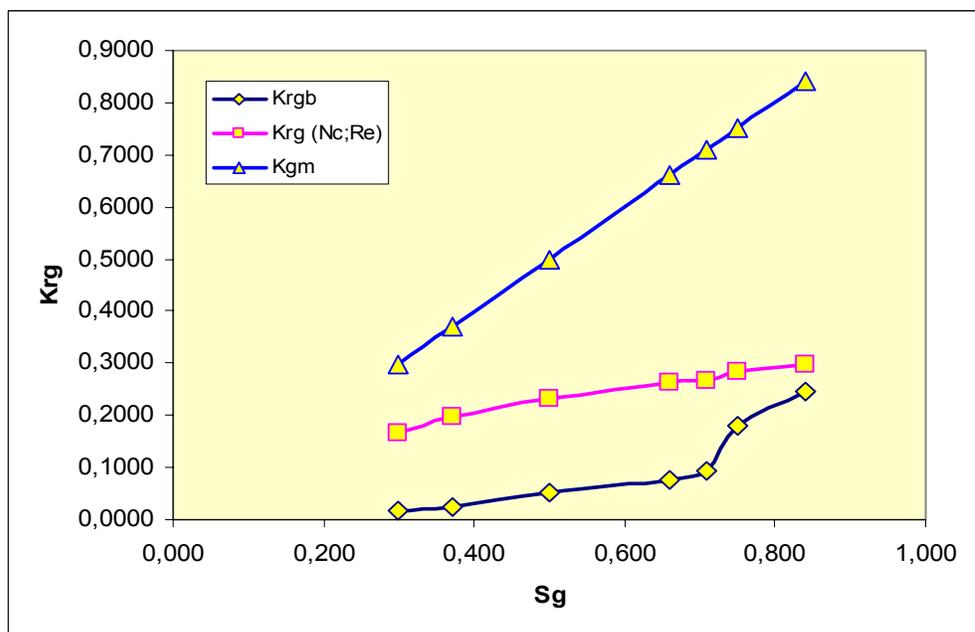


Figura 4.7 Permeabilidades Relativas de gas en función a la saturación de gas

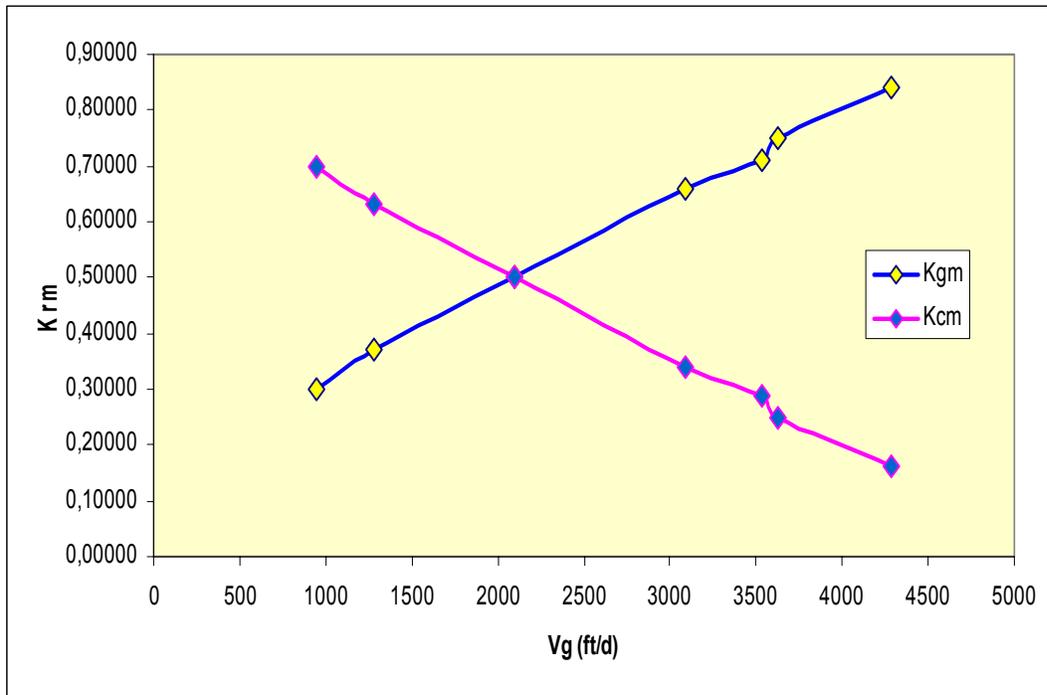


Figura 4.8 Permeabilidad miscible de gas y condensado en función de la velocidad de gas

4.2 CONCLUSIONES

- 4.2.1 A través de la ecuación utilizada se puede reproducir las tasas de producción, pudiendo aproximar las condiciones de flujo y los efectos de la velocidad en la productividad del pozo.
- 4.2.2 Mediante la metodología desarrollada se pudo comprobar la aplicabilidad de las Correlaciones de permeabilidad relativas propuestas por Henderson y Col.
- 4.2.3 Se pudo observar los efectos de fenómenos asociados al flujo No-Darciano y del bloqueo de condensado en la variación de la permeabilidad relativa del gas condensado.
- 4.2.4 Con los resultados de saturación de condensado obtenidos se podría asumir la acción del acoplamiento positivo en la producción del pozo.
- 4.2.5 Aunque el acoplamiento positivo podría ayudar a limpiar las cercanías de los pozos no contribuiría en gran proporción a mejorar su productividad.
- 4.2.6 Se observó mediante las permeabilidades miscibles, la condición óptima del pozo es con un reductor de $\frac{1}{2}$ ".

4.3 RECOMENDACIONES

- 4.2.7 Tomar una prueba de presión en la cual los periodos de flujo estabilicen bien, para así observar mejor los resultados y efectos del acoplamiento positivo en la productividad del pozo.
- 4.2.8 Debido a la poca información sobre los conceptos planteados se recomienda planificar una técnica óptima de estimulación para así mejorar la productividad del pozo.
- 4.2.9 Una vez limpiado el pozo poner a producir con un reductor de $\frac{1}{2}$ " para así reducir la acumulación de líquido en los alrededores del pozo.