



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES -
PRODUCCIÓN

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD DE FLUJO EN POZOS CON BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO
DEL CAMPO JUJO-TECOMINOACÁN

T E S I S
PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

P R E S E N T A :
ANALINDA MARINA MAYSSE ROQUE

TUTOR PRINCIPAL:
M.C. DAVID ESCOBEDO ZENIL
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.

MÉXICO, D. F. OCTUBRE 2015

JURADO ASIGNADO:

Presidente: M. I. Santamaría Guevara Noel Ernesto

Secretario: Ing. Arellano Gil Javier

Vocal: M. C. Escobedo Zenil David

1° Suplente: Dr. Luna Rojero Erick Emanuel

2° Suplente: M.C. Neri Flores Ulises

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: México, D.F.

TUTOR DE TESIS:
M. C. David Escobedo Zenil

FIRMA

Dedicatoria

A mis grandes y únicos amores de mi vida,

Mes deux grand et seul aimés de ma vie,

M. Esperanza Roque Corpeño y José Arturo Velázquez Maysse

gracias por estar conmigo,

merci d'être avec moi

por su infinita paciencia, comprensión y sobre todo amor.

pour leur patience infinie, la compréhension et surtout l'amour

por su gran apoyo, por ser mi motor principal y lograr una más de las metas en mi vida,

los amo.

pour leur grand soutien, pour d'être mon principal moteur et d'atteindre plus un de réalisations de ma vie. Je vous ai aimé.

Analinda Marina Maysse Roque

Agradecimientos

Primeramente, agradezco a Dios por permitirme cumplir con ésta etapa en mi vida profesional a lado de mi familia.

Al M.J. Miguel Ángel Méndez García por darme la oportunidad de realizar estudios especializados en beneficio del sector energético de nuestro país. A mi jefe inmediato, Ing. Luis Javier Carbajal Quaa y al personal adscrito a mi departamento por su apoyo cuando así lo amerite.

A mis tutores de la UNAM y de Pemex, M.C. David Escobedo Zenil y M.J. Saúl Ruíz García, quienes me brindaron su apoyo y confianza para la culminación del mismo.

Al Dr. J. Juan Guerrero Sarabia quien fue parte fundamental en el desarrollo de este trabajo orientándome con sus conocimientos.

Mi respeto, gratitud y gran admiración al M.J. Noel Ernesto Santamaría Guevara y M.J. Juan de la Cruz Clavel López, porque son mi ejemplo a seguir en el desarrollo de mi carrera profesional.

A los Ingenieros Jaime Larios González y Yearim Antonio Arzápalo que me acompañaron durante mi estadía en la Universidad, gracias por su linda y sincera amistad, por todos los momentos que compartimos tanto en lo académico como en lo personal siendo días inolvidables en mi vida.

A mis compañeros de generación Francisco Javier Flores, Edgar Cruz, Manuel Coronado y Gabriel Ríos, con quienes compartí agradables momentos fuera y dentro de clase.

Finalmente, agradezco especialmente a Armando Hurtado, Ing. José Luis Lezama, Ing. Jhetro Pérez Vital, Ing. Ricardo Posadas Mondragón, C.P. Irene Lazcano e Ing. Israel Castro Herrera quienes me brindaron su apoyo, conocimiento y sobre todo su sincera y valiosa amistad cuando más lo necesite. Así, como a todas aquellas personas que de forma directa e indirecta han influenciado de diversas formas para llegar a ésta etapa de mi vida.

AnaLinda Marina Mayse Roque

México, D.F. septiembre de 2015.

Contenido

Lista de tablas	viii
Lista de figuras.....	ix
Nomenclatura	xii
Resumen	xvii
Introducción	1
Descripción del sistema BNC	2
Problemáticas de inestabilidad de flujo en pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán.....	4
Objetivo y alcances.....	5
Descripción de la tesis	6
Capítulo 1	8
Revisión de la literatura.....	8
1.1. Conceptos en relación a la estabilidad	8
1.2. Inestabilidad de flujo en pozos con BNC	9
1.2.1 Importancia del estudio de la inestabilidad.....	9
1.2.2 Mecanismos de inestabilidad.....	11
1.3. Criterios de estabilidad.....	12
1.3.1 Mapas de estabilidad	15
Capítulo 2.....	16
Criterios de estabilidad	16
2.1. Desarrollo de los criterios de Asheim.....	16
2.1.1 Primer criterio.....	16
2.1.2 Segundo criterio.....	18
2.2. Desarrollo del criterio de Fairuzov y Guerrero	21
2.3. Desarrollo del criterio unificado de Alhanati.....	27
2.4.1 Casos particulares del criterio unificado	31
2.4. Desarrollo de los criterios de Blick	32
2.5. Modificación al desarrollo de los criterios de Blick y Cols.....	38
Capítulo 3.....	46
Modelo hidrodinámico y térmico.....	46

3.1. Modelo de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo	46
3.1.1 Índice de productividad	46
3.1.2 IPR para yacimientos saturados	46
3.1.3 IPR generalizada	48
3.1.4 IPR compuesta	49
3.2. Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo.....	50
3.2.1 Predicción del patrón de flujo	51
3.2.2 Cálculo del colgamiento.....	51
3.2.3 Cálculo del gradiente de presión	54
3.3. Modelo térmico para el pozo.....	55
3.3.1 Fundamentos	55
3.3.2 Transferencia de calor en el pozo	56
3.3.3 Modelo de Alves (1992).....	60
Capítulo 4.....	63
Programa de cómputo.....	63
4.1. Descripción del programa	63
4.1.1 Módulo para calcular las propiedades PVT	63
4.1.2 Módulo para el cálculo de la hidrodinámica del flujo	64
4.1.3 Módulo para la predicción de temperatura	65
4.1.4 Módulo para el cálculo del nodal VLP e IPR	66
4.1.5 Módulo de los criterios de Asheim.....	67
4.2. Algoritmo del programa.....	69
4.3. Verificación de resultados del programa.....	72
4.3.1 Propiedades de los fluidos.....	72
4.3.2 Perfil del gradiente de presión	74
4.3.3 Perfil de temperatura	75
4.3.4 Análisis nodal.....	76
Capítulo 5.....	78
Caso de estudio: Pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán	78
5.1. Antecedentes del campo Jujo – Tecminoacán	78
5.2. Inestabilidad de flujo en los pozos con BNC.....	82
5.3. Pozo Jujo-513A.....	82
5.3.1 Datos PVT.....	83
5.3.2 Estado mecánico	86

5.3.3 Registro giroscópico	87
5.3.4 Registros de presiones estática y dinámica	88
5.3.5 Datos de aforos.....	88
5.3.6 Datos de campo.....	89
5.4. Modelo hidrodinámico y térmico del pozo Jujo-513A	91
5.4.1 Propiedades PVT.....	91
5.4.2 Perfil de presión.....	95
5.4.3 Perfil de temperatura	96
5.4.4 Análisis nodal.....	97
Capítulo 6.....	99
Resultados del análisis de estabilidad	99
6.1. Diagnóstico de una de las probables causas de la inestabilidad de flujo en los pozos del campo.....	99
6.2. Estudios paramétricos.....	104
6.2.1 Comparación de mapas de estabilidad con diferentes criterios.....	104
6.2.2 Efecto del diámetro del orificio del punto de inyección.....	107
6.2.3 Efecto de la profundidad del punto de inyección.....	109
6.2.4 Efecto del índice de productividad.....	111
6.2.5 Efecto del corte de agua.....	113
Conclusiones y Recomendaciones.....	116
Conclusiones	116
Recomendaciones	117
Referencias.....	118
Apéndice A	120
Apéndice B	132

Lista de tablas

Tabla 1. 1 Criterios propuestos por Alhanati y Cols. (1993).....	14
Tabla 2. 1 Parámetros k y c asociados a la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt (1991), para la relación de solubilidad.....	24
Tabla 2. 2 Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y Cols. (1993)	32
Tabla 3. 1 Valores de conductividad térmica de diversos materiales (Brill P. J. and Mukherjee, 1999).....	59
Tabla 5. 1 Características del campo Jujo-Tecominoacán	79
Tabla 5. 2 Antecedentes y localización del pozo Jujo 513-A	83
Tabla 5. 3 Datos del campo para el análisis de laboratorio del pozo Jujo-42.....	84
Tabla 5. 4 Datos de entrada de propiedades PVT separación flash.....	84
Tabla 5. 5 Datos de medición.....	89
Tabla 5. 6 Parámetros de ajuste para propiedades PVT	91
Tabla B. 1 Propiedades del gas	133
Tabla B. 2 Propiedades del aceite producido	133
Tabla B. 3 Datos generales del pozo	135
Tabla B. 4 Datos del estado mecánico.....	135
Tabla B. 5 Datos del registro giroscópico.....	135
Tabla B. 6 Datos de producción-inyección del pozo	136
Tabla B. 7 Datos del registro de presión de fondo fluyendo	136
Tabla B. 8 Datos de laboratorio.....	137
Tabla B. 9 Datos de aforo	137

Lista de figuras

Fig. 1 Componentes del sistema de inyección de BNC	3
Fig. 2 Relación de rendimiento de levantamiento artificial y optimización del gas de BNC.....	4
Fig. 3 Registro de la inestabilidad en la presión en cabeza del pozo Tecominoacán 658	5
Fig. 1. 1 Curva de comportamiento del sistema de BNC relación del rendimiento de levantamiento artificial con la inestabilidad de gas de BNC (Hu B., 2004).....	10
Fig. 1. 2 Comportamiento de las fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio	15
Fig. 3. 1 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento del pozo (Beggs, 1991)	47
Fig. 3. 2 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Beggs, 1991) .	48
Fig. 3. 3 Curva de IPR generalizada (Beggs, 1991)	49
Fig. 3. 4 Correlación para el coeficiente del número de viscosidad, (Hagedorn-Brown, 1965) NLC	52
Fig. 3. 5 Correlación de la relación, (Hagedorn-Brown, 1965) $HL\psi$	53
Fig. 3. 6 Correlación para el factor de correlación secundario (Hagedorn-Brown, 1965).....	53
Fig. 3. 7 Sección transversal típica de un pozo (McGraw-Hill Cos.)	56
Fig. 3. 8 Efecto de “U” sobre el perfil de temperatura de un fluido	58
Fig. 4. 1 Resultados de salida de propiedades de los fluidos	64
Fig. 4. 2 Resultados de salida del gradiente de presión	65
Fig. 4. 3 Subrutina para la predicción de temperatura	66
Fig. 4. 4 Resultados de salida del nodal.....	67
Fig. 4. 5 Mapa de estabilidad con criterios de Asheim.....	69
Fig. 4. 6 Diagrama de flujo del algoritmo del modelo hidrodinámico y térmico.....	70
Fig. 4. 7 Diagrama de flujo del algoritmo del gradiente de presión en función del patrón de flujo	71
Fig. 4. 8 Factor de volumen de aceite (B_o)	72
Fig. 4. 9 Densidad del aceite (ρ_o)	73
Fig. 4. 10 Viscosidad del aceite (μ_o)	73
Fig. 4. 11 Factor de volumen de gas (B_g).....	74
Fig. 4. 12 Perfil de gradiente de presión (Correlación Hagedorn Brown)	75
Fig. 4. 13 Perfil de temperatura	76
Fig. 4. 14 Análisis nodal para un pozo con sistema de inyección de BNC del campo Jujo-Tecominoacán.....	77
Fig. 5. 1 Mapa de localización del campo Jujo-Tecominoacán.....	78
Fig. 5. 2 Histórico de producción del campo Jujo-Tecominoacán.....	80
Fig. 5. 3 Comportamiento de presión del campo Jujo-Tecominoacán.....	81
Fig. 5. 4 Red de bombeo neumático del campo Jujo-Tecominoacán	81
Fig. 5. 5 Relación de solubilidad a condiciones de separador	85
Fig. 5. 6 Factor de volumen de aceite a condiciones de separador.....	85
Fig. 5. 7 Estado mecánico	86

Fig. 5. 8 Registro giroscópico Jujo-513A.....	87
Fig. 5. 9 Registro de presión de fondo fluyendo.....	88
Fig. 5. 10 Monitoreo de presión en cabeza diario	89
Fig. 5. 11 Comportamiento de flujo fraccional de agua y salinidad de octubre 2013	90
Fig. 5. 12 Aforos realizados en octubre de 2013.....	90
Fig. 5. 13 Factor de volumen de aceite	92
Fig. 5. 14 Factor de volumen de aceite	92
Fig. 5. 15 Densidad de aceite.....	93
Fig. 5. 16 Viscosidad de aceite.....	93
Fig. 5. 17 Factor de volumen de gas	94
Fig. 5. 18 Viscosidad de gas	94
Fig. 5. 19 Densidad de gas.....	95
Fig. 5. 20 Perfil de gradiente de presión.....	96
Fig. 5. 21 Perfil de temperatura	97
Fig. 5. 22 Análisis nodal	98
Fig. 6. 1 Mapa de localización del pozo Jujo 513-A (productor) y del pozo Jujo 121 (inyector de N ₂).....	100
Fig. 6. 2 Mapa estructural del pozo Jujo 513-A (productor) y pozos inyectores (Jujo 12 y Jujo-121)	101
Fig. 6. 3 Comportamiento de gas de los pozos Jujo 121 (inyector de N ₂) y Jujo 513-A (productor)	102
Fig. 6. 4 Comportamiento en la presión en cabeza del pozo Jujo-513A.....	102
Fig. 6. 5 Comportamiento en la presión en cabeza con inyección de BNC	103
Fig. 6. 6 Comportamiento en la presión en cabeza diario.....	103
Fig. 6. 7 Mapa de estabilidad con criterios de Asheim (1988) del pozo Jujo-513A	105
Fig. 6. 8 Mapa de estabilidad con criterios de Blick y Cols. del pozo Jujo-513A	107
Fig. 6. 9 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio con Asheim (1988)...	108
Fig. 6. 10 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio con Blick y Cols. (1988)	109
Fig. 6. 11 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes profundidades de P.I. con Asheim (1988)	110
Fig. 6. 12 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes profundidades de P.I. con Blick y Cols. (1988).....	111
Fig. 6. 13 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes índices de productividad con Asheim (1988)	112
Fig. 6. 14 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes índices de productividad con Blick y Cols. (1988).....	113
Fig. 6. 15 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes cortes de agua con Asheim (1988)	114
Fig. 6. 16 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes cortes de agua con criterio de Blick y Cols. (1988).....	115

Fig. A. 1 Comportamiento del factor de volumen de gas contra presión (Beggs, 1991)	120
Fig. A. 2 Comportamiento de la densidad del gas contra presión (Beggs, 1991).....	121
Fig. A. 3 Comportamiento de la viscosidad del gas contra presión (Beggs, 1991)	122
Fig. A. 4 Comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión (Beggs, 1991)	123
Fig. A. 5 Comportamiento del factor de volumen del aceite contra la presión (Beggs, 1991).....	124
Fig. A. 6 Comportamiento de la densidad del aceite contra presión (Beggs, 1991).....	125
Fig. A. 7 Comportamiento de la viscosidad del aceite contra presión (Beggs, 1991)	126
Fig. A. 8 Diagrama de flujo en un conducto aislado (Beggs, 1991)	128
Fig. A. 9 Caída de presión ΔP contra gasto de líquido en flujo vertical (Beggs, 1984)	130
Fig. B. 1 Comportamiento de la presión de fondo estática del campo Jujo-Tecominoacán.....	132
Fig. B. 2 Comportamiento de la presión de fondo estática de los pozos Jujo's.....	132
Fig. B. 3 Histórico de producción Jujo-513A	134

Nomenclatura

a	Parámetro de ajuste de la correlación para R_s a datos pVT (ecuación 2.46)	(<i>adim</i>)
A	Parámetro definido por la ecuación 2.51	(<i>lb/pg² abs</i>)
A	Relación de la distancia térmica	(<i>pie</i>)
A_c	Área transversal del espacio anular	(<i>pie²</i>)
A_{ch}	Área transversal del estrangulador de inyección en la superficie	(<i>pie²</i>)
A_o	Área del orificio de la válvula de BNC	(<i>pie²</i>)
A_p	Área de la tubería	(<i>ft²</i>)
A_t	Área transversal de la TP	(<i>pie²</i>)
b	Parámetro de ajuste de la correlación para R_s a datos pVT (ecuación 2.46)	(<i>adim</i>) ,(<i>adim</i>)
B	Parámetro definido por la ecuación 2.5	(<i>lb/pg² abs</i>) ^{1-c}
B_{fo}	Factor de volumen del aceite a p_{ti} y T_{ti}	(<i>adim</i>)
\bar{B}_g	Factor de volumen del gas asociado, a \bar{p} y \bar{T}	(<i>adim</i>)
B_g	Factor de volumen de gas asociado, a p y T	(<i>adim</i>)
B_{gi}	Factor de volumen del gas asociado al aceite, a p_{ti} y T_{ti}	(<i>adim</i>)
B_{gfi}	Factor de volumen del gas asociado al aceite, a p_{ti} y T_{ti}	(<i>adim</i>)
\bar{B}_o	Factor de volumen promedio, a \bar{p} y \bar{T}	(<i>adim</i>)
B_o	Factor de volumen de aceite, a p y T	(<i>adim</i>)
B_{ob}	Factor de volumen de aceite a las condiciones de saturación	(<i>m³/m³</i>)
B_t	Factor de volumen total de los fluidos de la formación, a p y T	(<i>adim</i>)
B_{ti}	Factor de volumen total de los fluidos de la formación, a p_{ti} y T_{ti}	(<i>adim</i>)
B_w	Factor de volumen de agua	(<i>adim</i>)
c	Exponente característico de la correlación para R_s en la ecuación 2.46	(<i>lb/pg²</i>) ⁻¹ , <i>adim</i>
C	Parámetro definido por la ecuación 2.53	(<i>lb/pg² abs</i>)
C_D	Coefficiente de descarga de la válvula de orificio	(<i>adim</i>)
\bar{C}_p	Capacidad calorífica promedio	(<i>BTU/lb_m - °F</i>)
C_T	Capacitancia de la TP	(<i>pie³/(lb/pg² abs)</i>)
d	Diámetro de la tubería	(<i>pg</i>)

\bar{d}	Parámetro relacionado al factor de volumen del gas asociado, a \bar{T}	(lb/pg ² abs)
d_i	Parámetro relacionado al factor de volumen del gas asociado, a T_{ti}	(lb/pg ² abs)
D_v	Profundidad vertical verdadera al punto de inyección	(pies)
f	Factor de fricción	(adim)
F_{wv}	Gradiente de presión hidrostática en el líquido del espacio anular	(lb/pg ² /pie)
F_1, F_2	Criterios de estabilidad	(adim)
g	Aceleración de gravedad	(pie/seg ²)
g_c	32.2 Factor de conversión de unidades de gravedad	(lb _m pie/seg ²)
g_e	1.5 de gradiente geotérmico	°F/100 ft
h	Longitud vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección	(pie)
h_c	Altura del nivel de líquido en el espacio anular	(pie)
H_L	Colgamiento	(adim)
J	Índice de productividad	(bpd/(lb _f /pg ²))
\bar{k}	Núcleo de la correlación pVT para R_s , a \bar{T}	(lb/pg ² abs) ^{-c}
k_i	Núcleo de la correlación pVT para R_s , a \bar{T}	(lb/pg ² abs) ^{-c}
K_{be}	Módulo de resistencia efectiva de la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bg}	Módulo de resistencia del gas libre en la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bL}	Módulo de resistencia efectiva del líquido en la TP	(lb/pg ² abs)
K_{bt}	Módulo de resistencia de la TP	(lb/pg ² abs)
L	Longitud de la tubería	(pie)
L_1	Distancia del fondo del pozo al punto de inyección	(pie)
L_2	Distancia del punto de inyección a la cabeza del pozo	(pie)
m	Gasto másico total de los fluidos de la formación	(lb _m /seg)
m_g	Gasto de flujo másico del gas	(lb _m /seg)
M_g	Peso molecular del gas de BNC	(lb _m /lb _{mol})
M_1	Término inercial de la TP corriente abajo del punto de inyección	(lb _m /pie ⁴)
M_2	Término inercial de la TP corriente arriba del punto de inyección	(lb _m /pie ⁴)
N_D	Número de diámetro	(adim)
N_L	Número de viscosidad	(adim)
N_{Lc}	Coeficiente del número de viscosidad	(adim)

N_{Re}	Número de Reynolds	(<i>adim</i>)
N_{vl}	Número de la velocidad de líquido	(<i>adim</i>)
N_{vs}	Numero de la velocidad de gas	(<i>adim</i>)
P	Presión	(<i>lb/pg² abs</i>)
\bar{P}	Presión promedio en la celda	(<i>lb/pg²</i>)
P_a	Presión atmosférica	(<i>lb/pg²</i>) atm
P_b	Presión de burbuja	(<i>lb/pg²</i>)
p_{ci}	Presión en el espacio anular a la profundidad de inyección	(<i>lb/pg² abs</i>)
p_{co}	Presión en la TR	(<i>lb/pg² abs</i>)
p_R	Presión media del yacimiento	(<i>lb/pg² abs</i>)
p_{ti}	Presión en la TP a la profundidad de inyección	(<i>lb/pg² abs</i>)
P_{wf}	Presión de fondo fluyendo	(<i>lb/pg² abs</i>)
p_{wh}	Presión en la cabeza del pozo	(<i>lb/pg² abs</i>)
P_{ws}	Presión estática del pozo	(<i>lb/pg² abs</i>)
q_A	Perturbación del gasto del líquido que fluye del espacio anular a la TP	(<i>bpd</i>)
q'	Perturbación total del gasto	(<i>bpd</i>)
q_{fo}	Gasto de los fluidos de la formación a p_{ti} y T_{ti}	(<i>pie³/dia</i>)
q_{gi}	Gasto del gas de BN a condiciones estándar	(<i>pie³/dia</i>)
q_{go}	Gasto del gas de BNC a p_{ti} y T_{ti}	(<i>pie³/dia</i>)
q_o	Gasto de aceite a condiciones estándar	(<i>bpd</i>)
$q_{o\ máx}$	Gasto máximo de aceite	(<i>bpd</i>)
q_R	Perturbación del gasto de líquido en el yacimiento	(<i>bpd</i>)
q_T	Perturbación del gasto total en la cabeza del pozo	(<i>bpd</i>)
\overline{Q}_{fo}	Transformada de Laplace de q_{fo}	(<i>pie³/dia</i>)
\overline{Q}_{go}	Transformada de Laplace de q_{go}	(<i>pie³/dia</i>)
r_e	Radio de drene	(<i>pie</i>)
r_{eD}	Radio adimensional	(<i>adim</i>)
r_w	Radio del pozo	(<i>pie</i>)
R	Constante universal de los gases = 10.71	(<i>(lb/pg² abs) . pie³/°R/lbmol</i>)
R_p	Relación gas – aceite de la formación	(<i>adim</i>)
R_s	Relación de solubilidad de gas	(<i>adim</i>)
t	Tiempo	(<i>seg</i>)
t_D	Tiempo adimensional	(<i>adim</i>)
T	Tempertura	(<i>°F</i>)

\bar{T}	<i>Temperatura promedio entre el fondo del pozo y el punto de inyección</i>	(°F)
T_{ci}	<i>Temperatura en el espacio anular a la profundidad de inyección</i>	(°F)
T_{ei}	<i>Temperatura ambiente a la entrada de la tubería</i>	(°F)
T_i	<i>Temperatura a la entrada de la tubería</i>	(°F)
T_{ti}	<i>Temperatura en la TP a la profundidad de inyección</i>	(°F)
T_{wf}	<i>Temperatura en el fondo del pozo</i>	(°F)
U	<i>Coeficiente de transferencia de calor</i>	(BTU/hr pie ² °F)
v	<i>Velocidad del fluido</i>	(pie/seg)
V_c	<i>Volumen del espacio anular</i>	(pie ³)
V_g	<i>Volumen de gas</i>	(pie ³)
V_l	<i>Volumen de líquido</i>	(pie ³)
V_t	<i>Volumen de la TP</i>	(pie ³)
v_m	<i>Velocidad de la mezcla</i>	(pie/seg)
v_s	<i>Velocidad sin deslizamiento</i>	(pie/seg)
v_{sl}	<i>Velocidad superficial del líquido</i>	(pie/seg)
v_{sg}	<i>Velocidad superficial del gas</i>	(pie/seg)
\bar{w}	<i>Gasto de flujo másico promedio</i>	(lbm/seg)
w_{ci}	<i>Gasto másico del gas de BNC a la entrada del espacio anular</i>	(lbm/seg)
w_{ti}	<i>Gasto másico del gas de BNC a través del puerto de inyección</i>	(lbm/seg)
Z	<i>Factor de desviación del gas asociado</i>	(adim)
z_{ci}	<i>Factor de desviación del gas a la entrada del espacio anular</i>	(adim)
z_{ti}	<i>Factor de desviación del gas a la profundidad de inyección</i>	(adim)
γ_{API}	<i>Densidad relativa del aceite</i>	(adim)
γ_g	<i>Densidad relativa del gas producido</i>	(adim)
ϕ	<i>Porosidad</i>	(fracción)
ϕ_{est}	<i>Diámetro del estrangulador de producción</i>	(pie)
γ_{gf}	<i>Densidad relativa del gas asociado</i>	(adim)
γ_{gi}	<i>Densidad relativa del gas de BN (aire = 1)</i>	(adim)
γ_o	<i>Densidad relativa del aceite</i>	(adim)
γ_w	<i>Densidad relativa del agua</i>	(adim)
ε	<i>Rugosidad de la tubería</i>	(ft)
λ	<i>Colgamiento sin resbalamiento</i>	(adim)
λ_g	<i>Colgamiento sin resbalamiento del gas</i>	(adim)

μ_g	Viscosidad del gas	(cP)
μ_{gi}	Viscosidad del gas de BNC	(cP)
μ_o	Viscosidad del aceite	(cP)
μ_l	Viscosidad del líquido	(cP)
μ_w	Viscosidad del agua	(cP)
ρ	Densidad del fluido	(lbm/pie ³)
ρ_a	Densidad promedio de la mezcla corriente arriba del punto de inyección	(lbm/pie ³)
ρ_f	Densidad de los fluidos, a p y T	(lb _m /pie ³)
ρ_{fo}	Densidad de los fluidos de la formación, a p_{ti} y T_{ti}	(lb _m /pie ³)
ρ_g	Densidad del gas	(lb _m /pie ³)
ρ_{gi}	Densidad del gas de BN, a condiciones estándar	(lb _m /pie ³)
ρ_{go}	Densidad del gas de BNC, a p_{ti} y T_{ti}	(lb _m /pie ³)
ρ_{gsc}	Densidad del gas asociado, a condiciones estándar	(lb _m /pie ³)
ρ_L	Densidad del líquido	(lb _m /pie ³)
ρ_m	Densidad de la mezcla, a p_{ti} y T_{ti}	(lb _m /pie ³)
ρ_n	Densidad del fluido sin deslizamiento	(lbm/pie ³)
ρ_o	Densidad del aceite	(lbm/pie ³)
ρ_{osc}	Densidad del aceite, a condiciones estándar	(lbm/pie ³)
ρ_r	Densidad pseudo – reducida	(lbm/pie ³)
ρ_s	Colgamiento de la densidad	(lbm/pie ³)
σ_L	Tensión interfacial del líquido	(dinas/cm)
θ	Ángulo de inclinación con respecto a la vertical	(grados)
$\Delta P / \Delta Z$	Caída de presión	((lb/pg ²)/pie)
Ψ	Factor de corrección secundario	(adim)
Ω	Factor definido por la ecuación 2.63	(lb/pg ² abs) ⁻¹

Resumen

Los sistemas de levantamiento artificial son parte importante en la extracción de hidrocarburos en los campos de petróleo en México, siendo uno de los más utilizados el Bombeo Neumático Continuo (BNC). Sin embargo, un problema en la utilización de este sistema es que es susceptible a la inestabilidad de flujo comúnmente referida como “cabeceo”. La inestabilidad de flujo se caracteriza por pequeñas perturbaciones en el sistema que amplifican y generan oscilaciones de gran amplitud en el gasto y presión; dando como resultado una baja eficiencia en el levantamiento de fluidos afectando las instalaciones superficiales y el yacimiento, como se presentan en muchos de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.

Una de las problemáticas más fuertes en el campo Jujo-Tecominoacán es la inestabilidad de flujo en todos los pozos que operan con BNC, características asociadas a: yacimiento saturado, altos cortes de agua, condiciones mecánicas de los pozos, bajo índice de productividad, entre otros, generando desestabilización en el sistema de producción.

Las simulaciones de flujo permiten predecir el gasto óptimo de inyección de gas de BNC e incrementar la producción (aunque en muchas ocasiones no resulta verídico cuando se lleva a cabo en campo) sin embargo una de las limitaciones es que no predice las fronteras de operabilidad. Por lo que, otra práctica es realizar pruebas de inyección de N_2 a diferentes gastos para determinar el gasto de gas óptimo que asegure la estabilidad de flujo en el pozo. No obstante, se ha observado que se requiere menor volumen de inyección de N_2 que con gas de BNC para mantener la estabilidad de flujo, sin embargo los costos de suministro a boca de pozo con N_2 son altos respecto a los de gas de BNC, aunado a los tiempos de espera por estabilización de condiciones de operación y medición de fluidos en cada prueba de inyección de gas.

Partiendo de las problemáticas anteriores, en este trabajo se presentan las fronteras de estabilidad y de operación a través de mapas de estabilidad con base a los criterios de Asheim (1988) y Blick y Cols. (1988) que permiten predecir las fronteras de estabilidad de flujo en pozos con BNC. Dichos mapas se muestran en coordenadas de gasto de inyección de gas de BNC (MMpcd) y de la presión en la cabeza del pozo (kg/cm^2) ya que pueden ser modificados fácilmente para estabilizar un pozo además de ser monitoreados de manera continua.

Los mapas de estabilidad dan como resultado mayor certidumbre del gasto de inyección gas de BNC óptimo a emplear, evitando con ello incremento de costos en pruebas con N_2 , tiempos de espera por estabilización de flujo en campo y mediciones de fluidos asociados a éstas.

Introducción

En la producción de petróleo, cuando la energía del yacimiento es insuficiente para llevar los fluidos de la formación hasta las instalaciones superficiales, es necesario implementar un sistema de levantamiento artificial. Las dos formas principales de levantamiento artificial consisten en la inyección de gas y en el uso de equipos de bombeo superficiales o subsuperficiales. Ambos métodos complementan la energía natural del yacimiento y permiten incrementar el flujo al reducir la contrapresión en el pozo.

A nivel mundial, uno de los sistemas de levantamiento artificial más importantes en la extracción de hidrocarburos es el Bombeo Neumático Continuo (BNC). Un problema en la utilización de este sistema es que es susceptible a la inestabilidad de flujo, comúnmente referida como “cabeceo”. La inestabilidad de flujo se caracteriza porque “pequeñas” perturbaciones en el sistema que se amplifican y generan oscilaciones de gran amplitud en el gasto y presión; esto da como resultado una baja eficiencia en el levantamiento de fluidos, y afectaciones en las instalaciones superficiales y en el yacimiento.

En muchos pozos del campo Jujo-Tecominoacán que operan con BNC se han identificado problemas de inestabilidad de flujo. En los casos más severos se han registrado oscilaciones de hasta 40 kg/cm^2 en la presión en la cabeza en un periodo de unos 30 minutos. Por lo tanto, uno de los objetivos del presente trabajo es estudiar la estabilidad del flujo en pozos típicos de este campo, y predecir las condiciones de operación que derivan en problemas de cabeceo mediante la generación y uso de mapas de estabilidad.

El presente trabajo de investigación, se analiza la estabilidad de flujo en pozos típicos con bombeo neumático continuo (BNC) del campo Jujo-Tecominoacán, a través de la predicción de las condiciones de operación que derivan en problemas de cabeceo mediante la generación y uso de mapas de estabilidad. Se muestra un resumen de las características principales de los sistemas de BNC y las problemáticas de inestabilidad de flujo que indican algunos de los pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán. Se documentan los conceptos referentes a la estabilidad, importancia de la inestabilidad de flujo en los pozos con BNC y sus principales mecanismos físicos. Se propone una modificación a un criterio de estabilidad existente con base a la información disponible del caso de estudio del campo Jujo-Tecominoacán. Se describe el modelo matemático utilizado que muestra el estudio de la hidrodinámica que se ajusta al comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán. Se muestra el caso de estudio de inestabilidad de flujo en un pozo típico con BNC del campo en estudio, aplicando la herramienta desarrollada que genera los mapas de estabilidad con los criterios de Asheim y Blick y Cols. Finalmente, se presentan los resultados en los mapas de estabilidad con base a los efectos en los estudios paramétricos.

En este capítulo se presenta un resumen las características principales de los sistemas de BNC, y se describen las problemáticas de inestabilidad de flujo que presentan algunos de los pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán. Finalmente, se indican los objetivos y alcances.

Descripción del sistema BNC

Este sistema de levantamiento artificial puede ser aplicado tanto en pozos despresurizados como en pozos fluyentes. Su principio de operación se basa en la reducción de la carga hidrostática en el pozo mediante la inyección de gas en la sarta de producción (TP). Este efecto se logra porque la densidad de la mezcla de los fluidos en la TP disminuye con el aporte del gas de inyección. Al disminuir la presión en el fondo del pozo, el gasto de los fluidos de yacimiento se incrementa. Como veremos más adelante, existe un valor óptimo del gasto de inyección que permite maximizar el valor económico del sistema.

En la figura 1 se esquematiza un sistema típico de bombeo neumático. El gas comprimido en la superficie se inyecta desde el espacio anular a la TP a través de una válvula conocida como válvula de inyección u operante. Aun cuando no es lo recomendable, cabe mencionar que la inyección también puede realizarse a través de perforaciones realizadas directamente en la TP (disparos “puncher”). Por otra parte, en el diseño convencional de los sistemas de BNC se considera la instalación de otras válvulas a lo largo de la TP para facilitar el arranque o descarga de los pozos.

Con respecto a las ventajas y las desventajas de los sistemas con BNC, pueden mencionarse las siguientes.

Ventajas

- Es un sistema flexible que puede ajustarse a cualquier profundidad y gasto de aceite.
- Es adaptable a pozos direccionales.
- Permite obtener fácilmente tomas de información de presiones de fondo fluyendo.
- Su diseño puede modificarse por medio de operaciones con línea de acero.
- Tiene una larga vida de servicio.

Desventajas

- Debe existir disponibilidad de gas para la inyección.
- El gas de inyección debe cumplir con los parámetros de calidad del gas dulce antes de utilizarse.
- Puede presentar problemas de formación de hidratos en la línea de inyección.
- Su eficiencia puede reducirse por el depósito de parafinas o asfáltenos.

- No es eficiente cuando el aceite es de alta viscosidad o está emulsionado.
- El sistema puede ser inestable bajo determinadas condiciones de operación.

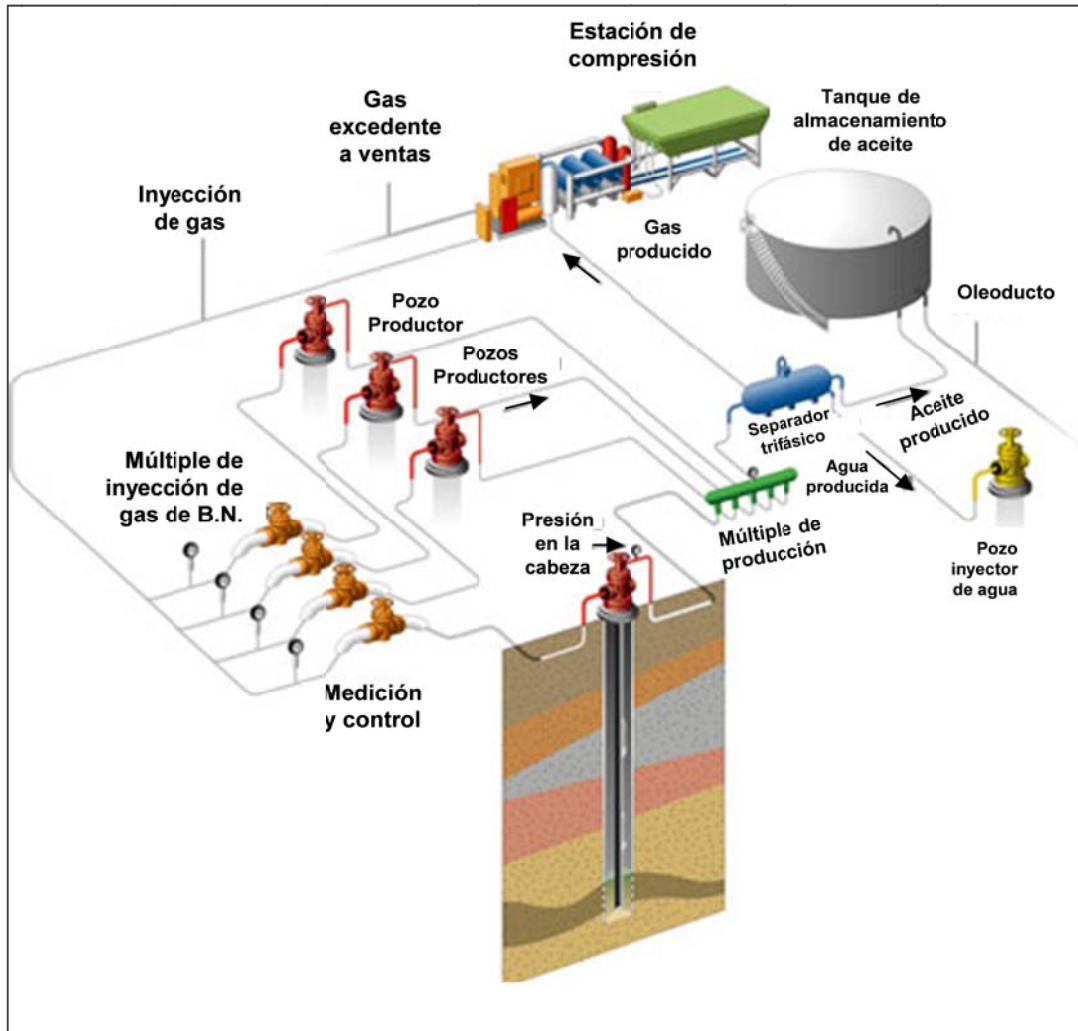


Fig. 1 Componentes del sistema de inyección de BNC
(Cortesía de Schlumberger)

En la figura 2 se muestran los puntos de operación asociados a: 1) valor presente máximo después de impuestos (*máximum present value profit after tax* por sus siglas en inglés "PVP (AT)"); 2) máximo incremento en la operación diaria (*current máximum daily operating cash increase* por sus siglas en inglés "OCI"); y 3) el gasto máximo de producción de aceite (*máximum oil production rate*). Es claro que el punto óptimo de operación es el correspondiente al máximo PVT (AT); no obstante, en algunas situaciones se elige el punto asociado al máximo OCI.

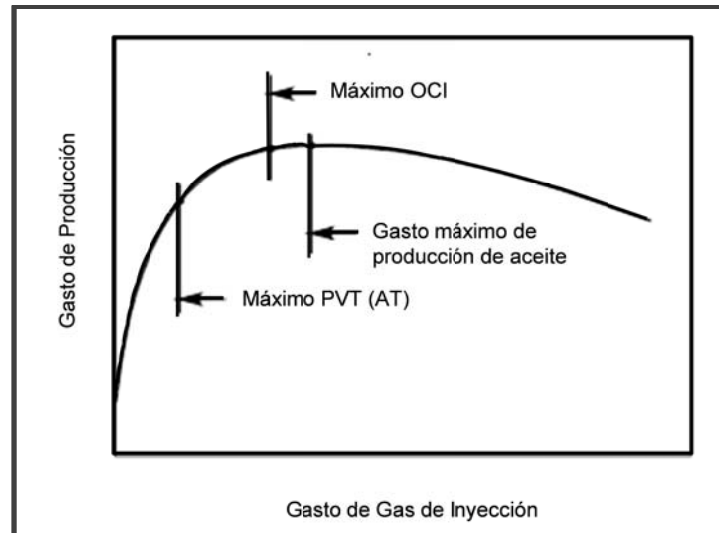


Fig. 2 Relación de rendimiento de levantamiento artificial y optimización del gas de BNC
(Hu B., 2004)

Independientemente del criterio seleccionado para establecer las condiciones óptimas de operación, hay dos aspectos importantes que deben monitorearse y controlarse en campo. Uno, el gasto de inyección establecido debe mantenerse constante, por lo que debe ser independiente de las variaciones de presión en el sistema. A esto se le conoce como control superficial en la operación del gas de inyección.

El segundo aspecto para mantener el sistema optimizado se refiere a que los pozos deben ser operados por arriba de la curva de la relación de rendimiento de levantamiento artificial (curve lift performance relationship por sus siglas en inglés "LPR").

Problemáticas de inestabilidad de flujo en pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán

En general, un sistema físico es inestable si no es capaz de restablecer su estado de equilibrio inicial luego de experimentar una perturbación. En el caso de los sistemas con BNC, el flujo puede ser inestable bajo ciertas condiciones de operación, esta inestabilidad se caracteriza por las grandes variaciones que presentan los parámetros del flujo siendo las de presión y gasto en la superficie las más evidentes; tales variaciones no permiten aprovechar completamente la energía disponible en el sistema de BNC y pueden provocar muchos problemas operativos en las instalaciones superficiales (Guerrero, 2004).

El campo Jujo-Tecominoacán es un campo maduro que mantiene sus compromisos de producción con la inyección de gas en los pozos. Sin embargo, un alto porcentaje de ellos presenta problemas severos de inestabilidad de flujo. A manera de ejemplo, en la figura 3 se muestra un gráfico circular del comportamiento de

la presión en la cabeza del pozo del Tecominoacán 658 durante el cabeceo, la presión puede variar de 9.2 a 51.4 kg/cm² en un lapso de 30 minutos.

Algunas de las causas de la inestabilidad del flujo en los pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán, podrían atribuirse a: 1) variaciones de la presión en la cabeza del pozo o en la succión y descarga del motocompresor; 2) los pozos no cuentan con empacador por lo que el nivel de líquido en el espacio anular puede variar sin restricciones; 3) la inyección se realiza a través de disparos “puncher” lo que dificulta controlar las variaciones del gasto de inyección.

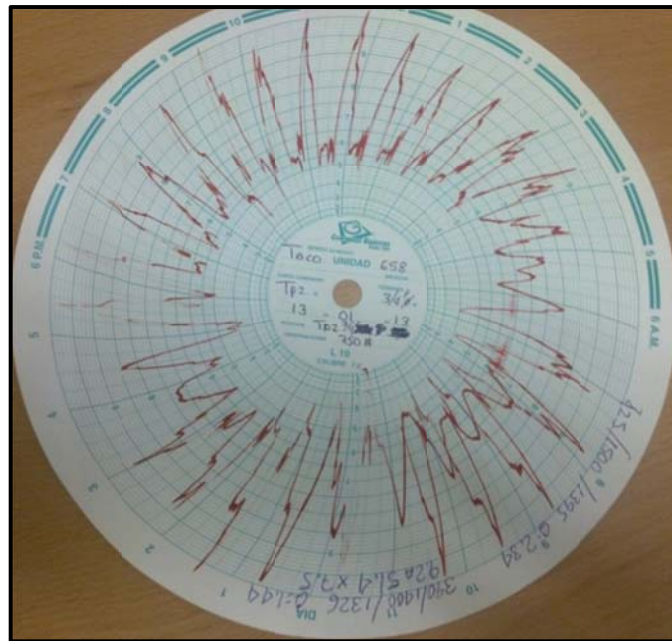


Fig. 3 Registro de la inestabilidad en la presión en cabeza del pozo Tecominoacán 658
(Cortesía, Petróleos Mexicanos, 2013)

Debido a la severidad del problema es importante realizar un análisis de estabilidad de flujo para los pozos con BNC del campo. Para tal efecto, será necesario identificar o proponer un criterio de estabilidad que sea aplicable a las características de los sistemas de BNC seleccionados para su estudio. Asimismo, desarrollar un programa de cómputo que genere mapas de estabilidad y permita identificar las condiciones de operación que derivan en flujo inestable.

Objetivo y alcances

El objetivo de este trabajo de investigación es: Analizar la estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo del campo Jujo-Tecominoacán a partir de la generación de mapas de estabilidad.

Los alcances son:

- Realizar una revisión de los avances en el análisis de estabilidad de flujo en pozos con Bombeo Neumático Continuo.
- Investigar o desarrollar criterios de estabilidad que sean aplicables a los pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán.
- Desarrollar un programa de cómputo para la generación de mapas de estabilidad que muestren la región de operación estable o inestable del sistema, así como sus límites de operación.
- Evaluar los criterios de estabilidad con datos de campo mediante mapas de estabilidad.
- Realizar el análisis de estabilidad de un pozo típico del campo Jujo-Tecominoacán.
- Generar recomendaciones para mitigar los problemas de inestabilidad en los pozos del campo.

Descripción de la tesis

El capítulo 1 alude a conceptos referentes con la estabilidad; una discusión sobre la importancia de la inestabilidad de flujo en los pozos con BNC; descripción de sus principales mecanismos físicos y un resumen de los criterios de estabilidad propuestos por diferentes autores.

El capítulo 2 se documentaron los modelos matemáticos concernientes al fenómeno de inestabilidad de flujo en los sistemas de BNC, abordados por autores como: Asheim (1988), Fairuzov y Cols. (2004), Alhanati y Cols. (1993) y Blick y Cols. (1988), quienes han desarrollado criterios para predecir las condiciones en que un pozo de BNC opere de manera más estable.

El capítulo 3 describe el modelo matemático utilizado que muestra el estudio de la hidrodinámica que ajusta al comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.

El capítulo 4 se muestra un programa de cómputo que permite calcular la hidrodinámica que ajusta el comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán, en el cual se consideran los modelos para el cálculo de gradiente de presión y temperatura en pozos verticales, así como la generación de mapas de estabilidad a través de una interfaz gráfica.

El capítulo 5 presenta un caso de estudio de inestabilidad de flujo en un pozo típico con BNC del campo Jujo-Tecominoacán a través de la aplicación de la herramienta desarrollada en el programa de cómputo descrita en el capítulo cuatro.

El capítulo 6 indica una de las probables causas que pueden originar la inestabilidad de flujo en los pozos del campo Jujo-Tecominoacán. Asimismo, se muestran los efectos de algunas de las principales variables en el sistema de BNC y la comparación de mapas de estabilidad con los criterios de Asheim (1988) y Blick y cols (1988).

Finalmente se exponen las conclusiones de la investigación realizada así como algunas recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 1

Revisión de la literatura

La inyección del gas de BNC se implementa en los pozos cuando la presión del yacimiento es insuficiente para levantar la columna de fluidos hasta la superficie. Ahora bien, los sistemas de BNC son susceptibles a problemas de inestabilidad de flujo bajo determinadas condiciones de operación, pudiendo comportarse de manera intermitente en los casos más severos. Esta inestabilidad de flujo ha sido objeto de un creciente interés en la industria debido a que puede ocasionar disminuciones importantes en la producción de petróleo crudo (en algunos casos, de hasta 25%) y otros problemas operativos no menos importantes (Guerrero, 2004). Por lo tanto, en las últimas décadas se han realizado estudios con la finalidad de entender y cuantificar los mecanismos que gobiernan la estabilidad del flujo así como para predecir las condiciones en que los pozos pueden operar de manera estable.

Actualmente se han diferenciado varios tipos de inestabilidad en los sistemas de producción de aceite y gas en función de los mecanismos físicos más relevantes que les gobiernan; una descripción detallada puede consultarse en Guerrero (2004). Por otra parte, algunos autores han desarrollado criterios para predecir las condiciones en que los pozos con BNC operan de manera estable como: Asheim (1988), Fairuzov y Cols. (2004), Alhanati y Cols. (1993), Blick y Cols. (1988), Hu B. (2004).

A continuación se presentan algunos conceptos referentes a la estabilidad, una discusión sobre la importancia de la inestabilidad de flujo en los pozos con BNC, una descripción de sus principales mecanismos físicos y un resumen de los criterios de estabilidad propuestos por diferentes autores.

1.1. Conceptos en relación a la estabilidad

Algunos términos y definiciones referentes a la estabilidad del flujo se presentan a continuación (Hu B., 2004).

Flujo estacionario. Un flujo es estacionario o se encuentra en régimen permanente cuando ninguna de sus propiedades experimenta variaciones (macroscópicas) en el tiempo. Es importante mencionar que a nivel microscópico puede presentar perturbaciones de amplitud pequeña, como por ejemplo las asociadas a la turbulencia o la presencia de una segunda fase dispersa.

Estable o inestable. Después de experimentar una perturbación en su condición de equilibrio en estado estacionario, un flujo es estable si la condición nueva de operación tiende asintóticamente hacia al punto inicial. Por lo tanto, un flujo es inestable cuando no es estable. Las perturbaciones consideradas en este contexto son a escala macroscópica.

Inestabilidades microscópicas y macroscópicas. Los tipos de inestabilidad que se presentan en los sistemas gas-líquido pueden ser clasificados en dos grandes grupos: inestabilidades microscópicas o locales, e inestabilidades macroscópicas o sistemáticas. El flujo de dos fases siempre involucra inestabilidades a pequeña escala (microscópicas), las cuales ocurren localmente en la interface y se relacionan a aspectos hidrodinámicos característicos de los diferentes patrones de flujo por ejemplo, la formación y colapso de burbujas o la alternancia de baches de líquido. Normalmente estas inestabilidades son consideradas como perturbaciones que no representan un problema para la operación de los sistemas. Por otro lado, las inestabilidades macroscópicas o sistemáticas, como su nombre lo indica involucran el comportamiento global del sistema y dependen fuertemente de las condiciones de frontera. Se manifiestan como oscilaciones que se propagan a través de todo el sistema. Estas oscilaciones pueden representar un riesgo para la buena operación, seguridad y eficiencia del sistema.

Inestabilidades estáticas y dinámicas. Las inestabilidades macroscópicas o sistemáticas pueden ser estáticas y dinámicas. Cuando un sistema en un estado de equilibrio en régimen permanente es perturbado, la perturbación tendrá una retroalimentación positiva del sistema y conducirá a una salida del estado estacionario esto se conoce como inestabilidad estática. Dependiendo de las condiciones de frontera del sistema, una inestabilidad estática puede llevar a una condición de operación en estado estacionario diferente o a un comportamiento periódico. Por otro lado, un flujo está sujeto a la estabilidad dinámica cuando la inercia y el efecto de retroalimentación negativa tienen una parte esencial en el proceso. Para la inestabilidad dinámica cuando el estado estacionario es perturbado, el sistema responderá con un efecto de retroalimentación negativa a la perturbación. Ahora bien, debido a las características del sistema y las condiciones de frontera el efecto de retroalimentación natural negativa puede ser insuficiente para la estabilización y por el contrario lo lleva a un comportamiento oscilatorio.

1.2. Inestabilidad de flujo en pozos con BNC

1.2.1 Importancia del estudio de la inestabilidad

En la figura 1.1 se presenta una curva típica de BNC en términos del gasto de líquido contra el gasto de gas inyección. La curva mostrada con línea continua se obtiene mediante análisis nodal con modelos de flujo en régimen permanente. De acuerdo a la figura, las condiciones de operación más atractivas para maximizar la producción de líquido se encuentran en la región en que pequeños cambios en el gasto de inyección representan incrementos sustanciales en el gasto de líquido. Como puede observarse, esto ocurre a gastos de inyección relativamente bajos. Ahora bien, algunos autores Fairuzov y Cols. (2004) y Hu B. (2004) han mostrado mediante simulación dinámica que el flujo puede ser inestable en esta región y que el gasto de líquido promedio (curva punteada en la figura 1.1) es menor que el que predicen los modelos en régimen permanente. Esto podría explicar las discrepancias entre los gastos promedio de petróleo reportados por el

personal de operación en pozos con problemas de inestabilidad de flujo y aquellos estimados en los simuladores convencionales de análisis nodal. Tomando en cuenta que los métodos tradicionales para diseñar y optimizar los sistemas de BNC se basan en tal tipo de simulaciones, es necesario realizar un análisis de estabilidad antes de implementar cualquier acción en campo.

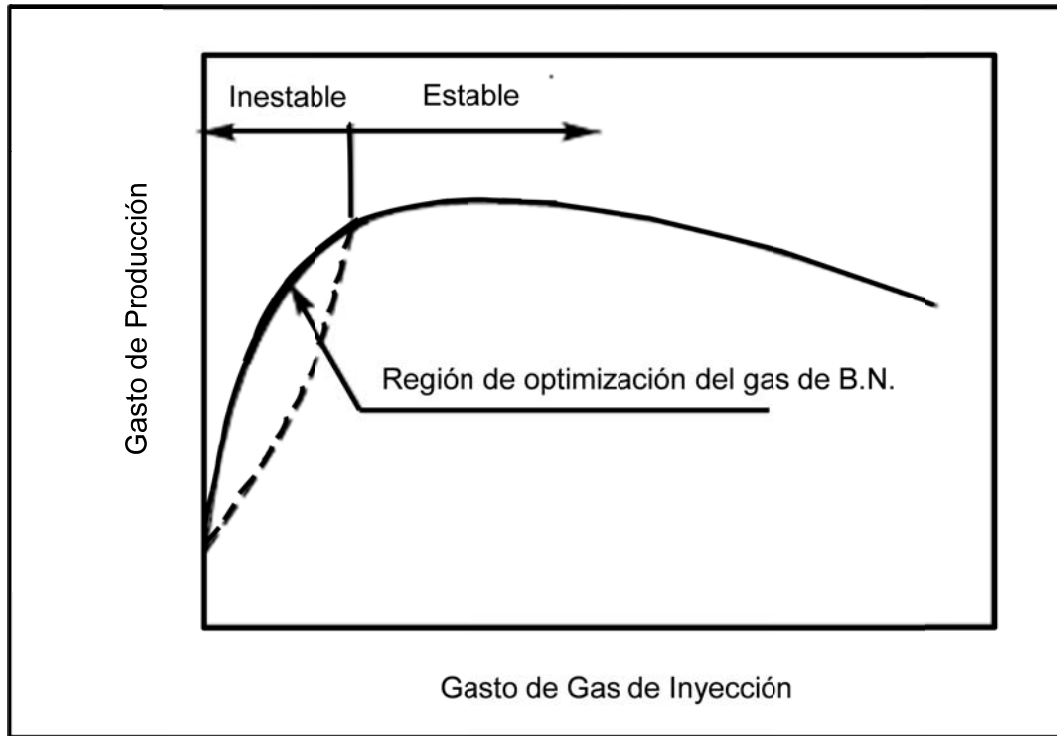


Fig. 1. 1 Curva de comportamiento del sistema de BNC relación del rendimiento de levantamiento artificial con la inestabilidad de gas de BNC (Hu B., 2004)

Otro problema adicional asociado a la inestabilidad del flujo que ha sido reportado recientemente (Hu B., 2004), es que puede acelerar la conificación de gas y/o agua. En campos maduros en que los contactos agua-aceite y/o gas-aceite se encuentra cercanos al intervalo productor, el gasto instantáneo en el fondo del pozo durante el cabeceo puede exceder los valores correspondientes a los gastos críticos para la conificación.

Para contrarrestar la inestabilidad se llevan a cabo dos prácticas comunes en campo que permiten incrementar el gasto de inyección de BNC y estrangular el pozo en la superficie. Sin embargo, estas acciones no siempre pueden implementarse o bien no resultan suficientes para eliminarla. Por una parte, no se dispone de gas de manera ilimitada y al contrario los problemas de abasto son comunes. Por otro lado, debido a que el estrangulamiento implica una reducción en el gasto de aceite crudo esto no puede realizarse cuando existen cuotas de producción preestablecidas por cumplir. Por lo tanto, es común que muchos pozos se mantengan

operando de forma inestable sobre todo en campos maduros. Es claro que las acciones referidas tienen implicaciones económicas que deben ser analizadas en cada caso.

Otras problemáticas generadas por el cabeceo son:

- Bajo índice de productividad en pozos con tuberías de producción sobradas.
- Pozos produciendo en apertura total, esto es, sin estrangular.
- Alto flujo fraccional de agua.
- Insuficiente gasto de inyección de gas de BNC.

Como ha quedado de manifiesto en las descripciones previas, la inestabilidad de flujo en los sistemas de BNC es un tópico relevante que debe ser estudiado en el ámbito petrolero para entender los mecanismos que le gobiernan y desarrollar estrategias para prevenirla o remediarla con base en fundamentos físicos. En este sentido, cabe señalar que los fundamentos del análisis de estabilidad de los sistemas multifásicos fueron desarrollados en un principio en la ingeniería de nuclear.

1.2.2 Mecanismos de inestabilidad

En los pozos que no cuentan con empacador instalados, sean fluyentes o con BNC, la inestabilidad del flujo está asociada a la acumulación y descarga del gas en el espacio anular entre la TR y la TP. Se caracteriza por la producción intermitente de tapones de líquido con relativamente poco gas y de grandes burbujas con poco líquido; ambos con una longitud del orden de la profundidad del pozo. En su artículo pionero sobre el análisis del comportamiento de pozos naturalmente fluyentes y de pozos con BNC, Gilbert (1954) abordó, entre otros temas, la estabilidad del flujo en pozos sin empacador y describió por primera vez el ciclo de cabeceo en este tipo de sistemas.

La inestabilidad del flujo en pozos de BNC con empacador está asociada a la intermitencia de la inyección del gas a la TP a través de la válvula operante. De esta manera, el régimen de flujo en la válvula subsuperficial de inyección y la dinámica del flujo en el espacio anular juegan un papel relevante en la ocurrencia del cabeceo (Gruping y Cols., 1984a y 1984b; Asheim, 1988; y Alhanati y Cols., 1993).

Con respecto a las válvulas de inyección, puede mencionarse que éstas generalmente son de orificio con geometría recta y operan bajo condiciones de flujo subsónico. Debido a que el gasto de gas a través de la válvula depende tanto de la presión en la TR como de la presión en la TP cuando se tienen flujo subsónico, entonces las perturbaciones que se generan en la TP se propagan hacia el sistema de inyección. Bajo determinadas condiciones de operación, esto promueve la amplificación de las perturbaciones en el sistema y la desestabilización del flujo. Es claro que este tipo de inestabilidad no ocurre si el flujo de gas a través de la válvula operante se mantiene constante, como por ejemplo cuando se alcanzan condiciones de flujo sónico.

Aun cuando los mecanismos relevantes en la inestabilidad de flujo en los pozos con BNC son esencialmente diferentes si hay o no instalado un empacador, para los objetos del presente estudio se hará referencia a ambas en conjunto como inestabilidad en TR (o “casing heading”) esto tomando en cuenta que las dos pueden asociarse a un sistema dinámico con retroalimentación positiva.

Recientemente, Hu y Golan (2003) investigaron e identificaron la ocurrencia de un tipo distinto de inestabilidad: la inestabilidad de ondas de densidad. Este tipo de inestabilidad está asociada a la propagación de ondas de fluido de diferente densidad a lo largo de la TP. Se presenta generalmente en pozos profundos con BNC que producen desde yacimientos despresurizados a gastos bajos de inyección y con flujos dominados por la carga hidrostática; puede manifestarse aun cuando el gasto de gas a través de la válvula operante es constante. La inestabilidad de ondas de densidad está asociada a la propagación de ondas de fluido de diferente densidad a lo largo de la TP.

En general, cualquier perturbación en el gasto de las fases presentes a la entrada del pozo ocasiona que el colgamiento local cambie y por lo tanto, también la densidad de la mezcla. A su vez el cambio de la densidad local de la mezcla genera la variación de las caídas de presión hidrostática y total en la TP. El cambio de la densidad de la mezcla generado en el fondo del pozo se propaga a través de la TP como una onda, referida como onda de densidad, onda de continuidad u onda de colgamiento.

Ahora bien, las ondas de densidad siempre están presentes en los sistemas reales y no necesariamente generan inestabilidad; de hecho, la interacción del pozo con el yacimiento tiende a restablecer condiciones de equilibrio estable cuando el sistema experimenta alguna perturbación; por ejemplo, la caída de presión en la TP se incrementa si la densidad de la mezcla aumenta, lo que a su vez ocasiona que el aporte de líquido del yacimiento disminuya esto eventualmente hace que la densidad de la mezcla tienda a disminuir hasta que el sistema retorna a sus condiciones iniciales.

Sin embargo, tal mecanismo de autocontrol (retroalimentación negativa) puede resultar insuficiente para mantener el flujo estable bajo determinadas condiciones de operación, debido al retardo o desfaseamiento en las respuestas de la TP y del yacimiento; cuando el desfaseamiento es muy pronunciado entonces se genera la inestabilidad del sistema, el cual permanece oscilando en torno a cierta condición de equilibrio.

1.3. Criterios de estabilidad

Asheim (1988) desarrolló dos criterios de estabilidad de flujo a partir de un modelo simplificados del sistema de producción. El primer criterio es formulado a partir del análisis de las respuestas del yacimiento y del sistema de inyección a las perturbaciones de la presión en la TP a la profundidad de la válvula de BNC. Un decremento de la presión en la TP a la profundidad de inyección, p_{ti} , incrementa los gastos de los fluidos del

yacimiento y del gas de BNC. El incremento en el gasto de líquido que el yacimiento aporta tenderá a incrementar la densidad de la mezcla y la p_{ti} hasta sus valores originales (efecto estabilizador). Por otra parte, el incremento en el gasto del gas de inyección producirá el efecto contrario, desestabilizando el sistema. De acuerdo a este razonamiento el primer criterio de estabilidad puede expresarse matemáticamente como:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} < 0 \quad (1.0)$$

Donde ρ_m es la densidad de la mezcla conformada por el gas de inyección y los fluidos del yacimiento (aceite y gas asociado), a las condiciones de presión y temperatura en el punto de inyección y p_{ti} es la presión en la TP a la profundidad de inyección. A partir de modelos simplificados de comportamiento de afluencia y de flujo a través de la válvula operante, el sistema será estable de acuerdo al primer criterio de Asheim, F_1 , si:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \frac{J}{q_o} > 1 \quad (1.2)$$

Considerando que el sistema es inestable de acuerdo al primer criterio, entonces una disminución en la p_{ti} causará un incremento en el flujo de gas de BNC a través de la válvula de orificio reduciendo aún más la presión en la TP. Ahora bien, este incremento en el gasto del gas de BNC a través de la válvula de orificio ocasiona que el espacio anular se despresurice. Si el ritmo de despresurización del espacio anular es mayor al de la TP entonces el flujo del gas de BNC que entra a la TP disminuirá. Con la reducción del flujo de gas que entra a la TP la densidad de la mezcla se incrementa estabilizando el sistema. Por lo tanto, el sistema será estable si se cumple que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} < 0 \quad (1.3)$$

Donde q_{go} representa el gasto de gas de BNC a la presión en la TP a la profundidad de inyección " p_{ti} " y temperatura en la TP a la profundidad de inyección " T_{ti} "; t es el tiempo. El segundo criterio de estabilidad, F_2 , establece que:

$$F_2 = \left(\frac{V_t}{V_c}\right) \left(\frac{P_{ti}}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) D_v g}\right) \left(1 + \frac{q_{go}}{q_{fo}}\right) \left(\frac{1}{1 - F_1}\right) > 1 \quad (1.4)$$

Guerrero (2004) y Fairuzov y Guerrero (2006) a partir de la premisa fundamental del primer criterio de estabilidad de Asheim (1988) desarrollaron un criterio de estabilidad para pozos con BNC que producen aceite desde yacimiento saturados y que toma en cuenta el efecto de la propagación de las perturbaciones de presión

en la columna de fluido entre el punto de inyección y el fondo del pozo; estos factores son tomados en una función Ω (referido en el capítulo 2). El criterio de estabilidad puede expresarse como:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D A_o)^2} \cdot \Omega > 1 \quad (1.5)$$

Alhanati y Cols. (1993) realizaron una revisión de los criterios de estabilidad existentes en la literatura. Desarrollaron un criterio unificado mediante la metodología utilizada por Blick y Cols. (1988). Este criterio está conformado por dos desigualdades que se simplifican a cuatro casos particulares, dependiendo de los regímenes de flujo (crítico o subcrítico) en las válvulas de BNC y superficial de inyección, como se muestra en la tabla 1.1.

Tabla 1. 1 Criterios propuestos por Alhanati y Cols. (1993)

Régimen de flujo en la válvula de BNC	Régimen de flujo en la válvula superficial de inyección	
	Flujo subcrítico	Flujo constante
Flujo subcrítico	$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \left(\frac{2 - r_v}{\mu_v}\right) - F_c > 0$ <p style="text-align: center;">y</p> $\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{r_v}{F_c} > 0$	$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \cdot \left(\frac{2 - r_v}{\mu_v}\right) > 0$ <p style="text-align: center;">y</p> $\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + r_v > 0$
Flujo crítico	Siempre estable	Siempre estable

Blick y Cols. (1988) desarrollaron criterios de estabilidad de flujo con base en las metodologías de la teoría de control de sistema lineales. Plantearon las ecuaciones de cambio que describen el comportamiento transitorio de los componentes del sistema de BNC. Entre los fenómenos considerados en el modelo del sistema incluyeron: la inercia y la capacitancia de las tuberías, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento. Transformaron el espacio de Laplace las ecuaciones planteadas y obtuvieron la ecuación característica del sistema. Mediante los criterios de Routh determinaron que el sistema de BNC es estable únicamente cuando los tres coeficientes (K_1, K_2 y K_3) de la ecuación característica tienen el mismo signo.

Hu y Golan (2003) mencionaron casos de campo en los que no se logró estabilizar el flujo aún después de la implementación de las válvulas NOVA tomando como punto de partida la ocurrencia de un tipo distinto de inestabilidad: la inestabilidad de ondas de densidad. La cual, está asociada a la propagación de ondas de fluido

de diferente densidad a lo largo de la TP, presentándose generalmente en pozos profundos con BNC que producen desde yacimientos depresionados a gastos bajos de inyección y con flujos dominados por la carga hidrostática, aun cuando el gasto de gas de BNC sea constante a través de la válvula operante.

1.3.1 Mapas de estabilidad

Con la finalidad de identificar fácilmente las condiciones de operación de los sistemas de BNC que derivan en flujo inestable, se ha incorporado el uso de mapas de estabilidad (Poblano y Cols., 2002; Fairuzov y Cols., 2004) como el mostrado en la figura 1.2. Estos mapas pueden generarse con base en los resultados de los criterios de estabilidad seleccionados para tal efecto.

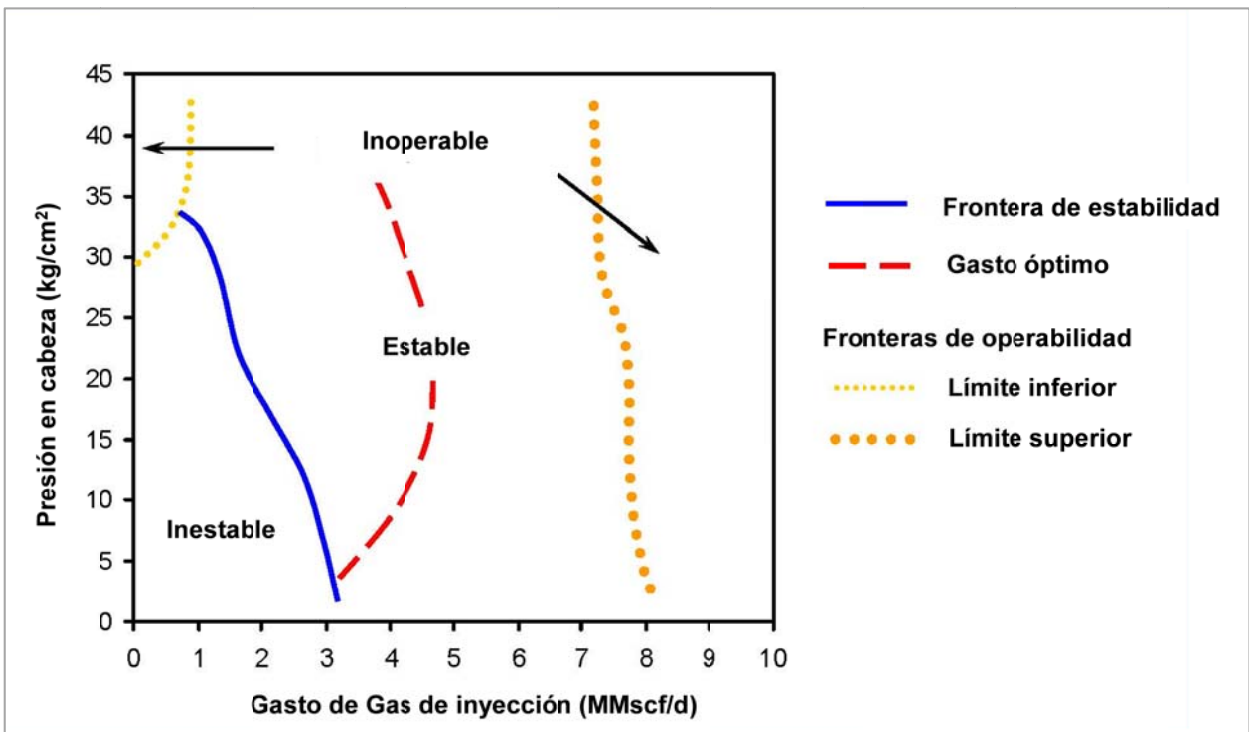


Fig. 1. 2 Comportamiento de las fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio (Guerrero, 2004)

Capítulo 2

Criterios de estabilidad

En este capítulo se documentarán los modelos matemáticos concernientes al fenómeno de inestabilidad de flujo en los sistemas de BNC. Algunos autores han abordado este fenómeno y desarrollado criterios para predecir las condiciones en que un pozo con BNC opera de manera más estable, como son Asheim (1988), Fairuzov y Cols. (2004), Alhanati y Cols. (1993) y Blick (1988), los cuales se presentan en las secciones siguientes.

2.1. Desarrollo de los criterios de Asheim

Asheim desarrolló dos criterios de estabilidad de flujo a partir de un modelo simplificado del sistema de producción, como se detalla a continuación:

2.1.1 Primer criterio

Un decremento de la presión en la TP a la profundidad de inyección, p_{ti} , incrementa los gastos de los fluidos del yacimiento y del gas de BNC. El incremento en el gasto de líquido que el yacimiento aporta tenderá a incrementar la densidad de la mezcla y la p_{ti} hasta sus valores originales (efecto estabilizador). Por otra parte, el incremento en el gasto del gas de inyección producirá el efecto contrario, desestabilizando el sistema. De acuerdo a este razonamiento, el primer criterio de estabilidad puede expresarse matemáticamente como:

$$F_1 = \frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} < 0 \quad (2.1)$$

Donde ρ_m es la densidad de la mezcla conformada por el gas de inyección y los fluidos del yacimiento (aceite y gas asociado), a las condiciones de presión y temperatura en el punto de inyección. A partir de un balance de materia ρ_m puede expresarse como:

$$\rho_m = \rho_{fo} \left(\frac{q_{fo}}{q_{fo} + q_{go}} \right) + \rho_{go} \left(\frac{q_{go}}{q_{fo} + q_{go}} \right) \quad (2.2)$$

Suponiendo que $\rho_m = \rho_m(q_{fo}, q_{go})$, la derivada de ρ_m con respecto a p_{ti} es:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} = \frac{\partial \rho_m}{\partial q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} + \frac{\partial \rho_m}{\partial q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \quad (2.3)$$

La ecuación queda:

$$\frac{\partial \rho_m}{\partial p_{ti}} = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot \left[q_{go} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} - q_{fo} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \right] \quad (2.4)$$

Con base en la ecuación (2.4), la desigualdad dada por la expresión (2.1) se cumple cuando:

$$q_{go} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} - q_{fo} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} < 0 \quad (2.5)$$

Obteniéndose la siguiente expresión:

$$F_1 = \frac{-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}}}{-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}}} > 1 \quad (2.6)$$

Ya que el yacimiento es bajosaturado y se desprecian los efectos transitorios en su respuesta a las perturbaciones de presión, entonces el gasto de líquido del yacimiento puede considerarse proporcional a la diferencia de presión entre el yacimiento y el fondo del pozo:

$$q_{fo} = B_{fo} \cdot J \cdot (p_R - p_{wf}) \quad (2.7)$$

Se considera en el primer criterio que $\partial p_{wf} = \partial p_{ti}$, ocurriendo sólo cuando fluye líquido incompresible entre el fondo del pozo y el punto de inyección, cuando la distancia entre el fondo del pozo y el punto de inyección es pequeña, expresándose:

$$\frac{\partial q_{fo}}{\partial p_{ti}} = -B_{fo} \cdot J \quad (2.8)$$

Considerando que el flujo a través de la válvula de orificio es isotérmico (válido cuando la caída de presión en el orificio es pequeña), entonces el gasto de inyección se determina por la expresión:

$$q_{go} = C_D A_o \left(\frac{2 z R T_{ti}}{M_g} \cdot \ln \left(\frac{p_{ci}}{p_{ti}} \right) \right)^{0.5} \quad (2.9)$$

La variación del gasto del gas de inyección respecto a p_{ti} se obtiene derivando la ecuación 2.9.

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = - (C_D A_o) \cdot \left(\frac{z R T_{ti}}{p_{ti} M_g} \right) \cdot \left(\frac{2 z R T_{ti}}{M_g} \cdot \ln \left(\frac{p_{ci}}{p_{ti}} \right) \right)^{-0.5} \quad (2.10)$$

si:

$$\rho_{go} = \frac{p_{ti} M_g}{z R T_{ti}} \quad (2.11)$$

Por lo que, sustituyendo las ecuaciones (2.11) y (2.9) en (2.10), se obtiene:

$$-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = \frac{(C_D \cdot A_o)^2}{\rho_{go} \cdot q_{go}^2} \quad (2.12)$$

Con base en las ecuaciones (2.7), (2.8), (2.9) y (2.12), el primer criterio se expresa como:

$$F_1 = \frac{\rho_{go} \cdot q_{go}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \frac{B_{fo} \cdot J}{q_{fo}} > 1 \quad (2.13)$$

En términos de gastos a condiciones estándar, se expresa como:

$$F_1 = \frac{\rho_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \frac{J}{q_o} > 1 \quad (2.14)$$

2.1.2 Segundo criterio

Suponiendo que el sistema es inestable de acuerdo al primer criterio, entonces una disminución en el p_{ti} causará un incremento en el flujo de gas de BNC a través de la válvula de orificio, reduciendo aún más la presión en la TP. Ahora bien, este incremento en el gasto del gas de BNC a través de la válvula de orificio ocasiona que el espacio anular se depresione. Si el ritmo de depresionamiento del espacio anular es mayor al de la TP, entonces el flujo del gas de BNC que entra a la TP disminuirá. Con la reducción del flujo de gas que entra a la TP, la densidad de la mezcla se incrementa estabilizando el sistema. Por lo tanto, el segundo criterio de estabilidad se expresa como:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} < 0 \quad (2.15)$$

Suponer que $q_{go} = q_{go}(p_{ci}, p_{ti})$, entonces:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} + \frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} \quad (2.16)$$

Con base a la ecuación (2.9)

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ti}} = - \frac{C_1}{p_{ti}} \quad (2.17)$$

y

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial p_{ci}} = \frac{C_1}{p_{ti}} \quad (2.18)$$

Donde:

$$C_1 = \frac{(C_D A_o)^2}{q_{go}} \cdot \left(\frac{z R T_{ti}}{M_g} \right) \quad (2.19)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.17) y (2.18) en (2.16), y luego de un arreglo algebraico, se tiene que:

$$\frac{\partial q_{go}}{\partial t} = C_1 \cdot \left(\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} \right) \quad (2.20)$$

De acuerdo a las ecuación (2.20), la desigualdad (2.15) se cumple cuando:

$$\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t} - \frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t} < 0 \quad (2.21)$$

o bien,

$$F_2 = \frac{-\frac{1}{p_{ci}} \cdot \frac{\partial p_{ci}}{\partial t}}{-\frac{1}{p_{ti}} \cdot \frac{\partial p_{ti}}{\partial t}} > 1 \quad (2.22)$$

La variación de la presión en el espacio anular puede obtenerse a partir de la ecuación general de los gases reales, de donde:

$$\frac{\partial p_{ci}}{\partial t} = \delta (w_{ci} - w_{ti}) \cdot \left(\frac{z_{ci} R T_{ci}}{V_c M_g} \right) \quad (2.23)$$

Puesto que el flujo de gas entra al espacio anular se ha supuesto constante, entonces $\delta w_{ci} = 0$. La ecuación (2.23) puede expresarse en términos del gasto del gas de BNC como:

$$\frac{\partial p_{ci}}{\partial t} = - \frac{p_{ti}}{T_{ti} z_{ti}} \cdot \frac{T_{ci} z_{ci}}{V_c} \cdot \delta q_{go} \quad (2.24)$$

La presión en el punto de inyección puede determinarse a partir de un balance de cantidad de movimiento en la TP. Despreciando la componente por aceleración, se tiene que:

$$p_{ti} = p_{wh} + \rho_a D_v g + \Delta p_f \quad (2.25)$$

Si se considera un cambio pequeño en la relación gas-líquido de entrada, esta perturbación se propagará como una onda de continuidad sin amortiguamiento por fricción. En estas circunstancias, la respuesta de presión se encuentra diferenciado la ecuación (2.25) con respecto al tiempo. Suponiendo que p_{wh} es constante, y despreciando la fricción en la TP, entonces:

$$\frac{\partial p_{ti}}{\partial t} = D_v g \frac{\partial \rho_a}{\partial t} \quad (2.26)$$

La variación de la densidad promedio en la TP se obtiene de la ecuación de continuidad. La ecuación de continuidad de expresa, despreciando la aceleración como:

$$\frac{\partial p}{\partial t} + v \frac{\partial p}{\partial x} = 0 \quad (2.27)$$

Si se supone que ρ_m experimenta una perturbación, entonces una onda de continuidad se propagará a lo largo de la TP hacia la cabeza del pozo. Hasta que esta perturbación no llegue a la superficie, la densidad promedio de los fluidos corriente arriba al frente de la perturbación no experimentará ningún cambio. Entonces la variación en la densidad promedio en la TP puede ser aproximada con base en la ecuación de continuidad como:

$$\frac{\partial \rho_a}{\partial t} = \left(\frac{q_{fo} + q_{go}}{V_t} \right) \cdot \delta \rho_m \quad (2.28)$$

Combinando las ecuaciones (2.26) y (2.28) y con base en las ecuaciones (2.4) y (2.6), la respuesta de la presión de la TP causada por un cambio en el gasto del gas de BNC puede expresarse como:

$$\frac{\partial p_{ti}}{\partial t} = \left(\frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) D_v g}{V_t} \right) \cdot \left(\frac{q_{fo}}{q_{fo} - q_{go}} \right) \cdot (F_1 - 1) \cdot \delta q_{go} \quad (2.29)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.24), (2.29) en (2.21), el segundo criterio de estabilidad, también se puede expresar en términos de desigualdad como:

$$F_2 = C_2 \left(\frac{V_t}{V_c} \right) \left(\frac{P_{ti}}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) D_v g} \right) \left(1 + \frac{q_{go}}{q_{fo}} \right) \left(\frac{1}{1 - F_1} \right) > 1 \quad (2.30)$$

dónde:

$$C_2 = \frac{p_{ti} T_{ci} z_{ci}}{p_{ci} T_{ti} z_{ti}} \approx 1 \quad (2.31)$$

El parámetro C_2 , es el factor de volumen del gas de BNC entre el espacio anular y la TP. Para todos los casos, C_2 es cercano a la unidad.

2.2. Desarrollo del criterio de Fairuzov y Guerrero

Fairuzov y Guerrero (2004) partieron de la premisa del primerio criterio de Asheim (1988), el flujo será estable si:

$$F_1 = \frac{-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}}}{-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\delta q_{go}}{\delta p_{ti}}} > 1 \quad (2.32)$$

La propuesta de Fairuzov y Guerrero (2004) se retoma íntegramente el modelo del sistema de inyección propuesto por Asheim (1988), por lo que:

$$-\frac{1}{q_{go}} \cdot \frac{\delta q_{go}}{\delta p_{ti}} = \frac{B_{gi}}{\rho_{gi}} \cdot \frac{(C_D \cdot A_o)^2}{q_{gi}^2} \quad (2.33)$$

Por otra parte, a diferencia de Asheim, se considera que el yacimiento es saturado, y que $\delta p_{wf} \neq \delta p_{ti}$. Esta última consideración resulta importante cuando el punto de inyección se encuentra lejos del fondo del pozo, y hay gas libre en esta sección del pozo. Por lo tanto, es necesario plantear un modelo que relacione, q_{fo} , p_{ti} y p_{wf} para obtener el término $-\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}}$.

Partiendo de la definición del factor de volumen total de los fluidos de la formación, se tiene que:

$$q_{fo} = q_o \cdot B_{ti} \quad (2.34)$$

Derivando parcialmente la ecuación (2.34) con respecto a p_{ti} se obtiene:

$$\frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}} = q_o \cdot \frac{\delta B_{ti}}{\delta p_{ti}} + B_{ti} \cdot \frac{\delta q_o}{\delta p_{wf}} \cdot \frac{\delta p_{wf}}{\delta p_{ti}} \quad (2.35)$$

Debe observar que cuando el yacimiento es bajosaturado, y se considerar que $\frac{\delta B_{ti}}{\delta p_{ti}} = 0$ (flujo incompresible) y $\frac{\delta p_{wf}}{\delta p_{ti}} = 1$, entonces $\frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}} = -B_{ti} \cdot J$ como el criterio de Asheim.

En la ecuación (2.35), $\frac{\delta p_{wf}}{\delta p_{ti}}$ es la variación de la presión de fondo fluyendo con respecto a la presión en el punto de inyección. En el caso de flujo monofásico de líquido incompresible, esta derivada es numérica igual a

la unidad. Cuando se presenta el flujo multifásico en el pozo, las perturbaciones de presión en el punto de inyección se propagan hacia el fondo y se amplifican. Por lo tanto, establecieron una relación matemática entre p_{ti} y p_{wf} , considerando un modelo de flujo homogéneo en el pozo (no existe resbalamiento entre las fases). La consideración fue necesaria para obtener un criterio analítico.

A partir de un balance de cantidad de movimiento entre el fondo y el punto de inyección se tiene que:

$$\frac{dp}{dx} = - \frac{\rho_f}{144} \cdot \frac{g}{g_c} \quad (2.36)$$

en donde se han despreciado las pérdidas de presión por fricción y por aceleración. Generalmente en los pozos productores de aceite, 80 a 90% de las pérdidas de presión se deben a la carga hidrostática. Para el caso de los pozos direccionales, dx debe tomarse como longitud vertical y no como longitud desarrollada..

La densidad de los fluidos de la formación puede calcularse a partir de:

$$\rho_f = \frac{w_f}{q_f} \quad (2.37)$$

Donde

$$w_f = q_o \cdot (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \quad (2.38)$$

$$q_f = q_o \cdot B_t \quad (2.39)$$

B_t es el factor de volumen total de los fluidos de la formación, definido como:

$$B_t = B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g \quad (2.40)$$

De acuerdo a las ecuaciones (2.38) y (2.39), la densidad de los fluidos de la formación puede expresarse como:

$$\rho_f = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{1}{B_t} \quad (2.41)$$

Sustituyendo la ecuación (2.41) en la (2.36), el gradiente de presión hidrostático es:

$$\frac{dp}{dx} = - (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot \frac{1}{g_c} \cdot \frac{1}{B_t} \quad (2.42)$$

Separando variables e integrando la ecuación diferencial (2.42), se tiene que:

$$\int_{p_{wf}}^{p_{ti}} B_t \cdot dp = - \int_0^h (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot dx \quad (2.43)$$

La integral del lado derecho de la ecuación (2.43) se calcula como:

$$\int_0^k (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{g}{144 \cdot g_c} \cdot dx = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{h}{144} \cdot \frac{g}{g_c} \quad (2.44)$$

Donde h es la longitud vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección.

Para realizar la integración indicada en el lado izquierdo de la ecuación (2.42), es necesario expresar B_t como función de la presión. Por lo tanto, se considerará que:

1. El flujo entre el fondo del pozo y el punto de inyección es isotérmico (a la temperatura media de flujo)
2. El factor de volumen del aceite permanece constante. En el caso del aceite negro, esta consideración es conveniente, ya que la variación promedio del factor de volumen del aceite entre el punto de inyección y el fondo de los pozos es del orden de 3%.
3. El factor de volumen del gas asociado al aceite puede expresarse cuando T está en ($^{\circ}F$) y p en (lb/pg² abs), como:

$$B_g = \frac{0.0283 \cdot z \cdot (T + 460)}{p}$$

o bien como:

$$B_g = \frac{d}{p}$$

(2.45)

El parámetro que tiene un efecto predominante en la propagación de las perturbaciones de presión es la fracción volumétrica del gas libre. Mediante R_p y R_s , es posible predecir la fracción volumétrica del gas en cualquier punto del pozo (siempre que el modelo de flujo homogéneo sea aplicable). La función analítica integrable de R_s en términos de la presión fue a partir de las correlaciones de Vázquez y Beggs (1980) y de Kartoatmodjo y Schmidt (1991), a través de la siguiente relación generalizada se cumple la condición anterior:

$$R_s = a \cdot k \cdot p^c + b \quad (2.46)$$

Los parámetros a y b son factores de ajuste a datos experimentales PVT, y se calculan mediante regresión no lineal. k es el núcleo de la correlación PVT y depende de las densidades relativas del aceite y el gas, así

como de la temperatura. c es el exponente característica de la correlación. En la tabla 2.1 se muestra el valor del exponente c y las expresiones para calcular k , a partir de las correlaciones de Kartoatmodjo y Schmidt (1991).

Tabla 2. 1 Parámetros k y c asociados a la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt (1991), para la relación de solubilidad

γ_{API}	k	c
≤ 30	$k = 0.05958 \cdot \gamma_{g100}^{0.7972} \cdot 10^{\frac{13.1405 \cdot \gamma_{API}}{(T+460)}}$	1.0014
> 30	$k = 0.03150 \cdot \gamma_{g100}^{0.7587} \cdot 10^{\frac{11.289 \cdot \gamma_{API}}{(T+460)}}$	1.0937

Dónde:

$$\gamma_{g100} = \gamma_g \cdot (1 + 0.1595 \cdot \gamma_{API}^{0.4078} \cdot T_{sep}^{-0.2466} \cdot \log(p_{sep}/114.7)) \quad (2.47)$$

Finalmente, de acuerdo a las ecuaciones (2.40), (2.45) y (2.46), el factor de volumen total de los fluidos de la formación puede expresarse como:

$$B_t = B_o + (R_p - b) \cdot d \cdot p^{-1} - a \cdot k \cdot d \cdot p^{c-1} \quad (2.48)$$

Sustituyendo (2.48) en el lado izquierdo de la ecuación (2.44), luego de realizar la integración correspondiente, se tiene que:

$$\int_{p_{wf}}^{p_{ti}} B_t \cdot dp = \bar{B}_o \cdot (p_{ti} - p_{wf}) + (R_b - b) \cdot \bar{d} \cdot \ln\left(\frac{p_{ti}}{p_{wf}}\right) - \frac{a \cdot \bar{k} \cdot \bar{d}}{c} \cdot (p_{ti}^c - p_{wf}^c) \quad (2.49)$$

Por lo tanto, de las ecuaciones (2.44) y (2.49), la ecuación (2.43) puede expresarse como:

$$(p_{ti} - p_{wf}) + A \cdot \ln\left(\frac{p_{ti}}{p_{wf}}\right) - B \cdot (p_{ti}^c - p_{wf}^c) = -C \quad (2.50)$$

Dónde:

$$A = (R_p - b) \cdot \frac{\bar{d}}{\bar{B}_o} \quad (2.51)$$

$$B = \frac{a \cdot \bar{k} \cdot \bar{d}}{c \cdot \bar{B}_o} \quad (2.52)$$

Y

$$C = (\rho_{osc} + R_p \cdot \rho_{gsc}) \cdot \frac{h \cdot g}{144 \cdot \bar{B}_o \cdot g_c} \quad (2.53)$$

Derivando implícitamente la ecuación (2.50) con respecto a p_{ti} , se tiene que:

$$\frac{\delta p_{wf}}{\delta p_{ti}} = \frac{p_{wf}}{p_{ti}} \cdot \frac{(p_{ti} + A - B \cdot C \cdot p_{ti}^c)}{(p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c)} \quad (2.54)$$

Por otra parte, de acuerdo a la ecuación (2.48), el factor de volumen total de los fluidos de la formación a la profundidad de inyección es:

$$B_{ti} = B_{oi} + (R_p - b) \cdot d_i \cdot p_{ti}^{-1} - a \cdot k_i \cdot d_i \cdot p_{ti}^{c-1} \quad (2.55)$$

Derivando la ecuación (2.55) con respecto a p_{ti}

$$\frac{\delta B_{ti}}{\delta p_{ti}} = - \frac{(R_p - b) \cdot d_i}{p_{ti}^2} - \frac{a \cdot k_i \cdot d_i \cdot (c - 1) \cdot p_{ti}^c}{p_{ti}^2} \quad (2.56)$$

Observando que $B_{gfi} = \frac{d_i}{p_{ti}}$, la ecuación (2.56) puede expresarse como:

$$\frac{\delta B_{ti}}{\delta p_{ti}} = - \frac{B_{gfi}}{p_{ti}} \cdot [(R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c - 1) \cdot p_{ti}^c] \quad (2.57)$$

La correlación de Vogel (1968) es la que se utilizó para el comportamiento de afluencia de los yacimientos saturados:

$$q_o = q_{omax} \cdot \left[1 - 0.2 \cdot \left(\frac{p_{wf} - p_{atm}}{p_R - p_{atm}} \right) - 0.8 \cdot \left(\frac{p_{wf} - p_{atm}}{p_R - p_{atm}} \right)^2 \right] \quad (2.58)$$

En la ecuación original de Vogel (1968), las presiones son manométricas. Sin embargo, y para ser consistentes en el desarrollo del nuevo de estabilidad, en la ecuación (2.58)

La derivada de la ecuación (2.58) con respecto a la presión de fondo fluyendo es:

$$\frac{\delta q_o}{\delta p_{wf}} = - \frac{0.2 \cdot q_{omax}}{(p_R - p_{atm})} \cdot \left[1 + 8 \cdot \frac{(p_{wf} - p_{atm})}{(p_R - p_{atm})} \right] \quad (2.59)$$

Asimismo, de la ecuación (2.58) puede demostrarse que:

$$p_{wf} = \frac{(p_R - p_{atm})}{8} \cdot \left[-1 + \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \right] + p_{atm} \quad (2.60)$$

Al sustituir las ecuaciones (2.54), (2.57) y (2.60) en la ecuación (2.35), se obtiene:

$$\begin{aligned} \frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}} &= q_o \cdot \left(\frac{-B_{gfi}}{p_{ti}} \right) \cdot [(R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c - 1) \cdot p_{ti}^c] \\ &+ B_{ti} \cdot \left[\left(\frac{-0.2 \cdot q_{omax}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \right] \cdot \left[\left(\frac{p_{wf}}{p_{ti}} \right) \cdot \frac{(p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c)}{(p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c)} \right] \end{aligned} \quad (2.61)$$

Reacomodando términos:

$$\begin{aligned} \frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}} &= -\frac{q_o \cdot B_{ti}}{p_{ti}} \cdot \left[\left(\frac{B_{gfi}}{B_{ti}} \right) \cdot (R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c - 1) \cdot p_{ti}^c \right] \\ &+ 0.2 \cdot \left(\frac{q_{omax}}{q_o} \right) \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \left(\frac{p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} \end{aligned} \quad (2.62)$$

Observando que $q_{fo} = q_o \cdot B_{ti}$, entonces:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{q_{fo}} \cdot \frac{\delta q_{fo}}{\delta p_{ti}} &= \frac{1}{p_{ti}} \cdot \left[\left(\frac{B_{gfi}}{B_{ti}} \right) \cdot (R_p - b) + a \cdot k_i \cdot (c - 1) \cdot p_{ti}^c \right] \\ &+ 0.2 \cdot \left(\frac{q_{omax}}{q_o} \right) \cdot \left(\frac{p_{wf}}{p_R - p_{atm}} \right) \cdot \left(\frac{p_{ti} + A - B \cdot c \cdot p_{ti}^c}{p_{wf} + A - B \cdot c \cdot p_{wf}^c} \right) \cdot \sqrt{1 + 80 \cdot \left(1 - \frac{q_o}{q_{omax}}\right)} = \Omega \end{aligned} \quad (2.63)$$

Expresando la ecuación (2.33) en unidades de campo, al sustituirla junto con la ecuación (2.63) en (2.32), el criterio de estabilidad puede expresarse como:

$$F_1 = 2.20723 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{\gamma_{gi} \cdot B_{gi} \cdot q_{gi}^2}{(C_D \cdot A_o)^2} \cdot \Omega > 1 \quad (2.64)$$

Dónde:

- γ_{gi} , es la densidad relativa del gas de BNC (aire = 1),
- B_{gi} , es el factor de volumen del gas de BNC en el punto de inyección,
- q_{gi} , es el gasto del gas de BNC a condiciones estándar, en MMpcd,
- C_D , es el coeficiente de descarga del orificio,
- A_o , es el área del orificio, en pie^2 , y
- Ω , es el factor dado por la ecuación (2.63) en $1/(lb/pg^2 \text{ abs})$

Si la desigualdad (2.6) no se cumple, entonces debe verificarse el segundo criterio de Asheim (desigualdad 2.30) pero con el factor F_1 calculado con la ecuación (2.64)

2.3. Desarrollo del criterio unificado de Alhanati

Alhanati y Cols. proponen utilizar el comportamiento de alfluencia dominado por efectos de frontera para modelar la respuesta del yacimiento a los disturbios de presión en el sistema. Por lo tanto, la relación entre la variación de la presión en la TP y la variación en el gasto aportado por el yacimiento está dada por:

$$p'_{ti} = - \frac{q'_{fo}}{B_{fo} J} \quad (2.65)$$

Donde el valor de J debe tomarse como el valor absoluto de la derivada (evaluada en el punto de operación) de la curva de afluencia. Es importante notar que en la ecuación (2.65) se considera que $\delta p_{wf} = \delta p_{ti}$, al igual que en los criterios de Asheim.

En la formulación del modelo del sistema de inyección se consideró que las siguientes relaciones lineales describen el comportamiento del gasto másico del gas de BNC (considerando que $p_{ci} = p_{co}$):

$$\frac{\dot{m}'_{ch}}{\dot{m}_g} = K_{ch}^c \frac{p'_{co}}{p_{co}} \quad (2.66)$$

$$\frac{\dot{m}'_v}{\dot{m}_g} = K_v^c \frac{p'_{co}}{p_{co}} + K_v^t \frac{p'_{ti}}{p_{ti}} \quad (2.67)$$

En las ecuaciones (2.66) y (2.67) \dot{m}_g es el gasto másico del gas de BNC en régimen permanente \dot{m}'_{ch} y \dot{m}'_v son las variaciones del gasto másico a través de la válvula superficial y del puerto de inyección, respectivamente. Los coeficientes K representan las variaciones relativas en los gastos másicos a través del estrangulador superficial de inyección y a través de la válvula de BNC, asociadas a las variaciones relativas de

las presiones en la TR y la TP. K_{ch}^c siempre es negativo debido a que el gasto de gas a través del estrangulador de inyección disminuye con el incremento de la presión en la TR. K_v^c siempre es positivo ya que el gasto de gas a través de la válvula de BNC se incrementa conforme aumenta la presión en la TR. K_v^t puede ser positivo o negativo dependiente de las características específicas de la válvula y del régimen de flujo (crítico o subcrítico) que se presente.

Aplicando un balance de masa en la TR, se tiene que:

$$\left(\frac{V_c M_g}{z R T}\right)_c \cdot \frac{dp'_{co}}{dt} = K_{ch}^c m_g \frac{p'_{co}}{p_{co}} - \left(K_v^c \frac{p'_{co}}{p_{co}} + K_v^t \frac{p'_{ti}}{p_{ti}}\right) \cdot \dot{m}_g \quad (2.68)$$

O bien

$$\frac{dp'_{co}}{dt} + a \cdot p'_{co} = b \cdot p'_{ti} \quad (2.69)$$

Dónde

$$a = -\frac{\dot{m}_g}{p_{co}} \cdot (K_{ch}^c - K_v^c) \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g}\right)_c \quad (2.70)$$

Y

$$b = -\frac{\dot{m}_g}{p_{ti}} \cdot K_v^t \cdot \left(\frac{z R T}{V_c M_g}\right)_c \quad (2.71)$$

Puede demostrarse que la solución de la ecuación diferencial (2.69) es:

$$p'_{co} = \frac{b}{e^{at}} \cdot \int_0^t e^{at} \cdot p'_{ti} dt \quad (2.72)$$

sustituyendo la ecuación (2.72) en la ecuación (2.67), se tiene que:

$$q'_{go} = q_{go} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{b}{e^{at}} \cdot \int_0^t e^{at} \cdot p'_{ti} dt + \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot p'_{ti} \right\} \quad (2.73)$$

Al formular una expresión para la respuesta de la TP a las variaciones de los gastos de líquido y de gas, se despreciaron los efectos por aceleración y por fricción. Considerando un pozo vertical, se tiene que:

$$p'_{ti} = \int_0^t \delta \rho_m \cdot g \cdot \frac{(q'_{fo} + q_{go})}{A_t} dt \quad (2.74)$$

Donde $\delta \rho_m$ es la variación en la densidad de la mezcla en el punto de inyección a partir de su valor en estado estacionario. Esta variación se debe a cambios predecibles, (q'_{fo}) y (q'_{go}) , o a perturbaciones no predecibles

(q'_{fn} y q'_{gn}). Siguiendo un razonamiento similar al empleado en la deducción de la ecuación (2.4), $\delta\rho_m$ puede expresarse como:

$$\delta\rho_m = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go})}{(q_{fo} + q_{go})^2} \cdot [q_{go} \cdot (q'_{fo} + q'_{fn}) - q_{fo} \cdot (q'_{go} + q'_{gn})] \quad (2.75)$$

Sustituyendo la ecuación (2.75) en la ecuación (2.74), se tiene que:

$$p'_{ti} = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g}{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t} \cdot \int_0^t [q_{go} \cdot (q'_{fo} + q'_{fn}) - q_{fo} \cdot (q'_{go} + q'_{gn})] dt \quad (2.76)$$

Las ecuaciones (2.65), (2.73) y (2.76) constituyen las relaciones necesarias para el análisis de estabilidad. Transformando estas ecuaciones al espacio de Laplace, resulta:

$$\overline{p'_{ti}}(s) = - \frac{\overline{Q'_{fo}}(s)}{B_{fo} \cdot J} \quad (2.77)$$

$$\overline{Q'_{go}}(s) = q_{go} \cdot \left\{ b \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{\overline{p'_{ti}}(s)}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot \overline{p'_{ti}}(s) \right\} \quad (2.78)$$

$$\overline{p'_{ti}}(s) = \frac{(\rho_{fo} - \rho_{go}) g}{(q_{fo} + q_{go}) A_t} \cdot \frac{1}{s} \cdot [q_{go} \cdot (\overline{Q'_{fo}}(s) + \overline{Q'_{fn}}(s)) - q_{fo} \cdot (\overline{Q'_{go}}(s) + \overline{Q'_{gn}}(s))] \quad (2.79)$$

Expresando las ecuaciones (2.77) a (2.79) en forma matricial, entonces:

$$\begin{vmatrix} B_{fo} \cdot J & 1 & 0 \\ q_{go} \cdot \left\{ \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot \frac{b}{(s+a)} + \frac{K_v^t}{p_{ti}} \right\} & 0 & -1 \\ \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t \cdot s}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} & -q_{go} & q_{fo} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \overline{p'_{ti}}(s) \\ \overline{Q'_{fo}}(s) \\ \overline{Q'_{go}}(s) \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ q_{go} \cdot \overline{Q'_{fn}}(s) - q_{fo} \cdot \overline{Q'_{gn}}(s) \end{vmatrix} \quad (2.80)$$

De acuerdo al análisis lineal de estabilidad, la estabilidad está condicionada al comportamiento de las singularidades del sistema representado por la ecuación matricial (2.80). Para que el sistema sea estable, todas sus singularidades deben ser negativas (condición de estabilidad). Si todas las singularidades son negativas, entonces p'_{ti} , q'_{fo} y q'_{go} presentarán crecimiento exponencial negativo (la perturbación del sistema se disipa). Las singularidades referidas son los valores de "s" que hacen que el determinante de la matriz de coeficientes sea igual a cero. En este caso, son las raíces de la ecuación polinomial de segundo orden siguiente:

$$\left[\frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \right] s^2 + \left[\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot q_{fo} \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a \right] s + \left[\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot q_{fo} \right) \cdot a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b \cdot q_{fo} \right] = 0 \quad (2.81)$$

Del análisis de la ecuación (2.81) se observa que el coeficiente del término de segundo grado siempre es positivo. Para satisfacer la condición de estabilidad, los otros dos coeficientes deben ser positivos. Por tanto, debe cumplirse que:

$$\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot q_{fo} \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a > 0 \quad (2.82)$$

y

$$\left(B_{fo} \cdot J \cdot q_{go} \frac{K_v^t}{p_{ti}} \cdot q_{fo} \right) a + q_{go} \cdot \frac{K_v^c}{p_{co}} \cdot b \cdot q_{fo} > 0 \quad (2.83)$$

en donde el parámetro “a” siempre es positivo ya que K_{ch}^c siempre es negativo, y K_v^c siempre es positivo.

Las desigualdades (2.82) y (2.83) toman las formas adimensionales siguientes:

$$\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot p_{ti}}{q_{fo}} + K_v^t \right) + \frac{(q_{fo} + q_{go}) \cdot A_t}{(\rho_{fo} - \rho_{go}) \cdot g} \cdot a \cdot \frac{p_{ti}}{(q_{fo} \cdot q_{go})} > 0 \quad (2.84)$$

y

$$\left(\frac{B_{fo} \cdot J \cdot p_{ti}}{q_{fo}} + K_v^t \right) + \left(\frac{K_v^c \cdot p_{ti}}{p_{co}} \right) \cdot \frac{b}{a} > 0 \quad (2.85)$$

Las desigualdades (2.84) y (2.85) constituyen un criterio unificado de estabilidad. La validez de este criterio radica en la veracidad de las relaciones lineales consideradas en las ecuaciones (2.66) y (2.67).

El criterio unificado puede expresarse de diferentes maneras de acuerdo a los valores de K_{ch}^c , K_v^c y K_v^t , los cuales dependen principalmente de los regímenes de flujo que se establecen en el estrangulador superficial de inyección y en la válvula operante.

2.4.1 Casos particulares del criterio unificado

1) K_v^t es positiva.

Si es positiva o cero, las desigualdades dadas por (2.84) y (2.85) se satisfacen automáticamente. K_v^t es cero cuando la válvula de BNC opera como un orificio bajo flujo crítico (el gasto en la válvula es independiente de p_{ti}). K_v^t , es positivo cuando la válvula de BNC opera en la región de garganteo. En ambas situaciones, un decremento en la presión de TP causará el incremento en el gasto de inyección de gas a través de la válvula.

2) K_v^t es negativa.

El régimen de flujo más común para la válvula operante es el flujo subcrítico a través de un orificio. Bajo esta situación, K_v^t es negativa. Entonces el gasto a través de la válvula se incrementará ante un decremento de la presión de TP. Utilizando la ecuación de flujo adiabática a través de un orificio para la válvula de BNC, obteniéndose:

$$K_v^c = \frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co} + (p_{co} - p_{to})}{(p_{co} - p_{to})} \quad (2.86)$$

y

$$K_v^t = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{to}}{(p_{co} - p_{to})} \quad (2.87)$$

3) Gasto constante a través de la válvula superficial de inyección.

Puede suceder que el gasto de gas a través del estrangulador de inyección superficial sea constante. Esta situación ocurre cuando hay un controlador de flujo en la superficie, o cuando el estrangulador de inyección opera bajo flujo crítico. Cuando el estrangulador opera en flujo crítico entonces el gasto es independiente de la presión en TR. Por tanto, $K_{ch}^c = 0$, quedando las ecuaciones:

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + F_3 \cdot \left(\frac{2-r_v}{\mu_v} \right) > 0 \quad (2.88)$$

y

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1 \right) + r_v > 0 \quad (2.89)$$

4) Flujo subcrítico a través de la válvula superficial de inyección

La inyección en superficie a través de un estrangulador de apertura fija es la situación más común en el campo. Considerando una presión constante corriente arriba del estrangulador de inyección, p_m , y el flujo adiabático a través del mismo, se tiene que:

$$K_{ch}^c = -\frac{1}{2} \cdot \frac{p_{co}}{(p_m - p_{co})} \quad (2.90)$$

por tanto, los criterios de estabilidad se expresan como:

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + F_3 \left(\frac{2 - r_v}{\mu_v}\right) - F_c > 0 \quad (2.91)$$

y

$$\left(F_1 \cdot \frac{r_v}{\mu_v} - 1\right) + \frac{r_v}{F_c} > 0 \quad (2.92)$$

En la tabla 2.2 se presenta el resumen de los criterios propuestos por Alhanati y Cols., y se indica el conjunto de ecuaciones que debe utilizarse de acuerdo al régimen de flujo en las válvulas superficial y subsuperficial de inyección del gas de BNC.

Tabla 2. 2 Resumen de los criterios propuestos por Alhanati y Cols. (1993)

Régimen de flujo en la válvula de BNC	Régimen de flujo en la válvula superficial de inyección	
	Flujo subcrítico	Flujo constante
Flujo subcrítico	Ecuaciones (2.91) y (2.92)	Ecuaciones (2.88) y (2.89)
Flujo crítico	Siempre estable	Siempre estable

2.4. Desarrollo de los criterios de Blick

En el modelo del sistema de BNC se considera la inercia y la capacitancia de las tuberías, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento.

La inercia de la TP, M , caracteriza la caída de presión causada por la aceleración del fluido en la TP y se define como:

$$M = \frac{\rho L}{A_t} \quad (2.93)$$

En pozos con BNC, la densidad de la mezcla de los fluidos en la TP no es la misma corriente arriba (ρ_1) que corriente abajo (ρ_2) del punto de inyección. Por lo tanto, hay dos términos de inercia, M_1 y M_2 . Dividiendo la longitud de la TP en dos segmentos a partir del punto de inyección, los términos de inercia en los segmentos inferior y superior pueden expresarse respectivamente como:

$$M_1 = \frac{\rho_1 L_1}{A_t} \quad (2.94)$$

y

$$M_2 = \frac{\rho_2 L_2}{A_t} \quad (2.95)$$

La capacitancia de la TP, C_T , caracteriza la expansión de la TP ocasionada por un incremento en la presión. El módulo efectivo de resistencia de una tubería que contiene gas y líquido puede expresarse como:

$$K_{be} = \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right)^{-1} \quad (2.96)$$

Donde K_{bt} , K_{bL} y K_{bg} son los módulos de resistencia del tubo, el líquido y el gas, respectivamente. Ya que el módulo de resistencia efectiva está definida por:

$$\frac{1}{K_{be}} = - \frac{\Delta V}{V_t \Delta p'} \quad (2.97)$$

Entonces:

$$- \frac{d\Delta V}{dt} = q_T = \frac{V_t}{K_{be}} \frac{d\Delta p'}{dt} \quad (2.98)$$

Donde q_T expresa el cambio que experimenta el flujo a la salida de la TP por el efecto de las elasticidades del gas, el aceite y la pared de la tubería. Con base en la ecuación (2.98), q_T puede expresarse como:

$$q_T = C_T \frac{d\Delta p'}{dt} \quad (2.99)$$

Dónde:

$$C_T = V_t \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right) \quad (2.100)$$

La constante de almacenamiento del pozo, C_s , está relacionada al volumen de líquido existente en el espacio entre la TP y la TR (pozo sin empacador). La variación del gasto volumétrico de líquido, q_A , que fluye del espacio anular a la TP es:

$$q_A = - A_c \frac{dh_c}{dt} \quad (2.101)$$

Donde A_c y h_c son el área de la sección transversal del espacio anular y la altura del nivel del líquido en el mismo, respectivamente.

La presión en el fondo del espacio anular, despreciando la carga hidrostática del gas, es:

$$p_{wf} = p_{co} + F_{wv} h_c \quad (2.102)$$

Donde F_{wv} es el gradiente de presión hidrostática debido al líquido en el espacio anular. De acuerdo a la ecuación (2.102), la ecuación (2.101) puede expresarse como:

$$q_A = -\frac{A_c}{F_{wv}} \cdot \left(\frac{dp_{wf}}{dt} - \frac{dp_{co}}{dt} \right) \quad (2.103)$$

Considerando que el cambio en el volumen de gas es adiabático, y que tanto p_g como V_g son los valores promedios de presión y volumen en el espacio anular, respectivamente, entonces:

$$p_g V_g = cte \quad (2.104)$$

Si la presión de la TR es aproximadamente igual a la presión promedio del espacio anular, se tiene que:

$$\frac{dp_{co}}{dt} = -\frac{cte}{V_g^2} \cdot \frac{dV_g}{dt} = -\frac{p_{co}}{V_g} \cdot q_A \quad (2.105)$$

Si D_v es la profundidad vertical del pozo, entonces $V_g = A_c \cdot (D_v - h_c)$. Por lo tanto, y con base en la ecuación (2.105), la ecuación (2.103) puede expresarse como:

$$q_a = -C_S \frac{dp_{wf}}{dt} \quad (2.106)$$

Donde

$$C_S = A_c \cdot \left(F_{wv} + \frac{p_{co}}{(D_v - h_c)} \right)^{-1} \quad (2.107)$$

Para modelar las fluctuaciones que experimenta el gasto, q_R , que aporta el yacimiento en respuesta a las perturbaciones en la p_{wf} , Blick y cols, partieron de la ecuación de difusión para el caso de flujo radial ligeramente compresible en un medio poroso:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2.109)$$

Cuya solución general es:

$$p_i - p_{wf} = \frac{q B \mu}{0.00708 k h_f} \cdot f(t_D, r_{eD}) \quad (2.110)$$

Dónde:

$$r_{eD} = r_e / r_w \quad (2.111)$$

Y

$$t_D = \frac{0.000264 k t}{\phi \mu c r_w^2} \quad (2.112)$$

con t en horas.

Blick y Cols. analizaron el comportamiento de la función $f(t_D, r_{eD})$ para el caso de flujo radial en un yacimiento finito con una presión constante en su frontera exterior y gasto constante en el pozo. Encontraron que:

$$f(t_D, r_{eD}) = (1 - \exp(-bt_D)) \ln \frac{r_e}{r_w} \quad (2.113)$$

Donde

$$b = \frac{0.892}{t_D^{0.792} r_{eD}^{0.217}} \quad (2.114)$$

Ahora bien, si el gasto que aporta el yacimiento experimenta una perturbación en el tiempo, entonces la perturbación correspondiente en la p_{wf} puede expresarse, con base en las ecuaciones (2.110) y (2.113), mediante la siguiente integral de convolución:

$$p'_{wf} = -\frac{1}{J} \cdot \int_0^t \frac{dq_R}{d\tau} \cdot (1 - \exp(ab(t - \tau))) d\tau \quad (2.115)$$

$$a = \frac{0.000264 k}{\phi \mu c r_w^2} \quad (2.116)$$

y

$$J = \frac{0.00708 k h_f}{B \mu \ln(r_e / r_w)} \quad (2.117)$$

La perturbación total que experimenta el flujo, q' , es:

$$q' = q_R + q_A + q_T \quad (2.118)$$

El cambio en la caída de presión $\Delta p'$, en la sección de la tubería debajo del puerto de inyección causado por los efectos de la inercia y los cambios en la relación gas líquido, RGL_1 , y en el gasto de flujo, $\Delta q'$, puede expresarse como:

$$\Delta p'_1 = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_1' + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_1 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} \quad (2.119)$$

De manera similar, el cambio en la caída de presión por arriba del puerto de inyección es:

$$\Delta p'_2 = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_2' + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_2 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} \quad (2.120)$$

La diferencia entre la presión de fondo fluyendo y la presión en la cabeza del pozo es:

$$p'_{wf} - p'_{wh} = \Delta p'_1 + \Delta p'_2 \quad (2.121)$$

La variación de la presión en la cabeza del pozo, p'_{wh} , puede expresarse en términos de las variaciones de la relación gas-líquido, RGL_2 , del gasto, q , y del diámetro del estrangulador de producción, ϕ_{est} , como sigue:

$$p'_{wh} = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_2' + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o \cdot q' + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi_{es}} \right)_o \cdot \phi'_{est} \quad (2.122)$$

Finalmente, el sistema de ecuaciones que describe el comportamiento de los diferentes componentes del sistema de BNC queda integrado por las siguientes 8 ecuaciones: (2.99), (2.106), (2.115), y (2.118) a (2.122). Transformándolas al espacio de Laplace, se tiene que:

$$\bar{q}_T(s) = s C_T \bar{\Delta p}'(s) \quad (2.123)$$

$$\bar{q}_A(s) = -s C_s \bar{p}'_{wf}(s) \quad (2.124)$$

$$\bar{p}'_{wf}(s) = -\frac{\bar{q}_R(s)}{J(1 + s/ab)} \quad (2.125)$$

$$\bar{q}'(s) = \bar{q}_R(s) + \bar{q}_A(s) + \bar{q}_T(s) \quad (2.126)$$

$$\bar{\Delta p}'_1(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGL} \right)_o \cdot \bar{RGL}'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o \cdot \bar{q}'(s) + M_1 \cdot s \cdot \bar{q}'(s) \quad (2.127)$$

$$\overline{\Delta p'_2}(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGL}\right)_o \cdot \overline{RGL'_2}(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right)_o \cdot \overline{q'}(s) + M_2 \cdot s \cdot \overline{q'}(s) \quad (2.128)$$

$$\overline{p'_{wf}}(s) = \overline{p'_{wh}}(s) + \overline{\Delta p'_1}(s) + \overline{\Delta p'_s}(s) \quad (2.129)$$

y

$$\overline{p'_{wh}}(s) = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGL}\right)_o \cdot \overline{RGL'_2}(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q}\right)_o \cdot \overline{q'}(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi_{est}}\right)_o \cdot \overline{\phi'_{est}}(s) \quad (2.130)$$

Donde "s" es la variable de la transformada de Laplace

Las ecuaciones (2.123) a (2.130) conforman un conjunto de ocho ecuaciones algebraicas con ocho incógnitas: $\overline{q'_T}(s)$, $\overline{q'_A}(s)$, $\overline{q'_R}(s)$, $\overline{q'}(s)$, $\overline{\Delta p'_1}(s)$, $\overline{\Delta p'_2}(s)$, $\overline{p'_{wf}}(s)$ y $\overline{p'_{wh}}(s)$. De acuerdo a Blick y Cols., la solución de este sistema de ecuaciones puede expresarse como:

$$\overline{p'_{wh}}(s) = \frac{f_1 \left(s, \overline{\phi'_{est}}(s), \overline{RGL'_1}(s), \overline{RGL'_2}(s) \right)}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad (2.131)$$

$$\overline{p'_{wf}}(s) = \frac{f_2 \left(s, \overline{\phi'_{est}}(s), \overline{RGL'_1}(s), \overline{RGL'_2}(s) \right)}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad (2.132)$$

$$\overline{q'}(s) = \frac{f_3 \left(s, \overline{\phi'_{est}}(s), \overline{RGL'_1}(s), \overline{RGL'_2}(s) \right)}{K_1 s^2 + K_2 s + K_3} \quad (2.133)$$

La ecuación característica del sistema de ecuaciones es:

$$K_1 s^2 + K_2 s + K_3 = 0 \quad (2.134)$$

Donde

$$K_1 = (M_1 + M_2) \left(C_S - C_T + \frac{J}{ab} \right) \quad (2.135)$$

$$K_2 = \left(\frac{J}{ab} + C_S \right) \cdot \left(\left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) + J(M_1 + M_2) - C_T \cdot \left(\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) \quad (2.136)$$

$$K_3 = J \cdot \left(\left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \right) + 1 \quad (2.137)$$

De acuerdo al análisis de estabilidad lineal de la teoría de control, el sistema físico asocia las ecuaciones (2.131) a (2.133) será estable si la parte real de las dos raíces de la ecuación característica (2.134) es negativa. Esta condición se satisface cuando todos los coeficientes de la ecuación característica son del mismo signo.

Por lo tanto, el sistema de BNC será estable si se cumplen las siguientes desigualdades:

$$\frac{K_2}{K_1} > 0 \quad (2.138)$$

Y

$$\frac{K_3}{K_1} > 0 \quad (2.139)$$

2.5. Modificación al desarrollo de los criterios de Blick y Cols.

Partiendo del modelo del sistema de BNC donde se considera la inercia y la capacitancia de las tuberías, el almacenamiento del pozo y la respuesta transitoria del yacimiento; se realizan las siguientes consideraciones con base a datos disponibles para los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.

Para el yacimiento se considera:

$$q = J (p_R - p_{wf}) B_f \quad (2.140)$$

Dónde:

$$B_f = B_o + (RGA - Rs) + B_g (B_w * WOR) \quad (2.141)$$

Si $J \approx cte$ y $B_f \approx cte$ y,

$$q_R(t) = q_R^\circ + q'_R(t) \quad (2.142)$$

$$p_{wf}(t) = q_f^\circ + q'_f(t) \quad (2.143)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.142) y (2.143) en la ecuación (2.140) y simplificando términos, la expresión matemática queda:

$$q'_R = -J p'_{wf} B_f \quad (2.144)$$

La constante de almacenamiento del pozo, C_s , está relacionada al volumen de líquido existente en el espacio entre la TP y la TR (pozo sin empacador). La constante de almacenamiento del pozo perturbada está dada por la variación del gasto volumétrico de líquido, q_A , que fluye del espacio anular a la TP se expresa de la siguiente manera:

$$q_A(t) = -A_c \frac{dh_c}{dt} \quad (2.145)$$

Si, se considera la presión en el fondo del espacio anular y se deprecia la carga hidrostáticas del gas, la expresión queda:

$$p_{wf}(t) = p_c(t) + \rho_f g h(t) \quad (2.146)$$

Derivando la ecuación (2.146) con respecto al tiempo, se tiene la siguiente expresión matemática:

$$\frac{dp_{wf}}{dt} = \frac{dp_c}{dt} + \rho_f g \frac{dh}{dt} \quad (2.147)$$

Agrupando términos, se tiene:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{\rho_f g} \left\{ \frac{dp_{wf}}{dt} - \frac{dp_c}{dt} \right\} \quad (2.148)$$

Sustituyendo la ecuación (2.148) en ecuación (2.145), se obtiene la expresión:

$$q'_A(t) = -\frac{A_c}{\rho_f g} \left\{ \frac{dp_{wf}}{dt} - \frac{dp_c}{dt} \right\} \quad (2.149)$$

O tomando en cuenta que:

$$p_{wf}(t) = p_{wf}^\circ + p'_{wf}(t) \quad (2.150)$$

$$p_c(t) = p_c^\circ + p'_c(t) \quad (2.151)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.150) y (2.151) en función de las presiones perturbadas en la ecuación (2.145), la expresión queda:

$$(2.152)$$

$$q'_A(t) = -\frac{A_c}{\rho_f g} \left\{ \frac{dp'_{wf}}{dt} - \frac{dp'_c}{dt} \right\}$$

Ahora bien, si se considera que el volumen de gas es adiabático y que la presión de la TR es aproximadamente igual a la presión promedio del espacio anular, se tiene que:

$$p'_c V_c = cte (K) \quad \Rightarrow \quad p'_c = \frac{cte (K)}{V_{gc}} \quad (2.153)$$

Derivando la expresión (2.153) con respecto al tiempo, se tiene:

$$\frac{dp'_c}{dt} = -\frac{cte (K)}{V_{gc}^2} \frac{dV_{gc}}{dt}$$

o

$$\frac{dp'_c}{dt} = -\frac{p'_c}{V_{gc}} \frac{dV_{gc}}{dt} \quad (2.154)$$

Si se considera que:

$$q'_A(t) = \frac{dV_{gc}}{dt} \quad (2.155)$$

y

$$V_{gc} = A_c (D - h) \quad (2.156)$$

Sustituyendo la ecuación (2.156) en la ecuación (2.155), resulta:

$$\frac{dp'_c}{dt} = -\frac{p'_c}{(D - h) A_c} \cdot q'_A(t) \quad (2.157)$$

De igual manera, se sustituye la ecuación (2.157) en la ecuación (2.152), obteniendo la siguiente expresión matemática:

$$q'_A(t) = -\frac{A_c}{\rho_f g} \left\{ \frac{dp'_{wf}}{dt} + \frac{p'_c}{(D - h)_{Anular}} q'_A(t) \right\} \quad (2.158)$$

Reordenando términos de la expresión (2.158), nos queda:

$$q'_A(t) \left[1 + \frac{p'_c}{(D - h) \rho_f g} \right] = -\frac{A_c}{\rho_f g} \left(\frac{dp'_{wf}}{dt} \right) \quad (2.159)$$

$$q'_A(t) = - \frac{A_c (D-h)}{\rho_f g \left[1 + \frac{p'_c}{(D-h) \rho_f g} \right]} \frac{dp'_{wf}}{dt} \quad (2.160)$$

$$q'_A(t) = - \frac{A_c}{\rho_f g + \frac{p'_c}{(D-h)}} \frac{dp'_{wf}}{dt} \quad (2.161)$$

$$q'_A(t) = - \left(\frac{A_c (D-h)}{\rho_f g (D-h) + p'_c} \right) \frac{dp'_{wf}}{dt} \quad (2.162)$$

Si la presión de la TR es aproximadamente igual a la presión promedio del espacio anular, se tiene que:

$$\frac{dp_{co}}{dt} = - \frac{cte}{V_g^2} \cdot \frac{dV_g}{dt} = - \frac{p_{co}}{V_g} \cdot q_A \quad (2.163)$$

Considerando la ecuación (2.156) y con base a la ecuación (2.163), la ecuación (2.162) se puede expresar como:

$$q'_A(t) = - C_s \frac{dp'_{wf}}{dt} \quad (2.164)$$

La capacitancia de la TP, C_T , se caracteriza por la expansión de la TP ocasionada por un incremento en la presión, expresada de la siguiente forma:

$$q'_{Tp} = C_t \frac{d \Delta p'}{dt} \quad (2.165)$$

Dónde:

$$C_T = V_t \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{V_g}{V_L} \frac{1}{K_{bg}} \right) \quad (2.166)$$

Siendo que:

$$\frac{V_g}{V_L} = \bar{\alpha}_g \quad (2.167)$$

Por lo tanto, la expresión (2.166) queda como sigue:

$$C_T = V_t \left(\frac{1}{K_{bt}} + \frac{1}{K_{bL}} + \frac{\bar{\alpha}_g}{K_{bg}} \right) \quad (2.168)$$

La perturbación total en el gasto está dada por:

$$q'_T = q'_R + q'_A + q'_{TP} \quad (2.169)$$

Las perturbaciones de presión en la TP con Blick se consideran en dos secciones de la tubería tomando como referencia el puerto de inyección en el cual se toman en cuenta los efectos de la inercia y los cambios en la relación gas líquido, RGL_1 , y en el gasto de flujo, $\Delta q'$, éstas expresiones se presentan a continuación:

1) Sección de la tubería debajo del puerto de inyección:

$$\Delta p'_1 = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGL_1} \right)_o \cdot RGL_1' + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_1 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} = p'_{wf} - p'_{ti} \quad (2.170)$$

2) De manera similar, el cambio en la caída de presión por arriba del puerto de inyección es:

$$\Delta p'_2 = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGL} \right)_o \cdot RGL_2' + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right)_o \cdot q' + M_2 \cdot \frac{\partial q'}{\partial t} = p'_{ti} - p'_{wh} \quad (2.171)$$

Si se considera las presiones perturbadas en el fondo y la cabeza del pozo, se tiene entonces:

$$p'_{wf} - p'_{wh} = \Delta p'_1 + \Delta p'_2 \quad (2.172)$$

Donde la presión en cabeza perturbada se expresa como:

$$p'_{wh} = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGIL_2} \right) RGIL_2' + \left(\frac{\partial P_{WH}}{\partial q} \right) q' + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi} \right) \phi' \quad (2.173)$$

Finalmente los componentes del sistema de BNC están integrados por 8 ecuaciones con 8 incógnitas:

$$Q'_R(s) = -J p'_{wf}(s) B_f \quad (2.174)$$

$$Q'_A(s) = -C_s p'_{wf}(s) * s \quad (2.175)$$

$$Q'_{TP}(s) = C_T \Delta p'(s) * s \quad (2.176)$$

$$Q'(s) = Q'_R(s) + Q'_A(s) + Q'_{TP}(s) \quad (2.177)$$

$$\Delta p'_1(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1} \right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial}{\partial g} (\Delta p_1) \right) Q'(s) + M_1 s Q'(s) \quad (2.178)$$

$$\Delta p'_2(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) + \left(\frac{\partial}{\partial g} (\Delta p_2) \right) Q'(s) + M_2 s Q'(s) \quad (2.179)$$

$$p'_{wf}(s) - p'_{wh}(s) = \Delta p'_1(s) + \Delta p'_2(s) \quad (2.180)$$

$$p_{wh}(s) = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \right) Q'(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi} \right) \phi'(s) \quad (2.181)$$

De las expresiones matemáticas (2.174), (2.175) y (2.176) en (2.177) se tiene:

$$Q'(s) = -J p'_{wf}(s) B_f - C_s p'_{wf}(s) s + C_T \Delta p'(s) * s \quad (2.182)$$

Sustituyendo las ecuaciones (2.178) y (2.179) en la ecuación (2.180), quedando:

$$\begin{aligned} p'_{wf}(s) - p'_{wh}(s) &= \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1} \right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} \right) Q'(s) + M_1 s Q'(s) + \\ &\left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) Q'(s) + M_2 s Q'(s) \end{aligned} \quad (2.183)$$

$$\begin{aligned} p'_{wf}(s) - p'_{wh}(s) &= \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) Q'(s) + (M_1 + M_2) s Q'(s) + \\ &\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1} \right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) = \Delta p'(s) \end{aligned} \quad (2.184)$$

sustituyendo la ecuación (2.184) en la ecuación (2.182), la expresión queda:

$$\begin{aligned} Q'(s) &= -J p'_{wf}(s) B_f - C_s p'_{wf}(s) s + C_T s \left[\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right] Q'(s) + \\ &(M_1 + M_2) s Q'(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1} \right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) \end{aligned} \quad (2.185)$$

factorizando términos de la ecuación (2.185), se tiene:

$$\begin{aligned} Q'(s) &= -J p'_{wf}(s) B_f - C_s p'_{wf}(s) s + C_T s Q'(s) \left\{ \frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right\} + \\ &C_T s^2 (M_1 + M_2) \phi'(s) + C_T s \left\{ \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1} \right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2} \right) RGIL'_2(s) \right\} \end{aligned} \quad (2.186)$$

De las expresiones matemáticas (2.181), (2.184) y (2.186) se despejan los términos $p'_{wh}(s)$, $p'_{wh}(s)$ y $Q'(s)$, quedando de las siguientes ecuaciones:

$$p'_{wh}(s) - \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q}\right) Q'(s) = \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial RGIL_2}\right) RGIL'_2(s) + \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial \phi'}\right) \phi'(s) \quad (2.187)$$

$$p'_{wf}(s) - p'_{wh}(s) - \left[\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right) + (M_1 + M_2)s\right] Q'(s) = \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1}\right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_2}{\partial RGIL_2}\right) RGIL'_2(s) \quad (2.188)$$

$$Q'(s) \left[1 - C_T s' \left\{\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right\} - C_T s^2 (M_1 + M_2)\right] + (J B_f + C_s s') p'_{wf} = C_T s \left\{\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_1}\right) RGIL'_1(s) + \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial RGIL_2}\right) RGIL'_2(s)\right\} \quad (2.189)$$

El sistema de BNC integrado por 8 ecuaciones con 8 incógnitas se redujo a un sistema de tres ecuaciones (2.187), (2.188) y (2.189), el cual se resuelva de forma matricial y se obtiene la ecuación característica del sistema de ecuaciones:

$$\Delta = \left[1 - C_T s \left\{\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right\} - C_T s^2 (M_1 + M_2)\right] [(1)(1) - (-1)(0)] - [J B_f + C_s s] \left[-\left[\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q}\right] + (M_1 + M_2)s\right] (1) - (-1) \left(-\frac{\partial p_{wh}}{\partial q}\right) \quad (2.190)$$

Reduciendo la determinante se obtiene:

$$\Delta = \left[1 - C_T s \left\{\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right\} - C_T s^2 (M_1 + M_2)\right] + (J B_f + C_s s) \left[\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} + (M_1 + M_2)s\right] + (J B_f + C_s s) \frac{\partial p_{wh}}{\partial q} \quad (2.191)$$

Igualando la expresión (2.191) a cero, se tiene:

$$\Delta = 1 - C_T s \left[\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right] - C_T s^2 (M_1 + M_2) + (J B_f) \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q}\right) + (J B_f) (M_1 + M_2) + (J B_f) \left(\frac{\partial p_{wh}}{\partial q}\right) + C_s s \frac{\partial p_{wh}}{\partial q} = 0 \quad (2.192)$$

Ordenando términos de la ecuación (2.192), se obtiene la expresión:

$$\begin{aligned}
 & [C_s (M_1 + M_2) - C_T (M_1 + M_2)] s^2 + \\
 & \left[C_s \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) + C_s \frac{\partial p_{wh}}{\partial q} + J B_f (M_1 + M_2) - C_T \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) \right] s + \\
 & 1 + (J B_f) \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) + J B_f \frac{\partial p_{wh}}{\partial q} = 0
 \end{aligned} \tag{2.193}$$

La expresión matemática (2.193) es una ecuación de segundo grado, donde la estabilidad en el sistema se presentará si la parte real de las dos raíces de la ecuación característica es negativa, esto es, la condición se satisface sólo si todos los coeficientes de la ecuación característica son del mismo signo, expresándose como sigue:

$$As^2 + Bs + C = 0 \tag{2.194}$$

Donde:

$$A = (C_s - C_T) (M_1 + M_2) \tag{2.195}$$

$$B = (C_s - C_T) \left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right) + J B_f (M_1 + M_2) + \frac{\partial p_{wh}}{\partial q} C_s \tag{2.196}$$

$$C = 1 + J B_f \left[\frac{\partial p_{wh}}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_1}{\partial q} + \frac{\partial \Delta p_2}{\partial q} \right] \tag{2.197}$$

Por lo tanto, el sistema de BNC será estable si se cumplen las siguientes desigualdades:

$$\frac{B}{A} > 0 \tag{2.198}$$

y

$$\frac{C}{A} > 0 \tag{2.199}$$

Capítulo 3

Modelo hidrodinámico y térmico

En este capítulo se describe el modelo matemático utilizado el cual muestra el estudio de la hidrodinámica que se ajusta al comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.

Para determinar la ecuación del gradiente de presión se requiere determinar para cada fase las velocidades, densidades, viscosidades y la tensión superficial a diferentes presiones y temperaturas. Las propiedades físicas de los fluidos son parámetros que caracterizan a un fluido y son indispensables para el cálculo de estos parámetros los cuales se encuentran detallados en el apéndice A de éste trabajo.

3.1. Modelo de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo

La relación del comportamiento de afluencia (IPR – Inflow Performance Relationship) predice la relación entre el gasto de los fluidos y la diferencia de presiones del yacimiento y la presión de fondo fluyendo. A continuación se describen los métodos considerados para generar la curva de comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

3.1.1 Índice de productividad

En el cálculo de la productividad de un pozo de aceite comúnmente se supone que el gasto es directamente proporcional al abatimiento de presión entre el yacimiento y la vecindad del pozo. A la constante de proporcionalidad de esta relación se le llama Índice de Productividad (J o IP) la cual se derivó a partir de la Ley de Darcy (1864) para flujo radial en régimen permanente de un fluido en una sola fase e incompresible.

Para las condiciones de flujo en que $P_{wf} > P_b$, la curva de afluencia tiene un comportamiento lineal y está caracterizada por el índice de productividad del pozo, J .

$$q_o = J (P_{ws} - P_{wf}) \quad (3.1)$$

3.1.2 IPR para yacimientos saturados

El modelo de afluencia desarrollado por Vogel (1968) es uno de los más utilizados en la industria petrolera. Permite generar la curva de IPR de pozos productores de aceite y gas que producen desde yacimientos

saturados ($P_{ws} < P_b$) con empuje por gas disuelto. En este caso, la curva de IPR no es lineal debido a la presencia de gas libre en el yacimiento.

En la figura 3.1 se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento del flujo en el yacimiento de un pozo.

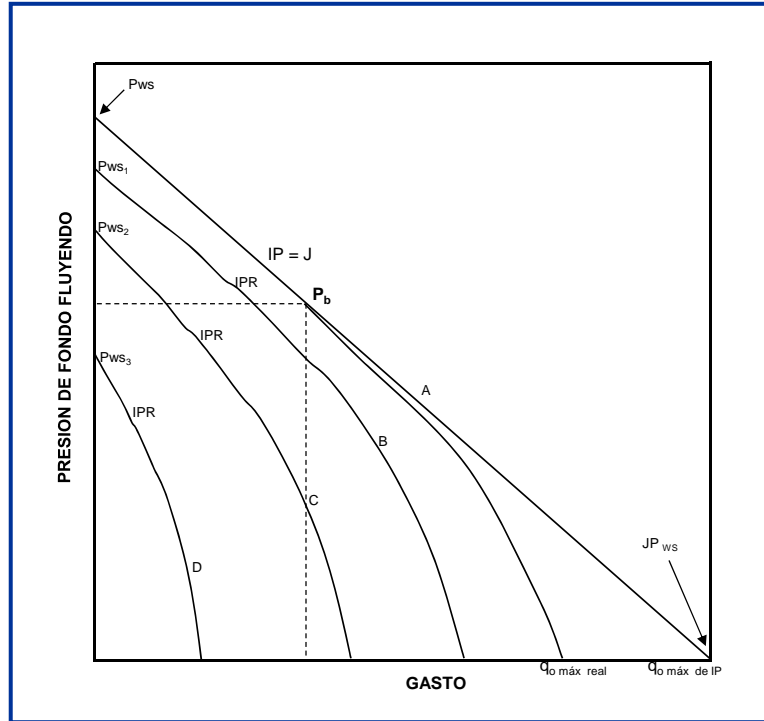


Fig. 3. 1 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento del pozo (Beggs, 1991)

En éste trabajo se consideró el método de Vogel (1968) para el cálculo del comportamiento de flujo del yacimiento al pozo debido a la información con la que se dispone, para los pozos productores de aceite del campo de Jujo-Tecominoacán.

La relación empírica es:

$$\frac{q_o}{q_o \text{ máx}} = 1 - 0.2 \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right] - 0.8 \left[\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right]^2 \quad (3.2)$$

Y su representación gráfica es la siguiente:

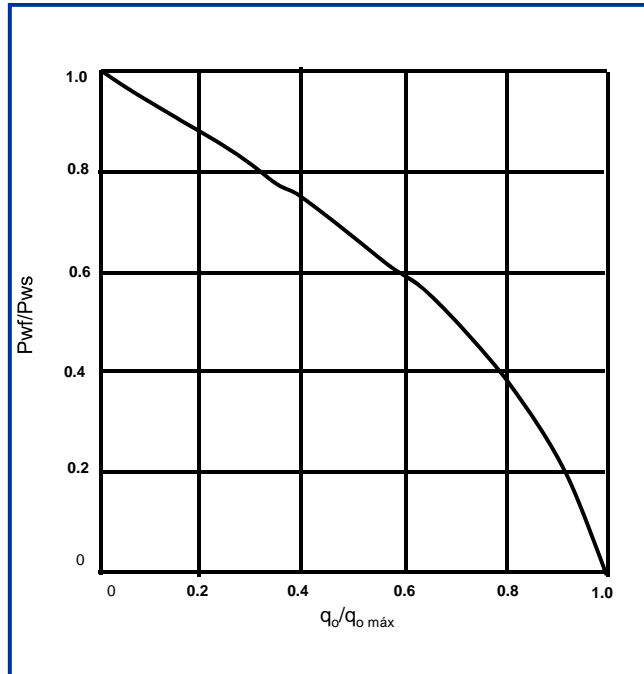


Fig. 3. 2 Comportamiento de afluencia al pozo de un yacimiento con empuje por gas disuelto (Beggs, 1991)

3.1.3 IPR generalizada

El método de Vogel (1968) puede extenderse para calcular el IPR de los yacimientos bajo saturados, en los cuales la presión de fondo fluyendo puede ser mayor o menor que la presión de burbuja. Se considera que el comportamiento de afluencia es lineal para $P_{wf} \geq P_b$ y que la ecuación de Vogel es aplicable cuando $P_{wf} < P_b$. La ecuación que describe la curva de IPR generalizada para $P_{wf} < P_b$ es:

$$q_o = J(P_{wf} - P_b) + \frac{J P_b}{1.8} \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad (3.3)$$

En la figura 3.3 se presenta la curva de la IPR generalizada.

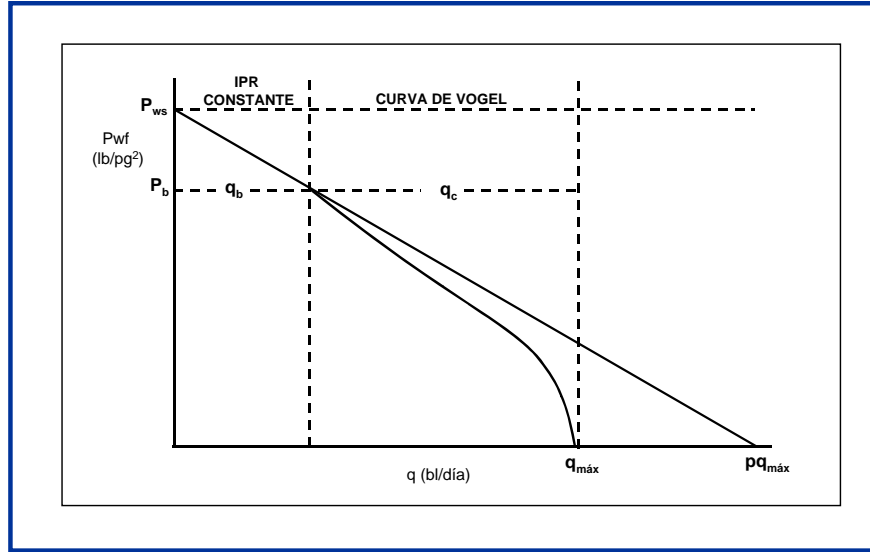


Fig. 3.3 Curva de IPR generalizada (Beggs, 1991)

3.1.4 IPR compuesta

En las curvas de IPR compuestas se considera el efecto del corte de agua (constante) sobre el comportamiento de afluencia. El método que se presenta a continuación fue derivado por Petrobras (Brown, 1984) y utiliza la ecuación de Vogel (1968) para estimar el flujo de aceite y un comportamiento lineal para la afluencia del agua.

La curva de IPR compuesta puede dividirse en tres intervalos:

1. En el intervalo entre cero y el gasto a la presión de burbuja ($0 < q_{L a c.e.} < q_b$)

$$P_{wf} = P_{ws} - \frac{q_{L a c.e.}}{J} \quad (3.4)$$

2. El intervalo entre el gasto a la presión de burbuja y el gasto máximo de aceite que predice la ecuación de Vogel ($q_b < q_{L a c.e.} < q_{o max}$)

$$P_{wf} = 0.125 P_b (1 - \lambda_w) \left[-1 + \sqrt{81 - 80 \left(\frac{q_{L a c.e.} - q_b}{q_{o max} - q_b} \right)} \right] + \lambda_w \left(P_{ws} - \frac{q_{L a c.e.}}{J} \right) \quad (3.5)$$

3. El intervalo entre el gasto máximo de aceite y el gasto máximo total ($q_{o max} < q_{L a c.e.} < q_{L max}$)

$$P_{wf} = \lambda_w \left(P_{ws} - \frac{q_{o max}}{J} \right) - (q_{L a c.e.} - q_{o máx}) \tan \beta \quad (3.6)$$

El gasto máximo de líquido para la curva de IPR compuesta puede calcularse mediante la ecuación:

$$q_{L\ max} = q_{o\ max} + \lambda_w \left(P_{ws} - \frac{q_{o\ max}}{J} \right) \tan \alpha \quad (3.7)$$

Dónde:

$$\tan \beta = \frac{CD}{CG} \quad (3.8)$$

$$CG = 0.001 q_{o\ max} \quad (3.9)$$

$$CD = \frac{P_b (1 - \lambda_w)}{8} \quad (3.10)$$

En el programa de cómputo se empleó la curva compuesta de IPR (Petrobras, Brown 1984), debido a que los pozos del campo Jujo-Tecominoacán manejan altos cortes de agua afectando el comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

3.2. Modelo hidrodinámico de flujo multifásico en el pozo

El modelo hidrodinámico permite calcular las caídas de presión en tuberías verticales y la ecuación con la correlación de Hagedorn y Brown (1965) que lo define, está dada por:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{Total} = \frac{\rho_s g_c \cos \theta + \frac{f \rho_n^2 v_m^2}{2 g_c d}}{1 - \left(\frac{\rho_s v_{sg} v_m}{144 * g_c P} \right)} \quad (3.11)$$

Las modificaciones al método original de Hagedorn y Brown (1965), son:

1. En el método original del cálculo de gradiente de presión incluyo el flujo burbuja de Griffith y Wallis (1961).
2. Correlaciono los valores del pseudo-colgamiento del líquido en lugar de los medidos, llegando a la conclusión que regularmente los valores de colgamiento de líquido son menores que los valores de colgamiento sin resbamiento.
3. Utilizó el método de Duns y Ros (1963) para predecir los patrones de flujo niebla o transición para la predicción de la ocurrencia.
4. Sustituyó el componente de aceleración en el gradiente de presión por el de Duns y Ros (1963).

En resumen, las modificaciones al método de Hagedorn y Brown son una combinación de varios métodos, principalmente para el flujo burbuja propuesto por Griffith y Wallis (1961), y la metodología de Duns y Ros (1963) sólo si es físicamente posible encontrar el valor del colgamiento de líquido.

3.2.1 Predicción del patrón de flujo

A continuación se muestra la correlación de Hagedorn y Brown (1965) modificada la cual depende de los patrones de flujo. Cabe mencionar, que sólo se considera la predicción del flujo burbuja y del flujo bache debido a que son los más comunes para pozos productores de aceite (Brill, 1999).

Este es el procedimiento considerado en el programa de cómputo para predecir el patrón de flujo.

1. Calcular el parámetro, (L_B):
$$L_B = 1.071 - 0.2218 \frac{v_m^2}{d} \quad (3.12)$$

El valor de (L_B) debe cumplir la condición: $L_B \geq 0.13$

2. Calcular la fracción volumétrica de gas, (λ_g),
$$\lambda_g = 1 - \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (3.13)$$

Si $\lambda_g \leq L_B$ el flujo es burbuja, sino, es flujo bache

3.2.2 Calculo del colgamiento

a) Flujo burbuja

$$H_L = 1 - \frac{1}{2} \left[1 + \frac{v_m}{v_s} - \sqrt{\left(1 + \frac{v_m}{v_s}\right)^2 - 4 \frac{v_{sg}}{v_s}} \right] \quad (3.14)$$

Donde $v_s = 0.8 \frac{pie}{seg}$,

b) Flujo bache:

b.1 Obtener los números dimensionales:

$$N_{vl} = 1.938 v_{sl}^4 \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_L}} \quad (3.15)$$

$$(3.16)$$

$$N_{vg} = 1.938 v_{sg} \sqrt[4]{\frac{\rho_l}{\sigma_L}}$$

$$N_d = 120.872 d \sqrt{\frac{\rho_l}{\sigma_L}} \quad (3.17)$$

$$N_L = 0.15726 \mu_l \sqrt[4]{\frac{1}{\rho_l \sigma_L^3}} \quad (3.18)$$

b.2 De la figura 3.4 obtener el valor de (N_{LC})

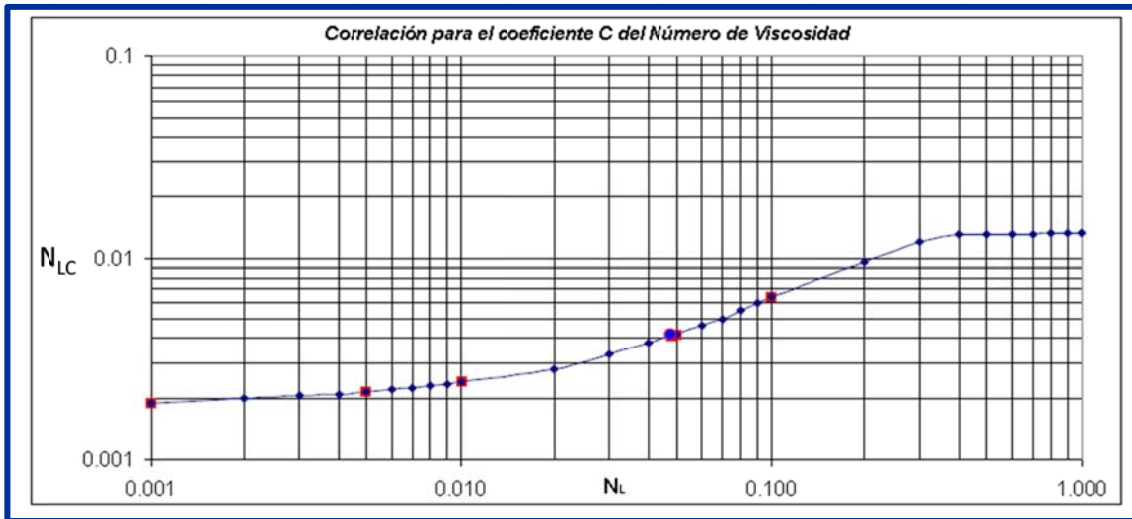


Fig. 3. 4 Correlación para el coeficiente del número de viscosidad, (Hagedorn-Brown, 1965) N_{LC}

b.3 Obtener el valor de la abscisa (a) para la figura 3.5 y encontrar el valor de $\left(\frac{H_L}{\psi}\right)$

$$a = \frac{N_{vL} N_{LC}}{N_{vg}^{0.575} N_d} \left(\frac{P}{P_{c.s.}}\right)^{0.1} \quad (3.19)$$

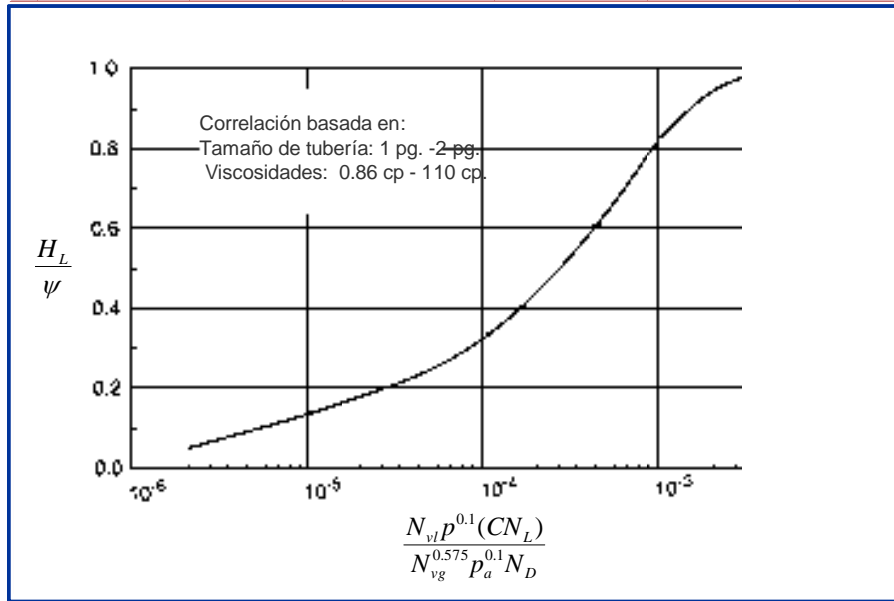


Fig. 3. 5 Correlación de la relación, (Hagedorn-Brown, 1965) H_L/ψ

b.4 Obtener el valor de la abscisa (a) para la figura 3.6 y hallar el valor de (ψ)

$$a = \frac{N_{vg} N_L^{0.380}}{N_d^{2.14}} \quad (3.20)$$

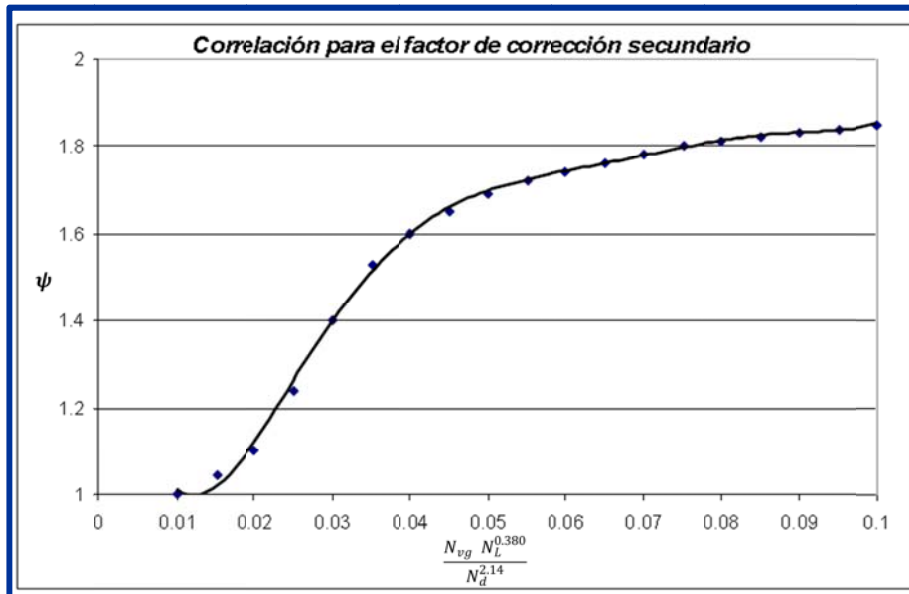


Fig. 3. 6 Correlación para el factor de corrección secundario (Hagedorn-Brown, 1965)

b.5 Finalmente, el colgamiento se obtiene con la siguiente correlación:

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\psi} \right) \psi \quad (3.21)$$

3.2.3 Cálculo del gradiente de presión

a) Flujo burbuja

a.1 Calcular el colgamiento de la densidad (ρ_s)

$$\rho_s = \rho_l * H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (3.22)$$

a.2 Calcular el factor de fricción de Colebrook y White (f) en función del número de Reynolds (N_{Re})

$$N_{Re} = 1488 \frac{\rho_L \left(\frac{v_{SL}}{H_L} \right) d}{\mu_l} \quad (3.23)$$

$$f = \frac{1}{\left[\left(1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d/12} \right) \right) + \left(\frac{21.25}{N_{Re}^{0.9}} \right) \right]^2} \quad (3.24)$$

a.3 Finalmente, el cálculo del gradiente de presión, $\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{Total}$ se determina:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{Total} = \underbrace{\rho_s \cos \theta}_{\text{elevación}} + \underbrace{\frac{f \rho_l v_m^2}{2 g_c d}}_{\text{fricción}} \quad (3.25)$$

b) Flujo bache

b.1 Calcular el colgamiento de la densidad (ρ_s) y densidad del fluido sin deslizamiento (ρ_n)

$$\rho_s = \rho_l * H_L + \rho_g (1 - H_L) \quad (3.26)$$

$$\rho_n = \rho_l * \lambda + \rho_g (1 - \lambda) \quad (3.27)$$

b.2 Calcular la viscosidad de la mezcla (μ_s)

(3.28)

$$\mu_s = (\mu_L)^{H_L} (\mu_g)^{(1-H_L)}$$

b.3 Calcular el factor de fricción de Colebrook y White (f) como se estableció en la ecuación (3.24), en función del número de Reynolds (N_{Re})

(3.29)

$$N_{Re} = 1488 \frac{\rho_s v_m d}{\mu_s}$$

b.4 Por último, el cálculo del gradiente de presión, $\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{Total}$ se determina:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{Total} = \frac{\overbrace{\rho_s \cos \theta}^{elevación} + \overbrace{\frac{f \rho_n^2 v_m^2}{2 g_c d \rho_s}}^{fricción}}{1 - \underbrace{\left[\frac{\rho_s v_m v_{sg}}{g_c P}\right]}_{aceleración}} \quad (3.30)$$

3.3. Modelo térmico para el pozo

La transferencia de calor en pozos es un proceso complejo de determinar debido a la estimación del coeficiente de transferencia de calor total del sistema, el cual está integrado por el flujo de fluidos, espacio anular, la tubería de producción, las tuberías de revestimiento, el cemento y la formación.

En este trabajo el coeficiente de transferencia global “U” se consideró como dato de entrada para la determinación del modelo térmico.

3.3.1 Fundamentos

La primera ley de la termodinámica en un incremento de temperatura establece que la energía almacenada en un volumen de control (sistema) debe ser igual a la cantidad de energía que entra al volumen de control, menos la cantidad de energía que sale del volumen de control. La energía entra o sale por: transferencia de calor, trabajo y advección de energía, como se presenta en la siguiente ecuación:

(3.31)

$$\Delta E_{total\ del\ sistema} = Q_{neto} - W_{neto}$$

La energía total del sistema está conformada por la energía cinética ($\frac{1}{2}m v^2$), energía potencial ($m.g.z$) y energía interna (U).

$$E_{total} = E_K + E_p + E_{interna} \quad (3.32)$$

La energía interna (U) está conformada por latente, sensible, química, nuclear, eléctrica, electromagnética, etc., donde a la energía latente + sensible se le denomina energía interna y tiene que ver con efectos de traslación, vibración y rotación a nivel molecular.

3.3.2 Transferencia de calor en el pozo

La transferencia de calor en el pozo está en función del coeficiente de transferencia global “ U ” integrado desde los fluidos que fluyen hasta la formación en estado estacionario, en la figura 3.7 se muestra la sección transversal de un pozo.

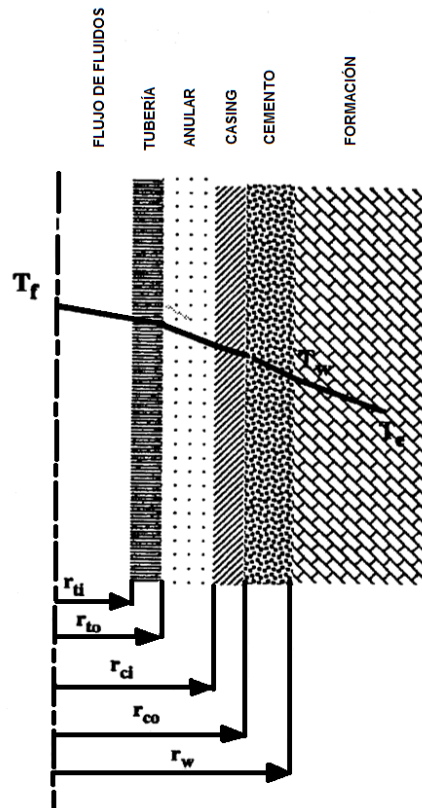


Fig. 3. 7 Sección transversal típica de un pozo (McGraw-Hill Cos.)
(Brill P. J. and Mukherjee, 1999)

La expresión matemática del coeficiente de transferencia global está dada por:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{to}}{r_{ti}}\right)}{k_{hs}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{co}}{r_{ci}}\right)}{k_{hs}} + \frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{k_{hcem}} \right]^{-1} \quad (3.33)$$

Dónde:

r_{ti} : radio interno de la tubería de inyección [pies]

r_{to} : radio externo de la tubería de inyección [pies]

r_{ci} : radio interno de la tubería de revestimiento [pies]

r_{co} : radio externo de la tubería de revestimiento [pies]

r_h : radio del hoyo del pozo [pies]

k_{hs} : conductividad térmica del material de la tubería $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie \cdot ^\circ F} \right]$

k_{hcem} : conductividad térmica del cemento $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie \cdot ^\circ F} \right]$

h_c : coeficiente de transferencia de calor por convección entre la superficie externa y la tubería interna del revestimiento $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot ^\circ F} \right]$

h_f : coeficiente de la película de transferencia de calor entre el fluido fluyendo y la superficie interna de tubería de producción $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot ^\circ F} \right]$

h_r : coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de producción y la interna de del revestimiento $\left[\frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot ^\circ F} \right]$

La figura 3.8 muestra cómo influye el coeficiente de transferencia de calor total en el perfil de temperatura.

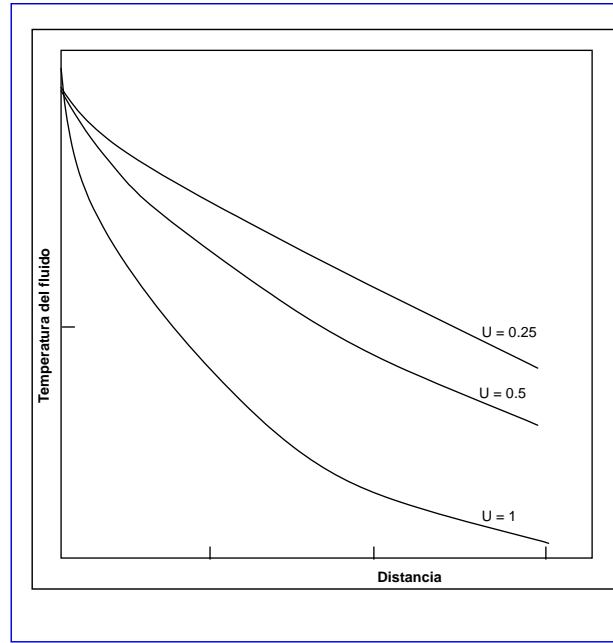


Fig. 3. 8 Efecto de “U” sobre el perfil de temperatura de un fluido (Brill P. J. and Mukherjee, 1999)

En general los valores altos de “U” tienden a incrementar la no linealidad del perfil de temperatura. Los procesos de transferencia de calor más comunes son tres: conducción, convección y radiación.

La transferencia de calor dentro de la tubería y el espacio anular lleno de fluido es principalmente resultado de la convección. Mientras que la transferencia de calor a través de las paredes de la tubería y el revestimiento, así como a través de un espacio anular lleno de cemento entre el revestimiento y la pared de la perforación son resultados de conducción.

- 1) La transferencia de calor por conducción es cuando existe un gradiente de temperatura en un medio estático (el cual puede ser sólido o en un fluido). La ecuación asociada a este proceso es la ley de Fourier:

$$Q = \frac{2\pi kL (T_2 - T_1)}{\ln(r_2/r_1)} \quad (3.34)$$

Dónde:

$$Q \triangleq \text{Flujo de calor} \left[\frac{\text{Watt}}{\text{m}^2} \right]$$

$$k \triangleq \text{Conductivada térmica por conducción} \left[\frac{\text{W}}{\text{m K}} \right]$$

A continuación se presenta en la tabla 3.1 valores característicos de conductividad térmica para diferentes materiales.

Tabla 3. 1 Valores de conductividad térmica de diversos materiales (Brill P. J. and Mukherjee, 1999)

Valores de conductividad térmica de diversos materiales	
MATERIAL	k_h (BTU/dia-pie-°F)
Arenoso seco	10-20
Arenoso húmedo	22-29
Arenoso saturado	53-69
Arcilloso seco	9-14
Arcilloso húmedo	19-24
Arcilloso saturado	29-44
Acero	600
Aceite	1.896
Agua	9.432
Espuma de Ureiano	0.22
Poliestireno	0.54

- 2) El término de convección se refiere a la transferencia de calor que ocurre en el seno de un fluido en movimiento en contacto con una superficie, entre los cuales existe una diferencia de temperaturas. La expresión matemática que describe éste proceso de transferencia de calor es la ley de enfriamiento de Newton y está dada por:

$$Q = 2\pi r_2 L h (T_2 - T_1) \quad (3.35)$$

Dónde:

$$h \triangleq \text{Coeficiente de transferencia por convección} \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$$

- 3) La radiación se refiere a que todas las superficies de temperatura finitas emiten energía en forma de ondas electromagnéticas, incluso en ausencia de la intervención de un medio hay una transferencia neta de calor por radiación entre dos superficies a diferente temperatura. La ecuación asociada es:

$$Q = h_r (T_{\text{sólido}} - T_{\text{superficie}}) \quad (3.36)$$

Dónde:

$$h_r = \varepsilon \sigma (T_{\text{sólido}} + T_{\text{superficie}}) (T_{\text{sólido}}^2 + T_{\text{superficie}}^2) \quad (3.37)$$

$h_r \triangleq$ Coeficiente de transferencia de calor por radiación

$\varepsilon \triangleq$ Emisividad [adim]

$\sigma \triangleq$ Constante de Stefan – Boltzmann $5.67 \times 10^{-8} \left[\frac{W}{m^2 K^4} \right]$

3.3.3 Modelo de Alves (1992)

El modelo de predicción de temperatura considerado en este trabajo se basó en el modelo unificado para predecir la distribución de temperatura en pozos de Alves (1992), que se aplica para cualquier ángulo de inclinación en pozos petroleros.

La ecuación generalizada en estado estacionario para la predicción de temperatura está dada por las leyes de conservación de masa, momento y energía; para un volumen de control de una tubería está en función de las ecuaciones (3.38) y (3.39):

$$\frac{d}{dL} (\rho v^2) = - \frac{dp}{dL} - \rho g \text{sen}(\theta) - \frac{\tau \pi d}{A_p} \quad (3.38)$$

y

$$\frac{d}{dL} \left[\rho v \left(e + \frac{1}{2} v^2 \right) \right] = - \frac{d}{dL} (pv) - \rho v g \text{sen}(\theta) - \frac{Q \pi d}{A_p} \quad (3.39)$$

Realizando balance de masa para las ecuaciones (3.38) y (3.39) se tiene:

$$\frac{dh}{dL} = -v \frac{dv}{dL} - g \text{sen}(\theta) - \frac{Q \pi d}{\bar{w}} \quad (3.40)$$

La transferencia de calor en los alrededores puede ser determinada utilizando el concepto de coeficiente de transferencia global “U” y aunque existen en la literatura diferentes expresiones, aquí utilizaremos el coeficiente de transferencia global “U” como dato de entrada para reproducir el perfil de temperatura en cada intervalo de longitud de la tubería.

$$Q = U (T - T_e) \quad (3.41)$$

Para fines de este trabajo la transferencia de calor se ha considerado el régimen estacionario, simplificando la expresión matemática:

$$(3.42)$$

$$\frac{dh}{dL} = -g \operatorname{sen}(\theta) - v \frac{dv}{dL} - \frac{U \pi d}{\bar{w}} (T - T_e)$$

Donde el gradiente de entalpía puede entonces expresarse en términos del gradiente de temperatura y presión.

$$\frac{dh}{dL} = \bar{c}_p \frac{dT}{dL} + \eta \bar{c}_p \frac{dp}{dL} \quad (3.43)$$

Debido a la fuerte dependencia de la transferencia de calor de entalpía y la temperatura, se debe utilizar el cambio de temperatura cuando los fluidos fluyen a través de tuberías, por lo que el término de energía cinética se desprecia.

Las condiciones de frontera típicas en problemas de transferencia de calor son:

- 1) La temperatura en una superficie es conocida $T = T_o$
- 2) El flujo de calor en la superficie es conocida $Q = Q_o$
- 3) En una interface sólido fluido está dada por: $Q = h (T_{superficie} - T_{fluido})$
- 4) En las interfaces hay continuidad de temperatura y flujo de calor (Q)

Sin embargo, para efectos del gradiente de entalpía en el modelo térmico sólo se tomó en cuenta el gradiente de temperatura, quedando:

$$\frac{dh}{dL} = \bar{c}_p \frac{dT}{dL} \quad (3.44)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.44) en (3.42), la expresión queda:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{U \pi d}{\bar{w} \bar{c}_p} T = \frac{U \pi d}{\bar{w} \bar{c}_p} T_e \quad (3.45)$$

Donde el término de relación de distancias térmicas está determinado como:

$$A = \left(\frac{\bar{w} \bar{c}_p}{U \pi d} \right) \quad (3.46)$$

Y si se considera que la distribución de la temperatura es una función lineal con respecto a la profundidad, la expresión queda:

$$T_e = T_{ei} - g_e L \operatorname{sen}(\theta) \quad (3.47)$$

Sustituyendo las ecuaciones (3.46) y (3.47) en (3.45) se tiene:

$$\frac{dT}{dL} + \frac{1}{A} T = \frac{1}{A} T_{ei} - \frac{1}{A} g_e L \sin(\theta) \quad (3.48)$$

Finalmente se integra la ecuación (3.48) y se obtiene la ecuación (3.49) para la predicción de temperatura para un segmento de distancias considerada en el programa de cómputo.

$$T = (T_{ei} - g_e L \sin \theta) + (T_i - T_{ei}) \exp(-L/A) + g_e A \sin \theta [1 - \exp(-L/A)] \quad (3.49)$$

Capítulo 4

Programa de cómputo

Se desarrolló un programa de cómputo que permite calcular la hidrodinámica que ajusta el comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán, en el cual se consideraron los modelos para el cálculo de gradiente de presión y temperatura en pozos verticales, así como la generación de mapas de estabilidad a través de una interfaz gráfica.

4.1. Descripción del programa

El programa se desarrolló en Fortran considerando los módulos que a continuación se describen.

4.1.1 Módulo para calcular las propiedades PVT

Éste módulo tiene como función calcular las propiedades PVT con la correlación de Standing, la cual ajusta a las características del tipo aceite ligero que produce el campo Jujo-Tecominoacán, obteniendo los siguientes parámetros:

- Presión de burbuja (P_b)
- Relación de solubilidad (R_s)
- Factor de volumen de aceite (B_o)
- Compresibilidad del aceite (C_o)
- Viscosidad del aceite saturado y bajosaturado (μ_o, μ_{ob})
- Densidad del aceite (ρ_o)
- Tensión interfacial agua-aceite (σ_{w-o})
- Factor de compresibilidad del gas (Z)
- Factor de volumen de gas (B_g)
- Densidad relativa del gas de formación (γ_g)
- Viscosidad del gas de formación (μ_g)
- Factor de volumen de agua (B_w)
- Viscosidad del agua (μ_w)

Los detalles de las ecuaciones empleadas en las propiedades PVT en el programa de cómputo se presentan en el apéndice A.

En la figura 4.1 se muestra la subrutina correspondiente a la salida de resultados de las propiedades de los fluidos antes mencionadas.

```

-----
!Esta subrutina exporta los resultados a un archivo de salida "Resultados_fluidos.txt"
!de las propiedades de los fluidos del pozo

subroutine Out_fluidos
  use Variables

  open (unit=13, file='Resultados_fluidos.txt')
  write(13,*)"  Universidad Nacional Autónoma De México"
  write(13,*)"  Facultad de Ingeniería"
  write(13,*)"  Propiedades de los fluidos"

  write(13,*)"Qo=",Qo
  write(13,101)'Profundidad', 'Temperatura', 'Presión', 'Rs', 'Bo', 'Roo', 'muo', 'Z_cal', 'Bg_cal', &
  &'Rog_cal', 'viscg_cal', 'tens_cal'
  write(13,102)'ft', "F", "psi", "ft3/bbl", "ft3/ft3", "lb_m/ft3", "cp", "adim", "ft3/ft3", "lbm/ft3", "cp", "dinas"

  do j1=1,numero_celdas+1
    write(13,*)"-----"
    write(13,107)L(j1)*0.3042, Tem(j1), Pres(j1), Rs_cal(j1), Bo_cal(j1), Roo_cal(j1), muo_cal(j1), &
    &Z_cal(j1), Bg_cal(j1), Rog_cal(j1), viscg_cal(j1), tens_cal(j1)
  end do

  write(13,*)"-----"

  101 format (22(A15))
  102 format (5x,23(A18))
  107 format (12F14.5)

end subroutine Out_fluidos
-----

```

Fig. 4. 1 Resultados de salida de propiedades de los fluidos

4.1.2 Módulo para el cálculo de la hidrodinámica del flujo

La correlación de flujo multifásico que se consideró en el programa de cómputo es la Hagedorn-Brown, debido a que es la de mejor ajuste en los pozos con levantamiento de gas del campo Jujo-Tecominoacán, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

1. *Seccionamiento de la tubería*

Para obtener el cálculo más preciso se seccionó la longitud total de la tubería en segmentos de 100 tramos.

2. *Identificar el tipo de flujo*

Una vez calculadas las propiedades termodinámicas de los fluidos del yacimiento, se verifica si la presión es mayor a la presión de burbuja, la cual determinará si el flujo es monofásico o multifásico.

3. *Selección del patrón de flujo*

Sólo se consideraron dos patrones de flujo, burbuja y bache, debido a que son los más recurrentes en pozos con sistema de inyección de gas de bombeo neumático.

4. *Cálculo del gradiente de presión en función del patrón de flujo seleccionado en cada uno de los tramos.*

En la figura 4.2 se presenta la subrutina de salida que exporta los resultados del gradiente de presión correspondiente a la hidrodinámica del pozo con base a la correlación Hagedorn-Brown.

```

|-----
!Esta subrutina exporta los resultados a un archivo de salida 'Resultados_Grad_Pres.txt'
!que permite obtener la hidrodinámica del pozo
!con la correlación de Hagedorn-Brown

subroutine Out_Data
  use Variables

  open (unit=8,file='Resultados_Grad_Pres.txt')
  write(8,*) " Universidad Nacional Autónoma De México"
  write(8,*) " Facultad de Ingeniería"
  write(8,*) " Método de Hagedorn-Brown"
  write(8,*) " "

  write(8,*) "Qo=",Qo
  write(8,*) " "
  write(8,*)
  write(8,101)"Profundidad","Temperatura", "Presión", "Gradiente", "HL"
  write(8,102)"ft", "F", "psi", "psi/ft", "Adim"
  write(8,*) " "

  do j1=1,numero_celdas+1
    !write(8,*) "-----"
    write(8,107)L(j1)*0.3042,Tem(j1),Pres(j1),dp_dhs(j1),HL_s(j1)
  end do

  write(8,*) "-----"

  101 format(A14.7x,11(A14))
  102 format(A14.6x,24(A21))
  107 format(F18.4,8x,10F14.4)

end subroutine Out_Data
|-----

```

Fig. 4. 2 Resultados de salida del gradiente de presión

4.1.3 Módulo para la predicción de temperatura

La predicción de temperatura que se consideró en el programa es despreciando el término de aceleración, tomando en cuenta las siguientes consideraciones.

1. *Discretización de la tubería*
El cálculo se realizó seccionando la longitud total de la tubería en segmentos de 100 tramos.
2. *Ángulo de la tubería*
Se consideró el ángulo en función de la sección de la longitud de la tubería analizada.
3. *Cálculos de propiedades de la mezcla*

Se evaluaron las propiedades de gasto másico y poder calorífico de la mezcla como constante en la tubería, tomando como premisa la inclusión del gas de formación del punto de inyección a la superficie.

En la figura 4.3 se muestra la subrutina parte de la empleada en el cálculo del gradiente de temperatura con base al modelo unificado para predecir la distribución de temperatura en pozos.

```

-----
!La subrutina para el cálculo de gradiente de temperatura
!se baso en el articulo del modelo unificado para predecir
!la distribución de temperatura en pozos, I. N. Alves, SPE, 1992

subroutine Temperatura
  use Variables

  Tei_a (numero_celdas+1) = T_yac
  Tem   (numero_celdas+1) = T_yac

  do jj = numero_celdas, 1,-1

    Lpromedio = jj * delta_z

    call integrad (Lpromedio,ANG)
    call diametros (Lpromedio,diametro)

    !Cálculo de parámetros para temperatura
    Roro = 111.5d0 / (API + 131.5d0)
    w_o  = Qo *(1 / (1 + wcr)) * 5.615d0 * 62.4d0 * Roro
    w_w  = Qo * (wor / (1 + wor)) * Rorw * 5.615 * 62.4
    w_g  = Qo * 0.0764 * RGA * Rorg
    w_gi = Qgi * 1000000 * 0.0764 * Rorg_bn

    if ( Lpromedio > Piny ) then
      w_gi=0.d0
    end if

    !Flujo másico
    w_m = w_o + w_w + w_g + w_gi

    !Poder calorifico de la mezcla
    Cp_m = (w_o * Cp_o + w_w * Cp_w + w_g * Cp_g + w_gi * Cp_gi) / w_m

    !El 12 corresponde a la conversión del diámetro de pg a ft
    AAA = (w_m * Cp_m * 12) / (U * 3.1416 * diametro * 24)

    ANG = 90 d0-ANG

    if (Lpromedio < 200) then
      ANG = 90.d0
    end if

    Tei_a(jj) = Tei_a(jj+1) - (ge/100) * delta_z * sin(ANG*(3.1416/180))

    Tem(jj) = (Tei_a(jj+1) - (ge/100) * delta_z * sin(ANG*(3.1416/180)) ) + &
    &( Tem(jj+1) - Tei_a(jj+1)) * exp(-delta_z/AAA) + &
    &(ge/100) * AAA * sin(ANG * (3.1416/180)) * (1 - exp(-delta_z/AAA) )

  end do

end subroutine
-----

```

Fig. 4. 3 Subrutina para la predicción de temperatura

4.1.4 Módulo para el cálculo del nodal VLP e IPR

En el programa se consideró la curva IPR calculada con el método de Vogel y la curva de comportamiento hidráulico de la tubería de producción se obtuvo con la correlación de Hagedorn y Brown ajustada, a través del siguiente procedimiento de solución:

1. Suponer varios gastos, si $p_{wf} > p_b$ construir la curva IP , en caso de $p_{wf} < p_b$ construir la curva IPR con el método de Vogel para obtener la curva generalizada.
2. Obtener la presión de fondo para los gastos supuestos.
3. Para cada presión de fondo correspondiente a los gastos supuestos y a las presiones IPR , se obtiene el gasto solución.

En la figura 4.4 se muestra la subrutina de salida de los resultados de la curva IPR y el comportamiento hidráulico de la tubería de producción.

```

!*****
!Esta subrutina exporta los resultados a un archivo de salida "resultadosgastos.txt"
!que permite graficar los valores de IPR vs. VLP
!encontrando el gasto solución de las condiciones de operación de un pozo
subroutine resultadosgastos
  use Variables
  open (unit=12, file='resultadosgastos.txt')
  write(12,*)' '
  write(12,*)' '
  write(12,*)' Universidad Nacional Autónoma De México"
  write(12,*)' Facultad de Ingeniería"
  write(12,*)' '
  write(12,102)"Gasto", "PresiónVLP", "PresiónIPR"
  write(12,102)"BPD", "psi", " psi"
  do j1=1,num_gasto
    write(12,108) Q(j1),Pifondo(j1),Pipr(j1)
  end do
  102 format(A14,2x,7(A14))
  108 format(F15.4,6F15.6,10X,E15.6)
end subroutine resultadosgastos
!*****

```

Fig. 4. 4 Resultados de salida del nodal

4.1.5 Módulo de los criterios de Asheim

Se desarrolló un módulo que considera los dos criterios de estabilidad de flujo de Asheim a partir de un modelo simplificado del sistema de producción.

1. El primer criterio se obtiene con la siguiente ecuación:

$$F_1 = \frac{0.002207 \cdot \gamma_{gBN} \cdot (Q_{gBN \text{ a c.s.}})^2 \cdot J \cdot B_g}{(E \cdot A_{orif.iny})^2 \cdot q_{L \text{ a c.s.}}} > 1 \quad (4.1)$$

Considera datos de entrada para el cálculo como:

- γ_{gBN} : Densidad relativa del gas de BN (*adim*)
- $Q_{gBN \text{ a.c.s.}}$: Gasto de gas de BN (*MMpcd*)
- J : Índice de productividad (*Bpd/psia*)
- B_g : Factor de volumen de gas de BN (ft^3/ft^3)
- $A_{orif. iny}$: Área correspondiente al diámetro del orificio de inyección (ft^2)
- E : Orificio de la válvula (*ft*)
- $q_{L \text{ a.c.s.}}$: Gasto de líquido (*Bpd*)

2. El segundo criterio se obtiene con la siguiente ecuación:

$$F_2 = 144 \cdot \left(\left(\frac{V_t}{V_c} \right) \left(\frac{32.2}{g \cdot D} \right) \cdot \left(\frac{p_t}{\rho_{oi} - \rho_{gi}} \right) \cdot \left(\frac{q_{fi} + q_{gi}}{q_{fi}(1 - F_1)} \right) \right) > 1 \quad (4.2)$$

Considera datos de entrada para el cálculo como:

- V_t : Volumen de gas de inyección en la TP corriente arriba del punto de inyección (ft^3)
- V_c : Volumen del casing (ft^3)
- D : Profundidad vertical del punto de inyección (*ft*)
- p_t : Presión en la cabeza (*psia*)
- ρ_{oi} : Densidad del aceite en el punto de inyección (lbm/ft^3)
- ρ_{gi} : Densidad del gas en el punto de inyección (lbm/ft^3)
- q_{fi} : Gasto de fluidos del yacimiento (ft^3/s)
- q_{gi} : Gasto del gas de inyección (ft^3/s)
- F_1 : Valor del primer criterio (*adim*)

En la figura 4.5 se muestra el mapa de estabilidad evaluado con el criterio de Asheim como resultado del programa de cómputo, que muestra las regiones de operación estable e inestable del sistema, así como sus fronteras de estabilidad e inoperabilidad. El mapa permite predecir las condiciones de estabilidad de flujo en pozos que producen aceite y gas en yacimientos bajo saturados a través del sistema de gas de levantamiento artificial, estando en función de la presión en cabeza y al gasto de inyección de gas.

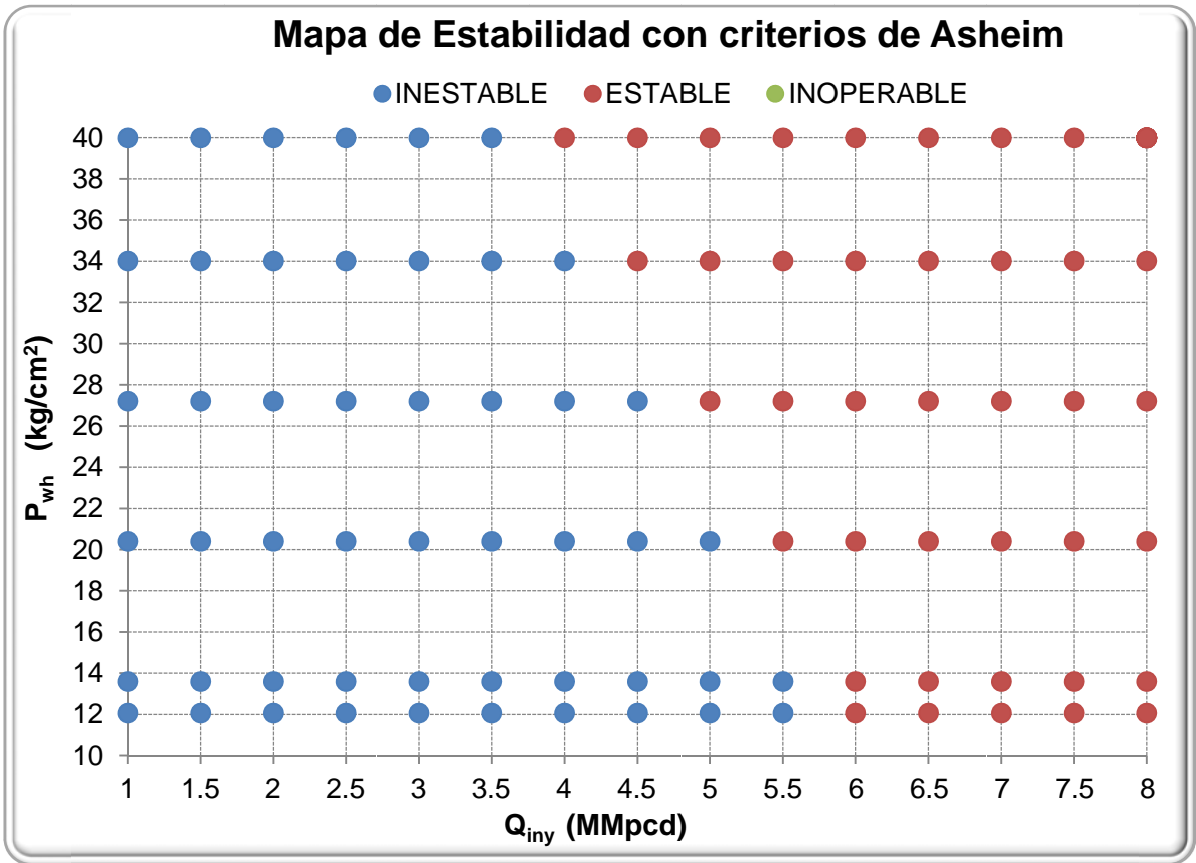


Fig. 4. 5 Mapa de estabilidad con criterios de Asheim

4.2. Algoritmo del programa

En las figuras 4.6 y 4.7 se presentan los diagramas de flujo que se implementaron en el programa de cómputo, correspondientes al modelo hidrodinámico y térmico y al gradiente de presión en función del patrón de flujo.

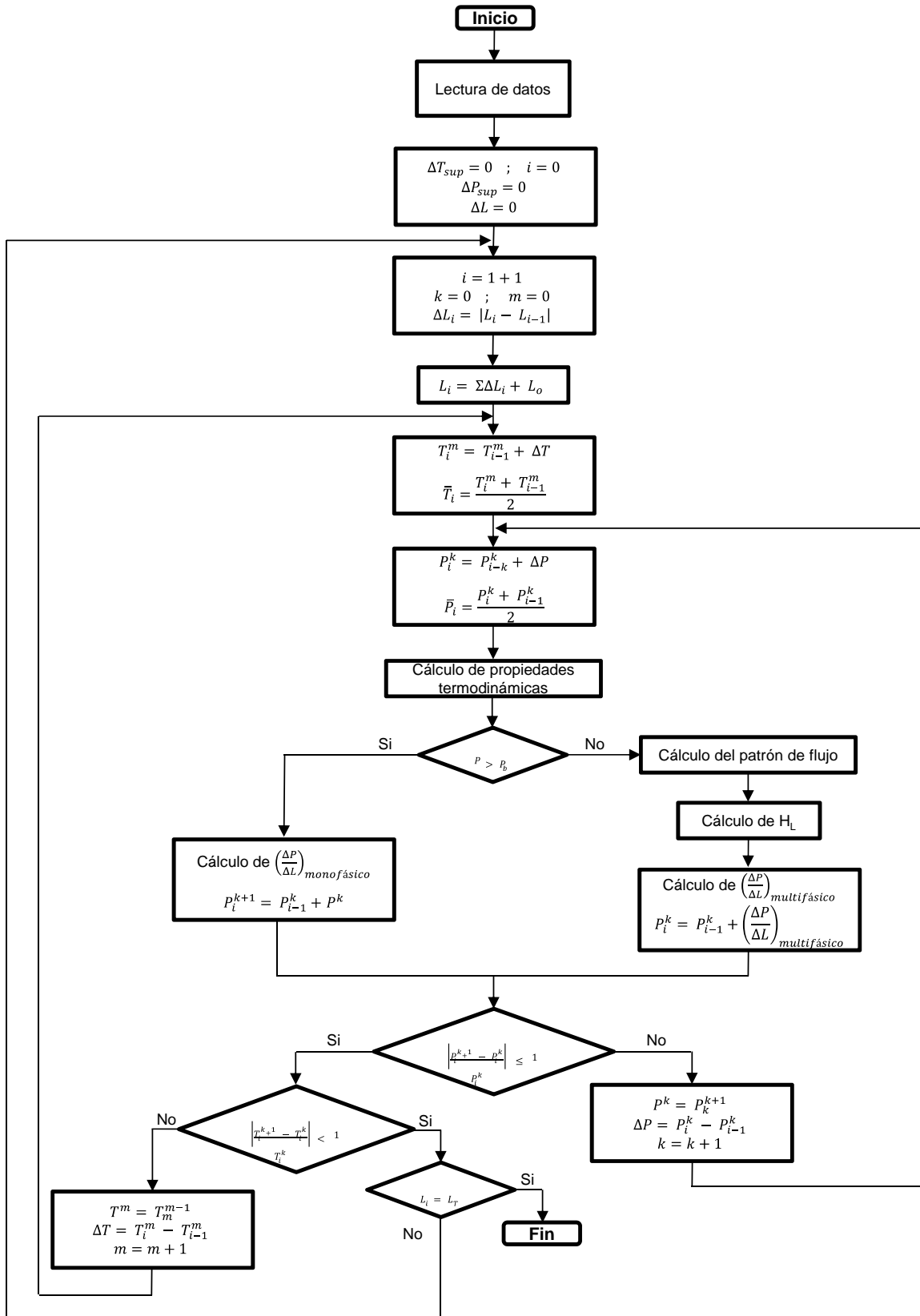


Fig. 4. 6 Diagrama de flujo del algoritmo del modelo hidrodinámico y térmico

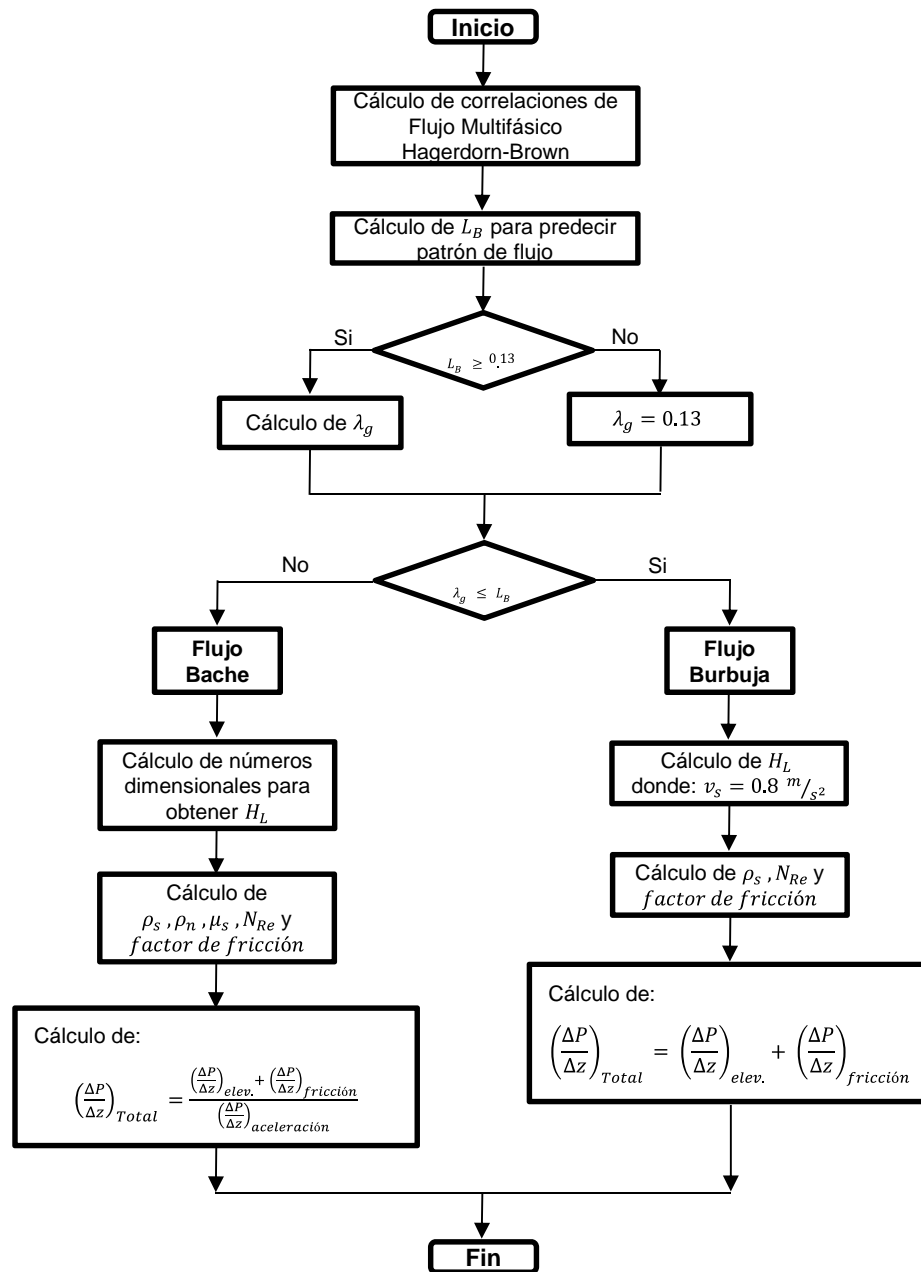


Fig. 4. 7 Diagrama de flujo del algoritmo del gradiente de presión en función del patrón de flujo

4.3. Verificación de resultados del programa

La verificación del desarrollo del programa de cómputo en el lenguaje Fortran se comparó con el simulador Prosper con datos de pozos del campo Jujo-Tecominoacán para los principales módulos de la herramienta de cómputo.

En las figuras 4.8 a la 4.11 se muestran las comparaciones entre Fortran y Prosper para diferentes propiedades de los fluidos.

4.3.1 Propiedades de los fluidos

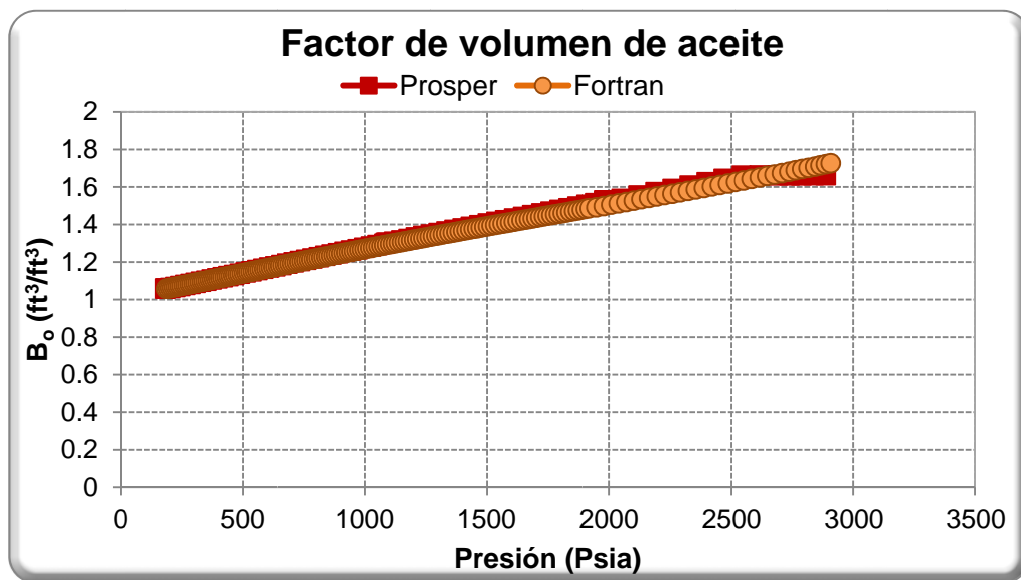


Fig. 4. 8 Factor de volumen de aceite (B_o)

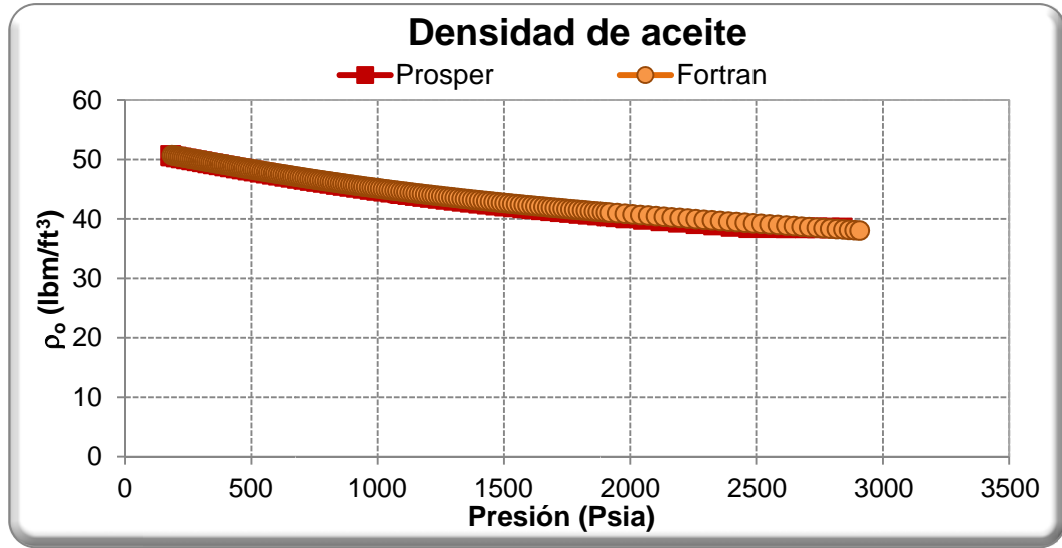


Fig. 4. 9 Densidad del aceite (ρ_o)

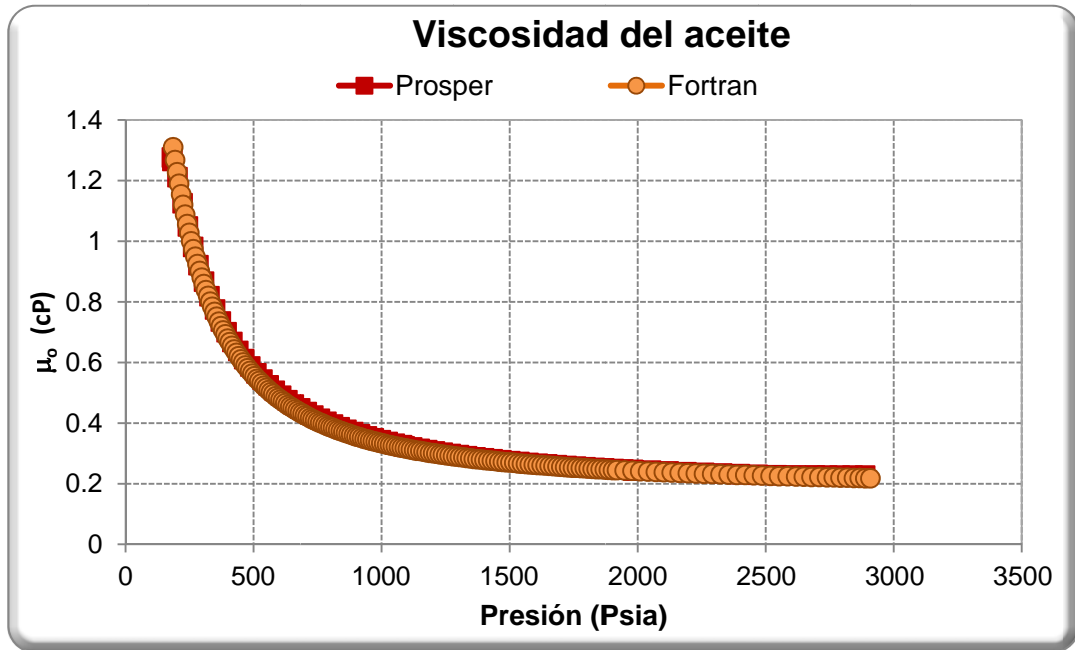


Fig. 4. 10 Viscosidad del aceite (μ_o)

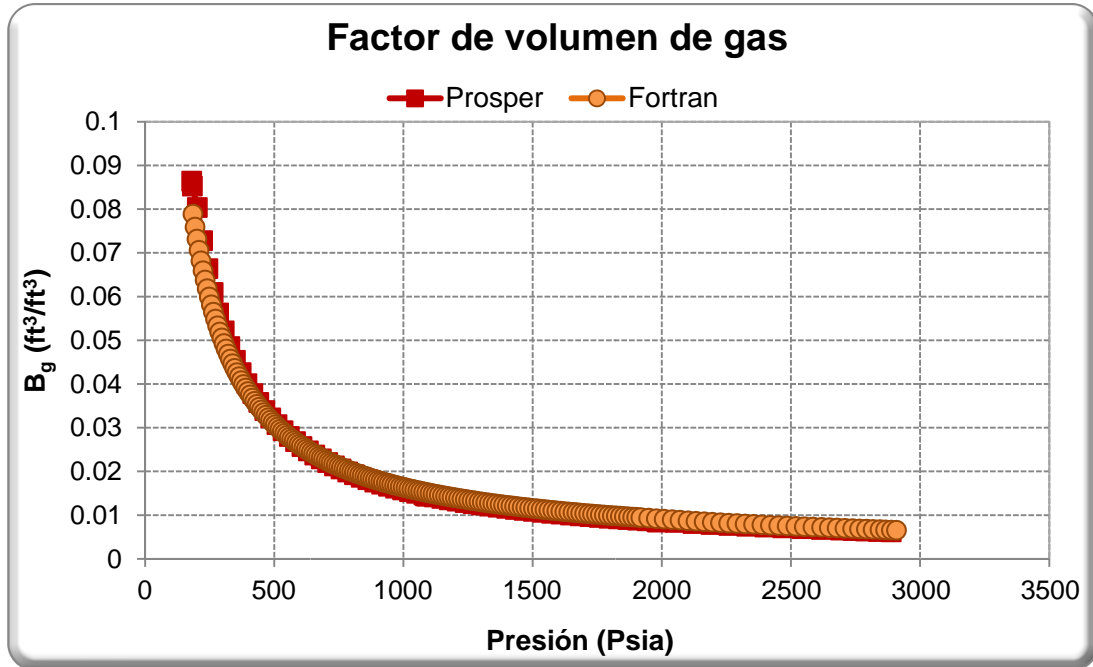


Fig. 4. 11 Factor de volumen de gas (B_g)

4.3.2 Perfil del gradiente de presión

La correlación empírica que mejor ajusta es la de Hagedorn y Brown modificada de acuerdo a los datos medidos con los que se dispone para el campo Jujo-Tecominoacán, en la figura 4.12 se muestra la comparación del perfil con Prosper y Fortran.

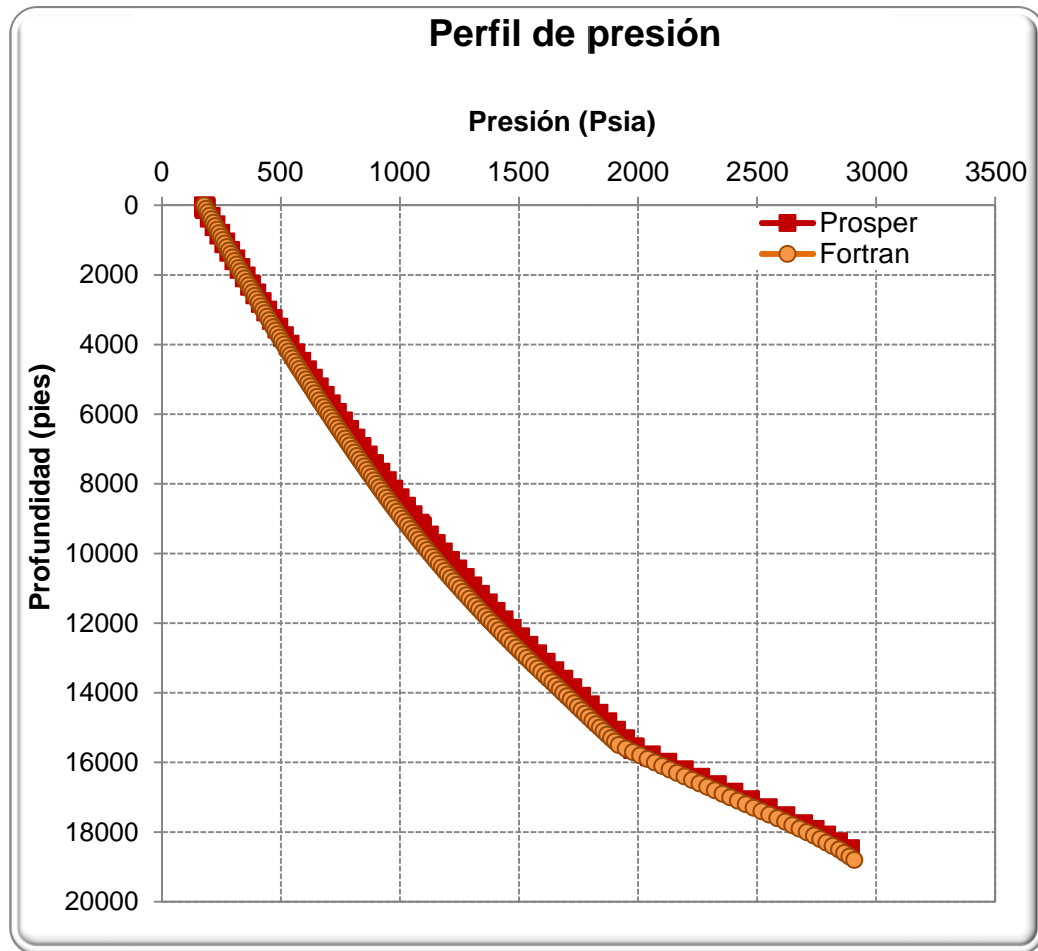


Fig. 4. 12 Perfil de gradiente de presión (Correlación Hagedorn Brown, 1965)

4.3.3 Perfil de temperatura

La figura 4.13 muestra la comparación del perfil de temperatura para un pozo típico del campo Jujo-Tecominoacán con Prosper y Fortran.

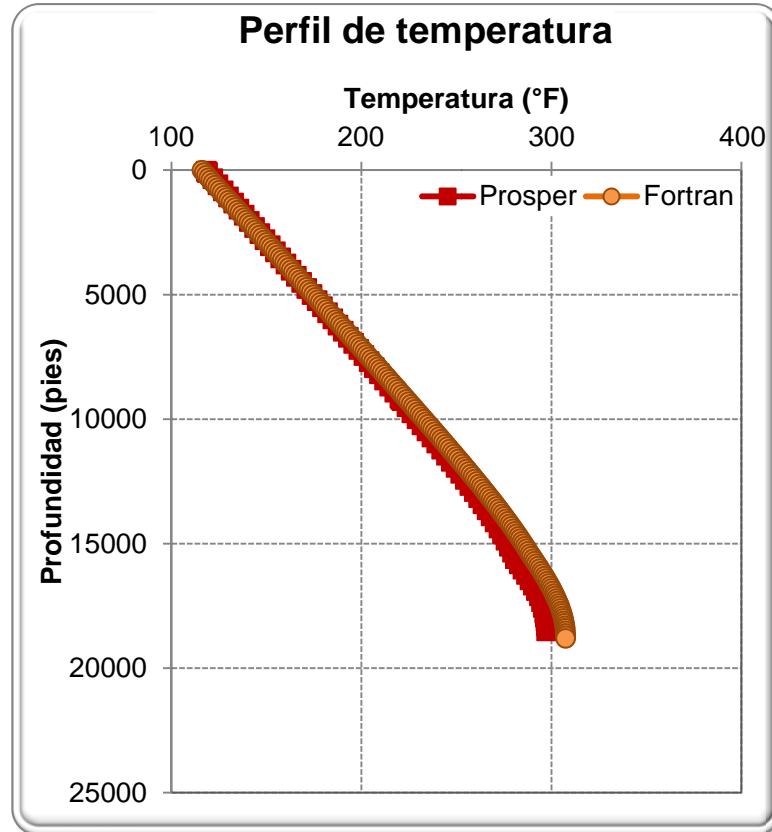


Fig. 4. 13 Perfil de temperatura

4.3.4 Análisis nodal

El análisis nodal combina los componentes del sistema de producción de hidrocarburos para predecir la capacidad de flujo del sistema y la optimación de dichos componentes. En la figura 4.14 se muestra el gasto en el que convergen en el gasto solución la relación del comportamiento de afluencia “IPR” (Inflow Performance Relationship) y la curva de demanda “VLP” (Vertical Lift Performance) tanto para el simulador Prosper como el desarrollado en Fortran. Es importante mencionar, que la separación que se observa en las curvas al final de los datos VLP no se encontró respuesta a la discrepancia sin embargo coincide en el gasto solución y sigue la tendencia en el cálculo del gasto máximo.

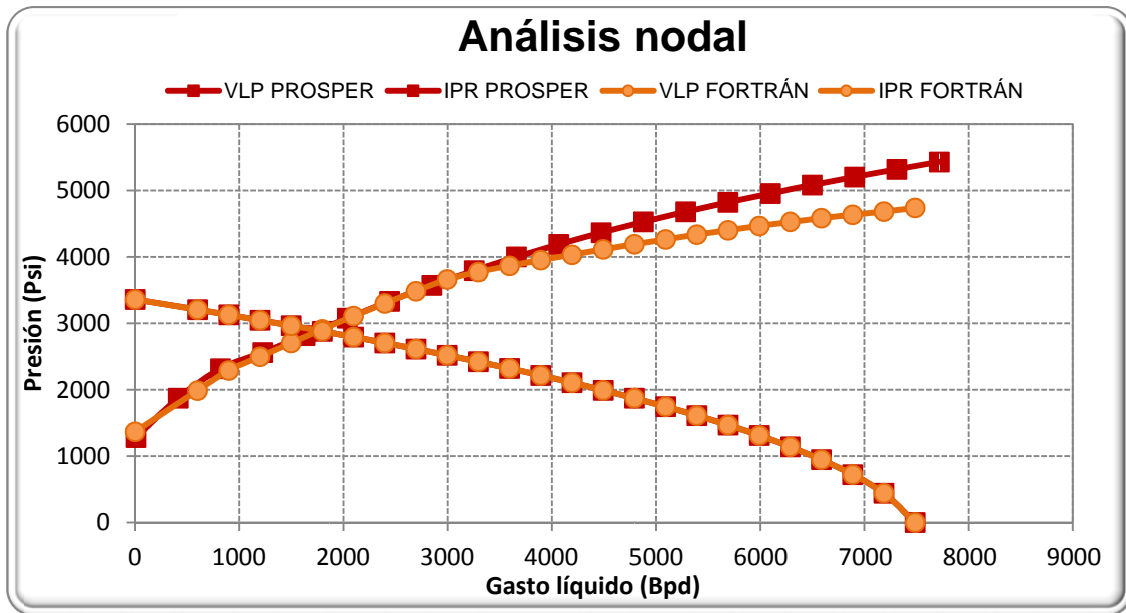


Fig. 4. 14 Análisis nodal para un pozo con sistema de inyección de BNC del campo Jujo-Tecominoacán

Capítulo 5

Caso de estudio: Pozos con BNC del campo Jujo-Tecominoacán

En este capítulo se presenta un caso de estudio de inestabilidad de flujo en un pozo típico con BNC del campo Jujo-Tecominoacán, a través de la aplicación de la herramienta desarrollada en el programa de cómputo descrita en el capítulo anterior.

5.1. Antecedentes del campo Jujo – Tecominoacán

El campo Jujo-Tecominoacán es uno de los campos maduros más importantes de México. Se encuentra ubicado en el municipio de Huimanguillo, Tab., a 73 km al SW de la Ciudad de Villahermosa (Fig. 5.1).

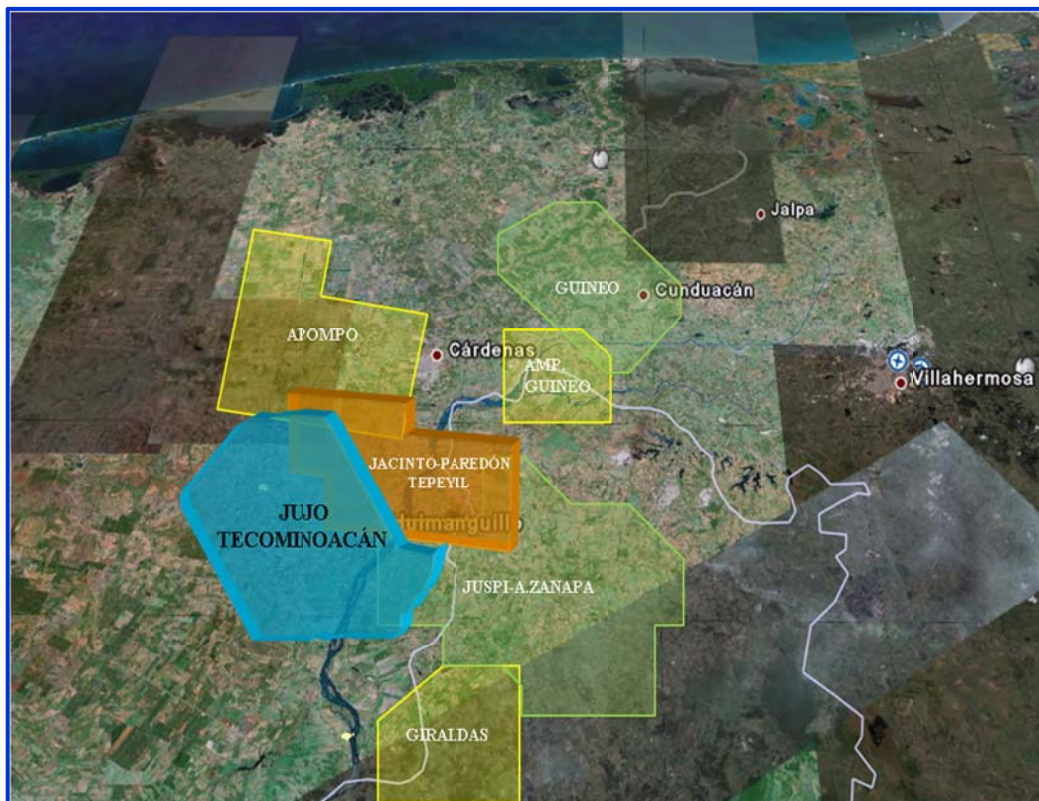


Fig. 5. 1 Mapa de localización del campo Jujo-Tecominoacán

El campo fue descubierto con la perforación de los pozos exploratorios Jujo-2A en octubre de 1980 y Tecominoacán-101B en marzo de 1983. De acuerdo al tipo de fluido, fue clasificado como de aceite ligero con una densidad de 38° API. El yacimiento se encontró en condiciones de bajo saturación a la presión y temperatura iniciales, 707 kg/cm² y 153 °C, respectivamente. De acuerdo a datos del año 2014, la presión

promedio del yacimiento disminuyó a valores del orden de 240 kg/cm². En la tabla 5.1 se presenta un resumen de las principales características del campo Jujo-Tecominoacán.

Tabla 5. 1 Características del campo Jujo-Tecominoacán

Petrofísica		Tipo de fluido y condiciones	
Área:	73 km ²	Tipo de fluido:	Aceite Ligero
Tipo de yacimiento:	Naturalmente fracturado	Densidad de aceite:	38 °API
Roca:	Dolomías	Densidad relativa de gas:	0.62 (aire = 1)
Porosidad:	3-6%	RGA:	590 m ³ /m ³
Permeabilidad:	10-150 md	Presiones (kg/cm ²):	
Espesor bruto:	1,000-1,200 m	Inicial:	707
Espesor neto:	10-800 m	Saturación:	262
Profundidad:	5,100-6,400 m	Actual:	240
		Temperatura (°C):	153

En los últimos lustros, el campo Jujo-Tecominoacán ha mantenido sus compromisos de producción con la inyección de gas de BNC en los pozos. La implementación de este sistema artificial se inició en mayo de 1995 en el pozo Tecominoacán 125, utilizando un motocompresor a boca de pozo. En los siguientes nueve años, un promedio de diez pozos se mantuvieron en operación con la inyección de gas. A partir de agosto del 2004 comenzó la masificación del BNC, de tal manera que a diciembre del 2008 se tuvo implementando el BNC con motocompresor in situ en 41 pozos. En 2013, el 70% de los pozos del campo operaron con este sistema.

El comportamiento desde el descubrimiento del campo Jujo-Tecominoacán hasta el año 2013 se resume en siete etapas principales de acuerdo a su historia de producción, como se menciona a continuación:

- **Etapa 1 (Oct-80 a Jun-88)**
Máxima producción en Feb/1986 (205 mbpd).
53 pozos operando.
Producción promedio por 3,800 bpd.
- **Etapa 2 (Jul-88 a Jun-94)**
Declinación de producción (205 a 120 mbpd)
Presencia de asfáltenos en aparejos de producción.
- **Etapa 3 (Jul-94 a Jun-01)**

Profundización de pozos para mayor productividad (terminados JST y JSK5 para drenar capas inferiores).

Inicia MTC y BN (May-1995).

Reactivación de desarrollo del área Tecominoacán.

Irrupción de agua en área Tecominoacán.

- **Etapa 4 (Jul-01 a Jun-04)**

Reactivación desarrollo del área Jujo.

Irrupción agua en área Jujo.

Inyección gas dulce Tecominoacán (10/Sep-03, T-109).

Presencia de asfáltenos frente a los disparos.

- **Etapa 5 (Jul-04 a Oct-07)**

Desarrollo complementario y optimización de productividad.

Inyección de gas amargo en Jujo (4/Abr/05, J-523).

Incremento sustancial en el porcentaje de agua producido.

- **Etapa 6 (Nov-07 al Dic-09)**

Inicio inyección de nitrógeno (90 MMpcd).

Desarrollo complementario, mantenimiento a pozos, optimización de la productividad.

En algunos bloques se identifica el mantenimiento de presión.

- **Etapa 7 (Ene-10 a Ago-2013)**

Inicio de la redistribución de nitrógeno.

Para evitar pérdida de energía se han cerrado 9 por pozos por ARGA y 3 pozos estrangulados.

En la figura 5.2 se muestra el histórico de producción, el cual permite apreciar el comportamiento de los gastos de aceite, gas y flujo fraccional de agua, así como la adición del gasto de inyección de nitrógeno en el año 2007 para mantenimiento de la presión del yacimiento.

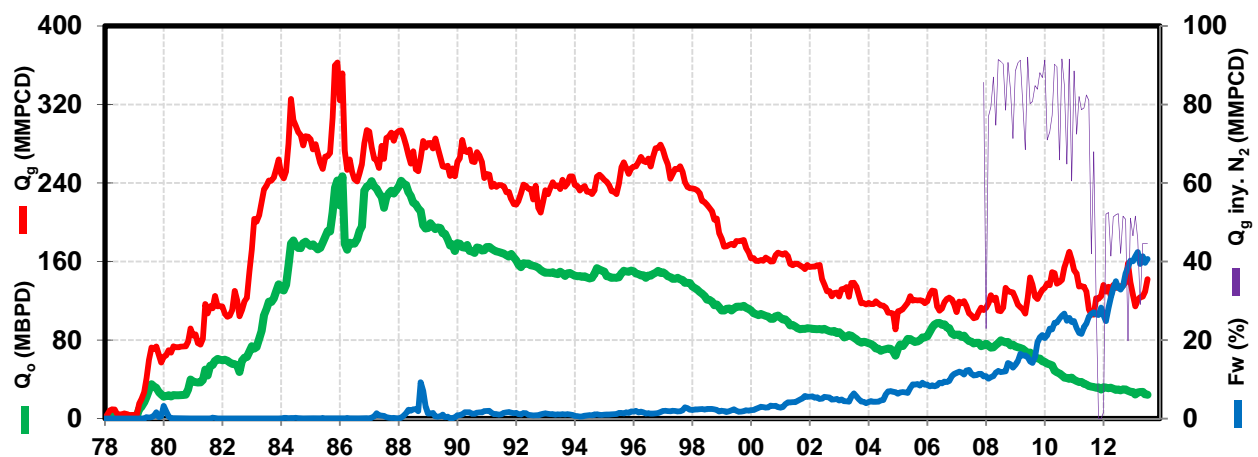


Fig. 5. 2 Histórico de producción del campo Jujo-Tecominoacán

En la figura 5.3 se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento desde su inicio de explotación hasta el año 2013 del campo Jujo-Tecominoacán.

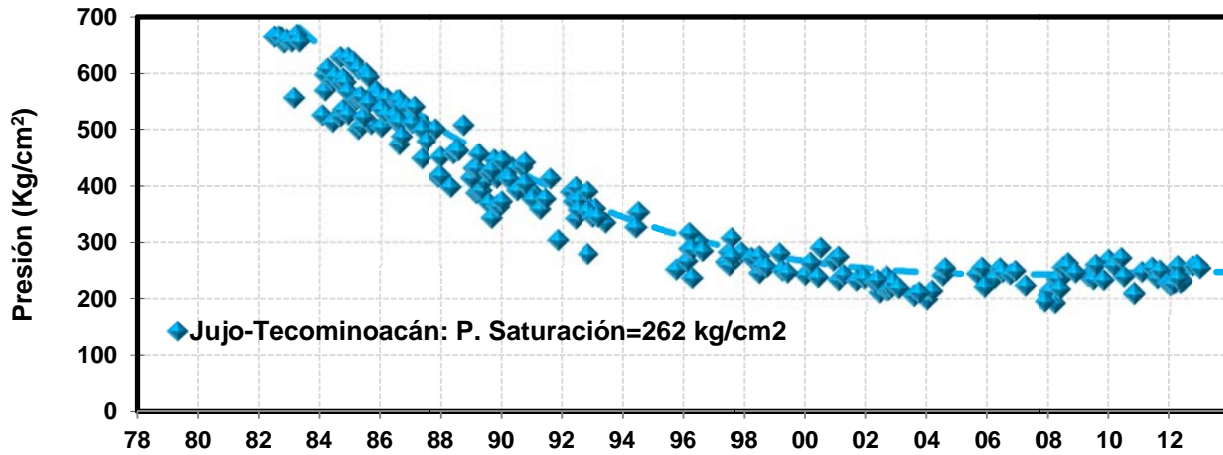


Fig. 5. 3 Comportamiento de presión del campo Jujo-Tecominoacán

La distribución del gas de inyección a todos los pozos del campo se realiza a través de una red de bombeo neumático, como se muestra en la figura 5.4, la red está conformada por cuatro semi-anillos con derivaciones hacia los pozos más lejanos.

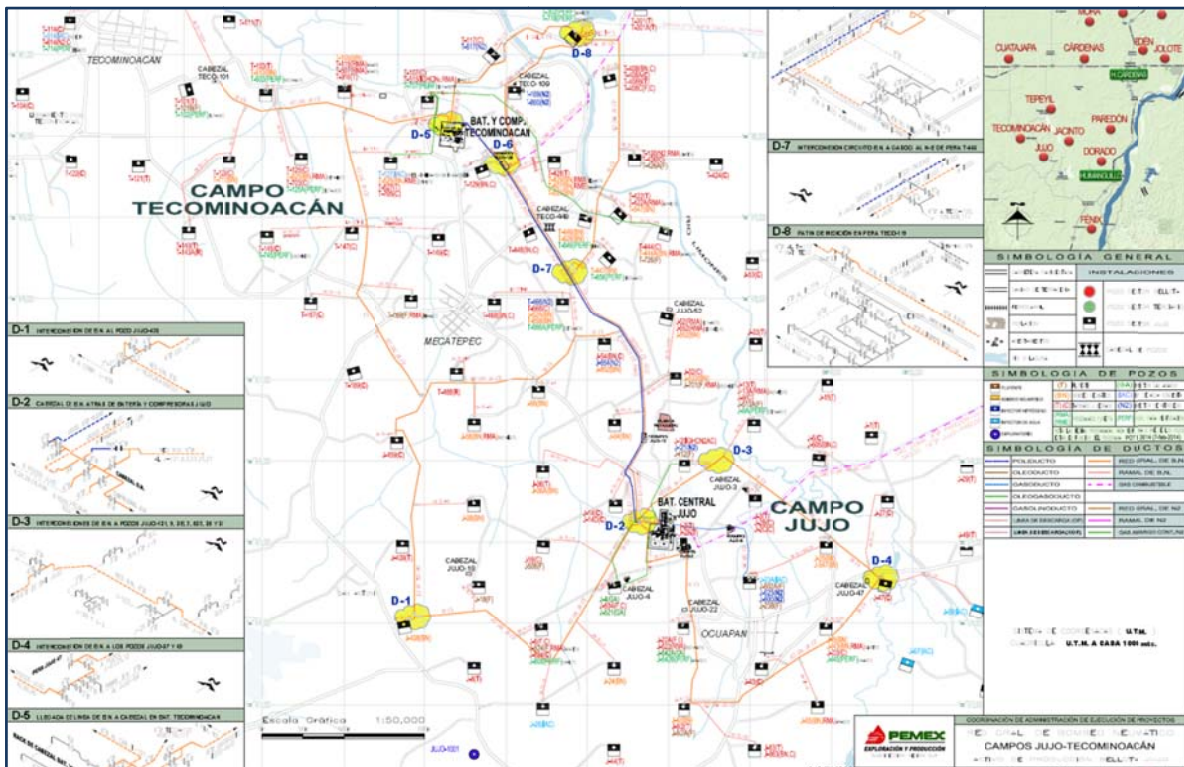


Fig. 5. 4 Red de bombeo neumático del campo Jujo-Tecominoacán

5.2. Inestabilidad de flujo en los pozos con BNC

Con el avance de la vida productiva del campo, en los últimos años se ha incrementado el número de pozos con BNC que presentan problemas de inestabilidad de flujo, en algunos casos, la inestabilidad es tan severa que la presión en la cabeza llega a presentar variaciones de hasta 40 kg/cm^2 en un lapso de una hora. La operación de los pozos en tales condiciones puede repercutir en:

- Disminución en la producción
- Incremento en el consumo de gas de inyección
- Aforos poco confiables
- Conificación acelerada de agua y/o gas
- Variaciones en la presión de succión y descarga del motocompresor a boca de pozo
- Separación ineficiente.

Con base en un primer análisis de las condiciones de los pozos del campo, las posibles causas de la inestabilidad de flujo pueden estar asociadas a los siguientes aspectos:

- Pozos con tubería de producción franca (no cuentan con empacador)
- Variaciones en la presión en la red de distribución de gas debido a las distancias que existen entre las estaciones de compresión y los puntos de entrega
- Tuberías de producción que pueden estar sobredimensionadas para las condiciones actuales de operación
- Pozos profundos (del orden de 5000 mv)
- Inyección del gas a través de disparos “puncher” en la tubería de producción
- Entrada de grandes volúmenes de agua (cortes de agua de 60 a 70%, en promedio)
- Pozos despresurizados.

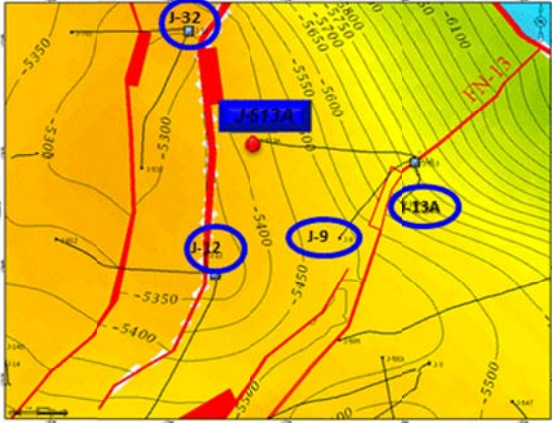
Para el presente trabajo se investigan algunos de los aspectos referidos como causas de la inestabilidad de flujo en los pozos del campo Jujo-Tecominoacán. Para realizar el estudio, se seleccionó un pozo típico del campo, el Jujo 513-A; a continuación se describen sus características principales.

5.3. Pozo Jujo-513A

El pozo Jujo 513-A está localizado en la macropera del pozo Jujo 9, se alineó por primera vez a producción el 8 de julio de 2009 con un gasto de aceite de 2,422 barriles y un gasto de gas de formación de 6.8 MMpcd, a través del estrangulador de 1” de diámetro con presiones asociadas en promedio de $65 \times 12 \text{ kg/cm}^2$. El pozo produjo de manera natural desde su apertura a producción hasta enero de 2013, en este período se llevaron a

cabo varios cambios de estrangulador de 1" a 93/64", de 93/64" a 3/4" y viceversa y de 93/64" a 80/64" de diámetro. De enero a julio de 2013 se realizaron diversas pruebas de inyección de nitrógeno a boca de pozo, como prueba de bombeo neumático a diferentes gastos de inyección. A principios de octubre de 2013 se instaló un motocompresor a boca de pozo e inició inyectar gas de BNC al pozo Jujo-513A, proveniente de la red de bombeo neumático que abastece al campo Jujo Tecominoacán. En la tabla 5.2 se alude a la información general del pozo Jujo-513A.

Tabla 5. 2 Antecedentes y localización del pozo Jujo 513-A

Localización		Antecedentes					
		Datos generales	Intervenciones				
		Pozo: Jujo 513A Tipo: Direccional Clasificación: Terrestre de Desarrollo	Perforación: 03/11/08 – 16/06/09 Terminación: 17/06/09 – 08/07/09 Producción inicial: 2422 bpd				
		Ubicación					
Macro pera: Jujo 9 Municipio: Humanguillo, Tab. Profundidad total: 5740 mD		Coordenadas UTM Conductor Objetivo X: 448062.69 X: 447,489.08 Y: 1976448.44 Y: 1,976,536					
Datos estructurales relevantes							
El Campo Jujo - Tecominoacán está subdividido internamente en bloques, por un sistema de fallas normales e inversas y en partes afectado por tectónica salina, compuesto por facies carbonatadas dolomíticas de plataforma interna de rampa media en el JS Kimmeridgiano y de mar abierto, para el JS Tithoniano y KI, altamente fracturadas.							
La estructura del Jujo 513A corresponde a un anticlinal orientado N – S, que se encuentra en la porción E del campo, circundada por fallas normales, con objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano, en facies de rocas dolomíticas de margen plataforma.							
Producción pozos vecinos productores							
Pozo	Qb (bpd)	Qo (bpd)	RGA (m3/m3)	Qg med (mmpcd)	Qg iny (mmpcd)	Agua (%)	
Actualmente ningún pozo productor							
Producción pozos vecinos cerrados							
Pozo	Qb (bpd)	Qo (bpd)	RGA (m3/m3)	Agua (%)	Np (MMbbl)	Gp (mm mpc)	OBSERVACIÓN
Jujo 9	277	264	1554	4.55	8.0	8.3	NOV/08 Alta RGA
Jujo12	170	126	17,683	26	46.5	57	NOV/09 Alta RGA
Jujo13A	170	69	900	60	44.2	54	MAY/11 Alta RGA
Intervalos probados							
Intervalo (mD)	Fecha	Condición	Formación	Observación			
5545-5573	Jul/2009	Abierto	JST3	Entre empac. sin liner 5" cementado			
5605-5638	Jun/2009	abierto	JST4	Entre empac. sin liner 5" cementado			

5.3.1 Datos PVT

Para el ajuste del pozo Jujo-513A se tomaron como base los datos del PVT original del pozo Jujo-42 mostrado en la tabla 5.3, correspondiente al campo Jujo.

Tabla 5. 3 Datos del campo para el análisis de laboratorio del pozo Jujo-42

Datos PVT Jujo-42	
Pozo:	Jujo-42
Formación productora:	Jurásico Tithoniano
Fecha de terminación:	18-oct-01
Intervalos productores:	5768-5735, 5600-5655 m.b.M.R.
Presión inicial:	684.8 kg/cm ²
Fecha med. Pws:	21-abr-84
RGA i:	205 m ³ /m ³
Producción inicial:	445 m ³ /d
Presión actual del yacimiento:	664.1 kg/cm ²
Temperatura actual del yacimiento:	154 °C
Fecha de muestreo:	01-ago-82
Tipo de muestreo:	Fondo
Estado del pozo:	Fluyendo (Disparado)

Tabla 5. 4 Datos de entrada de propiedades PVT separación flash

Propiedades PVT	
Datos	
P _b (psi):	3732
P _i (psi):	9740
T (°F):	309.2
B _{oi} (m ³ /m ³):	1.79
B _{ob} Dif. (m ³ /m ³):	2.0106
Condiciones Flash	
P _s (psi):	15
R _s flash (ft ³ /bl):	1226
B _{ob} (m ³ /m ³):	2.0106

En las gráficas de las figuras 5.5 y 5.6 se muestran los resultados corregidos para la relación de solubilidad (R_s) y el factor volumétrico de aceite (B_o) a las condiciones del separador de acuerdo a la información del PVT del pozo Jujo-42 mencionada en el apéndice B.

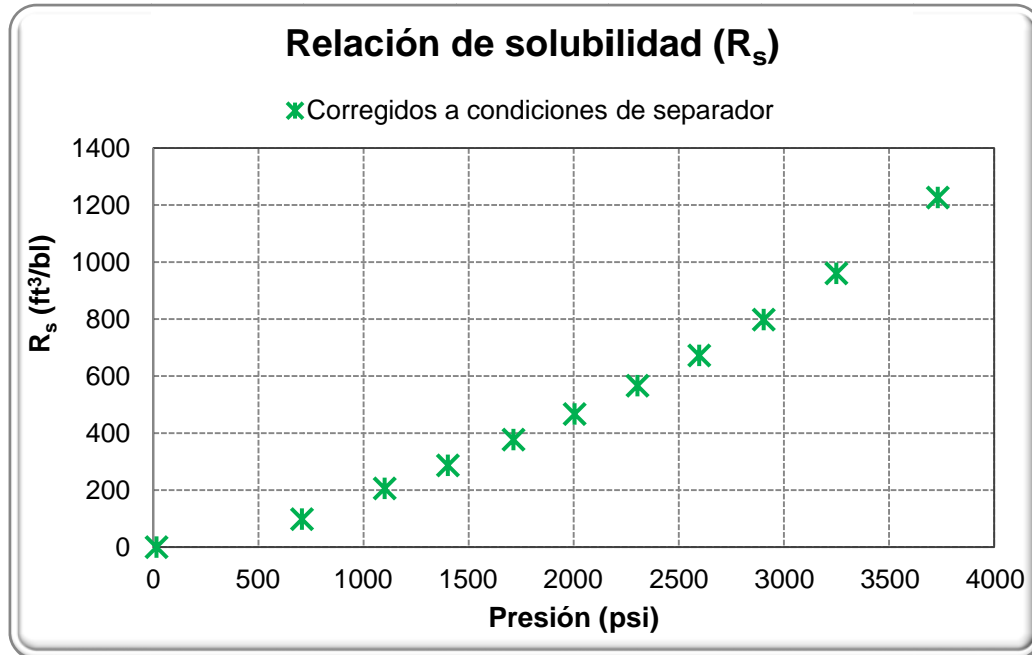


Fig. 5. 5 Relación de solubilidad a condiciones de separador

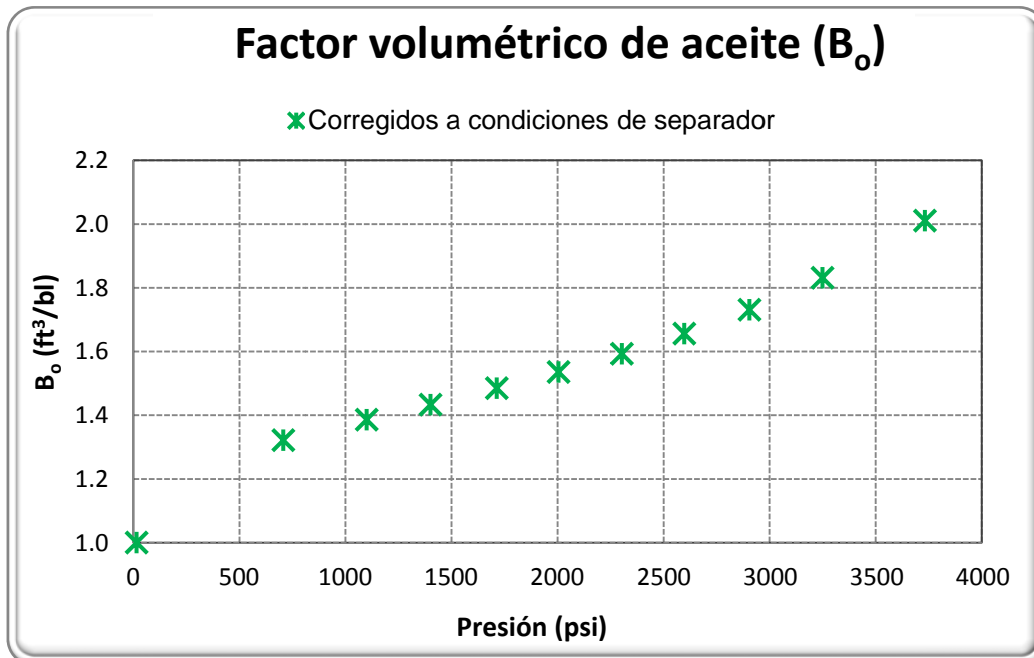


Fig. 5. 6 Factor de volumen de aceite a condiciones de separador

5.3.2 Estado mecánico

Uno de los puntos relevantes en la configuración del estado mecánico en más del 75% de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán, es que no cuentan con empacadores que aislen el espacio anular y la tubería de producción, lo que genera un incremento en el volumen a ocupar de gas de BNC, donde la gran mayoría no es satisfecho debido a limitaciones como:

- Insuficiente volumen de gas de la red de BNC.
- Capacidad limitada de los motocompresores a boca de pozo.

Por tanto, en la figura 5.7 se hace alusión al estado mecánico del pozo Jujo-513A, donde se muestra la configuración típica de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.

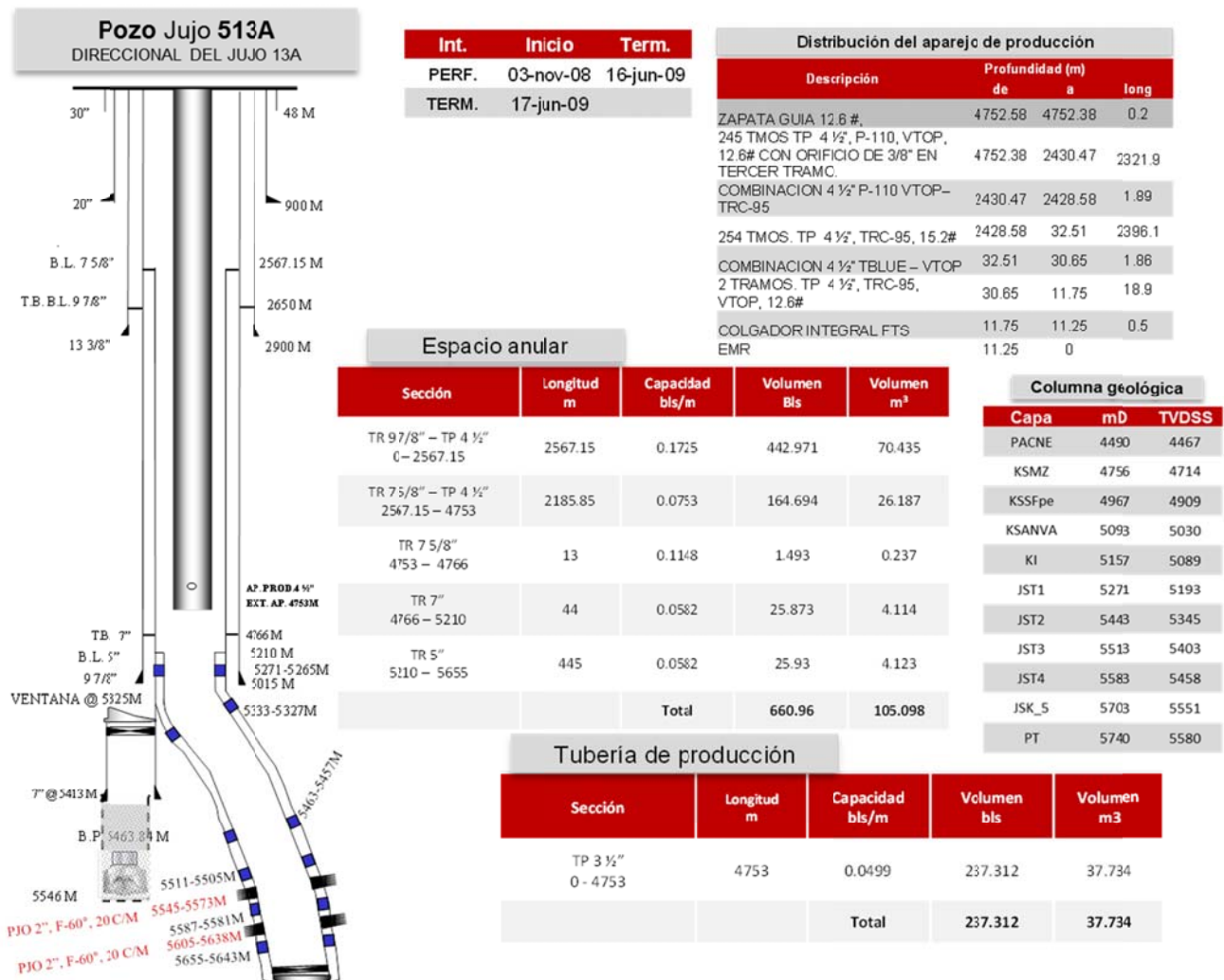


Fig. 5.7 Estado mecánico

5.3.3 Registro giroscópico

En la figura 5.8 se muestra el gráfico del registro giroscópico de la profundidad desarrollada con respecto al ángulo de desviación del pozo Jujo-513A. La tabla que contiene a detalle los datos del registro giroscópico del pozo se encuentran en el apéndice B.

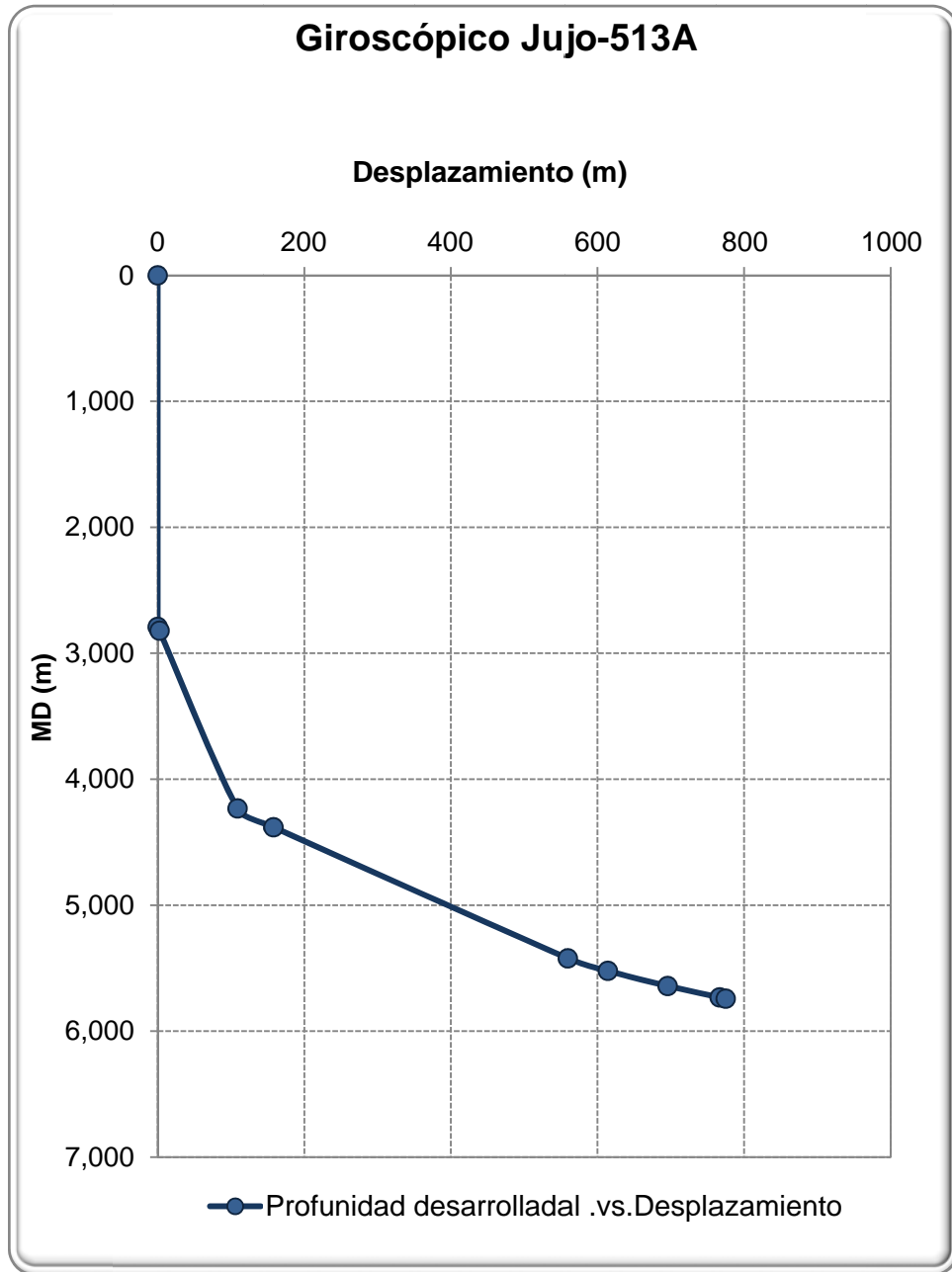


Fig. 5. 8 Registro giroscópico Jujo-513A

5.3.4 Registros de presiones estática y dinámica

Para calibrar el modelo en la herramienta desarrollada se tomó en cuenta el registro de presión de fondo fluyendo de fecha 28 de octubre de 2013 del pozo Jujo-513A. Los datos de producción asociados al registro son: gasto de aceite de 1,132 bpd, presión en TP₁ de 28.82 kg/cm² como resultado del estrangulamiento de 80/64" a 1", durante la toma de datos. El registro completo de presión de fondo fluyendo se encuentra en el apéndice B de este trabajo.

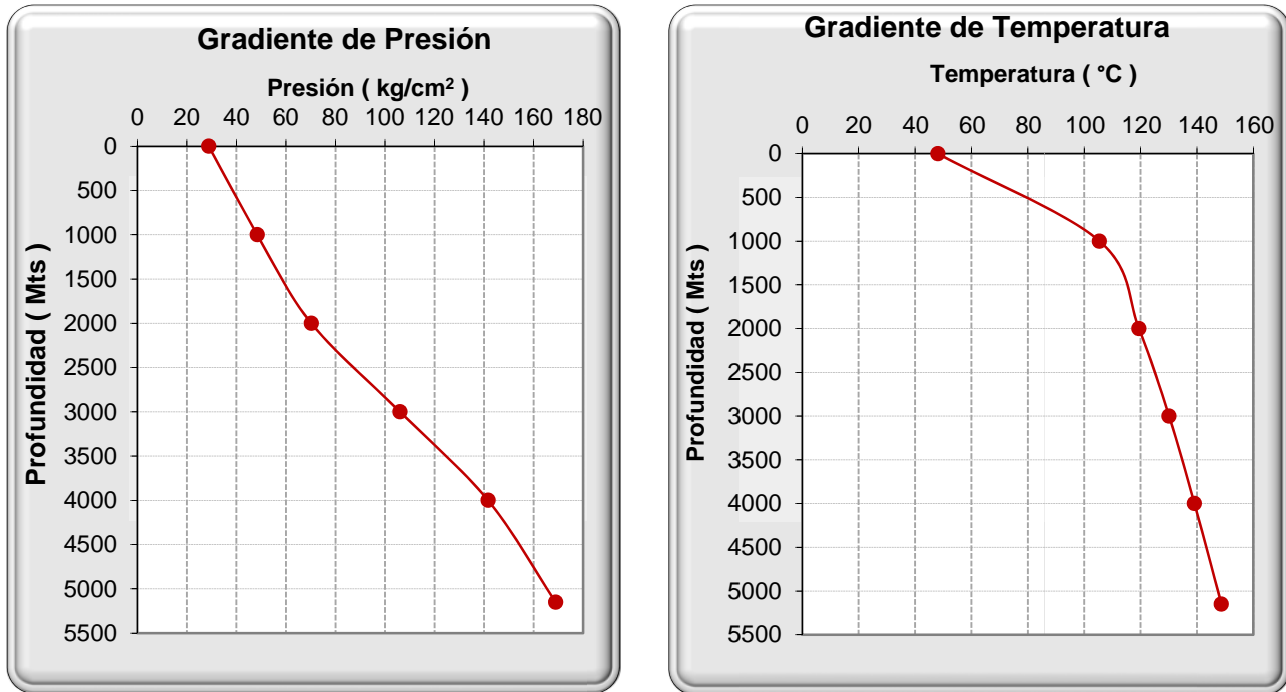


Fig. 5.9 Registro de presión de fondo fluyendo

5.3.5 Datos de aforos

Para la evaluación del pozo Jujo-513A en la herramienta de cómputo se consideró datos de aforo de fecha de 28 de octubre de 2013, posterior al registro de presión de fondo fluyendo que se había tomado, los datos se presentan en la tabla 5.5.

Tabla 5. 5 Datos de medición

Pozo	
Pozo:	Jujo-513A
Fecha de aforo:	28/Oct/2013
Gasto de liquido (bpd):	1740
Gasto de aceite (bpd):	970
F_w (%):	44.3
Gasto de gas total (MMpcd):	2.81
Gasto de gas de formación (MMpcd):	0.81
Gasto de gas de inyección (MMpcd):	2.00
Presión en TP ₁ (kg/cm ²):	12.5
Presión en LE. (kg/cm ²):	9.5
Diámetro de estrangulador (pg):	80/64
Presión de separación (kg/cm ²):	6.4
Temperatura de separación (°C):	48

5.3.6 Datos de campo

En este apartado se incluyen los gráficos correspondientes al comportamiento de la presión en cabeza correspondiente al 28 de octubre de 2013, al comportamiento del flujo fraccional de agua y salinidad en el mes de octubre de 2013 y el correspondiente a los aforos realizados en el mes de octubre de 2013 al pozo Jujo-513A.

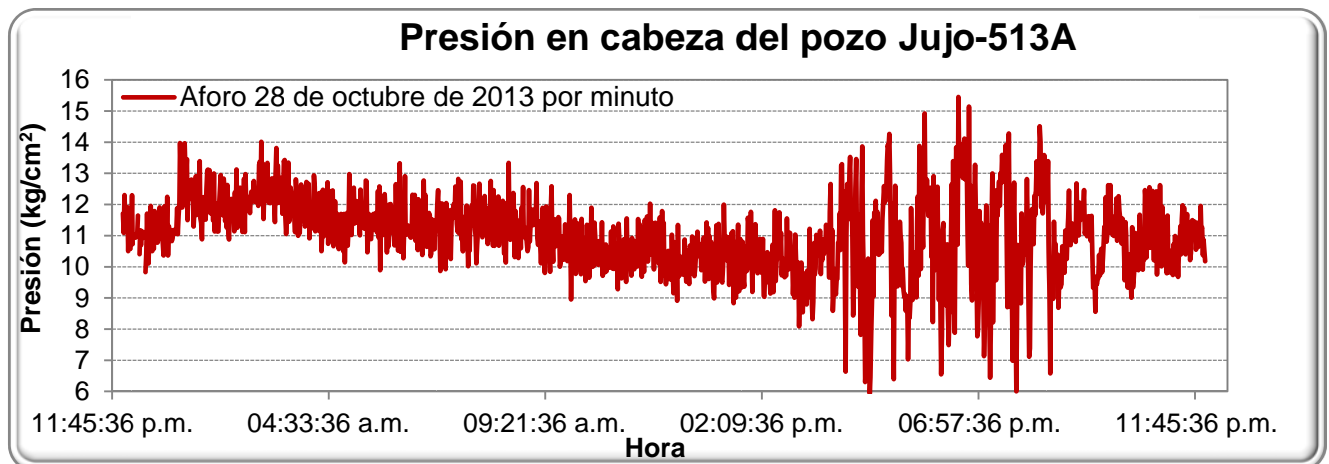


Fig. 5. 10 Monitoreo de presión en cabeza diario

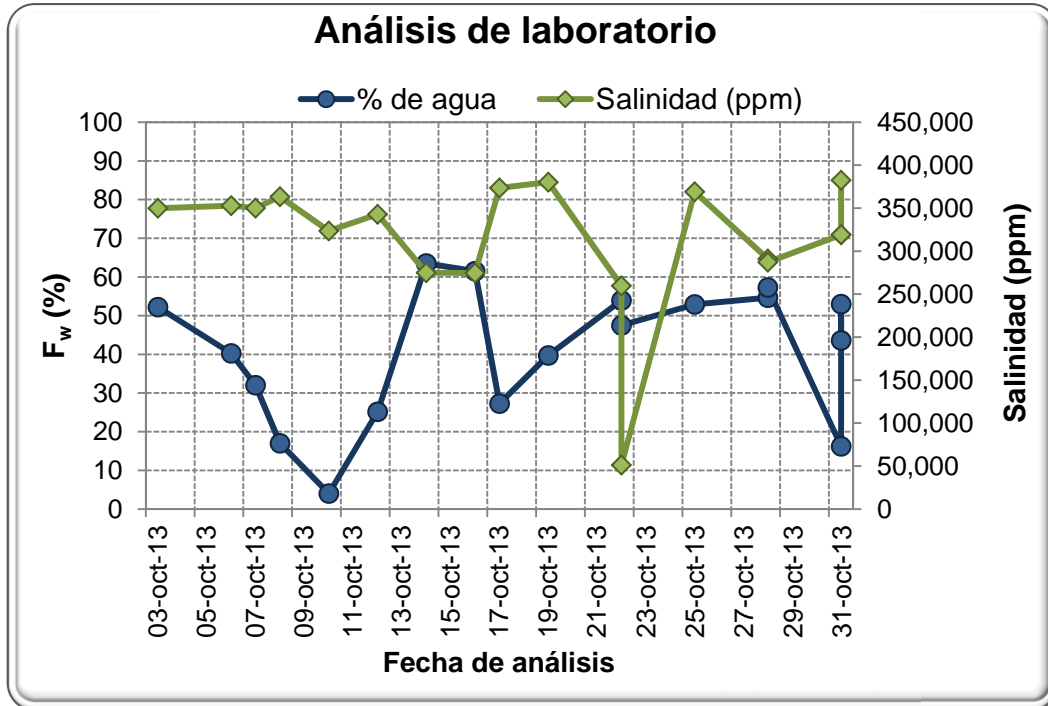


Fig. 5. 11 Comportamiento de flujo fraccional de agua y salinidad de octubre 2013

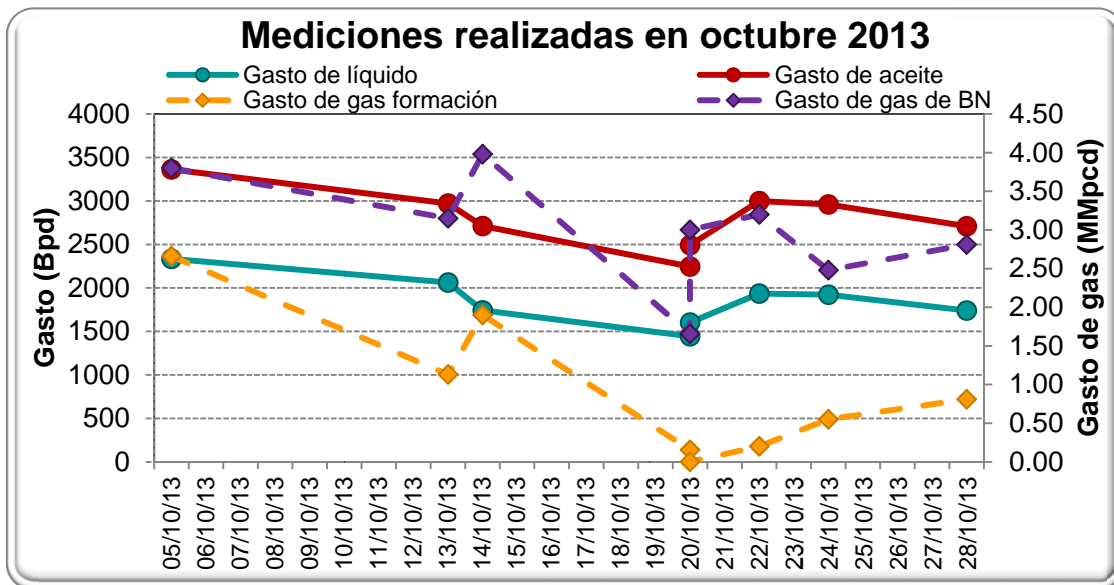


Fig. 5. 12 Aforos realizados en octubre de 2013

La información complementaria y a detalle del pozo Jujo-513A que se ocupó para construir el modelo hidrodinámico y térmico del pozo puede ser consultada en el apéndice B.

5.4. Modelo hidrodinámico y térmico del pozo Jujo-513A

Se generó el modelo para el pozo propuesto Jujo-513A en la herramienta desarrollada en el capítulo cuatro del presente trabajo. A continuación se muestran los resultados con base a la información del pozo de fecha 28 de octubre de 2013.

5.4.1 Propiedades PVT

Para el cálculo de las propiedades PVT del pozo Jujo-513A se determinó que la correlación que mejor ajusta es la de Standing, sin embargo las propiedades de presión de burbuja (P_b), relación de solubilidad (R_s), factor de volumen de aceite (B_o) y viscosidad de aceite (μ_o) se modificaron por parámetros multiplicadores y de ajuste a partir de regresión lineal, como se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5. 6 Parámetros de ajuste para propiedades PVT

Parámetros de ajuste	
Pozo:	Jujo-513A
Presión de burbuja (P_b):	$P_1 = 1.06869$
	$P_2 = 224.3931$
Relación de solubilidad (R_s):	$P_1 = 1.3235$
	$P_2 = 6.72471$
Factor de volumen de aceite (B_o):	$P_1 = 1.05777$
	$P_2 = -0.059059$
Viscosidad de aceite (μ_o):	$P_1 = 0.36504$
	$P_2 = 0.12081$

Con base a la información del pozo Jujo-513A y a los parámetros de ajuste, se obtuvieron los resultados de las propiedades PVT para el aceite y gas las cuales se visualizan en las gráficas siguientes:

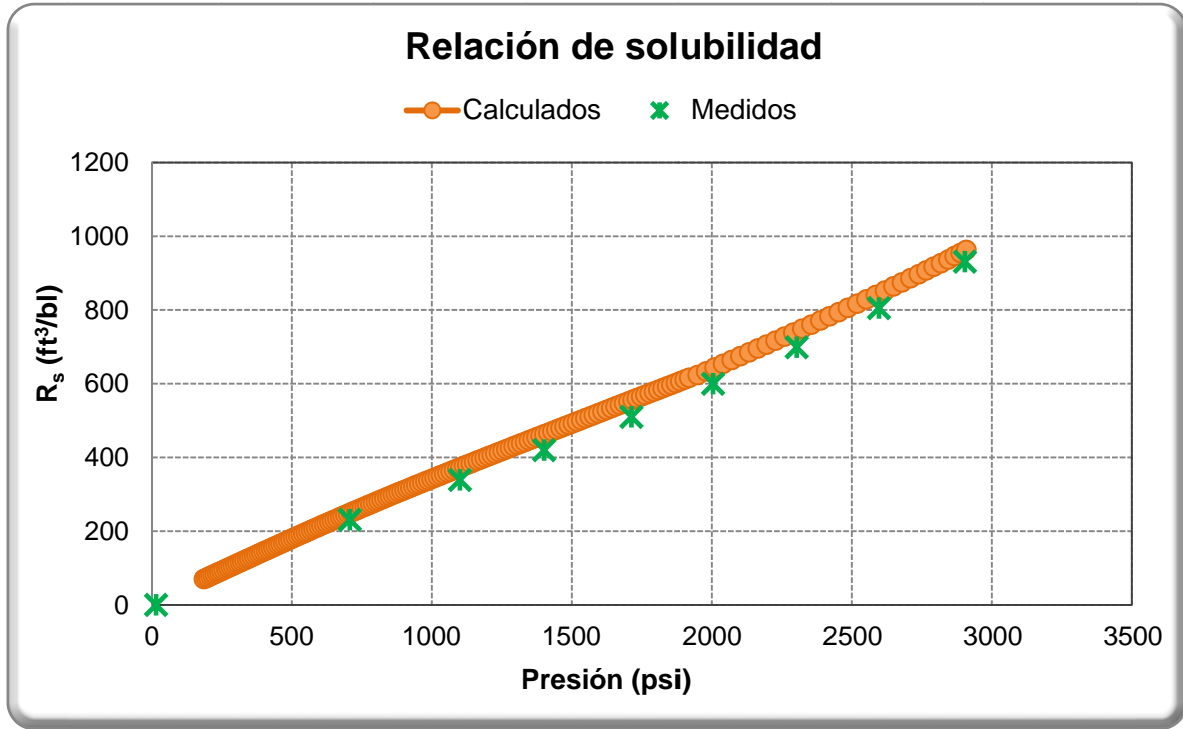


Fig. 5. 13 Factor de volumen de aceite

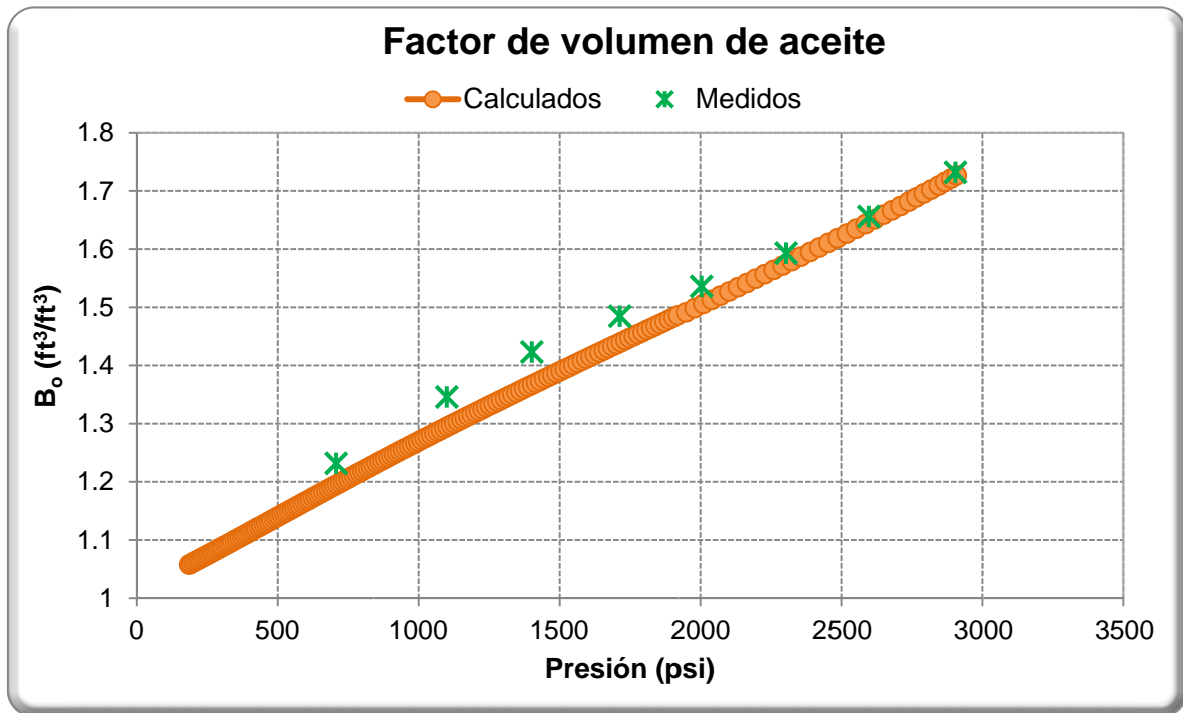


Fig. 5. 14 Factor de volumen de aceite

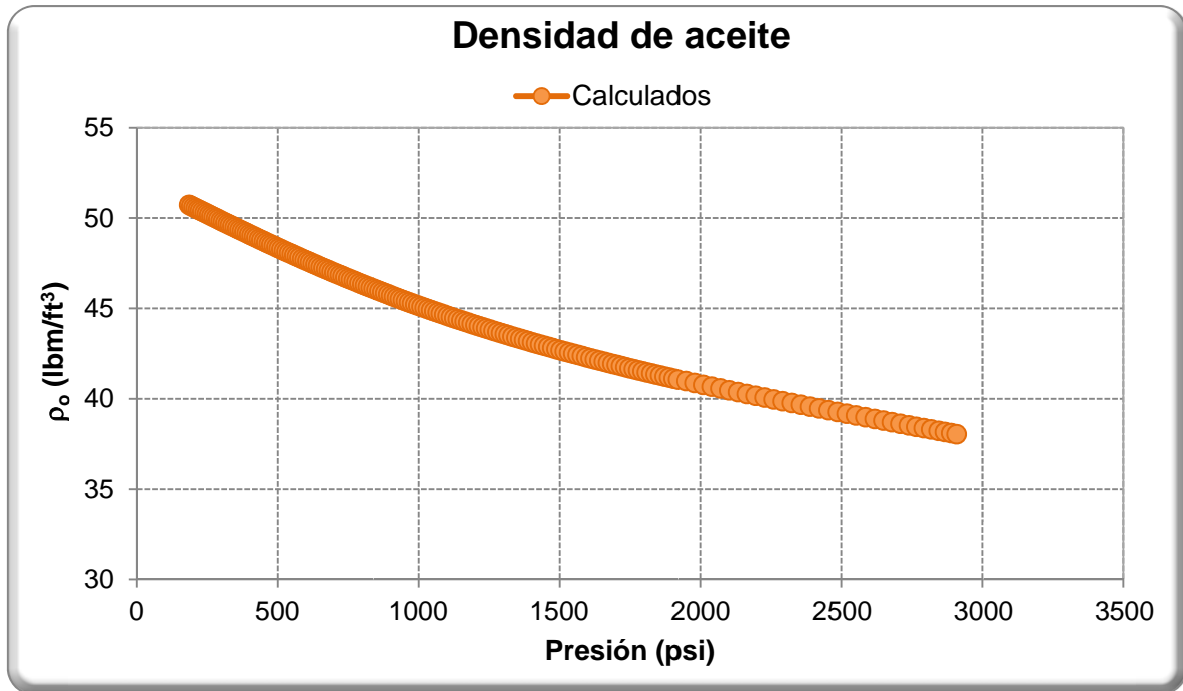


Fig. 5. 15 Densidad de aceite

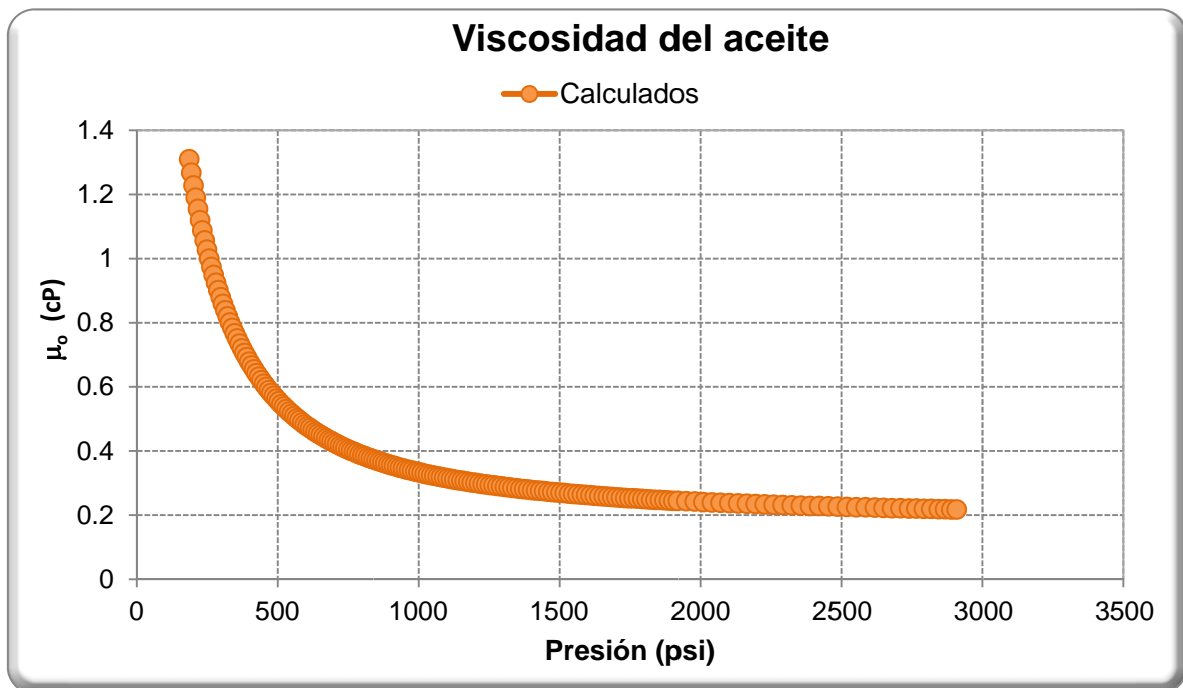


Fig. 5. 16 Viscosidad de aceite

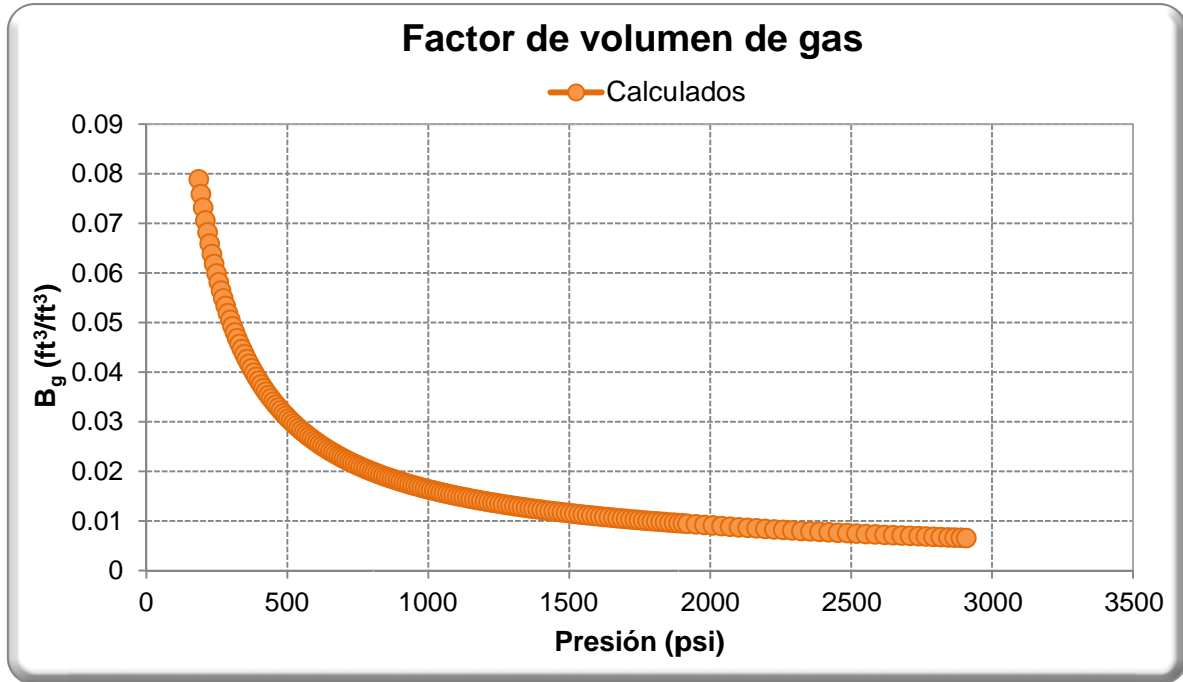


Fig. 5. 177 Factor de volumen de gas

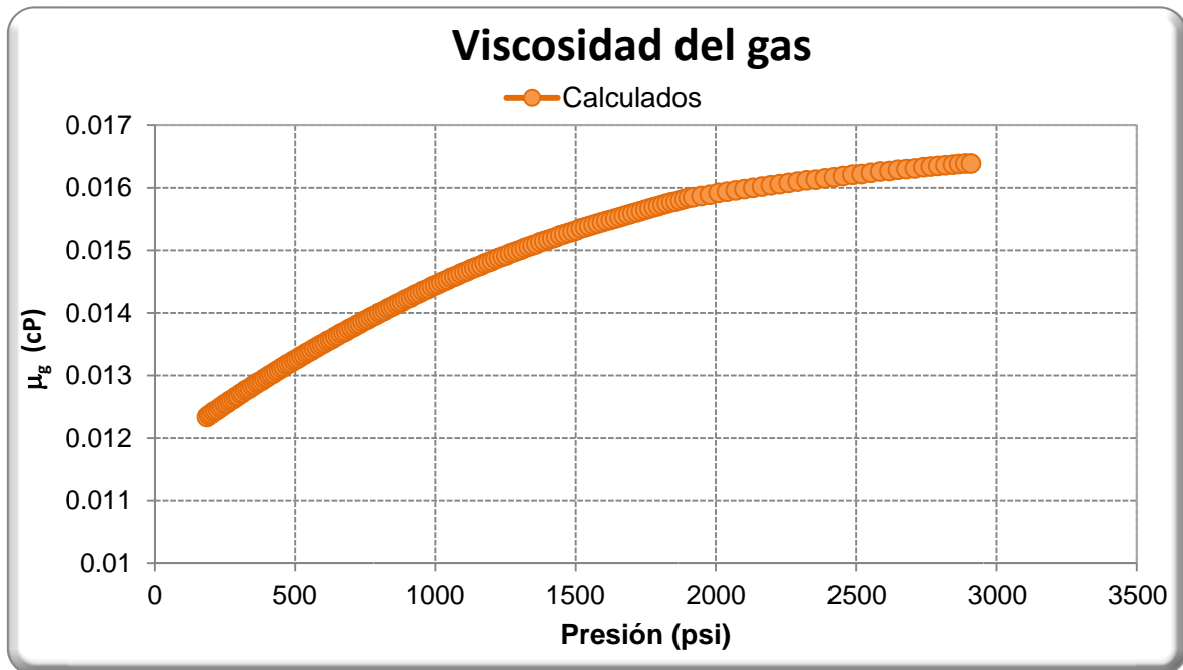


Fig. 5. 188 Viscosidad de gas

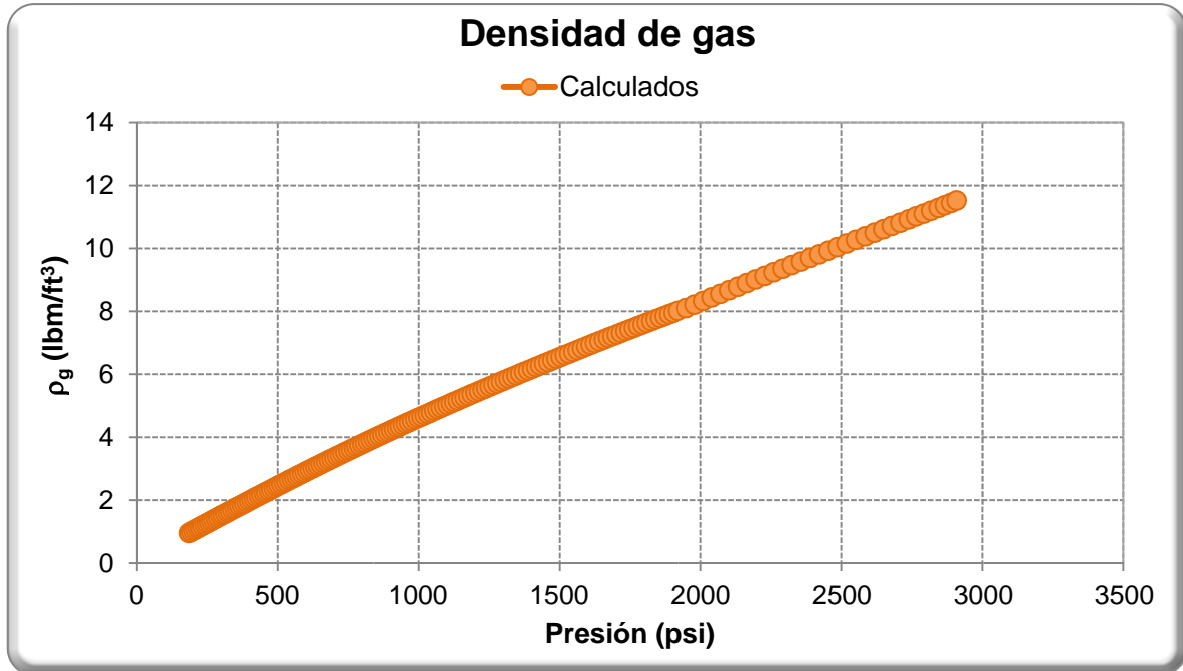


Fig. 5. 19 Densidad de gas

5.4.2 Perfil de presión

El perfil de presión se obtuvo con la correlación empírica de Hagedorn y Brown, en la gráfica 5.20 se muestra los resultados obtenidos para el pozo Jujo-513A comparando el dato de presión de fondo fluyendo de 168.9 kg/cm² (R.P.F.F., 28 de octubre de 2013) con el dato calculado en el programa de 160.2 kg/cm² a las profundidades de 5,150 y 5,152 m, respectivamente donde se observa una desviación de 8.7 kg/cm² significando ajuste adecuado entre el valor medido y el calculado.

Es importante mencionar, que para este caso no fue necesario realizar ajustes a los parámetros multiplicadores en el gradiente de presión.

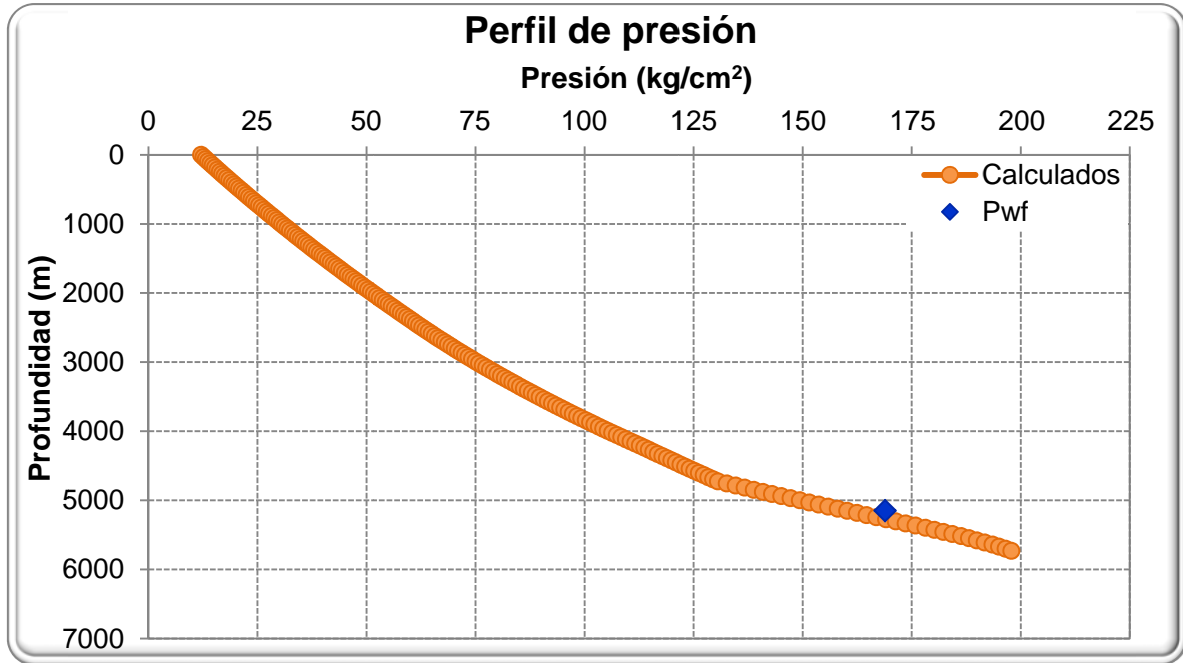


Fig. 5. 20 Perfil de gradiente de presión

5.4.3 Perfil de temperatura

El cálculo de perfil de temperatura se obtuvo a partir del coeficiente global de transferencia “ U ”, el cual se consideró como dato de entrada. En el gráfico 5.21 se presentan los resultados del perfil de temperatura correspondientes al pozo Jujo-513A comparando el dato de temperatura de 148.68 °C (R.P.F.F., 28 de octubre de 2013) con el dato calculado en el programa de 149.2 °C a las profundidades de 5,150 y 5,152 m, respectivamente donde se observa una desviación de 0.52 °C significando buen ajuste entre el valor medido y el calculado.

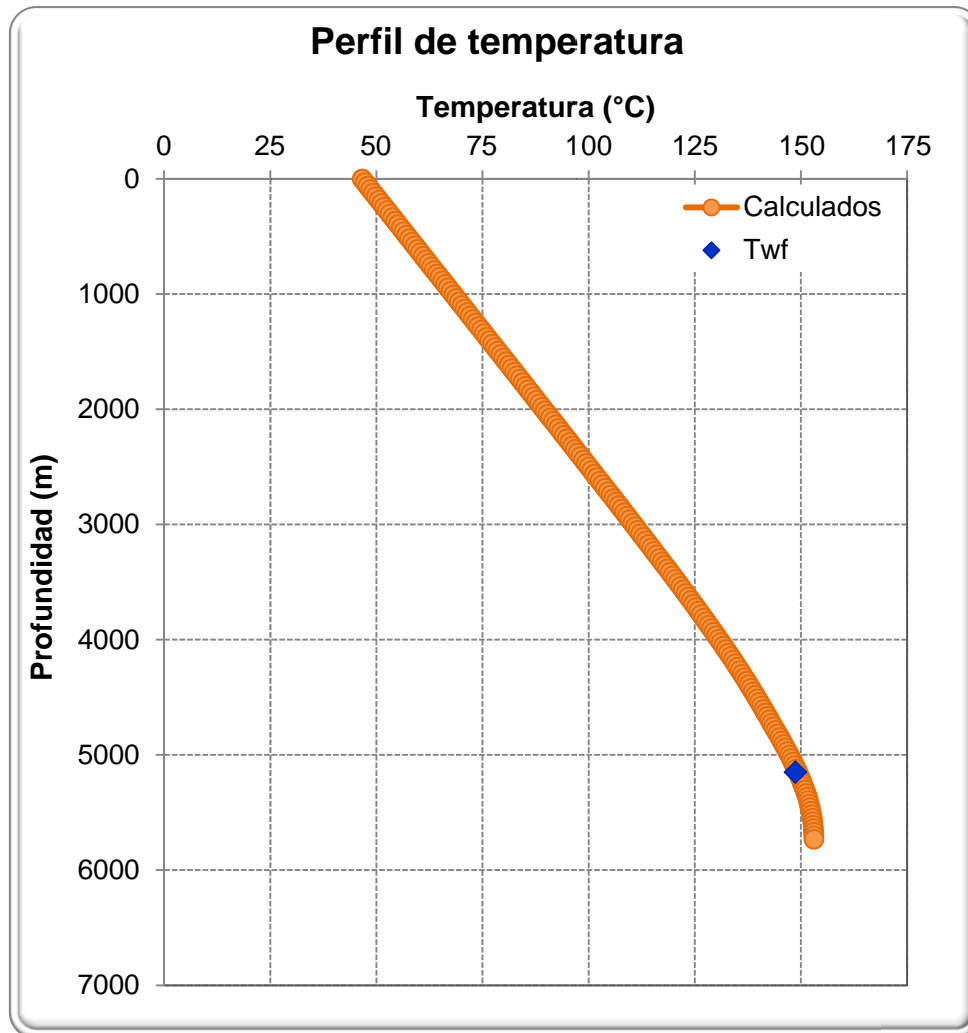


Fig. 5. 21 Perfil de temperatura

5.4.4 Análisis nodal

El gasto obtenido como resultado del análisis nodal fue 1,796 bpd con una diferencia de 56 barriles respecto al gasto de líquido medido de 1,740 bpd de los datos de aforo de fecha 28 de octubre de 2013, representando un 3.1 % de desviación del gasto solución .vs. el gasto medido, lo que puede considerarse como un ajuste adecuado en el análisis nodal.

En la gráfica 5.21 se muestran los resultados de las curvas VLP e IPR obtenidos con el programa desarrollado.

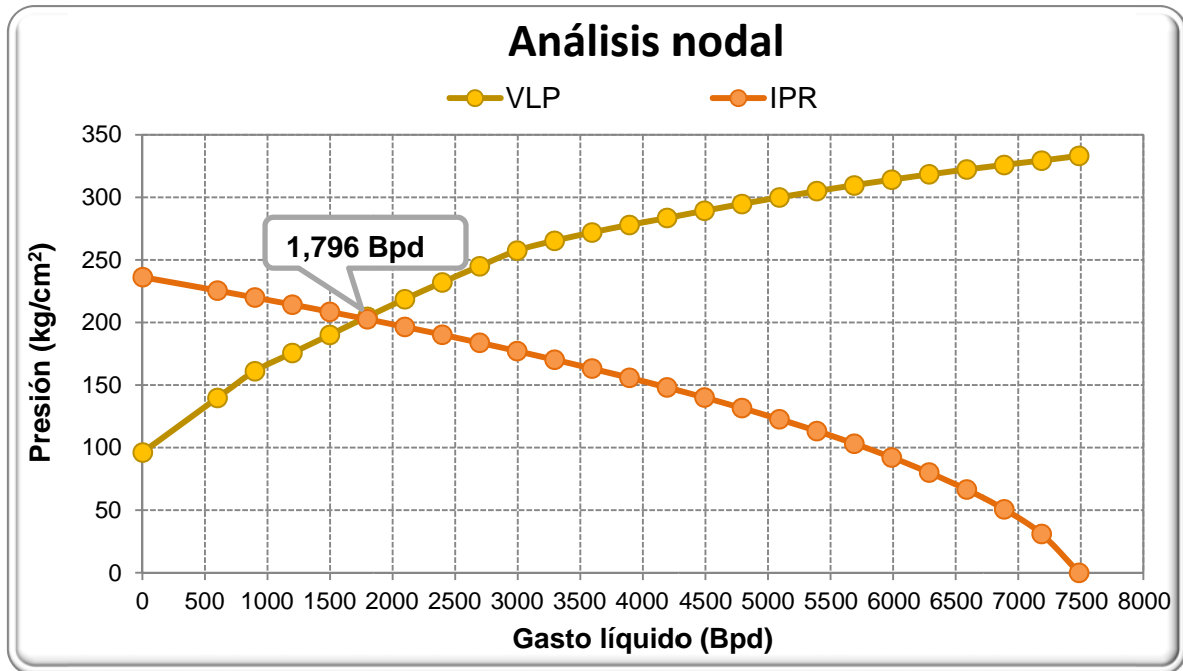


Fig. 5.22 Análisis nodal

Capítulo 6

Resultados del análisis de estabilidad

En este capítulo se presenta una de las probables causas que puede originar la inestabilidad de flujo en los pozos del campo Jujo-Tecominoacán. Asimismo, se muestran los efectos de algunas de las principales variables en el sistema de BNC y, la comparación de mapas de estabilidad con diferentes criterios.

6.1. Diagnóstico de una de las probables causas de la inestabilidad de flujo en los pozos del campo

Una de las probables causas de la inestabilidad de flujo en algunos de los pozos del campo se deba, a la comunicación de flujo entre pozos vecinos debido, a que el yacimiento Jujo-Tecominoacán está integrado por un sistema de fallas normales e inversas y, en partes afectado por tectónica salina, compuesto por facies carbonatadas dolomíticas de plataforma interna de rampa media en el JS Kimmeridgiano y de mar abierto, para el JS Tithoniano y KI, constituyéndolo como un yacimiento complejo.

El pozo Jujo-513A (productor de aceite), considerado como caso de estudio en este trabajo, es un ejemplo de la posible inestabilidad de flujo con respecto a dos pozos inyectoros de gas localizados en la misma trayectoria de una falla normal.

A continuación se mencionaran aspectos relevantes de la dinámica de flujo de éste caso en particular.

El pozo Jujo-513A (productor) se encuentra localizado a nivel superficial a una distancia aproximada de 1.5 km del pozo Jujo-121 (inyector de N₂), como se observa en la fig. 6.1.

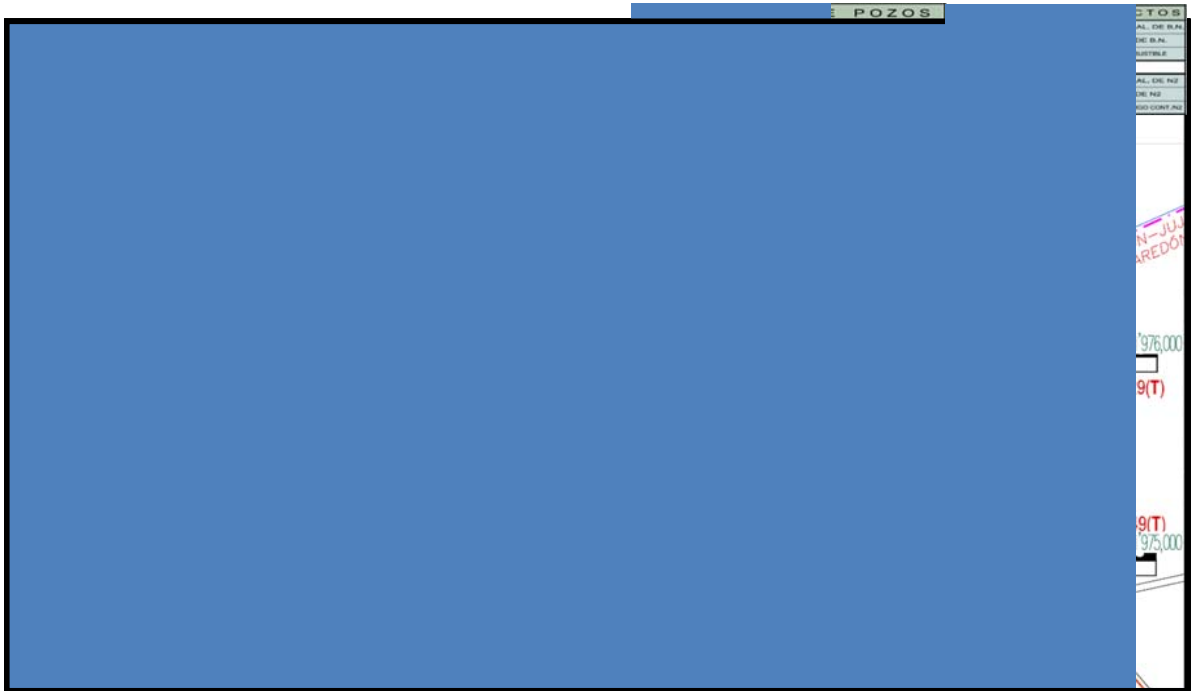


Fig. 6. 1 Mapa de localización del pozo Jujo 513-A (productor) y del pozo Jujo 121 (inyector de N₂)

Estructuralmente, al pozo Jujo-513A le corresponde un anticlinal orientado N – S, que se encuentra en la porción E del campo, circundada por fallas normales, con objetivo Jurásico Superior Kimmeridgiano, en facies de rocas dolomíticas de margen plataforma.

En la fig. 6.2 se observa la falla que conecta los pozos Jujo-513A (productor), Jujo-12 (inyector de N₂) y Jujo-121 (inyector de gas amargo). Sin embargo, se infiere que el pozo inyector de N₂ (Jujo-12) tiene influencia en la dinámica de flujo del pozo Jujo-513A, debido a que el primero se encuentra inyectando en las formaciones JS Tithoniano y KI, mientras que el segundo produce en las formaciones JS Tithoniano y JSK, teniendo en común la formación JS Tithoniano.

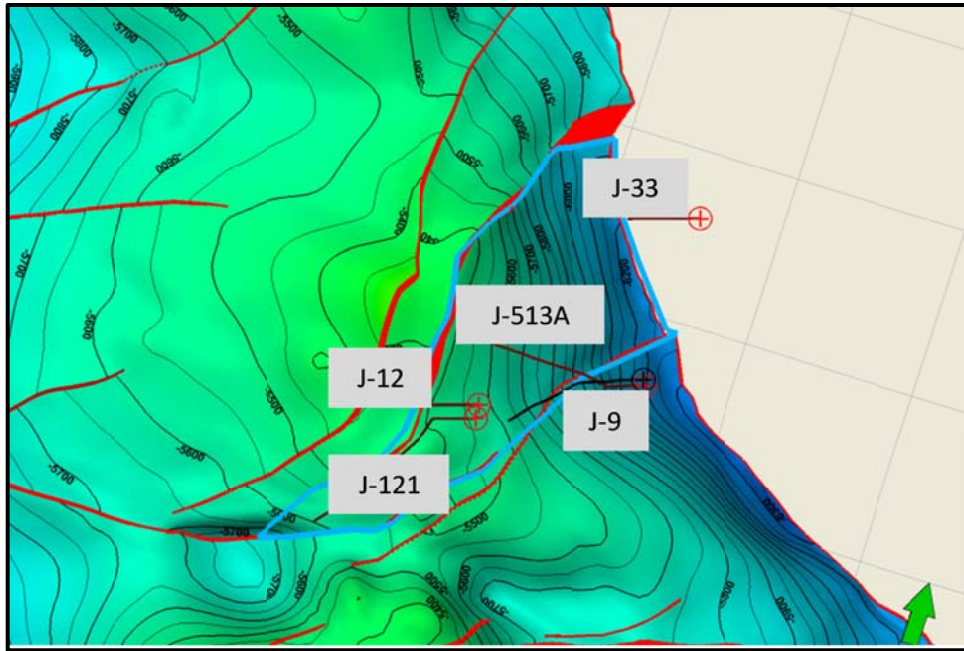


Fig. 6. 2 Mapa estructural del pozo Jujo 513-A (productor) y pozos inyectoros (Jujo 12 y Jujo-121)

El pozo Jujo-513A se abrió a producción por primera vez el 08 de julio de 2009 y opero como fluyente hasta el 01 de Julio de 2013. Sin embargo, en el lapso que operó de forma natural el pozo Jujo-513A; inició la inyección de nitrógeno el 04 de febrero de 2010 en el pozo Jujo-121, el cual se prolongó hasta el 15 de febrero de 2012.

En el tiempo que los pozos Jujo-513A y Jujo-121 productor e inyector, respectivamente, operaron de forma paralela, se observa en la fig. 6.3 que durante el período de operación simultánea de ambos pozos, hay una tendencia a la baja del volumen de gas de formación del pozo productor de hidrocarburos (Jujo-513A), mientras que el volumen de nitrógeno en el pozo Jujo-121 incremento en el período que el pozo estuvo inyectando.

De igual forma, se observa en la fig. 6.3 que al cierre del pozo inyector de nitrógeno, el volumen de gas producido en el pozo Jujo-513A se mantiene en promedio de 10 MMpcsd en un período de 8 meses (16 de febrero de 2012 al 15 octubre de 2012) aproximadamente, infiriendo con esto que el volumen producido en el pozo Jujo-513A es resultado del volumen de nitrógeno acumulado en la falla que conecta a ambos pozos., producto del tiempo de operación del pozo Jujo-121. No obstante, a partir de mediados de octubre de 2012 la producción de gas de formación del pozo declinó considerablemente hasta principios de julio de 2013 que dejo de operar como pozo fluyente debido a que el volumen de gas de formación (1.9 MMpcsd) no fue suficiente para levantar la columna de fluidos desde fondo a superficie, por lo que se le implementó el sistema artificial de gas de BNC.

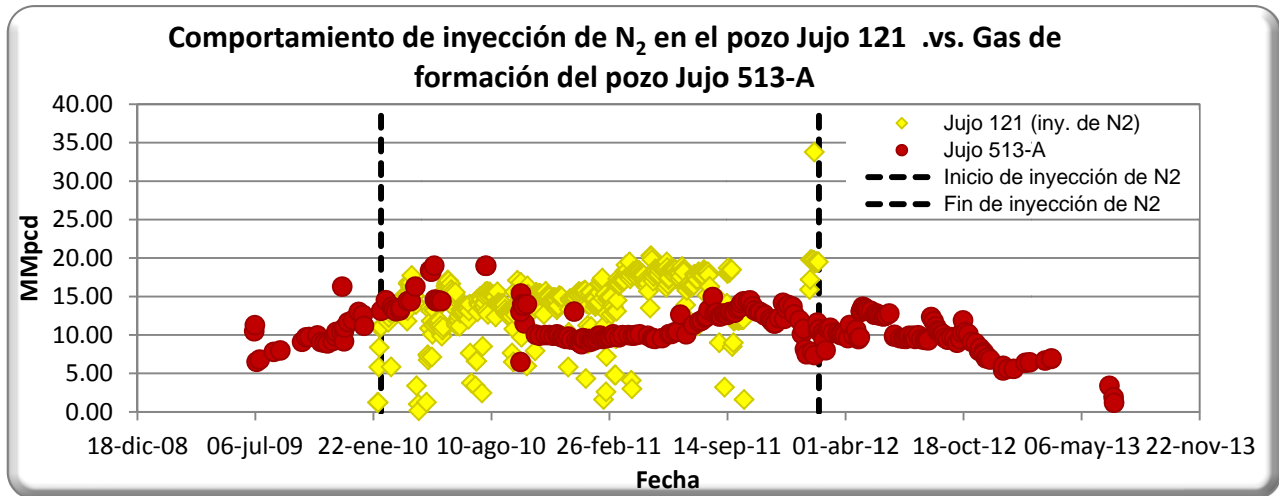


Fig. 6. 3 Comportamiento de gas de los pozos Jujo 121 (inyector de N₂) y Jujo 513-A (productor)

Otro aspecto sobresaliente es que el comportamiento de la presión en cabeza tuvo variaciones hasta de 10 kg/cm² en el pozo Jujo-513A, durante el tiempo que opero el pozo Jujo-121 (4 de febrero de 2010 al 16 de febrero de 2012) como inyector de nitrógeno; lo que significa que para el gasto de gas producido no representa oscilaciones de gran magnitud, como se observa en la fig. 6.4

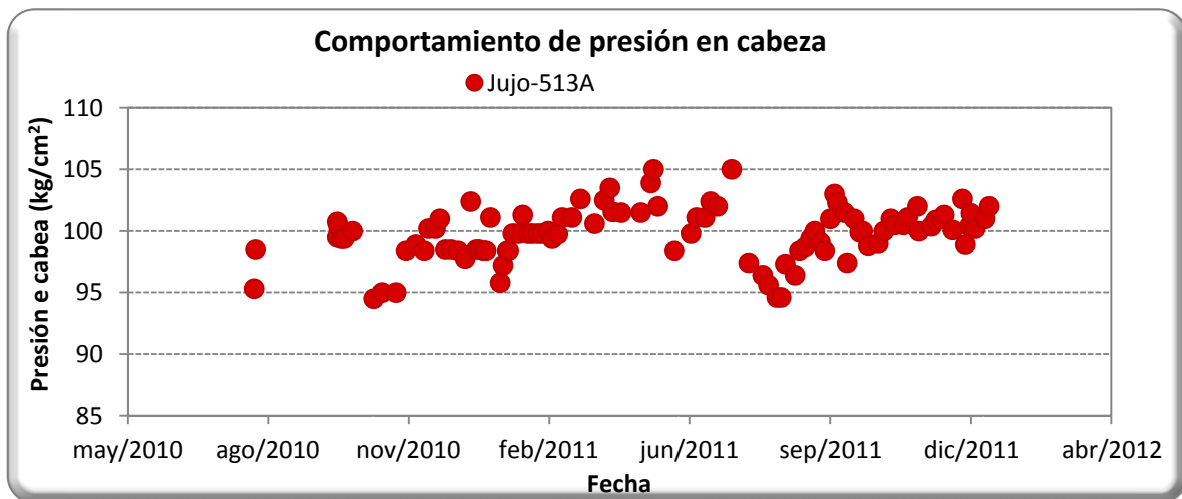


Fig. 6. 4 Comportamiento en la presión en cabeza del pozo Jujo-513A

Sin embargo, derivado de la implementación del sistema artificial de gas de BNC en el pozo Jujo-513A (a partir del 1 de Julio 2013), el efecto de las variaciones en la presión en cabeza no se hizo esperar, como se observa en la fig. 6.5, las cuales reflejan oscilaciones que van desde los 5 a más de 40 kg/cm², superando hasta por tres veces más las variaciones que se tenían de cuando era fluyente.

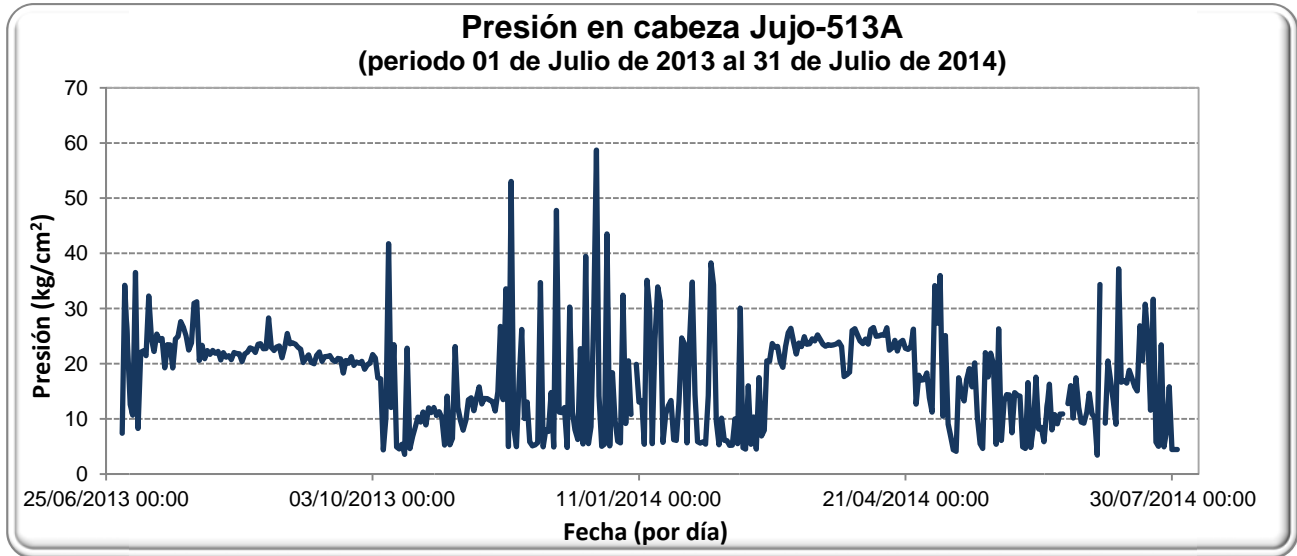


Fig. 6. 5 Comportamiento en la presión en cabeza con inyección de BNC

En la fig. 6.6 se observan las fluctuaciones en el comportamiento de la presión en cabeza en 24 horas y con ello inestabilidad de flujo, dificultando con esto la contabilidad de los fluidos.

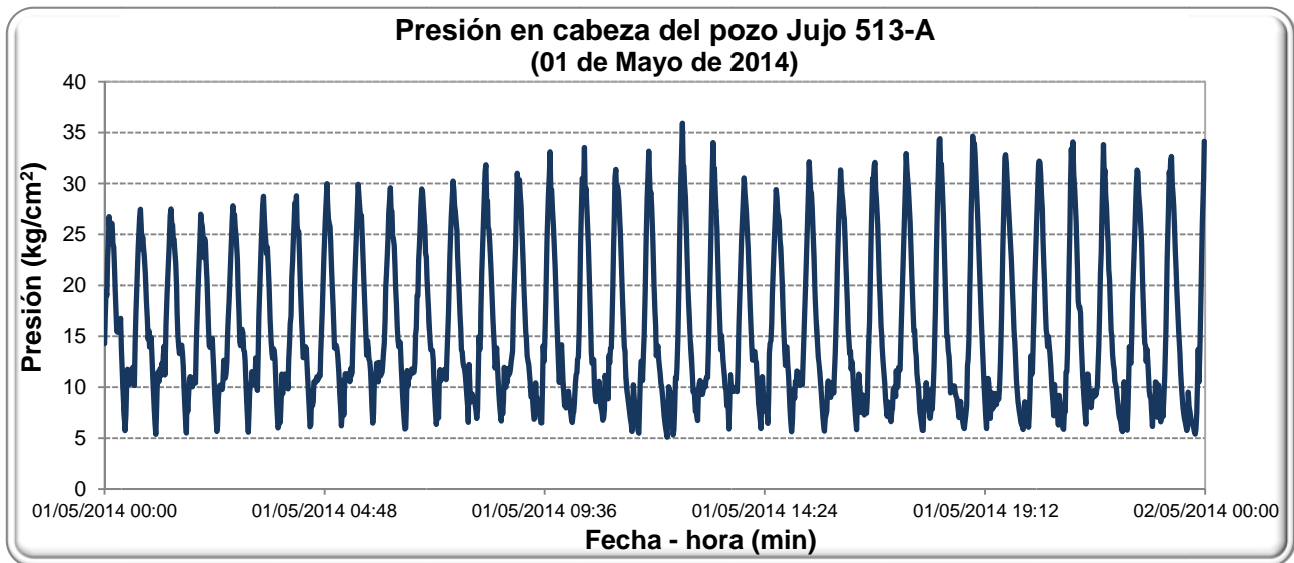


Fig. 6. 6 Comportamiento en la presión en cabeza diario

Finalmente, para asociar la inestabilidad de flujo en los pozos debido a la comunicación de flujo entre éstos es importante realizar combinaciones de simulaciones dinámicas de pozos con simulaciones numéricas de yacimientos que permitan confirmar la causa de las variaciones.

6.2. Estudios paramétricos

En este apartado se presentan las fronteras de estabilidad y de operación para varios estudios paramétricos, los cuales permiten predecir las condiciones de estabilidad de flujo en los pozos con BNC, a través de la generación de mapas de estabilidad con los criterios de Asheim (1988) y Blick y cols (1988). De acuerdo a la revisión literaria para predecir las condiciones de estabilidad el criterio que mejor ajusta a las condiciones mecánicas de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán es el criterio de Blick y Cols. (1988) sin embargo, se consideró realizar de igual forma la evaluación con los criterios de Asheim (1988) el cual permitió comparar las suposiciones de ambos autores respecto a los parámetros evaluados en cada uno de ellos y el efecto que éstos tuvieron en el modelo integrado para el sistema de BNC del pozo estudiado.

6.2.1 Comparación de mapas de estabilidad con diferentes criterios

El programa desarrollado en fortran obtiene los resultados para los criterios de los autores de Asheim y Blick en dos archivos independientes los cuales están vinculados a una macro en Excel que genera los mapas de estabilidad en coordenadas de presión en cabeza y gasto de inyección de gas de BNC. Es importante señalar que estos parámetros fueron seleccionados como coordenadas de los mapas porque resultan convenientes desde el punto de vista operativo: pueden ser modificados fácilmente para estabilizar un pozo y son monitoreados de manera continua.

Los mapas de estabilidad de las figs. 6.7 y 6.8 para el pozo Jujo-513A se presentaron en coordenados de gasto de inyección de gas de BNC (MMpcd) y la presión en la cabeza del pozo (kg/cm^2). Los mapas fueron construidos con base en 70 simulaciones. La presión en cabeza se varió desde 12.5 a 49 kg/cm^2 , con incrementos de 7 kg/cm^2 (100 psi). El rango de variación del gasto de gas de inyección fue de 1 a 6 con incremento de 1 MMpcd y a partir de 6 a 12 MMpcd con incrementos de 2 MMpcd.

Las condiciones de operación del pozo Jujo-513A es de 2 MMpcd de gas de inyección de BNC y 12.5 kg/cm^2 de presión en la cabeza. Es importante mencionar que la inestabilidad de flujo ha estado siempre presente en el pozo desde que inicio a operar con sistema BNC presentándose oscilaciones de mayor amplitud debido a las condiciones mecánicas y de flujo en el pozo derivado de esto, el pozo no cuenta con datos de campo que muestren datos de estabilidad que permitan evaluar la frontera de estabilidad.

Los datos de presión mínima y máxima registrados en el monitoreo por telemetría para el 28 de octubre de 2013 son de 6 a 15 kg/cm^2 .

Es importante destacar que, en sentido estricto los criterios de Asheim no son aplicables para las condiciones mecánicas de los pozos que operan con sistema de BNC en el campo Jujo-Tecominoacán, debido a que contradicen algunas suposiciones principales que realiza el autor como:

- El yacimiento es saturado ($p_R = 236 \text{ kg/cm}^2$ y $p_b = 262 \text{ kg/cm}^2$)
- El pozo no cuenta con empacador.
- No cuenta con válvula de orificio para inyección del gas de BNC.

Asimismo otro factor importante de mencionar es: la gran distancia vertical entre el fondo del pozo y el punto de inyección (874 m).

La fig. 6.7 muestra la frontera de estabilidad con los criterios de Asheim (1988) para las condiciones de operación del pozo Jujo-513A que predice que el límite de estabilidad será a partir de 4 MMpcd de gas de inyección de BNC a la presión en cabeza de 12.5 kg/cm^2 , mientras la frontera de inoperabilidad se presenta a 0.5 MMpcd de gas de inyección de BNC, la cual predice que debajo de este gasto de inyección el pozo no produce.

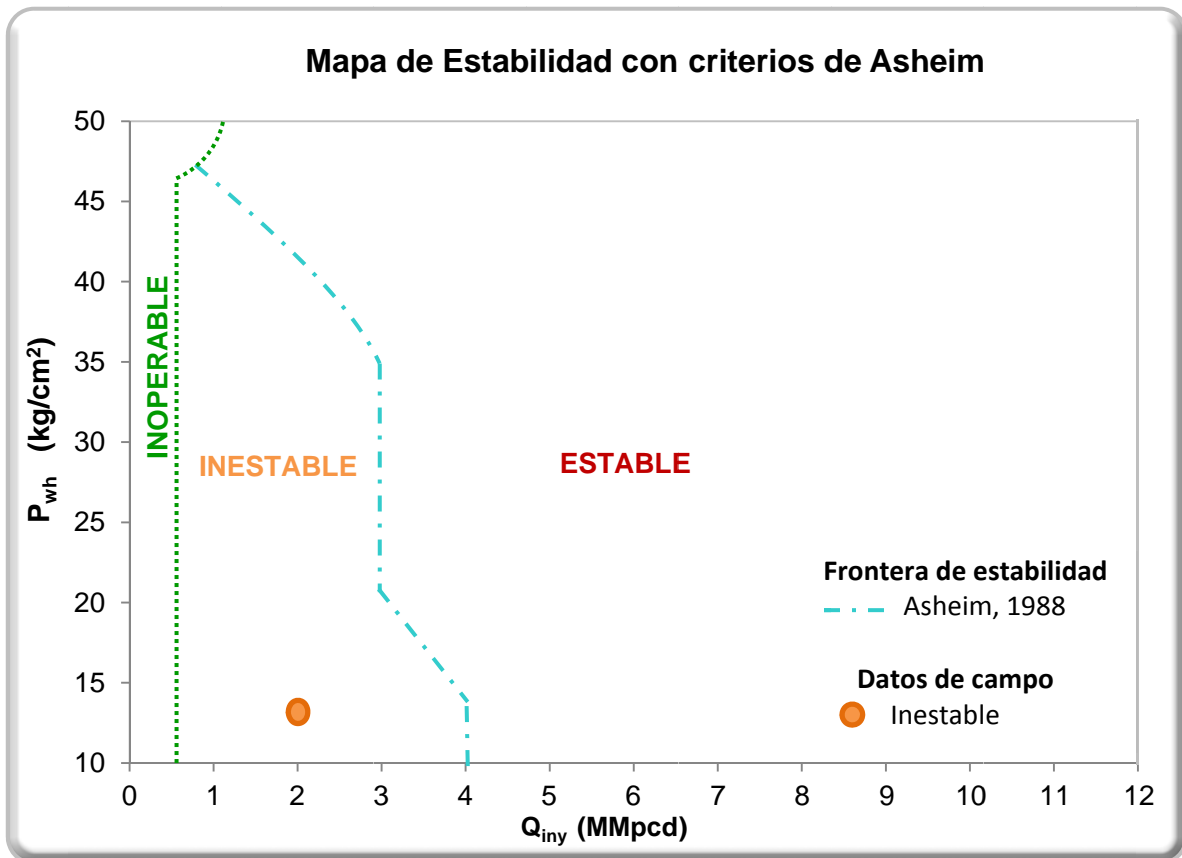


Fig. 6. 7 Mapa de estabilidad con criterios de Asheim (1988) del pozo Jujo-513A

La aplicación para el desarrollo del mapa de estabilidad con criterios de Blick y Cols. (1988) para los pozos que operan con sistema de BNC del campo Jujo-Tecominoacán es que cumple con varias suposiciones que plantea el modelo, tales como:

- Yacimiento bajosaturado.
- El pozo no tiene empacador.
- El incremento del nivel de líquido se encuentra a nivel del punto de inyección.
- La relación gas-líquido total.

En el desarrollo del mapa de estabilidad con criterios de Blick y Cols. (1988) mostrada en la fig. 6.8 se observa que la frontera de estabilidad se encuentra muy por debajo para el gasto de inyección de gas de BNC (2 MMpcd) y de la presión en cabeza (12.5 kg/cm^2) del pozo Jujo-513A, por lo que la estabilidad dependerá fuertemente de presiones como: (p_{ws}) , (p_{wf}) y (p_{PI}) como también del gasto (Q).

Otro aspecto sobresaliente es que los pozos que operan en el campo Jujo-Tecominoacán son pozos de baja presión, esto es, de 10 a 35 kg/cm^2 , por lo que para alcanzar la estabilidad se requiere tener presiones en cabeza por arriba de los 35 kg/cm^2 .

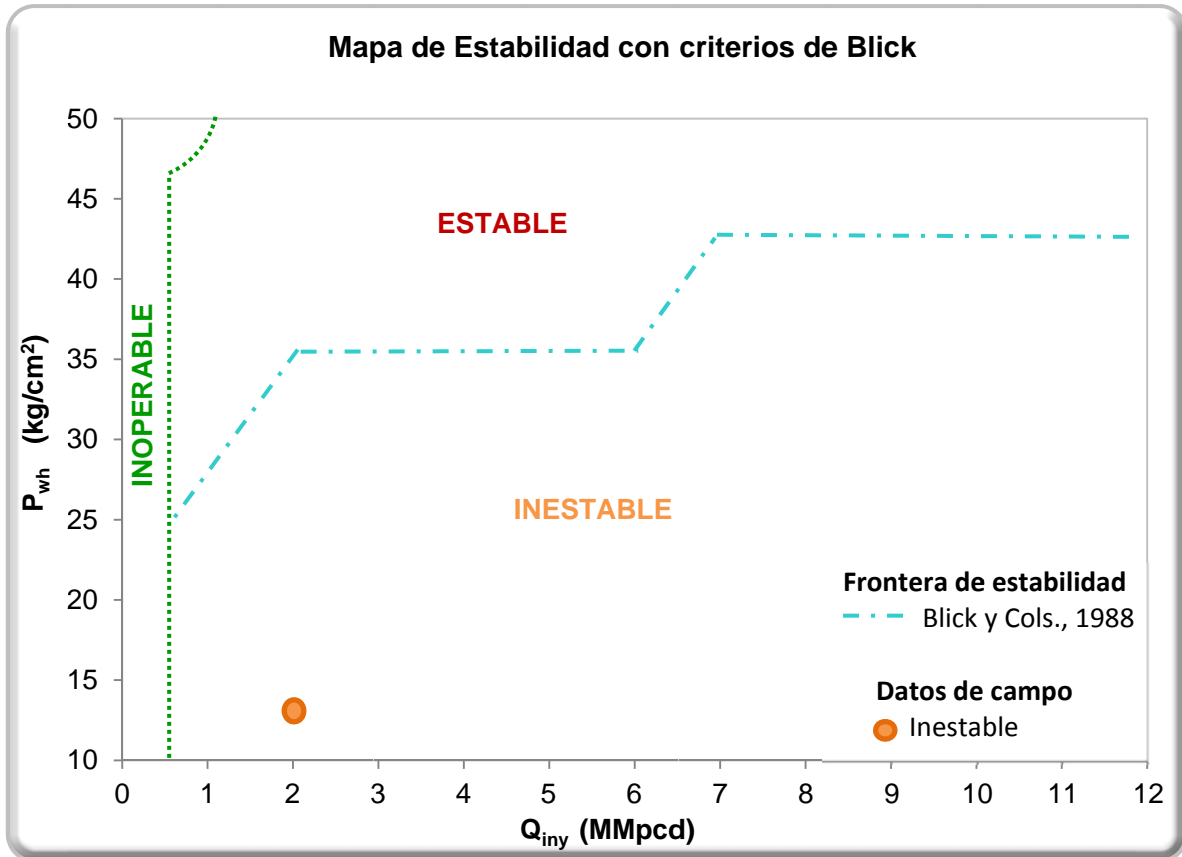


Fig. 6. 8 Mapa de estabilidad con criterios de Blick y Cols. del pozo Jujo-513A

6.2.2 Efecto del diámetro del orificio del punto de inyección

A través del mapa de estabilidad mostrado en la fig. 6.9 se analizó el efecto del diámetro del orificio del punto de inyección en la estabilidad del sistema de BNC. En el mapa se muestran las fronteras de estabilidad predichas para tres diámetros de orificio 0.3125, 0.375 y 0.4375 μg , así como los límites de operación del sistema. En la fig. 6.9 se observa que el diámetro del orificio tiene un fuerte impacto en la frontera de estabilidad del sistema. La zona de estabilidad se hace más pequeña debido al incremento del diámetro del orificio, por lo que se requiere mayor gasto de gas de inyección de BNC para mantener la estabilidad de flujo en el pozo.

Es importante notar que cuando se utilizan orificios de diámetro pequeño, la región de inestabilidad se reduce proporcionalmente. No obstante para cualquier diámetro de orificio existe la zona de inoperabilidad la cual tiene como límite inferior 0.5 MMpcd hasta presiones de 46.5 kg/cm^2 y de 1.1 MMpcd hasta presiones de 50 kg/cm^2 .

Ahora bien, en la fig. 6.9 se observa que se presenta la frontera de inestabilidad en los tres casos de cambio de diámetro de orificio para las condiciones operativas del pozo Jujo-513A, debido a que para disminuir la zona de inestabilidad se requiere incrementar la presión de descarga para un mismo gasto de inyección de gas de BNC.

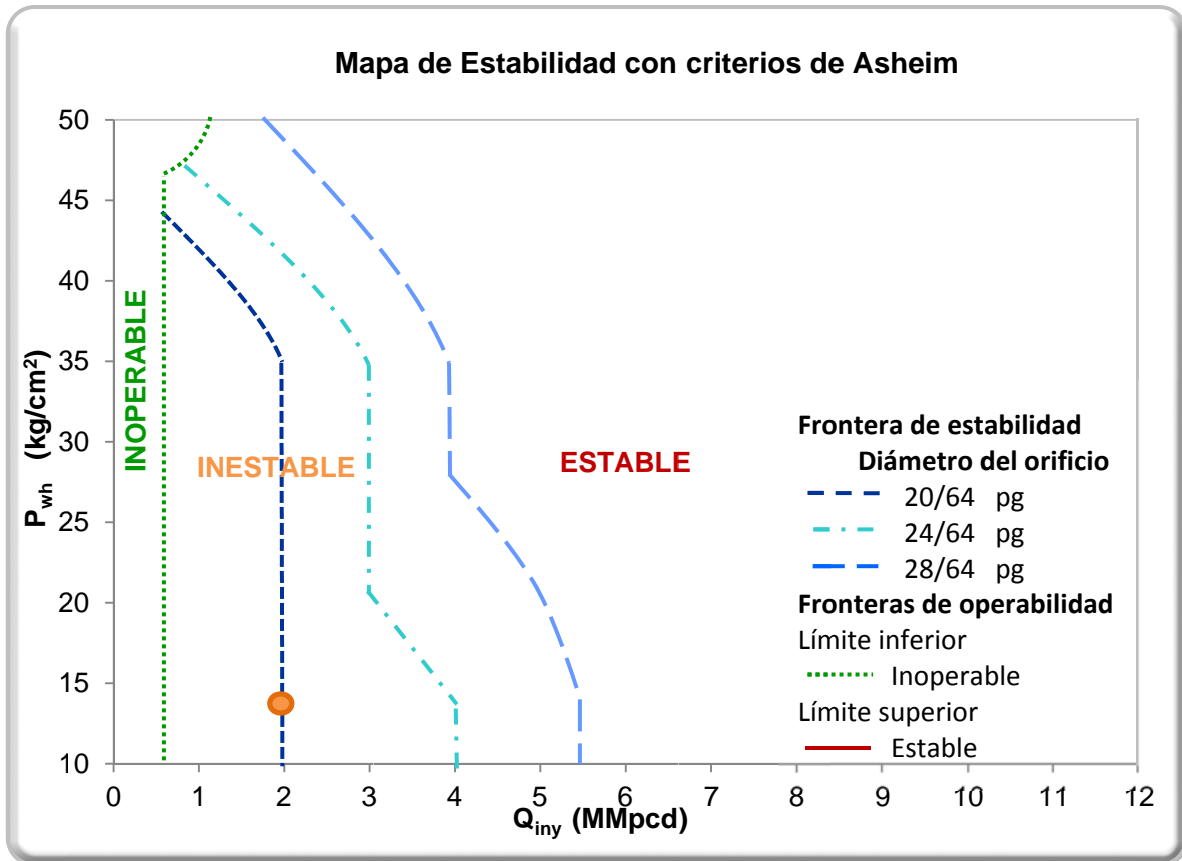


Fig. 6. 9 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio con Asheim (1988)

En la fig. 6.10 se observa que el cambio de diámetro de orificio no es un parámetro que se considera en el modelo de Blick y Cols. (1988), por lo que la frontera se mantiene igual en los tres casos. La frontera de estabilidad a gasto de gas de inyección de BNC de 2 $MMpcd$ se presenta a presión en cabeza de 35 kg/cm^2 , estando muy por arriba de lo que el pozo tiene a condiciones de campo (12.5 kg/cm^2).

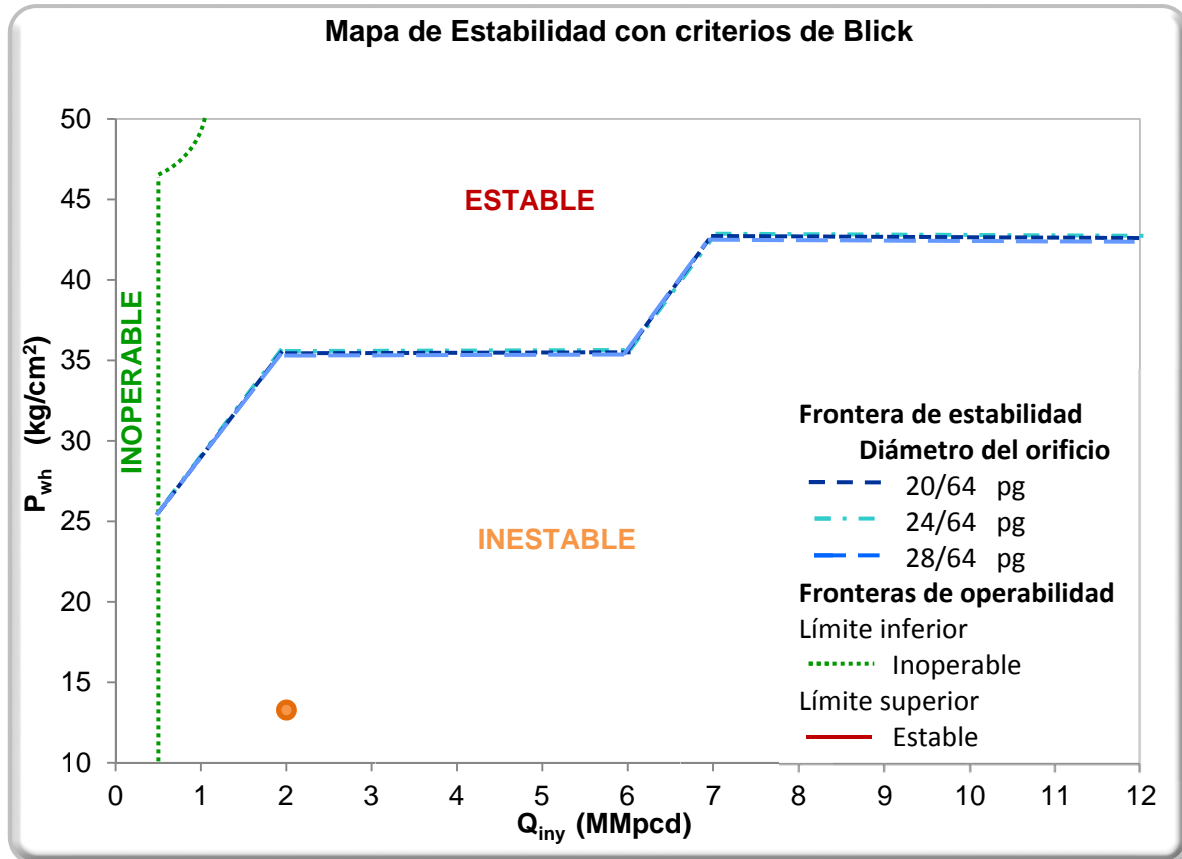


Fig. 6. 10 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes diámetros de orificio con Blick y Cols. (1988)

6.2.3 Efecto de la profundidad del punto de inyección

En el mapa de estabilidad mostrado en la fig. 6.11 se observa que la profundidad del punto de inyección afecta la evaluación del segundo criterio de Asheim (1988) reduciendo la frontera de estabilidad para el caso de 4,514 m respecto a 4,752 m, esto como resultado de que disminuye el efecto de contra presión que pudiese presentarse en el sistema entre los fluidos producidos por el yacimiento y el gas de inyección aligerando la columna hidrostática debido a que se encuentra 239 m distante el punto de inyección de la boca de la T.P. Sin embargo, la frontera de estabilidad para ambas profundidades de puntos de inyección es la misma a las presiones de 20 a 28 kg/cm^2 .

Por otro lado, el comportamiento de la frontera de estabilidad con respecto a la profundidad de inyección no se puede considerar en ritmos de depresionamiento del espacio anular y de la TP, toda vez que no se cuenta con evidencia de que el nivel del fluido se encuentre por lo menos al nivel de la TP como consecuencia de no estar aislado el espacio anular entre la TR y la TP.

Es importante mencionar que derivado de la cercanía del punto de inyección actual (4,752 m) no se realizó otra simulación de profundizar el punto de inyección debido a la limitación de la longitud de la tubería de producción (4,753 m).

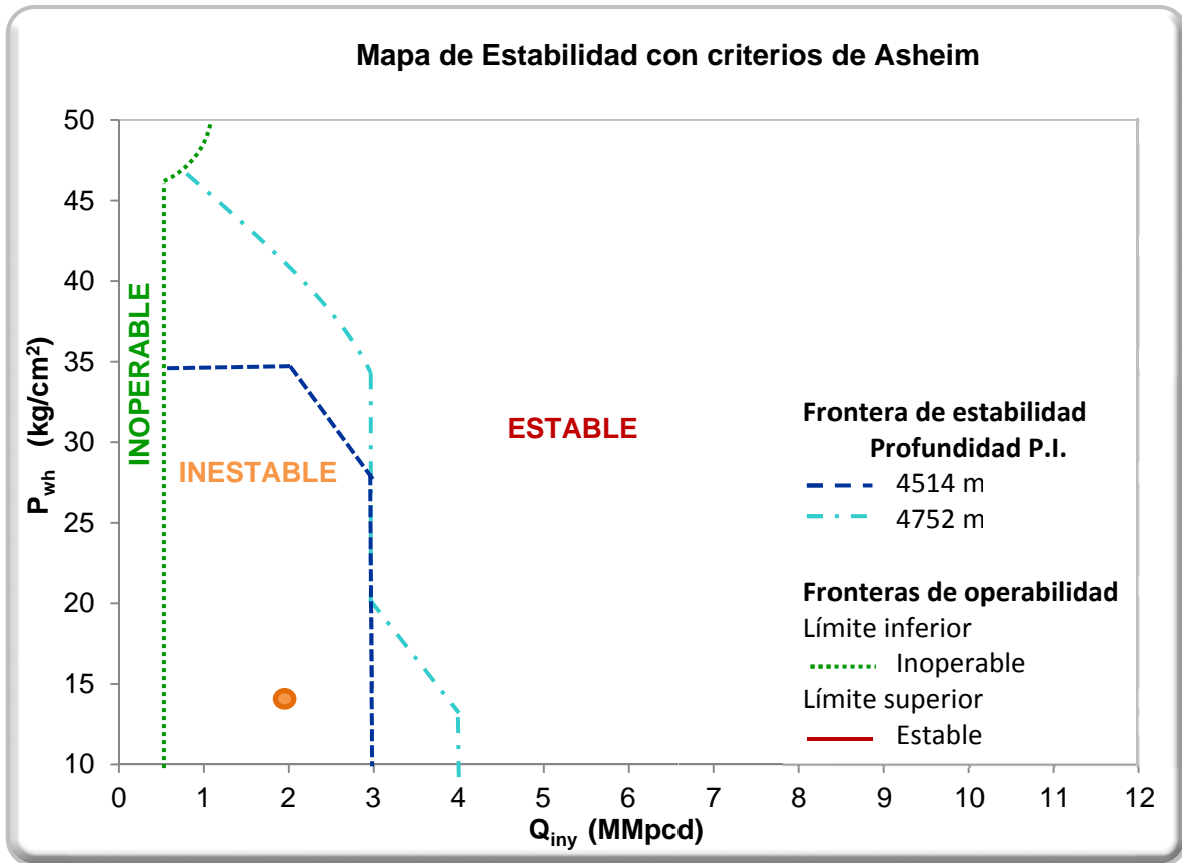


Fig. 6. 11 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes profundidades de P.I. con Asheim (1988)

La fig. 6.12 muestra los valores paramétricos del efecto de profundizar el punto de inyección con los criterios de Blick y Cols. (1988) los cuales tienen gran impacto en las fronteras entre las profundidades de 4,514 y 4,752 m. Esto se debe a que $\left(\frac{\partial \Delta p_1}{\partial q}\right)$ depende directamente de la presión en el punto de inyección, no obstante otros parámetros que se ven influenciados son: la constante de almacenamiento (C_s) y la inercia corriente arriba del punto de inyección (M_1), los cuales están en función de variables como: la densidad del aceite (ρ_o), densidad del gas de formación (ρ_g), colgamiento (H_L) y la longitud en el punto de inyección (L_{PI}).

Es relevante resaltar que la profundidad del punto de inyección juega un papel principal en el criterio de Blick y Cols. (1988) debido a que afecta los tres términos de la ecuación cuadrática, por lo que entre más se profundice el punto de inyección la frontera de estabilidad bajará considerablemente. No obstante, estará en

función de conocer el nivel de líquido en el espacio anular y la relación gas-líquido total con la que se cuenta en el sistema.

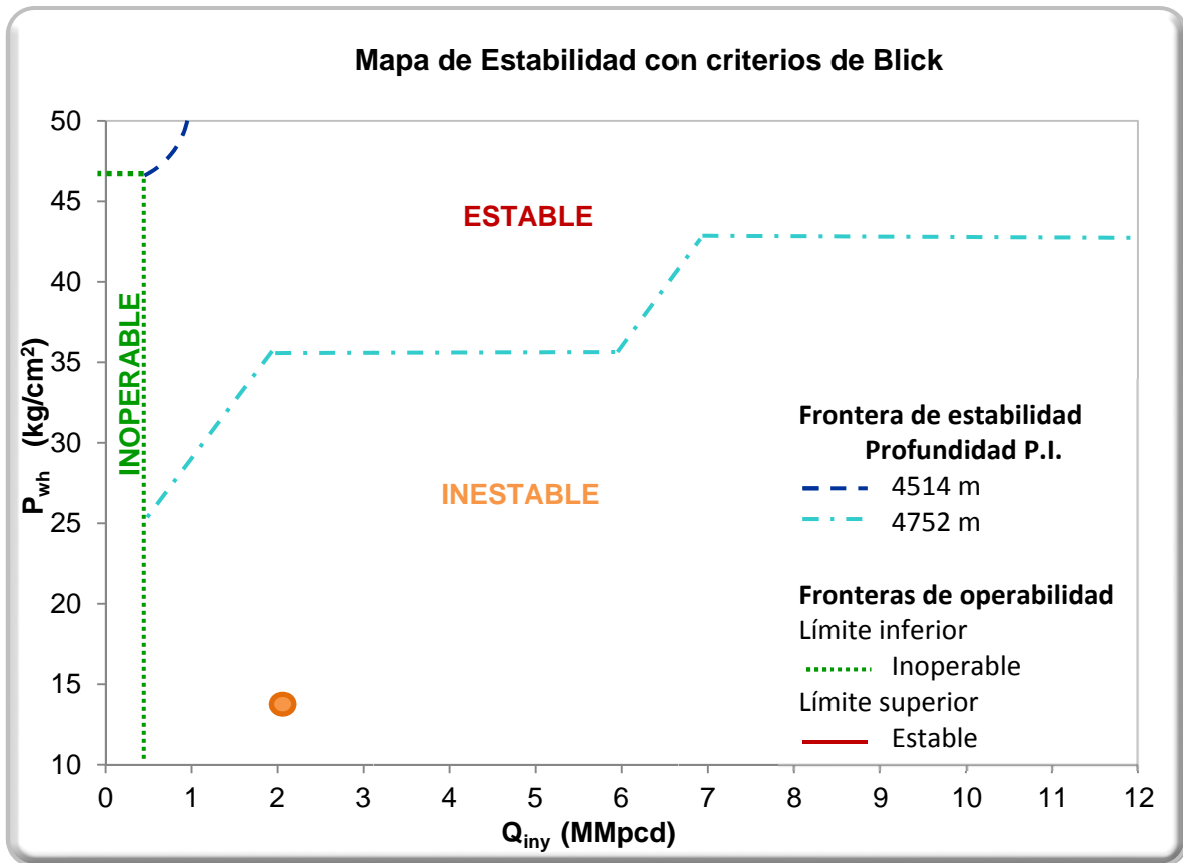


Fig. 6. 12 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes profundidades de P.I. con Blick y Cols. (1988)

6.2.4 Efecto del índice de productividad

En la fig. 6.13 puede analizarse que el efecto del índice de productividad es un parámetro que afecta las fronteras de estabilidad debido a que si se incrementa el índice de productividad (IP) entonces disminuirá la presión de fondo fluído (p_{wf}), este efecto se ve reflejado en la evaluación de estabilidad del primer criterio de Asheim (1988) donde uno de las condiciones a cumplir es tener un alto índice de productividad para que éste sea favorecido. Otro punto sobresaliente en las fronteras de estabilidad es que el gasto de gas de inyección de BNC aumenta debido al incremento en el índice de productividad (IP), favoreciendo con esto la estabilidad en el primer criterio.

Sin embargo, para las condiciones operativas del pozo Jujo-513A para los tres casos, la frontera de estabilidad se predice a partir de 4 MMpcd de gas de inyección de BNC.

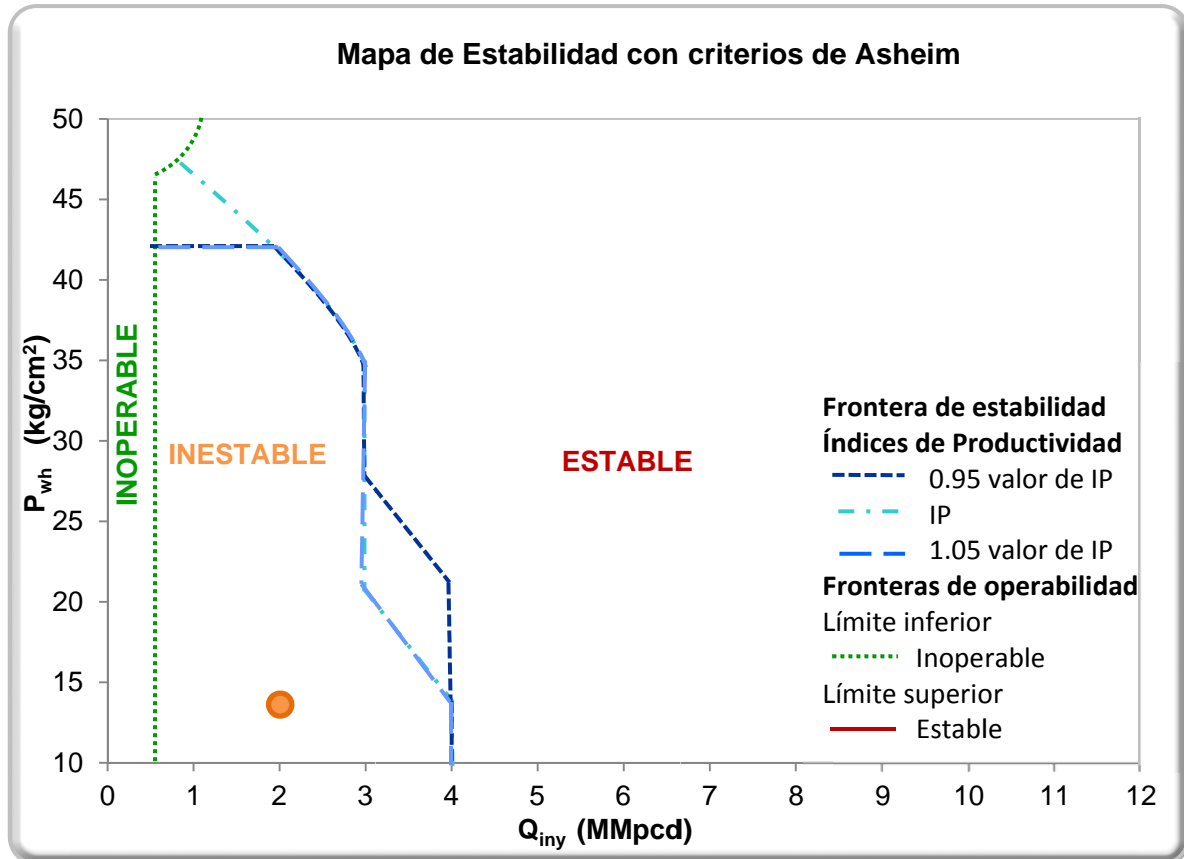


Fig. 6. 13 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes índices de productividad con Asheim (1988)

En la fig. 6.14 correspondiente al mapa de estabilidad con el criterio de Blick y Cols. (1988) se observa que la frontera de inoperabilidad se presenta a 0.5 MMpcd de gas de inyección de BNC, la cual predice que debajo de este gasto de inyección el pozo no produce.

Respecto a la variación que se realiza al índice de productividad para el gasto de líquido solución ($IP = 2.63$) se tiene que el cambio es insignificante en el coeficiente lineal (B) y en el término independiente (C) de la ecuación (2.194) del capítulo 2. Derivado de esto, se tiene en la fig. 6.14 que la frontera de estabilidad se alcanza a la presión de 35 kg/cm^2 y se mantiene constante para gasto de inyección gas de 2 a 6 MMpcd.

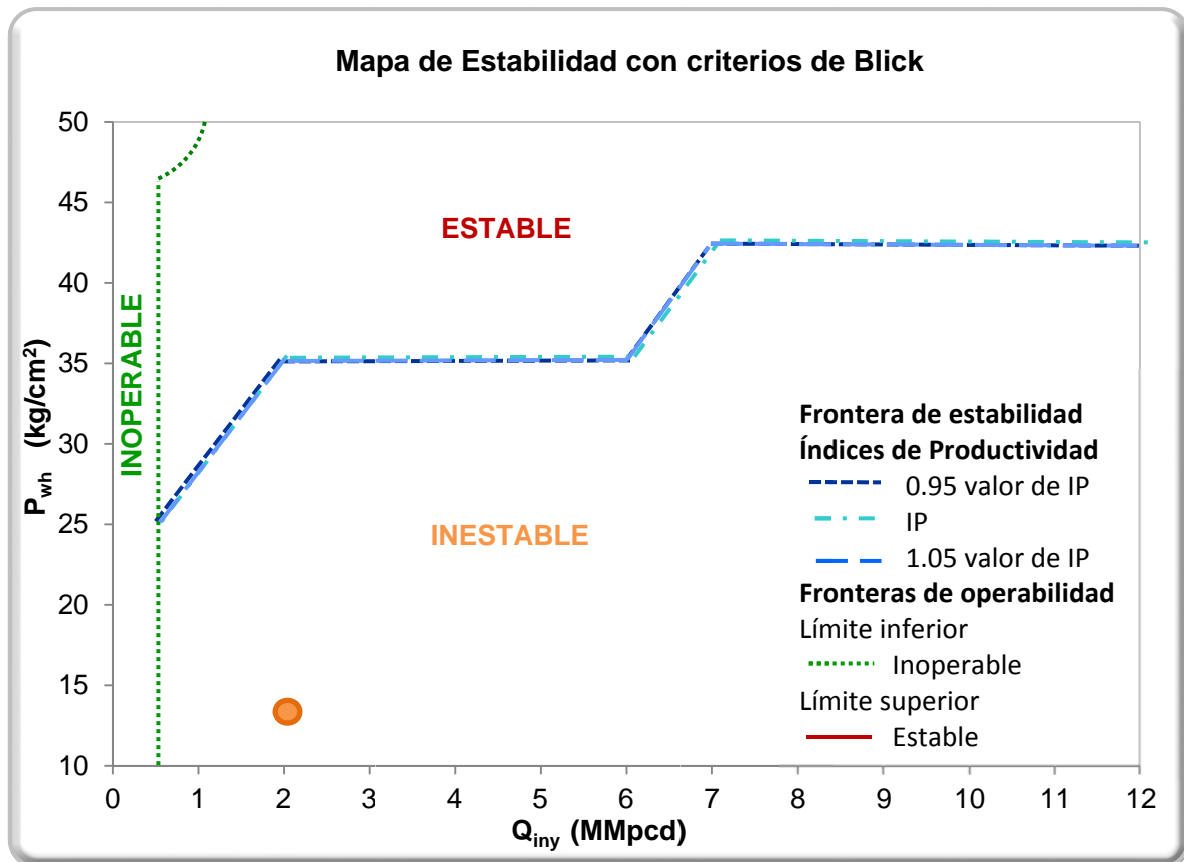


Fig. 6. 14 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes índices de productividad con Blick y Cols. (1988)

6.2.5 Efecto del corte de agua

Los pozos del campo Jujo-Tecominoacán se caracterizan por manejar altos cortes de agua (30 – 70%), condición que no favorece la estabilidad en el sistema, ésta condición hace que sea más pesada la columna hidrostática de líquido requiriendo mayor volumen de gas de inyección.

El mapa de estabilidad mostrado en la fig. 6.15 se observa que considerar 5% arriba y abajo al corte de agua original (44.3 %) que trae el pozo tiene en consecuencia incrementar o disminuir aproximadamente 0.5 MMpcd de gas de inyección, el cual ayuda a aligerar la columna hidrostática (5,550 m) para desplazar los fluidos hasta superficie pero también dependerá fuertemente de la presión en cabeza que el pozo maneje debido a que a presiones de 20 kg/cm^2 coinciden los tres puntos de corte de agua al gasto de inyección de gas de BNC por lo que se deberán de evaluar otros parámetros que afecten la columna hidrostática o las condiciones de flujo del pozo.

Es importante señalar que las fronteras de estabilidad derivado de la variación de corte de agua con los criterios de Asheim para las condiciones de operación del pozo Jujo-513A se comportan inversamente, debido a que incrementa el gasto de inyección de gas BNC cuando el corte de agua disminuye.

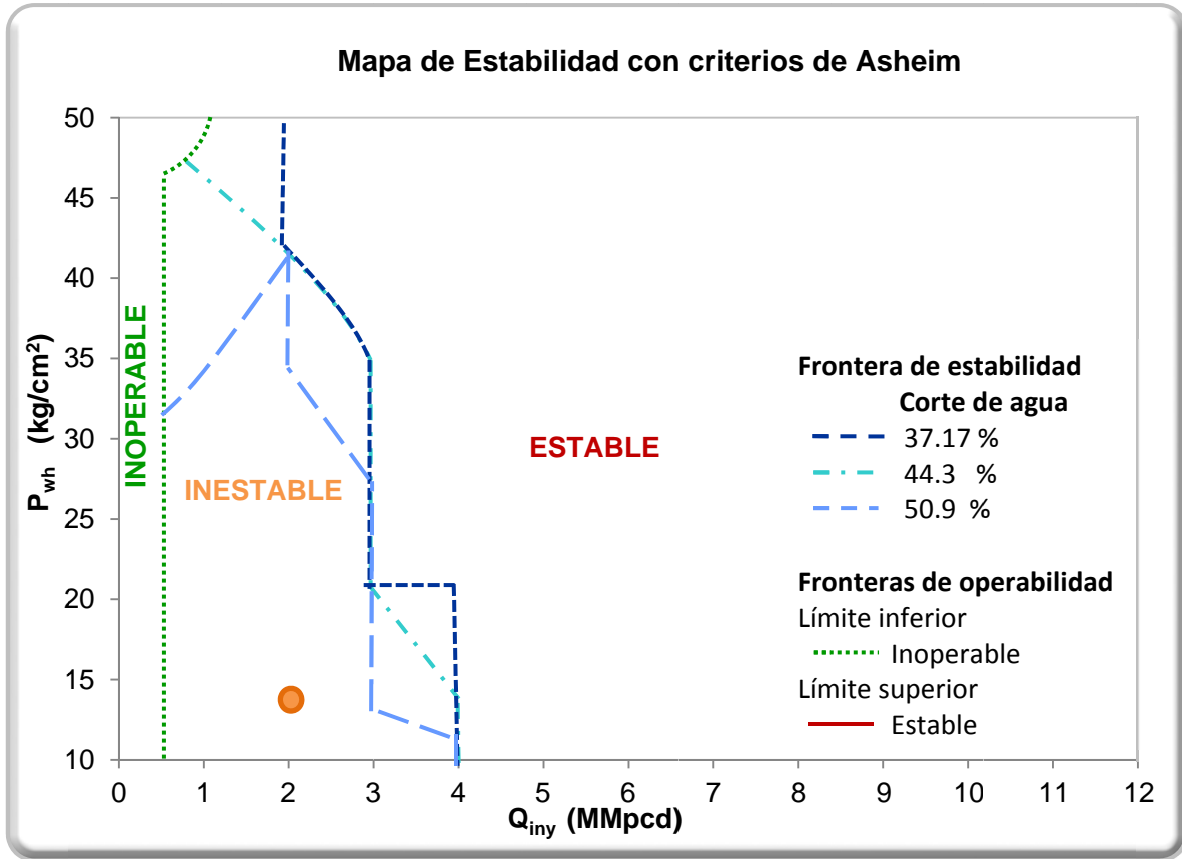


Fig. 6. 15 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes cortes de agua con Asheim (1988)

En la fig. 6.16 las fronteras de estabilidad crecen en función del porcentaje de agua, esto como resultado, de la dependencia de variables como: colgamiento del líquido (H_L), densidad de los fluidos (ρ_f) y factor de volumen de los fluidos total (B_f).

Es importante mencionar la fracción de agua contenida en el líquido afecta la inercia (M_2) corriente abajo del punto de inyección y los cambios en la relación gas líquido (RGL) que se encuentran inmersas en las ecuaciones (2.195) y (2.196) mencionadas en el capítulo 2.

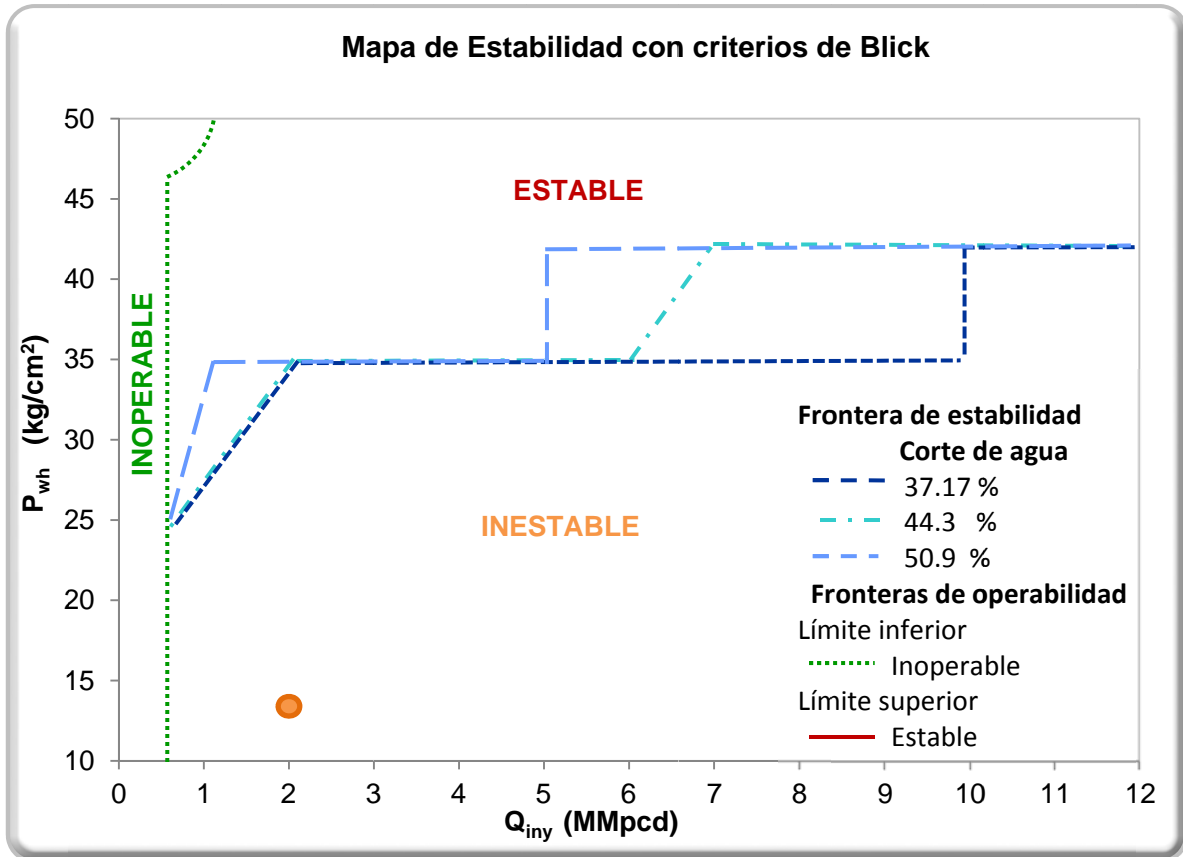


Fig. 6. 16 Comparación de fronteras de estabilidad para diferentes cortes de agua con criterio de Blick y Cols. (1988)

Los mapas de estabilidad con los criterios de Asheim (1988) y Blick y Cols. (1988) para el pozo típico del campo Jujo-Tecominoacán mostraron que las fronteras de estabilidad con el segundo autor son más estrictas a las condiciones de campo además que se adaptan a las suposiciones del modelo planteado, esto es, se requiere que al menos el pozo opere con una presión en cabeza mínima de 30 kg/cm^2 para que la frontera de estabilidad disminuya.

Conclusiones y Recomendaciones

Conclusiones

1. La estabilidad de flujo en pozos con bombeo neumático continuo (BNC) estriba en que posterior a la experimentación de una perturbación en el sistema regrese a su condición de equilibrio y con ello garantice una continua aportación de los fluidos desde el yacimiento hasta las instalaciones de separación.
2. De los modelos existentes, los modelos matemáticos de Asheim (1988) y Blick y Cols. (1988) se aplicaron al campo Jujo-Tecominoacán para predecir las condiciones en que un pozo con BNC opera de manera más estable. Modificando el modelo propuesto por Blick y Cols. (1988) en función de la información que se tuvo disponible para el pozo Jujo-513A, debido a que no cuenta con datos de propiedades petrofísicas. Cabe mencionar, que los pozos productores del campo Jujo-Tecominoacán ninguno cuenta con información disponible de propiedades petrofísicas.
3. Se implementó el modelo hidrodinámico de Hagedorn y Brown (1965) para el perfil de presión y el modelo de Alves (1992) para el perfil de temperatura que ajustó al comportamiento de los pozos del campo Jujo-Tecominoacán.
4. Se desarrolló un programa de cómputo que genera mapas de estabilidad con base a los criterios de Asheim (1988) y Blick y Cols. (1988) que muestran las fronteras de estabilidad en los pozos con BNC para el pozo Jujo-513A como herramienta fundamental en la toma de decisiones del gasto de inyección de gas de BNC óptimo a emplear así como de la región en la que se espera que opere. Cabe mencionar, que los simuladores comerciales ninguno considera la generación de mapas de estabilidad.
5. Los resultados presentados en el mapa de estabilidad de Blick y Cols. (1988) ajustaron mejor el comportamiento de la frontera de estabilidad de los pozos del yacimiento bajosaturado Jujo-Tecominoacán. En relevancia, se observó que los parámetros profundidad del punto de inyección, corte de agua, presión en cabeza, presión en el punto de inyección y presión de fondo fluyendo son variables sensibles en el cumplimiento de las desigualdades (2.198 y 2.199) del modelo Blick y Cols. (1988) para que el sistema BNC sea estable.
6. Se realizó el cálculo del gradiente de presión de fondo a superficie y de superficie a fondo, los cuales permitieron evaluar que la parcial de presión en el punto de inyección y la parcial de presión en el fondo del pozo respecto al gasto solución, no generan cambios en la frontera de estabilidad.
7. Se demostró a partir del mapa de estabilidad con el criterio modificado de Blick y Cols. (1988) que la frontera estable se presenta aproximadamente a 35 kg/cm^2 en la presión en la cabeza para el pozo seleccionado, mientras que el mapa de estabilidad con el criterio de Asheim (1988) requería un gasto de inyección de gas de BNC como mínimo de 4 MMpcd para alcanzar la frontera estable y que el pozo produjera a la presión en cabeza de 12.5 kg/cm^2 .

Cabe mencionar que este trabajo no es limitativo para el desarrollo de mapas de estabilidad con base a los criterios de estabilidad de flujo nuevos y/o existentes que se ajusten de acuerdo a la disponibilidad y validación de la información de campo de los pozos en estudio.

Recomendaciones

1. Realizar en cada pozo perforado su correspondiente prueba de presión volumen temperatura (PVT) que permita evaluar en los modelos de flujo tanto estacionarios como transitorios las características de las propiedades de los fluidos correspondientes al pozo.
2. Tomar núcleos que permitan evaluar las propiedades petrofísicas de la roca productora.
3. Tomar registros de presión de fondo cerrado al menos cada año para evaluar con datos precisos la declinación del yacimiento.
4. Evaluar la inyección de nitrógeno en los yacimientos naturalmente fracturados para evitar la comunicación de flujo.
5. Realizar pruebas de presión – producción en cada pozo que se perfore o posterior a reparaciones mayores con el objeto de evaluar la presión de fondo fluyendo a diferentes gastos producidos que garantice una buena administración de los fluidos del yacimiento.
6. Considerar aparejos de producción de 3 ½” o 2 7/8” en yacimientos bajosaturados, IP menores a 5 bpd/psi y con altos cortes de agua (30 – 70%).
7. Desarrollar un criterio de estabilidad para pozos con BNC aplicable tanto para yacimientos saturados como bajosaturados, y que incorpore el corte de agua.
8. Considerar la colocación de la tubería de producción a una distancia entre 200 a 500 metros del primer intervalo productor para asegurar estabilidad de flujo del pozo a la entrada de la tubería de producción.
9. Colocar y distribuir válvulas de BNC a lo largo de la TP para ayudar a regular el flujo de gas de inyección.
10. Analizar, mediante mapas de estabilidad, el efecto de parámetros como: RGA, distancia del punto de inyección y el fondo del pozo, entre otros, que permitan ver los efectos en la estabilidad de flujo y con ello garantizar óptimos diseños del sistema de BNC.
11. Considerar la generación de mapas de estabilidad que incluya el fenómeno de ondas de densidad con base al desarrollo de simulaciones dinámicas que permitan caracterizar la sobre posición de ondas de alta frecuencia y baja amplitud asociadas al cabeceo en TR (frecuencias características de 3 ciclos por hora).
12. Incluir los mapas de estabilidad como parte integral del estudio de factibilidad del sistema de inyección de BNC en los pozos.

Referencias

1. Alhanati F.J.S., Lagerlef y Zelimir S., Continuous Gas-Lift Instability; Diagnosis, Criteria and Solutions, SPE 26554, presented at the 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, (October 1993), 3-6
2. Alves I.N., Alhanati F.J.S., Shoham O., A unified model for predicting flowing temperature distribution in wellbores and pipelines, SPE Production Engineering (November, 1992), 363-367.
3. Asheim H., Criteria for Gas-Lift Stability, *Journal of Petroleum Technology* (November 1988), 1452-1456.
4. Beggs D.H.. Gas Production Operations, OGT Publications, Tulsa, 1984.
5. Beggs D.H. *Production Optimization using NodalTM Analysis*, OGT Publications, Tulsa, 1991.
6. Blick E.F., Enga, P.N., Lin P.C., Theoretical stability analysis of flowing oil Wells and gas -lift Wells, *SPE Production Engineering* (November, 1988), 508-514.
7. Brill P. J. y Mukherjee H., *Multiphase Flow in Wells*, First Edition, Henry L. Doherty Memorial Found of AIME. SPE, Richardson, Texas, 1999.
8. Camacho R., Fairuzov Y.V. y Poblano E., Stability Analysis of Continuous-Flow Gas Lift Wells, SPE 77732, SPE A.T.C.E., San Antonio, Texas, (29 September – 2 October 2002), 70-79.
9. Fairuzov Y.V., Guerrero I., Morales C., Carmona D., Cervantes T., Hernández N. y Rojas A., Stability Maps for Continuous Gas-Lift Wells: A New Approach to Solving an old Problem, SPE 90644, presented at the 2004 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA, September 26-29, 2004.
10. Fairuzov Y.V. and Guerrero-Sarabia I., Effect of operating valve performance on stability of gas-lift wells. SPE 97275, presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Texas, U.S.A., (October 2005,) 9-12.
11. Gang X.Z., Golan M., Criteria for Operation Stability of Gas Lift Wells, SPE 19362, June 1989.
12. Gilbert, W.E.: "Flowing and Gas-lift Well Performance", *Drilling and Production Practice*, API (1954), 126-157.
13. Gruping, A.W., Luca, C.W.F. y Vermulen F.D.: "Continuous Flow Gas Lift: Heading Action Analyzed for Stabilization," *Oil & Gas Journal* (July 23, 1984), 47-51.
14. Gruping, A.W., Luca, C.W.F. y Vermulen F.D.: "Continuous Flow Gas Lift: These Methods Can Eliminate or Control Annulus Heading," *Oil & Gas Journal* (July 23, 1984), 186-192.
15. Guerrero Sarabia T.I. *Nuevo Criterio de Estabilidad para Pozos con Bombeo Neumático Continuo*, Tesis de Maestría, UNAM, México, 2004.
16. Guerrero Sarabia T.I. *Análisis No-Lineal de Estabilidad de Flujo para Pozos Petroleros con Bombeo Neumático Continuo*, Tesis de Doctorado, UNAM, México 2011.
17. Hagedorn A.R., Brown K.E., Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two phase flow in samll vertical diameter vertical conduits, JPT (April, 1965), 475-484.

18. Hu B., Golan M., Gas-lift instability resulted production loss and its remedy by feedback control: Dynamical simulation results, SPE 84917, presented at the SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, (October,2003), 20-21
19. Hu B., *Theory of Characterizing Gas-Lift Instabilities*, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, Norway, 2004.
20. Kartoadmodjo, T. and Schmidt, Z.: "New Correlations for Crude Oil Physical Properties", SPE 23556, 1991.
21. Poblano, R. E., *Estabilidad de Flujo en Pozos con Bombeo Neumático Continuo*, Tesis de Maestría UNAM, Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2002.
22. Standing M.B Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems, 9th Edition, SPE, Richardson, Texas, 1981.
23. Vogel, J.V.: "Inflow Performance Relationships for Solution-Gas Drive Well", *JPT* (January, 1968) 83; *Trans.*, AIME, 243.

Apéndice A

A.1 Propiedades de los fluidos

Densidad relativa del gas (γ_g)

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (A.1)$$

Factor de volumen del gas libre (B_g)

Ésta propiedad se obtiene a partir de la ecuación de estado de los gases reales (Ley de Boyle-Mariote, Ley de Charles-Gay Lussac y Ley de Avogadro).

$$B_g = \frac{0.02825 Z (T + 460)}{(P + 14.7)} \quad (A.2)$$

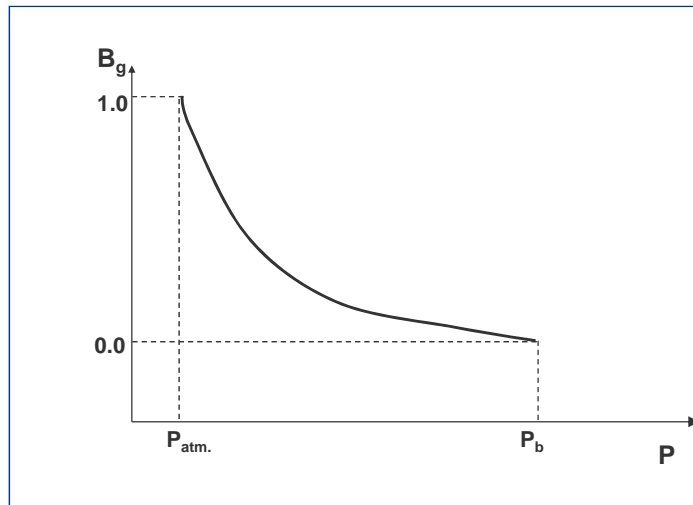


Fig. A. 1 Comportamiento del factor de volumen de gas contra presión (Beggs, 1991)

Densidad del gas (ρ_g)

La densidad del gas está dada por la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{\rho_{aire} \gamma_{gf}}{B_g} \quad (A.3)$$

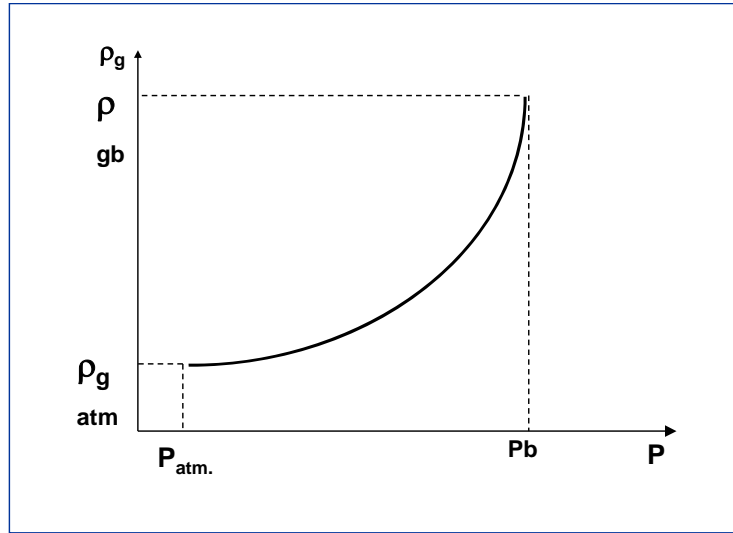


Fig. A. 2 Comportamiento de la densidad del gas contra presión (Beggs, 1991)

Factor de compresibilidad del gas (Z)

El factor de compresibilidad es una variable importante que se utiliza para calcular la densidad del gas y el factor de volumen de formación de gas, también se le denomina factor desviación o factor de supercompresibilidad. Para determinar este parámetro, Standing y Katz utilizaron la ley de los estados correspondientes, la cual establece que a la misma presión y temperatura reducidas, todos los gases de hidrocarburos tienen el mismo factor de desviación de gas

Ecuación para gases húmedos es:

$$T_{pc} = 238 + 210 \gamma_{gf} \tag{A.4}$$

$$p_{pc} = 740 - 100 \gamma_{gf} \tag{A.5}$$

$$T_{pr} = \frac{T + 460}{T_{pc}} \tag{A.6}$$

$$P_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \tag{A.7}$$

Las ecuaciones siguientes permiten calcular, por ensaye y error, el valor de Z, usando como datos:

$$\rho_r = \frac{0.27 P_{pr}}{Z T_{pr}} \tag{A.8}$$

$$Z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \frac{[A_5 A_6 \rho_r^5]}{T_{pr}} + \left[\frac{A_7 \rho_r^2}{T_{pr}^3} \right] [1 + A_8 \rho_r^2] \exp(-A_8 \rho_r^2) \tag{A.9}$$

Dónde:

$$\begin{aligned} A_1 &= 0.31506 \\ A_2 &= -1.0467 \\ A_3 &= -0.5783 \\ A_4 &= 0.5353 \\ A_5 &= -0.6123 \\ A_6 &= -0.10489 \\ A_7 &= 0.68157 \\ A_8 &= 0.68446 \end{aligned}$$

Viscosidad del gas (μ_g)

La viscosidad del gas se obtiene con la correlación de Lee.

$$\mu_g = K * 10^{-4} \exp \left[X \left[\frac{\rho_g}{62.428} \right]^Y \right] \quad (A.10)$$

Donde las expresiones asociadas a ésta son:

$$K = \frac{(9.4 + 0.579 \gamma_{gf}) (T + 460)^{1.5}}{209 + 550.4 \gamma_{gf} + (T + 460)} \quad (A.11)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{(T + 460)} + 0.2897 \gamma_{gf} \quad (A.12)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X \quad (A.13)$$

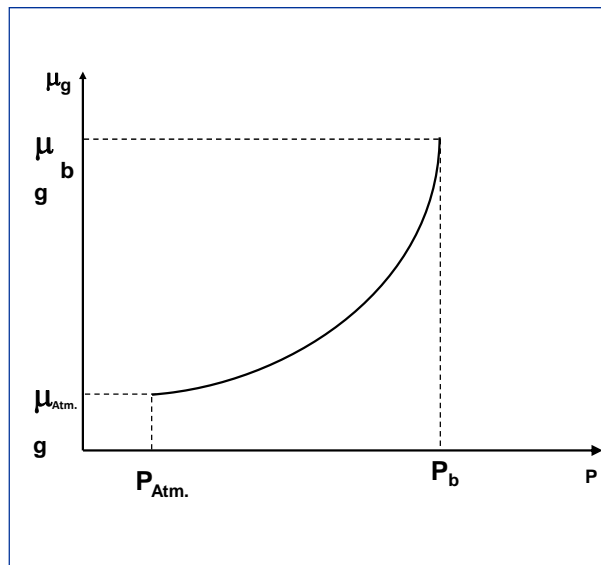


Fig. A. 3 Comportamiento de la viscosidad del gas contra presión (Beggs, 1991)

Propiedades del aceite

Existen diferentes correlaciones para la obtención de parámetros de factor de volumen de aceite y relación de solubilidad, sin embargo, en éste trabajo sólo se aplicará la correlación de M.B. Standing, debido a que es la mejor ajusta a las propiedades del campo Jujo – Tecominoacán.

Presión de burbuja (P_b)

$$P_b = 18.2 \left[\left(\frac{RGA}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091 T - 0.0125 \text{ } ^\circ API)} \right] \quad (A.14)$$

Relación gas disuelto aceite (R_s)

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \text{ } ^\circ API - 0.00091 T)} \right]^{\frac{1}{0.83}} \quad (A.15)$$

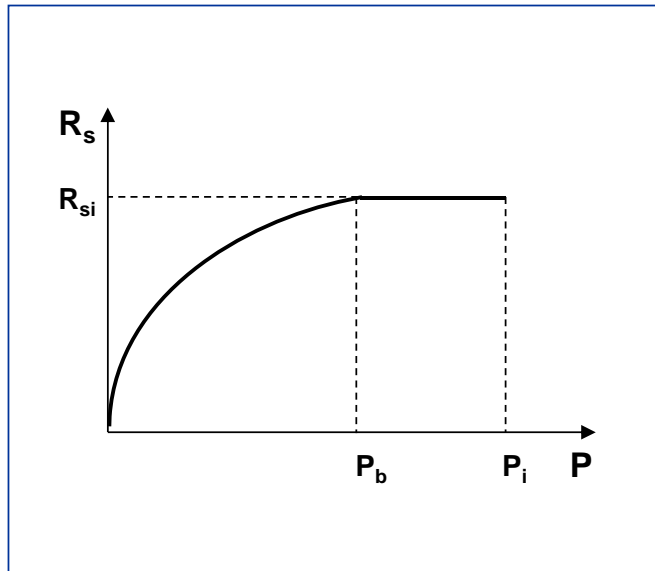


Fig. A. 4 Comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión (Beggs, 1991)

Factor de volumen de aceite a condiciones de saturación (B_o) y (B_{ob})

El factor de volumen del aceite saturado se correlacionó con la relación gas-disuelto-aceite, la temperatura, la densidad del gas y la densidad del aceite. La expresión es la siguiente:

$$B_{ob} = 0.9759 + 0.00012 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \right]^{1.2} \quad (A.16)$$

$$B_o = 0.9759 + 0.00014 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25 T \right]^{1.175} \quad (A.17)$$

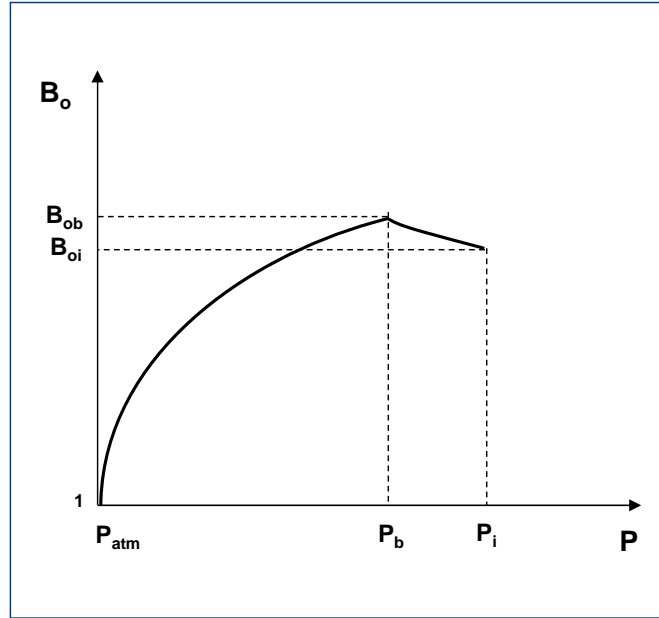


Fig. A. 5 Comportamiento del factor de volumen del aceite contra la presión (Beggs, 1991)

Factor de volumen de aceite bajosaturado (\$B_o\$)

Para el aceite bajosaturado se tiene la ecuación:

$$B_o = B_{ob} * \exp [-C_o (P - P_b)] \quad (A.18)$$

Compresibilidad del aceite bajosaturado (\$C_o\$)

La compresibilidad del aceite bajosaturado se determina con la correlación de Vázquez – Beggs

$$C_o = \frac{-1433 + (5 RGA) + (17.2 T) - (1180 \gamma_g) + (12.61 \text{ } ^\circ API)}{10^5 P} \quad (A.19)$$

Densidad del aceite saturado (\$\rho_o\$)

Katz propuso un método para determinar la densidad del aceite, a condiciones de presión y temperatura a partir de la relación de solubilidad, el factor de volumen del aceite, la densidad relativa del aceite y la densidad relativa del gas disuelto, está dada por:

$$\rho_o = \frac{62.428 \gamma_o + 0.01362 \gamma_{gd} R_s}{B_o} \quad (\text{A.20})$$

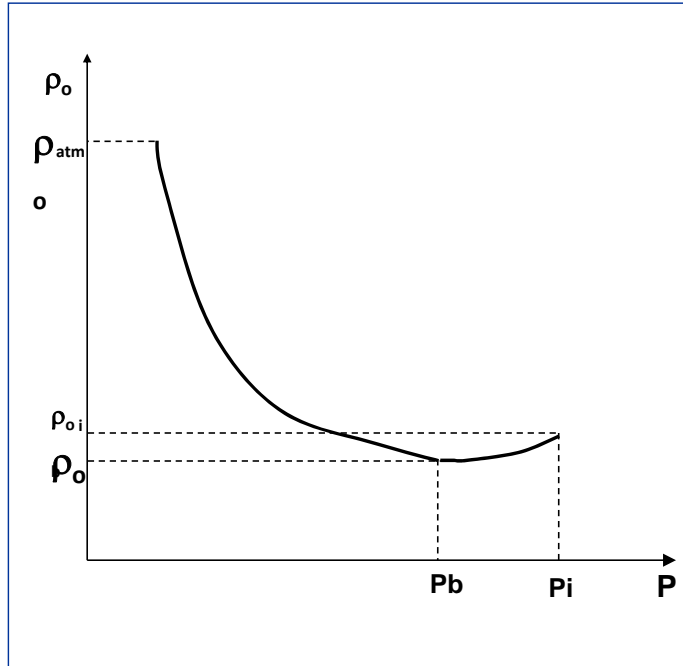


Fig. A. 6 Comportamiento de la densidad del aceite contra presión (Beggs, 1991)

Viscosidad del aceite saturado (μ_o)

La correlación que se usa con más frecuencia para obtener la viscosidad del aceite saturado, es la establecida por Beggs – Robinson.

El procedimiento comprende la determinación previa de la viscosidad del aceite muerto (μ_{om}) a la temperatura de interés, así como de la relación de solubilidad.

$$\mu_{om} = 10^X - 1 \quad (\text{A.20})$$

$$X = 10^Z T^{-1.163} \quad (\text{A.21})$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023 \text{ } ^\circ\text{API} \quad (\text{A.22})$$

$$\mu_o = a \mu_{om}^b \quad (\text{A.23})$$

$$a = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515} \quad (A.24)$$

$$b = 5.440 (R_s + 150)^{-0.338} \quad (A.25)$$

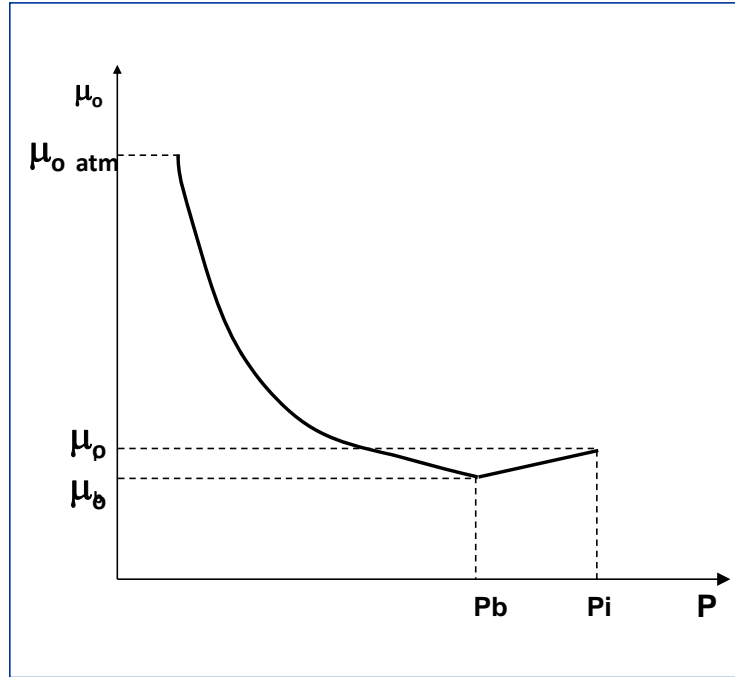


Fig. A. 7 Comportamiento de la viscosidad del aceite contra presión (Beggs, 1991)

Tensión interfacial aceite-agua (μ_o)

La tensión interfacial aceite – agua está dada con la siguiente expresión:

$$\sigma_{o-w} = \frac{(39 - 0.2571 \gamma_o) - ((T - 68) * 1.5)}{32} \quad (A.26)$$

Si $T < 68$, se tiene:

$$\sigma_{o-w \text{ corregida}} = 39 - 0.2571 \sigma_{o-w} \quad (A.27)$$

Si $T > 100$, entonces:

$$\sigma_{o-w \text{ corregida}} = 37.5 - 0.2571 * \sigma_{o-w} \quad (A.28)$$

Propiedades del agua

Factor de volumen de agua (B_w)

El factor de volumen de agua saturada, es una aproximación y se puede estimar con la siguiente correlación:

$$B_w = (0.9911 + 6.35 * 10^{-5} T + 8.5 * 10^{-7} T^2) + (1.093 * 10^{-6} - 3.497 * 10^{-9} T + 4.57 * 10^{-12} T^2) P + (-5 * 10^{-11} + 6.429 * 10^{-13} T - 1.43 * 10^{-15} T^2) P^2 \quad (A.29)$$

$$B_w = B_w \left(1 + \left(5.1 * 10^{-8} P + (T - 60) * (5.74 * 10^{-6} - 1.95 * 10^{-10} P) + (T - 60)^2 * (-3.23 * 10^{-8} + 8.5 * 10^{-13} * P) \right) * Sal * 1 * 10^{-4} \right) \quad (A.30)$$

Viscosidad del agua (μ_w)

La viscosidad del agua se obtiene con la correlación de Matthews y Rusell, que está en función de la salinidad del agua, presión y temperatura, a partir de la siguiente ecuación:

$$\mu_w = (-4.51810^{-2} + 9.313 * 10^{-7} * Sal - 3.93 * 10^{-12} Sal^2) \frac{(70.634 + 9.576 * 10^{-10} Sal^2)}{T} (1 + 3.5 * 10^{-7} P^2) (T - 40) \quad (A.31)$$

A.2 Modelo de comportamiento de afluencia

La ecuación del balance energía se fundamenta en el principio de conservación de la energía, el cual establece que un fluido con flujo en régimen permanente al abandonar una parte de un sistema, lo hace con una energía igual a aquella con la que entró, más el trabajo suministrado a dicho fluido o menos el cedido por éste.

El flujo multifásico está basado en la ecuación de conservación de energía entre dos puntos de un sistema aislado.

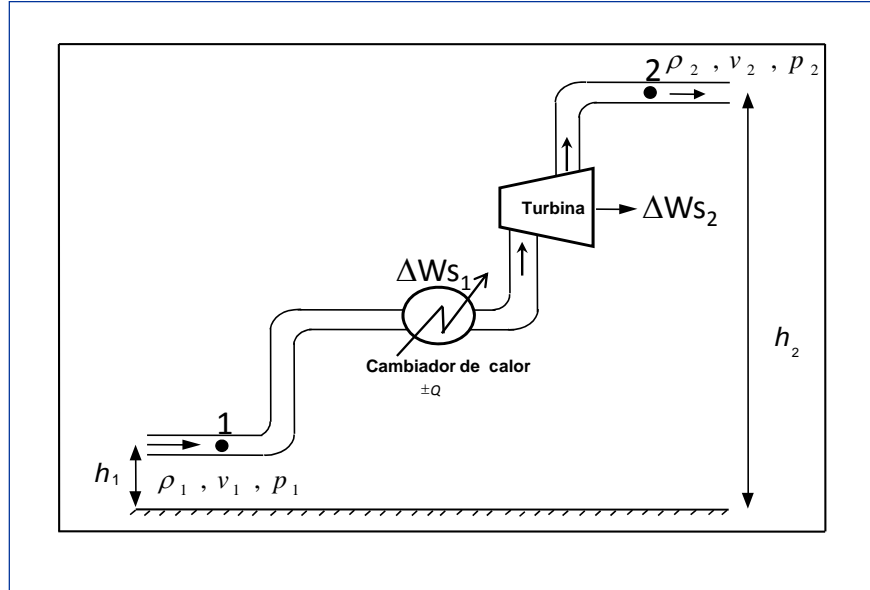


Fig. A. 8 Diagrama de flujo en un conducto aislado (Beggs, 1991)

De acuerdo a la ley de la conservación de la energía:

$$E_1 + \Delta W_F + \Delta W_S = E_2 \quad (\text{A.32})$$

Desarrollando la ecuación de balance de energía:

$$P_1 V_1 + \frac{g}{g_c} h_1 + \frac{v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = P_2 V_2 + \frac{g}{g_c} h_2 + \frac{v_2^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s \quad (\text{A.33})$$

$$V(P_2 - P_1) + \frac{g}{g_c} (h_2 - h_1) + \frac{v_2^2 - v_1^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (\text{A.34})$$

$$V \Delta P + \frac{g}{g_c} \Delta h + \frac{\Delta V^2}{2g_c} + \Delta W_f + \Delta W_s = 0 \quad (\text{A.35})$$

haciendo $\Delta W_s = 0$, $V = \frac{1}{\rho}$ y multiplicando por $\frac{\rho}{\Delta L}$,

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \rho \frac{g}{g_c} \frac{\Delta P}{\Delta Z} + \rho \frac{\Delta V^2}{2g_c \Delta Z} + \rho \frac{\Delta W_f}{\Delta Z} \quad (\text{A.36})$$

La ecuación general de gradiente de presión, aplicada para todo flujo de fluidos en una tubería y para múltiples ángulos de inclinación queda de la siguiente forma:

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{\rho g \text{ sen } \theta}{g_c} + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL} \quad (\text{A.37})$$

Por tanto, la ecuación general del gradiente de presión también se puede escribir como:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{elevación}} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{aceleración}} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{\text{fricción}} \quad (\text{A.38})$$

La determinación de las caídas de presión en las tuberías verticales es de suma importancia, ya que es aquí donde se consume gran parte de la energía disponible en el yacimiento.

En la tabla A.1 se presenta el rango de contribución de cada uno de los componentes (dp/dZ) a las caídas de presión total en el pozo de aceite y/o gas.

Tabla A. 1 Porcentaje de caída de presión por componente

Componente	% del Δp Total	
	Pozos de petróleo	Pozos de gas
Elevación (Hidrostático)	70 – 90	20 – 50
Fricción	10 – 30	30 – 60
Aceleración	0 – 10	0 – 10

Para el flujo multifásico en tuberías verticales las caídas por aceleración son mínimas, por lo que la ecuación para pérdidas por elevación y fricción queda:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{\text{elevación}} + \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z}\right)_{\text{fricción}} \quad (\text{A.39})$$

Las caídas de presión por elevación depende de la densidad de la mezcla del flujo bifásico; esta caída de presión (ΔP) es calculada por el factor de colgamiento del líquido.

En pozos de gas, la densidad del fluido es pequeña pero el gas se mueve a velocidades relativamente altas, el cual genera mayor pérdidas por fricción en la tubería. Por lo que se necesita tener un buen valor de la rugosidad en la tubería para poder obtener el factor de fricción de la mezcla de dos fases.

En la figura A.9 se muestra el comportamiento de las caídas de presión total .vs. el gasto de líquido en flujo vertical.

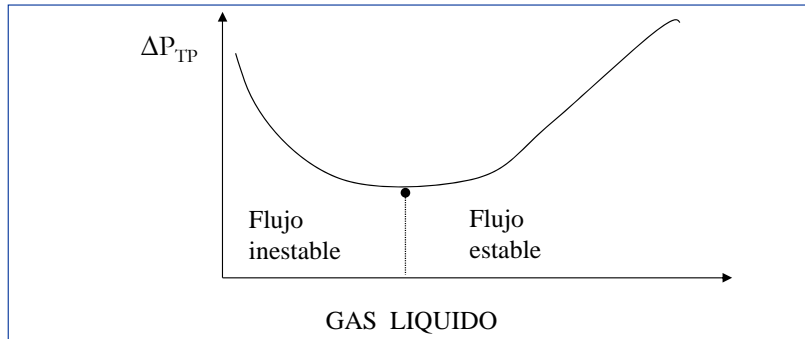


Fig. A. 9 Caída de presión (ΔP) contra gasto de líquido en flujo vertical (Beggs, 1984)

En la región de flujo estable, las caídas de presión se incrementan a medida que el gasto se incrementa, debido a un incremento en las caídas de presión. Mientras que en la región de flujo inestable, las caídas de presión se incrementan a medida que el gasto se reduce debido al incremento del colgamiento y por ende al incremento de las caídas por elevación (mayor densidad).

El cálculo del gradiente de presión requiere de condiciones de flujo estable tales como velocidad y propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad, tensión superficial). Cuando estas variables son calculadas para el flujo de dos fases son encontradas ciertas reglas de mezclado y definiciones únicas a esta aplicación.

A continuación se muestran las ecuaciones relacionadas de forma indirecta al cálculo de gradiente de presión.

Velocidad de la mezcla (v_m)

La velocidad de la mezcla para la correlación de Hagedorn y Brown es la suma de las velocidades superficiales.

$$v_m = v_{sl} + v_{sg} \tag{A.40}$$

Donde las velocidades superficiales se obtienen a través de las siguientes expresiones:

a) **Área de la tubería (A_p)**

$$A_p = \frac{\pi d^2}{4} \tag{A.41}$$

Gasto de aceite a condiciones de flujo ($Q_{l a c.f.}$)

$$Q_{l a c.f.} = \left[Q_o * \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) \left(\frac{5.614}{86400} \right) B_o \right] + \left[Q_o \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \left(\frac{5.614}{86400} \right) B_w \right] \quad (A.42)$$

b) *Gasto de gas a condiciones de flujo ($Q_{g a c.f.}$)*

$$Q_{g a c.f.} = Q_o * \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) B_g \left(\frac{RGA - R_s}{86400} \right) \quad (A.43)$$

c) *Velocidad superficial del líquido (v_{sl})*

$$v_{sl} = \frac{Q_{l a c.f.}}{A_p} \quad (A.44)$$

d) *Velocidad superficial del gas (v_{sg})*

$$v_{sg} = \frac{Q_{g a c.f.}}{A_p} \quad (A.45)$$

Colgamiento sin deslizamiento (λ)

Es la relación del volumen de líquido en un elemento de tubería dividido por el volumen del elemento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad (sin resbalamiento).

$$\lambda = \frac{v_{sL}}{v_{sL} + v_{sg}} = \frac{v_{sL}}{v_m} \quad (A.46)$$

Velocidad superficial de gas (v_{sg})

$$v_{sg} = v_m (1 - \lambda) \quad (A.47)$$

Presión promedio en la celda (\bar{P})

$$\bar{P} = \frac{P_{conocida} + P_{supuesta}}{2} \quad (A.48)$$

Densidad del líquido (ρ_l)

La densidad del líquido empleada en la correlación de flujo multifásico de Hagedorn-Brown se calcula con la siguiente ecuación:

$$\rho_l = \left[\left(\frac{1}{1 + WOR} \right) 62.4 \gamma_o \right] + \left[0.0764 \frac{\gamma_g}{B_o} \right] + \left[\frac{WOR}{(1 + WOR)} \gamma_w \left(\frac{62.4}{B_w} \right) \right] \quad (A.49)$$

Apéndice B

B.1 Datos del yacimiento

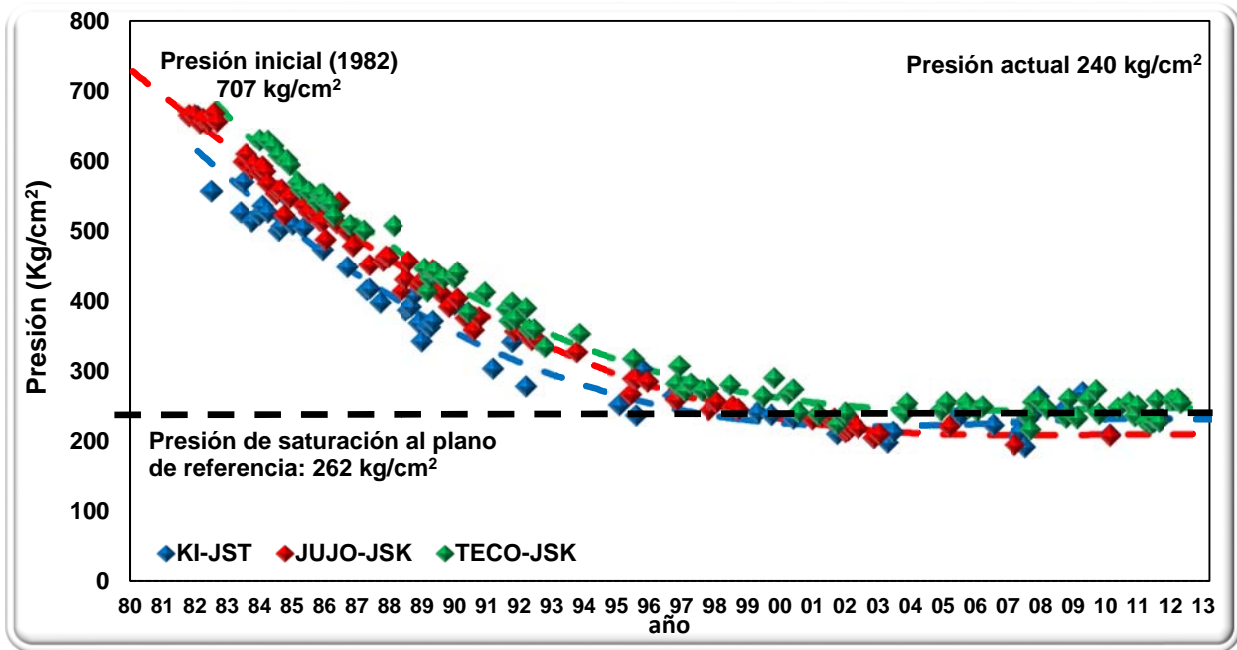


Fig. B. 1 Comportamiento de la presión de fondo estática del campo Jujo-Tecominoacán

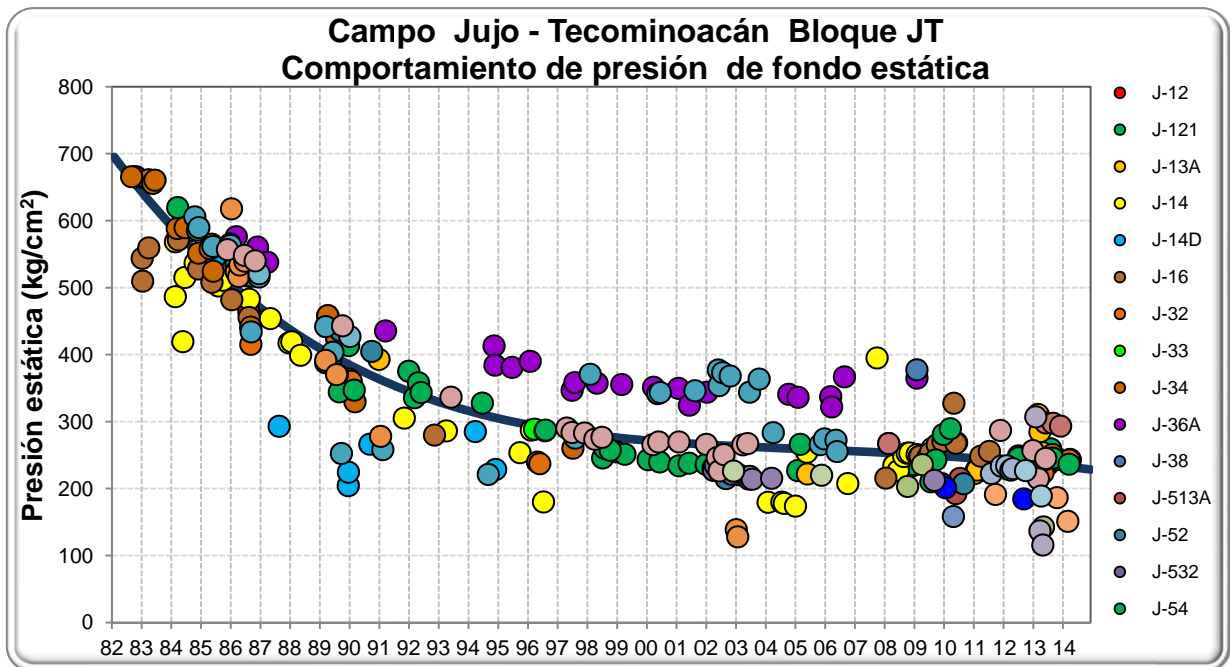


Fig. B. 2 Comportamiento de la presión de fondo estática de los pozos Jujo's

B.2 Datos PVT Jujo 42

Tabla B. 1 Propiedades del gas
(Separación diferencial a 309°F)

Presión (psia)	γ_g	Z	B_g ftc/bls	RGA ftc/bls
3732				1359
3249	0.996	0.901	0.00602	1093
2904	0.950	0.888	0.00664	931
2597	0.920	0.885	0.00740	805
2303	0.906	0.884	0.00839	699
2004	0.899	0.887	0.00962	600
1713	0.901	0.893	0.01133	510
1401	0.917	0.902	0.01398	420
1100	0.941	0.914	0.01804	339
707	1.025	0.938	0.02883	231
15	1.059			0

Tabla B. 2 Propiedades del aceite producido
(Separación diferencial a 309°F)

Presión (psia)	ρ_o gr/cm ³ _{@CY}	Viscosidad cp	B_o
9720		0.278	
9015		0.264	
8065		0.248	
7085		0.232	
6070		0.217	
4990		0.197	
3985		0.176	
3732	0.5759		2.0106
3335		0.192	
3249	0.6009		1.8312
2925		0.205	
2904	0.6159		1.7319
2660		0.215	
2597	0.6289		1.6559
2352		0.232	
2303	0.6406		1.5929
2012		0.247	
2004	0.6519		1.5357
1713	0.6624	0.262	1.4846
1401	0.6740		1.4329
1112		0.307	
1100	0.6848		1.3858
707	0.6999		1.3215
645		0.362	
15	0.8450		1.0000

B.3 Datos complementarios del pozo Jujo-513A

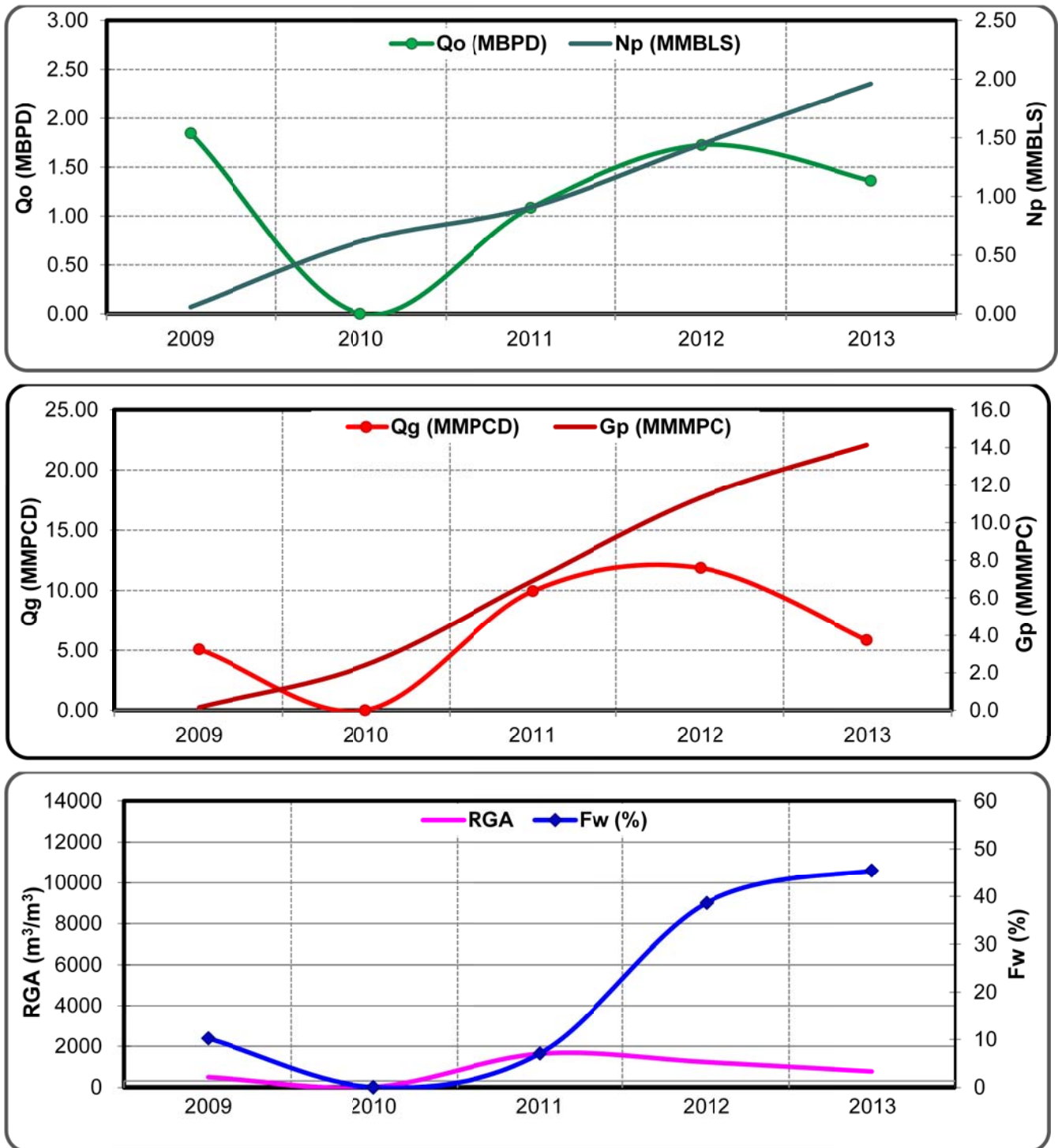


Fig. B. 3 Histórico de producción Jujo-513A

Tabla B. 3 Datos generales del pozo

Presión del yacimiento	236	(kg/cm ²)
Temperatura del yacimiento	152.8	(°C)
Corte de agua	44	(%)
Gasto de líquido	1740	(Bpd)
Presión de fondo fluyendo	203.4	(kg/cm ²)
Densidad relativa del aceite	36	(API)
Densidad relativa del gas asociado	0.991	(adim)
Densidad relativa del gas de inyección	0.75	(adim)
Densidad relativa del agua	1.05	(adim)
Salinidad	332,320	(ppm)
Relación gas asociado-aceite	148.75	(m ³ /m ³)
Relación agua-aceite	0.795	(adim)

Tabla B. 4 Datos del estado mecánico

Profundidad Desarrollada	Profundidad Vertical	Diámetro interior TP	Diámetro exterior TP	Diámetro interior TR
(m)	(m)	(pg)	(pg)	(pg)
29	29	3.958	4.5	8.625
2,568	2,568	3.958	4.5	8.625
4,751	4,685	3.958	4.5	8.625
4,753	4,687	3.958	4.5	8.625
5,211	5,070	-	-	6.004
5,639	5,464	-	-	4.276
5,741	5,561	-	-	4.276

Tabla B. 5 Datos del registro giroscópico

MD	TVD	Desplazamiento acumulado	Ángulo
(m)	(m)	(m)	(grados)
0	0	0.00	0
2,791	2,791	0.00	0
2,821	2,821	2.46	4.69
4,231	4,227	108.80	4.32
4,381	4,369	157.99	19.14
5,421	5,328	559.58	22.71
5,521	5,412	614.08	33.03
5,641	5,500	695.69	42.84
5,731	5,556	766.57	51.93
5,741	5,561	774.93	56.72

Tabla B. 6 Datos de producción-inyección del pozo

Presión en la cabeza	12.5	(kg/cm ²)
Temperatura en cabeza	48	(°C)
Corte de agua	44.3	(%)
Gasto de líquido	1740	(Bpd)
Relación gas asociado-aceite	148.75	(m ³ /m ³)
Relación agua-aceite	0.795	(adim)
Gasto del gas de inyección	2.00	(MMpcd)
Profundidad de inyección	4,752	(m)
Diámetro del orificio	0.4375	(pg)

Tabla B. 7 Datos del registro de presión de fondo fluyendo

Campo Jujo
Pozo 513-A
Etapas S/EQ
Registro Fluyente
Fecha 28-oct-13
Hora 19:00

Estación	Prof. mts	Temperatura °C	Presión (kg / cm²)	dp (kg/cm²)	Gradiente (kg / cm² / m)
1	0	48.15	28.82	0.00	0.0000
2	1000	105.44	48.40	19.58	0.0196
3	2000	119.41	70.21	21.81	0.0218
4	3000	130.12	106.05	35.84	0.0358
5	4000	139.12	141.60	35.54	0.0355
6	5150	148.68	168.9	68.31	0.0594

Tabla B. 8 Datos de laboratorio

Fecha de muestreo	Densidad relativa aceite 60/60°F	Densidad relativa agua 60/60° F	Agua % en vol.	Salinidad ppm	Emulsión % en vol.	Densidad de la mezcla
03-oct-13	0.864	1.245	52.20	350,002	3.30	1.062
06-oct-13	0.870	1.255	40.23	352,893	1.72	1.025
07-oct-13	0.856	1.247	32.00	350,201	10.30	1.020
08-oct-13	0.858	1.243	17.00	363,257	7.80	-
10-oct-13	0.853	-	4.00	323,592	1.80	-
12-oct-13	0.869	1.254	25.15	342,926	0.60	0.964
14-oct-13	0.871	1.246	63.49	274,959	0.00	1.109
16-oct-13	0.861	1.247	61.50	274,560	0.00	1.098
16-oct-13	0.855	-	0.60	-	0.20	-
17-oct-13	0.852	-	1.20	-	0.20	-
17-oct-13	0.856	1.249	27.27	373,522	9.66	0.962
19-oct-13	0.859	1.24	39.70	380,298	3.00	1.010
22-oct-13	0.863	1.238	53.94	259,611	6.58	1.065
22-oct-13	0.860	1.236	47.50	51,224	0.00	1.038
25-oct-13	0.860	1.246	52.90	369,047	2.90	1.064
28-oct-13	0.857	1.251	54.66	290,914	5.33	1.072
28-oct-13	0.855	1.246	57.30	287,147	0.00	0.824
31-oct-13	0.871	1.21	16.20	318,975	0.00	0.925
31-oct-13	0.861	1.241	53.00	319,272	0.00	1.061
31-oct-13	0.858	1.247	43.58	382,433	0.00	1.028

Tabla B. 9 Datos de aforo

dd/mm/aa	Gasto de liquido Bpd	F _w %	Gasto de aceite Bpd	Gas total MMpcd	Gas inyectado MMpcd	Gas de formación MMpcd	Presión en cabeza kg/cm ²	Presión en L.E. kg/cm ²
05/10/13	2334	55.9	1029	3.80	1.14	2.66	20.50	12.00
13/10/13	2062	55.9	909	3.15	2.02	1.13	34.20	11.60
14/10/13	1743	44.4	969	3.98	2.08	1.90	36.60	11.25
20/10/13	1444	44.4	803	1.66	1.50	0.16	10.70	9.00
20/10/13	1602	44.4	891	3.00	3.00	0.00	17.50	9.00
22/10/13	1935	45.0	1064	3.20	3.00	0.20	15.10	9.00
24/10/13	1922	46.0	1037	2.48	1.93	0.55	13.75	9.50
28/10/13	1740	44.3	970	2.81	2.00	0.81	12.50	9.50