

**ESTIMACIÓN DE LA TASA CRÍTICA PARA EL CONTROL DE DAÑO A LA
FORMACIÓN ORIGINADO POR MIGRACIÓN DE FINOS EN LOS CAMPOS
GALA Y LLANITO**

**CARLOS ALFONSO ARIAS GÓMEZ
LAUREANO JIMÉNEZ CASTRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**ESTIMACIÓN DE LA TASA CRÍTICA PARA EL CONTROL DE DAÑO A LA
FORMACIÓN ORIGINADO POR MIGRACIÓN DE FINOS EN LOS CAMPOS
GALA Y LLANITO**

**Trabajo de grado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**CARLOS ALFONSO ARIAS GÓMEZ
LAUREANO JIMÉNEZ CASTRO**

Director

Msc. FERNANDO CALVETE

Codirector

Ing. Jorge Andrés Sáchica

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A Dios por haberme brindado la oportunidad de lograr una meta más en mi vida.

A mi madre Mariel castro, por todo su amor, su esfuerzo, dedicación y entrega, brindandome el apoyo necesario e incondicional, durante mi formación personal y profesional.

A mi tía Ernestina parra por su constante apoyo, y por todo su cariño y entrega hacia nosotros.

A mi amiga Jeiny Jareth Nuñez por su amistad sincera, convirtiéndose en un apoyo durante el desempeño de mi carrera.

A todos los que un día creyeron en mi, y hoy disfrutan conmigo este nuevo triunfo.

Laureano Jiménez Castro

DEDICATORIA

A Jesucristo, fundamento de mi vida, dueño de mi corazón.

A mi madre Consuelo Gómez, por el amor, esfuerzo y dedicación que me ha
brindado, en todos los momentos de mi vida.

A mi padre, Carlos Arias Daza, por su comprensión y fe.

A mis Abuelas Gilma Ester Barros Fuentes y Elida Daza, a mi tía Lourdes Daza,
por sus valiosos e incalculables aportes a mi formación personal.

A Raúl Zuleta Silva y Samuel Gómez Domínguez, por haberme brindado parte de
sus vidas, los llevo en el corazón.

A todos mis discípulos de MCI, de IMJES, a mis familiares, y a todos los amigos
que hoy comparten mi alegría.

Carlos Alfonso Arias Gómez

AGRADECIMIENTOS

Los autores hoy comparten sus agradecimientos:

Al ingeniero Jorge Andrés SÁCHICA, por todo el apoyo, dirección, respaldo y confianza brindados. Por haber creído en nosotros y hacernos partícipes en el desarrollo de este estudio.

A Msc. Fernando E. Calvete, quien nos brindó su dirección, colaboración y respaldo en el desarrollo del proyecto.

Al ingeniero Juan Eduardo Rivera, por sus valiosos aportes y su atención incondicional.

Al ingeniero Alberto Mendoza, por brindarnos su valiosa experiencia en proyectos de éste tipo.

A los auxiliares del laboratorio de Recobro Mejorado ICP, por su asesoría en todas las fases de las pruebas.

A Ecopetrol ICP, por habernos permitido hacer dicho estudio en los campos Gala-Llanito, y por la información suministrada de estos campos.

A la Universidad Industrial de Santander, por abrirnos sus puertas y brindarnos una formación con calidad.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	19
1. GENERALIDADES DE DAÑO DE FORMACIÓN	21
1.1 CONCEPTOS BASICOS SOBRE PRODUCTIVIDAD	21
1.1.1 Geología	21
1.1.2 Flujo lineal	23
1.1.3 Flujo radial	25
1.2 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN	26
1.3 PSEUDODAÑO VS DAÑO DE FORMACIÓN	27
1.3.1 Pseudoskin y condiciones de producción	28
1.4 DAÑO DE FORMACIÓN VERDADERO	29
1.5 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN	29
1.5.1 Daño de perforación	29
1.5.2 Daño de cementación	34
1.5.3 Daños en el completamiento y reacondicionamiento de pozos	36
1.5.4 Daño en pozos inyectoros	41
1.6 OTROS TIPOS DE DAÑO	42
1.6.1 Emulsiones	42
1.6.2 Cambios de mojabilidad	43
1.6.3 Bloqueo por agua (Water Block)	43
1.6.4 Incrustaciones (Scale)	44
1.6.5 Depósitos orgánicos	45

1.6.6 Depósitos mixtos	45
1.6.7 Lodos y arcillas	46
1.7 DAÑO POR CAÑONEO A INTERVALOS	46
1.8 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN	47
1.8.1 radio equivalente del pozo	47
2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LLANITO-GALACARDALES	50
2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS	50
2.1.1 Ubicación geográfica	50
2.1.2 Historia de producción	52
2.2.1 Estratigrafía del área	54
2.2.2 Marcadores geológicos	57
2.2.3 Propiedades petrofísicas	57
3. IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN MEDIANTE DATOS DE CAMPO Y PRUEBAS DE LABORATORIO	63
3.1 REGISTROS ELÉCTRICOS	64
3.2 REVISIÓN HISTÓRICA DEL POZO	64
3.3 REVISIÓN DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN	65
3.4 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS	69
3.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN	70
3.5.1 Drill Steam Test	71
3.5.2 Prueba de ascenso de presión	73
3.6 ANÁLISIS NODAL	74
3.7 EFICIENCIA DEL PERFIL DE PRODUCCIÓN	75

3.8 REGISTRO DE PRODUCCIÓN	78
3.9 MÉTODOS DE ANÁLISIS EN LABORATORIO	78
3.9.1 Fluoroscopia de rayos X	79
3.9.2 Tomografía computarizada (Ct Scanning)	79
3.9.3 Mineralog	80
3.9.4 Difracción de rayos X (Xrd)	81
3.9.5 Petrografía de secciones delgadas (Tsp)	81
3.9.7 Scanning electron microscopy (Sem) Cryogenic	81
3.9.8 Análisis petrográfico de imágenes (Pia)	82
4. METODOLOGÍA DE LABORATORIO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS	83
4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA	83
4.1.1 Procedimiento de ensayo sensibilidad de la formación a salmueras	83
4.2.2 Procedimiento de ensayo tasa crítica de flujo	88
5. SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR	91
5.1 INFORMACIÓN DE LOS POZOS.	92
5.1.1 Historia de producción de los pozos.	92
5.1.2 Curvas de IPR de los pozos	96
5.1.3 Preselección por IPR	102
5.1.4 Existencia de núcleos	103
6. RESULTADOS Y ANÁLISIS	104
6.1 RESULTADOS DE PRUEBAS PETROFÍSICAS	104
6.1.1 Informe de pruebas petrofísicas de la formación mugrosa b y c.	104
6.2 ANALISIS DE RESULTADOS	120

6.2.1	Análisis de resultados petrofísico integrado	121
6.2.2	Análisis de fluidos	127
6.2.3	Presión capilar	128
6.2.4	Mojabilidad	128
6.2.5	Permeabilidades relativas	131
6.3	ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DE TASA CRÍTICA DE MIGRACIÓN DE FINOS A MUESTRAS DE POZOS LLANITO 17, GALA 7 Y GALA NORTE 1	132
6.3.1	Estudio de tasa crítica pozo Gala Norte-1	132
6.3.2	Tasa crítica Llanito 17, Gala 7 Y Gala 12	145
6.4	PROPUESTA DE TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN	147
6.4.1	Tasa de operación propuesta para Gala 12	147
6.4.2	Tasa de operación propuesta para Gala 7	148
6.4.3	Tasa de operación propuesta para Llanito 17	149
	CONCLUSIONES	151
	RECOMENDACIONES	151
	BIBLIOGRAFIA	153
	ANEXOS	155

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura N° 1 Representación del medio poroso	21
Figura N° 2. Flujo lineal a través de un núcleo.	23
Figura N° 3. Profundidad de daño	24
Figura N° 4. Flujo radial en un pozo	25
Figura N° 5. Esquema del comportamiento de la producción	38
Figura N° 6. Ubicación geográfica del área	51
Figura N° 7. División por bloques del área Llanito - Gala – Cardales	52
Figura N° 8. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.	55
Figura N° 9. Mapa de espesores netos, zona C formación Mugrosa	59
Figura N° 10. Mapa de porosidades, zona B formación Mugrosa	60
Figura N° 11. Mapa de porosidades, zona C formación Mugrosa	61
Figura N° 12. Saturación inicial de aceite, zona B formación Mugrosa	62
Figura N° 13. Comportamiento típico del IPR	66
Figura N° 14. Índice de productividad actual contra teórico	68
Figura N° 15. Producción en función del tiempo	69
Figura N° 16. Comparación de un pozo con declinación normal con otro que presenta declinación anormal de la misma formación	70
Figura N° 17. Carta típica de un DST con daño a la formación en una zona de alta productividad	72
Figura N° 18. Carta de una prueba DST mostrando daño en una zona de baja productividad.	73
Figura N° 19. Gráfica de una curva típica de análisis nodal	75
Figura N° 20. Perfil de eficiencia de producción (PEP) y su aplicación.	76
Figura N° 21. Arreglo en serie de corazones	84
Figura N° 22. Pantallazo del sistema de monitoreo de núcleos SCAD	85

Figura N° 23. Selección de pozos con potencial para el mejoramiento	91
Figura N° 24. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B1)	92
Figura N° 25. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B2)	92
Figura N° 26. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B3)	93
Figura N° 27. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona C2)	93
Figura N° 28. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona C3)	94
Figura N° 29. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona TS)	94
Figura N° 30. Historia de producción del pozo Gala 7 (zona B2)	95
Figura N° 31. Historia de producción del pozo Gala 7 (zona B3)	95
Figura N° 32. Historia de producción del pozo Gala 7 (zona C1)	96
Figura N° 33. Gráfica de IPR del intervalo (7283' – 7288') formación Mugrosa – zona C3	97
Figura N° 34. Gráfica de IPR del intervalo (7267 - 7274) Formación Mugrosa – zona C3.	98
Figura N° 35. Gráfica de IPR del intervalo (6488' – 6498') formación Mugrosa – zona C1	99
Figura N° 36. Gráfica de IPR del intervalo (5628' – 5636') formación Mugrosa – zona B2	100
Figura N° 37. Gráfica de IPR del intervalo (6234' – 6268') formación Mugrosa – zona B4.	101
Figura N° 38. Gráfica de IPR del intervalo (6640' – 6670') formación Mugrosa – zona C1.	102
Figura N° 39. Metodología aplicada al estudio de daño de formación debido a migración de finos	121
Figura N° 40. Análisis de tasa crítica, para la muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1.	136
Figura N° 41 Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1	137
Figura N° 43. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6467.6', pozo Gala Norte 1	139

Figura N° 44. Análisis de Tasa crítica, muestra 6797', pozo Gala Norte 1.	140
Figura N° 45. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6797', pozo Gala Norte 1.	141
Figura N° 46. Análisis de tasa crítica Forchheimer, para la muestra 6797', pozo Gala Norte 1	142
Figura N° 47. Análisis de tasa crítica, muestra 6841', pozo Gala Norte 1.	143
Figura N° 48. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6841', pozo Gala Norte 1.	144
Figura N° 49. Escalamiento de la tasa crítica para los pozos Gala 7 y Llanito 17 a hueco perforado.	146
Figura N° 50. Simulación del intervalo (6708' – 6740') formación Mugrosa – zona C1, a diferentes valores de daño.	148
Figura N° . 51. Simulación del intervalo (6488' – 6498') formación Mugrosa – zona C1, a diferentes valores de daño	149
Figura N° . 52. Simulación del intervalo (5338' – 5342') formación Mugrosa – zona B a diferentes valores de daño	150

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla N° 1. Composición fisicoquímica del agua de formación	106
Tabla N° 2. Datos petrofísicos pozo Llanito 30	110
Tabla N° 3. Datos petrofísicos pozo Llanito 31	111
Tabla N° 4. Datos petrofísicos pozo Gala-7.	111
Tabla N° 5. Resumen muestra virtual por unidad campo Gala – Llanito.	114
Tabla N° 6. Características del sistema poroso pozos Llanito.	116
Tabla N° 7. Características del sistema poroso pozo Gala 7	117
Tabla N° 8. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de las arenas B.	118
Tabla N° 9. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de las arenas C.	119
Tabla N° 10. Propiedades eléctricas recomendadas para el campo Llanito.	124
Tabla N° 11. Propiedades eléctricas recomendadas para el campo Gala.	126
Tabla N° 12. Clasificación de la mojabilidad.	129
Tabla N° 13. Índices de mojabilidad de las muestras arenas B	130
Tabla N° 14. Índices de mojabilidad de las muestras arenas C	130
Tabla N° 15. Características de las muestras prueba de tasas críticas	133
Tabla N° 16. Caudales de inyección en laboratorio (Q lab) y su equivalencia a caudal de inyección en campo, Q.	134

LISTA DE ANEXO

	Pág.
ANEXO N° 1	156

RESUMEN

TITULO: ESTIMACIÓN DE LA TASA CRÍTICA PARA EL CONTROL DE DAÑO A LA FORMACIÓN ORIGINADO POR MIGRACIÓN DE FINOS EN LOS CAMPOS GALA Y LLANITO*

AUTORES: ARIAS GOMEZ Carlos, JIMENEZ CASTRO Laureano**

PALABRAS CLAVES: Migración de Finos, Daño de Formación, Índice de Productividad, Tasa Critica.

Los finos son minerales principalmente inorgánicos, que se encuentran presentes en los fluidos del yacimiento y en las paredes del medio poroso.

La migración de finos y su posterior depositación en el medio poroso, es un fenómeno que ocasiona el taponamiento de los espacios porosos intercomunicados, es decir, de su porosidad efectiva. Este fenómeno causa una disminución en la permeabilidad original de la formación, evento comúnmente conocido como daño de formación y afecta la productividad de los pozos productores hasta el punto de obstruir totalmente el flujo de fluidos hacia los pozos.

Este trabajo muestra, de manera experimental, la estimación de la tasa crítica de migración de finos para los campos Gala - Llanito formación mugrosa B y C con el fin de proponer una tasa óptima de operación, mediante la correlación de la tasa crítica de migración con datos de producción, en pozos que presentan daño de formación originados por migración de finos. Este estudio permite identificar aquellos pozos que presentan una diferencia considerable entre su potencial de producción a daño cero y su potencial de producción real y si esa diferencia es debida al daño por migración de finos o si tal disminución obedece a otros factores.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Programa de Ingeniería de Petróleos, Director Msc Fernando E. Calvete G, Codirector Ing. Jorge Andrés Sáchica.

ABSTRACT

TITLE: Estimation of the critical flow from the damage's control at formation originated by migration of fines in the Gala and Llanito's fields.*

AUTHOR: ARIAS GOMEZ Carlos, JIMENEZ CASTRO Laureano**

KEYWORDS: migration of fines, damage's formation, index of productivity, critical flow.

The fines are minerals principally inorganic, they are found in the fluids of the reservoir and the walls of the porous media.

The migration of fines and last input in the porous media, it's a phenomenon it occurs the obstruction at porous spaces intercommunicated, like this, its real porosity. This phenomenon cause a decrease in the original permeability of the formation, the event commonly well-known like damage's formation and it affects the productivity of the wellbores in the order to get blocked totally the fluids flow to the wellbore.

This work shows, of the experimental form, the estimation of the critical flow of migration of fines for the Gala- Llanito's field, Mugrosa formation B y C, in order to formulate the best flow to operation, through the correlation of the migration's critical flow with production data, in wellbores that it has formation's damage originated by migration of fines. This research lets to identify those wellbore that they have a considerable difference between their production potential at damage zero and real production potential, and if that difference is due to damage by migration of fines or if the decrease obeys to another factors.

*Work of degree

** Faculty of Physical-Chemical Engineering's, Engineering of Petroleum. Principal M.Sc Fernando E. Calvete G, co-principal Ing. Jorge Andrés Sáchica.

INTRODUCCION

Para la industria del petróleo, es un reto extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de los yacimientos con la menor inversión posible. Es por esto, que las empresas del sector de hidrocarburos orientan sus esfuerzos en estudios que, permitan optimizar las operaciones que se llevan a cabo a diario, ampliar el conocimiento del yacimiento con el fin de aplicar metodologías que permitan obtener los resultados deseados, y lo más importante, que ayuden a mantener la integridad del yacimiento durante su vida productiva.

Numerosos estudios indican que la mayor causa de disminución de la productividad de un yacimiento es originada por la migración de finos. Los finos presentes en el medio poroso se desprenden de la matriz debido a su sensibilidad a los fluidos (efecto químico), son arrastrados por el flujo fluidos (efecto físico) y finalmente depositados en las gargantas de los poros ocasionando el taponamiento de estas. Adicional a este daño, debido a las propiedades químicas de algunos finos, estos reaccionan al contacto con el agua utilizada en operaciones de inyección, perforación, completamiento, o de formaciones vecinas, y de otras operaciones realizadas al pozo, obstruyendo aún más el flujo de fluidos dentro del medio poroso, dando como consecuencia una caída considerable de la permeabilidad del yacimiento.

Durante los últimos veinte años, se han dirigido muchas investigaciones en esta área para desarrollar correlaciones que modelen la pérdida de permeabilidad, pero se han obtenido grados limitados de éxito.

Por esta razón se orientó el fenómeno de migración de finos a un estudio experimental con el fin de obtener un mejor acercamiento a la realidad y así controlar de manera acertada el efecto de daño a la formación.

En este trabajo se propone y desarrolla una metodología experimental que permite la estimación de una tasa óptima de operación para el control de daño a la formación originado por migración de finos en pozos de los campos Gala y Ilanito, que presentan caídas considerables en su productividad

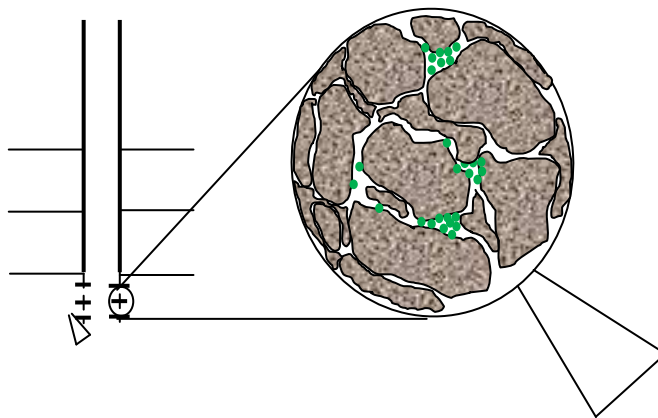
1. GENERALIDADES DE DAÑO DE FORMACIÓN

Los problemas de reducción en productividad y/o inyectividad de pozos durante la vida útil de un yacimiento han sido asociados a daño de formación; Solo del 20 al 30% del petróleo en sitio es recobrado a expensas del 80 al 90% de la energía del yacimiento. Además para procesos de recobro mejorado la conductividad de pozos productores e inyectores puede ser perturbada por alteraciones de tipo fisicoquímico inducidas sobre el sistema roca - fluido que generan hinchamiento de arcillas, flujo de partículas finas o cambios en la humectabilidad. La magnitud, así como las consecuencias sobre la eficiencia de barrido y los factores de recobro, varían según el mecanismo específico de daño.

1.1 CONCEPTOS BASICOS SOBRE PRODUCTIVIDAD

1.1.1 Geología. Las rocas sedimentarias son un medio poroso constituido por una parte solida, matriz, y una parte vacía, poros.

Figura N° 1 Representación del medio poroso



Fuente: Autores

La porosidad de la roca, es una medida del espacio vacío de la roca. Existen espacios porosos que están conectados, los cuales dan origen a la porosidad efectiva y otros que no están conectados entre sí y por tanto no permiten flujo a través de ellos. Los poros interconectados son los responsables de la existencia de la permeabilidad, K , que se define como la capacidad que tiene la roca de transmitir o permitir el flujo de fluidos a través de ella.

La mayoría de los yacimientos comerciales de petróleo y gas, están formados por rocas calizas, dolomitas y areniscas. Las características físicas de estas rocas varían, las areniscas usualmente tienen una permeabilidad uniforme y una porosidad intergranular regular, lo cual hace que el modelo de flujo radial en la fracción de yacimiento cercana al pozo sea más aplicable¹.

Las calizas y las dolomitas sin embargo poseen generalmente patrones de permeabilidad irregulares y porosidades primaria intercrystalina y secundaria de cavernas formadas por disolución de carbonatos, y como, adicionalmente, su coeficiente de elasticidad es menor que el de las areniscas, se encontraran mas fracturadas que aquellas, por lo cual, el flujo de fluidos se puede presentar entre las fracturas naturales que conectan las cavernas.

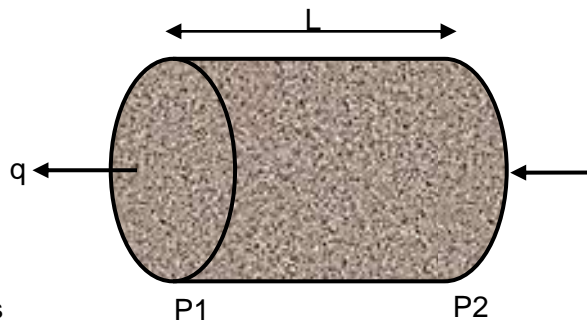
La productividad o inyectividad de un pozo depende, entre otros factores, de la permeabilidad y el radio de la zona alterada alrededor del pozo.

Para el entendimiento del efecto del daño a la formación es importante revisar como se presenta el flujo de fluidos a través de un material poroso.

¹ Evaluación del daño a la formación por filtrado de lodo y salmuera de completamiento en pozos de los campos Toldado y Quimbaya

1.1.2 Flujo lineal. Si un fluido es forzado a pasar a través de una roca de forma cilíndrica como se muestra en la figura 1, la energía que causa el desplazamiento de dicho fluido es la diferencia entre la presión de entrada y la de salida, $P_2 - P_1$, la resistencia al flujo es causada por la fricción entre el fluido y la roca, y la viscosidad, μ , del fluido.

Figura N°. 2. Flujo lineal a través de un núcleo.



Fuente: Autores

La siguiente ecuación es la relación empírica propuesta por Henry Darcy en 1864 para el flujo de un Líquido incompresible:

$$v = \frac{q}{A} = 1.127 \times 10^{-3} \frac{K(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (1)$$

Donde

v = Velocidad de flujo, pies/s

A = Área seccional, pies²

q = Cantidad de flujo, bbl/día

K = Permeabilidad, md

μ = Viscosidad, cp

P_1 = Presión de salida, Lpc

P_2 = Presión de entrada, Lpc

L = Longitud, pies

Si se asume que se tiene una roca que ha sido sometida a un proceso de daño por uno de los extremos de tal forma que tiene una permeabilidad K_1 a través de

su longitud inalterada L_1 , y otra permeabilidad K_2 en su longitud dañada L_2 , como se observa en la Figura 3, entonces:

$$\frac{L}{K_{prom}} = \frac{L_1}{K_1} + \frac{L_2}{K_2} \quad (2)$$

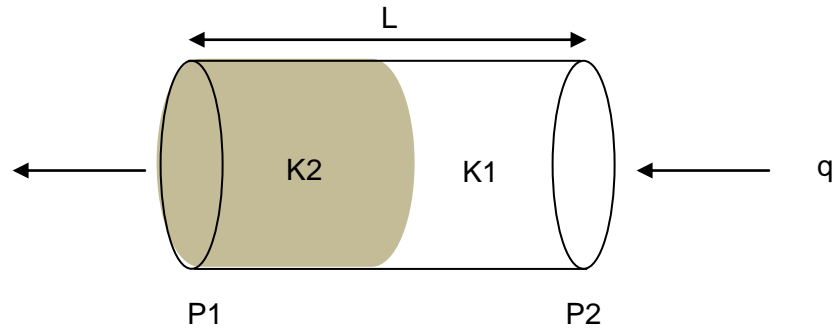
Donde

$$\frac{L}{K_{prom}} = 1.127 \times 10^{-3} \frac{A(P_2 - P_1)}{q\mu} \quad (3)$$

$$P_2 - P_1 = (P_2 - P_s) + (P_s - P_1)$$

Con P_s = Presión en la zona limite

Figura N° 3. Profundidad de daño



Fuente: Autores

El termino K_2 representa la permeabilidad en la zona dañada, esto significa que si un núcleo de longitud total, L_T está libre de daño, el flujo a través de él será dado por la ecuación (1), es decir $L_2 / K_2 = 0$. Sin embargo si una zona L_2 del núcleo se encuentra dañada por sólidos u otro mecanismo, la permeabilidad promedio, K_{prom} , es como se muestra en la ecuación (2), y esta permeabilidad promedio será menor que la permeabilidad original, K . Luego, la tasa de flujo a través del núcleo será reducida cuando el daño existe sobre alguna porción de su longitud.

1.1.3 Flujo radial. Cuando en un pozo se penetra un estrato rocoso, cualquier flujo de fluidos desde el pozo hacia el estrato o desde este hacia el pozo sigue un patrón radial.

Si el pozo tiene un radio r_w , y el estrato en consideración tiene un radio r_e , con un espesor de roca h , como se muestra en la figura 4, entonces el flujo es descrito por la siguiente forma de la ley de Darcy:

$$v = \frac{q}{A} = \frac{q}{2\pi r h} = 1.127 \times 10^{-3} \frac{K}{\mu} \left(\frac{dP}{dr} \right) \quad (4)$$

$$q = 7.08 \times 10^{-3} \frac{(P_e - P_w)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (5)$$

Donde

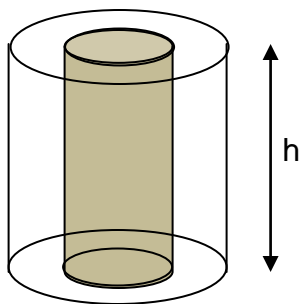
P_e = Presión en el radio externo, Lpc

P_w = Presión en la cara del pozo, Lpc

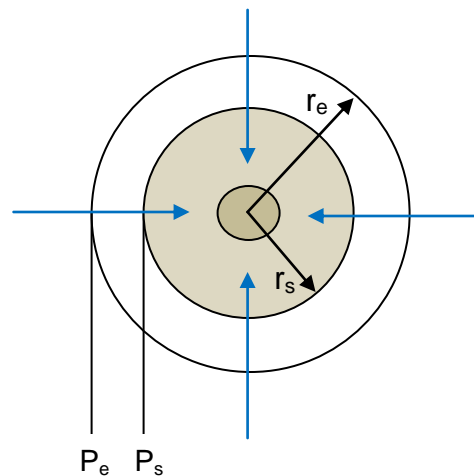
r_e = Radio externo, pies

r_w = Radio del pozo, pies

Figura N° 4. Flujo radial en un pozo



Fuente: Autores



Si una zona de permeabilidad dañada existe desde la pared del pozo hasta un radio r_s , como se muestra en la figura 4, su efecto es el aumento en la caída de presión a través de la zona dañada.

$$P_e - P_w = (P_e - P_s) + (P_s - P_w) \quad (6)$$

La ecuación (5) tomara la forma:

$$\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_{prom}} = \left[\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{K} \right] + \left[\frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{K_s} \right] \quad (7)$$

El término K_s de esta ecuación representa la permeabilidad de la zona dañada cerca a la cara del pozo. Nótese la similaridad entre las ecuaciones (2) y (7), esta es la razón por la cual una prueba de daño lineal sobre un núcleo de formación en el laboratorio puede ser relacionada con las condiciones radiales del pozo.

1.2 DEFINICIÓN DE DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad en la roca del yacimiento que se puede presentar en cualquier etapa de desarrollo y/o explotación de un pozo, debido a mecanismos de interacción entre el fluido invasor con la roca y/o con los fluidos del yacimiento².

El daño a la formación se puede presentar en las inmediaciones del pozo y su radio de invasión va a depender de las características de la formación. Hay que diferenciar entre la profundidad del daño y el radio de daño.

El radio de daño (sin corregir), es la distancia medida desde el centro del pozo.

² Gabriel, G.A, “ An Experimental Investigation of Fines Migration in Porous Media” SPE 12168

La profundidad de daño se mide a partir de la cara del pozo. Esta zona puede tener una permeabilidad menor que el resto del yacimiento que actúa como un factor de daño (S), cuyo efecto es ocasionar una caída de presión adicional proporcional a la tasa de producción.

1.3 PSEUDODAÑO VS DAÑO DE FORMACIÓN

Cuando se conoce el skin total del pozo, es posible trazar una curva de IPR, mediante esta curva, se puede demostrar el beneficio de disminuir el factor de daño (S).

El análisis Nodal, permite obtener una optimización de las condiciones de producción para una configuración de pozo determinada y la optimización de la terminación del mismo para un yacimiento dado³. Además se puede calcular la caída de presión a través de alguna línea de flujo desde la cara de la formación (Sandface) al pozo. Se deducen así todas las causas de la disminución del caudal desde la cara de la formación.

Atribuir todo el skin a un daño dentro de la formación es un error muy común, hay otras contribuciones no relacionadas al daño, llamadas Pseudoskins y deben ser extraídas del daño total para poder estimar el verdadero daño de la formación.

Hay dos contribuciones al skin, la primera esta relacionada al daño de formación, actúa directamente en el sistema poroso, disminuyendo la porosidad y permeabilidad en la zona del skin; la segunda esta relacionada con un daño superficial en la cara de la formación (sandface) y tiene que ver con el desgaste mecánico producido por frotamiento de la broca, y el desgaste mecánico producido por el flujo durante la perforación.

³ Estudio de daño a la formación Marcelo Gustavo Carrión

El skin de origen mecánico es comúnmente llamado Pseudodaño (no es el pseudoskin) mientras que el daño de formación es el único realmente originado dentro de la formación, y no tiene efecto ni relación con el skin de origen mecánico.

1.3.1 Pseudoskin y condiciones de producción. Las condiciones dadas por el caudal y el ángulo de inclinación pueden inducir a caídas de presión adicionales o pseudoskin.

Si se pone el pozo a producir a elevadas tasas de flujo, puede originarse flujo turbulento en la formación, al igual que durante la perforación. El correspondiente pseudoskin positivo es proporcional a la tasa de flujo por encima de un mínimo dado, debajo de este valor crítico, tal pseudoskin no existe, puesto que hay desgaste mecánico en el sandface producido por la tasa de flujo.

La inevitable variación del diámetro del pozo durante la perforación, puede modificar progresivamente el flujo de laminar a turbulento y crear un pseudoskin que se suma al daño real de la formación.

Si se perfora a altas velocidades de penetración se puede generar una caída de presión en las inmediaciones del pozo por debajo del punto de burbuja, y se puede así crear un pseudoskin positivo como consecuencia del bloqueo producido por el gas, de la misma manera, si se produce gas condensado por debajo del punto de rocío, resultan líquidos emergiendo alrededor de las inmediaciones del pozo y alterando el flujo, ambos fenómenos son efectos de la permeabilidad relativa, pero nunca se manifiestan por sí mismos como pseudoskin positivos.

1.4 DAÑO DE FORMACIÓN VERDADERO

Varios tipos de daño pueden ser identificados en distintos lugares de un pozo en producción, como puede ser el pozo mismo, el equipo de producción, la formación, etc. Tal distinción usualmente no se hace porque raras veces la caída de la producción tiene que ver con solo una parte del sistema de flujo.

Para un correcto diseño remedial de producción de pozo, es necesario determinar no solo la naturaleza del daño sino también el conocimiento del lugar donde está el daño que más afecta a la producción. Pueden usarse para la estimulación del pozo fluidos similares a lo que se utilizan en la limpieza del mismo, de acuerdo a la naturaleza del daño, la elección del método a utilizar depende únicamente del lugar donde se encuentra el daño.

La caída de la producción puede ser causada por diversos materiales; partículas migrando a través de los poros o precipitados producidos por cambios físicos o químicos en el estado inicial del yacimiento; tal caída puede ser causada por líquidos (o gases) cambiando la permeabilidad relativa de la roca almacenadora.

En los últimos años han aparecido equipos especiales para el reconocimiento y descripción de varios tipos de daño, así como también se han presentado numerosas publicaciones al respecto.

1.5 ORIGEN DEL DAÑO DE FORMACIÓN

1.5.1 Daño de perforación

◆ **Invasión de sólidos de perforación.** Los siguientes minerales, presentes en los fluidos de perforación, tales como: arcillas, ripios de perforación, agentes

densificantes y viscosificantes, agentes minimizadores de pérdidas de circulación, son potencialmente peligrosos desde el punto de vista del daño de formación.

Cuando dichos minerales son forzados hacia la formación productora, pueden disminuir de manera progresiva la porosidad y permeabilidad de la roca almacenadora, de tal modo que una subsecuente puesta en producción del pozo o inyección de fluidos hacia el yacimiento desde el mismo a flujos moderados o altos, haría que estos materiales depositados en el sistema, pasen a través del sistema poroso, aumentando la severidad del daño en las inmediaciones del pozo. Tal daño está limitado a unos pocos centímetros hacia el interior y alrededor del pozo (normalmente no más de 0,3 pies, tomando como media unos 0,25 pies), pero la reducción de la permeabilidad del sistema en la zona del skin puede llegar a ser del 90%.

La invasión de sólidos contenidos en los fluidos de perforación está favorecida por:

- Poros de gran tamaño en la roca del yacimiento.
- Presencia de fisuras y fracturas naturales.
- Partículas de pequeño diámetro entre los componentes del lodo de perforación (sobre todo cuando se usan densificantes).
- Baja velocidad de perforación, como consecuencia destrucción de revoque (mudcake) permitiendo en contacto entre el lodo y la formación, efecto que se ve incrementado por el extenso tiempo de contacto debido a la baja velocidad de penetración.
- Alta velocidad de circulación, se erosiona el revoque y se pone en contacto el lodo con la formación.
- Alta presión de fondo, como consecuencia de una alta densidad del lodo de perforación, favoreciendo el ingreso de lodo desde el pozo a la formación.

◆ **Invasión de fluidos de perforación.** Por razones económicas, los pozos deben ser perforados tan rápido como sea posible. Para incrementar la velocidad de penetración es necesario reducir el control de la pérdida de circulación. Normalmente, en regímenes de penetración muy elevados, la pérdida de inyección puede llegar a ser muy elevada.

La fase líquida de un lodo típico contiene muchos componentes que pueden dañar las formaciones productoras. Teniendo en cuenta que la invasión de fluidos es mucho más profunda que la invasión de sólidos, puesto que puede llegar a ser superior a los 16 pies, el filtrado de la inyección es una de las principales causas en la caída de la producción. Sin embargo, la severidad del daño depende de la sensibilidad de la formación al filtrado.

La alta permeabilidad de las arenas limpias, que tienen mayor invasión de filtrado que una roca de baja permeabilidad, usualmente no son afectadas cuando el agua de formación es compatible químicamente con el filtrado de la inyección.

En lo que respecta al filtrado de la inyección se ha sugerido una caída en la permeabilidad de un 40%, pero hay que tener en cuenta que esta caída puede tomar cualquier valor desde casi 0% (el cero es imposible) hasta el 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca y de los fluidos de la inyección.

Las formaciones que contienen arcillas, son en general las más sensibles, puesto que las arcillas pueden dispersarse, precipitarse o hincharse.

Las arcillas, en su gran mayoría, son extremadamente sensibles a los cambios de salinidad, por lo tanto, cualquier cambio en la concentración o en el tipo de sales desde el agua original del yacimiento en el que fueron precipitadas o estabilizadas, produce grandes cambios en la porosidad.

En particular, la reducción de la salinidad o el incremento del pH del agua alrededor de la partícula de arcilla ocasiona la dispersión de la misma. Cuando las arcillas se dispersan actúan como pequeñas partículas sólidas que pueden migrar a través del medio poroso, pero con la complicación de que tienen capacidad de acumularse dentro de este, obstruyéndolo totalmente, dependiendo del tipo de arcilla y el tamaño de las partículas.

Los factores que favorecen la invasión del filtrado de la inyección son:

- Alta permeabilidad del revoque, como resultado de un mal diseño del lodo de perforación u operaciones que disminuyen la capacidad de aislamiento del mismo. Es válido el caso mencionado anteriormente donde en lodos salados comunes no es posible utilizar bentonita.
- Alta presión diferencial, que favorece el ingreso de la inyección hacia la formación.
- Prologado contacto de la formación con el lodo de perforación. La profundidad de penetración del filtrado es función del tiempo de contacto.

El filtrado de los lodos de perforación de base agua puede tener una baja salinidad y un alto valor de pH, así como también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una causa de perturbación de las arcillas y de bloqueo del flujo por permeabilidad relativa en yacimientos de baja permeabilidad (water block).

Los dispersantes pueden afectar a las arcillas presentes en la formación y facilitar su precipitación en el interior de los poros. Los polímeros son estables a las temperaturas de circulación, pero pueden descomponerse y/o formar residuos cuando son sometidos a temperaturas de yacimiento en intervalos prolongados de tiempo.

Los lodos de perforación de base agua salada, generan filtrados que pueden reaccionar con las sales de formación y ocasionar la precipitación de varios tipos de compuestos y partículas. Cuando la circulación durante la perforación se hace a elevadas tasas de flujo, el filtrado que invade la formación está a temperatura de pozo, muy por debajo de la temperatura de yacimiento, y el enfriamiento producido genera la precipitación de asfáltenos y parafinas.

Los lodos de base agua traen muchos problemas en formaciones con alto contenido de arcillas, existen aditivos para minimizar estos problemas, sin embargo, en algunos casos, se puede elegir un lodo de perforación base aceite, que es mucho más costoso, pero más eficaz en ciertos casos. Los lodos base aceite traen menos inconvenientes ante la presencia de arcillas, aunque hay que tener en cuenta que estos inconvenientes son más severos.

Los problemas usuales de un lodo base aceite son:

- Contienen mayor concentración de sólidos que un lodo base agua. En consecuencia la invasión de sólidos es mucho más acentuada.
- El aceite que invade yacimientos de gas, en especial los lenticulares, causa caídas de permeabilidad relativa al mismo y es mucho más problemático que la caída de la permeabilidad relativa al aceite por la invasión de agua, debido a la mayor viscosidad.
- Los fuertes surfactantes usados para dispersar sólidos en lodos base aceite, hacen que la roca del yacimiento sea mojada por aceite, reduciendo la permeabilidad relativa al aceite.
- En los lodos base aceite, el agua se usa como viscosificante, para estabilizarla se utilizan emulsionantes, que estabilizan también las emulsiones en el sistema poroso del yacimiento, produciendo un bloqueo al flujo por emulsión (emulsion blocks), las fuertes reducciones de permeabilidad por bloqueo al flujo por emulsión

ocurren en yacimientos de areniscas, en especial los de arenas muy arcillosas de baja permeabilidad.

1.5.2 Daño de cementación. El principal objetivo de la cementación es lograr un perfecto aislamiento del anular del casing con un anillo de cemento impermeable, fuerte y compacto.

En este proceso se hace necesaria la remoción completa del revoque, utilizando algún dispositivo como los caños lavadores o colchones, todos estos dispositivos deben trabajar con flujo a regímenes turbulentos.

Durante este proceso, el revoque puede ser sólo parcialmente destruido, y si el cemento no tiene las correctas propiedades de pérdida de fluidos, la formación queda poco protegida a la invasión de filtrado, que se ve agravada por las elevadas presiones de trabajo durante la cementación, que pueden llegar a ser varias veces superiores a las de perforación y más aún en cementaciones con flujos turbulentos.

Los lavadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y transportar las partículas del revoque. La invasión de estos fluidos a formaciones que contienen arcillas ocasionan problemas adicionales de migración in-situ de las arcillas en el interior del sistema poroso y dispersión de las mismas. La duración del trabajo de cementación es bastante corto comparado con el de perforación. La invasión de los fluidos del lavado es insignificante respecto a la invasión de los fluidos de perforación, pero esto no quiere decir que pueda despreciarse, una falla en el control de los fluidos puede ocasionar un mal cálculo en el volumen de cemento, con la consecuente cementación incompleta y contaminación de la lechada de cemento con el fluido de perforación o la deshidratación de la lechada misma.

◆ **Lechada de cemento.** La variación en los tamaños de grano que conforman al cemento, junto con el uso de agentes de deshidratación muy eficaces, resultan en una limitada filtración de sólidos y filtrado provenientes de la lechada de cemento, sin embargo, existen 3 casos en que puede ver reducida la permeabilidad, tales casos son:

1. Un pH relativamente alto del filtrado de la lechada afecta a los minerales arcillosos de la formación. Los iones Ca^{++} liberados por las partículas de cemento, son rápidamente intercambiados por las arcillas en las inmediaciones del pozo. El resultado es una modificación de las propiedades del filtrado de cemento, no solo perdiendo su capacidad como estabilizador, sino que haciéndolo un agente desestabilizador.
2. El filtrado del cemento entra en contacto con el agua connata de la formación, que contiene grandes cantidades de Ca^{++} , provocando la precipitación de carbonatos o silicatos cálcicos hidratados.
3. Las lechadas sobre-dispersadas presentan una rápida separación de las partículas de cemento en el fondo y de agua en el tope de la columna de cemento, como resultado hay una gran invasión de agua libre que puede provocar un importante bloqueo por agua (water block) reduciendo la permeabilidad relativa de los hidrocarburos en el yacimiento.

◆ **Compresión del cemento.** La etapa de compresión del cemento produce daños severos en arenas no consolidadas durante la cementación secundaria. Este fenómeno no ha podido ser explicado, pero es evidente en las pruebas de pozo (well testing).

Aparentemente, las altas presiones de compresión del cemento durante la cementación secundaria tendrían que ver con la fracturación de la roca y la invasión de la lechada.

1.5.3 Daños en el completamiento y reacondicionamiento de pozos

◆ **Daño por cañoneo.** Las operaciones de cañoneo siempre ocasionan daños adicionales en la formación, puesto que cualquier método de cañoneo que se utilice, compactará la roca alrededor de la zona atravesada por el proyectil, aumentando la dureza de la superficie y reduciendo la porosidad local de la misma hasta en un 80%.

Otros factores que tienden a disminuir la productividad son:

- Compactación de la roca alrededor de los disparos con la consecuente reducción en la permeabilidad local.
- La sobrepresión introduce restos de formación, además introduce fluidos con sólidos en la formación.
- Penetración insuficiente, ocasionada por la resistencia de la roca, y puede no ser suficiente para crear los mencionados canales de by-pass (wormholes).
- Inadecuada selección de la geometría. Se prefiere baja penetración pero con gran diámetro en formaciones blandas, mientras que es conveniente elegir pequeños diámetros y gran profundidad en formaciones duras.
- Inadecuada elección de la presión diferencial, presiones insuficientes pueden no dar el resultado esperado, presiones excesivas pueden fundir la roca en las inmediaciones del agujero, generando una pared de vidrio totalmente impermeable.

◆ **Daños por fluidos de completamiento.** Las causas más comunes de daño ocasionado durante el completamiento de un pozo son las siguientes:

- Taponamiento de la formación, bacterias y/o residuos de polímeros, que tienden a bajar la permeabilidad de la formación.
- Hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloqueo por agua (water block), emulsiones (emulsion block) y precipitación de incrustaciones.

◆ **Daños en el empaquetamiento con grava (Gravel Packs).** La mayor parte de los daños ocasionados en empaquetamientos con grava tienen que ver con:

- Inadecuada selección del tamaño de la arena del engravado siendo invadido por finos de la formación durante la producción.
- Filtros con ranuras deteriorados los cuales no retienen la grava o demasiado reducidos que se taponan.
- Movimiento de arcillas con altas tasas de flujo, que taponan los poros de las gargantas y entran en el pozo.
- En pozos gasíferos con baja presión de formación, la temperatura baja debido a la expansión del gas y se producen precipitados orgánicos e inorgánicos.

◆ **Daños durante la producción.** Algunos yacimientos no pueden ser producidos a altas tasas de flujo o elevadas caídas de presión entre el yacimiento y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo la tasa o el drawdown de producción. La migración de finos puede reducir en forma dramática la producción de buenos yacimientos.

La Figura N° 5 muestra en forma esquemática las brechas de producción para los diferentes componentes relacionados con el comportamiento del pozo., y muestra una lista de algunas soluciones. Por ejemplo, una brecha de producción se reduce o elimina si se puede mejorar la productividad del yacimiento. El resultado obtenido es siempre menor que la tasa de flujo óptima, aún con grandes caídas de

presión. Se puede mejorar el rendimiento modificando el radio efectivo de drenaje del pozo mediante una fractura hidráulica, acidificando, perforando con cañones de alto rendimiento, o eliminando el daño. Otras maneras de lograr mejoramientos significativos de producción incluyen la identificación y apertura de nuevas zonas, así como también la perforación de tramos laterales múltiples a partir del pozo en cuestión.

Figura N° 5. Esquema del comportamiento de la producción



Fuente: Autores

Lodos nativos y arcillas sueltas entrampadas en la pared poral, pueden comenzar a moverse a flujos elevados, especialmente en el caso en que dos fluidos inmiscibles están siendo extraídos en forma simultánea. Dependiendo del tamaño de las partículas, estas pueden bloquear el poro a través de su interconexión con

el siguiente o migrar hacia otros poros aumentando la viscosidad del fluido en producción hacia el pozo.

El drawdown excesivo hace caer la presión poral en las inmediaciones del pozo, y puede exceder a la fuerza compresiva de la roca. Este fenómeno es mucho más complejo en arenas no consolidadas, donde la pobre cementación de la matriz se traduce en un aumento progresivo en la producción de arena de las inmediaciones del pozo.

La reducción de presión poral durante la producción, y muchas veces el enfriamiento provocado por la expansión del gas, resulta en un taponamiento por precipitación orgánica o inorgánica. La mayor parte de las veces, éstos depósitos afectan solamente a la cadena de producción y al equipo de superficie, sin embargo, hay casos en que pueden reducir la permeabilidad de la formación. Hay arcillas específicas que pueden promover la depositación de materiales orgánicos en el sistema poroso o la precipitación de soluciones salinas muy saturadas como el CO_3Ca , SO_4Ca .

La depositación de asfaltenos en las paredes de los poros pueden no afectar a la porosidad y la permeabilidad absoluta en forma significativa, sin embargo, la roca pasa a ser mojada por aceite y no por agua, como sucede normalmente, lo que reduce en forma significativa la permeabilidad al aceite, y, bajo ciertas condiciones, favorece el bloqueo por emulsión (emulsion block) cuando el yacimiento produce petróleo y agua simultáneamente.

El drawdown excesivo en yacimientos productores de gas condensado, conduce a una presión de flujo por debajo del punto de rocío en fondo del pozo, ocurriendo una destilación in-situ de las fracciones livianas producidas, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación causando una caída de la permeabilidad relativa al gas.

◆ **Daño durante la limpieza del pozo.** Cuando se limpia el pozo para remover depósitos o productos corrosivos del tubing de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden invadir la formación. Se debe tener especial cuidado en que estas suspensiones no sean forzadas hacia el sistema poroso, en particular en el caso en que los materiales son solubles en el fluido de limpieza, puesto que no se forma revoque para prevenir la invasión del filtrado.

El óxido de hierro en ácido o parafinas en petróleo caliente son los más típicos componentes que se re-disuelven en el fluido de limpieza, y que pueden re-precipitar en la formación, causando un daño severo y permanente.

◆ **Daño durante el tratamiento ácido.** Los problemas usuales encontrados en otras fases de la vida de un pozo pueden ocurrir durante el tratamiento de acidificación:

- Materiales del tubing que son arrastrados hacia la formación. Hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales, en especial con los de la tubería de producción (tubing) y de revestimiento (casing), disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades normales de las tuberías hacia la formación.
- Los surfactantes utilizados para dispersar sólidos durante la acidificación e inhibir la corrosión de las tuberías de revestimiento (casing) y de producción (tubing), por acción del ácido crean dentro del sistema poral bloques de emulsión (emulsion blocks).
- Bloqueo por agua (water block).
- Cuando se inyectan grandes volúmenes de ácidos en la formación el riesgo de depositación de parafinas y asfaltenos es muy grande.

Casos en los que el diseño del tratamiento ácido es inadecuado pueden ser los siguientes:

- Lodos producidos por la reacción entre ácidos y asfaltenos, en especial ante la presencia de algunos aditivos (particularmente surfactantes) y minerales de hierro solubles.
- La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del cemento que conforma a la matriz.
- Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación.
- Algunos aditivos utilizados para prevenir la corrosión del hierro del sistema de producción pueden formar precipitados, esto sucede porque trabajan directamente sobre el hierro y la cantidad sobrante del aditivo va a parar a la formación, donde de seguro el hierro es todavía más escaso.
- La permeabilidad del sistema poroso puede disminuir como consecuencia de residuos de los agentes inhibidores de corrosión, o a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los que se utilizan para reducir la fricción.

En fracturamiento hidráulico y empaquetamiento con grava (gravel pack), los ácidos pueden disolver los paquetes de arena.

1.5.4 Daño en pozos inyectoros

◆ **Inyectores de agua.** La mayoría de los problemas anteriormente citados pueden ocurrir en inyectores de agua.

- Invasión de sólidos suspendidos y subsecuente taponamiento.
- Perturbación in-situ de las arcillas.
- Incompatibilidad del agua inyectada y la de la formación, o como resultado de la presencia de CO₂ o SH₂ en la formación.
- Taponamiento por bacterias.

1.6 OTROS TIPOS DE DAÑO

La eficacia de un tratamiento de acidificación depende de manera primaria de la eficacia para remover el daño responsable de la restricción de la producción. Esta restricción normalmente puede ser vista en una caída en el nivel general o una declinación de la producción más rápida de lo esperado. La estimación extendida de tal daño se estudia mediante el análisis de pruebas de presión.

Una vez que el daño y su origen han sido detectados, se puede elegir el tratamiento correcto. Sin embargo una vez que se han hecho diversas operaciones en el pozo desde la perforación hasta una eventual reparación, pueden coexistir varios tipos de daño, que en conjunto ocasionan la problemática de un daño potencial en el pozo. Las características físicas son las que determinan el fluido de tratamiento, y no el origen del daño.

El mismo fluido puede ser utilizado para tratar el mismo tipo de daño, independientemente del origen que causó ese daño. A continuación se discuten solamente los tipos más importantes y comunes de daño.

1.6.1 Emulsiones. La mezcla de fluidos de base agua y base aceite ocasionan emulsiones en la formación.

Las emulsiones tienen la particularidad de tener viscosidades muy elevadas, en particular las emulsiones de agua y petróleo. Normalmente se forman durante la invasión del filtrado del lodo de perforación o durante los tratamientos fluidos posteriores.

Los filtrados de alto pH como el proveniente del lodo de perforación o las lechadas de cemento; o filtrados de bajo pH como el proveniente de los fluidos del tratamiento de acidificación, pueden ocasionar la emulsificación de los fluidos de la

formación. De la misma manera, los filtrados de los lodos de perforación de base aceite o fluidos de estimulación del mismo tipo, pueden formar emulsiones al entrar en contacto con las salmueras de la formación.

1.6.2 Cambios de mojabilidad. La mojabilidad de la roca al aceite reduce la permeabilidad relativa al aceite. Esto puede ocurrir por el fenómeno de adsorción a través de minerales activos en la superficie del medio poroso.

El daño puede ser remediado a través de la inyección de solventes capaces de remover la fase de hidrocarburos que está mojando a la roca, la solución es agregar un tenzoactivo fuerte, que aumente la mojabilidad del agua en la roca con el consecuente riesgo de provocar un bloqueo por emulsión. Sin embargo, un tenzoactivo por sí solo no puede hacer el trabajo, puesto que normalmente la fase de petróleo que moja la roca está compuesta de hidrocarburos pesados como asfaltenos o parafinas, debe ser aflojada primero, antes de ser removida mediante un solvente.

1.6.3 Bloqueo por agua (Water Block). El bloqueo por agua es causado por un incremento en la saturación de agua S_w en las inmediaciones del pozo, disminuyendo la permeabilidad relativa al petróleo. El bloqueo por agua se puede formar durante las operaciones de perforación y terminación mediante la invasión de filtrados de base agua en la formación, o durante la producción, cuando aumenta la relación agua-petróleo.

El bloqueo, se ve favorecido con la presencia de arcillas intraporales, como la illita. Estas arcillas, debido a su forma particular y la dirección de su crecimiento, aumentan la superficie de contacto con el fluido, disminuyendo al mismo tiempo el tamaño de los poros y la porosidad del sistema, incrementando la retención de agua en el medio poroso.

El bloqueo por agua es usualmente tratado con agentes tenzoactivos, que tienen el objeto de disminuir la tensión superficial entre el agua y el petróleo o el gas. Los más comunes son los surfactantes y alcoholes.

Existen algunos tipos de ácidos particularmente efectivos en el caso de reservorios de gas, que son capaces de producir la evaporación del agua de modo que salga a través de la tubería de producción junto con el gas.

1.6.4 Incrustaciones (Scale). Las incrustaciones son precipitados minerales, que pueden precipitar tanto durante la perforación, como durante la producción (en el tubing) e inclusive en el interior de la formación. Normalmente esta precipitación es mucho mayor durante la producción, puesto que se ve maximizada por las bajas temperaturas y presiones en las inmediaciones del pozo. También se forman incrustaciones cuando se ponen en contacto dos aguas incompatibles.

Existen varios productos capaces de disolver dichas incrustaciones, dependiendo de la constitución mineralógica del mismo. Los tipos de incrustaciones más comúnmente encontradas son:

- Carbonatos (CO_3Ca ; FeCO_3), en particular el CO_3Ca es el más encontrado en yacimientos ricos en calcio, carbonatos y bicarbonatos, como calizas y dolomías. En estos casos se opta por acidificar con HCl o HF y disolver dichos carbonatos.
- Sulfatos ($\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$; CaSO_4 ; BaSO_4 ; SrSO_4), son mucho más difíciles de remover, pero tienen la ventaja de ser más predecibles. Se soluciona mediante un producto llamado EDTA (sales de tetrasodio), tienen papel importante el tiempo y la temperatura, a mayor tiempo de contacto y mayores temperaturas se obtienen mejores resultados.
- Sales de sodio, se disuelven haciendo circular mucha agua, de ser necesario con una baja concentración de HCl.

- Sales de hierro (FeS; Fe₂O₃), se usa una combinación de HCl o HF con EDTA.
- Sales de sílice, se cristalizan, pero pueden ser removidas con HF.
- Sales básicas (Mg[OH]₂; Ca[OH]₂), se remueven con HCl.

En el diseño del tratamiento de remoción de incrustaciones, el tiempo juega un papel muy importante, puesto que hay que darle al ácido tiempo suficiente para que reaccione, por lo tanto, el pozo debe ser cerrado por un tiempo, siendo algunas ocasiones no viable económicamente.

1.6.5 Depósitos orgánicos. Los depósitos orgánicos son precipitados de hidrocarburos pesados, normalmente asfaltenos y parafinas, y pueden ocurrir en la perforación, en el tubing y en el interior de la formación.

Los mecanismos por lo cuales se origina son variados y complejos, pero el principal motivo es algún cambio en las variables termodinámicas a las que está sometido el fluido del yacimiento durante el proceso de perforación, producción o in-situ en el interior del yacimiento; y el mecanismo por el cual precipitan tiene que ver con la pérdida de solubilidad en el resto de los hidrocarburos, y una vez que precipita, cristaliza.

La causa más común que produce este efecto sucede durante la producción, donde las inmediaciones del pozo pierden temperatura y presión. Estos precipitados cristalizados son removidos por solventes orgánicos, son polímeros aromáticos (benceno, tolueno), pero en casos particulares en que la composición del precipitado es mayormente de asfaltenos, puede removerse simplemente con alcohol, que es más barato.

1.6.6 Depósitos mixtos. Son depósitos compuestos por la mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, que pueden incluir también incrustaciones, lodos, sílices y arcillas.

El único remedio para este problema es la utilización de un solvente dual, que contenga un agente de dispersión orgánico (polímero aromático) y un agente de dispersión inorgánico (ácido).

1.6.7 Lodos Y arcillas. Este daño incluye la invasión de arcillas provenientes del lodo de perforación (normalmente bentonita o atapulgita) y/o por hinchamiento o migración de las arcillas inherentes de la formación.

La invasión de sólidos puede ocurrir durante los procesos de perforación, terminación o reparación del pozo, siempre que las partículas sólidas tengan un diámetro menor que el de los poros, siendo responsables de una disminución en la permeabilidad y porosidad del sistema poroso de la roca.

Cuando los filtrados provenientes del lodo de perforación, fluidos de completamiento, reparación o tratamientos de base agua pueden afectar el equilibrio entre el agua de formación o del filtrado y las arcillas de la formación. Esto normalmente se debe al balance de composición y concentración de sales. De este modo, dependiendo del tipo de arcillas y la complejidad y desviación del desbalance, las arcillas pueden precipitar, migrar, disolverse, dispersarse o distorsionarse reduciendo la porosidad efectiva del yacimiento.

1.7 DAÑO POR CAÑONEO A INTERVALOS

Hay varias razones por las cuales un pozo se puede terminar poniendo en producción solo una porción de la capa productiva (h_w). Esta penetración parcial produce una carga adicional que se considera como un tipo especial de pseudodaño, y que no es un daño verdadero. El valor del daño provocado por la penetración parcial es siempre positivo, excepto en el caso de pozos desviados. La característica del flujo en tiempos tempranos es semejante a la de un pozo produciendo mediante el espesor de la capa productiva abierta al flujo (h), y luego

de una transición, se observa el flujo de toda la formación (h_w). El fenómeno transitorio finaliza cuando todo el espesor contribuye a la producción.

En síntesis:

- La producción está limitada debido a que $h < h_w$ en pozos verticales.
- El pozo queda descentrado con respecto al radio de drenaje.
- El daño por penetración parcial puede tomar valores negativos en casos de pozos desviados, dependiendo del espesor punzado, del espesor de la formación y del ángulo de inclinación.

1.8 ANÁLISIS CUANTITATIVO DEL DAÑO DE FORMACIÓN

El daño de formación se mide mediante un coeficiente denotado por “S” que se denomina severidad. Este daño puede tener diversos valores, que pueden llegar a ser muy grandes.

Los valores que puede tomar la severidad del daño son:

$S > 0$ Pozo dañado. En este caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo.

$S = 0$ Pozo sin daño. El daño es nulo, no existen restricciones de flujo hacia el pozo. El pozo está produciendo con un diámetro igual al real.

$S < 0$ Pozo estimulado. El pozo esta produciendo mas de lo esperado, este valor puede tener que ver con alguna estimulación provocada por fracturamiento hidráulico o estimulación ácida.

1.8.1 Radio equivalente del pozo. Como la producción del pozo está íntimamente relacionada con la severidad del daño en la formación, en lugar de complicar la ecuación del índice de producción IP, es conveniente definir un radio

equivalente del pozo, donde se supone que el pozo tiene un diámetro que no es el verdadero, sino que es un diámetro virtual que depende del daño en forma directa. Se define como radio equivalente:

$$r'_w = r_w e^{-s} \quad (8)$$

De esta forma, con el radio equivalente se calcula el índice de productividad IP:

$$IP = \frac{Kh}{\alpha_r B_0 \mu \ln\left(\frac{r_e}{r'_w}\right)} = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad (9)$$

Donde

K : Permeabilidad

h : Espesor de la capa

α_r : Coeficiente de unidades (en el sistema darcy $\alpha_r = 1$)

B_0 : Factor volumétrico del aceite

μ : Viscosidad absoluta

r_e : Radio de drenaje

r'_w : Radio equivalente del pozo

r_w : Radio del pozo perforado

Q : Caudal de producción

P_e : Presión estática de la formación

P_{wf} : Presión dinámica de la formación

S : Daño total de la formación

Se sabe que el daño afecta solo a una zona en las inmediaciones del pozo, que no está muy bien definida, en la cual la permeabilidad se ve afectada. Esta zona se la denomina piel (skin) y tiene un radio medido desde el centro del pozo que puede ser estimado mediante perfiles como el microlaterolog o el perfil de proximidad.

El daño de la formación se determina mediante ensayos, pero de no tener los datos precisos puede ser estimado mediante la relación de permeabilidades y radios del skin y la formación.

$$S = \left(\frac{K}{K_{skin}} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_{skin}}{r_w} \right) \quad (10)$$

Donde

K : Permeabilidad media de la formación productiva

K_{skin} : Permeabilidad media de la zona afectada por el daño (Skin)

r_{skin} : Radio desde el centro del pozo al borde extremo del skin

r_w : Radio del pozo

La caída de presión adicional puede ser calculada mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta P = \frac{qB_o}{4\pi T} (2S) \quad (11)$$

Ecuación que depende de la temperatura (T) del yacimiento.

Como se trata de relaciones, la ecuación es independiente de las unidades que se utilicen, siempre que sean las mismas.

En condiciones normales, S toma valores entre 1 y 7 para pozos dañados, considerándose que para un $S > 7$ el daño es severo, con $S > 10$ el daño es grave. Con base en el valor que asume S se analiza si realmente conviene reparar el pozo⁴.

⁴ Estudio de daño a la formación, Marcelo Gustavo Carrión.

2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS DEL ÁREA LLANITO-GALA-CARDALES

2.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS

El área productiva Llanito - Gala – Cardales fue descubierta en los años 60 por la Empresa Colombiana de Petróleos y se encuentra localizada en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, correspondiente al sector más Norte del tren productivo del sistema de fallas de Casabe.

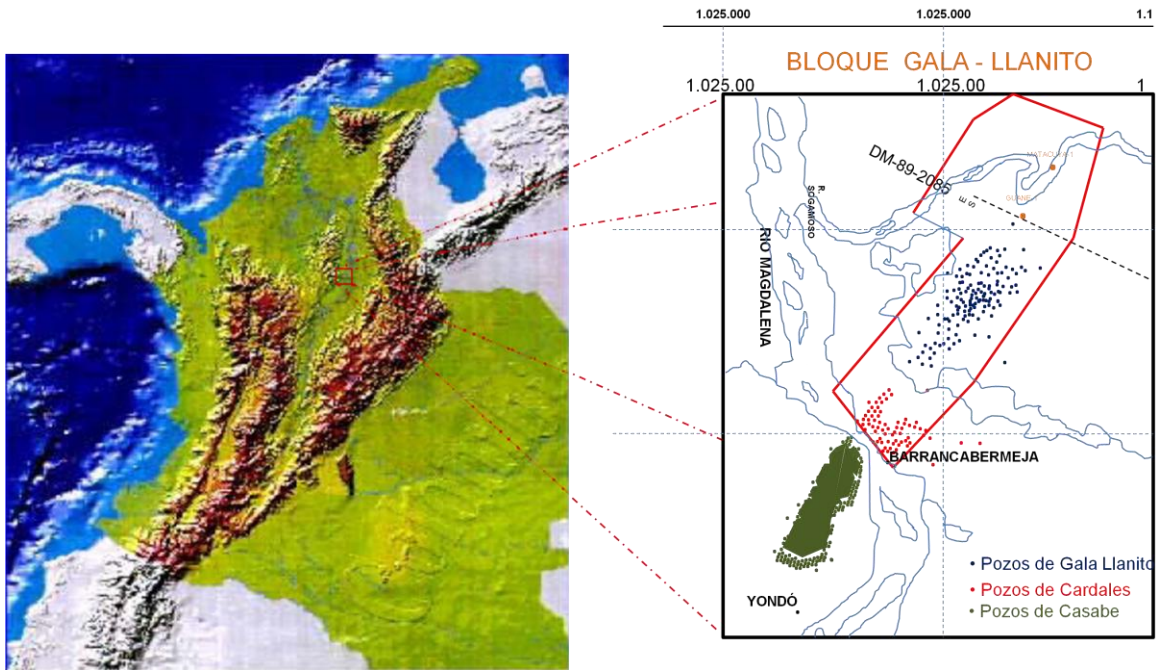
Los principales intervalos productivos lo constituyen areniscas de las Zonas B y C de la Formación Mugrosa, como segundo objetivo las Zonas A y D de la Formación Colorado y Esmeralda-La Paz, respectivamente y un intervalo arenoso del Toro Shale en todos los sectores del área.

La calidad del crudo producido varía entre 17 y 21°API y el agua de formación es de alta salinidad, en promedio de 28,000 ppm de Cl⁻.

2.1.1 Ubicación geográfica. Los Campos Llanito, Gala y Cardales están ubicados al Norte de la concesión De Mares, en el Departamento de Santander, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, al norte de la ciudad de Barrancabermeja.

Los campos Llanito, Gala y Cardales limitan al norte con el Río Sogamoso, al sur con el Campo Galán - San Silvestre, al Este con la Ciénaga de San Silvestre y al Oeste con la Ciénaga de Llanito.

Figura N° 6. Ubicación geográfica del área

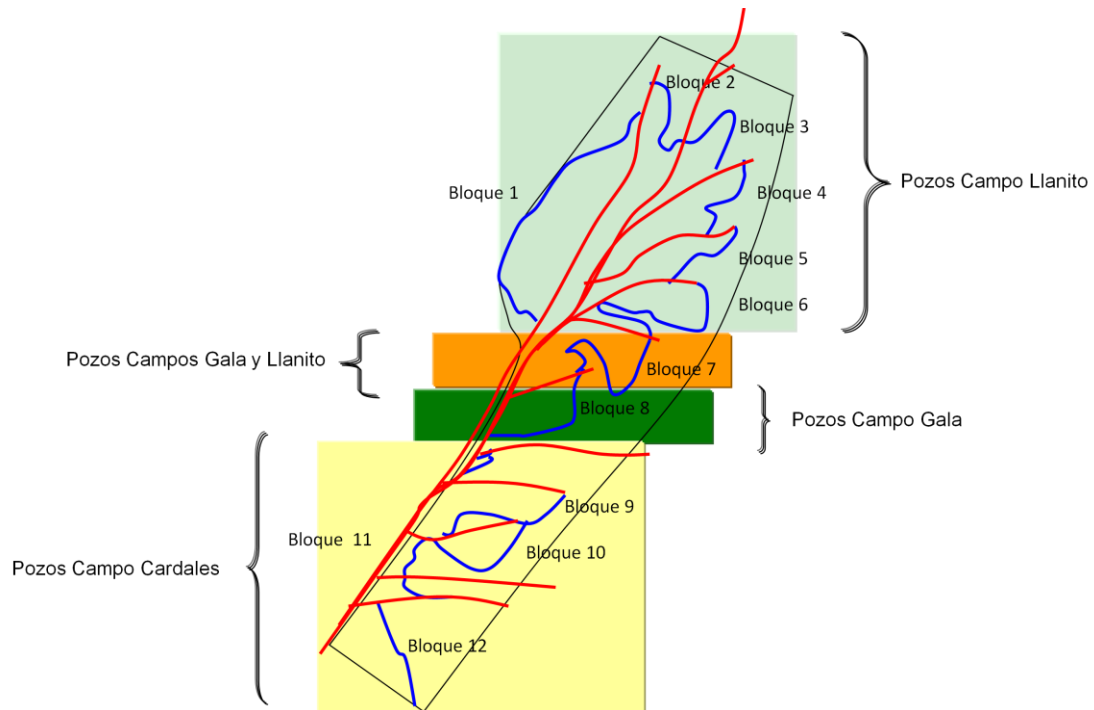


Fuente: Autores

El área Llanito - Gala tiene una extensión aproximada de 70 Km².

La Figura N° 7 representa la estructura principal (Zona B Formación Mugrosa) de los Campos Llanito, Gala y Cardales y los bloques en que se ha dividido el área.

Figura N° 7. División por bloques del área Llanito - Gala – Cardales



Fuente: Prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol s.a., superintendencia de mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

2.1.2 Historia de producción. La exploración inició el 19 de Febrero de 1955 con el pozo Llanito-1, el cual perforó las formaciones del grupo calcáreo Basal, hasta una profundidad de 13,561 pies, sin encontrar manifestaciones de hidrocarburos. A partir de la perforación del primer pozo y hasta Octubre de 1960, se perforaron siete (7) pozos adicionales, con objetivo terciario (zonas C y B de la Formación Mugrosa), sin obtener producción comercial en ellos; dos de estos pozos, Llanito 6 y 8, fueron abandonados como acuíferos.

En Diciembre de 1960, se terminó el pozo Llanito-9, en las zonas D y B, con una producción inicial de 580 BOPD en flujo natural. Este pozo se considera como descubridor del campo Llanito.

Hasta Octubre de 1964 se habían perforado cuarenta y cuatro pozos considerados como parte del primer desarrollo, de los cuales dos fueron secos y tres gasíferos. Durante 1977 se terminó el pozo Llanito Norte-1, que fue posteriormente abandonado (seco) definiendo el límite Norte del área productora.

A partir de 1981 se inicia el segundo desarrollo del campo Llanito con la perforación de 8 pozos reduciendo el espaciamiento de 120 a 60 acres. Durante este desarrollo se perforan 30 pozos, 28 de los cuales fueron productores.

A finales de 1985 se descubre el campo Gala, ubicado al sur del campo Llanito y cuyo desarrollo se completa en 1987 con la perforación de 9 pozos. Durante 1988 se perforan los pozos Cardales-1 y Yuma-1, ubicados en la parte sur del Campo Gala.

En el primer semestre del año 2004 se dio inicio a la tercera campaña de desarrollo del área, que incluyó la perforación de cinco pozos, con corazonamiento en uno de los pozos de 148 pies, donde se recuperaron 125.5 pies de los intervalos de interés en las zonas B y C de la formación Mugrosa; adicionalmente se adquirieron registros especiales como el de Resonancia Magnética y muestreo de fluidos para análisis PVT, utilizando sensor óptico de fluidos, entre otros, con el objeto de capturar información que permitiera disminuir la incertidumbre en la identificación de zonas petrolíferas con baja resistividad.

El área Llanito-Gala-Cardales continua en la fase de recuperación primaria y el sistema de levantamiento artificial utilizado es bombeo mecánico.

La presión original de yacimiento de la formación Mugrosa se estima en 2300 psi a 5200 pies BNM para la zona B y en 2600 psi a 6200 pies BNM para la Zona C. El área no cuenta con una buena historia de presión debido a la ausencia de información.

En los últimos pozos se registraron presiones de formación con la herramienta MDT encontrando que el 80% de las arenas de las zonas B y C se hallan con presión original, lo cual indica el alto potencial que existe en el área.

Del comportamiento de la producción por pozo se observa que los yacimientos muestran un descenso drástico de la presión en los primeros cinco años de producción (tasa de declinación promedio de 0.026 nominal mensual), con un posterior periodo de estabilización (declinación promedio de 0.012 nominal mensual), con base en lo cual se plantea que el mecanismo de producción predominante es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua.

El punto de burbuja medido en las zonas B y C varía según el bloque de producción entre 750 psi (zona B, Gala-9) y 2,240 psi (zona C, Llanito-12) a temperatura de yacimiento.

2.2 ANÁLISIS GEOLÓGICO DEL CAMPO

En esta sección se presenta la localización de los pozos, una breve descripción estratigráfica de las unidades de interés, un resumen de la revisión técnica y los topes esperados en cada uno de los pozos.

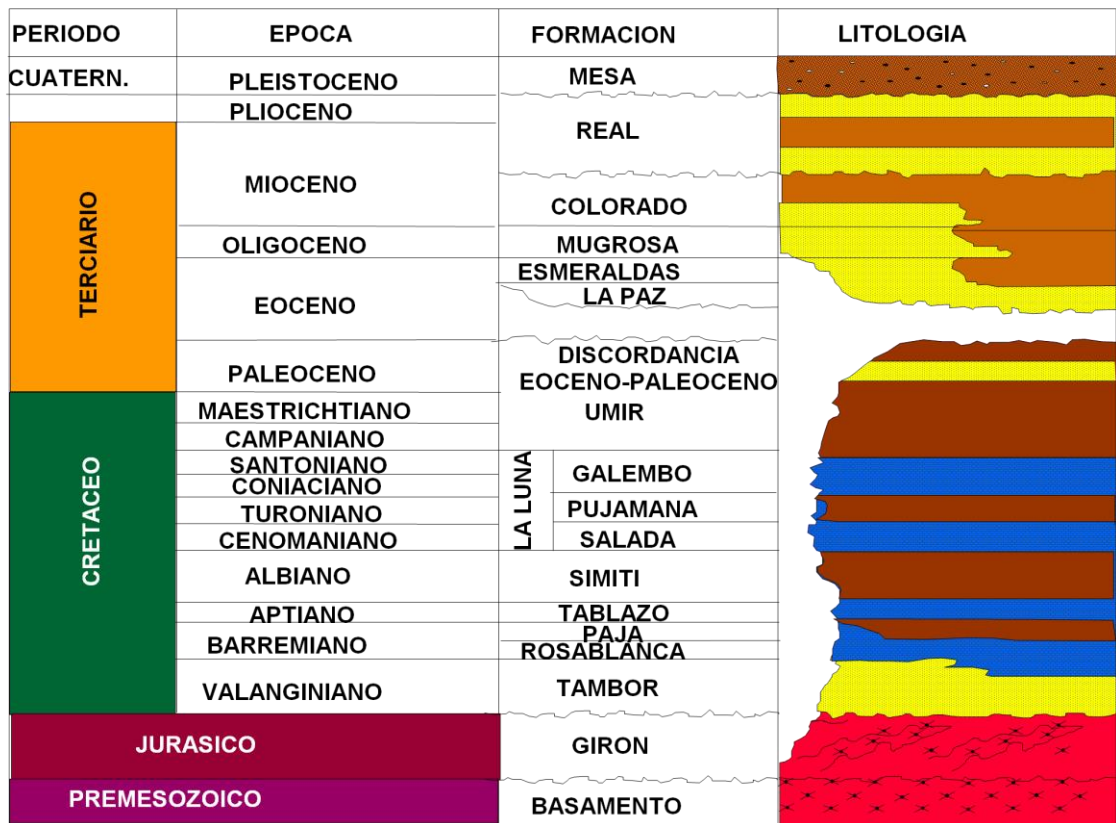
2.2.1 Estratigrafía del área. En esta área la secuencia estratigráfica presenta sedimentos que van desde el Jurásico hasta el reciente como lo muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena presentada a continuación (Figura 8).

◆ **Cretáceo.** Durante la perforación de los pozos en el área de Llanito - Gala, debido a la discordancia angular que existe entre las Formaciones del Cretáceo y el Terciario algunos pozos al atravesar la Discordancia del Eoceno encuentran

primero la Formación Umir y otros la Formación La Luna, las cuales buzanan aproximadamente 20 grados hacia el Sur.

A continuación se hace una descripción de las Formaciones Cretáceas que han sido perforadas en algunos de los pozos del área.

Figura N° 8. Columna estratigráfica generalizada del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Fuente: Prognosis - campaña de perforación Ilanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol S.A., Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

◆ **Formación La Luna.** Constituida por caliza negra a parda oscura, fosilífera, de dureza media y margas de color pardo oscuro, sublaminar, muy blanda y soluble y en menor proporción lentes de lutita gris oscura, laminar, fisil moderadamente firme.

◆ **Formación Umir.** Constituida por arcillolita gris a gris verdosa, verde clara y lutita de color gris oscuro, laminar y astillosa, fisil, moderadamente firme, con delgadas intercalaciones de arenisca cuarzosa, translúcida, de grano medio (Trazas de Chert).

◆ **Terciario.** A continuación se hace una descripción de las Formaciones del Terciario, de base a tope, las cuales tienen buzamientos muy suaves, menores de 10 grados aproximadamente.

◆ **Formación Esmeraldas – La Paz (zona D).** Predominan los sedimentos limo-arcillosos de coloración gris a gris clara, con delgadas intercalaciones hacia el tope de arenisca blanca, de grano medio a fino, de regular a buena selección, con inclusiones de materia orgánica. Espesor en el área 500 pies.

Hacia la base de esta formación es muy característico en el área un paquete de 276 pies de espesor de lutita llamada el Toro Shale, de color crema, silíceas, duras, con inclusiones microscópicas de cuarzo hialino; hacia la parte inferior presenta un intervalo de arenisca conglomerática, con matriz arcillosa, selección regular e inclusiones de materia orgánica.

◆ **Formación Mugrosa.** El tope de la formación lo marca un paquete de lutitas de aproximadamente 200 pies de espesor, con abundantes fósiles conocido como los Fósiles de Mugrosa. Esta Formación se encuentra dividida en dos zonas:

- **Zona B.** Se caracteriza por presentar una secuencia limo-arcillosa de coloraciones parda-amarillenta a gris, con intercalaciones de arenisca gris verdosa, de grano fino. La proporción de la fracción arenosa aumenta hacia la base. Su espesor promedio es de 1,400 pies.

- **Zona C.** Compuesta de arenisca gris-verdosa, grano medio a grueso, subangular a sub-redondeada, matriz arcillosa, regular a pobre selección, con delgadas intercalaciones de arcillolita gris verdosa, gris oscura, moteada, roja y blocosa. Su espesor promedio es de 550 pies.

- ◆ **Formación Colorado (Zona A).** Su tope lo constituye el horizonte la Cira Shale, compuesto por lutita gris verdosa, sublaminar, micromicácea, con inclusiones carbonáceas y de pirita. El resto de la secuencia es predominantemente arenosa con intercalaciones limo-arcillosas.

Los intervalos arenosos son de grano medio a fino, de composición silícea color gris verdoso y regular selección. Las arcillolitas son gris clara, amarilla y violeta, con inclusiones de cuarzo. Su espesor aproximado es de 2,500 pies.

- ◆ **Formación Real.** Constituida por areniscas cuarzosas de grano medio a conglomerático, subangular a subredondeado con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas; existen pequeños lentes de carbón, lignítico, micropiritoso. Desde superficie hasta los 2,660 pies de profundidad.

2.2.2 Marcadores geológicos. Los pozos del área Llanito - Gala alcanzan profundidades totales entre los 7,200 y los 8,700 pies, atravesando en la secuencia Terciaria las siguientes Formaciones: Real, Colorado, Mugrosa y Esmeralda - La Paz, y entrando parcialmente en los depósitos Cretáceos en algunos casos perforando la Formación Umir y en otras la Formación La Luna.

2.2.3 Propiedades petrofísicas. A partir de la información obtenida de los registros eléctricos de los pozos del área Llanito - Gala se desarrollaron mapas de espesor neto de arena y porosidad. En la actualidad no se cuenta con una descripción detallada de los cuerpos sedimentarios, ni con un estudio de

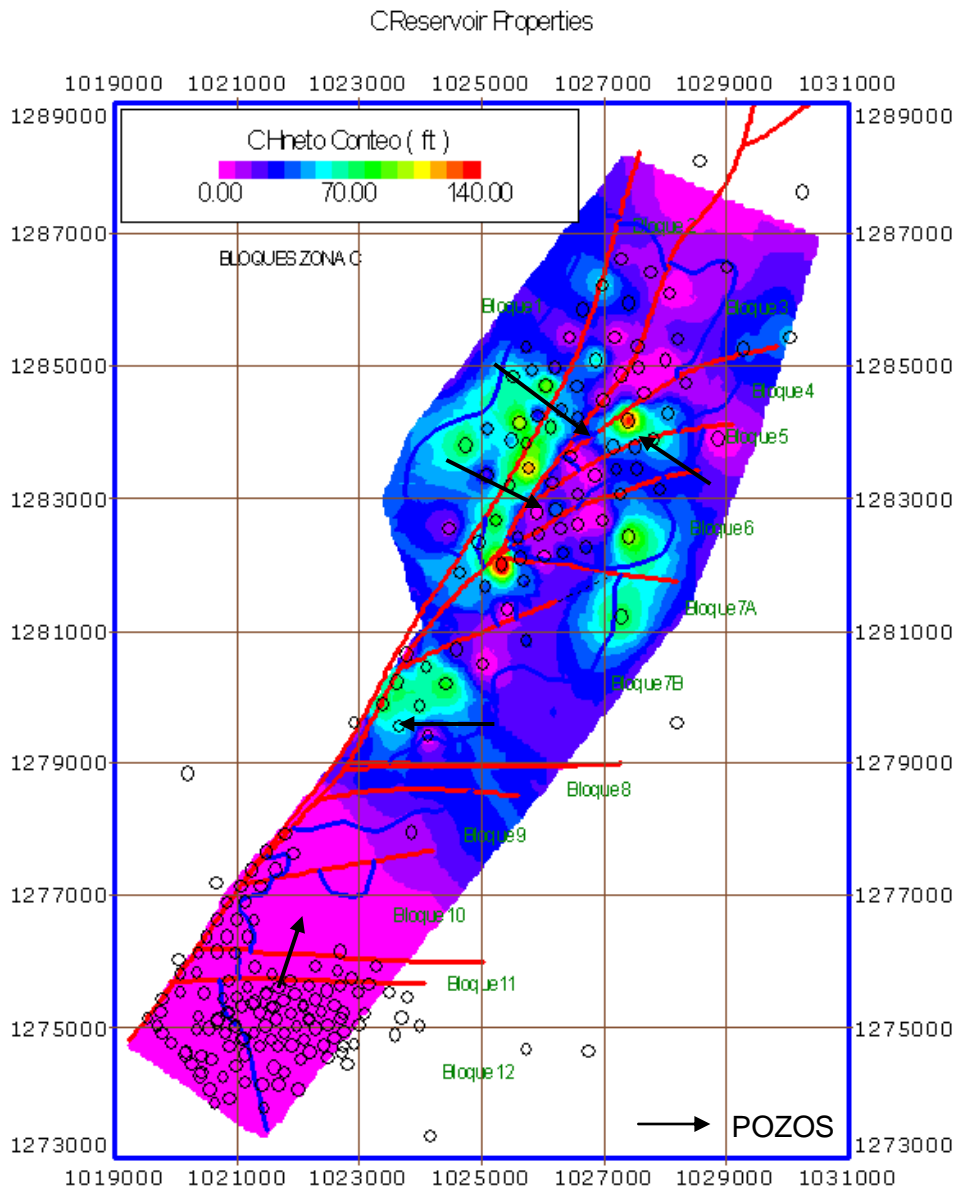
identificación de canales de flujo, razón por la cual no se presentan mapas de arenas netas petrolíferas ni de permeabilidad.

La Figuras 9 presenta el espesor neto de arena en la zona C Formación mugrosa, las Figuras 10 y 11 se presenta los mapas de porosidades efectivas de las zonas B y C formación Mugrosa.

En la zona B se observan espesores netos variando entre 20 y 220 pies y porosidades entre 12 y 22 %. En la zona C los espesores netos están entre 10 y 160 pies y las porosidades varían de 10 a 21%.

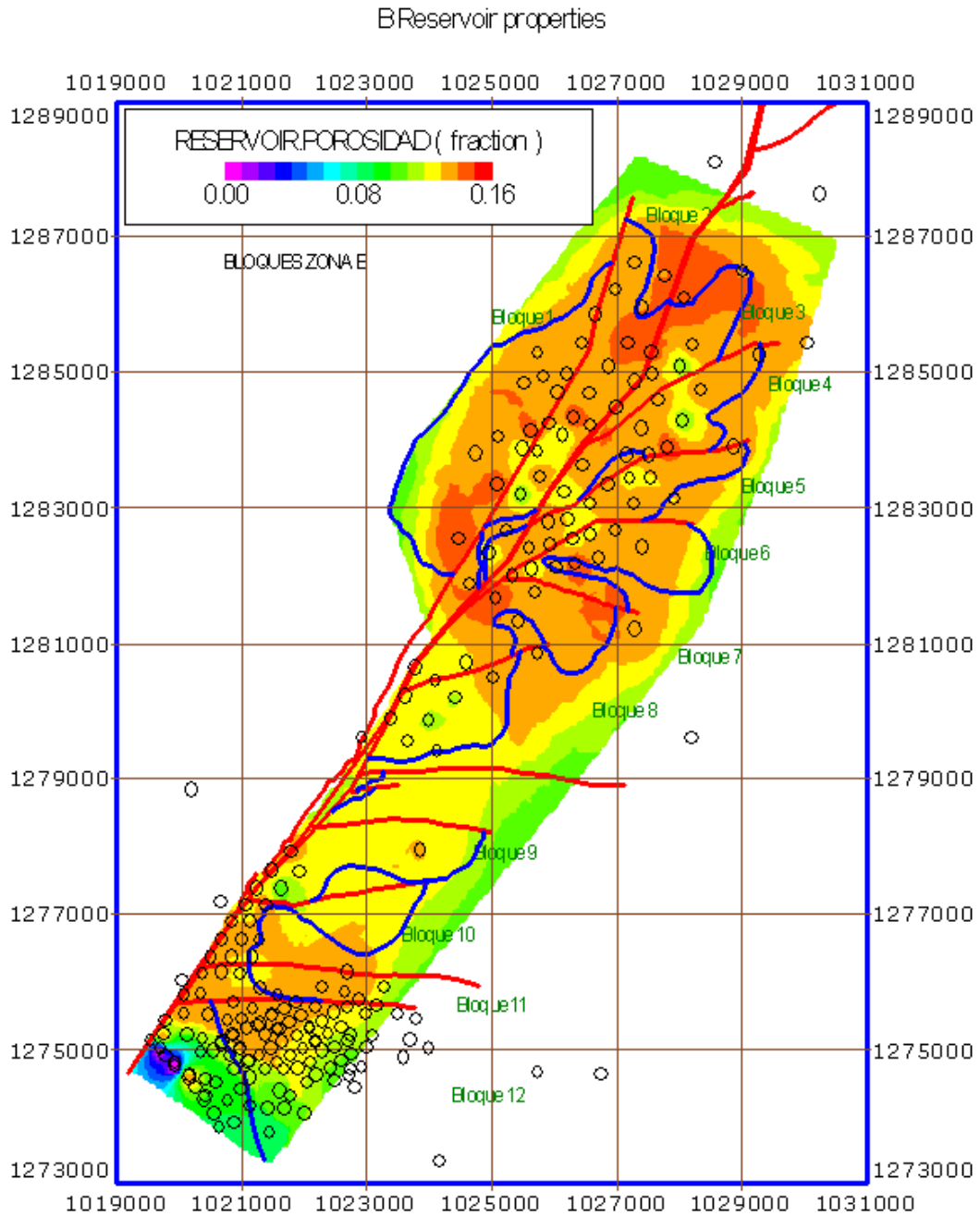
La Figura 12 ilustra la saturación de aceite inicial correspondiente a zona B de la formación Mugrosa.

Figura N° 9. Mapa de espesores netos, zona C formación Mugrosa



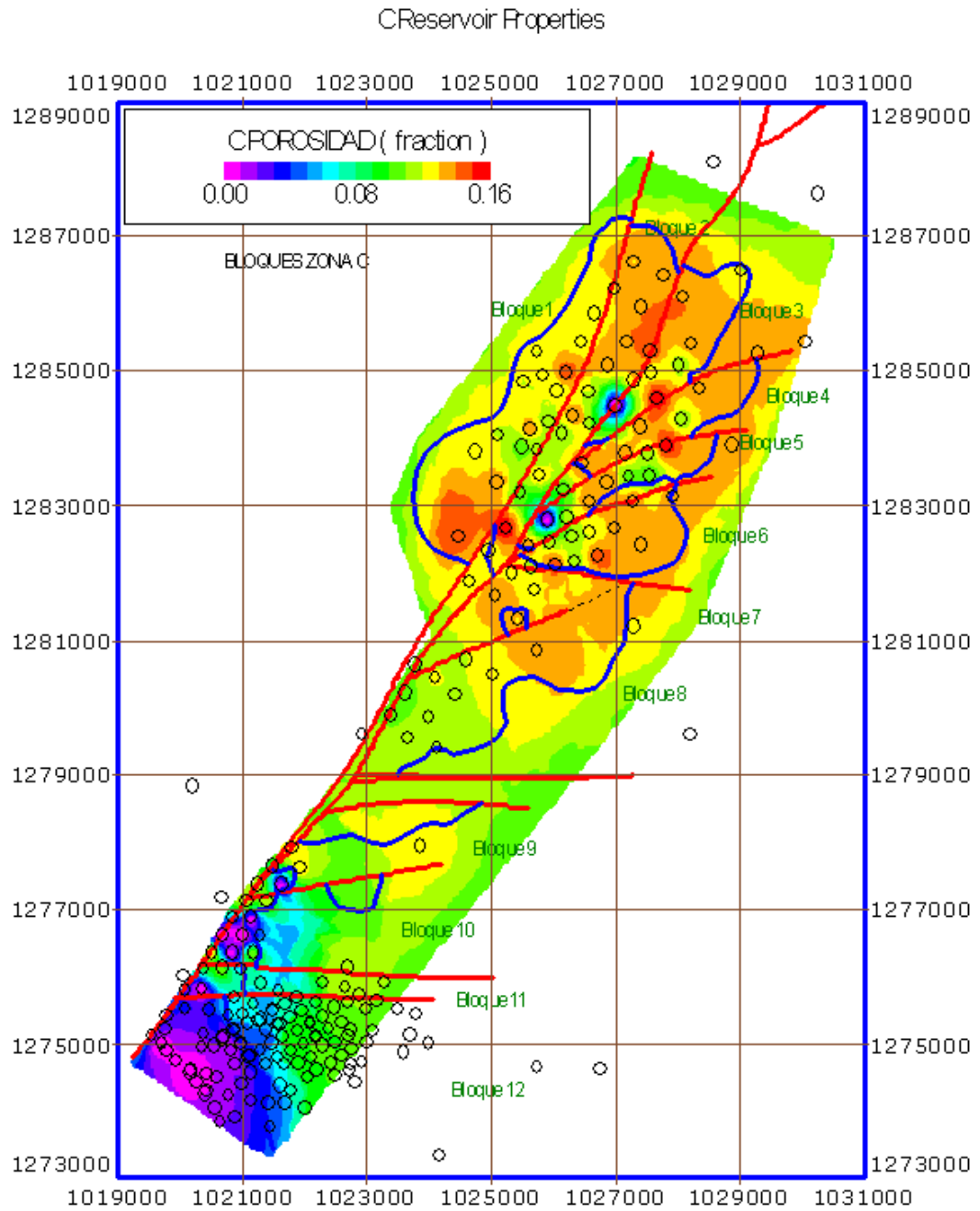
Fuente: Fuente: Prognosis - campaña de perforación Ilanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol S.A., Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

Figura N° 10. Mapa de porosidades, zona B formación Mugrosa



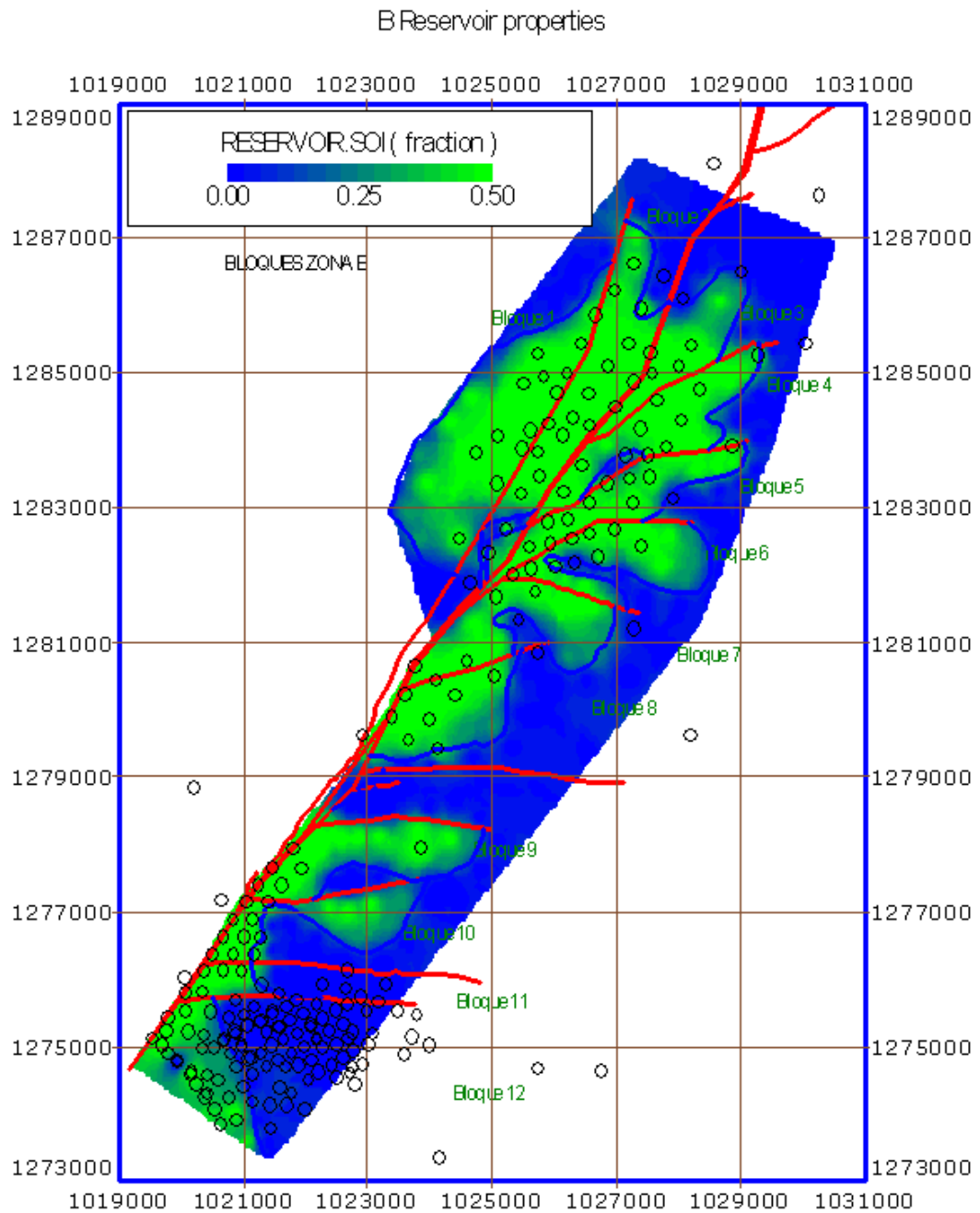
Fuente: Fuente: Prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol S.A., Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

Figura N° 11. Mapa de porosidades, zona C formación Mugrosa



Fuente: Fuente: Prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol S.A., Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

Figura N° 12. Saturación inicial de aceite, zona B formación Mugrosa



Fuente: Fuente: Prognosis - campaña de perforación llanito- gala- cardales vigencia 2007, Ecopetrol S.A., Superintendencia de Mares, gerencia regional magdalena medio, gerencia técnica de Producción, Departamento de Yacimientos y Producción.

3. IDENTIFICACIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN MEDIANTE DATOS DE CAMPO Y PRUEBAS DE LABORATORIO

Cuando un pozo está produciendo por debajo del índice de productividad y/o experimenta una tasa de declinación más alta de la esperada, se puede sospechar de la existencia de daño a la formación que puede ser causado por cualquiera de los mecanismos mencionados. Sin embargo, otros factores mecánicos operacionales tales como densidad de perforaciones limitada, tamaño del hueco, penetración parcial, mala cementación y tensión compresiva también pueden afectar la productividad del pozo.

Para un reconocimiento apropiado del problema en cualquier etapa de desarrollo del pozo y explotación del yacimiento existen varios métodos que permiten una identificación cualitativa del daño ó en otros casos se puede calcular el Skin.

A continuación se presentan algunos de los análisis y técnicas que usadas en conjunto pueden ayudar en el reconocimiento del daño de formación.

- Registros de resistividad
- Revisión histórica del pozo
- Revisión histórica de producción
- Comparación del rendimiento de producción de pozos
- Análisis de pruebas de presión: DST,PBU,PDD
- Análisis de sistema nodal
- Perfil de eficiencia de la producción
- Registro de producción
- Métodos de análisis de núcleos en laboratorio

3.1 REGISTROS ELÉCTRICOS

El grado y profundidad de la invasión del filtrado durante la perforación se puede estimar con dispositivos de resistividad o dispositivos de conductividad tales como registros de inducción dual, o combinación de estos (inducción-laterolog).

Estos dispositivos proporcionan indicios semi-cuantitativos de un posible daño durante la producción.

3.2 REVISIÓN HISTÓRICA DEL POZO

Si el problema es identificado usando DST y registros, mas allá de la investigación todavía es necesario identificar con precisión que aspectos de los programas de perforación o completamiento son responsable de la pobre respuesta de la formación. Completamiento, lodos, workover y programas de estimulación se deben revisar diariamente para verificar que no se ha realizado algún tipo de daño a la formación.

Además, los datos de pérdida de fluidos, pH en donde pueda haber ocurrido algún tipo de daño. Mediante un análisis individual del pozo se puede establecer si el pozo esta produciendo a su potencial o no.

El potencial de producción de un pozo ideal en campo, se evalúa mientras se reconoce que el potencial dependerá de los siguientes factores:

- Tipo de mecanismo de producción (mantenimiento de presión; capa de gas, acuífero, gas en solución, drenaje gravitacional)
- Estado de la depleción
- Propiedades de la roca y el fluido

El índice de productividad (IP) generalmente se calcula de acuerdo a la ley de Darcy para flujo incompresible en estado continuo mediante la siguiente expresión:

$$q_0 = \frac{7.08K_o h(P_e - P_w)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (12)$$

Donde

P_e Presión del yacimiento

$$IP = \frac{tasa}{\Delta P} = \frac{q_0}{(P_e - P_w)} [=] \frac{B/D}{psi} \quad (13)$$

Desconocido el límite del yacimiento

$$IP = \left[\frac{7.08K_o h}{\mu_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \right] \quad (14)$$

Conocido el límite del yacimiento

$$IP = \left[\frac{7.08K_o h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \frac{3}{4}} \right] \quad (15)$$

Donde

K_o , es la permeabilidad efectiva del aceite (Darcy).

h , Espesor de la formación ft.

μ_o viscosidad del aceite cp.

r_e radio de drenaje ft.

r_w radio del pozo ft.

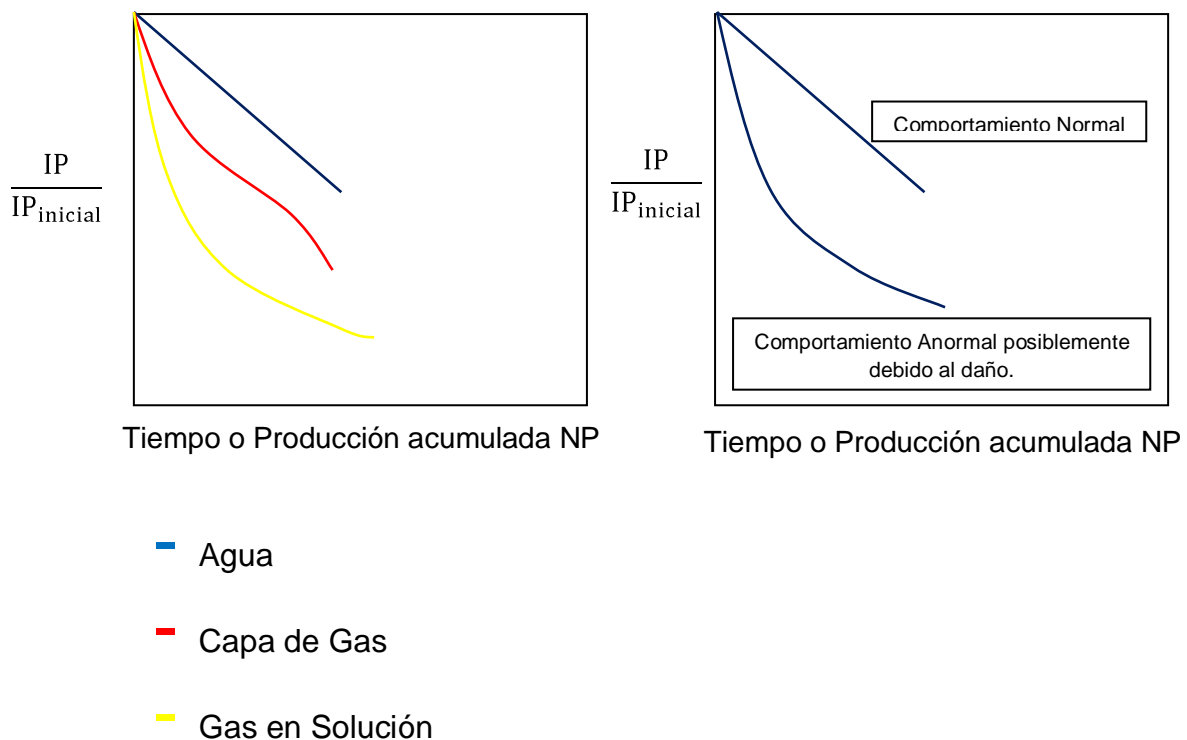
3.3 REVISIÓN DE LA HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El comportamiento de la producción de un pozo a cambios con el tiempo y el análisis de las gráficas de potencial histórico para cualquier pozo, pueden ser realmente útiles para la detección de un posible daño a la formación. Por ejemplo,

la declinación temprana de la producción luego de abrir el pozo, o la rápida declinación luego de una estimulación es un indicio típico de daño a la formación. Un cambio brusco en la tasa de producción para un comportamiento de la curva de depleción estimada, puede estar asociada algunas veces a la precipitación y depositación de depósitos orgánicos, inorgánicos y finos alrededor de la cara de la formación, o por problemas mecánicos.

En la figura 13 se puede observar el comportamiento típico de la relación $IP/IP_{inicial}$ contra el crudo producido para tres mecanismos diferentes de producción.

Figura N° 13. Comportamiento típico del IPR



Fuente: Advances in Formation Damage assessment and control strategies

El análisis del comportamiento de las curvas de producción es una herramienta muy útil para la detección del daño a la formación.

La tasa de declinación se define como el cambio fraccional con el tiempo. La ecuación que representa la tasa de declinación es:

$$D = -\frac{\Delta q/q}{\Delta T} \quad (16)$$

Donde

D: Tasa de declinación [t^{-1}].

Δq : Cambio en la tasa de producción en un intervalo de tiempo t [L^3/t].

q : Tasa de producción instantánea [t]

Pasando a términos diferenciales e integrando se obtiene:

$$D = -\frac{\Delta \ln(q)}{\Delta t} \quad (17)$$

En una gráfica semilog la ecuación toma la forma:

$$D = -2.3 \frac{\Delta \log(q)}{\Delta t} \quad (18)$$

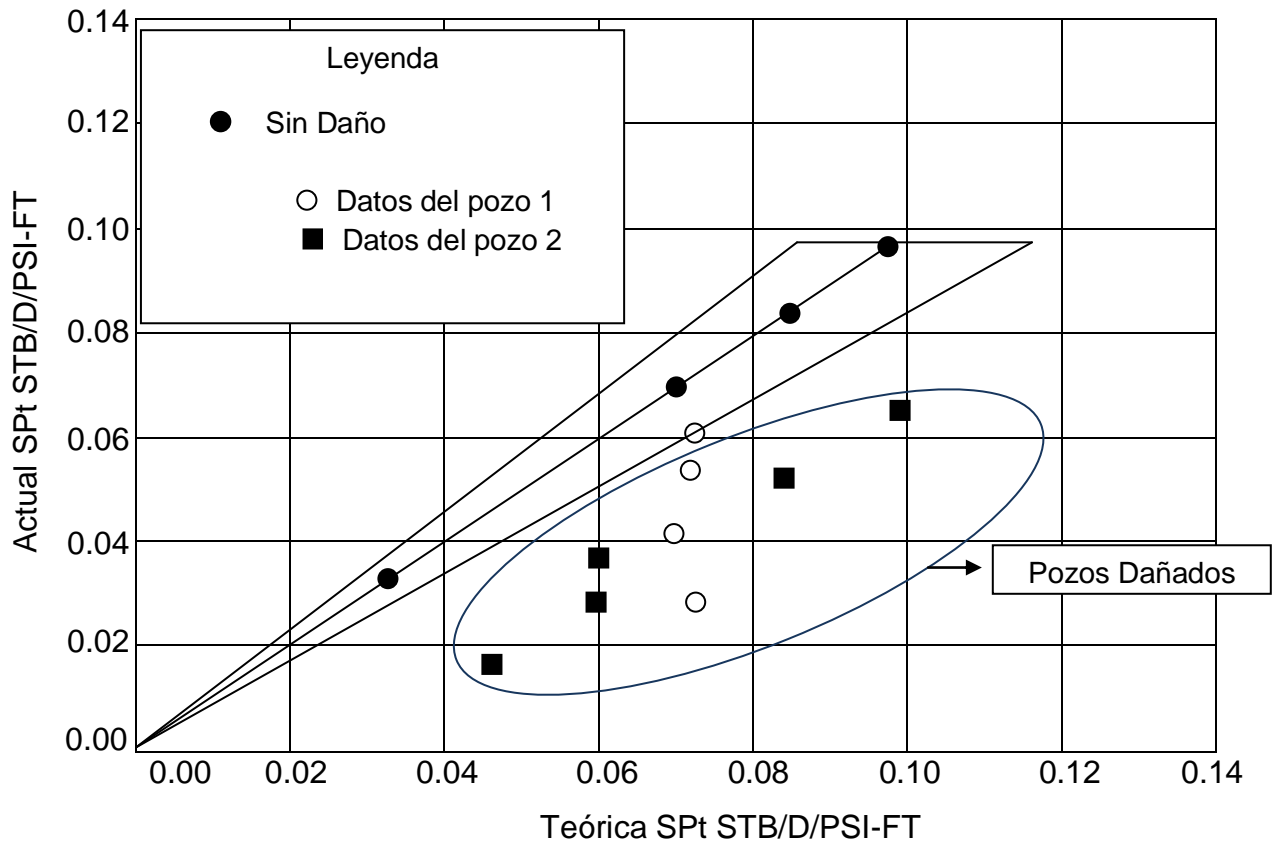
El comportamiento de la tasa de producción (q) con el tiempo se puede expresar en términos de un exponente de declinación b , y la tasa de declinación inicial D_i .

Dependiendo del valor de b se determina el tipo de declinación:

- $b=0$, declinación de tipo exponencial.
- $b=1$, declinación de tipo armónico.
- $0 < b < 1$, declinación hiperbólica.
- Tasa de producción contra tiempo.
- Logaritmo de la tasa de producción contra el tiempo.
- Tasa de producción contra producción acumulativa.
- Logaritmo de la tasa de producción contra producción acumulativa.

La figura 14. Muestra una grafica típica de logaritmo de la tasa contra el tiempo, presentando una declinación en la producción normal y otra anormal, debido al daño a la formación.

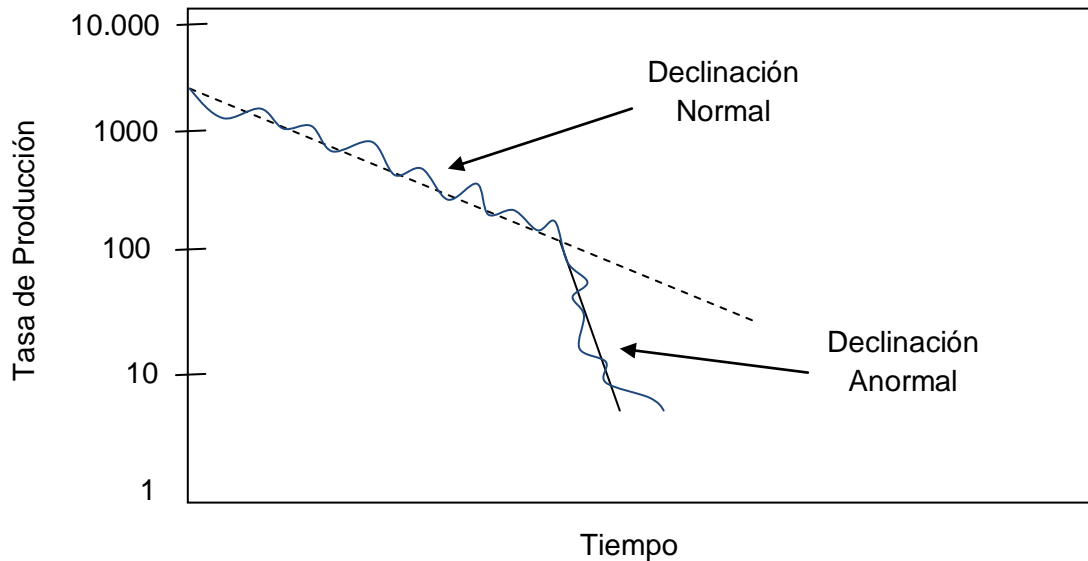
Figura N° 14. Índice de productividad actual contra teórico



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and control strategies

En la figura 15. Se muestra un pozo con un indicativo en el comportamiento de la producción de problemas mecánicos y de daño a la formación.

Figura N° 15. Producción en función del tiempo



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

3.4 COMPARACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE POZOS

Cuando un pozo presenta una declinación anormal en la producción comparado con otros pozos productores de la misma formación y de características similares, se puede sospechar hay daño a la formación en dicho pozo.

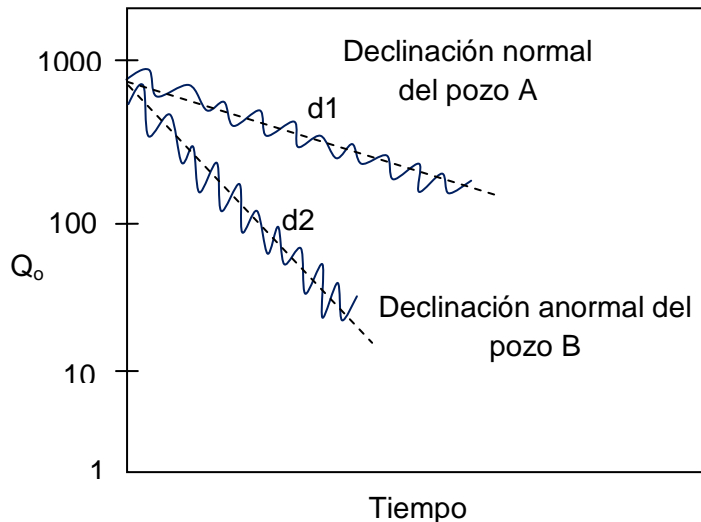
El análisis de las gráficas semi-log de la tasa de producción contra el tiempo para un pozo candidato y un pozo vecino se puede usar para comparar su tasa de declinación de producción relativa. Si los pozos candidatos muestran una alta tasa de declinación, entonces es más probable la existencia de daño a la formación.

La comparación del comportamiento de la producción entre dos pozos A y B que se encuentran en la misma formación se puede lograr computando su índice de productividad actual y teórico mediante la siguiente expresión:

$$SPI = \frac{PI}{h} = \frac{q_o}{\Delta Ph} = \frac{7.08K_0}{\mu_0 B_0 \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (19)$$

La figura 16. Ilustra el uso de SPI para evaluación comparativa de la producción en dos pozos de características similares.

Figura Nº 16. Comparación de un pozo con declinación normal con otro que presenta declinación anormal de la misma formación



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Como se muestra en la figura, $d2 > d1$ por lo tanto el pozo B presenta daño.

3.5 ANÁLISIS DE PRUEBAS DE PRESIÓN.

El análisis de las pruebas de presión es quizás la técnica de campo más efectiva para la detección del daño a la formación ya sea al inicio de la perforación (DST) o en cualquier etapa de producción del pozo con pruebas de ascenso y caída de presión que se pueden usar para establecer la existencia de daño a la formación particularmente en pozos con alto índice de productividad.

La estimación del daño se puede hacer mediante el análisis de datos propuesto por Horner, o mediante análisis de curvas propuestas por Gringarten y Bourdet. según el método propuesto por Horner.

3.5.1 Drill Steam Test. Es una prueba de presión corta que se efectúa durante la perforación utilizando una herramienta colocada en la sarta de perforación.

La herramienta aísla la formación de la columna de lodo en el anular y permite que los fluidos de la formación fluyan a la sarta de perforación mientras se registra continuamente la presión. Se puede obtener diferente tipo de información dependiendo de los dispositivos integrados en la herramienta, tales como presión inicial del yacimiento, tipo de fluidos producidos, capacidad de producción de la formación, depleción, presencia de daño a la formación, presencia de barreras o múltiples zonas y recolección de fluidos.

La forma general de la gráfica de un DST es función de la presión registrada durante el flujo o un cierre del pozo.

Si el análisis geoquímico de los ripios de perforación, establece la presencia de hidrocarburos, pero el DST muestra que el intervalo probado no es productivo, existe la posibilidad de daño a la formación.

El análisis de las curvas de presión contra el tiempo generado durante la prueba se puede usar semi cuantitativamente para determinar la severidad del daño calculando el *skin*. Es necesaria la revisión de la historia operacional para establecer cuales aspectos de la perforación pudieron generar daño.

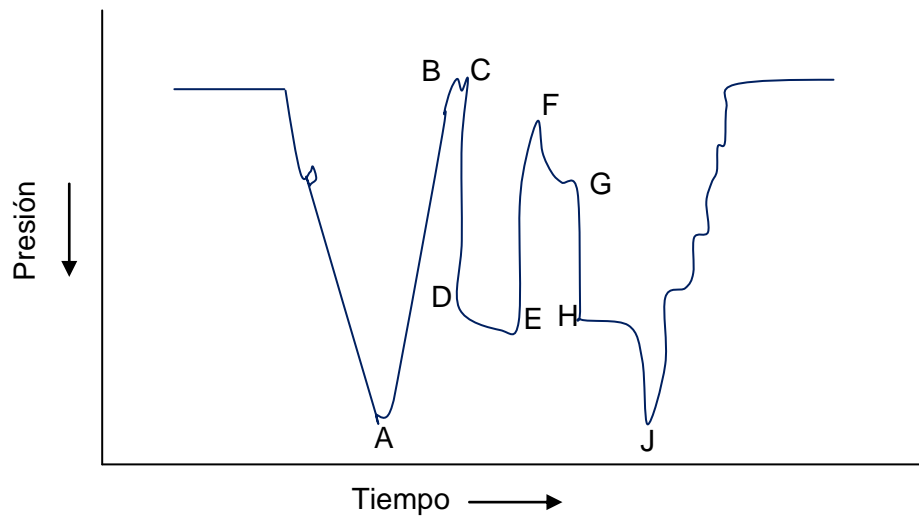
En la figura 17. Se muestra una prueba DST típica donde se presenta una zona de alta permeabilidad dañada. Las siguientes son características del daño en una carta de un DST:

- Radio de curvatura corto a través de CDE
- Una pendiente casi horizontal a lo largo de DE
- Un ascenso pronunciado después de un periodo de cierre (EF)

- Alta presión diferencial entre la presión de cierre y de flujo (EG).

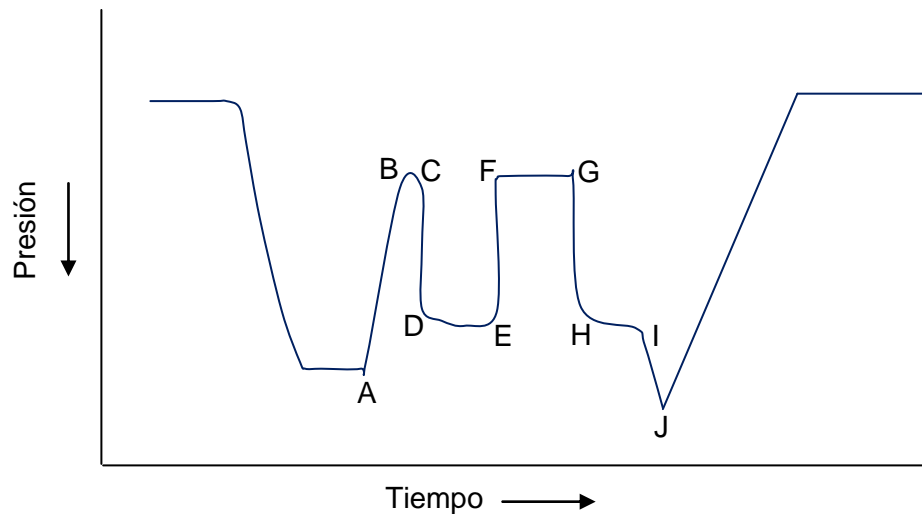
En La figura 18. Se muestra una carta DST de una formación de baja productividad dañada.

Figura N° 17. Carta típica de un DST con daño a la formación en una zona de alta Productividad



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

Figura N° 18. Carta de una prueba DST mostrando daño en una zona de baja productividad.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

3.5.2 Prueba de ascenso de presión. El análisis de los datos de la prueba permite calcular el *skin* S. Cerca de la cara de la formación se presenta daño o restricciones.

En una prueba de ascenso de presión, el daño (*skin*) se puede determinar mediante la siguiente expresión⁵

$$S = 1.1513 \left[\frac{P_{1h} - P_{wf}}{m} - \log \left(\frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} \right) 3.2275 \right] \quad (20)$$

Donde:

P_{w1hr} : Presión a 1 hora

k: Permeabilidad de la formación, md.

⁵ Lee, Jhon. "Well Testing"

ϕ : porosidad (fracción.)

μ : viscosidad.

C_t : compresibilidad total, psi-1

3.6 ANÁLISIS NODAL

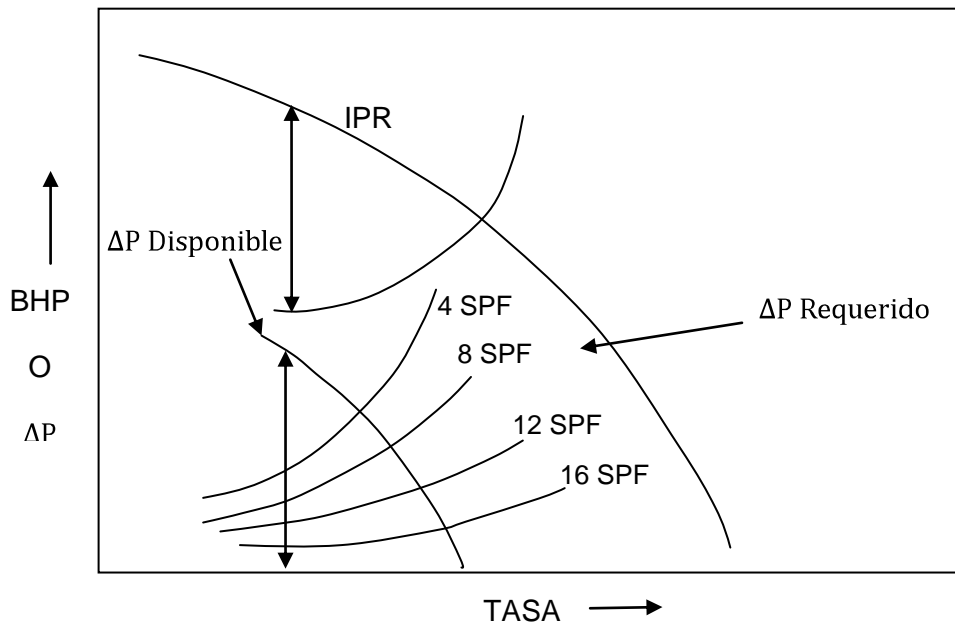
El análisis nodal se define como una aproximación para la optimización de pozos de crudo y gas a través de la evaluación del sistema de producción.

En este método “análisis de flujo del pozo” donde cada componente (o nodo en un sistema) del pozo se examina respecto al efecto que ha tenido con los componentes vecinos para determinar la contribución a cualquier restricción de flujo. Por ejemplo, si las perforaciones son demasiado grandes, la caída de presión del fluido fluyendo a través de las perforaciones será tan alta que el pozo no podrá tener suficiente presión diferencial para fluir hasta la superficie.

La caída de presión a través del completamiento varía con los siguientes parámetros de completamiento: Longitud del intervalo perforado, diámetro de perforación, longitud del canal de perforación, y permeabilidad del canal.

En la figura 19 se muestra una curva típica de análisis nodal la cual permite determinar la tasa óptima de producción para varias consideraciones mecánicas en el fondo del pozo. Comparando el comportamiento actual y el esperado, es fácil establecer que el pozo no está produciendo a su capacidad total y que puede estar presente el daño a la formación.

Figura N° 19. Gráfica de una curva típica de análisis noda



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

3.7 EFICIENCIA DEL PERFIL DE PRODUCCIÓN

Es una técnica basada en la eficiencia del perfil de producción para la evaluación del comportamiento del pozo. Esta técnica es análoga al análisis noda. Sin embargo, la técnica relaciona el radio del posible daño que el autor llama “volumen poroso incremental, IPV” y “velocidad del fluido incremental, IFV”.

El radio desde la cara del pozo hasta cualquier zona del yacimiento se grafica en función del IPV y IFV.

El punto de intersección de los perfiles define un “radio crítico, R_{c1} ” particular para la producción inicial del yacimiento y presión inicial, P_1 .

Si la producción actual se usa para computar un nuevo perfil IFV, la nueva intersección definirá R_{c2} para la presión actual P_2 .

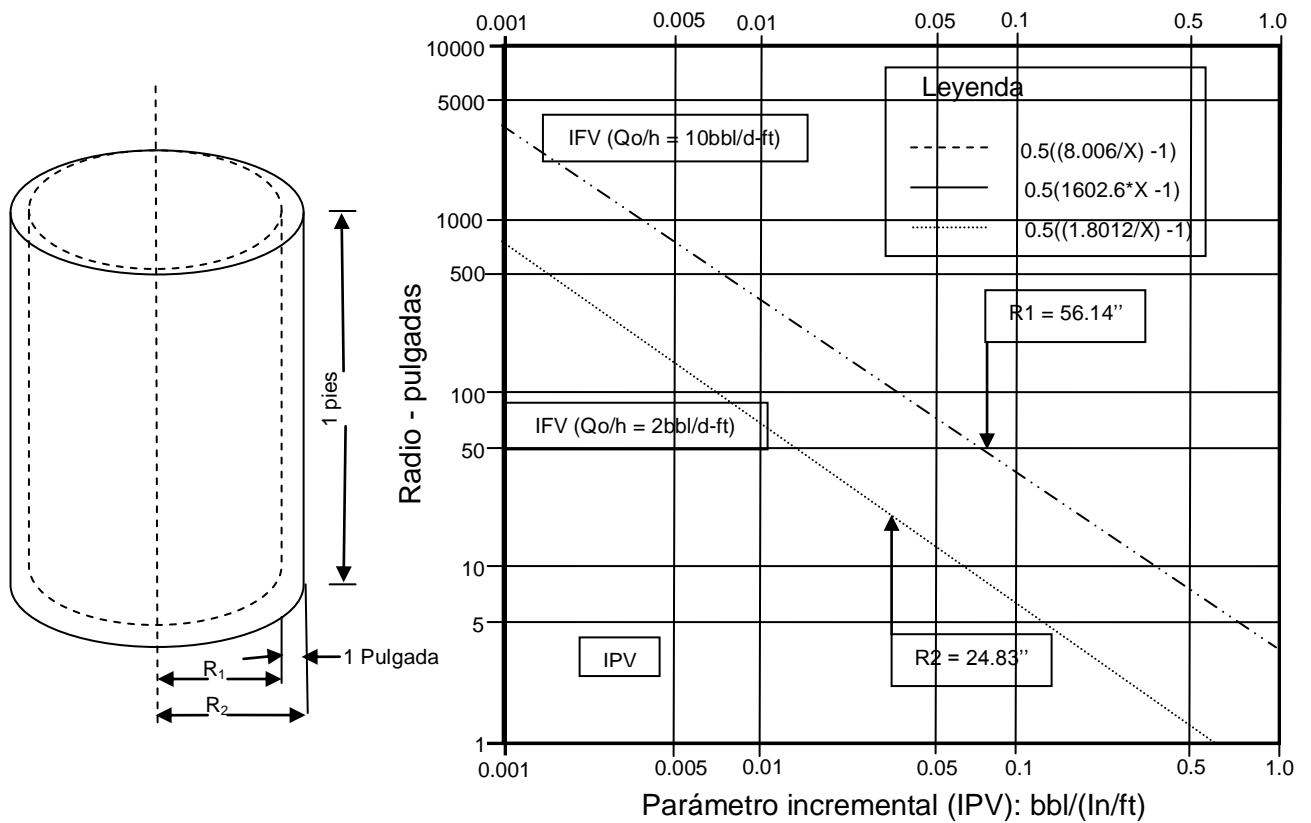
Si la proporción $\frac{R_{c1}}{R_{c2}} = \frac{P_2}{P_1}$, el pozo está operando a una tasa óptima.

Si la relación $\frac{R_{c1}}{R_{c2}} > \frac{P_2}{P_1}$, el pozo está operando a una tasa por encima de la óptima.

Si $\frac{R_{c1}}{R_{c2}} < \frac{P_2}{P_1}$ el pozo está produciendo a una tasa por debajo de la óptima, posiblemente debido al daño.

En la figura 20, se muestra esquemáticamente un cascarón cilíndrico alrededor del pozo el cual ilustra el concepto del perfil de eficiencia de producción (PEP), y su aplicación.

Figura N° 20. Perfil de eficiencia de producción (PEP) y su aplicación.



Fuente: Advances in Formation Damage assesment and Control Strategies

El volumen poroso, V_{p1} , en un radio, R_1 (pulgadas), desde la cara de la formación está dada por:

$$\frac{V_{p1}}{h} = \pi \left[\frac{R_1}{12} \right] \phi \frac{(1 - S_w)}{5.615} [=] \frac{BBl s}{ft} \quad (21)$$

A un radio R_2 , donde $R_2 = R_1 + 1$ inch (22)

$$\frac{V_{p2}}{h} = \pi \left[\frac{R_2}{12} \right] \phi \frac{(1 - S_w)}{5.615} [=] \frac{BBl s}{ft} \quad (23)$$

El volumen poroso incremental (IPV), ΔV_p en 1 ft de alto por 1 pulgada de espesor está dada por:

$$\frac{\Delta V_p}{h} = \pi \phi \frac{(1 - S_w)}{5.615} \left[\left(\frac{R_2}{12} \right)^2 - \left(\frac{R_1}{12} \right)^2 \right] \quad (24)$$

$$\frac{\Delta V_p}{h} = \frac{\pi}{144} \phi \frac{(1 - S_w)}{5.615} [(R_2^2 - R_1^2)] \quad (25)$$

$$\Delta V_p = 0.0039 \phi (1 - S_w) [(R_2^2 - R_1^2)] \quad (26)$$

Pero

$$R_2 = R_1 + 1'' \text{ y } R_2^2 - R_1^2 = (R_2^2 + R_1^2)(R_2 - R_1) \quad (27)$$

Entonces

$$R_2^2 - R_1^2 = 2R_1 + 1 \quad (28)$$

$$IPV = \frac{\Delta V_p}{h} = 0.0039 \phi (1 - S_w) (2R_1 + 1) [=] \frac{bbl s}{in / ft} \quad (29)$$

Si la producción a través del intervalo está dado por Q_0 (STB/D), entonces la unidad de producción por unidad de espesor es:

$$\frac{Q_0}{A} \phi (1 - S_w) = \left[\frac{\frac{Q}{h}}{2\pi R h \phi ((1 - S_w))} \right] \quad (30)$$

La velocidad intersticial del fluido, U , a un radio R_1 es dada por:

$$U [=] \frac{in}{min} = \frac{\left(\frac{Q_0 (STB/min/ft) (5.615 \times 12)}{1440 h} [=] ft^3 / BBl * in / ft \right)}{2\pi \left[\frac{R_1 + R_2}{2 \times 12} \right] \phi (1 - S_w) h} \quad (31)$$

Reemplazando IPV, se obtiene la velocidad incremental del fluido (IFV)

Donde

R_1 , pulgadas.

S_w , fracción.

φ , fracción.

3.8 REGISTRO DE PRODUCCIÓN

El registro de producción puede ser usado como una técnica complementaria para la detección del daño a la formación.

El principal propósito del registro de producción es monitorear el movimiento del fluido dentro o fuera de la tubería o monitorear el movimiento de los contactos de los fluidos.

Los perfiles de producción o inyección se pueden usar para detectar contribuciones al flujo de varios intervalos perforados además para aislar cuales zonas pueden ser dañadas.

Dos técnicas que prestan fácilmente al análisis: son el *Spinner Flowmeter* y Gradiomanómetro.

3.9 MÉTODOS DE ANÁLISIS EN LABORATORIO

Los métodos de laboratorio de análisis de corazones para el reconocimiento del daño a la formación se clasifican en análisis petrográfico del yacimiento, y pruebas de flujo en corazones.

Existen diferentes técnicas que permiten identificar propiedades mineralógicas de la roca, tales como tipo, cantidad y ubicación espacial de arcillas, profundidad de invasión, densidad de la roca, morfología de la red poral, entre otras.

Las pruebas de análisis petrográfico mas utilizadas son la fluoroscopia de rayos X, análisis de sección delgada, SEM, Cryo-SEM y difracción de rayos X.

Existen otras pruebas de análisis petrográfico no convencionales como son Mineralog y Análisis petrográfico de imágenes (PIA). Todas estas técnicas mencionadas se pueden usar para complementar el estudio de daño a la formación en laboratorio.

A continuación se describe la finalidad de cada una para poder seleccionar aquellas que sirven en un estudio de daño específico.

3.9.1 Fluoroscopia de rayos X. Esta técnica usa tecnología de rayos x, el cual permite observar el grado y alcance de la invasión del lodo de perforación, que ha sido adaptada para examinar corazones consolidados o in consolidados en “liners” (fibra de vidrio, aluminio) para establecer la presencia de barita del lodo de perforación. Esto permite ver los patrones de invasión radial y la invasión a lo largo de los planos y/o fracturas.

3.9.2 Tomografía computarizada (CT Scanning). Con esta técnica se puede observar imágenes en dos o tres dimensiones de la invasión fluidos externos en el plug (como filtrado de lodo, o cemento).

Se puede observar la distribución de la densidad de la roca.

La caracterización tridimensional de la invasión del lodo es reconstruida a partir de una secuencia de imágenes de secciones transversales, que son generadas con técnicas de imagen desarrolladas inicialmente para radiología médica.

El análisis del daño a la formación usando equipos modernos proporciona datos sobre saturación de fluidos, número atómico y porosidad.

Los patrones de invasión uniforme y no uniforme, son reconocidos claramente con el CT scanning. Con esta técnica también se puede determinar laminaciones arena – arcilla, orientación del corazón, visualización de fracturas, invasión de filtrado, taponamiento del poro⁶.

3.9.3 Mineralog. Los datos de minerales son necesarios para evaluar la sensibilidad de rocas del yacimiento al potencial de daño a la formación.

Los datos cuantitativos (+-5%) se pueden determinar rápidamente por espectroscopia infrarroja de transformadas de Fourier (FTIR).

Actualmente el conjunto cuantitativo de los minerales base incluye cuarzo, plagioclasa, potasio, feldespato, calcita, dolomita, siderita, pirita, y arcillas totales. La identificación cuantitativa de arcillas se divide en tres grupos: caolinita, clorita y esmectita – ilita. Esta tecnología se puede usar para identificar minerales amorfos incluyendo ópalo y chert.

Para el análisis FTIR se utilizan rípios de perforación y corazones convencionales y *sidewall*. Esta tecnología es una excelente herramienta de screening para una rápida identificación cuantitativa del mineral.

⁶ 34 R.E. Gilliland, Mobil E&P U.S. Inc., and M.E. Coles “Use of CT Scanning in the Investigation of Damage to Unconsolidated Cores” SPE 19408

Para un análisis mineralógico detallado se usan las siguientes técnicas:

3.9.4 Difracción de rayos X (XRD). La mineralogía de la mayoría de las arcillas (menos de 4 micrones) puede ser determinada aproximadamente y rápidamente por análisis XRD. Permite identificar y cuantificar todos los minerales analizando por separado las fracciones de arena y arcilla, siendo una buena técnica disponible para determinar la mineralogía de las arcillas.

3.9.5 Petrografía de secciones delgadas (TSP). Estudios de alta calidad de secciones delgadas se pueden realizar a partir de ripios de perforación, corazones convencionales y “sidewall” del pozo por impregnación de muestras bajo vacío o presión con nitrógeno (1500 psi) con tintura azul epoxi.

El análisis petrográfico de estas secciones delgadas proporciona información detallada acerca de los detritos, de los componentes de la matriz y el cemento.

Estos análisis también proporcionan datos sobre el tipo, naturaleza, cantidad y distribución de la porosidad visible.

Esta técnica es el mejor indicador de la textura de la roca, sorteamiento y tipo de porosidad (primaria, secundaria, o de fractura). Es la mejor técnica para determinar la ubicación y abundancia relativa de los detritos y arcillas autigénicas y la relación entre la cantidad de detritos, matriz componentes del cemento y la porosidad⁷.

3.9.7 Scanning electron microscopy (SEM) cryogenic. Se desarrolló usando un análisis EDX (Energy Dispersive X-Ray) que permite determinar la distribución de sólidos y fluidos en el espacio poroso.

⁷ H. Ruelink B.V, D, Harville, Quantitative Analysis of Bulk Mineralogy: The Applicability and Performance of XRD and FTIR. SPE 23828

Desde hace algunos años, el Cryo-SEM ha llegado a ser una herramienta poderosa para estudiar la mojabilidad a escala poral por visualización directa de la distribución de fluidos dentro de el material del yacimiento⁸

3.9.8 Análisis petrográfico de imágenes (PIA). La tecnología PIA usa sistemas de análisis de imágenes de alta velocidad acoplados a un microscopio petrográfico para medir las características geométricas del poro. Estas características están relacionadas con una calibración de datos para generar índices petrográficos precisos (p ej. porosidad, permeabilidad, factor de formación, presión capilar).

El análisis petrográfico de imágenes es muy útil en la evaluación del grado de daño (dilatación/compactación).

⁸ M. ROBIN, R. COMBES, E. ROSENBERG, Cryo-SEM and ESEM: New techniques to Investigate Phase Interactions within Reservoir Rocks. SPE 56829

4. METODOLOGÍA DE LABORATORIO PARA LA REALIZACIÓN DE LAS PRUEBAS

La metodología utilizada en la realización de las pruebas para los pozos en estudio, se hizo según metodologías aplicadas en el ICP, API RP 40 de 1988, y base teórica, Mobile fines management and concept of critical velocity – advanced rock properties (Core Laboratories), para la realización de las mismas.

4.1 PROCEDIMIENTO PARA LA REALIZACIÓN DE LA PRUEBA

Se tuvieron en cuenta dos procedimientos:

- Procedimiento de ensayo sensibilidad de la formación a salmueras
- Procedimiento de ensayo tasa crítica de flujo

4.1.1 Procedimiento de ensayo sensibilidad de la formación a salmueras.

Este procedimiento describe los pasos para evaluar la máxima tasa de flujo a la que se puede desplazar una muestra sin que exista migración de finos y/o taponamiento del canal de flujo, tanto a condiciones de laboratorio como de yacimiento^{9x}.

◆ Preparación de la prueba

➤ **Selección de muestras.** La selección de muestras, se realiza de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- Permeabilidad media de la formación objeto de estudio.

⁹ Recommended Practice API RP 40 February 1998 y base teórica “Mobile Fines Management and Concept of Critical Velocity - Advanced Rock Properties (Core Laboratories).

- Contenido mínimo de arcillas.
- Grado de cementación representativo de la formación.
- Características físicas

➤ **Arreglo de muestras.** Cuando no se dispone de corazones largos, la solución es unir corazones cortos de tres a seis pulgadas de longitud para hacer un corazón compuesto o arreglo en serie de corazones. En algunos casos, las muestras pueden ser de pozos diferentes pero deben pertenecer a la misma formación, esto se realiza con el fin de determinar un comportamiento promedio del flujo de fluidos para una región específica del yacimiento. La figura 21 muestra este tipo de arreglo, donde muestras A y B pertenecen a pozos diferentes.

Figura N° 21. Arreglo en serie de corazones



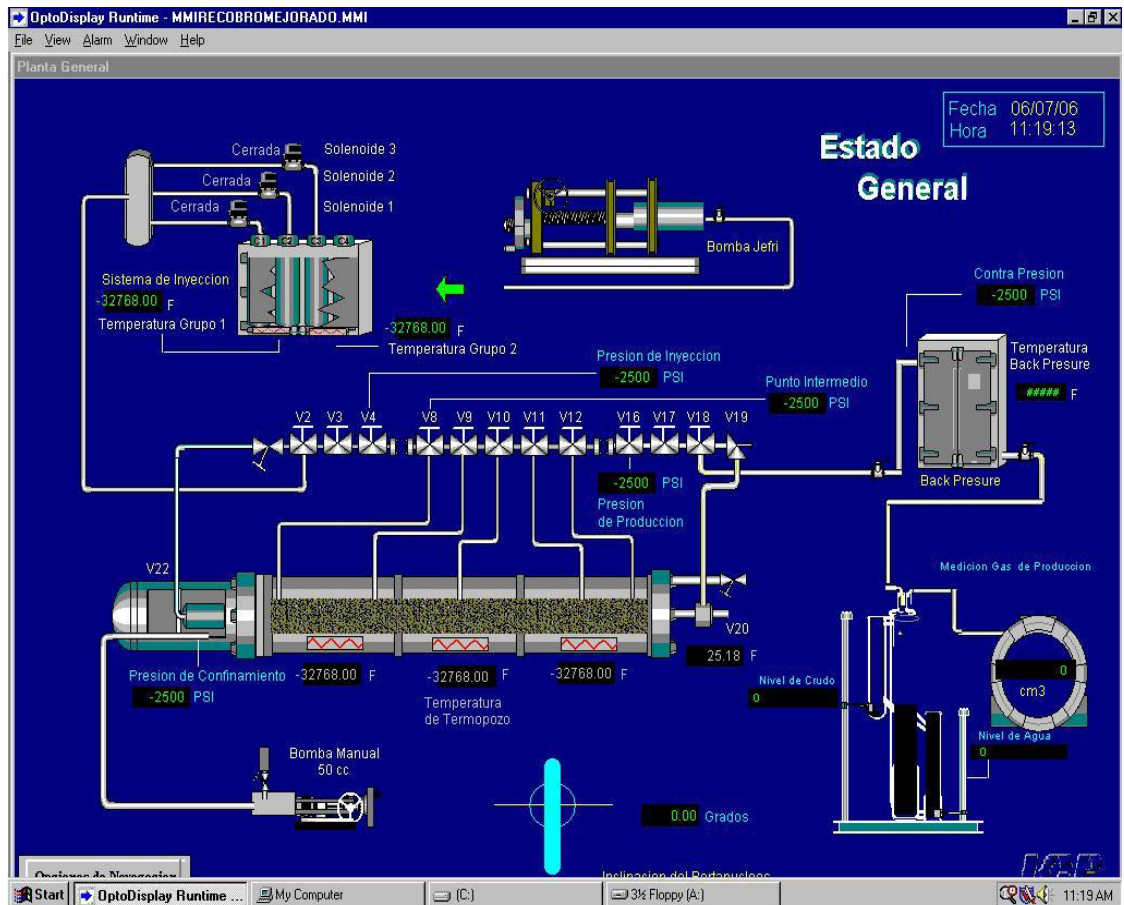
Fuente: Autores

➤ **Determinación de condiciones de trabajo**

- Presión de confinamiento.
- Presión de inyección.
- Temperatura de trabajo.
- Tasa de flujo a utilizar durante la evaluación. Las tasas estándar en el laboratorio están en un rango de 0.5 - 4.0 cc/min. Con incrementos entre tasa de 0.3 cc/min.
- Fluido de saturación
- Control y monitoreo de **SCAD**

La figura 22 muestra un pantallazo del sistema de monitoreo de núcleos utilizado en el laboratorio de Recobro mejorado

Figura N° 22. Pantallazo del sistema de monitoreo de núcleos SCAD



Fuente. Procedimiento general de pruebas de desplazamiento. ICP

- Determinar la reología (viscosidad y densidad) de los fluidos a utilizar a las condiciones de presión y temperatura de trabajo.
- Preparación de equipo.
- Escoger el medidor de diferencial de presión, de acuerdo a los rangos establecidos en el equipo, chequear el rango mínimo y máximo del medidor de

diferencial de presión.

◆ **Procedimiento de ensayo.** La evaluación de la tasa crítica se puede realizar sobre muestras restauradas o no restauradas, además a condiciones de permeabilidad efectiva o absoluta.

El procedimiento presentado a continuación, describe la forma general de desarrollar el ensayo, algunos pasos pueden ser omitidos durante el desarrollo del capítulo según sea el caso.

- Saturación de la muestra, con el fluido de saturación seleccionado
- Montaje de muestra en equipo de desplazamiento.
- Iniciar desplazamiento del fluido de saturación inicial (agua), hasta ± 10 volúmenes porosos (vp) estables, registrando en todo momento la variación del diferencial de presión (ΔP) o variación de la permeabilidad (K) en **SCAD**.

Según norma API RP 42 “El equilibrio de permeabilidad se define como la permeabilidad a la cual 10 vp adicionales desplazados producen menos del 5% en el cambio de la permeabilidad evaluada”.

- Desplazar aceite mineral, seleccionado y preparado. llevar la muestra a S_{wirr} , evaluando permeabilidad hasta ± 10 vp estables (Registrando en **SCAD**).
- Desplazar crudo ± 10 volúmenes porosos. Restaurar mojabilidad.
- Desplazar aceite mineral hasta ± 10 vp estables. Registrar en el sistema de adquisición de datos **SCAD** en todo momento la variación del diferencial de presión (ΔP) o variación de la permeabilidad (K).

- Desplazar agua, Hasta llevar la muestra a Sor, monitoreando la permeabilidad hasta ± 10 vp estables. Registrando en SCAD.

- Cambiar a segunda tasa de estudio, con desplazamiento continuo de agua hasta ± 10 vp estables registrando permeabilidad en SCAD.

- Cambiar sucesivamente a los demás caudales preestablecidos según el paso anterior, hasta encontrar una variación súbita de permeabilidad.

- Al finalizar la prueba, restablecer las condiciones de trabajo a condiciones de laboratorio y terminar el registro y control de la prueba desde el sistema de control (SCAD).

- Desmontar muestra y enviarla a análisis básicos para su limpieza y almacenamiento.

- Reportar del ensayo los siguientes resultados:
 - Identificación de muestras recibidas en formato de recepción de muestras.
 - Identificación y datos generales de la muestra.
 - Características de los fluidos utilizados.
 - Balance volumétrico de la muestra.
 - Datos de operación y seguimiento de la prueba.
 - Registro en disquete de las variables de la prueba reportadas por el sistema de control de SCAD
 - Gráfica de permeabilidad contra volúmenes porosos inyectados a cada tasa de flujo utilizado.

Se recomienda no utilizar la muestra en pruebas de desplazamiento dado el posible daño de los canales de flujo.

4.2.2 Procedimiento de ensayo tasa crítica de flujo

◆ Preparación del ensayo

- Selección de muestras, se realiza de acuerdo con las siguientes consideraciones:
 - Permeabilidad media de la formación objeto de estudio.
 - Contenido mínimo de arcillas.
 - Grado de cementación representativo de la formación.
 - Características físicas.

- Determinar condiciones de trabajo.
 - Presión de confinamiento.
 - Presión atmosférica.
 - Temperatura ambiente.
 - Tasas de flujo a utilizar durante la evaluación. Las tasas estándar en el laboratorio están en un rango de 0.5 - 4.0 cc/min. Con incrementos entre tasa de 0.3 cc/min.
 - Fluido de saturación.
 - Control y monitoreo de **SCAD**.

- Determinar la reología (viscosidad y densidad) de los fluidos a utilizar a las condiciones de presión y temperatura de trabajo.

- Preparación de equipo ver.

- Escoger el medidor de diferencial de presión, de acuerdo a los rangos establecidos en el equipo, chequear el rango mínimo y máximo del medidor de diferencial de presión.

◆ **Procedimiento de ensayo.** La evaluación de la tasa crítica se puede realizar sobre muestras restauradas o no restauradas, además a condiciones de permeabilidad efectiva o absoluta.

El procedimiento presentado a continuación, describe la forma más general de desarrollar el ensayo, así que algunos pasos pueden ser omitidos durante el desarrollo del capítulo según sea el caso.

- Saturación de la muestra, con el fluido de saturación seleccionado.
- Montaje de muestra en equipo de desplazamiento.
- Iniciar desplazamiento del fluido de saturación inicial (agua) de acuerdo al PTO 147.002, hasta ± 10 vp estables, registrando en todo momento la variación del diferencial de presión (ΔP) o variación de la permeabilidad (K) en **SCAD**. Según norma API RP 42 “El equilibrio de permeabilidad se define como la permeabilidad a la cual 10 vp adicionales desplazados producen menos del 5% en el cambio de la permeabilidad evaluada”.
- Desplazar aceite mineral, seleccionado y preparado. Llevar la muestra a S_{wirr} , evaluando permeabilidad hasta ± 10 vp estables (Registrando en **SCAD**).
- Desplazar crudo ± 10 volúmenes porosos. Restaurar mojabilidad.
- Desplazar aceite mineral hasta ± 10 vp estables. Registrar en el sistema de adquisición de datos **SCAD** en todo momento la variación del diferencial de presión (ΔP) o variación de la permeabilidad (K).
- Desplazar agua, Hasta llevar la muestra a S_{or} , monitoreando la permeabilidad hasta ± 10 vp estables. Registrando en SCAD.

- Cambiar a segunda tasa de estudio, con desplazamiento continuo de agua hasta ± 10 vp estables registrando permeabilidad en SCAD.

- Cambiar sucesivamente a los demás caudales preestablecidos según el paso anterior, hasta encontrar una variación súbita de permeabilidad.

- Al finalizar la prueba, restablecer las condiciones de trabajo a condiciones de laboratorio y terminar el registro y control de la prueba desde el sistema de control (SCAD).

- Desmontar muestra y enviarla a análisis básicos para su limpieza y almacenamiento.

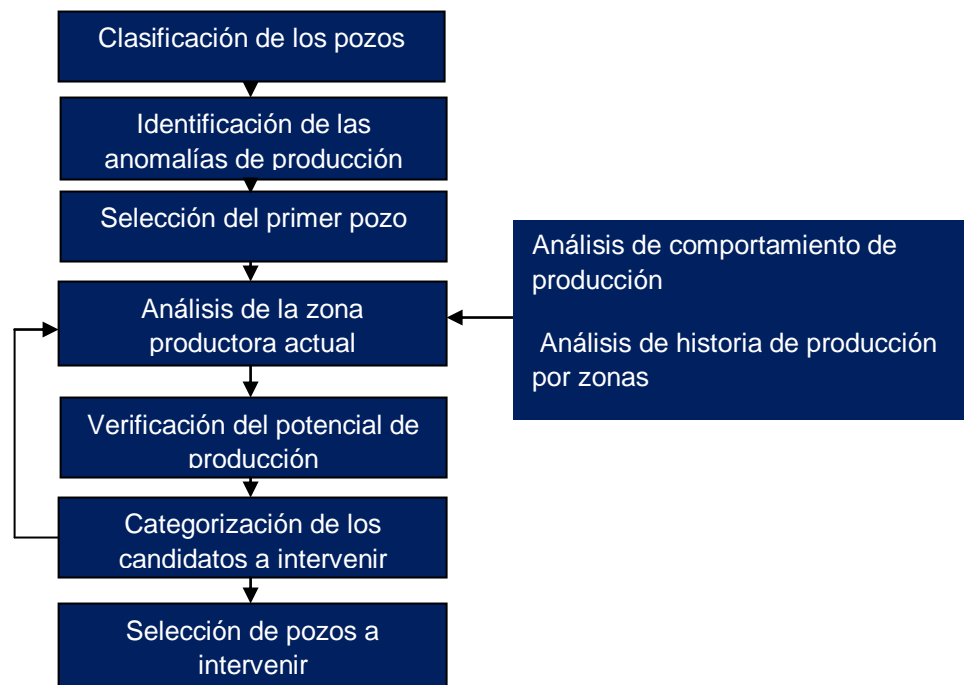
- Reportar del ensayo los siguientes resultados:
 - Identificación de muestras recibidas.
 - Identificación y datos generales de la muestra.
 - Características de los fluidos utilizados.
 - Balance volumétrico de la muestra.
 - Datos de operación y seguimiento de la prueba.
 - Registro en disquete de las variables de la prueba reportadas por el sistema de control de SCAD.
 - Gráfica de permeabilidad contra volúmenes porosos inyectados a cada tasa de flujo utilizado.

Se recomienda no utilizar la muestra en pruebas de desplazamiento dado el posible daño de los canales de flujo.

5. SELECCIÓN DE POZOS A INTERVENIR

El proceso general seguido en la selección de los pozos con potencial para el mejoramiento de su producción se ilustra en la Figura 23.

Figura N° 23. Selección de pozos con potencial para el mejoramiento



Fuente: Autores

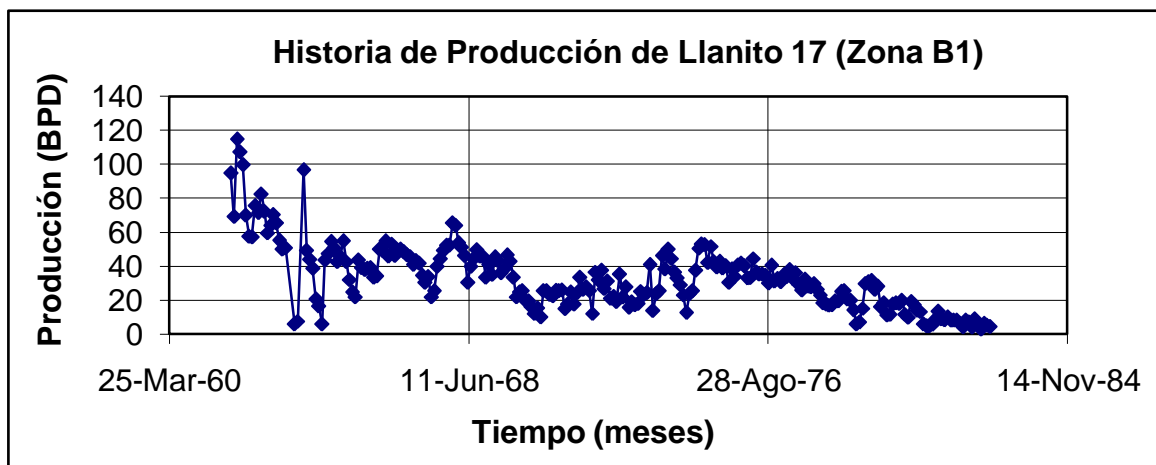
El estudio contó con la información de seis pozos, los cuales fueron, Gala Norte 1, Llanito 17, Gala 2, Gala 7, Gala 11 y Gala 12. Se seleccionaron aquellos que presentaron daño de formación.

5.1 INFORMACIÓN DE LOS POZOS.

5.1.1 Historia de producción de los pozos.

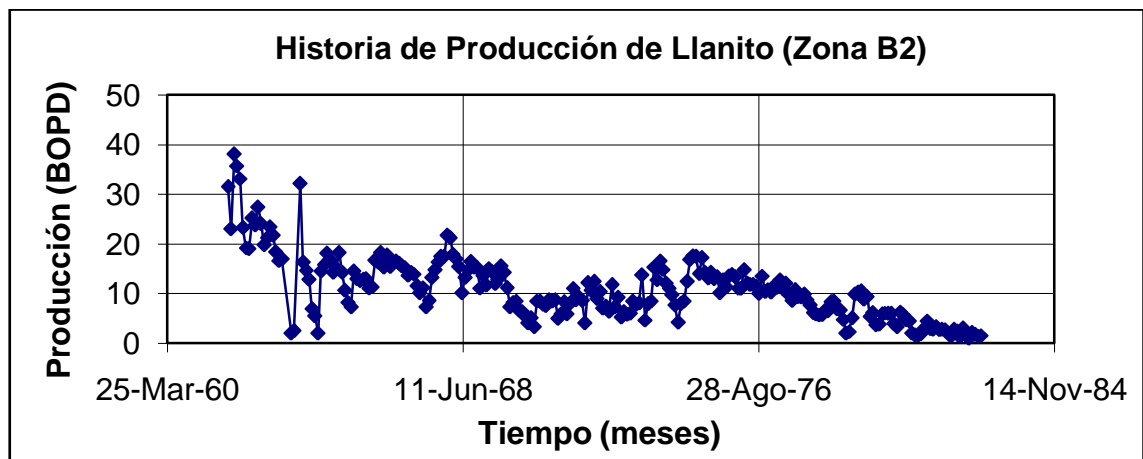
◆ **Historia de producción del pozo Llanito 17.** En las figuras 24, 25, 26, 27, 28 y 29 se muestra el comportamiento de producción de sus zonas productivas.

Figura N° 24. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B1)



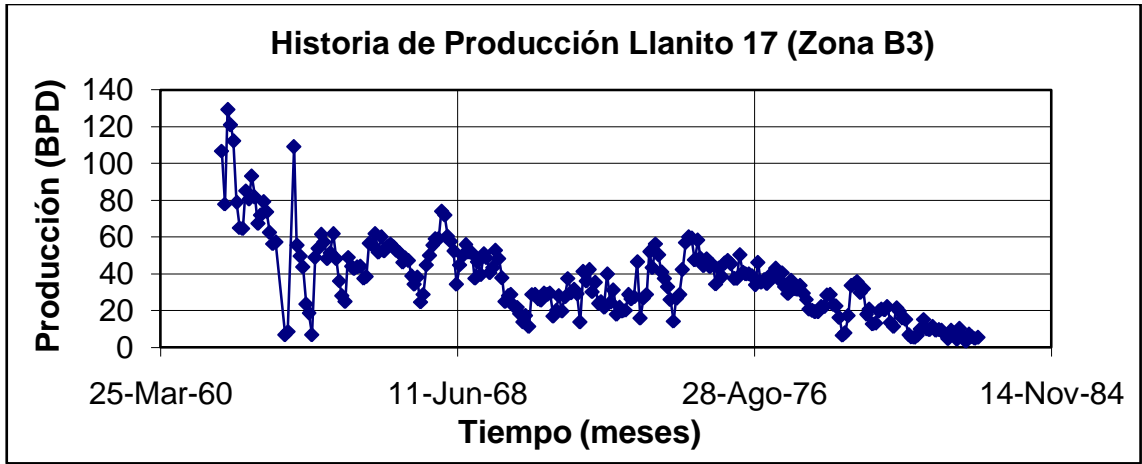
Fuente: Autores

Figura N° 25. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B2)



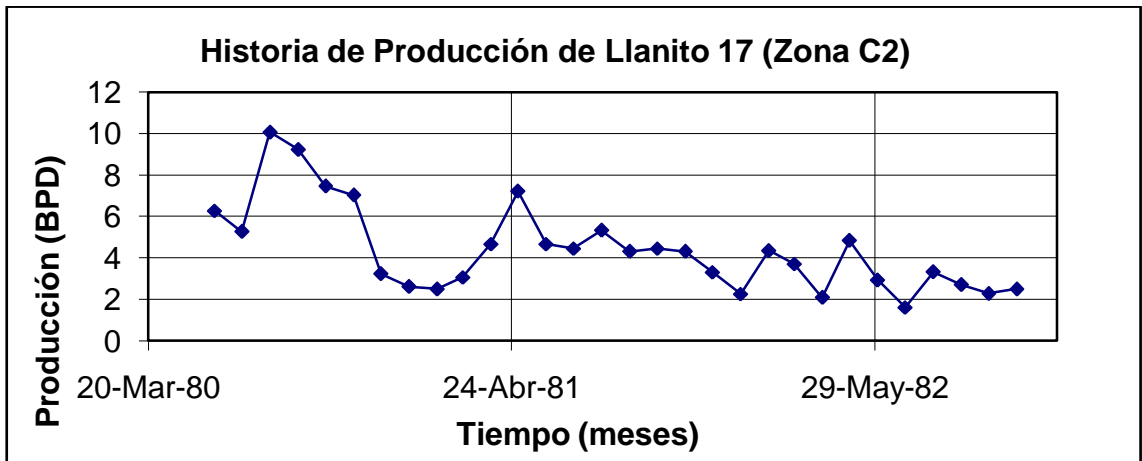
Fuente: Autores

Figura N° 26. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona B3)



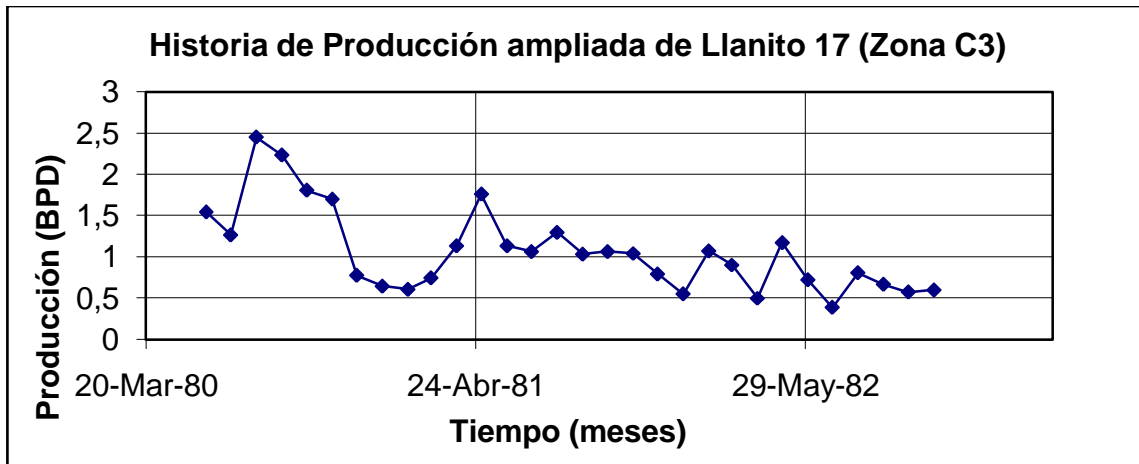
Fuente: Autores

Figura N° 27. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona C2)



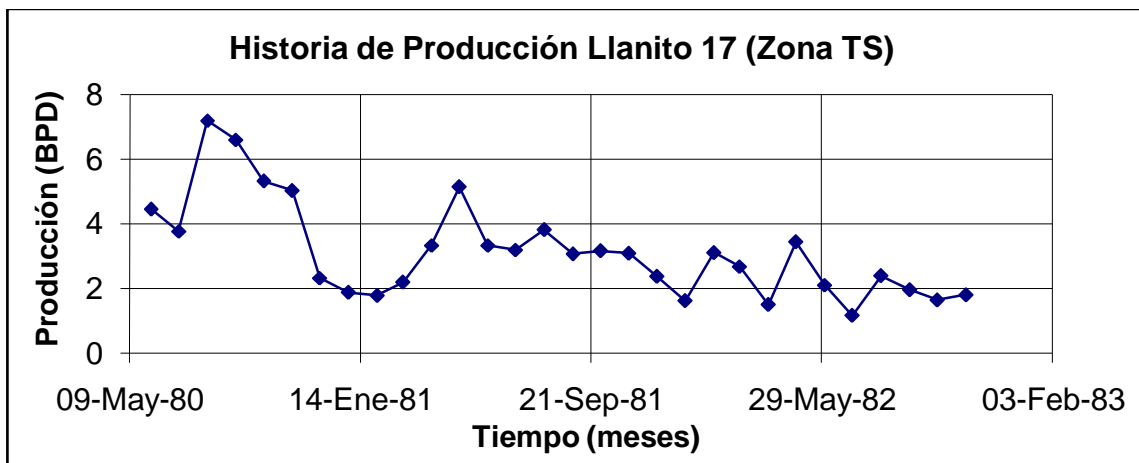
Fuente: Autores

Figura N° 28. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona C3)



Fuente: Autores

Figura N° 29. Historia de producción del pozo Llanito 17 (zona TS)

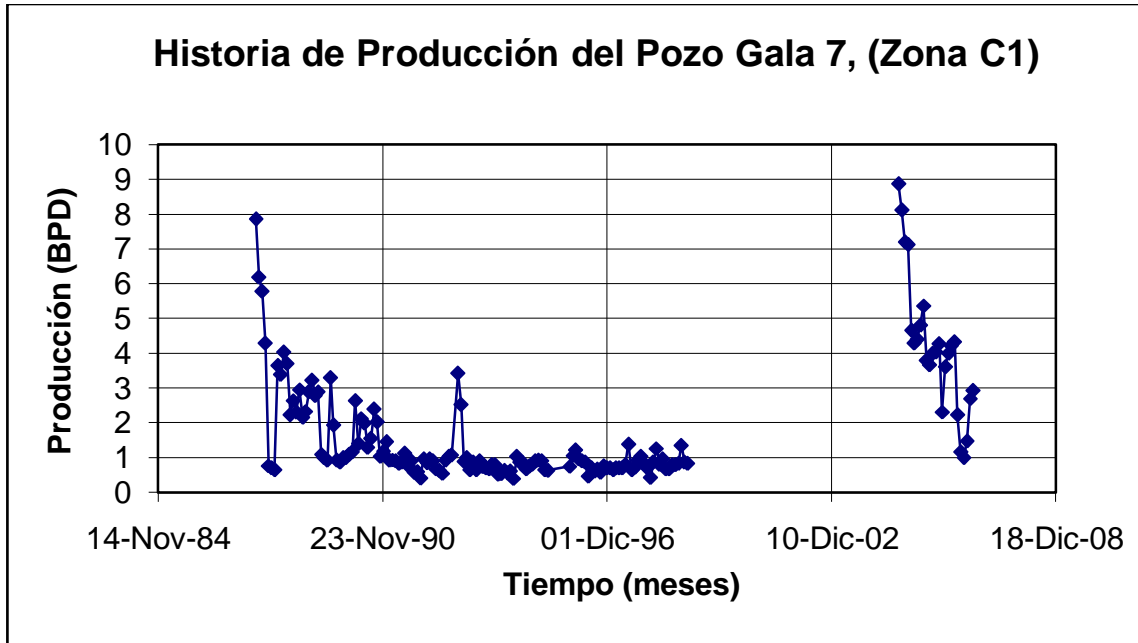


Fuente: Autores

◆ Historia de producción del pozo Gala 7

En las figuras 30, 31 y 32 se muestra el comportamiento de producción las zonas productivas del pozo Gala 7.

Figura N° 32. Historia de producción del pozo Gala 7 (zona C1)



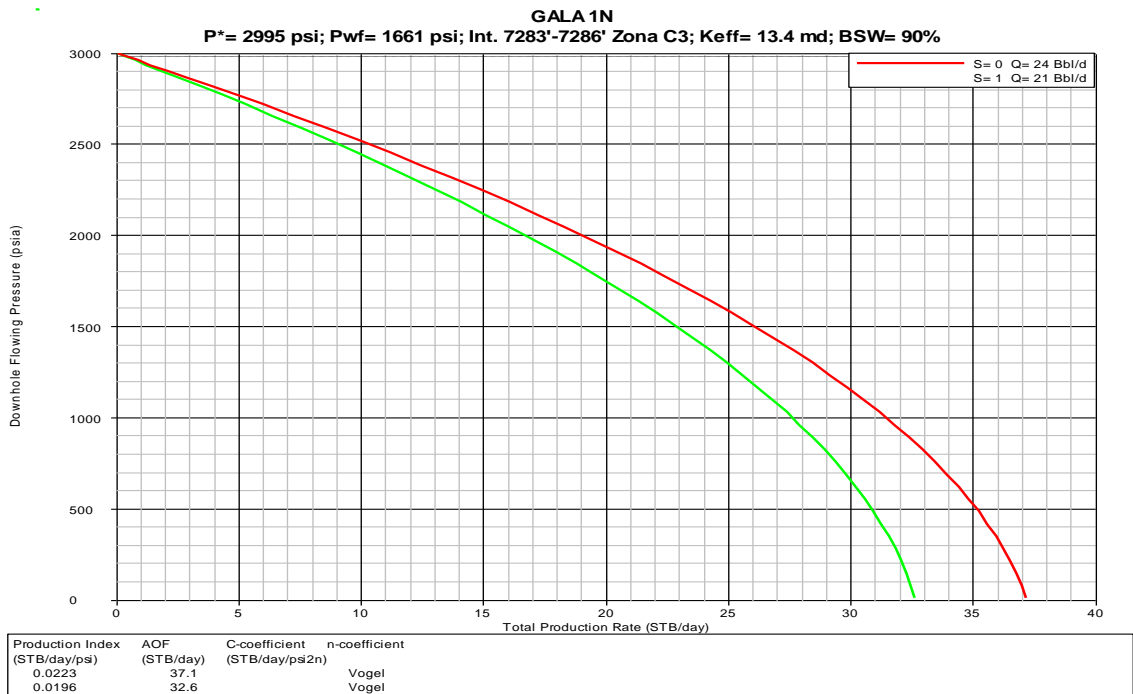
Fuente: Autores

5.1.2 Curvas de IPR de los pozos. A través de las historias de producción, la presión estática y de fondo fluyendo, tasa de producción respectiva de archivos de las pruebas de presión, los datos de permeabilidad y porosidad, para cada intervalo cañoneado, de pozos candidatos de los campos Gala y Llanito, se generaron curvas de IPR por intervalo, con el objetivo de analizar el rendimiento de cada pozo. Se seleccionaron aquellos que mostraron caídas en su productividad.

◆ Curvas de IPR para el pozo Gala norte 1 zona C3

En la figura 33 se muestra la gráfica de IPR de pozo Gala norte 1 para el intervalo cañoneado (7283' – 7288') de la Formación mugrosa - zona C3, a sus condiciones de operación.

Figura N° 33. Gráfica de IPR del intervalo (7283' – 7288') formación Mugrosa – zona C3



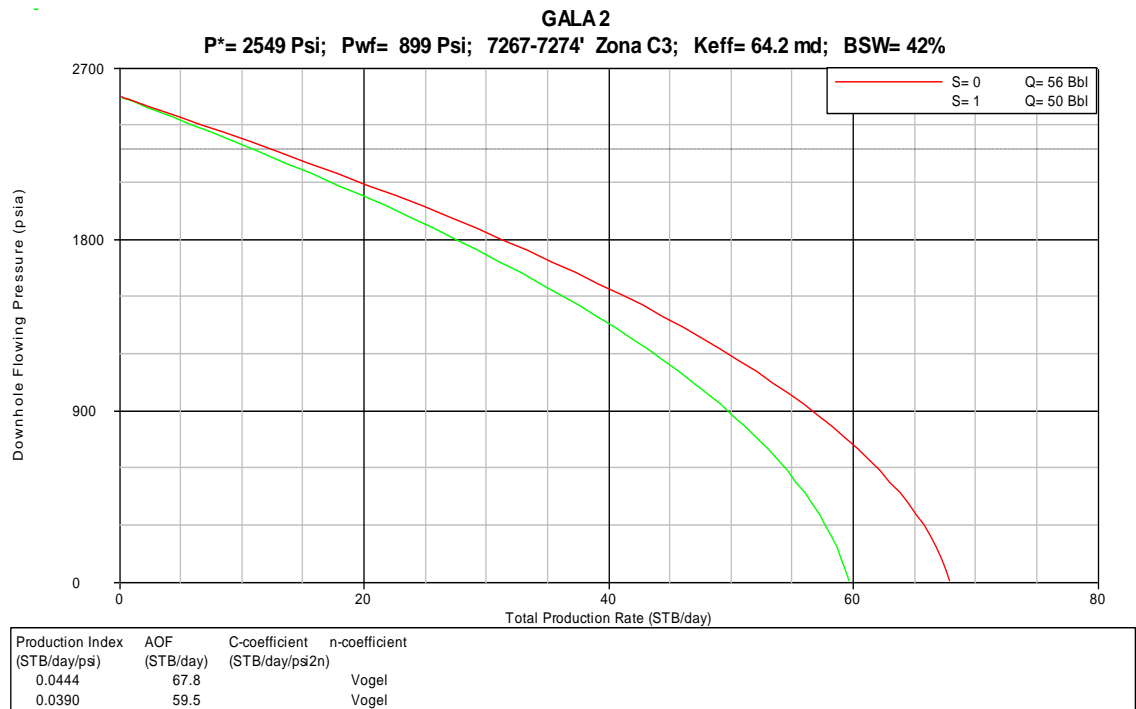
Fuente: Software Wellflo

El intervalo cañoneado (7288' – 7288') perteneciente a la zona C3 del pozo Gala norte 1 se incluyó dentro del estudio de daño a la formación por migración de finos, debido a que si bien, no presentó daño considerable, como se muestra en la figura 32, su índice de productividad real es bajo (0.0196 STB/D/Psi), luego no se puede descartar que el daño sea por migración de finos.

◆ Curvas de IPR para el pozo Gala 2 zona C3

En la figura 34 se muestra la gráfica de IPR para el intervalo cañoneado (7267 - 7274) de la Formación mugrosa - zona C3 a sus condiciones de operación.

Figura N° 34. Gráfica de IPR del intervalo (7267 - 7274) Formación Mugrosa – zona C3.

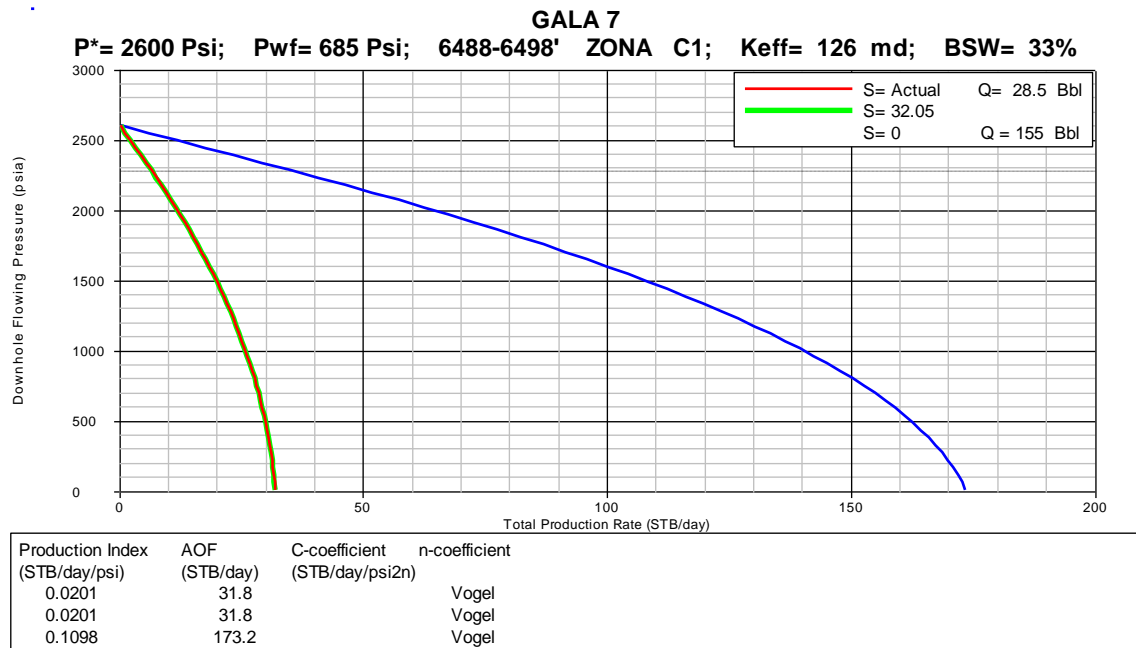


Fuente: Software Wellflo.

La zona C3 del Pozo Gala 2 fue descartada del estudio, debido a que su comportamiento de producción real no difiere considerablemente del esperado para este pozo, además, no evidenció alto valor de daño.

◆ **Curvas de IPR para el pozo Gala 7.** En la figura 35 se muestra la gráfica de IPR para el intervalo cañoneado (6488' – 6498') de la Formación mugrosa - zona C1, a sus condiciones iniciales de operación.

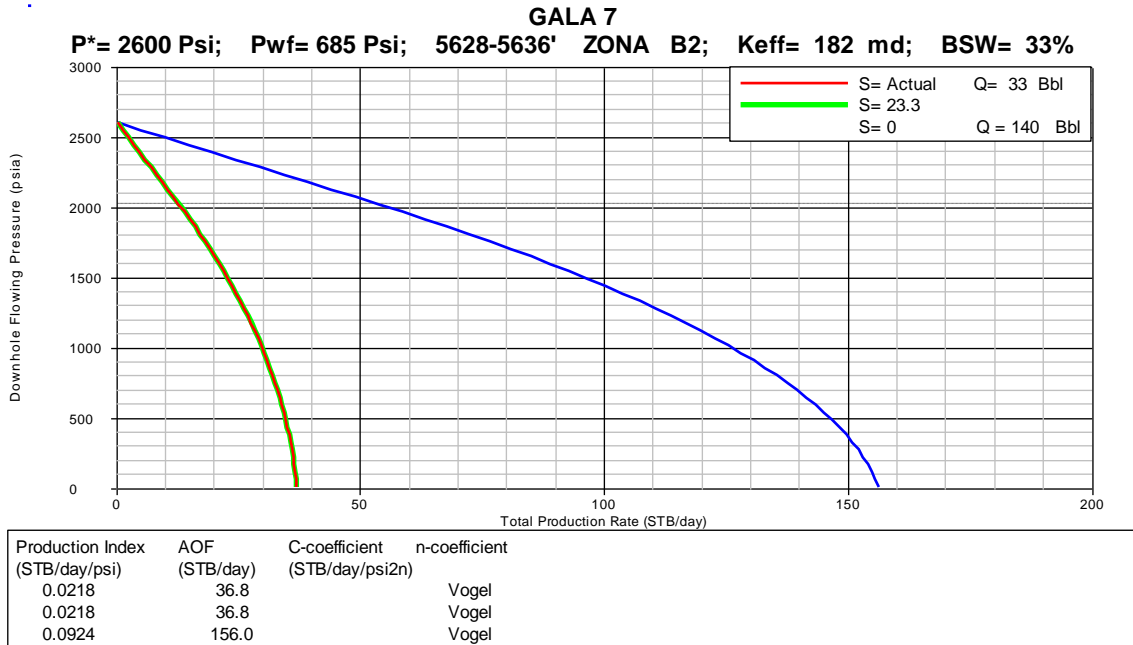
Figura N° 35. Gráfica de IPR del intervalo (6488' – 6498') formación Mugrosa – zona C1



Fuente: Software WellFlo.

En la figura 36 se muestra la gráfica de IPR para el intervalo cañoneado (5628' – 5636') de la zona B2, a sus condiciones petrofísicas y de operación iniciales.

Figura N° 36. Gráfica de IPR del intervalo (5628' – 5636') formación Mugrosa – zona B2

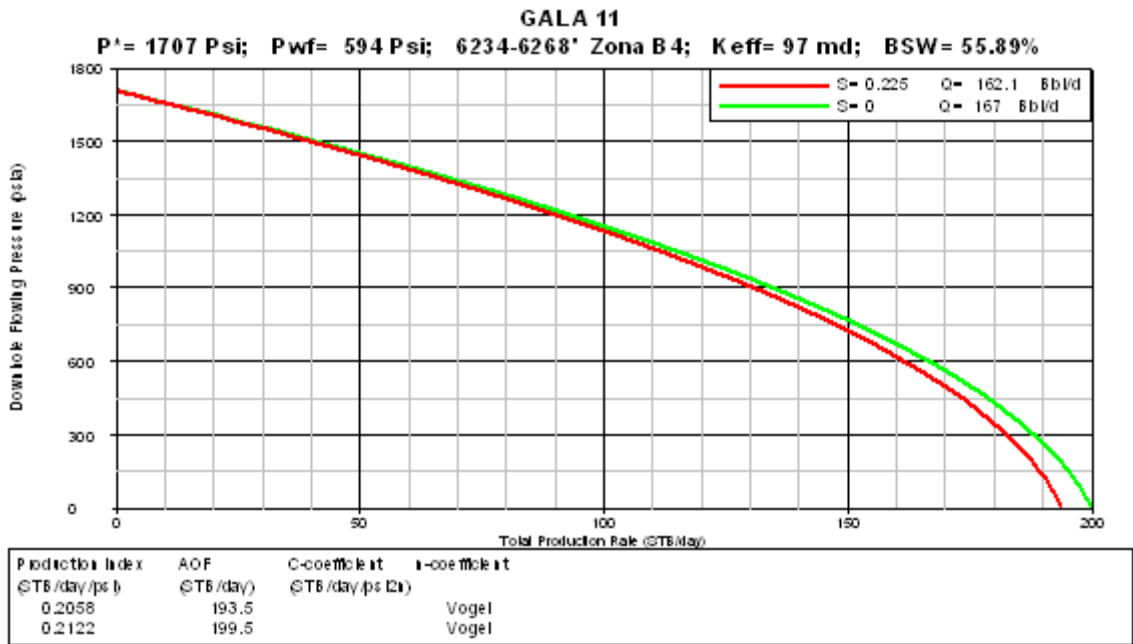


Fuente: Software WellFlo.

A través de las gráficas 35 y 36 se evidencia claramente una diferencia considerable entre el comportamiento real de producción y el esperado a daño cero, para las zonas C1 y B2 a los intervalos antes mencionados. El pozo Gala 7, en los intervalos (6488' – 6498') de la zona C1, y en los intervalos (5628' – 5636') de la zona B2, presentó grandes caídas en su productividad, por lo tanto, fue seleccionado a ser objeto de estudio.

♦ **Curvas de IPR para el pozo Gala 11.** En la figura 37 se muestra la gráfica de IPR para el intervalo cañoneado (6234' – 6268') de la zona B4, a sus condiciones petrofísicas y de operación iniciales.

Figura N° 37. Gráfica de IPR del intervalo (6234' – 6268') formación Mugrosa – zona B4.

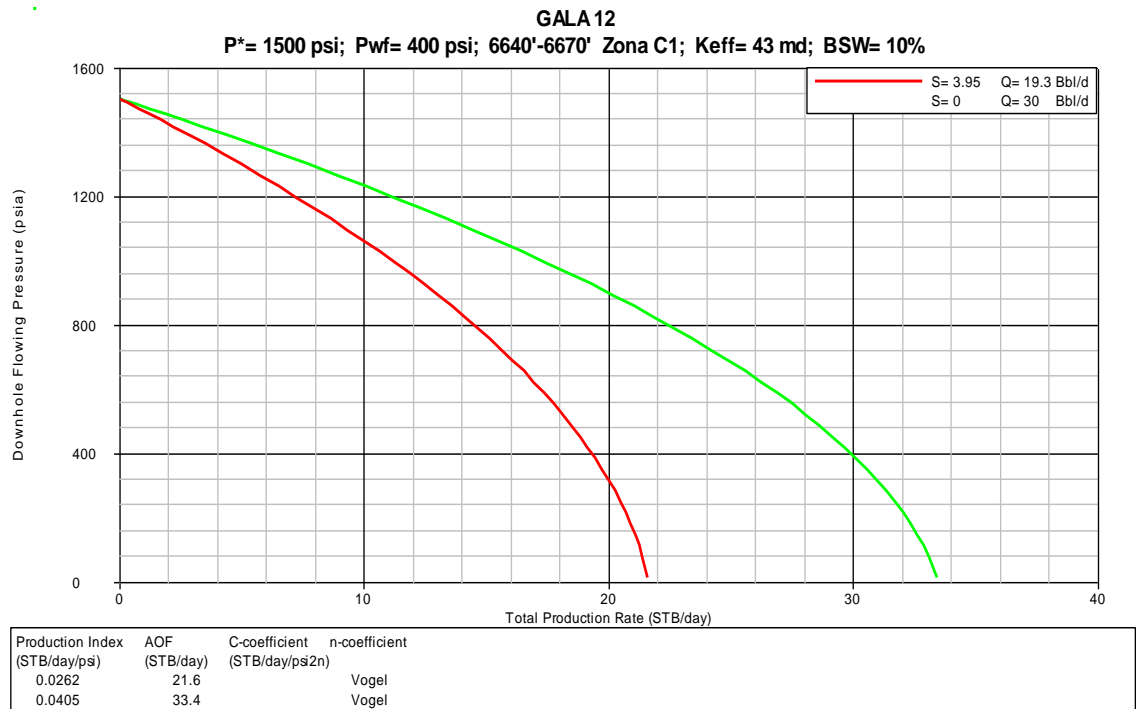


Fuente: Software WellFlo

El intervalo cañoneado (6234' – 6268') perteneciente a la zona C3 del pozo Gala 11 presenta un buen comportamiento de producción con respecto al esperado a daño cero.

◆ **Curvas de IPR para el pozo Gala 12.** En la figuras 38 se muestra la gráfica de IPR para el intervalo cañoneado (6640' – 6470') de la Formación mugrosa - zona C1, a sus condiciones de operación.

Figura N° 38. Gráfica de IPR del intervalo (6640' – 6670') formación Mugrosa – zona C1.



Fuente: Software Wellflo

A través de la gráfica se evidencia claramente, una diferencia considerable entre el comportamiento real de producción y el esperado a daño cero. Dicho pozo fue seleccionado a ser objeto de estudio.

5.1.3 Preselección por IPR. El pozo Gala 11 en el intervalo cañoneado (6234' – 6268') perteneciente a la zona B4 y el pozo Gala 2 en el intervalo cañoneado (7267' – 7274') no se tuvieron en cuenta dentro del estudio, debido a que presentaron comportamientos de producción cercanos a los esperados, y bajos valores de daño, $S = 0,225$ y $S = 1$, respectivamente.

Se seleccionaron los pozos Gala 7, Gala norte 1, Llanito 17 y Gala 12, dado que presentaron una caída considerable en su productividad, el cual se evidenció en sus historias de producción y en sus curvas de IPR.

5.1.4 Existencia de núcleos. De los pozos pre-seleccionados, se eligieron aquellos que contaban con núcleos.

Fue posible contar con muestras de roca para los cuatro pozos seleccionados.

6. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de las pruebas aplicadas a muestras de los campos Gala – Llanito formación mugrosa arenas B y C, sus propiedades petrofísicas básicas medidas en laboratorio con sus análisis correspondientes, la estimación de las tasas críticas de migración de finos para los pozos Gala norte 1, Llanito 17, Gala 7 y Gala 12; el escalamiento a tasas de campo, la simulación en Wellflo a diferentes valores de daño y la proposición de las tasas óptimas de operación para los pozos de estudio.

6.1 RESULTADOS DE PRUEBAS PETROFÍSICAS

6.1.1 Informe de pruebas petrofísicas de la formación Mugrosa B y C. El estudio se basó en los datos obtenidos del estudio realizado del ICP¹⁰ sobre un grupo de 10 muestras de cada una de las arenas a evaluar.

Las muestras se tomaron de los pozos Llanito 10, Llanito 12, **Llanito 17** Llanito 18, Llanito 30, Llanito 31 y **Gala 7**.

Para cada una de las arenas se realizó análisis de mojabilidad (MOJ), permeabilidades relativas agua-aceite (K_{RWO}) en cinco muestras, presión capilar (PC) en las otras cinco muestras simultáneamente.

♦ **Procedimiento experimental.** En esta sección se describen los análisis realizados en los diferentes laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo y se presentan los resultados experimentales obtenidos durante el desarrollo del trabajo.

¹⁰ Estudio petrofísico complementario, Campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B Y C.

➤ **Análisis de los fluidos.** Para la realización de las pruebas, personal del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) se desplazó a la Gerencia Centro Oriente (GCO) y tomó muestras de crudo y de agua de formación, libres de aditivos químicos.

Se tomaron 5 galones de muestras de agua de formación y de crudo del pozo Gala - 5, correspondiente a las arenas B, igualmente se tomaron 5 galones de agua de formación y crudo del pozo Gala - 1, correspondiente a las arenas C.

A las muestras de crudo se le realizó el análisis BSW. Luego, las muestras de crudo fueron deshidratadas térmicamente, hasta que su contenido de agua emulsionada bajó a valores del 1.5 % en el caso de las arenas B y a 0.5% para las arenas C.

A la muestra de agua se le realizó el análisis fisicoquímico correspondiente, cuyos resultados se presentan en la Tabla 1. Teniendo en cuenta la presencia de cantidades importantes de cationes pesados (Ba^{++} , Sr^{++}) y el contenido de aniones como bicarbonato los cuales dificultan el trabajo con este tipo de agua de formación y dada la cantidad limitada del agua recuperada en el muestreo realizado, se decidió trabajar con una salmuera sintética.

Con base en la composición fisicoquímica se preparó una salmuera sintética para cada tipo de arena, en la cual se reemplazaron los iones bicarbonato y silicatos por cloruros y los iones bario, hierro y estroncio por magnesio, de tal manera que la salinidad equivalente de la salmuera sintética fue similar a la del agua de formación.

Tabla Nº 1. Composición fisicoquímica del agua de formación

PARAMETROS	UNIDADES	ARENAS B	ARENAS C
pH / T	- / (°C)	6.77 / 38.2	6.71 / 39.2
Resistividad	Ohm-m/°C	0.146 / 37.8	0.144 / 40.3
Cloruros	mg Cl ⁻ / L	36085.0	33390.0
Carbonatos	mg CO ₃ ⁼ / L	0.0	0.0
Bicarbonatos	mg HCO ₃ ⁻ / L	46.0	107.0
Sulfatos	mg SO ₄ ⁼ / L	0.0	2.0
Sodio	mg Na ⁺⁺ / L	13584.0	14010.0
Potasio	mg K ⁺ / L	102.3	47.4
Calcio	mg Ca ⁺⁺ / L	4470.0	3360.0
Magnesio	mg Mg ⁺⁺ / L	393.0	167.0
Estroncio	mg Sr ⁺⁺ / L	132.0	133.0
Bario	mg Ba ⁺⁺ / L	122.0	97.1
Hierro	mg Fe ⁺⁺⁺ / L	8.0	15.0
Salinidad equivalente	mg NaCl / L	54809.2	51218.7

Fuente: Estudio de fluidos de los campos Gala – Llanito, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

♦ **Preparación de muestras.** Para la realización del estudio de propiedades petrofísicas especiales se seleccionaron 24 muestras de corazones, de siete pozos diferentes, pertenecientes a las arenas B y C de la formación mugrosa.

Las 10 muestras de las arenas B se tomaron de los pozos Llanito 10, Llanito 12, Llanito 17, Llanito 30 y Llanito 31.

Se realizaron análisis mojabilidad (MOJ) y permeabilidades relativas agua aceite (K_{RWO}) en cinco muestras, propiedades eléctricas (PE) y presión capilar (PC) en cinco de ellas simultáneamente.

Se seleccionaron para el estudio 10 muestras de las arenas C de los pozos Llanito 1, Llanito 18, Llanito 30, Llanito 31 y Gala 7.

◆ **Análisis de pruebas básicas**

➤ **Presión capilar.** El método utilizado en laboratorio por el personal de ICP para la determinación de la presión capilar fue el del plato poroso.

En esta prueba se utilizaron las muestras provenientes del análisis del factor de formación, luego de la restauración de mojabilidad.

Las muestras fueron colocadas en celdas cerradas en contacto con un plato poroso saturado con el mismo fluido, a condiciones de temperatura de laboratorio y presión de sobrecarga.

A continuación, se desplazó aceite incrementando la presión en etapas sucesivas desde 1 psi hasta 40 psi. En cada uno de los puntos de presión, se esperó el tiempo necesario para alcanzar el equilibrio de fluidos dentro de la muestra, mediante la medición permanente del volumen de agua desplazado por el aceite. Simultáneamente, se midió la resistividad de la muestra.

➤ **Mojabilidad.** Para el análisis de mojabilidad se seleccionaron cinco muestras para cada una de las arenas distribuidas así: Arenas B, una muestra del pozo Llanito 10, tres del pozo Llanito 17 y una muestra de Llanito 30, mientras que de las arenas C, se realizó el análisis en dos muestras de Llanito 18 y tres muestras

de Gala 7. Las propiedades petrofísicas básicas de las muestras analizadas se presentan en las Tablas 2 y 3.

La determinación de la mojabilidad se hizo mediante el método de Amott Modificado, cuyo procedimiento se describe brevemente a continuación.

Una vez restaurada la mojabilidad, se realizó un desplazamiento miscible del crudo por un aceite mineral de viscosidad similar y en estas condiciones, se sometieron las muestras a imbibición espontánea bajo agua: agua de formación desplazando aceite.

Después de 25 días se logró el equilibrio, porque no hubo más intercambio de fluidos en la roca, y se determinó el volumen de aceite desplazado espontáneamente, V_{oesp} . Luego, las muestras fueron llevadas a condiciones de saturación de aceite residual, S_{or} , mediante desplazamiento de agua de formación para obtener el volumen de aceite desplazado forzadamente, V_{ofor} .

Posteriormente las muestras fueron sometidas a imbibición bajo aceite, durante 30 días y se obtuvo el volumen de agua desplazado espontáneamente por el aceite, V_{wesp} .

Finalmente, las muestras son llevadas de nuevo a condiciones de S_{wirr} , por desplazamiento de aceite y se determina el volumen de agua desplazado forzadamente, V_{wfor} .

A partir de estos datos experimentales se calculan los índices de mojabilidad al agua y al aceite, los cuales sirven para determinar la preferencia de la roca por un fluido.

➤ **Permeabilidades relativas.** Al finalizar los análisis de mojabilidad, las muestras se prepararon para evaluar las permeabilidades relativas agua-aceite.

Las muestras se saturaron con aceite mineral protol, porque la viscosidad de este aceite es similar a la de los crudos correspondientes a cada formación.

Finalmente, las muestras quedaron en condiciones de saturación de agua irreducible y así se inició la prueba de permeabilidad relativa agua aceite.

Las propiedades petrofísicas básicas de las muestras trabajadas en esta prueba así como su profundidad se presentan en las Tablas 2 y 3.

Para iniciar la prueba, se colocó la muestra en un porta-núcleos a condiciones de presión de sobrecarga y se determinó la permeabilidad efectiva al aceite a condiciones de saturación de agua irreducible. Luego, se desplazó el aceite mediante la inyección de salmuera sintética.

Se realizó un monitoreo de los volúmenes de agua inyectada, los recobros fraccionales de agua y aceite recolectados y del valor del diferencial de presión en función del tiempo.

A partir de los datos obtenidos se determinaron las permeabilidades relativas agua - petróleo.

Los resultados muestran que para las diferentes muestras de las arenas B, entre un 38.5 % y un 46.4% del aceite "in-situ", originan valores de saturación de aceite residual entre el 34.1% y 45.4% del volumen poroso. Igualmente, para las muestras de las arenas C, la eficiencia de desplazamiento de petróleo osciló entre un 47.2% y un 48.6% del aceite "in-situ", originando valores de saturación de aceite residual entre el 30.6% y 36.9% del volumen poroso.

◆ **Procedimiento para tratamiento de las propiedades petrofísicas especiales.** En esta sección se describen los procedimientos realizados para la correlación de la información petrofísica del yacimiento y análisis realizados en los diferentes laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo. Adicionalmente, se presentan los resultados experimentales obtenidos durante el desarrollo del trabajo¹¹.

➤ **Correlación de propiedades petrofísicas especiales.** En la recopilación de la información, se tomaron datos de trabajos realizados por Core-Lab para muestras del pozo Gala 7, además trabajos desarrollados por el ICP para muestras de los pozos Llanito 30 y 31 y se utilizaron todos los datos obtenidos en el estudio petrofísico especial realizado por el ICP para el campo Gala – Llanito. Los datos petrofísicos de propiedades eléctricas consolidados de cada uno de los estudios anteriores se presentan en las tablas 2, 3 y 4.

Tabla N° 2. Datos petrofísicos pozo Llanito 30

Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Factor de Formación	Unidad
5441	24.8	-----	1
5448	20.4	14.40	1
5510	25.8	9.45	1
5614	23.8	11.64	2
5679	24.8	10.56	2
6036	24.9	10.28	4
6266	26.4	-----	4
6510	21.6	12.10	5
6819	23.5	10.56	6
7046	21.0	14.26	7

¹¹ Estudio petrofísico complementario, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B Y C, Gerencia Centro Oriente.

Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Factor de Formación	Unidad
7102	23.5	11.65	7
7185	17.3	15.12	7

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Tabla N° 3. Datos petrofísicos pozo Llanito 31

Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Factor de formación	Unidad
5466	24.5	13.13	2
5467.5	20.0	15.69	2
5469	25.2	12.30	3
5535.5	27.2	11.52	3
5924.5	27.5	11.80	4
5995	17.9	13.87	4
6032	21.6	13.24	4
6091	22.6	13.29	4
6545.5	23.5	14.31	6
6562.5	21.4	15.89	6
6583	22.1	13.39	6

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Tabla 4. Datos petrofísicos pozo Gala-7.

Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Factor de formación	Unidad
5906	20.3	12.7	4
6153	18.2	13.5	4
6487	20.5	13.5	6
6567	22.5	13.7	6

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

➤ **Análisis mineralógico por difracción de rayos x.** Luego de la realización del muestreo, en el cual participó personal de la GCO y personal del ICP, en la cual fueron seleccionadas 73 muestras distribuidas en siete (7) pozos con el fin de cubrir las unidades 2 hasta 5 de las arenas B y las unidades 6 y 7 de las arenas C. En el total de muestras seleccionadas se incluyeron además de muestras de corazones, recortes de perforación.

La unidad uno (1), no se tomó en cuenta para el presente análisis ya que no presenta un aporte importante en producción en el campo, y no existen muestras de rocas disponibles.

El estudio sobre la roca total (Arena junto con el limo y la arcillas) permite un conocimiento general de las muestras, el cual nos da una guía en el proceso de separación de la fracción arcilla.

Este análisis se realiza sobre muestras pulverizadas manualmente en mortero de ágata.

Para la separación de la fracción fina las muestras pasan por un proceso de disgregación y dispersión con ultrasonido, se eliminaron cementantes orgánicos mediante tratamiento térmico con peróxido de hidrógeno. La separación de la fracción arcilla se realizó por centrifugado (Norma ASTM C 775-79).

Para diferenciar los tipos de arcillas presentes se trabajó sobre muestras naturales, glicoladas y quemadas a 550°C. Antes y después de cada tratamiento se realiza un análisis de la muestra y finalmente se superponen todos los difractogramas para definir la composición real, haciendo énfasis en los compuestos mayoritarios, es decir los que conforman el 90 al 95 % de la muestra.

Los cuadros y gráficos anexos se diseñan en tal forma que permiten hacer una correlación rápida entre todas las muestras analizadas, y observar el comportamiento de un mismo compuesto por pozo y por unidades.

Los porcentajes expresados tanto para la roca total como para la fracción arcilla, en los diferentes cuadros, están basados en un estudio semicuantitativo teniendo en cuenta la altura de los picos principales, el área bajo la curva y el poder de reflexión que los diferentes minerales poseen con respecto a los rayos X (definidos en nuestro laboratorio), esta metodología calcula la fracción en peso de cada componente, es importante tener en cuenta este aspecto ya que otras técnicas petrográficas proporcionan porcentajes composicionales con base en el área observada, incluyendo además porosidad de la roca.

Se toma como 100% el total de las fases detectadas por el difractómetro. El material orgánico presente, así como los cementos y compuestos amorfos que también constituyen parte de la roca, al igual que la porosidad, no se cuantifican por esta técnica. Solo el material cristalino presente produce señales de Difracción de Rayos X.

Los análisis se realizaron en un difractómetro para polvo, Siemens D500 computarizado, se utilizó monocromador de Grafito para corregir las interferencias producidas por Fe presente en las muestras.

Los difractogramas anexos ilustran la respuesta de las fases cristalinas, a la acción de los rayos X provenientes de una fuente de Cobre ($\lambda = 1.54 \text{ \AA}$). El eje de las abscisas representa el ángulo de incidencia del haz con respecto a la superficie de la muestra y el eje de las ordenadas la intensidad del haz difractado.

La detección de algunos compuestos, presentes pueden verse afectada por el nivel de ruido en el difractograma, por tanto no se descarta la existencia de otras

fases cristalinas minoritarias, el material amorfo no se reporta en este tipo de análisis.

Para complementar esta información, se presenta a continuación en la tabla 5 un resumen por unidades, en el cual se promedian los valores hallados en cada muestra de los diferentes pozos, pertenecientes a la misma unidad, conformando así la roca virtual por unidad. Es decir, se promediaron las concentraciones calculadas y se dividió por el número de muestras analizadas obteniendo así la muestra representativa de la unidad.

Tabla 5. Resumen muestra virtual por unidad campo Gala – Llanito.

Unidad	# de datos	% Arcillas	Composición básica arcillas <2µm	%				% Normaliz.			
				K	Sm	III	Otr	K	Sm	III	Otr
2	11	36	esmectita-caollita Illita -Interestr.	24	39	19	18	9	13	8	6
3	12	27	esmectita-caolinita Illita-interestr.	26	38	17	19	7	10	5	5
4	14	18	esmectita-caolinita Illita-interestr.	29	35	16	20	5	6	3	4
5	15	24	caolinita-esmectita Illita-interestr.	45	24	15	16	10	6	4	4
6	14	17	caolinita-esmectita Illita-interestr.	44	22	15	19	8	4	3	2
7	10	22	esmectita-caolinita Illita-Interestr.	34	38	15	13	8	7	4	3

K=Caolinita, Sm= Esmectita, III=Illita, Otr= Cloritas e Interestratificados y Cuarzo

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

➤ **Análisis de distribución de arcillas por SEM.** El estudio de la distribución, morfología y composición elemental de los minerales en la roca se realizó con un microscopio electrónico de barrido (SEM) Cambridge Instruments Stereoscan

240, equipado con detector de rayos X EDAX CDU-Prime, sobre muestras recubiertas con oro. La técnica SEM-EDX permite el análisis elemental de una muestra en el punto, área o perfil de interés observado en ese momento en el microscopio.

La determinación de la distribución de minerales, morfología y composición, se realizó sobre fragmentos de corazones limpios correspondientes a los pozos Gala 7, Llanito 30 y Llanito 31. Para este tipo de análisis no se utilizaron muestras de recortes de perforación (muestras de zanja), por no ser apropiadas para este tipo de estudio.

La metodología utilizada para describir la distribución de los minerales arcillosos en la roca se basa en los criterios de Dewan, los cuales clasifican los minerales arcillosos de acuerdo con su disposición en la roca.

➤ **Estudio de geometría poral.** Se realizaron estudios de geometría poral en 21 muestras de roca del pozo gala 7 para las unidades 4 - 6 y en los pozos Llanito para las unidades 2 – 3 y 5 - 7. Para la unidad uno no se analizaron muestras ya que no es de interés para el presente estudio; Las demás unidades no fueron analizadas ya que no presentaban muestras de corazones acordes con las dimensiones y características de la metodología utilizada.

El análisis efectuado consiste en la determinación de la porosidad óptica, la microporosidad y la distribución de tamaños de poro.

Los análisis se efectuaron con un equipo para procesamiento de imágenes C-Imaging 1280, acoplado al microscopio electrónico de barrido (SEM), Cambridge Instruments S240.

Las imágenes observadas se obtuvieron usando detector de electrones retrodispersos (BSE). Se trabajó sobre bloques de roca saturados con resina epóxica, pulidos y recubiertos con grafito.

El análisis realizado consiste en la descripción estadística del sistema poral de la roca, en términos de tamaño de poro promedio. Las estadísticas se presentan como distribuciones porcentuales de porosidad, con tamaño de poro promedio en micras, escala logarítmica base 2.

Las tablas 6 y 7 presentan un resumen de las características del sistema poroso de las muestras para los campos Llanito y Gala respectivamente.

Tabla N° 6. Características del sistema poroso pozos Llanito.

Pozo	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7
Llanito 10			5740-41' $\phi = 6.8\%$ $\mu\phi = 0.4\%$ $tp = 26.5 \mu m$ Microfracturas			
Llanito 17		5524-61' $\phi = 16.1\%$ $\mu\phi = 0.5\%$ $tp = 141 \mu m$ 5585-612' $\phi = 6.1\%$ $\mu\phi = 1.6\%$ $tp = 31.2 \mu m$ C.Heter.	5930'11" $\phi = 7.9\%$ $\mu\phi = 0.5\%$ $tp = 24.7 \mu m$			
Llanito 18					6937'-38' $\phi = 14.3\%$	

Pozo	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7
					$\mu\phi=0.4\%$ $tp=40.0 \mu m$	
Llanito 30	5682'6" $\phi =9.09\%$ $\mu\phi=1.8\%$ $tp=16 \mu m$	5906' $\phi =13.3\%$ $\mu\phi=1.9\%$ $tp=18.0 \mu m$		6586'4" $\phi =9.25\%$ $\mu\phi=3.3\%$ $tp=32 \mu m$ Cemento calcáreo	6819' $\phi =9.4\%$ $\mu\phi=1.6\%$	7102' $\phi =9.4\%$ $\mu\phi=0.9\%$ $tp=27.0\mu m$
Llanito 31	5457' $\phi =8.7\%$ $\mu\phi=2.5\%$ $tp=13 \mu m$	5535'5" $\phi =17.7\%$ $\mu\phi=1.6\%$ $tp=23.0 \mu m$		6256 $\phi =9.27\%$ $\mu\phi=1.2\%$ $tp=20.0 \mu m$		6994' $\phi =7.87\%$ $\mu\phi=1.4\%$ $tp=17.0 \mu m$ Fracturas

Convenciones:

C.Heter: Características heterogéneas

tp: tamaño de poro promedio

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Tabla N° 7. Características del sistema poroso pozo Gala 7

Pozo	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7
Gala 7			5902' Arcilla dispersa $\phi =3.5\%$ $\mu\phi = 1.9$ $tp=9.0 \mu m$	6454' Cemento en los poros $\phi =3.2\%$ $\mu\phi = 0.7\%$ $tp=13.0 \mu m$	6565' $\phi =10.5\%$ $\mu\phi = 2.4\%$ $tp=38.0 \mu m$ 6566' $\phi =7.3\%$ $\mu\phi = 1.7\%$	

Pozo	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4	Unidad 5	Unidad 6	Unidad 7
					tp=57.5 μm 6625' $\phi = 14\%$ $\mu\phi = 1.4\%$ tp=82.0 μm 6652' $\phi = 9.8 \%$ $\mu\phi = 1.2\%$ tp=21.0 μm C. Heter.	

Convenciones:

C.Heter: Características heterogéneas

tp: tamaño de poro promedio

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Tabla Nº 8. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de las arenas B.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ANALISIS REALIZADOS
Llanito 10	5740' – 5741'	18.9	14	PC, PE
Llanito 12	6270' – 6273' (4)	19.2	34	MOJ, K_{RWO}
Llanito 17	5524' – 5561' (1)	21.8	16	PC, PE
Llanito 17	5524' – 5561' (2)	23.0	163	MOJ, K_{RWO}
Llanito	5585' – 5612' (3)	16.8	20	PC, PE

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ANALISIS REALIZADOS
17				
Llanito – 17	5930'11"	17.4	11	PC, PE
Llanito – 30	6819'	19.7	47	PC, PE
Llanito – 31	5469'	22.2	416	MOJ, K_{RWO}
Llanito – 31	5615'	9.4	30	MOJ, K_{RWO}
Llanito – 31	5744'	18.5	14	MOJ, K_{RWO}

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Todas las muestras habían sido previamente cortadas y extraídos los fluidos en los laboratorios del ICP. Las muestras fueron secadas en un horno y luego se determinaron sus propiedades petrofísicas básicas: porosidad y permeabilidad al aire. En la Tabla 8 y 9 se presentan tabulados los resultados obtenidos, así como los análisis realizados en cada una de ellas. Los valores reportados de porosidad y de permeabilidad al aire corresponden a condiciones de presión de sobrecarga.

Tabla N° 9. Propiedades petrofísicas básicas de las muestras de las arenas C.

POZO	PROFUNDIDAD (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ANALISIS REALIZADOS
Llanito – 18	6937' – 6938' (1)	20.9	77	PC, PE
Llanito – 18	6937' – 6938' (2)	20.7	85	MOJ, K_{RWO}
Llanito –	6940' – 6942' (1)	21.8	164	PC, PE

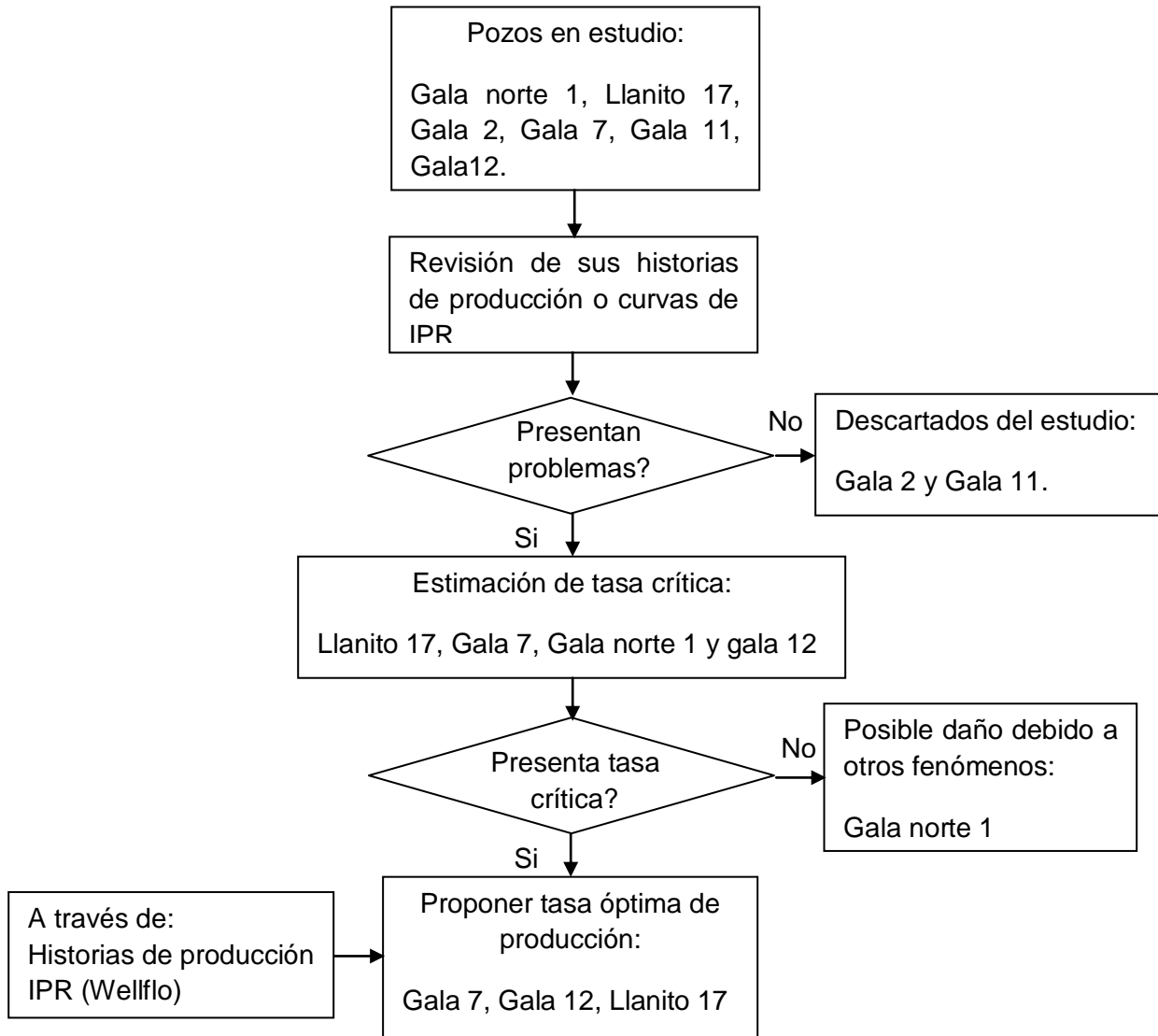
POZO	PROFUNDIDAD (pies)	POROSIDAD (%)	PERMEABILIDAD (mD)	ANALISIS REALIZADOS
18				
Llanito – 18	6940' – 6942' (2)	21.5	127	MOJ, K_{RWO}
Llanito – 31	6545'5"	20.0	85	MOJ, K_{RWO}
Gala – 7	6562'	19.0	123	MOJ, K_{RWO}
Gala – 7	6565'	13.8	6.6	PC, PE
Gala – 7	6566'	17.3	32	PC, PE
Gala – 7	6616'	18.8	53	MOJ, K_{RWO}
Gala – 7	6625'	20.1	176	PC, PE

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito - Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

6.2 ANALISIS DE RESULTADOS

La metodología propuesta en este trabajo para la selección de posibles pozos candidatos a estudio de migración de finos y el criterio que se tuvo en cuenta para la proposición de la tasa óptima de producción de los pozos se ilustra en la figura 39.

Figura N° 39. Metodología aplicada al estudio de daño de formación debido a migración de finos



Fuente: Autores

En esta sección se hace un análisis general de los principales resultados obtenidos durante la realización del trabajo.

6.2.1 Análisis de resultados petrofísicos integrado. El análisis se presenta en forma independiente para el campo Llanito y para el campo Gala, ya que se

encontró una diferencia marcada desde el punto de vista petrofísico y mineralógico entre ambos campos.

♦ **Análisis campo Llanito.** Luego del desarrollo de los diferentes análisis mineralógicos y partiendo de las tablas resumen 5, 6 y 7, de los estudios de DRX, SEM y Geometría Poral, se evidencia la presencia de un contenido importante de arcillas en todas las unidades de flujo definidas para cada una de las arenas. Así el contenido de arcillas está entre un 18% hasta un 36% para las arenas B, mientras que para las arenas C su contenido alcanza un 22%.

La composición mineralógica de estas arcillas, muestra un contenido importante de Esmectita en las primeras cuatro unidades de las arenas B, el cual se reduce paulatinamente hacia la parte inferior de la arena, llegando a ser la Caolinita tan importante en volumen como el mineral arcilloso Esmectita. Adicionalmente a este contenido apreciable de arcillas, los estudios de SEM y Geometría Poral muestran que las arcillas están dispuestas en forma dispersa a través de todo el lecho poroso.

Los resultados de las propiedades eléctricas, específicamente los valores bajos del exponente de saturación (n), son en gran medida consecuencia de la disposición y naturaleza de las arcillas, es decir, el comportamiento aparentemente atípico de n , con valores menores de 2.0 es un reflejo de la conectividad eléctrica que generan las arcillas por su distribución a través del lecho poroso.

En los pozos Llanito 30 y 31 se presenta un fenómeno adicional tanto en las arenas B como en las C, donde se observa una microporosidad óptica marcadamente mayor que para los demás pozos del campo.

Este campo, presenta un creciente contenido de arcillas hacia el tope de las arenas B, por consiguiente y ante la dificultad de obtener datos de la unidad uno, se recomienda extender los datos petrofísicos de la unidad dos hasta la primera unidad.

La unidad 2 de las arenas B, presenta un contenido de arcillas mayor que la unidad 3, pero la composición y disposición de estos minerales son similares para ambas unidades, por consiguiente se recomienda utilizar un valor de $n = 1.51$ para dicha unidad.

A partir de los análisis de mineralógicos de DRX, SEM y Geometría Poral, se encuentra una correspondencia en composición para las unidades 3 y 5 del campo Llanito, donde las areniscas son de grano fino a grueso, con un contenido arcilloso promedio del 25%, con predominio de Nontronita como arcilla Esmectítica.

Estas características permiten esperar valores del exponente de saturación n consistentemente menores de 2.0, ya que no solamente la distribución de la arcilla a través del lecho poroso, sino también las capacidades de conducción eléctrica de la Nontronita, (la cual presenta un contenido importante de Fe en su retículo), favorecen una baja resistividad de la roca y por ende los valores bajos de n .

Aunque no se tienen valores de n , para la unidad cinco, se recomienda utilizar el valor obtenido para la unidad 3 del campo, dada su correspondencia mineralógica. La unidad 4 del campo Llanito presenta el menor contenido arcilloso de las arenas B, donde los granos se observan parcialmente recubiertos, es decir, que no existe una distribución general a través de todo el lecho poroso. De acuerdo con las conclusiones anteriores sobre esta unidad, se recomienda utilizar un valor del exponente de saturación de $1.51 < n < 2.00$.

El análisis mineralógico de las unidades 6 y 7, muestra en términos generales, una arenisca grano medio, con matriz arcillosa abundante y arcilla dispersa a través de todo el lecho poroso con un leve predominio de Esmectita hacia la base de las arenas C. Para estas unidades se recomienda utilizar el mismo valor de n , ya que dada sus características mineralógicas no se deben esperar valores superiores a $n = 1.51$.

En la tabla 10 se presentan los datos de los exponentes de cementación y saturación encontrados para las siete unidades definidas para el campo Llanito.

Tabla N° 10. Propiedades eléctricas recomendadas para el campo Llanito.

UNIDAD	EXPONENTE DE CEMENTACION (m)	EXPONENTE DE SATURACION (n)
1	1.96	≈ 1.51
2	2.01	≈ 1.51
3	2.17	1.51
4	2.04	1.51 < n < 2.00
5	1.90	≈ 1.51
6	2.14	1.51
7	2.04	≈ 1.51

Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Llanito, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

♦ **Análisis campo Gala.** Los estudios mineralógicos a partir de DRX, cubrieron las unidades 2 hasta 7, mientras que para los análisis de SEM y Geometría Poral los estudios se concentraron en las unidades 4, 5 y 6, donde se tenían muestras de corazones representativas para adelantar dicho estudio.

El contenido de arcillas para el campo Gala, se presenta consistentemente alto en el tope de las dos arenas, haciéndose menor hacia la base de las mismas, inclusive con contenidos menores que para el campo Llanito. Así la unidad uno presenta un contenido de minerales arcillosos del 34% llegando a reducirse hasta un 10% en la base de las arenas B y siendo menor del 7% para las dos unidades de las arenas C.

Consistentemente, el contenido de arcillas Humectables (esmectita), se presenta en menor proporción que las arcillas No – Humectables (Illita y Caolinita).

El análisis de disposición y distribución del mineral arcilloso realizado por SEM, muestra que estos se presentan en forma dispersa en la roca, cubriendo parcialmente el espacio poroso.

Teniendo en cuenta que arcillas tipo Illita y Caolinita se consideran arcillas no conductoras, se considera que la roca puede presentar una resistividad alta, por consiguiente valores de n cercanos o por encima de 2.00 se pueden considerar característicos para estas arenas.

La revisión y correlación petrofísica para el campo Gala, solamente se realizó para las unidades 4 y 6, ya que todos los estudios anteriores presentan información exclusivamente de estas unidades. Por consiguiente los valores de los exponentes de cementación y saturación obtenidos en estas unidades serán extendidos a las demás unidades de acuerdo con sus características mineralógicas.

El valor del exponente de cementación de la unidad 4, se puede utilizar con un relativo rango de seguridad en las unidades 2, 3, 5 dado el contenido, composición y distribución del mineral arcilloso en ellas, sin embargo para la unidad 1, el valor de m puede ser eventualmente mayor a 1.92 dado el contenido y disposición de las arcillas en esta unidad.

Para la unidad 1, se considera que el valor del exponente de saturación debe ser $n < 2.00$, ya que tiene un porcentaje de arcilla mucho mayor con respecto al resto de unidades de las arenas B. Para las unidades 2, 3 y 5, no tienen valores de propiedades eléctricas, por consiguiente, se recomienda utilizar valores de n similares al obtenido para la unidad 4, ya que el contenido arcilloso, la composición y disposición de las mismas son relativamente comparables.

Para las arenas C, se recomienda aplicar los mismos valores de m y n obtenidos en la unidad 6, para las dos unidades. Esta recomendación este basada en el análisis mineralógico el cual indica que se tiene un contenido arcilloso menor del 20% con predominio de Caolinita y arcillas interestratificadas.

En la tabla 11 se resumen los valores de los exponentes m y n recomendados para el campo Gala.

Tabla N° 11. Propiedades eléctricas recomendadas para el campo Gala.

UNIDAD	EXPONENTE DE CEMENTACION (m)	EXPONENTE DE SATURACION (n)
1	> 1.92	< 2.00
2	≈ 1.92	≈ 2.97
3	≈ 1.92	≈ 2.97
4	1.92	2.97
5	≈ 1.92	≈ 2.97
6	2.07	2.37
7	≈ 2.07	≈ 2.37

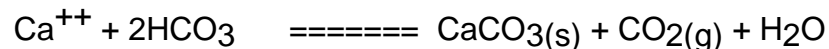
Fuente: Estudio de propiedades petrofísicas del campo Gala, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

La reducción en el valor del exponente de saturación n , para las arenas C, se debe fundamentalmente a que aumenta el contenido de arcillas humectables, aumenta la presencia del material arcilloso en la matriz de la roca, el tamaño de granos de las arenas C esta entre fino – medio, a diferencia para las arenas B las cuales presentan grano fino a grueso con un menor arreglo.

Adicionalmente, se presenta en forma constante una microporosidad en todas las muestras analizadas para estas arenas, la cual puede mantener una mayor conductividad de la roca inclusive a altos valores de saturación de la misma.

6.2.2 Análisis de fluidos. El análisis fisicoquímico de las muestras de agua de formación analizadas indica concentraciones relativamente altas del catión calcio (Ca^{++}).

Con base en la composición, se puede deducir que en el agua de formación se establece un equilibrio químico explicado por la siguiente reacción:



Los iones calcio y bicarbonato disueltos están en equilibrio con el dióxido de carbono gaseoso y con el carbonato de calcio sólido.

La concentración de carbonato de calcio disuelto depende de la presión de saturación del CO_2 , de la temperatura y de la saturación de la salmuera.

De acuerdo a Shaughnessy y Kline se pueden precipitar escamas de carbonato de calcio por depleción ó por tratamientos ácidos.

Dada la concentración de bicarbonato (HCO_3^-), principalmente en el agua de formación de las arenas C, se puede considerar esta agua con un carácter incrustante moderado.

La presencia de cationes ferrosos en las aguas de formación es un claro indicativo de la interacción roca-fluido que se está presentando, ya que según el análisis petrológico realizado en la parte inicial de este estudio, las muestras de ambas arenas presentan cantidades importantes de material arcilloso ferroso.

6.2.3 Presión capilar. La condición inicial de saturación de las muestras evaluadas fue de saturación residual de aceite. Las muestras fueron sometidas a un desplazamiento por drenaje (aceite desplazando salmuera).

Las arenas B muestran una saturación irreducible promedio de 34%.

La relación de presión capilar en función de la saturación de agua, muestra una tendencia normal para muestras que no presentan fracturas ni doble porosidad.

Las arenas C muestran una saturación irreducible promedio de 32%.

La tendencia de las curvas es normal sin evidenciar doble porosidad. Sin embargo, la saturación irreducible de agua de la muestra Llanito 18 de profundidad 6937' se desvía considerablemente del promedio obtenido en las muestras restantes, lo cual sugiere que esta muestra puede presentar una mejor compactación y menor tortuosidad.

6.2.4 Mojabilidad. El método de Amott combina la imbibición y los desplazamientos forzados para medir la mojabilidad, basándose en el hecho, de que el fluido mojante imbibirá espontáneamente en el corazón, desplazando el fluido no mojante.

Según los índices de Amott la roca puede presentar mojabilidad uniforme o mixta. La mojabilidad uniforme se da cuando la roca tiene preferencia por un solo fluido o por ninguno de los dos en especial. La mojabilidad mixta se presenta cuando parte de la roca es mojada por un fluido y la otra parte es mojada por el otro.

El índice de Amott-Harvey establece rangos para clasificar la mojabilidad general de la muestra, es decir si tiene preferencia al agua, al aceite o es neutra, incluyendo los efectos de mojabilidad mixta o uniforme. La Tabla 12 muestra la clasificación general para determinar la mojabilidad de una muestra.

Donde, los índices de Amott al agua y al aceite se definen respectivamente como:

$$I_w = \frac{V_{oesp}}{V_{oesp} + V_{ofor}} \quad (32)$$

$$I_o = \frac{V_{wesp}}{V_{wesp} + V_{wfor}} \quad (33)$$

Y el índice de Amott-Harvey para evaluar la mojabilidad se encuentra dado por:

$$I = I_w - I_o \quad (34)$$

Tabla N° 12. Clasificación de la mojabilidad.

AMOTT / AMOTT-HARVEY	$I_o = 0$ $I_w \neq 0$	$I_w = 0$ $I_o \neq 0$	$I_w = 0$ $I_o = 0$	$I_w \neq 0$ $I_o \neq 0$
$0 < I < 0.3$ Pref. Agua	Uniforme			Mixta
$-0.3 < I < 0$ Moj. Neutra	Uniforme	Uniforme	Uniforme	Mixta
$-1 < I < -0.3$ Pref. Aceite		Uniforme		Mixta

Fuente: Estudio de fluidos de los campos Gala – Llanito, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Un resumen con los índices de mojabilidad calculados a partir de los datos experimentales se presenta en la Tabla 13 para las arenas B y Tabla 14 para las arenas C.

Cuatro de las cinco muestras analizadas para las arenas B, presentan una mojabilidad neutra uniforme con una ligera inclinación a ser mojada por aceite, ya que el valor del índice I es mayor de -0.3 pero negativo. La quinta muestra presenta una preferencia débil al aceite uniforme.

Las muestras analizadas de las arenas C, presentan todas una mojabilidad neutra mixta, observándose que las muestras del pozo Llanito 18, presentan una leve tendencia a ser mojadas por agua, con un valor de $I < 0.3$ pero positivo, mientras que las muestras de los pozos Llanito 31 y Gala 7, se inclinan a ser mojadas por aceite con un valor de $I > -0.3$ pero negativo.

Tabla N° 13. Índices de mojabilidad de las muestras arenas B

POZO	PROFUNDIDAD	I_w	I_o	I	MOJABILIDAD
Llanito 12	6270' - 6273' (4)	0.020	0.000	0.020	NEUTRA
Llanito 17	5524' - 5561' (2)	0.000	0.155	-0.155	NEUTRA
Llanito 31	5469'	0.000	0.345	-0.345	NEUTRA
Llanito 31	5615'	0.000	0.012	-0.012	NEUTRA
Llanito 31	5744'	0.000	0.003	-0.003	NEUTRA

Fuente: Estudio de fluidos de los campos Gala – Llanito, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Tabla N° 14. Índices de mojabilidad de las muestras arenas C

POZO	PROFUNDIDAD	I_w	I_o	I	MOJABILIDAD
Llanito 18	6937' - 6938' (2)	0.132	0.043	0.089	NEUTRA
Llanito 18	5940' - 5942' (2)	0.070	0.000	0.070	NEUTRA
Llanito 31	6545'5"	0.023	0.031	-0.008	NEUTRA
Gala 7	6562'	0.185	0.291	-0.106	NEUTRA
Gala 7	6616'	0.082	0.293	-0.211	NEUTRA

Fuente: Estudio de fluidos de los campos Gala – Llanito, laboratorio de pruebas especiales, ICP.

Con la finalidad de tener una mejor interpretación del índice de mojabilidad de Amott-Harvey, en especial para aquellos casos en los cuales las muestras presentan mojabilidad neutra, intermedia ó fraccional, se ha incluido una evaluación del índice de mojabilidad de Amott, utilizando el concepto de índice neutro⁴, I_n .

Este índice de mojabilidad está definido de tal manera que: $I_w + I_o + I_n = 1$. Cuando $I_n=0$, la roca tiene fuerte afinidad con el agua, con el aceite ó con ambos. Cuando $I_n=1$, la roca no tiene afinidad ni con el agua ni con el aceite. Así, una representación triangular de I_o , I_w e I_n permite identificar las diversas posibilidades de mojabilidad, en particular, aquellas cuya interpretación con el índice de mojabilidad de Amott-Harvey es escasa o vaga, como son la mojabilidad neutra, intermedia ó fraccional.

Los diferentes casos de mojabilidad aplicando el índice de mojabilidad neutro con los índices de mojabilidad al agua y al aceite de Amott, son los siguientes:

- Si $0.7 < I_w < 1$ y $0 < I_o < 0.3$, la mojabilidad es fuerte al agua.
- Si $0 < I_w < 0.3$ y $0.7 < I_o < 1$, la mojabilidad es fuerte al aceite.
- Si $0.3 < I_w < 0.7$ y $0 < I_o < 0.3$, la mojabilidad es débil al agua.
- Si $0 < I_w < 0.3$ y $0.3 < I_o < 0.7$, la mojabilidad es débil al aceite.
- Si $0 < I_w < 0.3$, $0 < I_o < 0.3$ y $0.7 < (1 - I_w - I_o)$, la mojabilidad es neutra.
- Si $0 < I_w < 0.3$, $0 < I_o < 0.3$ y $0.4 < (1 - I_w - I_o) < 0.7$, la mojabilidad es intermedia.
- Si $0.3 < I_w < 0.7$ y $0.3 < I_o < 0.7$, la mojabilidad es fraccional.

6.2.5 Permeabilidades relativas. Las curvas de permeabilidad relativas de las muestras estudiadas para las arenas B, presentan un comportamiento similar con una saturación irreducible de menor o igual al 20 %, exceptuando la muestra del pozo Llanito 31 de Prof. 5615', la cual presenta una $Sw_{irr} = 33.8$ %, debido a que

presenta un canal preferencial de flujo muy marcado por la parte central de la muestra. Debido a este canal el recobro de aceite in-situ también se presenta reducido, ya que el aceite movable se encuentra en el canal.

Los cortes presentados en las curvas de permeabilidades son siempre menores y cercanos a 50 % de la saturación de agua, lo cual está de acuerdo con los resultados de mojabilidad neutra con una leve preferencia hacia el aceite, que presentan estas muestras.

La tendencia de las curvas de permeabilidad relativas de las muestras de las arenas B, presentan un comportamiento similar con una saturación irreducible de menor o igual al 20 %, y un área de drenaje muy amplio, con un recobro de aceite in-situ mayor del 47 %.

La razón de movilidad de crudo y agua para ambas arenas, se presenta muy favorable, ya que los puntos terminales de las permeabilidades relativas al agua son menores al 20 % de la permeabilidad inicial al aceite @ S_{wirr} .

6.3 ESTIMACIÓN EXPERIMENTAL DE TASA CRÍTICA DE MIGRACIÓN DE FINOS A MUESTRAS DE POZOS LLANITO 17, GALA 7 Y GALA NORTE 1.

6.3.1 Estudio de tasa crítica pozo Gala Norte-1. En el estudio de tasa crítica se utilizaron 4 muestras. Todas las muestras mostraron no tener tasa crítica, el caudal hasta el cual se llegó es 11.2 cc/min que equivale a 72.5 BPD/pie en el Campo.

♦ **Selección de muestras.** La selección de las muestras se realizó por personal del ICP. Las muestras inicialmente se encontraban en forma nativa, se les desplazó aceite mineral a una temperatura de 150 °F, presión de confinamiento de 2000 Psi y una contrapresión de 600 Psi. La tasa crítica fue evaluada mediante el

monitoreo de la permeabilidad a medida que se incrementaba sucesivamente la tasa de flujo.

◆ **Descripción y características de las muestras.** La Tabla 15. Presenta las características principales de las muestras utilizadas. Dada la friabilidad de la roca, la muestra fueron encapsuladas en una manga termoencogible.

Tabla N° 15. Características de las muestras prueba de Tasas Críticas

Profundidad	Longitud	Diámetro
(ft)	(cm)	(cm)
6446.5	8.600	3.810
6467.6	5.260	3.810
6797	8.500	3.810
6841.5	8.400	3.810

Fuente: Autores

➤ **Fluidos de desplazamiento utilizados durante la prueba.** Los fluidos utilizados en esta prueba fueron: Aceite mineral para reemplazar el crudo en la muestra, crudo muerto del pozo Gala Norte 1 y salmuera sintética Gala 1-Norte.

✓ **Información del crudo de desplazamiento.** Se usó crudo muerto del pozo Gala 1 Norte, con una viscosidad de 15.43 cp (a 150°F) para llevar las muestras a saturación irreducible por desplazamiento dinámico. La viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento, fue estimada, por desplazamiento en muestras patrón a condiciones de yacimiento, usando diferentes relaciones de mezclas de varsol-crudo.

✓ **Información de la salmuera de desplazamiento.** Para los Waterflooding; se utilizó salmuera sintética de 33468 ppm (equivalentes de NaCl). La viscosidad de

la salmuera, a condiciones de yacimiento, fue estimada en 0.465 cp a 150°F, usando correlaciones para soluciones acuosas, las cuales permiten estimar la viscosidad para una salmuera a una determinada temperatura, concentración en equivalentes de NaCl y presión de inyección¹²

♦ **Escalamiento de la tasa de flujo.** Se hizo un escalamiento de las tasas de inyección proyectadas para el campo, a tasas de inyección en laboratorio, considerando que la velocidad de flujo en la perforación, en campo, debe ser igual a la velocidad de flujo en el núcleo.

La Tabla 16 muestra las tasas de flujo utilizadas en el experimento. La Tabla 16 presenta también las tasas de inyección por pie de intervalo (BWPD/ft) equivalentes (escaladas) a las condiciones de pozo, asumiendo diferentes configuraciones de cañoneo (tiros por pie, TPP).

Tabla N° 16. Caudales de inyección en laboratorio (Q lab) y su equivalencia a caudal de inyección en campo, Q.

Q Lab (cc/min)	V (cm/s)	V (pie/d)	Q (BWPD/pie)			
			4 (TPP)	6 (TPP)	8 (TPP)	12 (TPP)
1.00	0.006	17.0	4.3	6.5	8.7	13.0
2.00	0.012	34.0	8.7	13.0	17.3	26.0
3.00	0.018	51.0	13.0	19.5	26.0	39.0
4.00	0.024	68.0	17.3	26.0	34.6	51.9
4.50	0.027	76.5	19.5	29.2	39.0	58.4
5.00	0.030	85.0	21.6	32.5	43.3	64.9
5.50	0.033	93.5	23.8	35.7	47.6	71.4

¹² Tomado de "The effect of pressure on the viscosity of aqueous NaCl solutions in the temperature range 20 – 150°C".

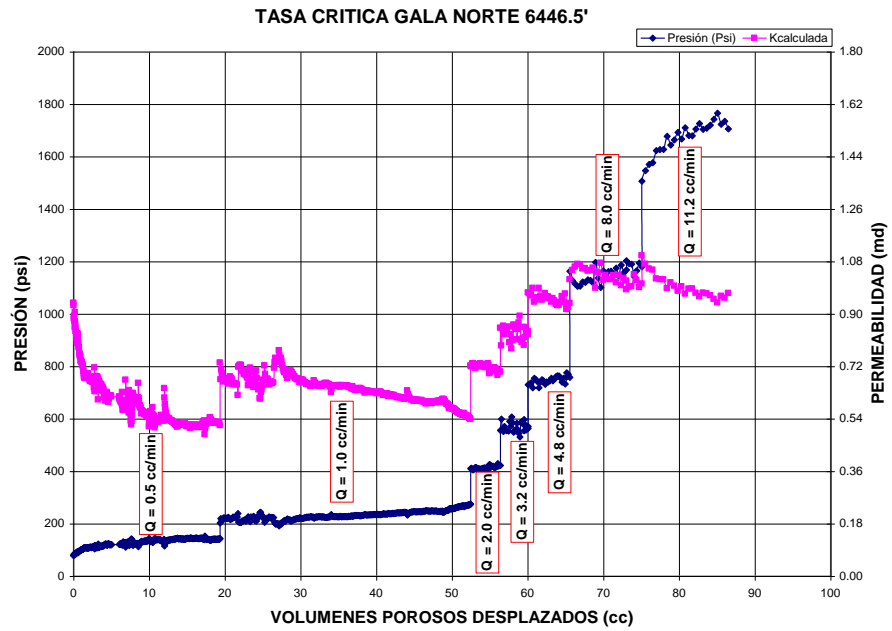
Q Lab (cc/min)	V (cm/s)	V (pie/d)	Q (BWPD/pie)			
			4 (TPP)	6 (TPP)	8 (TPP)	12 (TPP)
6.00	0.036	102.0	26.0	39.0	51.9	77.9
6.50	0.039	110.5	28.1	42.2	56.3	84.4
7.00	0.042	119.0	30.3	45.4	60.6	90.9
7.50	0.045	127.5	32.5	48.7	64.9	97.4
8.00	0.048	136.0	34.6	51.9	69.3	103.9
8.50	0.051	144.5	36.8	55.2	73.6	110.4
9.00	0.054	153.0	39.0	58.4	77.9	116.9
10.00	0.060	170.0	43.3	64.9	86.6	129.9
10.50	0.063	178.5	45.4	68.2	90.9	136.3
11.00	0.066	187.0	47.6	71.4	95.2	142.8
11.50	0.069	195.5	49.8	74.7	99.6	149.3

Fuente: Autores

◆ **Procedimiento de la prueba.** Al iniciar el desplazamiento se ajustan condiciones de yacimiento, y las muestras son inicialmente desplazadas con aceite mineral para reemplazar el crudo, luego se desplaza salmuera sintética empezando con 0.5 cc/min, cuando se estabiliza la presión se incrementa el caudal hasta que se llega al caudal máximo de la bomba de desplazamiento 11.2 cc/min que equivale a 72.5 BPD/pie en el Campo o hasta que se encuentra la tasa crítica.

◆ **Análisis e interpretación de resultados.** La figura N° 40. Muestra el Comportamiento del diferencial de presión y de permeabilidad efectiva final vs. Volúmenes porosos desplazados. Muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1

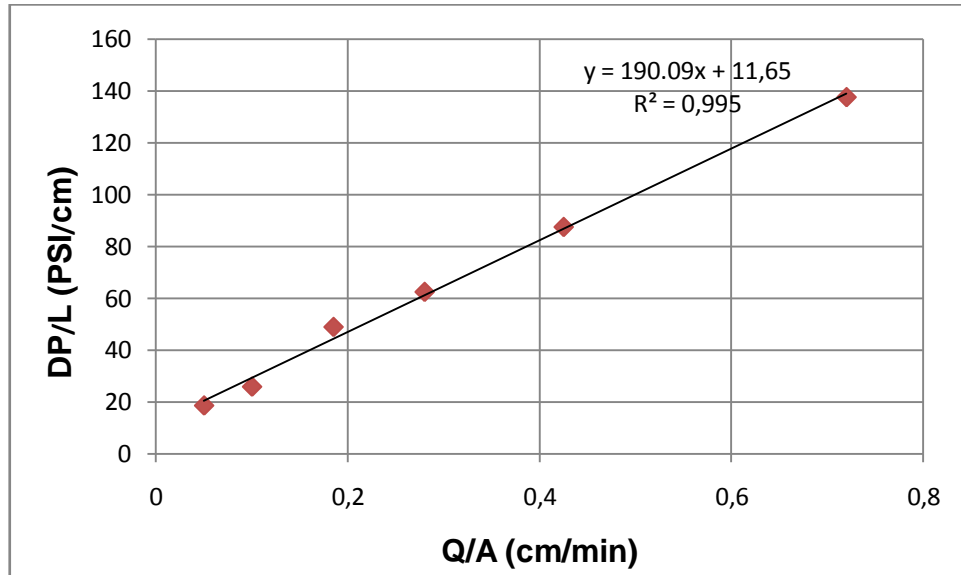
Figura N° 40. Análisis de tasa crítica, para la muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1.



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación mugrosa arenas B y C.

La figura 41 muestra el comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1

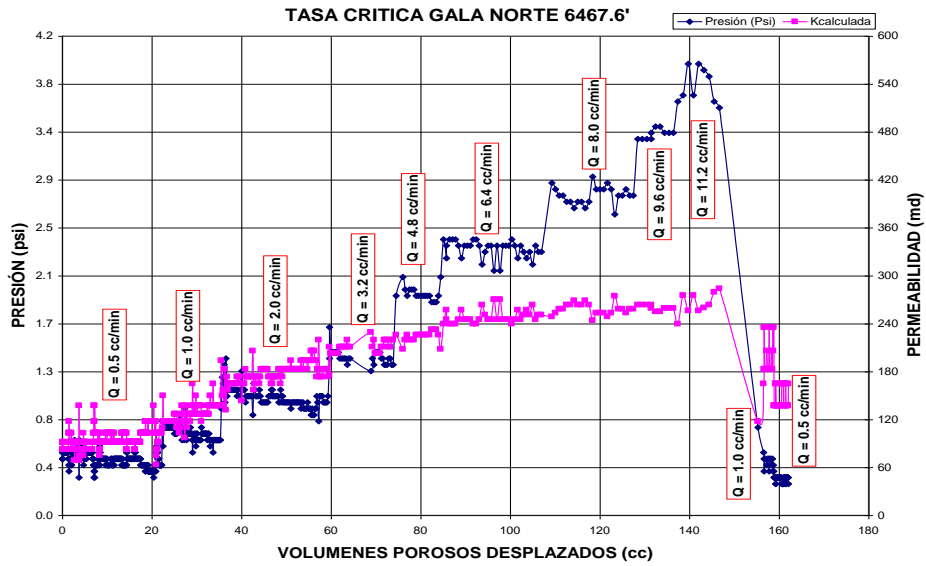
Figura N° 41 Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6446.5', pozo Gala Norte 1



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 42. Muestra el Comportamiento del diferencial de presión y de permeabilidad efectiva final vs. Volúmenes porosos desplazados. Muestra 6467,6', pozo Gala Norte 1

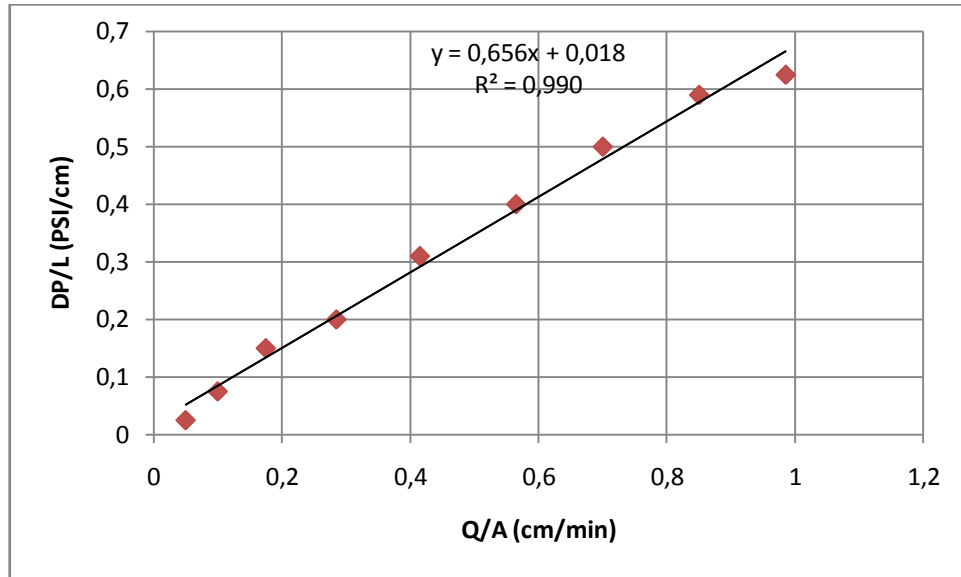
Figura N° 42. Análisis de tasa crítica, muestra 6467,6', pozo Gala Norte 1



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 43 muestra el comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6467.6', pozo Gala Norte 1

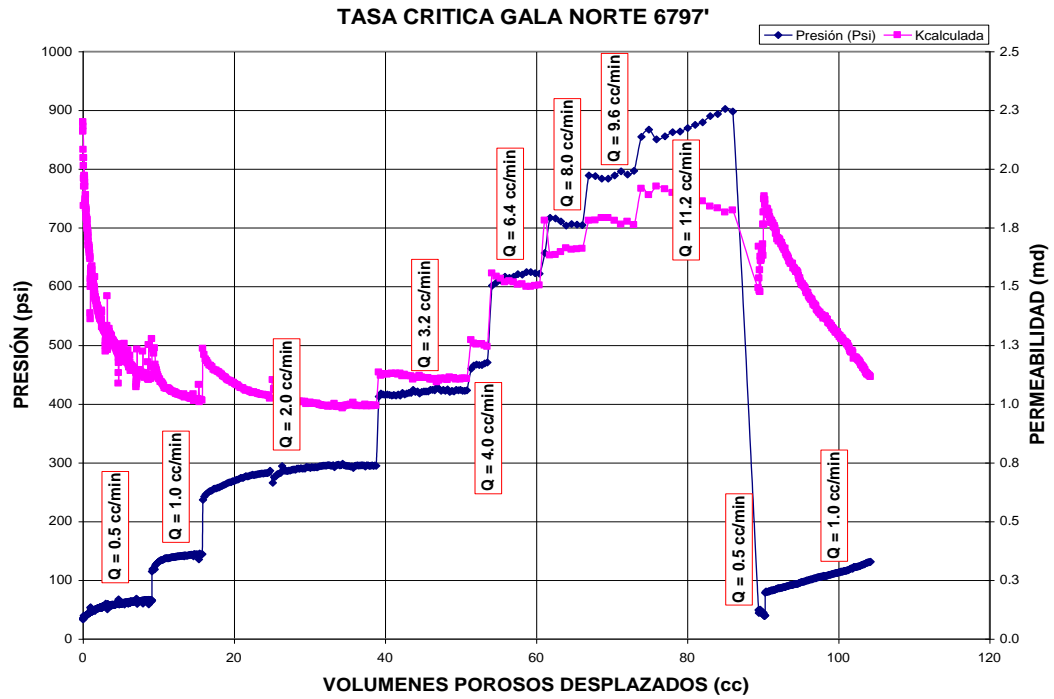
Figura N° 43. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6467.6', pozo Gala Norte 1



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 44. Muestra el comportamiento del diferencial de presión y de permeabilidad efectiva final vs. Volúmenes porosos desplazados. Muestra 6797', pozo Gala Norte 1

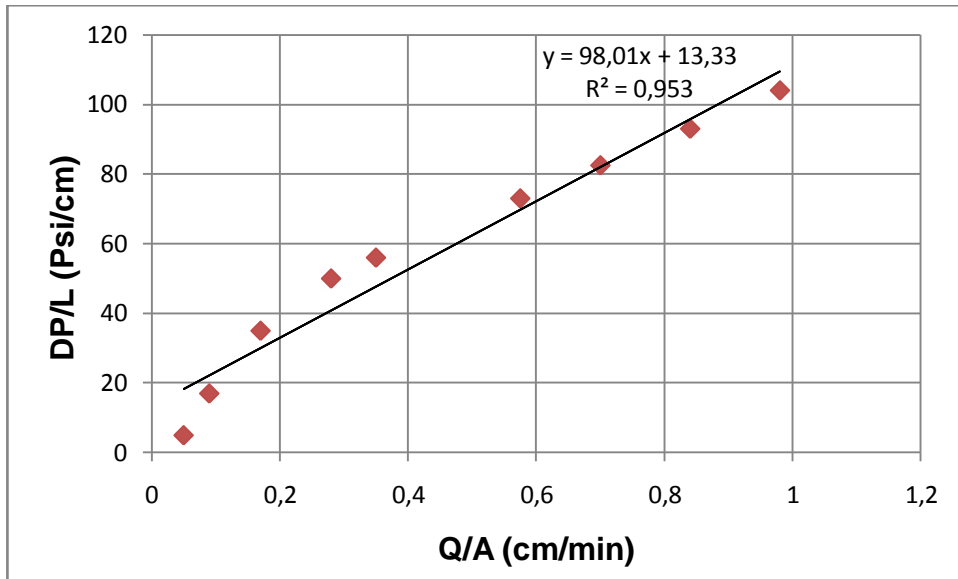
Figura N° 44. Análisis de Tasa crítica, muestra 6797', pozo Gala Norte 1.



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 45 muestra el comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6467.6', pozo Gala Norte 1

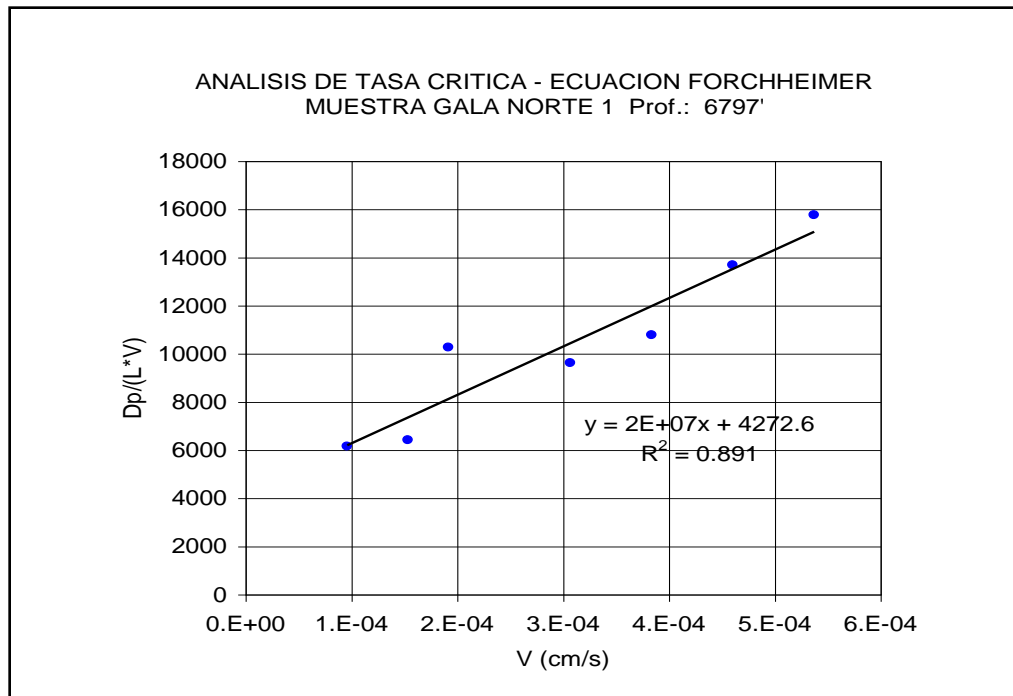
Figura N° 45. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6797', pozo Gala Norte 1.



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 46. Muestra el análisis de Tasa crítica Forchheimer. Muestra 6797', pozo Gala Norte 1

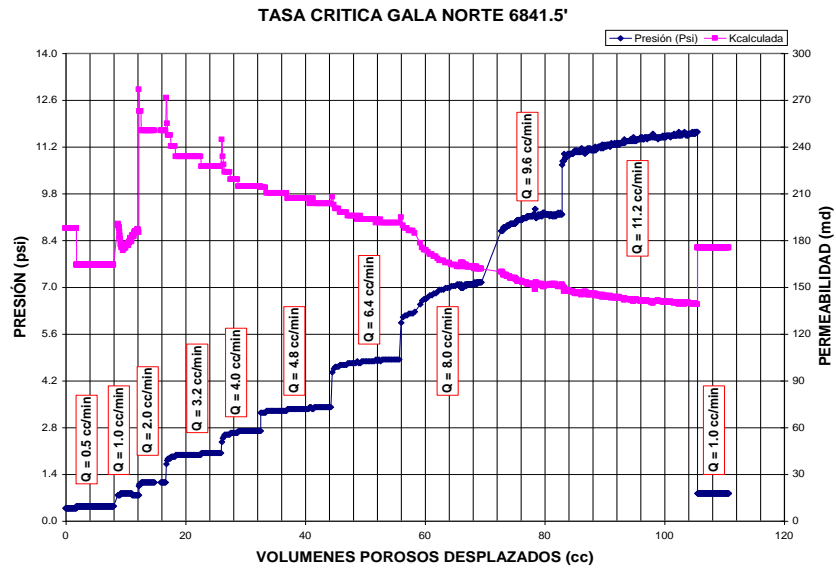
Figura N° 46. Análisis de tasa crítica Forchheimer, para la muestra 6797', pozo Gala Norte 1



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura N° 47 Muestra el análisis de tasa crítica. Muestra 6841.5', pozo Gala Norte.

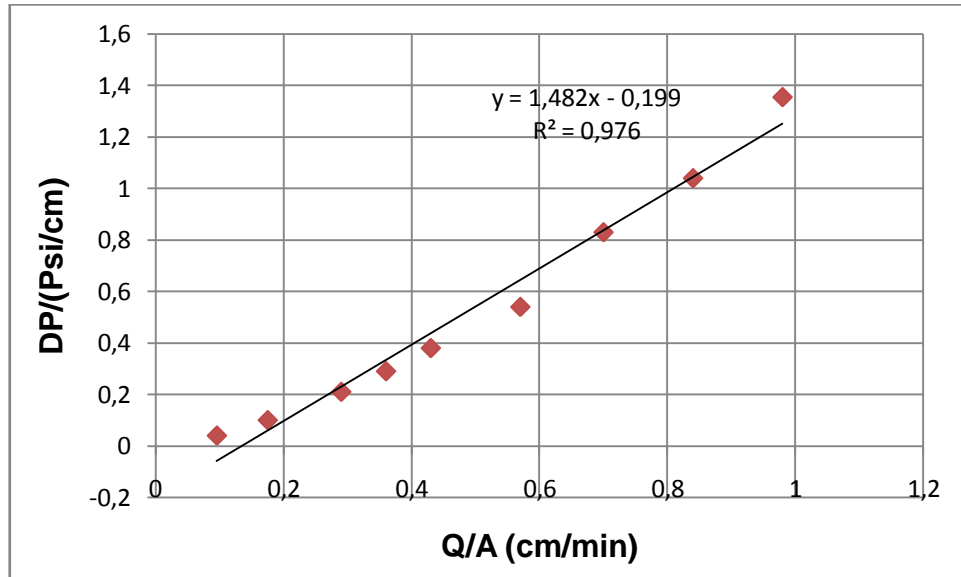
Figura N° 47. Análisis de tasa crítica, muestra 6841', pozo Gala Norte 1.



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

La figura 48. muestra el comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6841', pozo Gala Norte 1.

Figura N° 48. Comportamiento del diferencial de presión vs. Velocidad intersticial, para la muestra 6841', pozo Gala Norte 1.



Fuente: Estudio petrofísico, campo Gala – Llanito, formación Mugrosa arenas B y C.

Análisis de tasa crítica Gala norte 1

- No se encontró tasa crítica en las cuatro muestras trabajadas hasta el caudal de 11.2 cc/min en el laboratorio.
- En general no se observó ningún cambio drástico en la pendiente de la gráfica de Q/A Vs DP/L (tanto en la gráfica de Darcy como la de Forchheimer).
- Se observa, sin embargo un aumento gradual en las muestras en la permeabilidad. Este comportamiento se debe a que la producción de aceite en un waterflooding es función de la magnitud de la tasa flujo utilizada y de la cantidad de agua inyectada (throughput).
- A medida que aumenta la tasa de inyección se presenta producción subordinada adicional de crudo, lo cual implica una disminución de la saturación residual de aceite o, expresado de otra manera, un incremento en la saturación de agua.

- Es conocido que la permeabilidad efectiva a un fluido es función directa de su saturación en el medio. Por lo tanto, a mayor saturación de agua, mayor la permeabilidad efectiva al agua.

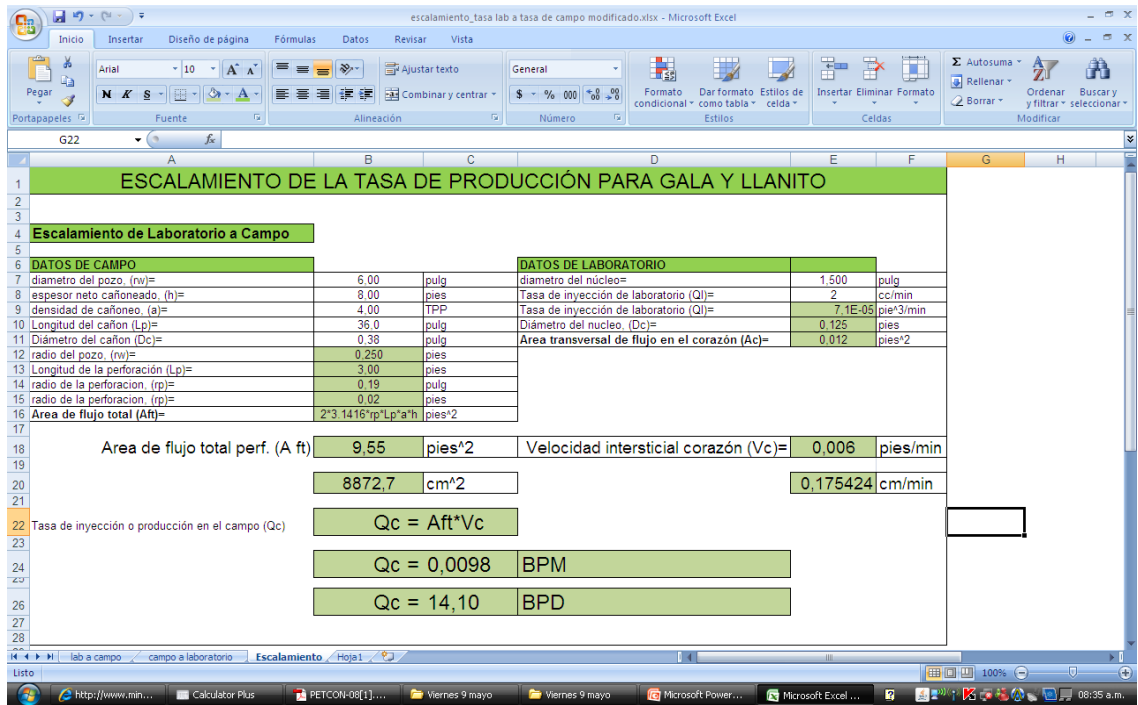
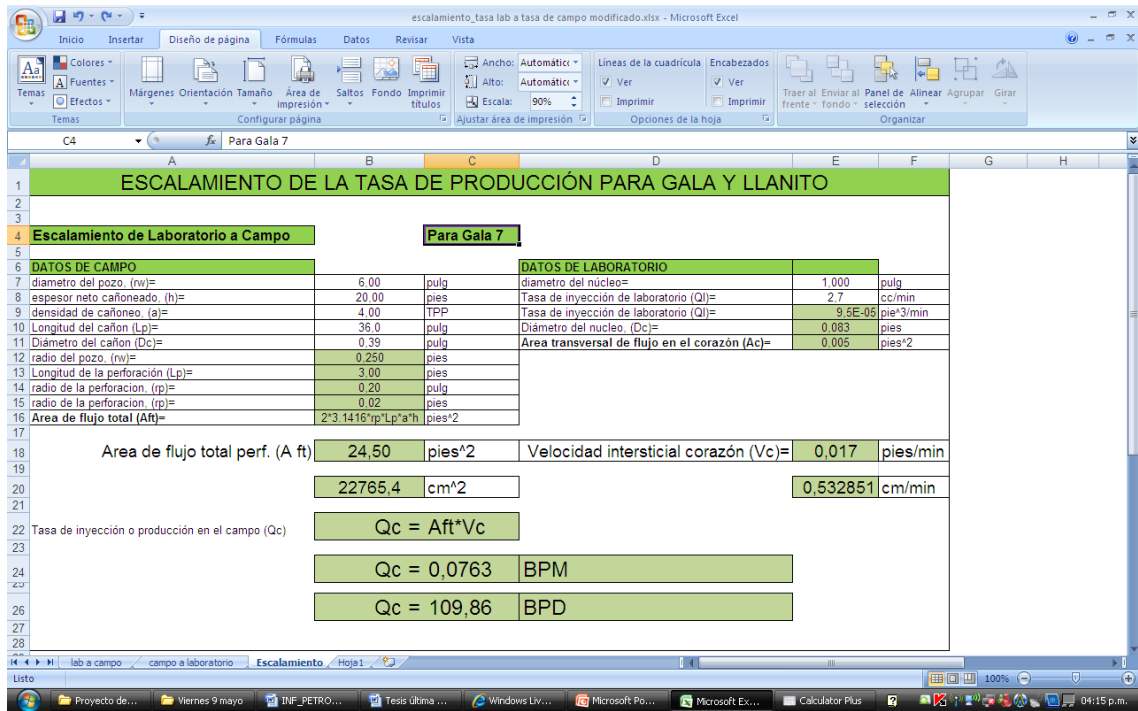
6.3.2 Tasa crítica Llanito 17, Gala 7 y Gala 12. Antes de realizar las pruebas de desplazamiento se seleccionaron muestras para determinar la tasa crítica para cada una de las arenas, es decir, la máxima tasa de flujo a la cual se puede inyectar un fluido sin que se presente migración de finos.

Para tal efecto, una vez se restauró la mojabilidad de las muestras, se cambió el crudo por un aceite mineral, similar en viscosidad a la del crudo de la formación. Posteriormente se desplazó el crudo con agua de formación hasta S_{or} , y en estas condiciones se incrementó la tasa de flujo y se midió la permeabilidad hasta que su valor permaneciera estable por diez volúmenes porosos desplazados.

La muestra de las arenas B perteneciente al pozo Llanito 17 mostró una reducción de permeabilidad por migración de finos a una tasa de flujo superior a 2.0 cc / min que equivale a 2.5 BPD/pie en campo, con un aporte total por zonas de 14 BPD. Mientras que la muestra de las arenas C perteneciente al pozo Gala 7 y Gala 12 mostraron una reducción de permeabilidad por migración de finos a una tasa de flujo superior a 2.7 cc / min, que equivale a 4 BPD/pie en Campo con un aporte total de 110 BPD para Gala 7 y 60 BPD para Gala 12.

La Figura No. 49 muestra el escalamiento de las tasas críticas para los pozos Gala 7 y Llanito 17 respectivamente, a hueco perforado, utilizando Excel.

Figura N° 49. Escalamiento de la tasa crítica para los pozos Gala 7 y Llanito 17 a hueco perforado.



Fuente: Autores.

El pozo Gala norte 1 en su zona C3 no presentó daño a la formación debido a migración de finos, debido a que su comportamiento de producción real no difiere considerablemente del esperado para este pozo, además, no evidenció alto valor de daño. Su baja productividad se debe exclusivamente a su alto corte de agua.

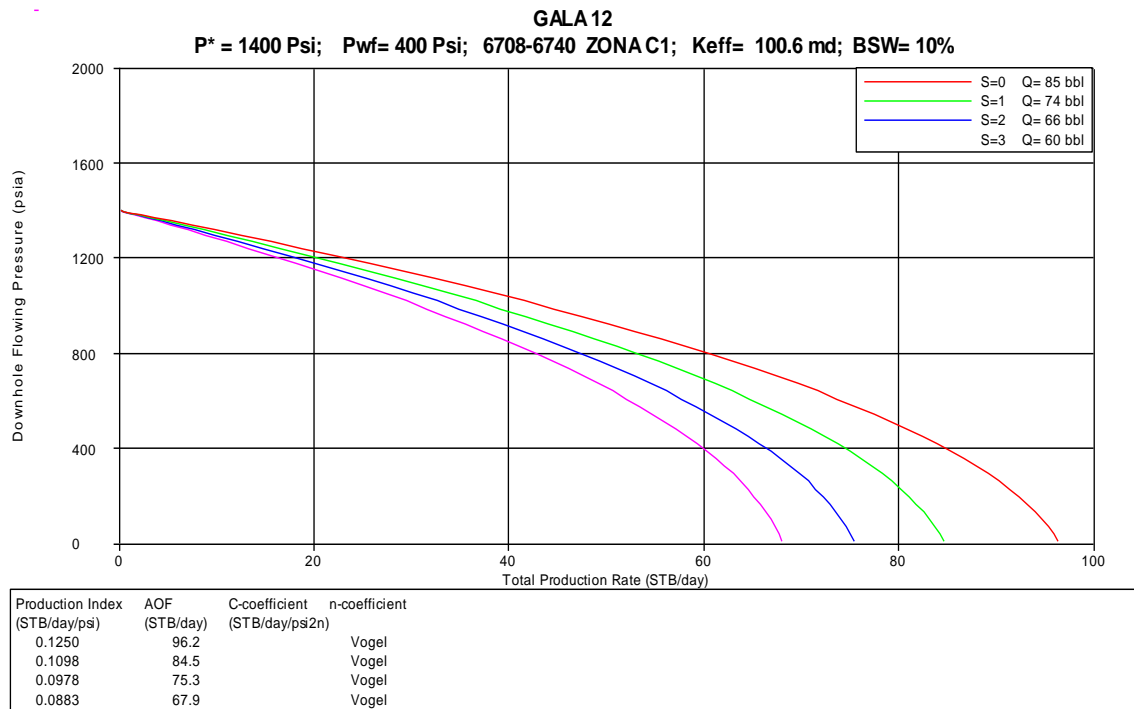
El procedimiento de selección de muestras así como la descripción de sus propiedades petrofísicas se encuentran contenidas dentro del Informe de pruebas petrofísicas de la formación mugrosa B y C.

6.4 PROPUESTA DE TASA ÓPTIMA DE PRODUCCIÓN

La proposición de la tasa óptima de producción de los pozos objeto de estudio se hizo a través del software Wellflo v. 3.8.2, en el cual se modeló el comportamiento de la producción a diferentes valores de daño.

6.4.1 Tasa de operación propuesta para Gala 12. En la figura 50 se modeló el intervalo cañoneado (6708' – 6740') de la formación mugrosa de la zona C1 del pozo Gala 12 a diferentes valores de daño, obteniendo sus respectivos valores de tasa de producción e índices de productividad.

Figura N° 50. Simulación del intervalo (6708' – 6740') formación Mugrosa – zona C1, a diferentes valores de daño.

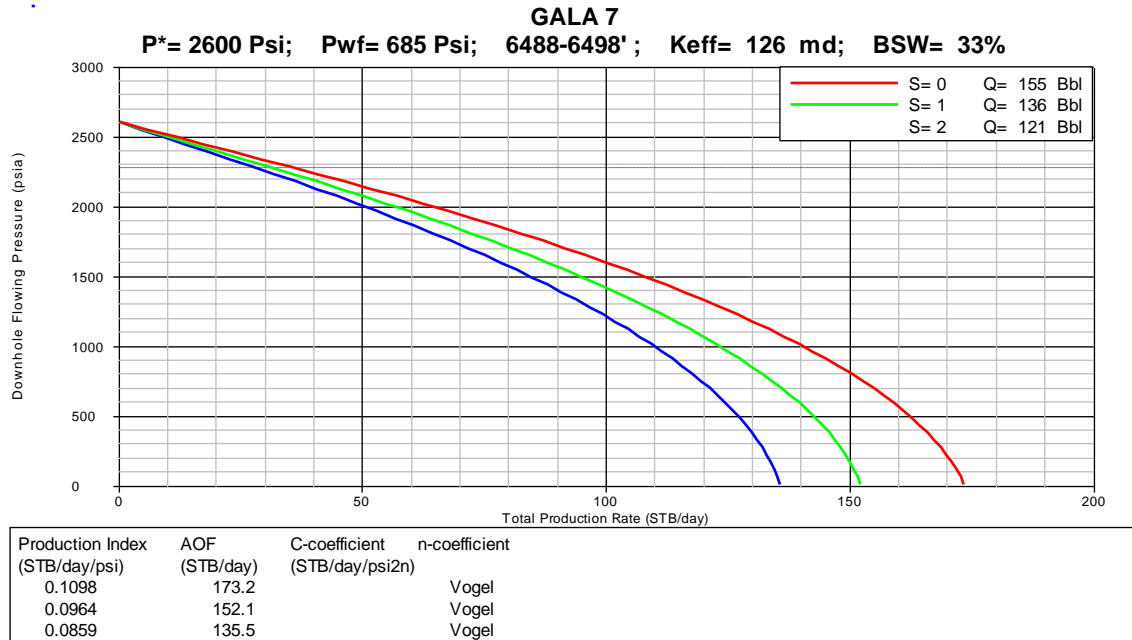


Fuente: Software wellflo

La tasa propuesta en campo para el intervalo cañoneado (6708' – 6740') del pozo Gala 12 es de 66 Bbl/día teniendo en cuenta que el daño permisible en campo para este pozo es de $S = 2$.

6.4.2 Tasa de operación propuesta para Gala 7. Dado que el aporte máximo de todas las zonas productivas del pozo Gala 7 fue de 110 BPD a su tasa crítica de operación, y que la tasa inicial de operación fue en promedio 300 BPD, se puede concluir que el daño de formación fue originado por migración de finos.

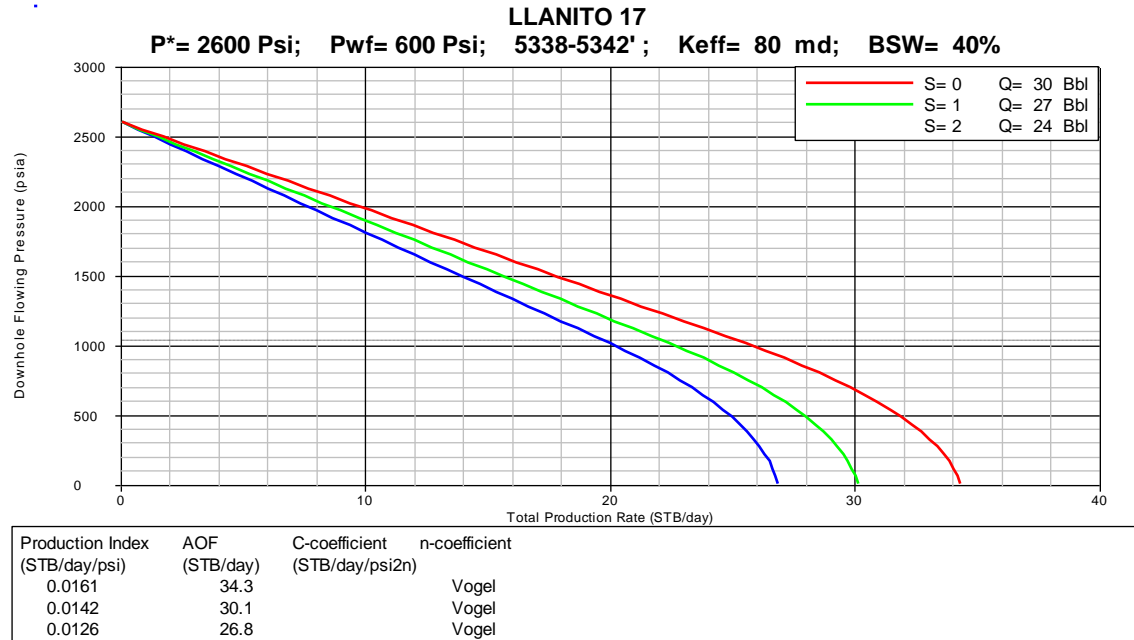
Figura N°. 51. Simulación del intervalo (6488' – 6498') formación Mugrosa – zona C1, a diferentes valores de daño



La tasa que propone el estudio para este pozo y futuros pozos de desarrollo para estas zonas es de 121 BPD teniendo en cuenta que el daño permisible en campo para este pozo es de $S = 2$.

6.4.3 Tasa de operación propuesta para Llanito 17. Dado que el aporte máximo del intervalo cañoneado (5338' – 5342') del pozo Llanito 17 fue de 14 BPD a su tasa crítica de operación, y que su tasa inicial de operación fue en promedio 30 BPD, se puede concluir que el daño de formación fue originado por migración de finos.

Figura N°. 52. Simulación del intervalo (5338' – 5342') formación Mugrosa – zona B a diferentes valores de daño



La tasa que propone el estudio para este pozo y futuros pozos de desarrollo para estas zonas es de 24 BPD con daño aceptable.

CONCLUSIONES

Las conclusiones se fueron dando durante el desarrollo del trabajo, sin embargo, se mencionan aquellas presentan mayor importancia.

Los pozos Gala 7 y Llanito 17 evidenciaron daño de formación por migración de finos ocasionado por las condiciones iniciales de producción, es decir, dichas condiciones de operación superaron inclusive dos veces las condiciones de aporte máximo de las formaciones productoras.

El pozo Gala norte 1 no presentó daño de formación por migración de finos, caso evidenciado en la prueba, donde no se obtuvo un valor de tasa crítica, sin embargo, presentó una caída considerable entre su potencial a daño cero y su comportamiento real, mostrado en la curva de IPR generada en Wellflo. Dado el caso, se pudo concluir que el daño posiblemente está relacionado a su alto corte de agua.

El pozo Gala 12 se pudo proponer una tasa óptima como la manejada en campo a un daño de aceptable, es decir, se simuló el comportamiento de su productividad a diferentes valores de daño mediante el uso del simulador Wellflo, y se obtuvo una tasa de 66 BPD para el intervalo cañoneado con un daño $S = 2$.

RECOMENDACIONES

Todo pozo de desarrollo requiere la estimación de tasa crítica de migración de finos, debido a que esta tasa da un indicativo de la tasa de operación inicial, para evitar posibles daños a la formación.

Para las zonas B y C de la formación mugrosa, se recomienda manejar un daño a la formación no mayor de $S = 2$, dado que por encima del antes mencionado, no es posible el control del daño mediante el ajuste de la tasa de flujo del pozo.

Todo pozo requiere de una completa evaluación para no atribuir el daño a la formación a un fenómeno específico, sino que se requiere conocer los eventos que han tenido lugar durante su vida productiva, como en el caso de Gala norte 1, que a pesar de presentar un alto valor de daño de formación, no presentó migración de finos, sino que su problema estuvo asociado a su alto corte de agua.

La formación mugrosa B y C presentaron valores relativamente bajos de tasa crítica de migración de finos, lo cual es debido a la friabilidad de las arenas. Este hecho genera problemas al momento de manipular las muestras. Se recomienda un ajuste adecuado de la presión de confinamiento para evitar fracturar las mismas.

BIBLIOGRAFIA

Gabriel and G.R. Inamdar. An Experimental Investigation of Fines Migration in Porous Media, SPE 12168. Exxon Production Research Co.

HIBBELER Jeff SPE. GARCIA Thomas BJ Services Company and Dr. CHAVEZ Nelson PDVSA. Integrated Long Term solution Migratory Fines Damage, SPE 81017,

P.D. Nguyen. J.D. Weaver. R.D Rickman. R.G. Dusterhoft and M.A. Parker. Halliburton. Controlling Formation Fines at Their Source to Maintain Well Productivity, SPE 97659,

ARANDA ARANDA Ervin. Cuantificación del daño de Permeabilidad en formaciones productoras que contienen arcillas, 1987.

Determinación de la tasa crítica de flujo en muestras de los pozos Dina - Cretáceos 2 y Dina - Cretáceos 3, estudio del ICP.

F.J. Colmenares, A. Padron, Maraven S.A., C. Boggio, F. Montoya, Schlumberguer Dowell. Evaluation of Treatment for Control fines Migration in the Ceuta Field in Venezuela, SPE 38955.

Metodologías de laboratorio para el desarrollo de estudios integrados de daño a la formación, aplicada a campos Colombianos, estudio del ICP.

E.A Stephan and G.G Engineering, University Akron. Modeling of Permeability reduction in Sandstone Formations due to Fines Migration. Ohio 44325.

PRODUCTION OPERATIONS/VOL. 2, Well Completions, Workover, and Stimulation, Section 4 – 2.

R.L. Thomas and C.W. Crowe. Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Sandstone Formations, Dowell Division, Journal of Petroleum Technology, August, 1978- pp 1491-1500.

ANEXOS

ANEXO N° 1

PROCEDIMIENTO PARA LA ELABORACIÓN DE CURVAS IPR Y EVALUACIÓN DE CORRECCIÓN DE DAÑOS.

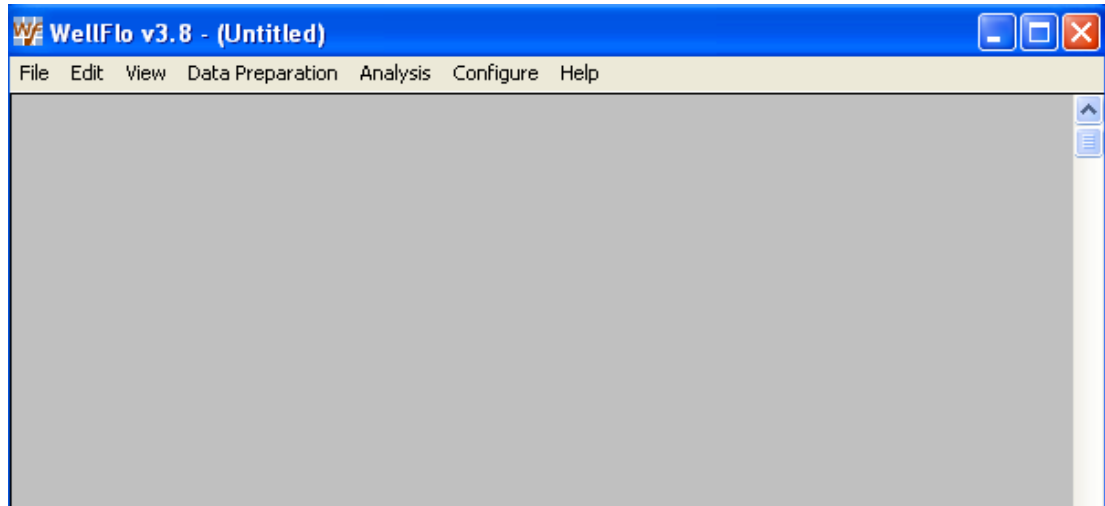
Para poder realizar el estudio de las curvas IPR y mirar potenciales de Producción de los Pozos es necesario contar con la siguiente información básica del campo y los pozos:

- Análisis PVT
- Propiedades de los fluidos
- Estado Mecánico de los Pozos
- Curvas y Datos de Permeabilidades
- Estudios de Registros
- Propiedades Petrofísicas
- Condiciones del yacimiento (P, T)

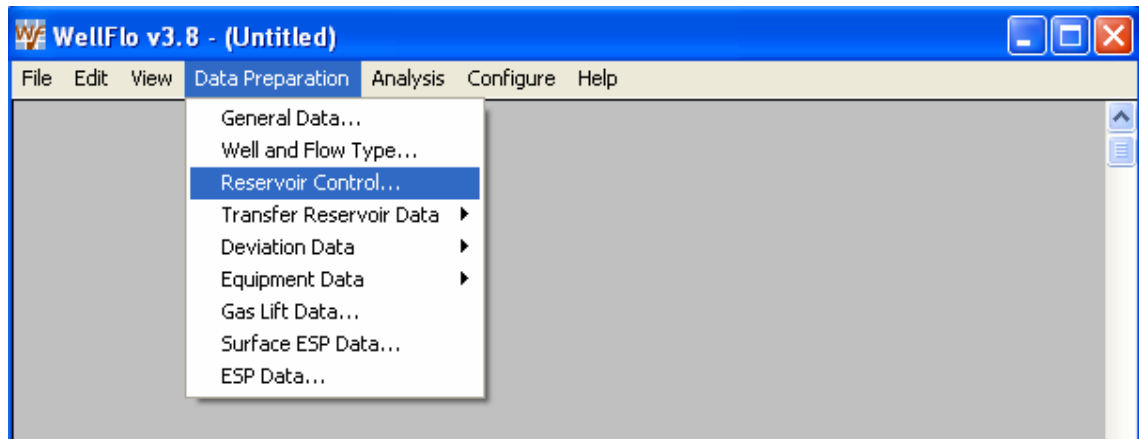
Para ello nos ayudamos de la herramienta WELLFLO V 3.8.2 para procesar la información, obtener resultados, interpretar y evaluar potenciales de producción.

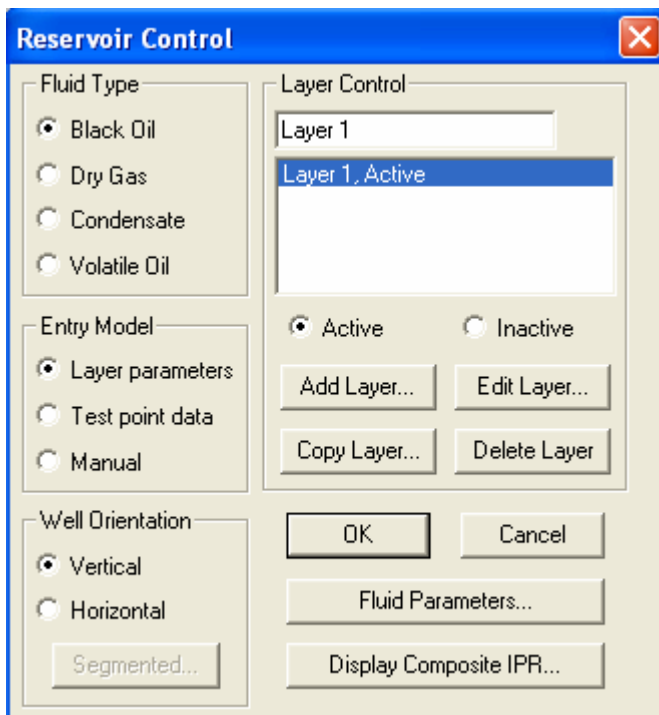
MANEJO BÁSICO DE LA HERRAMIENTA WELLFLO V 3.8.2

1. Ambiente General de la Herramienta



2. Cargar la Información del PVT

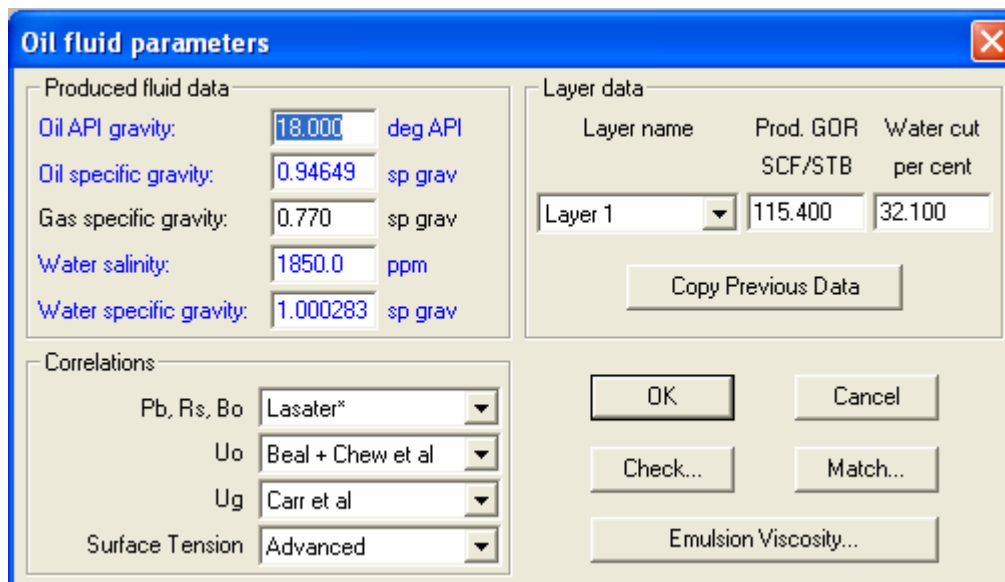




Observar que se despliega la siguiente ventana y que los iconos activos sean los mostrados.

Seleccionar Fluid Parameters.

De los datos e informaciones suministradas se obtienen los valores para cargar en las casillas que se observan.



Observar que el espacio de Correlations para la Pb, Rs, Bo existen 6 métodos de trabajo para realizar el macheo de datos. Se selecciona un método y entra a **Match...**

En el recuadro de **Match property** se encuentran las propiedades a cargar del PVT.

Pressure	Temp	Bub.Pt.			
50.0					
100.0					
116.0		880.000			
200.0					
250.0					
300.0					

Se presenta el procedimiento para cargar Bubble Pt Press, Solution GOR, Form Vol Factor, Oil Viscosity y Z Factor.

Cargar el dato de Bubble Pt Press

Match oil properties

Match property: **Bubble Pt Press.**

using correlation: Lasater*

at produced GOR: 115.400 SCF/STB

Zero values ->

Tuning parameters: 1.00000, 0.00000

Reset tuning

Tuned Pb or Rs at std. conditions: Anchored, Free

Match: 0.78976

Observed values	
Pressure Temp	Bub.Pt.
50.0	
100.0	
116.0	880.000
200.0	
250.0	
300.0	

Calculated values	
Pressure Temp	Bub.Pt.
50.0	
100.0	
116.0	694.989
200.0	
250.0	
300.0	

Buttons: OK, Cancel, Calculate, Best fit, Copy, Plot

Verificar los datos de SCF/STB, Temp y Bub Pt. Dar clic en Calculate y luego en Plot. Para Finalizar en OK.

Cargar los datos de Solution GOR

Match oil properties ✖

Match property

using correlation:
 Lasater*

at produced GOR:
 SCF/STB

Tuning parameters

Tuned Pb or Rs at
 std. conditions:
 Anchored
 Free

Match:

Observed values

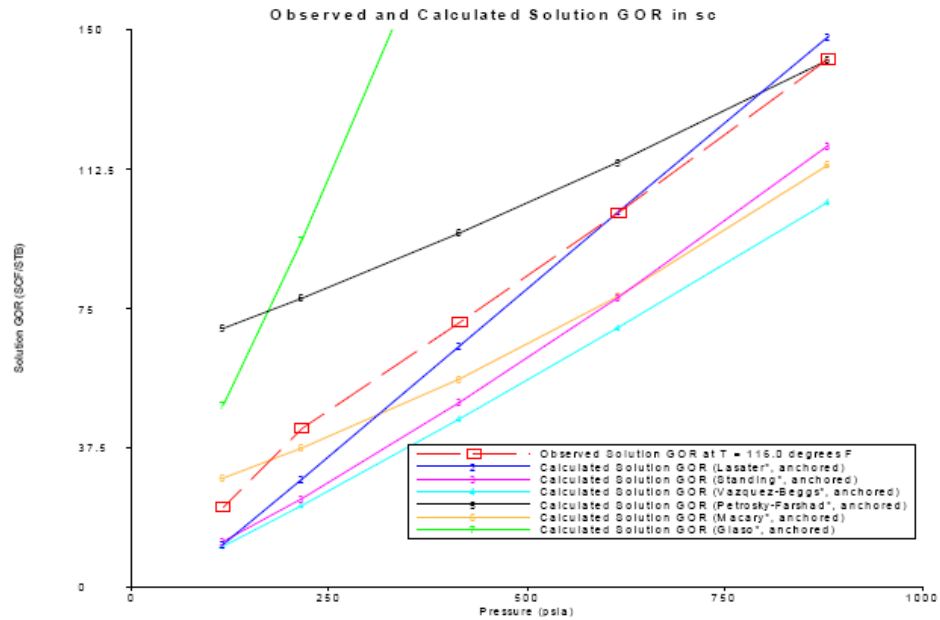
Pressure	880.0	614.0	414.0	214.0	114.0		
Temp							
50.0							
100.0							
116.0	142.065	100.673	71.218	42.663	21.642		
200.0							
250.0							
300.0							

Calculated values

50.0							
100.0							
116.0							
200.0							
250.0							
300.0							

Se colocan las presiones del PVT y Los Valores de GOR para cada Presión a Ty. Click en el siguiente orden: Calculate, Best fit y Plot. Finalizo con OK.

El automáticamente genera una gráfica de los datos reales y el ajuste por el método seleccionado. Para cada correlación se realiza el mismo procedimiento anterior y al final se obtiene la siguiente gráfica.



Para salvar la grafica se elige File, Copy, Aceptar y se pega en un archivo de texto, presentación o la convierte a figura para luego ser usada en el reporte final.

Cargar los datos de Solution GOR

Match oil properties

Match property: **Form. Vol. Factor**

using correlation: Lasater*

at produced GOR: 115.400 SCF/STB

Zero values ->

Tuning parameters: 1.00000, 0.00000

Reset tuning

Match:

Observed values	
Pressure	880.0 614.0 414.0 214.0 114.0 15.0
Temp	50.0
	100.0
	116.0 1.07080 1.05650 1.04550 1.03280 1.02610 1.01420
	200.0
	250.0
	300.0

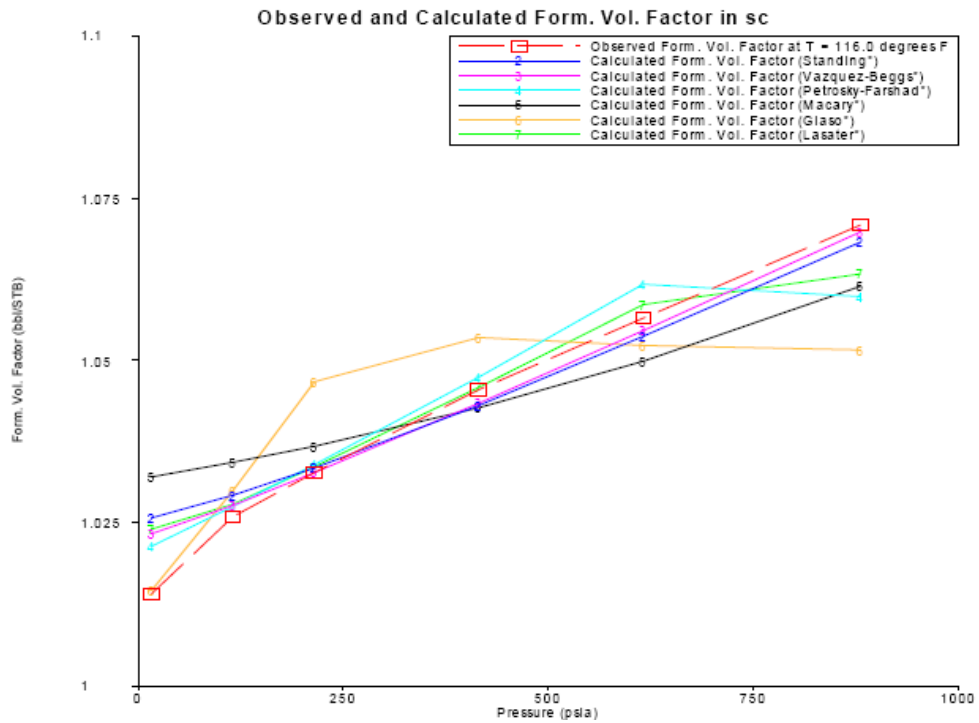
Calculated values	
	50.0
	100.0
	116.0
	200.0
	250.0
	300.0

Buttons: OK, Cancel, Calculate, Best fit, Copy, Plot

Se colocan las presiones del PVT, los Valores de Factor Volumétrico del Oil para cada Presión a Ty.

Click en el siguiente orden: Calculate, Best fit y Plot.

El automáticamente genera una gráfica de los datos reales y el ajuste por el método seleccionado. Para cada correlación realiza el mismo procedimiento anterior y al final se obtiene la siguiente gráfica.

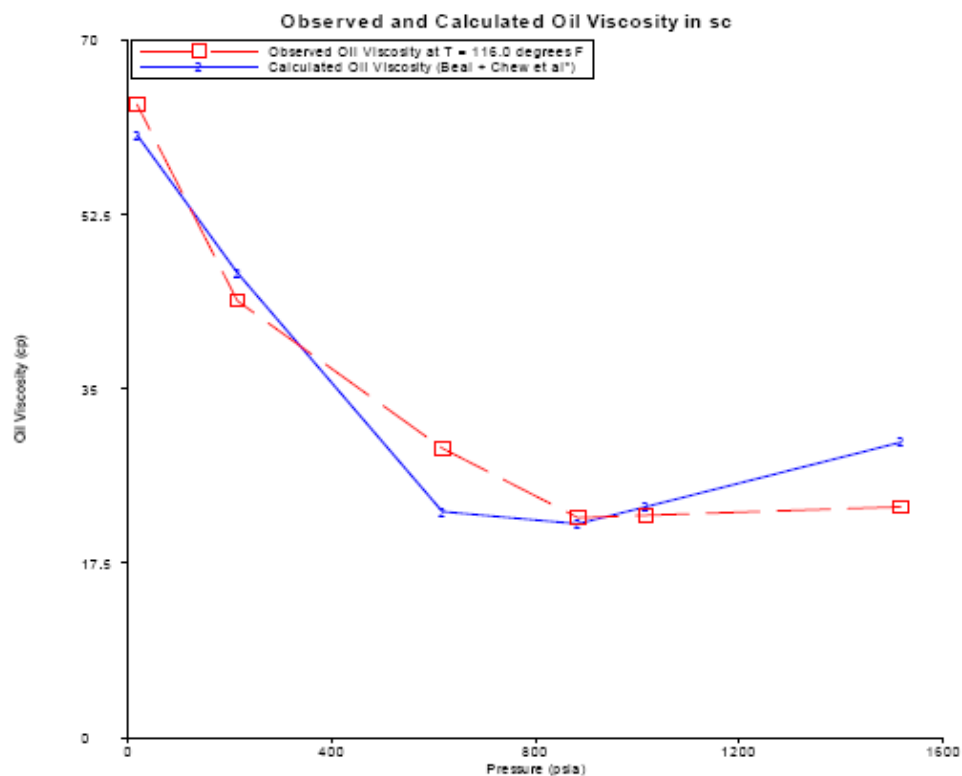


Para salvar la grafica se elige File, Copy, Aceptar y se pega en un archivo de texto, presentación o la convierte a figura para luego ser usada en el reporte final.

Cargar los datos de Oil Viscosity

Se colocan las presiones de medida de la viscosidad, los valores de viscosidad para cada Presión. Click en el siguiente orden: Calculate, Best fit y Plot.

El automáticamente genera una gráfica con datos reales y el ajuste por el método seleccionado. Para cada correlación se realiza el procedimiento anterior y al final se obtiene la siguiente gráfica.



Para salvar la grafica se elige File, Copy, Aceptar y se pega en un archivo de texto, presentación o la convierte a figura para luego ser usada en el reporte final.

Cargar los datos de Z Factor

Match oil properties

Match property: **Z Factor**
 using correlation: **Z Factor Corr. ***

Zero values ->

Tuning parameters:
 0.71331
 0.28669
 Reset tuning

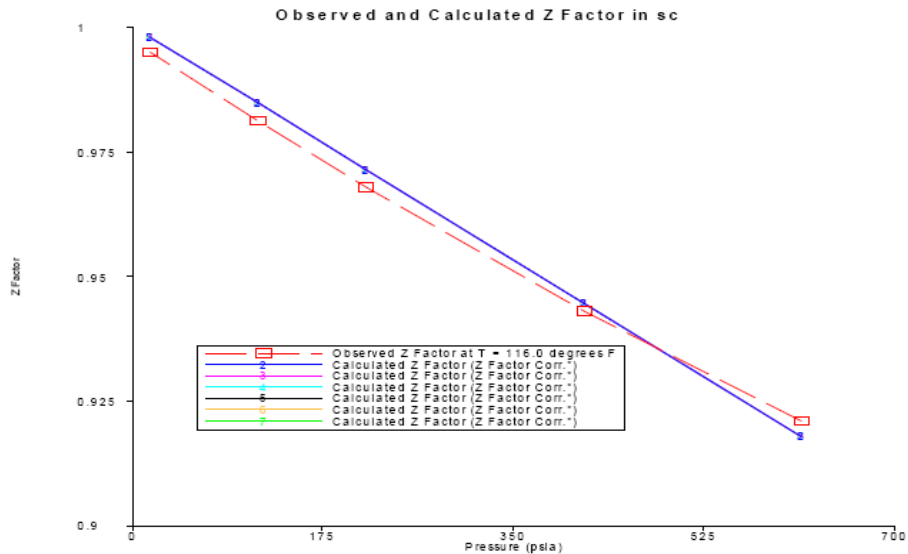
Match:

Observed values							
Pressure	Temp	880.0	614.0	414.0	214.0	114.0	15.0
50.0							
100.0							
116.0			0.92110	0.94310	0.96800	0.98130	0.99510
200.0							
250.0							
300.0							

Calculated values							
Pressure	Temp						
50.0							
100.0							
116.0							
200.0							
250.0							
300.0							

Se colocan las presiones del PVT, los Valores de Z Factor para cada Presión a Ty. Click en el siguiente orden: Calculate, Best fit y Plot.

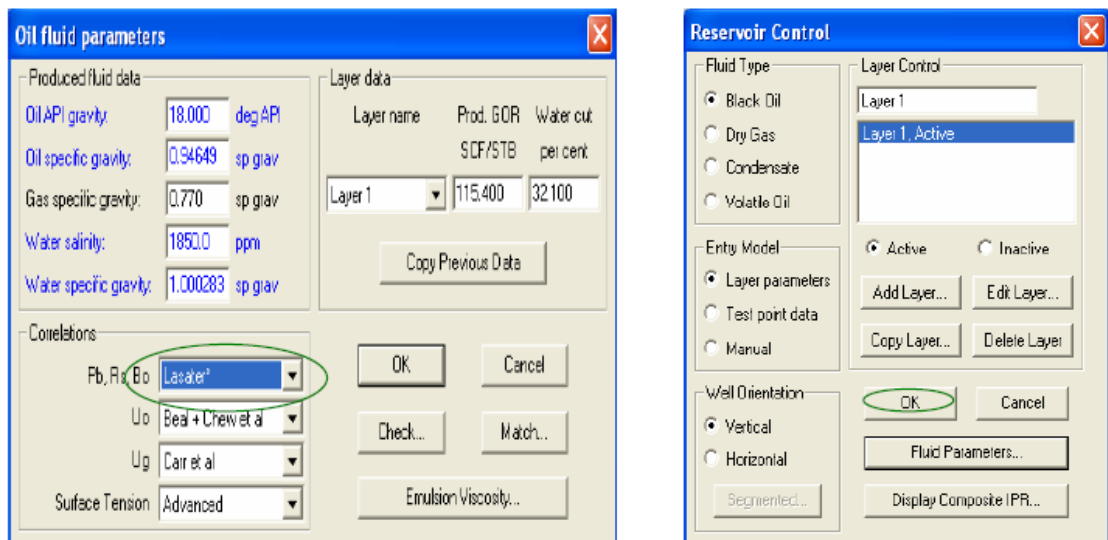
El automáticamente genera una gráfica con datos reales y el ajuste por el método seleccionado. Para cada correlación se realiza el procedimiento anterior y al final se obtiene la siguiente gráfica.



Para salvar la grafica se elige File, Copy, Aceptar y se pega en un archivo de texto, presentación o la convierte a figura para luego ser usada en el reporte final.

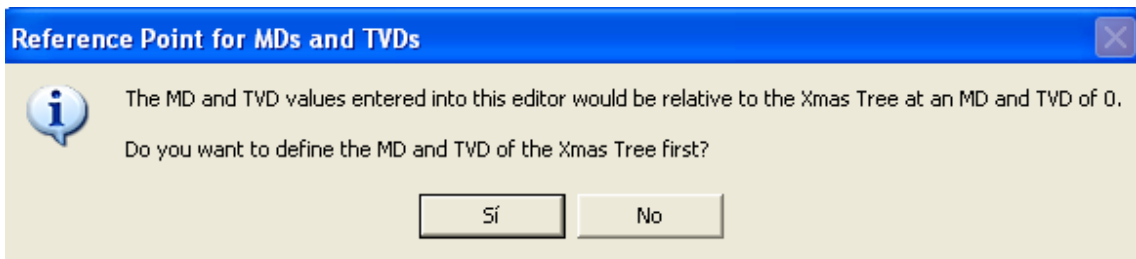
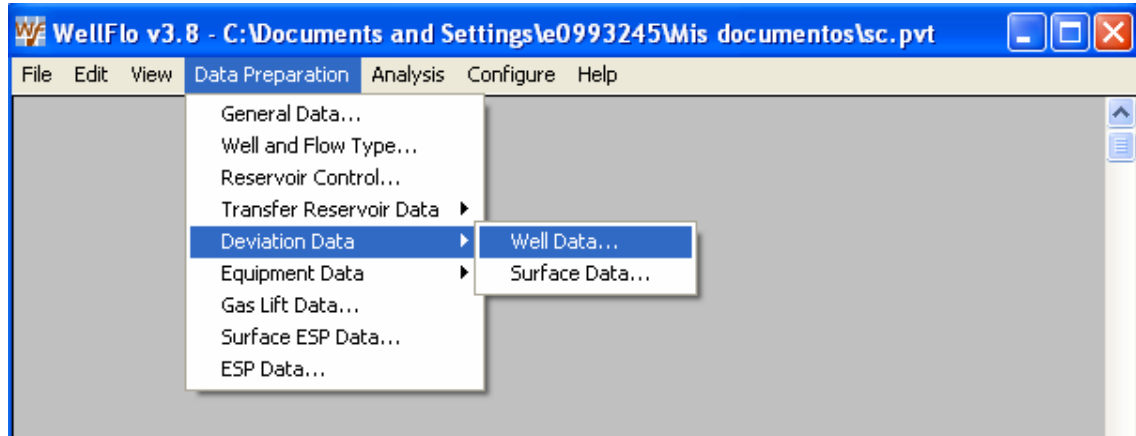
De acuerdo a cada gráfica de las propiedades se selecciona cual es el método que mejor se ajusta y se deja programado para los siguientes trabajos.

Asumiendo que se obtiene el mejor ajuste con el método de Lasater se obtiene:

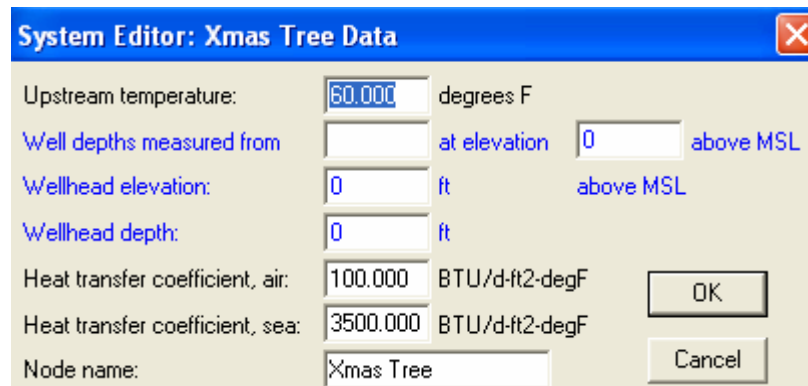


Para finalizar dar OK en cada celda y guardar el archivo con extensión *.pvt por File - Save As.

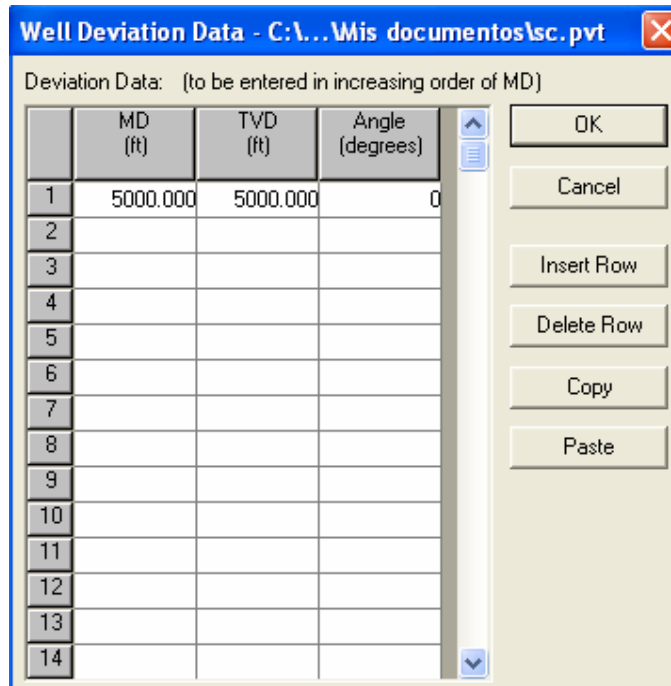
3. Cargar los Datos del pozo de Interés.



Llenar los datos requeridos si se tienen o dejarlos por default.



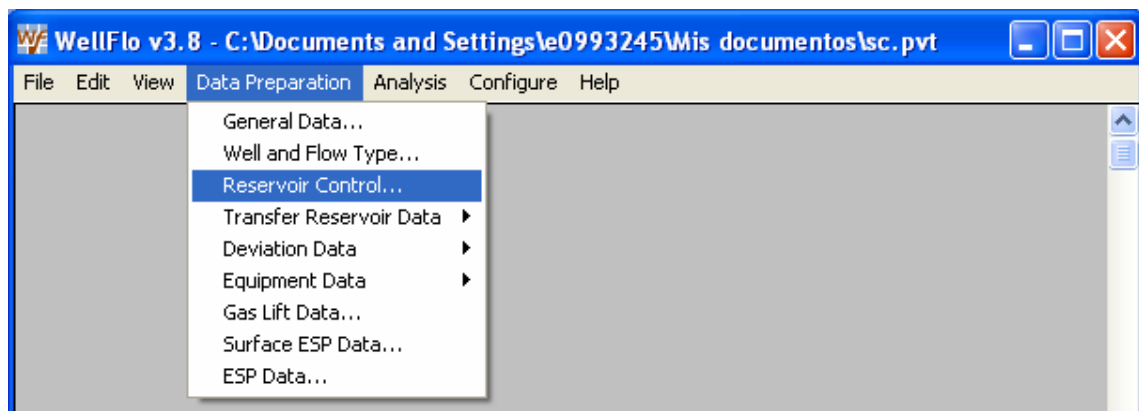
Cargar los valores de MD y TVD, se obtiene de la información existente del pozo. Permite máximo 256 datos.



Una vez se hallan cargado los datos, presionar OK para que el programa calcule el angle(Degrees).

4. Modelamiento

Se carga el Reservoir Control



Observar que el modulo Entry Model se selecciona Test point data y se da click en Edit Layer.

Inflow Performance: Oil (Test Data Points) - Layer 1

Layer Parameters

Layer pressure: 892.400 psia
Layer temperature: 116.000 degrees F
Relative Injectivity: 0 per cent
Mid-perf depth (MD): 2579.00 ft

IPR Model

Current IPR Model :
Vogel

Test point data (total liquid)

Test Pressure 1: 228.20 psia
Test Flow Rate 1: 76.300 STB/day
Test Pressure 2: 0 psia
Test Flow Rate 2: 0 STB/day

Include non-Darcy effects

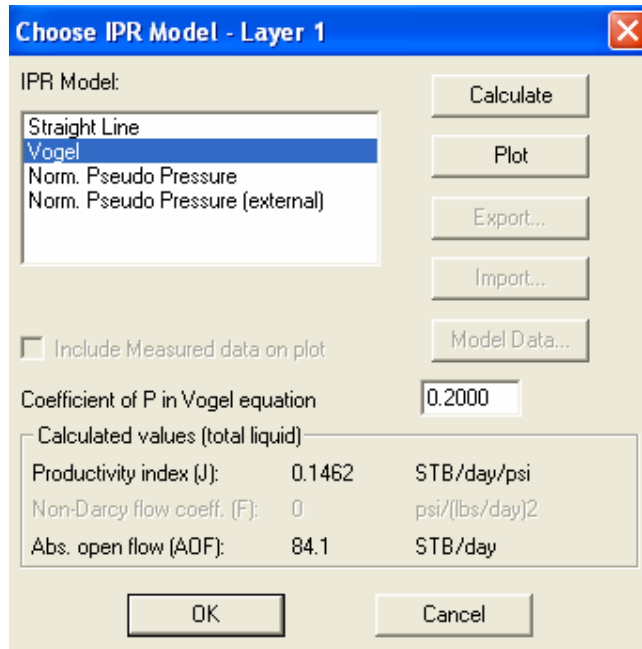
Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.1462 STB/day/psi
Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/(lbs/day)2
Abs. open flow (AOF): 84.1 STB/day

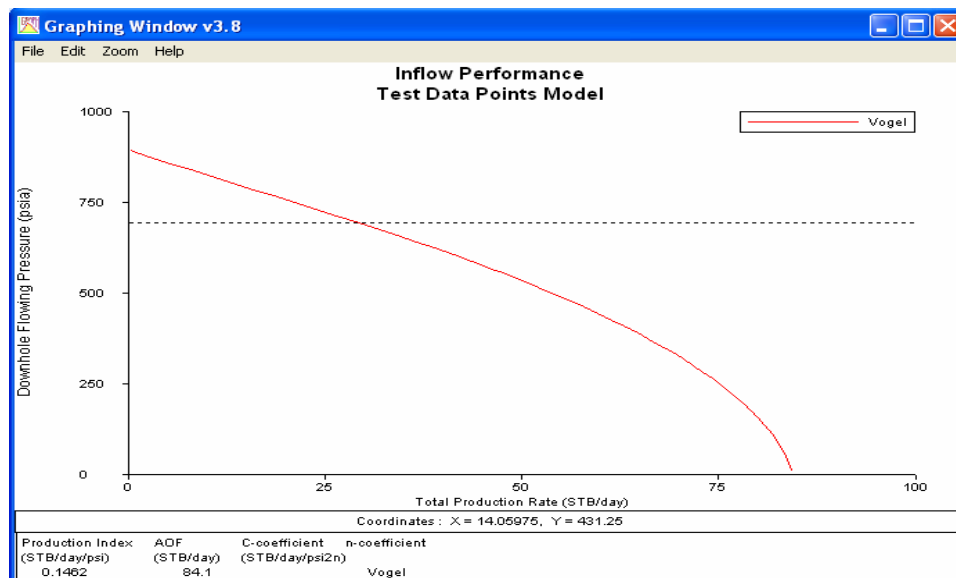
OK
Cancel
Calculate
Relative Perm...
Choose IPR...

Se llena la información requerida. Lacasilla Test Pressure 1 srefiere a la Pwfel Test Flor Rate 1 al caudal pozo.

Selecione el IPR model de acuerdo a las características del yacimiento y fluido según el modelo, la ecuación y características de aplicación de cada uno. Para este caso de estudio el modelo es Vogel.

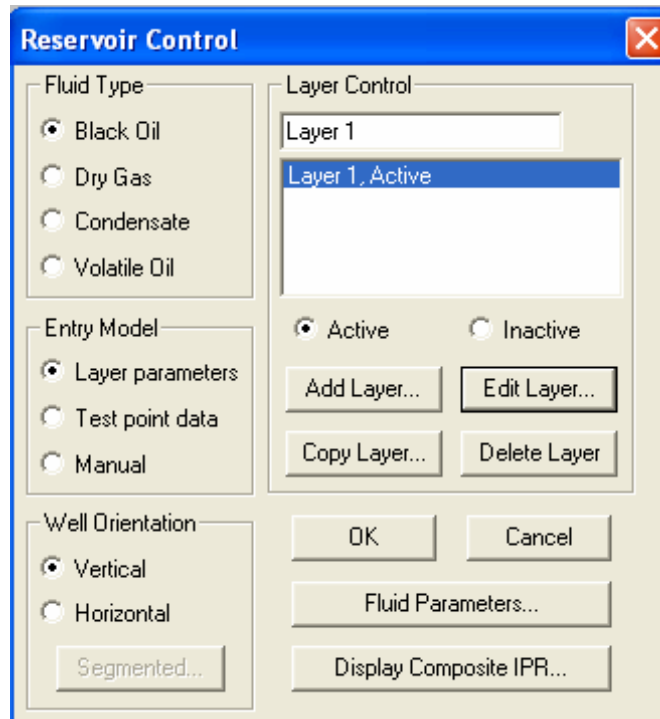


Dar calculate y plot y despliega automáticamente la curva IPR a las condiciones del pozo.



Observar el valor de indice de productividad calculado en la gráfica (0.1462).

Regresar a la ventana del Reservoir Control y seleccionar Layer Parameters
Edit layer...



Ingresar los datos de efective, permeability y layer tickness, el resto de valores se vinculan automaticamente.

Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - Layer 1

Layer Parameters

Layer pressure: 892.400 psia Wellbore radius: 4.248 in

Layer temperature: 116.000 degrees F

Relative Injectivity: 0 per cent

Effective permeability: 59.900 md

Layer thickness(TVD): 70.000 ft

Mid-perf depth (MD): 2579.00 ft

Drainage area geometry

Pseudo-radial flow (default)

Pseudo-linear flow

Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): 0

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model

Current IPR Model : Vogel

Calculated values (total liquid)

Productivity index (J): 0.2574 STB/day/psi

Non-Darcy flow coeff. (F): 0 psi/((lbs/day)2)

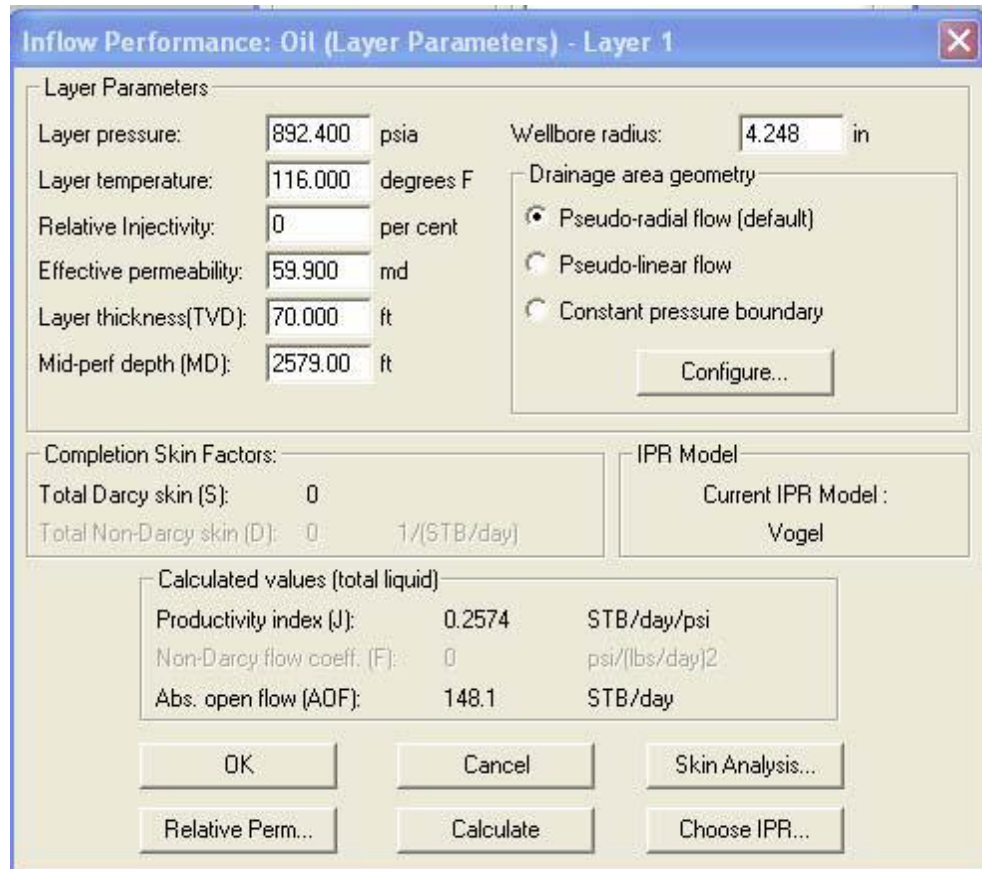
Abs. open flow (AOF): 148.1 STB/day

OK Cancel Skin Analysis...

Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Realizar un ajuste por prueba y error para calcular el valor del daño causado al pozo. Para ello se realiza el siguiente procedimiento ingresando a Data Preparation Reservoir Control. En la ventana de Reservoir Control se selecciona Layer parameters y después Edit Layer.

Utilizo la función Skin Analysis.....



Inflow Performance: Oil (Layer Parameters) - Layer 1

Layer Parameters:

Layer pressure: 892.400 psia Wellbore radius: 4.248 in

Layer temperature: 116.000 degrees F

Relative Injectivity: 0 per cent

Effective permeability: 59.900 md

Layer thickness(TVD): 70.000 ft

Mid-perf depth (MD): 2579.00 ft

Drainage area geometry:

- Pseudo-radial flow (default)
- Pseudo-linear flow
- Constant pressure boundary

Configure...

Completion Skin Factors:

Total Darcy skin (S): 0

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

IPR Model:

Current IPR Model: Vogel

Calculated values (total liquid):

Productivity index (J):	0.2574	STB/day/psi
Non-Darcy flow coeff. (F):	0	psi/(lbs/day) ²
Abs. open flow (ADF):	148.1	STB/day

OK Cancel Skin Analysis...

Relative Perm... Calculate Choose IPR...

Para calcular el valor del daño actual del pozo se comienzan a dar valores en la ventana total Darcy Skin(S) y se le da calculate OK.

En la ventana anterior de Inflow Performance el calcula un valor de productivity index.

Se continua trabajando con la función Skin Analysis... hasta obtener un valor de S que iguale el valor de (J) con el IP (0.1462) de la gráfica de IPR. Ese valor que se obtiene es el valor actual del pozo.

Skin Analysis : Completion - Layer 1

Completion

- Open Hole
- Open Hole with Gravel Pack
- Cased Hole
- Cased Hole with Gravel Pack
- Fractured
- Frac-and-Pack Open Hole
- Frac-and-Pack Cased Hole

Calculated Total Skin Factors

Total Darcy skin (S):

Total Non-Darcy skin (D): 1/(STB/day)

Well Test Results

Total Darcy skin (S): 0

Total Non-Darcy skin (D): 0 1/(STB/day)

Use calculated skins

Include non-Darcy effects

OK

Cancel

Model...

Calculate

Plot IPR...