



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**PRODUCTIVIDAD EN
YACIMIENTOS DE CRUDO
PESADO**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

CHRISTIAN OMAR GONZÁLEZ HERRERA

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Israel Castro Herrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016

Índice	Página
Lista de figuras	5
Lista de gráficas	6
Lista de tablas	7
Capítulo I. Introducción	8
1.1 Definiciones	8
1.2 Composición Química	8
1.3 Formación y Origen	10
1.4 Ocurrencia	11
1. 5 Crudos pesados en México	12
1.5.1 Reservas Probadas, Probables y Posibles	12
Referencias	15
Capítulo II. Análisis de la productividad de pozos	16
2.1 Propiedades de la roca	16
2.1.1 Porosidad	16
2.1.2 Permeabilidad	17
2.1.3 Compresibilidad Isotérmica	19
2.1.4 Tortuosidad	19
2.2 Propiedades del fluido	20
2.2.1 Viscosidad del petróleo	21
2.2.2 Gravedad específica del petróleo	22
2.2.3 Presión de burbujeo	23
2.2.4 Razón gas disuelto-petróleo	24
2.2.5 Factor volumétrico del petróleo	25
2.2.6 Compresibilidad del petróleo	26
2.3 Propiedades del sistema roca-fluido	27
2.3.1 Saturación de fluidos	27
2.3.2 Mojabilidad	28
2.3.3 Presión capilar	29
2.4 Ecuaciones de flujo	30
2.4.1 Geometrías de flujo	31
2.4.2 Períodos o regímenes de flujo	35
2.5 Comportamiento de afluencia	39
2.5.1 Índice de productividad en un yacimiento bajosaturado	40
2.5.2 Relación de comportamiento de afluencia (IPR)	42
2.5.3 Métodos para calcular el IPR de crudos pesados	43
Referencias	46

Capítulo III. Estimación de propiedades y factores que afectan la productividad	47
3.1 Factor de daño	47
3.1.1 Daño a la formación	49
3.1.2 Tipos y mecanismos de daño	50
3.1.3 Factor de daño compuesto	53
3.1.4 Factor de daño por inclinación del pozo y convergencia de flujo	53
3.1.5 Factor de daño por disparos	55
3.1.6 Evaluación del daño del pozo	59
3.2 Precipitación de ceras	60
3.2.1 Mecanismos de depósito de las ceras	62
3.2.2 Migración de las ceras	63
3.3 Precipitación de asfaltenos	64
3.3.1 Factores que afectan la precipitación de asfaltenos	66
3.3.2 Agregación y depósito de los asfaltenos	69
3.3.3 Dispersantes de los asfaltenos	71
3.3.4 Mecanismos de depósito	71
3.3.5 Métodos de prevención del depósito de asfaltenos	71
Referencias	73
Capítulo IV. Declinación de la producción en yacimientos de crudo pesado	74
4.1 Curvas de declinación	74
4.1.1 Factores que afectan las curvas de declinación	75
4.2 Declinación transitoria	76
4.3 Declinación en estado pseudoestacionario	77
4.3.1 Declinación Exponencial	78
4.3.2 Declinación Hiperbólica	78
4.3.3 Declinación Armónica	80
4.4 Información necesaria para la utilización de curvas de declinación	80
4.5 Caso de estudio	81
4.5.1 Activo integral Sigma-Luna	81
4.5.2 Proyecto Integral Sigma Somero	82
4.5.3 Origen Geológico	82
4.5.4 Migración del Hidrocarburo	83
4.5.5 Roca generadora	83
4.5.6 Roca almacenadora	84
4.5.7 Roca sello	84
4.5.8 Reactivación del desarrollo del campo sigma	84
4.5.9 Datos y gráficas de los pozos de estudio	88
4.5.10 Planteamiento del caso de estudio	93
Referencias	98

Capítulo V. Administración integral de yacimientos de crudo pesado	99
5.1 Definición y fundamentos	99
5.1.1 La administración de yacimientos y la economía	100
5.2 Equipo multidisciplinario	101
5.3 Proceso de la administración integral de yacimientos	103
5.3.1 Planeación	103
5.3.2 Ejecución	105
5.3.3 Seguimiento y control	105
5.3.4 Revisión de planes y estrategias	106
5.3.5 Evaluación	106
5.4 Administración integral enfocada en crudos pesados	107
Referencias	109
Conclusiones y Recomendaciones	110

Figura	Página
Fig. 2.1 Representación gráfica de la porosidad de una roca	16
Fig. 2.2 Esquema ideal de un sistema de poros	17
Fig. 2.3 Representación gráfica del concepto de permeabilidad	17
Fig. 2.4 Esquema hipotético de las saturaciones de los fluidos de un yacimiento	28
Fig. 2.5 Diagrama de los tipos de mojabilidad	28
Fig. 2.6 Flujo radial / cilíndrico	31
Fig. 2.7 Flujo lineal	31
Fig. 2.8 Flujo esférico	32
Fig. 2.9 Flujo convergente	32
Fig. 2.10 Flujo elíptico	32
Fig. 2.11 Flujo hemisférico	33
Fig. 2.12 Geometría del flujo lineal	34
Fig. 2.13 Geometría del flujo radial	35
Fig. 2.14 Comportamiento de la presión cuando empieza a producir un pozo	35
Fig. 2.15 Representación del flujo estacionario	36
Fig. 2.16 Representación del flujo pseudoestacionario	38
Fig. 3.1 IPR actual contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo ¹	48
Fig. 3.2 Fenómeno de Agregación de Asfaltenos.	70
Fig. 4.1 Declinación transitoria para gasto constante.	77
Fig. 4.2 Declinación de presión a gasto constante y presión constante.	78
Fig. 4.3 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.	79
Fig. 4.4 Ubicación respecto a otros activos integrales	81
Fig. 4.5 Histórico de producción del campo Sigma.	85
Fig. 5.1 Enfoque de la Administración Integral de Yacimientos	101
Fig. 5.2 Proceso de la Administración de Yacimientos	103

Gráfica	Página
Gráfica 1.2 Composición de las reservas de crudo al 1 de enero de 2014	12
Gráfica 1.1 Reservas de México al 1 de enero de 2014	13
Gráfica 2.1 Comportamiento de R_s vs Presión a temperatura constante	24
Gráfica 2.2 Comportamiento de B_o vs Presión a temperatura constante	25
Gráfica 2.3 Comportamiento de c_o vs Presión a temperatura constante	26
Gráfica 2.4 Índice de Productividad (IP)	41
Gráfica 2.5 Curva de IPR	42
Gráfica 4.1 Q vs Tiempo pozo 820	89
Gráfica 4.2 $\log(q)$ vs Tiempo pozo 820	89
Gráfica 4.3 $Q_o/Q_{o\max}$ vs Tiempo pozo 820	90
Gráfica 4.4 $\log(q)$ vs N_p pozo 820	90
Gráfica 4.5 Q vs Tiempo pozo 840	91
Gráfica 4.6 $\log(q)$ vs Tiempo pozo 840	92
Gráfica 4.7 $\log(q)$ vs N_p pozo 840	92
Gráfica 4.8 $Q_o/Q_{o\max}$ vs Tiempo pozo 840	93
Gráfica 4.9 $\log(q)$ vs Tiempo (unificada)	94
Gráfica 4.10 Representación del método gráfico	95

Tabla	Página
Tabla 1.1 Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad API. ²	8
Tabla 2.1 Clasificación de la mojabilidad por el valor del ángulo de contacto	29
Tabla 2.2 Dependencia de "V" en la gravedad API y el corte de agua	43
Tabla 2.3 Dependencia del coeficiente 'V' en los parámetros estudiados para simulaciones de pozos horizontales.	45
Tabla 3.1 Características de los pozos dañados, estimulados e ideales ¹	49
Tabla 3.2 Factores de daño por penetración y desviación ($h_d=100$)	54
Tabla 3.3 Factores de daño por penetración y desviación ($h_d=1000$)	55
Tabla 3.4 Constantes para el cálculo del efecto de daño por disparos (Karakas y Tariq, 1988).	58
Tabla 4.1 Datos generales del campo Sigma ⁵	82
Tabla 4.2 Datos generales del campo Sigma ⁵	86
Tabla 4.3 Datos petrofísicos del campo Sigma ⁵	86
Tabla 4.4 Datos de los fluidos de campo Sigma ⁵	87
Tabla 4.5 Datos del pozo 820	88
Tabla 4.6 Datos del pozo 840	91

CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1.- Definiciones

Gravedad API: Escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API está graduada en grados en un instrumento de hidrómetro y fue diseñada de manera tal que la mayoría de los valores quedaran entre 10° y 70° de gravedad API.¹

La fórmula arbitraria utilizada para obtener este efecto es:

$$^{\circ} API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \quad (1.1)$$

donde

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (1.2)$$

Densidad (°API)	Gravedad específica (γ_o)	Denominación del crudo
> 39	< 0.83	Superligero
31.1 – 39	0.87 – 0.83	Ligero
22.3 – 31.1	0.92 – 0.87	Mediano
10 – 22.3	1 – 0.92	Pesado
< 10	> 1	Extrapesado

Tabla 1.1 Clasificación del crudo de acuerdo a su densidad API.²

Crudo Pesado: Crudo con alta viscosidad y alta gravedad específica. El Instituto Americano del Petróleo define como crudo pesado a aquel que presenta gravedades API entre 10.0° y 22.3°. ³

1.2 Composición Química

Los aceites pesados muestran un alto contenido de hidrocarburos de alto peso molecular y niveles elevados de azufre, nitrógeno, oxígeno y metales. Normalmente, las moléculas presentes en el aceite pesado tienen más de quince átomos de carbono en la cadena, haciendo que el proceso de refinado sea más complejo y costoso (Trevisan et al., 2006).

Los aceites pesados a menudo contienen una gran porción de níquel y vanadio, que forman quelatos con porfirinas (Speight, 1991). Estos compuestos metálicos son responsables de los problemas de contaminación del catalizador y la corrosión. ⁴

Compuestos oxigenados aparecen como grupos carboxílicos y fenólicos, aunque la presencia de cetonas, éteres y anhídridos también ha sido identificada. El contenido de estos compuestos determina la acidez del aceite, que es particularmente importante en el proceso de refinado y, por lo tanto, afecta a su precio de mercado.

Estas características pueden ocurrir en la misma estructura molecular, aumentando aún más la complejidad y la dificultad de la caracterización de los compuestos presentes en el aceite crudo.

Debido a la imposibilidad de una caracterización elemental de petróleo debido a su naturaleza compleja, una caracterización completa ha sido satisfactoriamente obtenida por fraccionamiento, con base en la fracción de polaridad y solubilidad. El análisis SARA es el método más utilizado para describir las fracciones de petróleo. SARA clasifica los aceites crudos con base en su polaridad a través de una técnica cromatográfica que divide el aceite en cuatro fracciones principales. Estas fracciones proporcionan el nombre para el análisis: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA).

Fraccionamiento de aceite por SARA se realiza con respecto a la polaridad de estas fracciones mediante el uso de diferentes disolventes y absorbentes. El método SARA es reproducible y aplicable a una amplia variedad de aceites y betún, y residuos de petróleo de esquisto. ⁵

Los saturados están compuestos de hidrocarburos no polares con cadenas lineales o ramificadas, así como parafinas cíclicas alifáticas. Los aromáticos corresponden a la fracción que contiene compuestos con uno o más anillos aromáticos unidos a cadenas alifáticas. Las resinas y asfaltenos están formados por compuestos de alto peso molecular.

Las resinas son insolubles en propano y solubles en pentano e hidrocarburos superiores, cuya densidad es aproximadamente igual a 1 gr/cm^3 y la masa molar varía desde 500 hasta 2.000 gr/mol. Los asfaltenos se definen comúnmente como la fracción del petróleo crudo insoluble en n-alquenos de bajo peso molecular, solubles en tolueno o benceno (Speight, 1991; Loh et al, 2007) y están en una clase de macromoléculas de petróleo compuestos de anillos aromáticos policondensados y cadenas alifáticas laterales, presentando una menor proporción de grupos funcionales ácidos y básicos.

Aceites pesados suelen mostrar un mayor contenido de asfaltenos y resinas que los aceites convencionales. Las propiedades coloidales de asfaltenos y resinas han sido objeto de un intenso debate en la literatura.

Uno de los aspectos más importantes de los aceites pesados es su viscosidad, ya que la alta viscosidad de aceites pesados afecta directamente a la recuperación y la productividad del yacimiento (Wilson, 1997). Aunque no existe una relación directa entre la densidad y la viscosidad, una reducción de la API ° es generalmente acompañada de un aumento de la viscosidad.

Aceites pesados muestran viscosidades que van desde unos pocos cientos a decenas de millones de centipoises bajo condiciones de yacimiento (Speight, 1991). Por lo tanto, el transporte de aceites pesados a través de tuberías y medios porosos casi siempre requiere energía adicional, y a menudo requiere la adición de calor o diluyentes para garantizar caudales aceptables (Larnier, 1998).

El crudo pesado tiene gran contenido de asfaltenos (compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular que se encuentran en dispersión coloidal), resinas (compuestos constituidos por agregados de anillos aromáticos fusionados entre sí, con estructura similar a los asfaltenos pero con un peso molecular menor), parafinas con presencia de vanadio y níquel junto con grandes cantidades de nitrógeno, azufre y oxígeno.

Tienen una baja relación gas-aceite (RGA), además de un bajo contenido de hidrógeno y alto contenido de carbono y sulfuro.

Su viscosidad fluctúa entre 20 [cp] y 1, 000,000 [cp].

1.3 Formación y Origen

Terminologías complicadas y clasificaciones de este tipo de crudo abundan, pero son descriptivas, en el sentido de que promueven delineaciones arbitrarias basadas en las propiedades físicas de los componentes orgánicos y en cierta medida de los componentes orgánicos minerales. Su principal inconveniente es su incapacidad para identificar y explicar los procesos físicos, químicos y biológicos responsables de la formación de los yacimientos de crudo pesado, en consecuencia, estas clasificaciones son de poco valor en el establecimiento de relaciones entre los yacimientos de crudo pesado.

Se puede demostrar, sin embargo, que los crudos pesados no son producto de circunstancias inusuales de fuentes especiales, si no que son producto de la evolución del petróleo que pueden ser explicadas por los conceptos establecidos de formación del petróleo.

El petróleo en su entorno subsuperficial es susceptible a dos mecanismos principales de alteración. Uno de ellos, identificado como proceso de maduración, en el cual implican transformaciones térmicas, el otro, conocido como proceso de degradación, implica cambios químicos provocados por la actividad bacteriana y lavado de agua.

Resultado de la maduración es un incremento en el contenido de hidrocarburos y un decremento en el contenido de compuestos no hidrocarburos (NAO; nitrógeno, azufre y oxígeno).

La degradación tiene un efecto opuesto, disminuye la saturación de hidrocarburos (en especial las parafinas) mientras que el contenido de NAO incrementa.

Los yacimientos de crudo pesado son típicamente bajos en saturación de hidrocarburos del rango de las gasolinas y altos en el contenido de asfaltenos y NAO, y con estas características poseen la calificación de crudos inmaduros o crudos altamente degradados.

Con base en las características generales que se acaban de citar, no es posible establecer si los yacimientos son producto de la inmadurez o de la degradación, pero dos propiedades específicas de este tipo de crudo, como son la viscosidad y la poca saturación de parafina, indican que estos crudos son resultado de la degradación de crudos relativamente maduros y no producto de una fase inicial en la generación del crudo.

Otro tipo de yacimientos de crudo pesado, y estos deben ser identificados más apropiadamente como yacimientos asfálticos, se pueden formar por proceso no degradante, en los cuales la generación simultánea de parafinas ligeras y asfaltenos por mecanismos normales de maduración térmica crea una condición de inestabilidad, debido a que estas sustancias no pueden coexistir en una sola fase líquida, esta incompatibilidad se resuelve por la separación de los componentes asfálticos de la fase líquida.

Los yacimientos resultantes de este proceso de separación solo contienen pequeñas cantidades de parafinas, que son arrastradas por los componentes asfálticos precipitantes.⁶

1.4 Ocurrencia

Los crudos pesados se encuentran generalmente en yacimientos someros, ya que al migrar a una región cercana a la superficie, pierden sus fracciones ligeras principalmente por el proceso de biodegradación.

Aceites pesados ocurren generalmente en formaciones superficiales gigantes en las cuencas geológicas marginales formadas por arena no consolidada. Yacimientos de petróleo pesado tienden a tener baja presión y baja GOR (excepción para aceites pesados espumosos), lo que resulta en general en los factores de recuperación más bajos en comparación con los yacimientos de petróleo ligero. Aunque las características de los yacimientos de petróleo pesado apuntan a procesos de producción más complejos y costosos, factores tales como alta permeabilidad pueden hacer que el proceso se vuelva rentable. (Wehunt, 2003).⁶

1.5 Crudos pesados en México

El crudo pesado va a desempeñar un papel importante en la industria petrolera y muchos países están revisando las estimaciones de reservas, comprando nuevas tecnologías e infraestructura para asegurarse de explotar los recursos de crudo pesado de mejor manera.

1.5.1 Reservas Probadas, Probables y Posibles

Los objetivos estratégicos de los planes de negocios que desarrollan las empresas se basan en la identificación, evaluación y clasificación de las reservas de hidrocarburos. Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas.

Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, comerciales y mantenerse sustentadas en un(os) proyecto(s) de desarrollo.

Reservas Probadas: son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.

Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

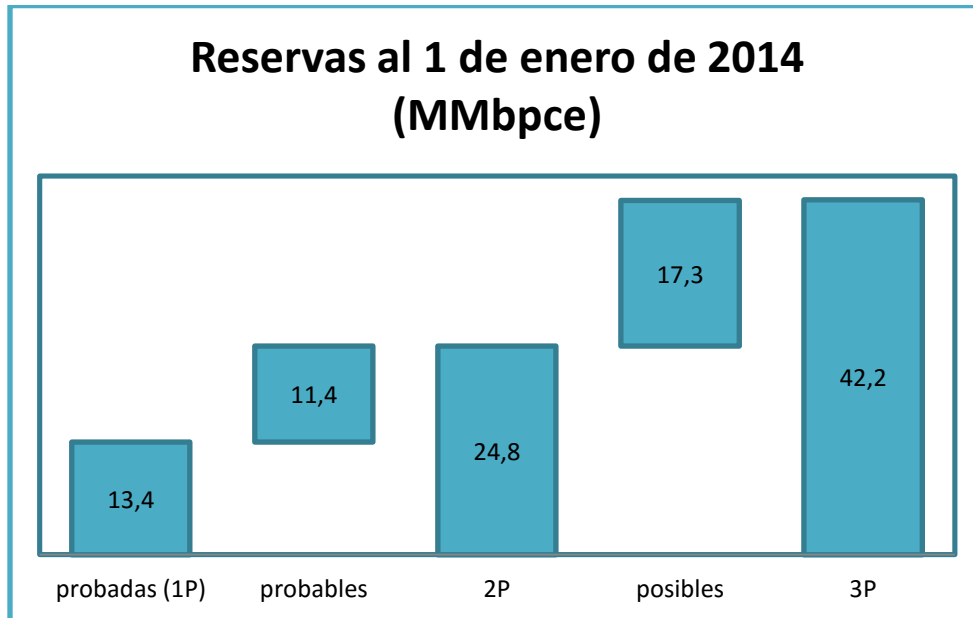
Reservas Probables: Son aquellas reservas para las cuales el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas a reservas probadas, pero más ciertas a ser recuperadas

comparadas a las reservas posibles. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 50% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P (suma de las reservas probadas y de las reservas probables).

Reservas Posibles: Son aquellas reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P (suma de las reservas probadas, probables y posibles).

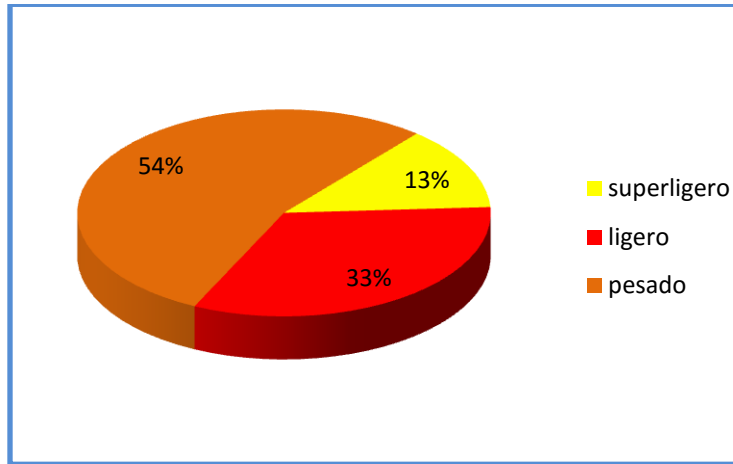
Petróleo crudo equivalente: Es una forma utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos, su valor resulta de adicionar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta y del gas seco equivalente a líquido, este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo.⁷

En México, las reservas 3P, ascienden a 42,158 MMbpce al 1 de enero de 2014 (ver gráfica 1.1). Las reservas 3P están conformadas por 70% de crudo, 9% de condensados y líquidos de planta y 21% de gas seco equivalente a líquido. Las reservas probadas ascienden a 13,438 MMbpce, las reservas probables ascienden a 11,377 MMbpce y las reservas posibles a 17,343 MMbpce.



Gráfica 1.1 Reservas de México al 1 de enero de 2014

La reserva 3P de crudo alcanzó 29,328 MMb, del cual el 54% correspondió a crudo pesado, 33% a crudo ligero y 13% a crudo superligero (ver gráfica 1.2).⁸



Gráfica 1.2 Composición de las reservas de crudo al 1 de enero de 2014

Referencias

1. "Gravedad API", Schlumberger, Oilfield Glossary.
2. "Tipos de crudo", México, IMP.
3. "Yacimientos de petróleo pesado", Oilfield review, Schlumberger, 2003.
4. R.G. Santos, W. Loh, A.C. Bannwart, O.V. Trevisan. "An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods". Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2014.
5. S. Chopra, L. Lines, D.R. Schmitt, M. Batzle. "Heavy-oil Reservoirs: Their Characterization and Production" SEG, 2010.
6. G.V. Chilingarian, T.F. Yen."Nitumens, asphalts, and tar sands", Elsevier Scientific Publishing Company.
7. "Libro de reservas de hidrocarburos", CNH, 2012.
8. "Reservas de Hidrocarburos", PEMEX, 2014.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS

2.1.- Propiedades de la roca

Diversos tipos de rocas están saturados de petróleo pesado. Debido a que la mayoría de los yacimientos de petróleo pesado están cerca de la superficie, las rocas están a menudo mal consolidadas. La mayor parte de los granos están recubiertos de aceite. Emigraron en los poros rápidamente después de la deposición. De hecho, el propio aceite pesado actúa como cemento, y la eliminación por lo general hace que la matriz se colapse. Un tema que requiere de mayor investigación es la cuestión de la mojabilidad de la superficie del grano.

2.1.1 Porosidad

Se define como la relación que existe entre el espacio disponible en la roca y el volumen total de la roca (ver figura 2.1). Esta es la llamada porosidad absoluta. Matemáticamente se define como:

$$\emptyset = \frac{V_{poros}}{V_{roca}} \quad (2.1)$$

donde:

\emptyset : Porosidad [Fracción o porcentaje]

V_{poros} : Volumen de poros

V_{roca} : Volumen de roca

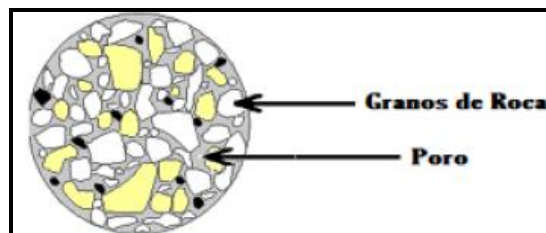


Fig. 2.1 Representación gráfica de la porosidad de una roca

La porosidad efectiva es la relación entre el volumen vacío pero interconectado de la roca y el volumen total de ésta. Esta porosidad depende de varios factores, tales como el tipo de roca, heterogeneidad del tamaño de grano, la cementación y el contenido de arcilla. En la figura 2.2 se ve una representación ideal del sistema de poros, a partir de granos esféricos interconectados y del mismo tamaño.

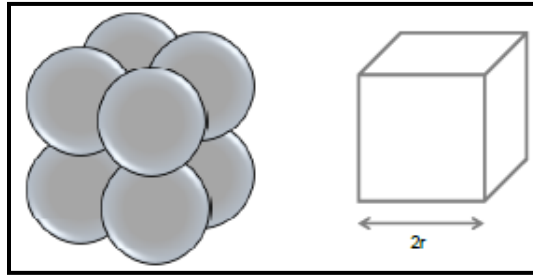


Fig. 2.2 Esquema ideal de un sistema de poros

$$V_{esferas} = \frac{4}{3}\pi r^3 \quad \text{Y} \quad V_{total} = (2r)^3 = 8r^3$$

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_{total} - V_{esferas}}{V_{total}} = \frac{8r^3 - \frac{4}{3}\pi r^3}{8r^3} = \left(1 - \frac{\pi}{6}\right)(100) = 47.6\%$$

La porosidad puede ser clasificada de acuerdo al origen de la roca como primaria o secundaria. Una porosidad original se desarrolla durante la deposición del material, y la compactación y cementación posterior lo reduce y se origina la porosidad primaria. La porosidad secundaria es la que se desarrolla por algún proceso geológico posterior a la deposición de la roca, generalmente por la acción de los fluidos de la formación o fuerzas tectónicas que afectan la matriz de la roca.

2.1.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la propiedad de la roca para permitir el flujo de fluidos a su través, es decir, la conductividad del medio poroso (ver figura 2.3).

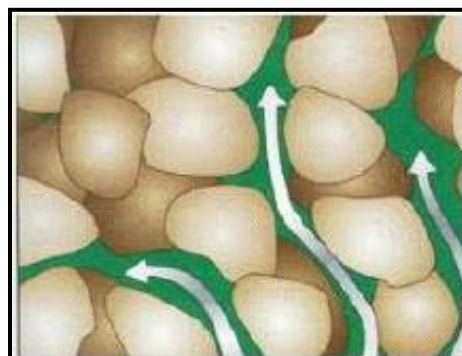


Fig. 2.3 Representación gráfica del concepto de permeabilidad

Henry Darcy (1856), desarrolló la expresión matemática que hasta la fecha se sigue utilizando para el cálculo de la permeabilidad.

$$k = \frac{q\mu}{A} \frac{dL}{dP} \quad (2.2)$$

donde:

q= Gasto inyectado [cm³/seg]

A= Área transversal [cm²]

μ= Viscosidad [cp]

dL= La longitud de la muestra [cm]

dP= La diferencial de presiones [atm]

La permeabilidad se clasifica en: absoluta, efectiva y relativa. La **permeabilidad absoluta** es la propiedad de la roca para permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada al 100% de éste. La permeabilidad absoluta del medio poroso debe ser la misma para cualquier fluido que no reaccione con el material de la roca. Esta condición no se cumple con los gases debido a un efecto de resbalamiento. La **permeabilidad efectiva** es la facilidad con que una roca permite el flujo de un fluido, en presencia de otros fluidos.

La **permeabilidad relativa** es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles dentro del medio poroso, representa una medida de la forma como un fluido se desplaza a través de éste. Para estimar la permeabilidad relativa al aceite, se ocupa la siguiente fórmula:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (2.3)$$

donde:

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite [mD]

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite [mD]

k = Permeabilidad absoluta [mD]

2.1.3 Compresibilidad isotérmica

Es la capacidad que tiene un material para reducir su volumen al aplicársele una presión determinada a temperatura constante. Expresado matemáticamente de la siguiente manera:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.4)$$

donde:

c = Compresibilidad [psi]⁻¹

V = Volumen [ft³]

$\left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$ = Derivada parcial de volumen respecto a la presión a temperatura constante.

Compresibilidad de la matriz (C_r): Se define como el cambio que existe en el volumen del material sólido de la roca respecto al cambio de presión.

Compresibilidad de los poros (C_p): Es el cambio que existe en el volumen de poros cuando existe un cambio de presión.

Compresibilidad de la roca (C_B): Se define como el cambio que existe en el volumen de la roca cuando existe un cambio de presión.

Compresibilidad de la formación (C_f): Debido a que la compresibilidad de la matriz es muy pequeña en comparación con la compresibilidad de los poros o de la roca, no se toma en cuenta.

2.1.4 Tortuosidad

Es la propiedad de la roca que refleja la complejidad de la ruta por la que viajan los fluidos dentro del medio poroso.

La tortuosidad puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$\tau = \frac{L_t}{L} \quad (2.5)$$

donde:

τ = Tortuosidad [adimensional]

L_r = Distancia real desde un punto A hasta un punto B [ft]

L = Distancia en línea recta entre estos dos puntos [ft]

2.2 Propiedades del Fluido

Los crudos pesados contienen más resinas y asfaltenos con alto peso molecular, debido a los compuestos pesados complejos que contiene el crudo pesado, las correlaciones empíricas simples desarrolladas para estimar las propiedades del fluido del crudo ligero pueden no ser apropiadas para los aceites pesados.

Aunque a temperaturas más altas algunas de estas correlaciones empíricas pueden ser obedecidas, a temperaturas más bajas la viscosidad de los crudos pesados es alta, exhibiendo diferentes propiedades que requieren una consideración especial.

La viscosidad del crudo pesado ha sido cuidadosamente estudiada, ya que controla la economía de la producción y el transporte. Sin embargo, en la actualidad, no existe un modelo definitivo para la viscosidad de crudos pesados.

En contraste, la temperatura es una condición ambiental. En un entorno de poca profundidad, de baja temperatura, el aceite pesado está en la fase cuasi-sólida. Las moléculas pesadas tienden a interactuar para resistir cualquier movimiento relativo.

A medida que disminuye la temperatura, el crudo pesado cambia su fase de la fase líquida de baja viscosidad a una fase cuasi-sólida de viscosidad drásticamente más alta y, finalmente, a la fase “de vidrio”, donde la viscosidad está sobre el punto de vidrio, que se define como la temperatura a la que la viscosidad es igual a 10^{13} poise.

Módulo de volumen (K): Es una característica de los fluidos que están en los poros que controla fuertemente las propiedades sísmicas. Es el inverso de la expresión común de ingeniería compresibilidad (c). K relaciona el cambio en el volumen (V) para un cambio dado en la presión (P).¹

$$K = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} = \frac{1}{c} \quad (2.6)$$

Punto de Líquido (T_L): Es la temperatura a la que la rigidez al esfuerzo cortante se desvanece, y la pendiente del módulo de volumen vs temperatura cambia.

Cuando la temperatura es más alta que el punto de líquido (T_L), las propiedades de los crudos pesados son similares a las del crudo ligero;

Cuando la temperatura es inferior al punto de líquido (T_L), el crudo pesado está en la fase cuasi-sólida. La viscosidad aumenta rápidamente y ya no se comporta como un crudo ligero.²

2.2.1 Viscosidad del petróleo, μ_o

Las correlaciones para determinar la viscosidad de crudos pesados se puede dividir en tres categorías: viscosidad del aceite muerto (μ_{od}), viscosidad en el punto de burbuja (μ_{OB}) y viscosidad del aceite bajo saturado (μ_o).

Correlación de viscosidad para aceite muerto. Esta viscosidad del aceite, es la que representa el fluido cuando se encuentra en la cabeza del pozo, es decir, el aceite que se encuentra a condiciones estándar y ya no liberará gas en solución.

Correlación modificada de Egbogah-Jack para crudo pesado³:

$$\log \times \log(\mu_{od} + 1) = 2.06492 - 0.0179 \times API - 0.70226 \times \log(T) \quad (2.7)$$

donde:

T= Temperatura del yacimiento [°F]

μ_{od} = viscosidad del aceite muerto [cp]

Correlación de viscosidad para aceite saturado. La viscosidad que se calcula con esta correlación, es cuando la presión a la que se encuentra el aceite es menor a la presión de burbuja del fluido.

Correlación modificada de Kartoatmodjo para crudo pesado:

$$\mu_{ol} = -0.6311 + 1.078 \times F - 0.003653 \times F^2 \quad (2.8)$$

Donde:

$$F = (0.2478 + 0.6114 \times 10^{-0.000845 \times R_s}) (\mu_{od}^{0.4731 + 0.5158y}) \quad (2.9)$$

$$y = 10^{-0.00081R_s} \quad (2.10)$$

donde:

μ_{ol} = Viscosidad del aceite saturado [cp]

μ_{od} = Viscosidad del aceite muerto [cp]

R_s = Relación de solubilidad [ft³/bl] @c.s

Correlación de viscosidad para aceite bajo saturado. Es cuando la presión a la que se encuentra el aceite es mayor a la presión de burbuja del fluido. Es decir cuando el aceite se encuentra en dos fases. ³

Correlación modificada de Kartoatmodjo para crudo pesado:

$$\mu_o = 0.9886\mu_{ol} + 0.002763(P - P_b)(-0.01153\mu_{ol}^{1.7933} + 0.0316\mu_{ol}^{1.5939}) \quad (2.11)$$

donde:

μ_{ol} = Viscosidad del aceite saturado [cp]

μ_o = Viscosidad del aceite bajo saturado [cp]

P= Presión del yacimiento [psia]

Pb= Presión en el punto de burbuja [psia]

2.2.2 Gravedad específica del petróleo

La gravedad específica del petróleo, γ_o , se define como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua, ambas medidas a la misma presión y temperatura:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \quad (2.12)$$

donde:

ρ_o = Densidad del petróleo [lb/ft³]

ρ_w = Densidad del agua [lb/ft³]

La gravedad específica (adimensional) normalmente es reportada como 60°/60°, esto significa que las densidades del petróleo y del agua fueron medidas a 60° F y presión atmosférica.

2.2.3 Presión de burbujeo, P_b

La presión de burbujeo o presión del punto de burbujeo, se define como la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

Las pequeñas cantidades de gas libre en yacimientos de crudo pesado son muy importantes. Durante la producción, las presiones a menudo caen por debajo del punto de burbuja. En estas el gas que estaba disuelto puede generar aceite espumoso (burbujas de gas en el aceite pesado). También es posible cruzar el punto de burbuja mediante el aumento de la temperatura.

Correlación modificada de Standing para crudo pesado:

$$P_b = 15.7286 \left[\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.7885} \left(\frac{10^{0.0020T}}{10^{0.0142API}} \right) \right] \quad (2.13)$$

donde:

P_b = Presión en el punto de burbuja [psia]

R_s = Relación de solubilidad [ft³/bl] @c.s

γ_g = Gravedad específica del gas

T = Temperatura del yacimiento [°F]

2.2.4 Razón gas disuelto-petróleo, R_s

La razón gas disuelto (o gas en solución)-petróleo o solubilidad del gas en el petróleo, R_s , se define como el número de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento.

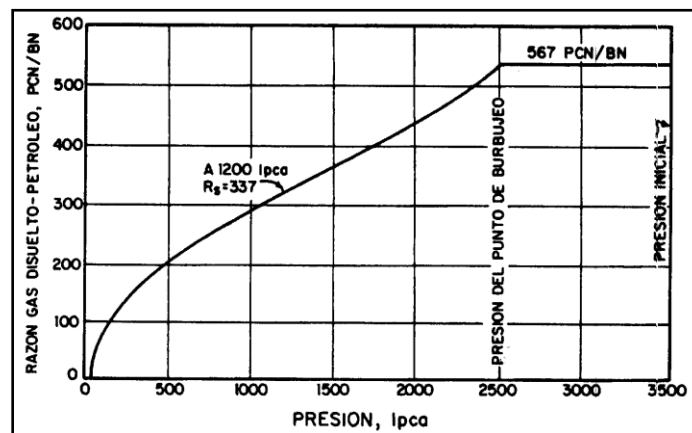
Se dice que un crudo está saturado con gas cuando tiene en solución la máxima cantidad de gas que él admite, y en este caso, al reducir un poco la presión ocurre liberación de gas.

Si el crudo tiene una cantidad de gas inferior a la que puede admitir a ciertas condiciones de Presión y Temperatura se dice que el crudo está bajo saturado, o sea que tiene una deficiencia de gas.

En un crudo, si se dispone de suficiente gas y se puede someter el petróleo a altas presiones y temperaturas, puede decidirse que el gas es infinitamente soluble en el petróleo. Lo que limita la solubilidad del gas en el petróleo en el yacimiento, son las condiciones de presión y temperatura que allí existan y por supuesto la cantidad de gas disponible.

Por esa razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de Presión y Temperatura existentes) y yacimientos bajo saturados (no saturados).

La Gráfica 2.1 ilustra el comportamiento típico de R_s vs Presión a temperatura constante:



Gráfica 2.1 Comportamiento de R_s vs Presión a temperatura constante ⁴

En la gráfica se puede observar que la relación de solubilidad (R_s), aumenta su valor hasta llegar al punto de la presión de burbujeo (P_b), a partir del cual se mantiene constante, y esto se debe que al llegar a este punto, no existe más gas disponible para entrar en solución con el petróleo.

El gas en solución tiene un efecto pequeño para la mayoría de aceites pesados, puede ser insignificante debido a la pequeña cantidad de gas que puede entrar en solución (baja R_s).

Correlación modificada de Vázquez-Beggs para crudo pesado:

$$R_s = \left(\frac{\gamma_{gcorr} P_b^{1.2057}}{56.434} \right) \left(10^{10.9267 API / (T+460)} \right) \quad (2.14)$$

donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sp} \left[1 + 0.5912 API \times T_{sp} \times \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right] \quad (2.15)$$

donde:

R_s = Relación de solubilidad [ft³/bl] @c.s

P_b = Presión en el punto de burbuja [psia]

T = Temperatura del yacimiento [°F]

γ_g = Gravedad específica del gas

P_{sp} = Presión en el separador [psia]

T_{sp} = Temperatura en el separador [°F]

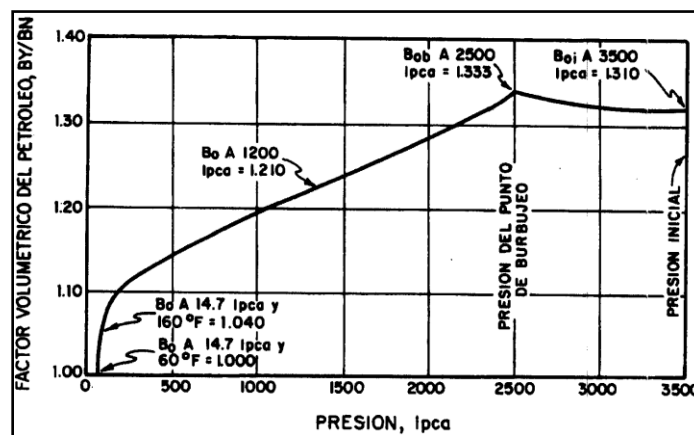
2.2.5 Factor Volumétrico del Petróleo, B_o

Se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril de petróleo más su gas en solución dividido entre el volumen de un barril de petróleo a condiciones estándar.

También, puede definirse como el cambio en volumen que experimenta la fase líquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión líquida y/o liberación de gas.

$$B_o = \frac{\text{Vol}(\text{aceite} + \text{gas disuelto}) @ c.y.}{\text{Vol. de aceite} @ c.s.} \quad (2.16)$$

La Gráfica 2.2 muestra el comportamiento típico de B_o vs presión a temperatura constante:



Gráfica 2.2 Comportamiento de B_o vs Presión a temperatura constante ⁴

2.2.6 Compresibilidad del Petróleo, C_o

En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido, se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.17)$$

donde:

V : Volumen [ft^3]

p : Presión [psia]

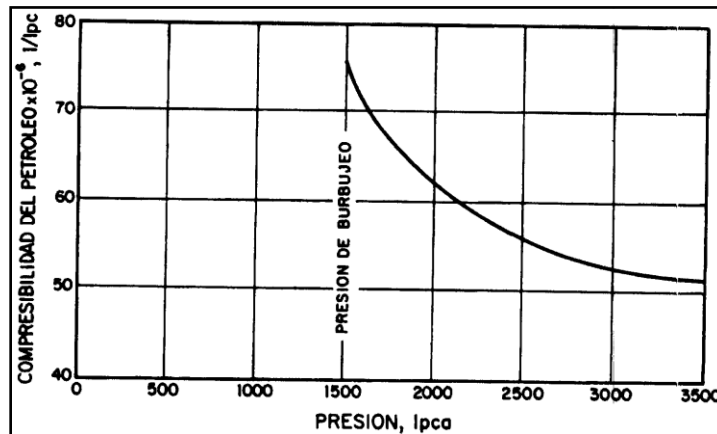
T : Temperatura [$^{\circ}\text{F}$]

La compresibilidad de un petróleo bajo saturado se define de la siguiente manera:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \quad (2.18)$$

Como el volumen de un líquido bajo saturado disminuye a medida que la presión aumenta, C_o es positiva. ⁴

La Gráfica 2.3 presenta el comportamiento típico de c_o vs presión a temperatura constante para un crudo bajo saturado:



Gráfica 2.3 Comportamiento de c_o vs Presión a temperatura constante ⁴

Correlación modificada de Vázquez-Beggs para crudo pesado:

$$C_o = \frac{-2841.8 + 2.9646R_s + 20T - 627.3\gamma_{gcorr} - 81.4476API}{P \times 10^5} \quad (2.19)$$

donde:

$$\gamma_{gcorr} = \gamma_g P_{sp} \left[1 + 0.5912 API \times T_{sp} \times \text{Log} \left(\frac{P_{sp}}{114.7} \right) 10^{-4} \right] \quad (2.20)$$

donde:

C_o : Compresibilidad isotérmica del aceite bajosaturado [psia⁻¹]

R_s : Relación de solubilidad [ft³/bl] @c.s

T : Temperatura [°F]

P : Presión [psia]

P_{sp} = Presión en el separador [psia]

T_{sp} : Temperatura en el separador [°F]

γ_g = Gravedad específica del gas

2.3 Propiedades del sistema roca-fluido

2.3.1 Saturación de fluidos

La saturación cuantifica la cantidad de fluidos que se encuentran contenidos en el espacio poroso, así como la distribución que se tiene en el espacio poroso de los tres fluidos propios de un yacimiento. Se puede definir como la fracción o porcentaje de volumen de poros ocupado por un fluido en particular, el cual puede ser agua, gas o aceite.

$$\text{Saturación de un fluido} = \frac{\text{Vol.fluido}}{\text{Vol.poros}} \quad (2.21)$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}; \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}; \quad S_w = \frac{V_w}{V_p}$$

Como las saturaciones se expresan en fracción, la suma de las tres debe ser igual a uno.

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (2.22)$$

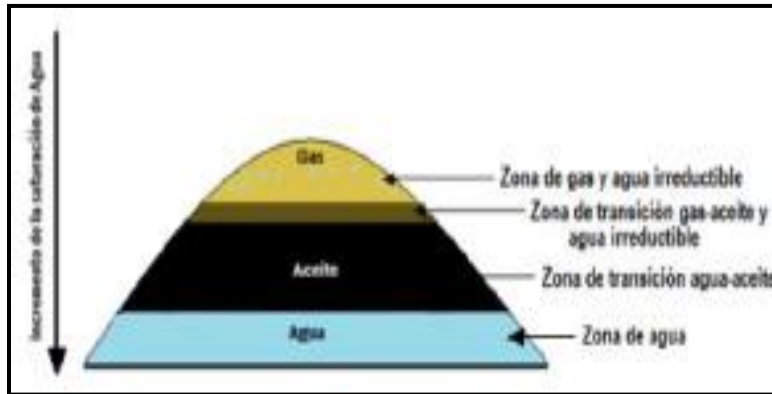


Fig. 2.4 Esquema hipotético de las saturaciones de los fluidos de un yacimiento

Otro concepto de interés relacionado con la saturación, es la **saturación crítica**, y para cada una de las fases, se define como el valor de saturación a la cual los fluidos inician su desplazamiento a través del medio poroso.

La **saturación residual de aceite (S_{or})** indica que es la saturación de aceite que queda en el yacimiento después de que se lleva a cabo algún proceso de recuperación primaria o secundaria, la saturación final de aceite en una muestra de roca al término de un desplazamiento de aceite por gas o agua en el laboratorio.

La **saturación de agua irreductible (S_{wi})** se define como la saturación mínima de agua presente en el medio poroso al descubrirse el yacimiento.

2.3.2 Mojabilidad

Se define como la tendencia que tiene un fluido a esparcirse o adherirse sobre la superficie de un sólido, en presencia de otro fluido inmisible.

La mojabilidad es medida por el ángulo de contacto, el cual es siempre medido a través de la fase más densa y está relacionada con las energías interfaciales.

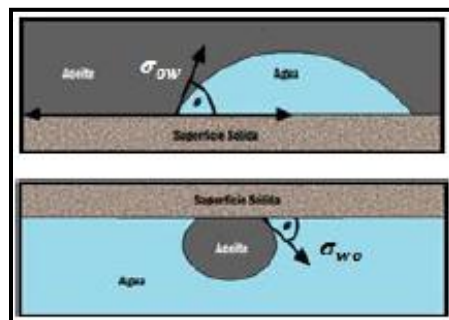


Fig. 2.5 Diagrama de los tipos de mojabilidad

Hay diferentes tipos de mojabilidad, y esto depende de por que fluido tenga preferencia la roca. **Mojado por agua** es cuando la superficie de la roca tiene una mayor preferencia por el agua que por el aceite, **mojado por aceite**, es exactamente opuesto al anterior, el aceite se encuentra en contacto con la superficie de la roca.

La **mojabilidad intermedia o neutra**, es cuando la superficie de la roca tiene preferencia por ambos fluidos, tiene la misma tendencia a ser mojada por agua que por aceite y la **mojabilidad mixta** se presenta cuando los poros más pequeños se encuentran ocupados por agua y los sólidos son mojados por ella.

Dependiendo del valor del ángulo de contacto, se puede saber qué tipo de mojabilidad existe.

Condiciones de mojabilidad	Ángulo de contacto (en grados)
Altamente mojado por agua	0-30
Moderadamente mojado por agua	30-75
Mojabilidad neutra	75-105
Moderadamente mojado por aceite	105-150
Altamente mojado por aceite	150-180

Tabla 2.1 Clasificación de la mojabilidad por el valor del ángulo de contacto

2.3.3 Presión capilar

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto en el medio poroso, existe una diferencia de presiones entre los dos fluidos, ésta se denomina presión capilar. En un yacimiento petrolero, las fuerzas capilares se producen por la combinación de diversos efectos como las tensiones interfacial y superficial, el tamaño de poro y su geometría y la mojabilidad existente en el sistema.

De manera matemática se puede expresar a la presión capilar como:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad (2.23)$$

donde:

P_c =Presión capilar

P_{nm} = Presión del fluido no mojante.

P_m =Presión del fluido mojante

La medición de la presión capilar se encuentra sujeta a dos tipos de procesos denominados: drene e imbibición. En la imbibición, la fase mojante desplaza a la fase no mojante, mientras que en el drene la fase no mojante desplaza a la fase mojante. Estos procesos generan dos curvas de presión capilar, la de imbibición y la de drene.

2.4 Ecuaciones de flujo

En ingeniería petrolera se utiliza con mucha frecuencia la Ley de Darcy para describir el comportamiento de flujo en el yacimiento, la cual fue establecida por Henry Darcy (1856) a partir de diversos experimentos.

Para establecer la Ley que lleva su nombre, Darcy realizó un experimento relativamente simple, a partir de esto, encontró que la velocidad de un fluido a través de un medio poroso es proporcional al gradiente de presión ($\frac{dp}{dx}$), e inversamente proporcional a la viscosidad μ . De esta forma llegó a establecer la siguiente expresión:

$$V = Cte \frac{dp}{dx} \quad (2.24)$$

Wicoff y Muskat (1936) establecieron que la constante de proporcionalidad de la Ley de Darcy puede ser expresada en términos de dos propiedades correspondientes al sistema roca- fluidos, es decir, viscosidad y permeabilidad, de tal modo quedando finalmente expresada de la siguiente manera:

$$V = - \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx} \quad (2.25)$$

El signo negativo asociado a la ecuación anterior se debe a que si dx es medido en la dirección de flujo, la presión declina conforme x se incrementa, esta declinación dará como resultado un valor negativo para $\left(\frac{dp}{dx}\right)$, por consiguiente, el signo deberá ser incluido en la ecuación.

La ley de Darcy, sólo es válida bajo las siguientes consideraciones:

- Medio homogéneo e isótropo.
- Medio poroso saturado al 100% por un fluido de viscosidad constante.
- Temperatura constante
- Flujo laminar.

2.4.1 Geometrías de flujo

En el flujo del yacimiento hasta el pozo se han observado diferentes geometrías de flujo, las cuales se indican a continuación:

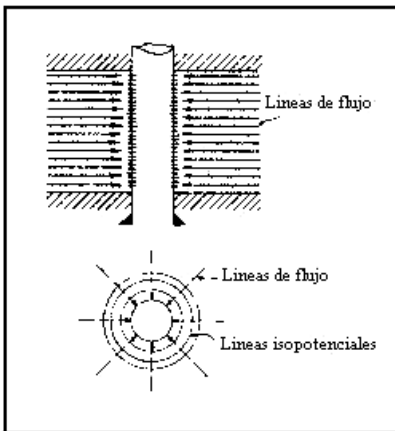


Fig. 2.6 Flujo radial / cilíndrico

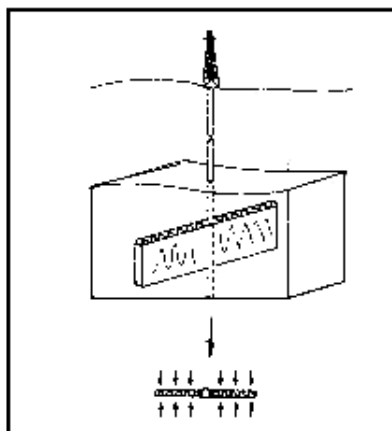


Fig. 2.7 Flujo lineal

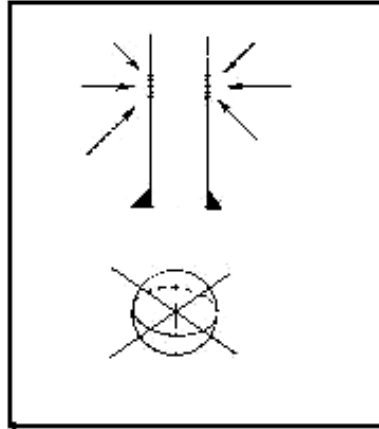


Fig. 2.8 Flujo esférico

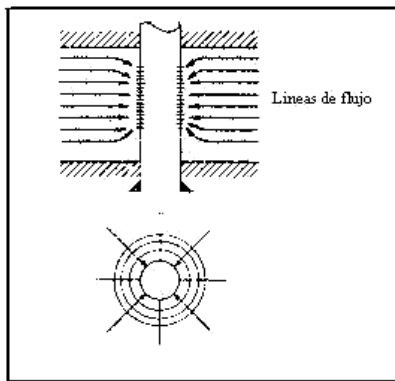


Fig. 2.9 Flujo convergente

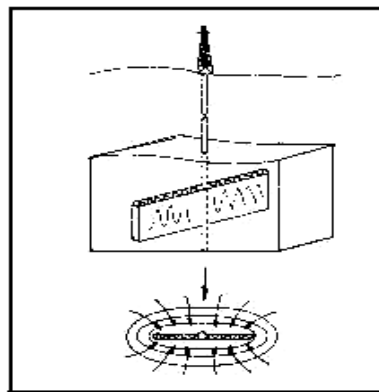


Fig. 2.10 Flujo elíptico

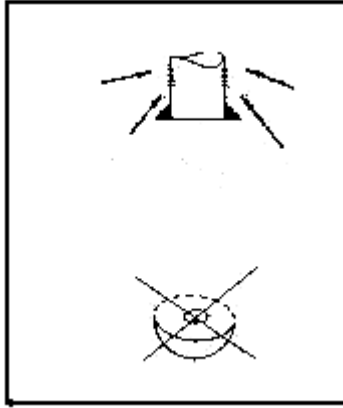


Fig. 2.11 Flujo hemisférico ⁵

De acuerdo con Golan y Whitson, los flujos lineal y radial son los más comunes en los pozos productores de aceite.

Flujo lineal

Para el flujo lineal, en un área constante, la ecuación puede integrarse para dar como resultado las caídas de presión ocurridas en una longitud L . La Figura 2.12 representa el comportamiento del flujo lineal. Para determinar el modelo matemático que reproduzca este tipo de flujo, habrá que suponer que el valor de k , μ y q son independientes de la presión, entonces la expresión que representa el flujo lineal queda definida como:

$$q = \frac{CkA(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (2.26)$$

donde:

C: Factor de conversión

k : Permeabilidad [mD]

A: Área abierta al flujo [ft²]

μ : Viscosidad del fluido [cp]

L: Longitud [ft]

$(P_1 - P_2)$: Diferencia de presiones [psia]

El valor de C, es igual a 1 empleando unidades de Darcy, mientras que para unidades de campo es 1.127×10^{-3} .

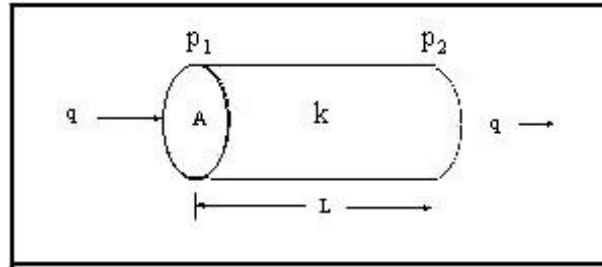


Fig. 2.12 Geometría del flujo lineal

Flujo radial

La ley de Darcy puede ser usada para calcular el flujo hacia el pozo, donde el fluido converge radialmente. En este caso, el área abierta al flujo no es constante. Haciendo referencia a la geometría de flujo ilustrada en la Figura 2.13, el área de la sección transversal abierta a flujo para cualquier radio queda definida como $A = 2\pi rh$.

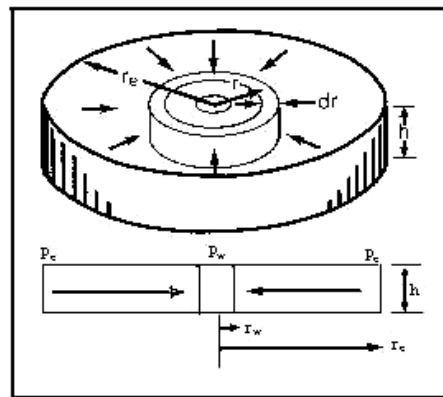


Fig. 2.13 Geometría del flujo radial

Realizando las sustituciones correspondientes, el modelo que representa este tipo de flujo queda:

$$q = \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dp}{dr} \quad (2.27)$$

donde:

r : Radio del pozo [ft]

h : Espesor neto del yacimiento [ft]

k : Permeabilidad [mD]

μ : Viscosidad del aceite [cp]

dp/dr : Variación de la presión respecto del radio [psia]

2.4.2 Períodos o regímenes de flujo

En el comportamiento de la presión en un pozo que produce a gasto constante se pueden identificar tres periodos de flujo.

A.- Flujo estacionario

B.- Flujo transitorio

C.- Flujo pseudoestacionario

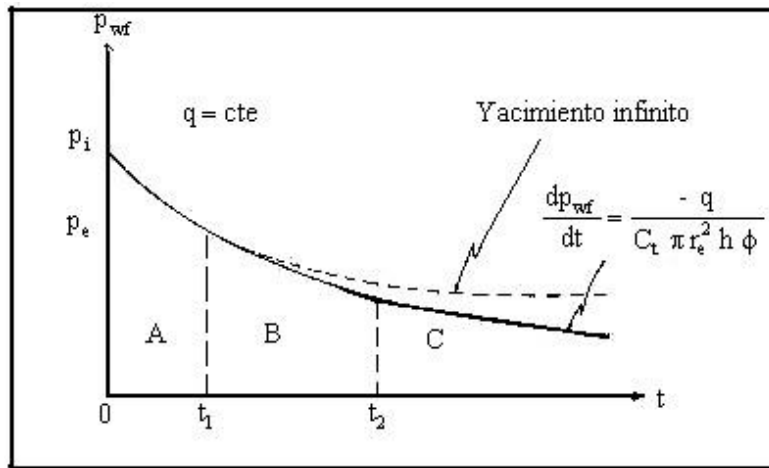


Fig. 2.14 Comportamiento de la presión cuando empieza a producir un pozo

Flujo estacionario

Es definido como el régimen en el cual la presión, para cualquier punto del yacimiento, se mantiene constante en el transcurso del tiempo ($[\frac{\partial p}{\partial t}] = 0$). Muchos yacimientos producen bajo régimen estacionario. Este tipo de flujo ocurre cuando un yacimiento está produciendo con un fuerte empuje de agua, de tal forma que cada barril de aceite producido es reemplazado por un barril de agua en el yacimiento. Para que la situación de flujo estacionario este presente, es condición necesaria que el gasto másico a lo largo del yacimiento sea igual al gasto másico que sale del yacimiento. Estas condiciones son cercanamente aproximadas, cuando un yacimiento presenta un fuerte mecanismo de empuje de agua, un casquete de gas asociado, o bien, se realiza alguna operación de recuperación secundaria. Suponiendo un flujo monofásico, la siguiente relación teórica puede ser derivada de la ley de Darcy, para un yacimiento en condiciones de flujo en estado estacionario, debido a la presión radial constante a una distancia r_e del pozo:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o(\ln\frac{r_e}{r_w} + S)} \quad (2.28)$$

donde:

q : Gasto de producción de aceite [bl/día]

k : Permeabilidad [mD]

h : Espesor del yacimiento [ft]

P_e : Presión de fondo estática [psia]

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo [psia]

B_o : Factor de volumen del aceite [bl @c.y./bl @c.s.]

μ_o : Viscosidad del aceite [cp]

r_e : Radio del área de drene [ft]

r_w : Radio del pozo [ft]

S : Factor de daño

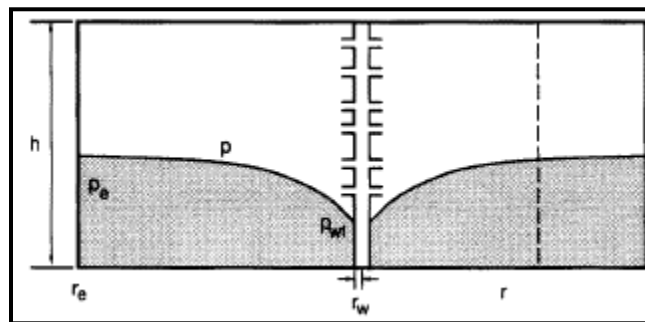


Fig. 2.15 Representación del flujo estacionario

Las ecuaciones de flujo estacionario son además útiles en el análisis de las condiciones cercanas al pozo. Al igual que en un sistema de flujo transitorio, el gasto cerca del pozo es aproximadamente constante de tal forma que las condiciones alrededor del pozo son casi constantes.

Así, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser aplicadas a esta porción del yacimiento sin que se presenten errores significativos. Es decir, las ecuaciones de flujo estacionario pueden ser utilizadas para representar períodos cortos de tiempo para el flujo alrededor del pozo.

Flujo transitorio

Es un régimen de flujo en el que el radio de propagación de la onda de presión no ha alcanzado ningún límite del yacimiento, es decir, para este régimen de flujo el cono formado por el abatimiento de la presión es muy pequeño, en relación a las dimensiones del yacimiento.

Lo anterior nos da a entender que la variación de la presión se propaga gradualmente alejándose del pozo, incrementando el área drenada por éste, y conforme esta variación se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente en función del tiempo.

Así, el flujo transitorio se puede definir como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante ($[\frac{\partial p}{\partial t}] = f(x, t) \neq 0$).

Suponiendo un flujo de aceite en una sola fase en el yacimiento, muchas soluciones analíticas han sido desarrolladas para describir el comportamiento del flujo transitorio.

Frecuentemente se utiliza en ingeniería de producción una solución a gasto constante, como se muestra a continuación:

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB_o\mu_o}{kh} \left(\log(t) + \log \frac{k}{\phi\mu_o c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87 S \right) \quad (2.29)$$

donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo [psia]

P_i = Presión inicial del yacimiento [psia]

q = Gasto de producción de aceite [bl/día]

B_o : Factor de volumen del aceite [bl @c.y./bl @c.s.]

μ_o = Viscosidad del aceite [cp]

k =Permeabilidad [mD]

h = Espesor del yacimiento [ft]

t = Tiempo de flujo [horas]

ϕ = Porosidad [fracción]

C_t = Compresibilidad total [psi⁻¹]

r_w = Radio del pozo [ft]

S = Factor de daño

Flujo pseudoestacionario

Después de un período inicial de producción con presión y gasto no constante, es decir, flujo transitorio, las condiciones de frontera externa (no-flujo y $p = cte$) comienzan a afectar la producción en el pozo y el flujo estabiliza.

Cuando la estabilización en el yacimiento se lleva a cabo, la condición de frontera externa de presión constante da origen al flujo denominado como flujo pseudoestacionario.

La condición de frontera externa de presión constante representa la frontera en la cual la presión del yacimiento se mantiene en su valor inicial. La condición de frontera externa de presión constante es usualmente causada ya sea por la entrada de agua de un acuífero asociado o por la inyección de agua o gas a través de pozos inyectores, o bien, la combinación de los tres.⁵

El flujo pseudoestacionario puede definirse como el periodo de flujo donde la presión en diferentes posiciones en el yacimiento declina linealmente en función del tiempo ($[\frac{\partial p}{\partial t}] = cte.$)

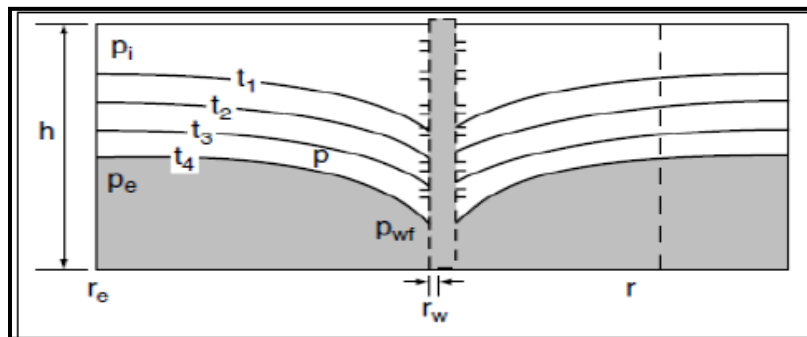


Fig. 2.16 Representación del flujo pseudoestacionario

Suponiendo flujo monofásico, la relación teórica derivada de la ley de Darcy para un yacimiento en condiciones de flujo en estado pseudoestacionario, debido a la frontera sin flujo a una distancia r_e del pozo es la siguiente:

$$q = \frac{kh(P_e - P_{wf})}{141.2B_o\mu_o \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad (2.30)$$

donde:

q : Gasto de producción de aceite [bl/día]

k : Permeabilidad [mD]

h : Espesor del yacimiento [ft]

P_e : Presión de fondo estática [psia]

P_{wi} : Presión de fondo fluyendo [psia]

B_o : Factor de volumen del aceite [bl @c.y./bl @c.s.]

μ_o : Viscosidad del aceite [cp]

r_e : Radio del área de drene [ft]

r_w : Radio del pozo [ft]

S: Factor de daño

2.5 Comportamiento de afluencia

Se han desarrollado muchos trabajos para obtener modelos matemáticos capaces de describir el comportamiento de afluencia.

En 1968, Vogel utiliza un modelo para generar curvas de rendimiento de afluencia de hipotéticos yacimientos de petróleo saturado para varias condiciones en pozos verticales. Vogel estandarizó el cálculo de IPR (Relación de Comportamiento de Afluencia) y expresó estas relaciones en una forma sin dimensiones. Este modelo tuvo excelente aceptación en la industria debido a su simplicidad y buenos resultados.

En 1973 Fetkovich analizó los datos experimentales de 40 pozos productores de petróleo de 6 campos diferentes. En este estudio se obtuvo un enfoque adecuado para predecir el IPR de 3 posibles esquemas de producción.

Wiggins et al., En 1992, utilizó cuatro conjuntos de diferentes curvas de permeabilidad relativa y datos de propiedades de los fluidos que modelan el comportamiento del yacimiento con el fin de desarrollar relaciones de rendimiento de afluencia para los pozos verticales.

El estudio predice curvas IPR para el flujo de tres fases; petróleo, gas y agua. Las ecuaciones desarrolladas por Wiggins son similares a la generada por Vogel, la cual tiene un coeficiente parabólico. Los efectos de la viscosidad del aceite no se analizan en su estudio.

Klins & Clark propusieron en 1993 un IPR similar a la estructura de la ecuación Vogel. Con el fin de mejorar la precisión de los resultados, se introdujo un nuevo exponente "d" a la ecuación de Vogel en lugar de asumir un exponente constante parabólico de 2. Este

exponente depende de la presión de burbuja y su relación con la presión del yacimiento. Los coeficientes parabólicos también se ajustan a los valores un poco diferentes de los estimados por Vogel.

Otros autores como Mutalik et al. (1988), Babu y Odeh (1988), Kuchuk et al. (1988) desarrollaron metodologías para calcular la productividad de los pozos horizontales para el flujo de una sola fase en estado estacionario.

Estos procedimientos consideran límites en todas las direcciones del yacimiento y el pozo horizontal se encuentra en el centro de un área de drenaje rectangular.

Bendakhlia y Aziz (1989) desarrollaron una ecuación que combina las ecuaciones de Vogel y Fetkovich a partir de simulaciones numéricas. Llegaron a la conclusión de que las curvas de IPR para pozos horizontales no son afectadas significativamente por las propiedades de las rocas y fluido. Su ecuación se basa en dos coeficientes (V y n) calculados con el estado de agotamiento del yacimiento medido por el factor de recuperación.

Wiggins y Wang (2005) investigaron el comportamiento de la presión para pozos horizontales de aceite, con una penetración total al fondo del pozo, y produciendo con varios patrones de flujo. Con base en el análisis de regresión lineal de simulaciones de yacimientos, dos IPR empíricas se han desarrollado para estimar el comportamiento del pozo. Además de una IPR futura para permitir estimaciones del comportamiento de la presión. Los resultados arrojan estimaciones razonables de comportamiento así en un rango de condiciones de funcionamiento de los aceites de gravedad API medios y ligeros.⁶

2.5.1 Índice de productividad en un yacimiento bajosaturado

En los yacimientos en los que la presión de fondo fluyendo es mayor que la presión de burbuja, se asume que el flujo hacia el pozo es directamente proporcional a la diferencial de presión entre el yacimiento y la pared del pozo. La constante de proporcionalidad es conocida como índice de productividad (IP), derivada a partir de la ley de Darcy para flujo radial estacionario y un solo fluido incompresible.

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión (ver Gráfica 2.4).

T.V. Moore sugiere un método para medir la productividad de pozos, el cual requiere medir la presión de fondo fluendo (P_{wf}), y la presión estática del yacimiento (P_{ws}) a varios gastos. La relación se simboliza con la letra J.

$$J = IP = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.31)$$

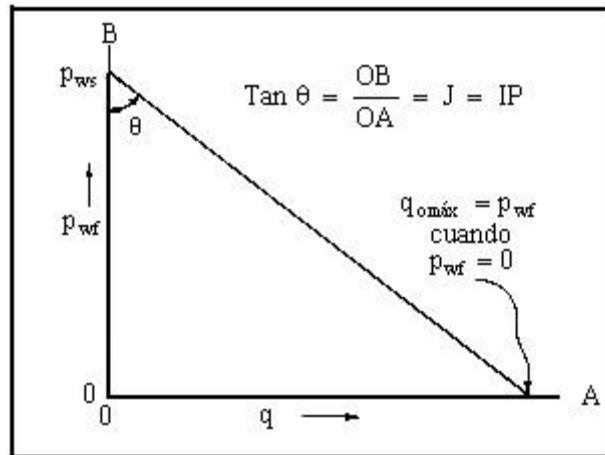
donde:

J: Índice de productividad

q_o : Gasto de aceite [bl/día]

P_{ws} : Presión estática del yacimiento [psi]

P_{wf} : Presión de fondo fluendo [psi]



Gráfica 2.4 Índice de Productividad (IP)

Se observa que cuando el valor de P_{wf} es cero, se alcanza el valor máximo de gasto, siendo éste un valor teórico de lo que podría aportar un pozo y P_{wf} alcanzará el valor de la presión atmosférica.

Empleando la expresión de Darcy para flujo radial y en unidades de campo, el índice de productividad se define como:

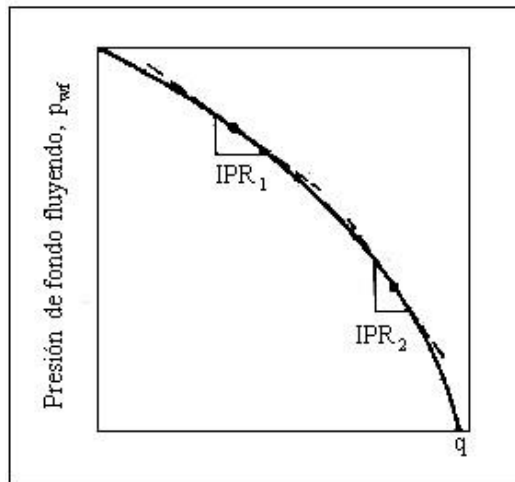
$$J = \frac{7.08k_a k_{ro} h}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (2.32)$$

donde:

- k_a : Permeabilidad absoluta [mD]
- k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite
- h : Espesor neto productor [ft]
- μ_o : Viscosidad del aceite [cp]
- B_o : Factor de volumen del aceite [bl @c.y./bl @c.s.]
- r_e : Radio de drene del pozo [ft]
- r_w : Radio del pozo [ft]

2.5.2 Relación de comportamiento de afluencia

Cuando se tiene la condición de que la presión de fondo fluyendo es menor que la presión de burbuja, entonces se presenta un comportamiento diferente de la relación entre el gasto de producción y el abatimiento de presión, lo que resulta en un comportamiento de afluencia no lineal (ver Gráfica 2.5).⁵



Gráfica 2.5 Curva de IPR

La expresión que representa este comportamiento, será la primera derivada del gasto respecto al abatimiento de presión:

$$IPR = - \frac{dq}{dP_{wf}} \quad (2.33)$$

2.5.3 Métodos para calcular el IPR de crudos pesados

Correlaciones propuestas

Una nueva correlación fue diseñada modificando la ecuación de Vogel, calculando la variable parabólica “V”. (García & Pinto, 2007)

$$\frac{Q_o}{Q_{omax}} = 1 - V \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - V) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (2.34)$$

donde:

Qo: Gasto de aceite [bl/d]

Qomax: Gasto máximo de aceite [bl/d]

Pwf: Presión de fondo fluyendo [psi]

Pr: Presión del yacimiento [psi]

La gravedad API y el corte de agua son las variables más sensibles para definir el IPR en estos casos.

API	Corte de agua		
	0%	30%	70%
12	0.6889	0.6962	0.7402
15	0.3788	0.4487	0.5620
18	0.3357	0.4057	0.5166

Tabla 2.2 Dependencia de “V” en la gravedad API y el corte de agua

$$V = ae^{cWC} \quad (2.35)$$

donde:

a, c: coeficientes en función de la gravedad API [adimensional]

WC: corte de agua

Los coeficientes a y c son calculados mediante las siguientes ecuaciones.

$$a = 0.0146API^2 - 0.4948API + 4.5237 \quad (2.36)$$

$$c = -0.0226API^2 + 0.7624API - 5.7916 \quad (2.37)$$

Los resultados de la simulación para todos los casos en los que la presión del yacimiento es de 200 psi por debajo de la presión del punto de burbuja inicial, aumenta el valor del coeficiente "V" en comparación con el obtenido para el mismo caso en la presión del punto de burbuja inicial. La siguiente ecuación, derivada de regresión lineal, se propone para corregir el coeficiente de Vogel debido al depresionamiento del yacimiento.

$$\Delta V = m \left(1 - \frac{P_f}{P_i} \right) \quad (2.38)$$

donde:

ΔV : Aumento del coeficiente "V" debido a la depresión [adimensional]

m : Coeficiente de la pendiente de la depresión [adimensional]

P_f : Presión del yacimiento depresionado [psia]

P_i : Presión original del yacimiento en el punto de burbuja [psia]

La derivada de la depresión "m" se encontró que era una función de la gravedad API.

$$m = -0.973API + 0.5094 \quad (2.39)$$

Finalmente, usando la ecuación 2.34 y la 2.35, se llega a una ecuación generalizada para el coeficiente "V", obtenida para cualquier depresionamiento menor al 75% de la presión de yacimiento original.

$$V = ae^{cWC} + m \left(1 - \frac{P_f}{P_i} \right) \quad (2.40)$$

Ecuación general de IPR para pozos desviados y horizontales

La ecuación usada es similar a la que se usa para pozos verticales (ecuación 2.40). El coeficiente "V" aumenta con el nivel de depresionamiento. Entonces, la curva IPR tiende a ser más lineal, mientras que la presión del yacimiento disminuye.

Debido a esta tendencia, de manera similar como en el análisis del pozo vertical, el nivel de agotamiento se incorporó a la ecuación como un factor de incremento para el coeficiente V. ⁶

Presión del yacimiento Pi	Gravedad API			Ángulo de desviación		
	9	12	15	0°	15°	45°
	0.6371	0.6206	0.5950	0.5417	0.6525	0.6584
0.8Pi	0.7093	0.6701	0.6701	0.6094	0.7458	0.7251
0.6Pi	0.7425	0.6938	0.6938	0.6086	0.7038	0.7232

Tabla 2.3 Dependencia del coeficiente 'V' en los parámetros estudiados para simulaciones de pozos horizontales.

La correlación propuesta para calcular el coeficiente “V” para pozos horizontales e inclinados es:

$$V = -a\alpha^2 + b\alpha + c + m\left(\frac{P_f}{P_i} - 1\right) \quad (2.41)$$

Donde “Pf/Pi” representa el nivel de depresionamiento; α es el ángulo de desviación en grados; los coeficientes “a, b, c y m” solo dependen de la gravedad API y pueden ser calculados con las siguientes ecuaciones:

$$a = -7.3098 \times 10^{-7} API^2 + 1.6245 \times 10^{-5} API + 8.1176 \times 10^{-5} \quad (2.42)$$

$$b = 4.7882 \times 10^{-5} API^2 - 1.3969 \times 10^{-3} API + 1.9645 \times 10^{-2} \quad (2.43)$$

$$c = -1.1312 \times 10^{-2} API^2 + 2.2739 \times 10^{-2} API + 4.3943 \times 10^{-1} \quad (2.44)$$

$$m = -8.9726 \times 10^{-3} API - 1.6429 \times 10^{-1} \quad (2.45)$$

Debido a la falta de información obtenida de los pozos 840 y 820, no se pudo calcular el IPR de esos pozos con este método desarrollado para crudos pesados.

Referencias

1. S. Chopra, L. Lines, D.R. Schmitt, M. Batzle. "Heavy-oil Reservoirs: Their Characterization and Production", SEG, 2010.
2. De-Hua Han, Jiajin Liu, Michael Batzle. "Seismic properties for heavy oils". The leading edge, 2008.
3. G. De Ghetto, F. Paone, M. Villa. "Pressure-Volume-Temperature Correlations for heavy and extra heavy oils", SPE 30316, 1995.
4. C. Bánzer S. "Correlaciones Numéricas PVT". Universidad de Zulia, 1996.
5. Jetzabeth R., G. Lozano, R. Pérez. "Productividad de pozos petroleros". UNAM, 2007.
6. S. Gasbarri, V. Martinez, J. García, R. Pinto, L. García, C. Gil. "Inflow performance relationships for heavy oil", SPE 122292, 2009.

CAPÍTULO III

ESTIMACIÓN DE PROPIEDADES Y FACTORES QUE AFECTAN LA PRODUCTIVIDAD.

3.1 Factor de daño

Durante la perforación, terminación o producción de un pozo, es posible que una zona de permeabilidad alterada pueda desarrollarse alrededor de las paredes del pozo. La zona con la permeabilidad alterada es llamada “zona dañada” y su efecto sobre la presión o comportamiento de flujo del pozo es denominado como “efecto de daño”.

Así mismo, el daño se define como un factor que causa, en ó alrededor del pozo, una caída de presión adicional a la que ocurre cuando el yacimiento es homogéneo y el pozo penetra totalmente a la formación. La magnitud del daño indica la necesidad de estimular un pozo o bien, establecer un programa de reacondicionamiento del pozo. Por otra parte, cabe señalar que el daño no tiene dimensiones.

El concepto de daño fue propuesto originalmente por **Hurst (1953)** y **Van Everdingen (1953)**, que señalaron que las presiones medidas en un pozo frecuentemente no se ajustaban a las soluciones teóricas. Ellos propusieron que la diferencia era una caída de presión adicional causada por restricciones al flujo cercanas al pozo.

En relación al IPR de un pozo, el factor de daño considera la diferencia entre el abatimiento de presión ideal y el abatimiento de presión actual o real. La Fig. 4.1 ilustra la importancia del efecto de daño de un pozo en una gráfica gasto-presión. La figura indica que el IPR de un pozo se desvía significativamente de la línea recta del IPR de un modelo ideal debido a un efecto de daño constante.

Generalmente, sólo interesa el factor de daño durante el período pseudoestacionario y se desprecia el efecto de daño en el período de transición debido a los tiempos cortos.

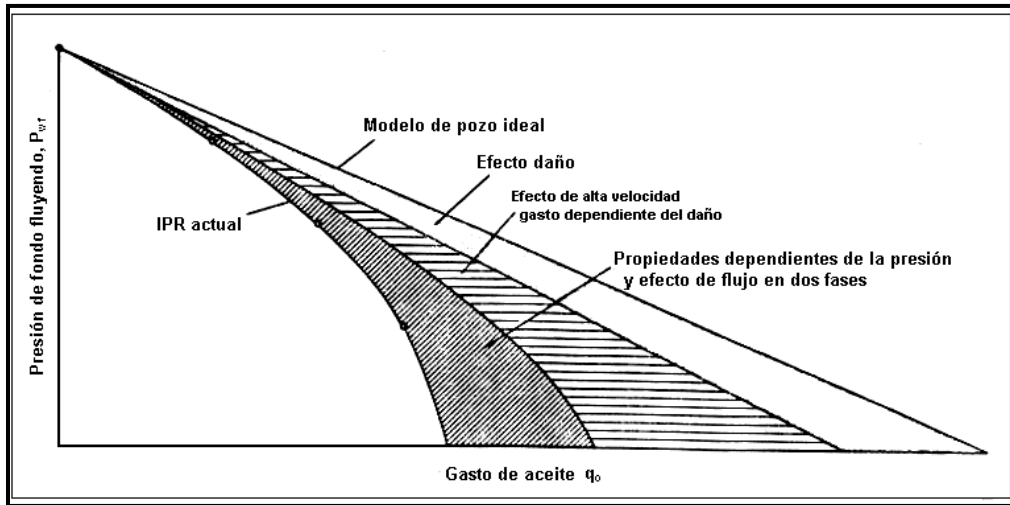


Fig. 3.1 IPR real contra el IPR desarrollado a partir de un modelo ideal de pozo¹

Usualmente se representa la caída de presión adicional como Δp_s . El factor de daño adimensional S es proporcional a Δp_s , es definido como:

$$S = \frac{kh}{141.2q_o\mu_oB_o} \Delta p_s \quad (3.1)$$

donde:

S : daño [adimensional]

k : permeabilidad [mD]

q_o : gasto de aceite [bl/día]

μ_o : viscosidad del aceite [cp]

B_o : factor de volumen de formación del aceite [bl/bl]

Δp_s : caída de presión por daño [psi]

h : espesor [ft]

Por otra parte, el factor de daño considerado hasta este momento se puede tratar desde otro punto de vista. **Hawkins (1956)** estableció la siguiente forma para calcular Δp_s .

Sea:

$$\Delta p_s = \frac{141.2q_o\mu_oB_o}{kh} S \quad (3.2)$$

Factorizando la ecuación (3.2), multiplicándola y dividiéndola por 2.303, resulta:

$$\Delta p_s = 0.87 \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right) S \quad (3.3)$$

donde:

$$m = \left(\frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{kh} \right). \quad (3.4)$$

Finalmente se obtiene:

$$\Delta p_s = 0.87 m S \quad (3.5)$$

Características de los pozos dañados, estimulados e ideales			
Condición del pozo	Δp_s	S	EF
Dañado	$\Delta p_s > 0$	$S > 0$	$EF < 1$
Sin daño	$\Delta p_s = 0$	$S = 0$	$EF = 1$
Estimulado	$\Delta p_s < 0$	$S < 0$	$EF > 1$

Tabla 3.1 Características de los pozos dañados, estimulados e ideales¹

3.1.1 Daño a la formación

Está asociado a diferentes factores que reducen la permeabilidad efectiva alrededor del pozo. Puede ser causado por el taponamiento de los espacios porosos mediante partículas sólidas generadas por trituramiento mecánico de la formación durante la perforación del pozo, o bien, por efecto del fluido producido.

El taponamiento de los poros mediante partículas es uno de los mecanismos más comunes que causan el daño a la formación, el cual puede resultar de diferentes causas, por los apuntalantes o agentes de sostén que se usan para fracturar la formación, dispersión de arcillas presentes en la formación, precipitación y crecimiento de bacterias.

Las causas que originan el daño a la formación pueden clasificarse en:

- Físicas
- Químicas
- Biológicas

3.1.2 Tipos y mecanismos del daño

Existen varios mecanismos por los cuales puede restringirse el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo, en primer lugar, aquellos que producen precipitados que alteran los poros y la matriz de la roca, por las interacciones roca/fluidos y fluido/fluido, aquellos que alteran las propiedades interfaciales entre la roca y los fluidos, y las de la superficie de la roca: también existen daños puramente mecánicos y otros de origen biológicos.

a) Interacciones roca/fluidos.

La temperatura, la composición de los fluidos inyectados, la tasa de inyección, el pH y la mineralogía de la roca son el conjunto de variables que afectan la naturaleza y la extensión de las interacciones roca/fluido.

b) Migración y taponamiento por partículas finas.

Para que ocurra la migración de partículas finas deben desprenderse de la superficie del grano, dispersarse y fluir a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima. Las partículas finas se caracterizan por tener un tamaño promedio de grano que va desde .0001 a .1 micrones y puede llegar hasta los 40 micrones

c) Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso.

Entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de éstos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el pH. En contacto con ácidos, la mineralogía de muchas areniscas promueve la formación de precipitados potencialmente dañinos, dependiendo de factores físicos y cristalográficos.

d) Interacciones fluido/fluido.

Las interacciones fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como son: bloqueo por emulsiones, así como la precipitación de ciertos compuestos sólidos inorgánicos por su incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

La precipitación de sólidos de las salmueras usadas en la terminación o reparación de pozos y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos.

Los sólidos precipitados pueden ser inorgánicos que provienen de las salmueras, u orgánicos que provienen del crudo.

e) Bloqueo por emulsiones.

El bloqueo por emulsión ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo de fluidos hacia el mismo. La conductividad de la formación hacia el pozo puede quedar reducida a cero. Este fenómeno no es frecuente, pero cuando ocurre, sus consecuencias son desastrosas.

El mecanismo de formación de emulsiones en el medio poroso depende no solo de las propiedades del crudo, sino también de la introducción de agentes externos, como por ejemplo: la reintroducción en el yacimiento de un crudo extraído del mismo.

f) Bloqueo por agua.

El bloqueo por agua es una reducción de la permeabilidad relativa al aceite por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo. Esto puede ocurrir cuando se filtra agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o reparación, o por comunicación con una zona productora de agua. Por lo general se eliminan por si solos, pero cuando vienen asociados con otros tipos de daño se impide su eliminación.

Se puede identificar por un repentino incremento del porcentaje de agua en la producción, o una ausencia de producción generalmente después de una reparación de un pozo donde se ha usado agua o salmuera.

g) Daños de tipo mecánico.

El medio poroso puede ser invadido por partículas sólidas durante los procesos de perforación, reparación o inyección de agua en el pozo. Dependiendo del tamaño de las partículas y la profundidad, el daño será de mayor o menor tamaño. Otra forma de daño mecánico es el colapso de la formación productora alrededor del pozo, ya sea por altos diferenciales de presión, que crean altas velocidades de flujo o por destrucción del material cementante intergranular durante procesos de acidificación.

h) Daños de origen biológico.

Algunos pozos, particularmente aquellos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por bacterias en la zona cercana al pozo. Las bacterias inyectadas en la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse muy rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos por ellas mismas, o con precipitados que

resultan de sus procesos biológicos. Incluso, la biomasa de las bacterias muertas puede causar grandes reducciones en la inyección de pozos inyectoros de agua.

i) Daños durante la perforación.

La causa más común de daños a la formación en los pozos es el proceso de perforación de los mismos. El fluido de perforación consta de una fase sólida y una líquida, y los daños que causa pueden ser ocasionados por el filtrado de la fase líquida y por invasión de sólidos en el medio poroso.

Los fluidos de perforación están formulados con el objetivo de alcanzar la profundidad programada en forma rápida, segura y económica, y una de las principales preocupaciones del perforador es el control de las presiones de las formaciones que se vayan atravesando. El proceso de perforación altera la condición de equilibrio físicoquímico y termodinámico que existe en la roca, sus minerales y sus constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración.

j) Daños durante las operaciones de terminación/reparación.

Por invasión de fluidos hacia el pozo durante operaciones (reparación, terminación, empaque con grava), debido generalmente a los sobre balances de presión que se utilizan, como medida de seguridad o por desconocimiento de la verdadera presión del yacimiento.

Los fluidos usados en este tipo de operaciones son, en general, salmueras de alta concentración de sales (Na, Ca, Li, Mg), que pueden contener algún polímero para poder sostener sólidos, inhibidores de corrosión y surfactantes.

k) Daños causados durante el proceso de producción.

Los daños más frecuentes observados durante la vida productiva de un pozo son:

- Migración y taponamiento por partículas finas en el área crítica alrededor del pozo.
- Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura.
- Precipitados orgánicos, parafinas y asfaltenos.
- Producción de arena, debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio crítico del yacimiento alrededor del pozo. Este efecto puede producirse también al comenzar a producir agua, ya que ésta

arrastra el material cementante, en forma de partículas finas, reduciendo la resistencia mecánica de la roca.

- Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.
- Disolución de los granos de arena durante procesos de recuperación térmica, por el alto pH del vapor, y precipitación de sílice en el medio poroso.

3.1.3 Factor de daño compuesto

Se evalúa por medio del análisis de pruebas de incremento y decremento de presión. Sin embargo en los últimos años este concepto ha sido extendido para incluir una variedad de efectos tales como, penetración parcial, desviación del pozo, perforaciones, etc.

El efecto total de las condiciones no ideales es una composición de todos los efectos individuales.

$$S = S_d + S_{C+\theta} + S_p + \Sigma S_{pseud} \quad (3.6)$$

donde:

S: Factor de daño total [adimensional]

S_d : Factor de daño real a la formación [adimensional]

$S_{C+\theta}$: Factor de daño por inclinación del pozo y convergencia de flujo [adimensional]

S_p : Factor de daño por disparos [adimensional]

ΣS_{Pseud} : Valor de la suma de los psuedo daños [adimensional]

3.1.4 Factor de daño por inclinación del pozo y convergencia de flujo

Cinco Ley, Ramey y Miller (1975) resolvieron el problema semianalíticamente y presentaron tablas de estos factores de daño para varias combinaciones de terminación parcial, elevación de la terminación y desviación del pozo.

Estos autores determinaron que los factores de daño S_θ y S_C son función de los siguientes parámetros:

- El espesor adimensional, $h_D = h_e / r_w$.
- La distancia del límite inferior del yacimiento a la mitad del intervalo abierto al flujo, Z_w ,

- La elevación relativa del intervalo disparado, $Z_{WD} = Z_w / h_e$.
- La longitud del intervalo disparado, h_p .
- La penetración del pozo, $h_p \cos \theta_w / h_e$.
- El ángulo de inclinación del pozo con respecto a la vertical, θ_w .

Para determinar $S_{C+\theta}$ se utiliza la siguiente ecuación:

$$S_{C+\theta}(h_d) = S_{C+\theta}(h_d = 100) + (S_{C+\theta}(h_d = 1000) - S_{C+\theta}(h_d = 100)) \log\left(\frac{h_d}{100}\right) \quad (3.7)$$

Conociendo θ_w , Z_{WD} , y $h_p \cos(\theta_w/h_e)$, se entra a las tablas 3.2 y 3.3 se obtienen los valores de $S_{C+\theta}(h_d = 1000)$ y $S_{C+\theta}(h_d = 100)$.

h_p	$\left[\frac{Z_w}{h_e}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_w}{h_e}\right]$	$S_{C+\theta}$	S_c	S_θ	θ°	H_p	$\left[\frac{Z_w}{h_e}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_w}{h_e}\right]$	$S_{C+\theta}$	S_c	S_θ
100	0.6	0.1	15.257	15.257	0	0	100	0.75	0.5	3.067	3.067	0
			14.898	15.257	-0.359	15				2.878	3.067	-0.189
			13.636	15.257	-1.621	30				2.308	3.067	-0.759
			11.583	15.257	-3.674	45				1.338	3.067	-1.729
			8.415	15.257	-6.842	60				-0.082	3.067	-3.150
			3.739	15.257	-11.517	75				-2.119	3.067	-5.187
100	0.5	0.1	15.213	15.213	0	0	100	0.6	0.5	2.430	2.430	0
			14.854	15.213	-0.359	15				2.254	2.430	-0.176
			13.592	15.213	-1.620	30				1.730	2.430	-0.700
			11.540	15.213	-3.673	45				0.838	2.430	-1.592
			8.372	15.213	-6.841	60				-0.466	2.430	-2.897
			3.699	15.213	-11.514	75				-2.341	2.430	-4.772
100	0.875	0.25	8.641	8.641	0	0	100	0.5	0.5	2.369	2.369	0
			8.359	8.641	-0.282	15				2.149	2.369	-0.175
			7.487	8.641	-1.154	30				1.672	2.369	-0.697
			5.968	8.641	-2.673	45				0.785	2.369	-1.584
			3.717	8.641	-4.924	60				-0.509	2.369	-2.879
			0.464	8.641	-8.177	75				-2.368	2.369	-4.738
100	0.75	0.25	7.002	7.002	0	0	100	0.625	0.75	0.924	0.924	0
			6.750	7.002	-0.251	15				0.778	0.924	-0.145
			5.969	7.002	-1.032	30				0.337	0.924	-0.587
			4.613	7.002	-2.388	45				-0.411	0.924	-1.336
			2.629	7.002	-4.372	60				-1.507	0.924	-2.432
			-0.203	7.002	-7.206	75				-3.099	0.924	-4.024
100	0.6	0.25	6.658	6.658	0	0	100	0.5	0.75	0.694	0.694	0
			6.403	6.658	-0.249	15				0.554	0.694	-0.139
			5.633	6.658	-1.024	30				0.134	0.694	-0.560
			4.290	6.658	-2.447	45				-0.581	0.694	-1.275
			2.337	6.658	-4.320	60				-1.632	0.694	-2.326
			0.418	6.658	-7.076	75				-3.170	0.694	-3.864
100	0.5	0.25	6.611	6.611	0	0	100	0.5	1	0	0	0
			6.361	6.611	-0.249	15				-0.128	0	-0.128
			5.587	6.611	-1.023	30				-0.517	0	-0.517
			4.245	6.611	-2.365	45				-1.178	0	-1.178
			2.295	6.611	-4.315	60				-2.149	0	-2.149
			-0.451	6.611	-7.062	75				-3.577	0	-3.577

Tabla 3.2 Factores de daño por penetración y desviación ($h_d=100$)

h_p	$\left[\frac{Z_w}{h_c}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_w}{h_c}\right]$	$S_{C+\theta}$	S_C	S_θ	θ°	h_p	$\left[\frac{Z_w}{h_c}\right]$	$\left[\frac{h_p \cos \theta_w}{h_c}\right]$	$S_{C+\theta}$	S_C	S_θ
1000	0.95	0.1	41.521	41.521	0	0	1000	0.5	0.25	13.655	13.655	0
			40.343	41.521	-1.178	15				13.087	13.655	-0.568
			36.798	41.521	-4.722	30				11.391	13.655	-2.264
			30.844	41.521	-10.677	45				8.593	13.655	-5.062
			22.334	41.521	-19.187	60				4.711	13.655	-8.944
			10.755	41.521	-30.766	75				-0.321	13.655	-13.97
1000	0.8	0.1	35.840	35.840	0	0	1000	0.75	0.5	5.467	5.467	0
			34.744	35.840	-1.095	15				5.119	5.467	-0.348
			31.457	35.840	-4.382	30				4.080	5.467	-1.387
			25.973	35.840	-9.867	45				2.363	5.467	-3.104
			18.261	35.840	-17.599	60				-0.031	5.467	-5.498
			8.003	35.840	-27.837	75				-3.203	5.467	-8.670
1000	0.6	0.1	35.290	35.290	0	0	1000	0.6	0.5	4.837	4.837	0
			34.195	35.290	-1.095	15				4.502	4.837	-0.335
			30.910	35.290	-4.380	30				3.503	4.837	-1.334
			25.430	35.290	-9.860	45				1.858	4.837	-2.979
			17.710	35.290	-17.580	60				-0.424	4.837	-5.261
			7.522	35.290	-27.768	75				-0.431	4.837	-8.268
1000	0.5	0.1	35.246	35.246	0	0	1000	0.5	0.5	4.777	4.777	0
			34.151	35.246	-1.095	15				4.443	4.777	-0.334
			30.806	35.246	-4.380	30				3.446	4.777	-1.331
			25.386	35.246	-9.860	45				1.806	4.777	-2.971
			17.667	35.246	-17.579	60				-0.467	4.777	-5.244
			7.481	35.246	-27.765	75				-3.458	4.777	-8.235
1000	0.875	0.25	15.733	15.733	0	0	1000	0.625	0.75	1.735	1.735	0
			15.136	15.733	-0.597	15				1.483	1.735	-0.252
			13.344	15.733	-2.389	30				0.731	1.735	-1.004
			10.366	15.733	-5.367	45				-0.512	1.735	-2.247
			6.183	15.733	-9.550	60				-2.253	1.735	-3.988
			0.632	15.733	-15.101	75				-4.595	1.735	-6.330
1000	0.75	0.25	14.040	14.040	0	0	1000	0.5	0.75	1.508	1.508	0
			13.471	14.040	-0.569	15				1.262	1.508	-0.246
			11.770	14.040	-2.270	30				0.528	1.508	-0.980
			8.959	14.040	-5.081	45				-0.683	1.508	-2.191
			5.047	14.040	-8.993	60				-2.380	1.508	-3.888
			-0.069	14.040	-14.109	75				-4.665	1.508	-6.173
1000	0.6	0.25	13.701	13.701	0	0	1000	0.5	1	0	0	0
			13.133	13.701	-0.568	15				-0.206	0	-0.206
			11.437	13.701	-2.264	30				-0.824	0	-0.824
			8.638	13.701	-5.063	45				-1.850	0	-1.850
			4.753	13.701	-8.948	60				-3.298	0	-3.298
			-0.288	13.701	-13.989	75				-5.282	0	-5.282

Tabla 3.3 Factores de daño por penetración y desviación ($h_d=1000$)

3.1.5 Factor de daño por disparos

Disparar es la más importante de todas las operaciones en la terminación de los pozos con tubería de revestimiento. Para evaluar y optimizar la producción y la recuperación de cada zona, es esencial obtener una comunicación adecuada, entre el fondo del pozo y las zonas de interés, así como un buen aislamiento entre dichas zonas.

Aunque existe la tecnología necesaria para asegurar buenos disparos en la mayoría de los pozos, en muchas áreas regularmente se tiende a obtener disparos deficientes.

Las tres causas más probables para la obtención de disparos deficientes son:

- 1) Desconocimiento de los requerimientos para disparar óptimamente.
- 2) Control inadecuado del claro (distancia entre la carga y la tubería de revestimiento), particularmente cuando se corren las pistolas a través de la tubería de producción.
- 3) La práctica generalizada de preferir realizar los disparos en función de su precio, en lugar de su calidad.

De acuerdo con **Golan y Whitson (1991)**, tres técnicas son usadas para realizar las perforaciones:

- Pistola transportada con cable de acero a través de la tubería de revestimiento.
- Pistola transportada con cable de acero a través de la tubería de producción.
- Pistola transportada con tubería de producción.

Es conveniente mencionar algunas recomendaciones adicionales sobre los disparos.

- Se ha demostrado que a mayor diámetro de la pistola, se tienen penetraciones mayores, por eso hay que seleccionar la pistola de mayor diámetro posible. Hay que seleccionar la pistola de acuerdo a las condiciones de presión y temperatura en el pozo.
- Se recomienda disparar siempre en condiciones de desbalanceo, es decir, que la presión de la formación sea mayor a la presión que genera la columna de fluido dentro del pozo, para que al disparar, el flujo sea de la formación hacia el pozo y así evitar que se taponen los disparos con posibles residuos.

El factor de daño originado por los disparos, es inducido al efectuarse las operaciones de disparos, con lo cual, a su vez, da origen implícitamente a otro factor de daño originado por la convergencia del fluido hacia los disparos. Este factor de daño se puede expresar de la siguiente forma:

$$Sp = Sp_1 + Sp_2 + Sp_3 \quad (3.8)$$

donde:

Sp : Factor de daño causado por disparos y restricciones al flujo [adimensional].

Sp_1 : Factor de daño por flujo turbulento o laminar en cada uno de los disparos [adimensional]

Sp_2 : Factor de daño debido a la convergencia del fluido hacia los disparos en la zona disparada [adimensional].

Sp_3 : Factor de daño en función del radio de los disparos con el radio del pozo [adimensional]

Para realizar el cálculo del factor de daño por disparos se necesitan los siguientes parámetros:

- Espaciamiento entre disparos, h_{perf} [ft]
- Radio del pozo, r_w [ft]
- Radio del disparo, r_{perf} [ft]
- Relación de permeabilidades verticales y horizontales [k_v/k_h]
- Ángulo de desfaseamiento entre disparos, θ [grados]
- Profundidad de penetración de los disparos, l_{perf} [ft]

Cálculo de Sp_1 .

$$Sp_1 = \ln \left(\frac{r_w}{r'_w(\theta)} \right) \quad (3.9)$$

donde $r'_w(\theta)$ es el radio efectivo del pozo y está en función del ángulo de desfaseamiento entre disparos.

$$r'_w(\theta) = \frac{l_{perf}}{4} \text{ para } \theta = 0 \text{ y } r'_w(\theta) = \alpha_\theta(r_w + l_{perf}) \text{ para } \theta \neq 0 \quad (3.10)$$

Cálculo de Sp_2 .

$$h_D = \frac{h_{perf}}{l_{perf}} \sqrt{\frac{k_H}{k_V}} \quad (3.11)$$

$$r_D = \frac{r_{perf}}{2h_{perf}} \left(1 + \sqrt{\frac{k_V}{k_H}} \right) \quad (3.12)$$

El Sp_2 se calcula con la siguiente ecuación:

$$Sp_2 = 10^a h_D^{b-1} r_D^b \quad (3.13)$$

donde:

$$a = a_1 \log(r_D) + a_2 \quad (3.14)$$

$$b = b_1 r_D + b_2 \quad (3.15)$$

Cálculo de Sp_3

$$r_{wD} = \frac{r_w}{l_{perf} + r_w} \quad (3.16)$$

$$Sp_3 = c_1 e^{c_2 r_{wD}} \quad (3.17)$$

Constantes para el cálculo del efecto de daño por disparos							
Ángulo de desfasamiento	$a\theta$	a_1	a_2	b_1	b_2	c_1	c_2
0°	0.250	-2.091	0.045	5.131	1.867	0.16	2.675
180°	0.500	-2.025	0.094	3.037	1.811	0.026	4.532
120°	0.648	-2.018	0.063	1.614	1.777	0.0066	5.320
90°	0.726	-1.905	0.104	1.567	1.693	0.0019	6.155
60°	0.813	-1.898	0.102	1.365	1.649	0.0003	7.509
45°	0.860	-1.788	0.239	1.1915	1.639	0.000046	8.791

Tabla 3.4 Constantes para el cálculo del efecto de daño por disparos (Karakas y Tariq, 1988).

3.1.6 Evaluación del daño en el pozo.

Existen muchos motivos por los cuales un pozo no aporta la producción que se espera de él, o declina su producción con el tiempo. Solamente un análisis cuidadoso puede identificar las causas de este comportamiento.

Es importante hacer este estudio, ya que puede atribuirse a la baja productividad de un pozo y a daños a la formación, cuando los factores involucrados pueden ser de origen mecánico o natural.

1) Factores principales que reducen la producción.

- Sistema mecánico ineficiente.
- Agotamiento natural
- Baja permeabilidad del yacimiento.
- Restricción alrededor del pozo debida a daños o pseudodaños.

Si el sistema mecánico o artificial está trabajando ineficientemente, se observará alta presión en el fondo del pozo (o alto nivel de fluido en pozos de bombeo). Lo cual, aunado a bajas tasas de producción nos indicará que hay que revisar el diseño del equipo.

Si el yacimiento presenta baja permeabilidad y no se detecta la presencia de daño, el pozo no es candidato a estimulación matricial, sino a fracturamiento. Esta información hay que obtenerla de pruebas de incremento de presión o de declinación.

Las pruebas de transición de presión son la única fuente de información confiable que se pueden obtener, al mismo tiempo que los valores de daño y de permeabilidad.

Los pseudodaños incluyen situaciones tales como: penetración parcial del pozo en la arena productora, turbulencia, fracturas tapadas, pozos desviados, pozos mal colocados en un área de drene, zona compactada alrededor de las perforaciones, disparos parciales o insuficientes, etc.

2) Cuantificación del daño.

De los análisis de pruebas de restauración de presión podemos encontrar entre muchas otras propiedades un factor de daño total. Este factor de daño está compuesto del daño verdadero y de los pseudodaños.

Las contribuciones de los pseudodaños se dan en casos en los que el pozo ha sido disparado con poca densidad de las perforaciones, cuando hay separación de gas dentro del yacimiento, si no se ha disparado todo el intervalo productor y cuando el pozo no penetra completamente la zona productora. En muchas ocasiones todo este factor de daño se debe a estas contribuciones y no hay daño que pueda ser eliminado por medio de químicos.

3.2 Precipitación de ceras

El petróleo crudo es una mezcla compleja de hidrocarburos que consiste en aromáticos, parafinas, nafténicos, asfaltenos, etc. Cuando la temperatura del crudo es reducida, los componentes pesados del aceite, como parafinas (C18-C60), comienzan a precipitarse y depositarse en la pared de la tubería, por lo que el diámetro interno de la tubería se verá reducido con dichos depósitos, resultando en grandes caídas de presión.

Los problemas por depósitos de ceras pueden ser muy grandes si se llega a tener un completo bloqueo de la tubería, que puede costar millones de dólares para remediarlo si es en tuberías costa fuera.

Las parafinas comprenden aquella fracción que se solubiliza cuando el petróleo o bitumen se disuelve en un n-alcano, pero se adsorbe en un material activo superficialmente. Las resinas son oscuras, semisólidas, muy adhesivas, de peso molecular alto, y su composición depende del precipitante empleado.

Conocer y entender los fenómenos que intervienen en la cristalización de parafinas y su consecuente depósito da como resultado la generación de alternativas de tratamiento que dependan más de condiciones fluido dinámicas, (caudales, velocidades de bombeo, sistemas de agitación y homogenización), evitando y/o minimizando así el uso de aditivos inhibidores y dispersantes de parafinas, modificadores o depresores de punto de fluidez, tratamientos térmicos, electromagnéticos, etc.

En un yacimiento, especialmente de un campo en desarrollo, la caída de presión puede provocar la expansión y liberación de burbujas de gas, las cuales generan un centro para la enucleación y aglutinación de cristales de cera. El depósito de parafinas en pozos de bajo gasto es particularmente especial ya que el tiempo de residencia del aceite en el pozo aumenta, esto permite una mayor pérdida de calor, permitiendo con ello la precipitación de parafinas.

Al analizar los procesos de cristalización de los diferentes crudos es fundamental tener en cuenta su historial termodinámico desde el yacimiento, puesto que la temperatura del yacimiento excede la temperatura crítica de los livianos metano, etano, etc. y los gases

inorgánicos (N₂, CO₂, etc.) **Brown T.S., et al., (1995)** Sin embargo, debido a la presión del yacimiento, estos livianos finales se mantienen en solución. Una vez que el pozo fluye se establece un gradiente de presión entre el yacimiento y la cabeza de pozo. Es entonces cuando se rompe el equilibrio termodinámico y en razón a la disminución de la presión, la solubilidad de las parafinas disminuye al liberarse gran parte de los livianos. De esta manera se inicia la cristalización de las parafinas presentes.

La cristalización es el comienzo del fenómeno de generación de redes cristalinas o geles, por un simultáneo descenso en la temperatura del crudo (expansión adiabática). La solubilidad de la parafina en el crudo decrece con el incremento de la fracción pesada y asfaltenos **Denis J., et al., (1991)**. Sin embargo, ha sido observado que el depósito de parafinas decrece con el aumento de la fracción pesada y los asfaltenos, ya que éstos ejercen un papel de depresores y modificadores naturales de los cristales de parafina. **Sanjay M., et al., (1995)**.

En estado coloidal, los asfaltenos previenen la cristalización intensiva de parafinas de la solución de petróleo (crecimiento pobre del cristal y poca afinidad para adherirse unos a otros) con lo que se disminuyen las características del depósito. Crudos con alto contenido de parafinas y alto contenido de asfaltenos generalmente no presentan problemas de depósito de parafinas **Lira C., et al., (1996)**.

Punto nube o temperatura de aparición de cera. La solubilidad de la cera en aromáticos y nafténicos es baja, y disminuye drásticamente con la disminución de la temperatura, por lo que es fácil que la cera se deposite a bajas temperaturas. La mayor temperatura por debajo de la cual las parafinas comienzan a precipitar en cristales de cera es definida como punto nube o temperatura de aparición de cera. El punto nube del aceite vivo con presión por debajo del punto de burbuja, es usualmente menor que el punto nube del aceite muerto o el aceite en el tanque de almacenamiento, aunque el punto nube del aceite con gas disuelto es más difícil de medir que el punto nube del aceite muerto, por lo que el punto nube de muestras de aceite muerto son a menudo usadas en el diseño de tuberías costa fuera, este enfoque es conservador y puede resultar en millones de dólares de costos extra en aislamiento térmico.

Cuando se está midiendo el punto nube, la clave es precalentar la muestra de aceite a una alta temperatura para solubilizar los cristales pre-existentes de cera. Existen pocas técnicas disponibles para la medición del punto nube: viscosimetría, escaneo diferencial de la calorimetría, microscopia de polarización cruzada, etc. Los punto nube medidos usando diferentes técnicas pueden diferir en no más de 10 grados **Monger-McClure et al., (1999); Hammami y Raines, (1997)**.

Punto de fluidez. Cuando un crudo con mucho contenido de parafinas es enfriado, las parafinas o ceras empezarán a precipitarse, cuando la temperatura está por debajo del punto nube, estas ceras que han precipitado pueden formar depósitos en la pared de la tubería en forma de gel de cera-aceite **Venkatesan et al., (2002)**. El depósito de gel consiste en cristales de cera que quedan atrapados en una cierta cantidad de aceite. En cuanto la temperatura comienza a descender más, más cera se depositará y el grosor del gel de cera se incrementará, provocando una solidificación gradual del crudo, provocando que éste pierda su movilidad, hasta perderla completamente. La temperatura a la cual la muestra de aceite para de moverse es definida como punto de fluidez del crudo. Cuando el crudo está tan frío que detiene su movimiento dentro de la tubería después de un cierre, va a depender de las características del gel si el crudo será capaz de re-movilizarse cuando se vuelva a poner en producción el pozo. Debido a que la temperatura del agua en el mar puede estar por debajo del punto de fluidez del crudo, el gel de cera puede formarse después de largos tiempos de cierre, por lo que es crítico asegurarse que la tubería será capaz de re-iniciar el flujo después de un largo cierre.

3.2.1 Mecanismos de depósito de las ceras

Muchas investigaciones han sido dirigidas para intentar entender y modelar el proceso en que las ceras se depositan, el cual es un problema muy complejo que involucra dinámica de fluidos, masa y transferencia de calor, además de termodinámica (Burger et al., 1981; Brown et al., 1993; Creeck et al., 1999; Hsu et al., 1999; Singh et al., 1999). Es ampliamente aceptado que la difusión molecular de las parafinas es uno de los mecanismos más dominantes, y se sigue investigando qué tanto influyen aspectos como el movimiento Browniano, sedimentación por gravedad, y la dispersión en cizalla, si tienen un papel importante o no.

Difusión molecular. Cuando un crudo con alto contenido de parafinas está fluyendo en una tubería costa fuera, la temperatura del centro de la tubería es más elevada que la temperatura cerca de las paredes de la tubería, lo que da como resultado un perfil radial de temperatura. Debido a que la solubilidad de la cera en el aceite es función de la temperatura, cuando la temperatura es menor que el punto nube, los cristales de cera salen de solución. Por lo tanto, el gradiente radial de temperatura produce un gradiente de concentración de cera en el aceite, con la menor concentración de cera cerca de las paredes de la tubería. El gradiente de concentración da como resultado una transferencia de masa de cera del centro de la tubería a la pared de la misma, por difusión molecular. La transferencia de masa de cera puede describirse con la ley de Fick como sigue:

$$\frac{dm_w}{dt_w} = \rho_w D_w A d \frac{dc_w}{dr} \quad (3.18)$$

donde:

m_w = Masa de la cera depositada en la pared de la tubería [gr]

t_w = Tiempo [seg]

ρ_w = Densidad de la cera sólida [gr/cm³]

D_w = Coeficiente de difusión de la cera líquida

Ad = Área de depósito [cm²]

C_w = Concentración fracción volumen de la cera en el aceite [%]

El coeficiente de difusión es expresado por **Burguer et al. (1981)** como una función de la viscosidad del aceite:

$$D_w = \frac{k_w}{\nu} \quad (3.19)$$

donde:

k_w : Constante, obtenida de un modelado con ajuste de los rangos de depósito con experimentación :

ν : Viscosidad dinámica del aceite

3.2.2 Mitigación de las ceras

Aislamiento térmico. Para una tubería de producción submarina, el método más aceptado para mitigar las ceras es incluir un aislante térmico para mantener la temperatura del fluido, a lo largo de la tubería, por encima de la temperatura de aparición de la cera, durante las operaciones normales, o en estado estacionario. Para operaciones, como el cierre del pozo, la temperatura del fluido dentro de la tubería, va a ir disminuyendo conforme pasa el tiempo y eventualmente alcanzará la temperatura del agua de mar, dentro de un tiempo que puede variar de 12 a 36 horas dependiendo del tipo de diseño de aislante que se tenga.

Raspado mecánico (pigging). Es otro método popular para la mitigación de las ceras, que consiste en darle limpieza regular a la tubería para remover la cera depositada de las paredes de la tubería. Para algunas tuberías donde la formación de hidratos no es la preocupación, especialmente las líneas de exportación, el pigging es el método más usado para manejar los problemas asociados con las ceras. El “pig” (también conocido como diablo), es mandado dentro de la tubería desde un “lanzador”, es empujado por el crudo producido y demás fluidos producidos. El diablo raspa mecánicamente la cera de la pared de la tubería regresándola al crudo que está enfrente del propio dispositivo. Si el diablo no es corrido con frecuencia, se acumula demasiada cera en la pared de la tubería,

y durante la operación de raspado el diablo puede quedar pegado dentro de la tubería por el exceso de cera enfrente de él. El programa de pigging debe ser desarrollado basándose en el modelado del depósito de ceras y debe ser ajustado al rango de depósito comprendido en las operaciones de campo.

Inhibidores/remediadores químicos. Los inhibidores de cera químicos pueden ser divididos en dos tipos diferentes: uno es el preventor/retardador de la formación de cristales de cera y por lo tanto reduce la temperatura de aparición de la cera e incluso previene el depósito de la cera en la pared de la tubería; el otro es para disminuir el punto de fusión de la cera, con lo que retarda la solidificación de un crudo con alto contenido de ceras cuando la temperatura cae.

3.3 Precipitación de asfaltenos

Los asfaltenos son materiales sólidos de apariencia fina como polvo, su color va desde el negro hasta el café oscuro, y se obtienen a partir del petróleo crudo, residuos del petróleo o materiales bituminosos, empleando disolventes parafínicos de bajo peso molecular como el *n*-pentano y el *n*-heptano; son solubles en tolueno y otros solventes aromáticos, como disulfuro de carbono y cloroformo (u otros solventes de hidrocarburos clorados), no tienen un punto de fusión definido y usualmente espuman y expanden cuando se calientan para dejar residuos carbonaceos. Los asfaltenos comúnmente tienen un peso molecular aparente alto, que va desde 1000 hasta 20000 y un punto de ebullición por arriba de 540°C. Esta variación en el peso molecular pone de manifiesto la existencia del fenómeno de asociación intermolecular en los asfaltenos, puesto que se sabe que dicha asociación da como resultado valores altos en el peso molecular.

La definición clásica de los asfaltenos se basa en su solubilidad, a pesar de la diversidad de criterios que se adoptan al definir los asfaltenos, se ha llegado a un consenso al catalogarlos como la fracción de crudo soluble en tolueno (ó benceno) e insoluble en un exceso de *n*-alcano (pentano o heptano). Los asfaltenos están constituidos principalmente por anillos aromáticos ligados con cadenas alquílicas y cicloalcanos, además de compuestos heterocíclicos que poseen N, S y O. Ferworn definió el término asfalteno como aquellos sólidos depositados de un crudo debido a la adición de un exceso de *n*-pentano. Otra definición considera que los asfaltenos son moléculas planas, poli aromáticas y poli cíclicas que contienen heteroátomos y metales, que existen en un estado de agregación en suspensión y están rodeados y estabilizados por resinas (agentes peptizantes); no son puros, ni son moléculas idénticas, se sabe que tienen una carga eléctrica, y se piensa que están poli dispersos.

La saturación de asfaltenos en el aceite es el parámetro clave para determinar si éstos causarán algún problema. Si los asfaltenos están siempre bajosaturados en el crudo, esto

es, que los asfaltenos están estables por lo tanto no ocurrirá la precipitación, y por otra parte si los asfaltenos se encuentran supersaturados la precipitación se dará. La saturación de asfaltenos en el aceite puede cambiar de saturados a supersaturados si la presión, temperatura y composición cambian. Durante la producción de los hidrocarburos la temperatura y presión cambian en el yacimiento y las tuberías de producción de una manera muy significativa, al igual que la composición de los fluidos: el gas puede separarse del aceite cuando la presión del aceite cae hasta la presión de burbuja; por lo que durante la producción y transporte de los hidrocarburos la precipitación de asfaltenos dentro del sistema de producción es un riesgo potencial.

Un parámetro que está estrechamente relacionado con la estabilidad de los asfaltenos en el aceite es la solubilidad. Los parámetros de solubilidad del aceite y asfaltenos son datos clave de entrada para muchos de los modelos termodinámicos para el comportamiento de fase de los asfaltenos. El parámetro de solubilidad está definido como:

$$\delta_s^2 = \frac{\Delta u^v}{V_m} \quad (3.20)$$

donde:

δ_s = Parámetro de solubilidad

Δu = Energía cohesiva por mol (cambio de energía en la vaporización isotérmica de un mol de líquido al estado de gas ideal)

V_m = Volumen molar

El parámetro de solubilidad es una medida de la densidad de la energía de cohesión, o de la presión interna que es ejercida por las moléculas dentro de una solución. Cuando dos líquidos con mucha variedad de moléculas son mezclados, el líquido con el parámetro de solubilidad mayor tenderá a “presionar” a las moléculas del líquido con el parámetro de solubilidad menor hacia fuera de la solución matriz, resultando en dos fases inmiscibles.

Los parámetros de solubilidad de los asfaltenos y del aceite afectan en gran medida que tan soluble serán los asfaltenos en el aceite, si el parámetro de solubilidad del aceite es similar al de los asfaltenos, más asfaltenos serán solubles en el crudo.

3.3.1 Factores que afectan la precipitación de asfaltenos

La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos. Para un crudo en particular, la cantidad de material precipitado generalmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante. Por ejemplo, la cantidad de precipitado usando n-pentano puede ser dos y hasta tres veces mayor que la cantidad precipitada cuando se utiliza n-heptano.

Con base en la numerosa información experimental se ha propuesto que el fenómeno de precipitación de asfaltenos puede ser descrito como un proceso en varias etapas que van desde la asociación de asfaltenos para formar pequeños agregados o pseudo-micelas, pasando por el crecimiento de éstos para conducir a agregados más grandes, los cuales, en condiciones favorables, crecen lo suficiente como para precipitar. En la literatura existen reportados varios métodos para la precipitación de los asfaltenos, en los cuales se manejan valores diferentes de las variables anteriores. En la Tabla 2.1 se resumen estos métodos y se mencionan de manera general los procedimientos experimentales utilizados.

Los principales parámetros que controlan la difusión de los asfaltenos son el tipo de disolvente, tiempo de contacto, la presión, temperatura y la composición del crudo. Por lo que cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica, en el proceso de producción, que altere dichos parámetros, tiende a comprometer la difusión, ocasionando la floculación y precipitación de los asfaltenos en el crudo. De esta manera, este fenómeno puede originarse debido a los siguientes factores:

a. Factores termodinámicos.

La difusión molecular está particularmente influenciada por cambios graduales en las variables operacionales más importantes dentro del proceso de producción: la presión y la temperatura, los cuales son generalmente causados por la interacción del crudo con obstrucciones, tales como: válvulas de subsuelo, conexiones entre tuberías, y reductores, etc., que controlan la velocidad del flujo y, en consecuencia, la ocurrencia o no del fenómeno de precipitación.

- Efecto de la Temperatura: Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina- asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos.

- Efecto de la Presión: Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones menos atractivas. Por tal motivo al disminuir la presión y por consiguiente la densidad, algunas micelas de resina-asfalteno se agregan formando grandes cúmulos que pueden llegar a precipitar.

b. Factores Químicos.

Desde el punto de vista químico, existen diferentes vías a través de los cuales se puede provocar cambios en la composición del crudo, y por consiguiente, la floculación de los asfaltenos. Estas se encuentran asociadas a los casos de contacto íntimo del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Estos factores exógenos que más influencia tienen en la estabilidad de los asfaltenos son:

- Inyección de gas natural y mezcla con diluentes tales como condensados y livianos
- Inyección de CO₂ y el uso de gases ricos en procesos de levantamiento artificial
- Tratamientos de estimulación con ácidos, solventes, surfactantes y álcalis
- Mezcla de crudos de diferente origen.

c. Factores Eléctricos.

Distintas investigaciones han estudiado el fenómeno de precipitación de asfaltenos a nivel de medio poroso, y determinaron que la causa principal era la desestabilización de los asfaltenos por la presencia de un campo eléctrico que se generaba debido al flujo de los fluidos dentro del medio poroso. Asimismo, demostraron que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca. Esta carga ha sido considerada, parcialmente, como responsable de la estabilidad de la micela asfalteno-resinas, según el modelo coloidal.

De esta manera las micelas se mantienen estabilizadas, entre otras cosas, debido a la repulsión entre cargas del mismo signo ubicadas sobre los núcleos de las micelas.

La generación de un potencial de corriente producido por el flujo de fluidos a través del medio poroso o la aplicación de un potencial externo suficientemente grande, puede neutralizar las cargas eléctricas y perturbar el balance de fuerzas entre las micelas causando la floculación.

d. Factores Mecánicos.

Entre estos factores se encuentran los efectos de cizalla por equipos de bombeo de subsuelo, fuerzas de fricción, fuerzas de impacto entre partículas, etc.

e. Tipo de disolvente.

La separación de los asfaltenos puede realizarse convenientemente por medio de hidrocarburos parafínicos de bajo peso molecular. La variación en el tipo de disolvente puede causar cambios significativos en la precipitación y caracterización de asfaltenos. La capacidad del disolvente para precipitar asfaltenos se incrementa en el siguiente orden:

olefina terminal < *n*-parafina < iso-parafina

Para explicar esta diferencia es necesario considerar el poder solvantante del disolvente, que para el caso de los disolventes parafínicos éstos tienden a autoasociarse disminuyendo así su poder de solvatación; lo contrario sucede con los disolventes aromáticos que no se asocian. Otro punto importante es que la concentración de los asfaltenos se ve afectada por el número de carbonos del disolvente. De acuerdo con esto, conforme el número de carbonos se incrementa en la *n*-parafina, la concentración de asfaltenos que se obtiene tiende a ser menor.

f. Presión

Con respecto al efecto de la presión, Pasadakis *et al* estudiaron el efecto de la presión en la concentración de los asfaltenos disueltos en un aceite pesado, encontrando que la cantidad de asfaltenos en el crudo disminuye a medida que la presión cae desde la presión de pozo a la presión de punto de burbuja, y posteriormente se incrementa conforme la presión disminuye aún más. Estos investigadores explican esta tendencia como un resultado del incremento del peso molecular del fluido con la disminución de la presión. .

Burke *et al* encontraron un máximo en la cantidad de asfaltenos precipitados para un crudo variando la presión, lo que muestra una tendencia opuesta a la obtenida por Pasadakis *et al*.

3.3.2 Agregación y depósito de los asfaltenos

Se presume que los asfaltenos, considerados como la fracción pesada del crudo, se encuentran en suspensión coloidal en el petróleo, debido a que la superficie de las partículas asfálticas, dispersas en una fase continua como es el aceite, se encuentra totalmente rodeada de resinas en forma micelar. Tales asfaltenos se difunden en el crudo siguiendo un movimiento aleatorio conocido como movimiento Browniano (Figura 3.2.1). Las resinas son las responsables de mantener separados a los asfaltenos manteniendo al sistema en estabilidad, debido a que la fuerza de repulsión electrostática es mayor que la fuerza de atracción de Van der Waals.

Sin embargo, si a este sistema en estabilidad coloidal se le inyecta un solvente ionizador (como n-pentano, tolueno, etc.) o existe alguna perturbación físico-química ocasionada en el campo petrolífero (como las que suceden en la producción de pozos), se provoca que la concentración de moléculas de resina cambie, ya que algunas resinas abandonan la micela, alterando la estabilidad de las partículas asfálticas suspendidas en el aceite y causando la debilitación de las fuerzas repulsivas, provocando una interacción mutua entre asfaltenos.

Por lo tanto, cuando dos partículas de asfalto con movimiento Browniano presentan contacto en áreas libres de resina, quedan pegadas, formando un cúmulo asfáltico de dos partículas que se difundirá en el sistema, con la probabilidad de quedar pegado a otras partículas individuales o a otros agregados asfálticos de tamaño variable que se encuentren en el aceite (Figuras 3.2.2 y 3.2.3). A este fenómeno se le conoce como agregación. En otras palabras, la agregación es el proceso en el que las partículas individuales o cúmulos de partículas se adhieren a otras partículas de asfaltenos o cúmulos, haciendo que los agregados crezcan. Conforme el proceso de agregación transcurre en el tiempo, el número de partículas individuales y cúmulos asfálticos disminuye, debido a que se juntan para formar agregados más grandes y pesados. Además, elementos externos, tales como la gravedad, adsorción, etc., ocasionan que las partículas y agregados asfálticos tiendan a precipitarse hacia al fondo y a pegarse a las paredes de las tuberías. A este fenómeno se le conoce como depósito orgánico (Figura 3.2.4).

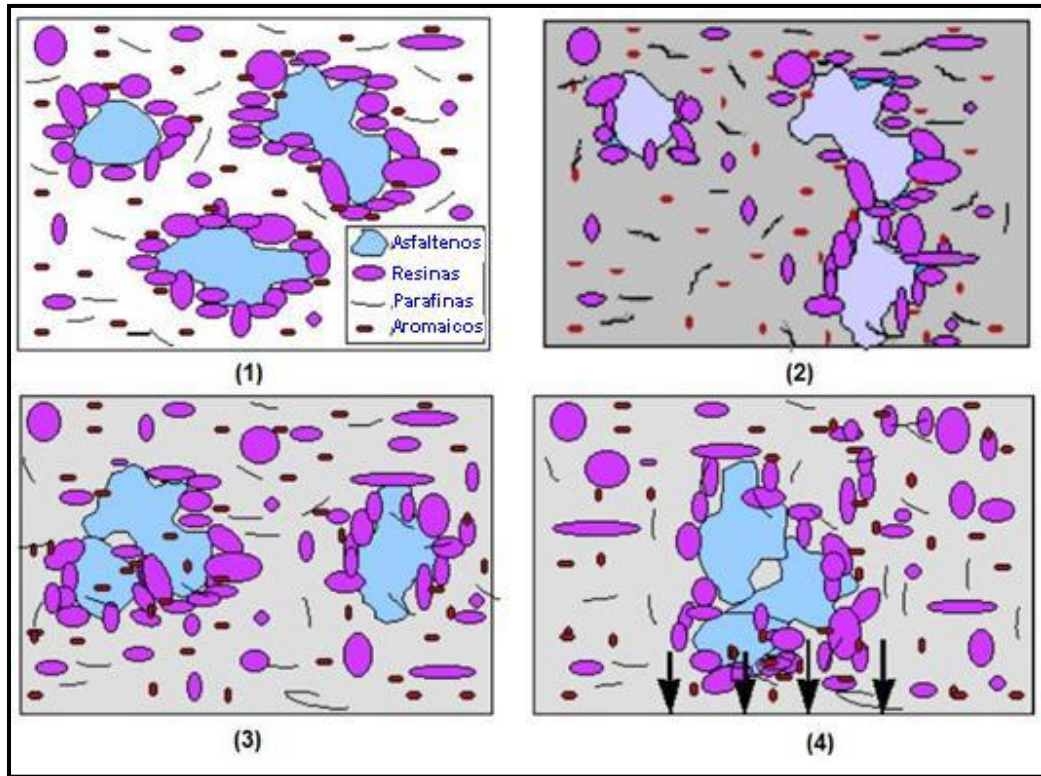


Figura 3.2 Fenómeno de Agregación de Asfaltenos.⁵

Los parámetros que gobiernan la agregación de asfaltenos son la composición del petróleo, la temperatura y la presión en la que se encuentra el crudo. La alteración de alguno de estos parámetros provocará la inestabilidad del sistema, que se traducirá en agregación de asfaltenos y dará lugar a la formación de un material insoluble en el crudo líquido. La composición del crudo se refiere a las características y concentración de asfaltenos y resinas, a la naturaleza de los componentes del petróleo excluyendo a los asfaltenos, y al tipo y proporción de solvente suministrado al crudo. La dilución del petróleo con un alcano ligero, tal como n-pentano, produce un crecimiento en la afinidad entre las resinas y los componentes del crudo sin incluir a los asfaltenos, lo que rompe el equilibrio del sistema. Entonces algunas resinas son removidas de la micela resina-asfalteno, dando lugar al fenómeno de agregación entre asfaltenos.

Cuando la temperatura del crudo disminuye el poder de solubilización de los componentes del petróleo, sin considerar a los asfaltenos, también disminuye. Entonces algunas micelas resina-asfalteno se desestabilizan y se agregan entre ellas formando grandes cúmulos. Bajo condiciones isotérmicas, la disminución de la presión del crudo se asocia con la disminución de la densidad del fluido y, correspondientemente con la disminución de la solubilidad. La separación promedio entre las moléculas de la fase líquida y las micelas de resina-asfalteno es mayor en densidades bajas, resultando interacciones

menos atractivas. El efecto de energía libre de Gibbs es tal que algunas micelas de resina-asfalteno, que inicialmente se difunden en el espacio de manera independiente, debido a las altas densidades y presiones, se agregan formando grandes cúmulos al disminuir la presión y la densidad.

3.3.3 Dispersantes de los asfaltenos

Debido a los problemas asociados a la precipitación de asfaltenos en la industria petrolera, se han desarrollado productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos. Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o noiónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, no iónicos y poliméricos. Entre éstos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenoles etoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsucínatos y derivados de ácido cresílico.

3.3.4 Mecanismos de depósito

El tipo y la cantidad de depósitos de compuestos orgánicos pesados del petróleo varían dependiendo de los hidrocarburos presentes, y de la cantidad relativa de cada familia orgánica involucrada. En general el depósito de asfaltenos se puede explicar detalladamente con base en cuatro efectos (mecanismos): 1) Efecto de la polidispersidad; 2) efecto estérico coloidal; 3) efecto de agregación y 4) efecto electrocinético. Uno o más de estos mecanismos puede describir la depositación de asfaltenos durante los procesos de producción, transporte ó procesamiento de crudo.

3.3.5 Métodos de prevención del depósito de asfaltenos

Una solución es inyectar productos químicos de naftenos en la formación en intervalos regulares para incrementar la solubilidad de los asfaltenos en el aceite crudo. Si el depósito ocurre en la tubería de producción, el mismo producto químico puede agregarse al sistema de producción lentamente disolviendo las bolas o barras del químico en la corriente del flujo.

Otro método consiste en usar un bypass o desviador de flujo en la línea de escurrimiento como dispositivo alimentador del inhibidor en pequeñas cantidades que va del espacio anular a la tubería de producción. Este dispositivo también es efectivo en la reducción del depósito de parafinas de los aceites donde los asfaltenos son agentes nucleantes de cristales de parafinas. Se pueden utilizar productos o aditivos químicos que actúan sobre las micelas de asfaltenos para lograr que éstos se mantengan estables y no se precipiten. Con el uso de tubería lisa o de fibra de vidrio se pretende no generar las condiciones favorables para la acumulación de material asfáltico.

Una técnica utilizada es la tecnología magnética, la cual es un método preventivo que consiste en modificar la orientación del polo magnético de una molécula, debilitando la fuerza de dispersión durante su proceso de cristalización, con lo que se inhibe su crecimiento y coagulación. Otra técnica utilizada es la técnica electromagnética, misma que se ha empleado con éxito en pozos que presentan depósito de parafinas. En esta técnica se emplea una planta de tratamiento y una fuente de poder electromagnética. El aceite crudo fluye a través de la cámara de tratamiento y junto con las conexiones se saturan con la energía del flujo electromagnético, generando una polarización masiva.

Además de los métodos anteriores también es usado el recubrimiento de la tubería con resina epóxica o fibra de vidrio. Cuando la tubería está recubierta de fibra de vidrio el agua reacciona con ésta, formando un grupo $-OH$ hidrofílico, con una polaridad relativamente fuerte, la cual evita que la parafina se adhiera a la superficie de las paredes del pozo inhibiendo su depósito. En el caso del recubrimiento con resina epóxica, ésta actúa como una barrera física que impide el flujo de corriente eléctrica y, por lo tanto, el depósito del asfalteno. Por otra parte, el depósito del material orgánico disminuye considerablemente debido a la baja rugosidad del recubrimiento.

Referencias

1. Jetzabeth R., G. Lozano, R. Pérez. "Productividad de pozos petroleros". UNAM, 2007.
2. "Daño a la formación". PDVSA, CIED, 1997.
3. K.E. Porter. "An overview of formation damage", SPE 19894, 1989.
4. G. Centeno, F. Trejo, J. Ancheyta y Antonio Carlos, "Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión", 2004.
5. J. Delgado, "Asfaltenos: composición, agregación, precipitación", #1, FIRP, Venezuela, 2006.
6. M. Alayon, "Asfaltenos: Ocurrencia y floculación", FIRP, Venezuela, 2004.
7. F. Cortez, T. Triviño, "Metodología para el control de parafinas", Petrobras Energía S.A.
8. 10. J.G. Speight, "Petroleum asphaltenes Part 1, Asphaltenes, Resins and the structure of petroleum", Oil & Gas Science and Technology, 2004.

CAPÍTULO IV

DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

La declinación es el descenso en la capacidad de producción de crudo y/o gas de un pozo o conjunto de pozos como consecuencia de una disminución de la presión interna del yacimiento debido al vaciamiento de éste, lo que conlleva a una reducción de los niveles energéticos.

4.1 Curvas de Declinación

Cuando un yacimiento ha estado produciendo durante un tiempo considerable, llegará a un punto donde la producción que ofrezca dicho yacimiento empezará a disminuir, de esa manera el yacimiento entrará en su etapa de declinación.

Las curvas de declinación son un modelo de estimación de perfiles de producción que utiliza datos de los historiales de producción de un campo o yacimiento para predecir su comportamiento futuro mediante un modelo gráfico y/o analítico. Un punto importante de utilizar las curvas de declinación es que todos los factores que influyeron en la curva conservan su eficacia durante la vida productiva del campo o yacimiento. En cuanto a la estimación de perfiles de producción utilizando propiedades e información del yacimiento, las curvas de declinación son el modelo más sencillo que existe en la práctica profesional y puede llegar a ser de gran precisión.

Existen diferentes tipos de variables que se pueden utilizar en las Curvas de Declinación, algunos comunes son:

- Contacto agua/aceite contra producción acumulada: Se utiliza cuando la rentabilidad de la producción está en función del corte de agua. Realizar extrapolaciones en línea recta de la tendencia puede resultar en graves errores, en caso de que el corte de agua sea muy grande, o, si se utiliza el corte de aceite, puede resultar en estimaciones demasiado grandes.
- Contacto agua/aceite o gas/aceite contra producción acumulada: Se utiliza en casos que se tenga entrada de agua o empuje de la capa de gas.
- Producción acumulada de aceite contra producción acumulada de gas: Se utiliza cuando se conoce alguna de las dos (N_p o G_p), y se pretende estimar el comportamiento de la otra.

- Gasto de aceite o gas contra producción acumulada, tiempo o presión del yacimiento: Las curvas más comunes y comúnmente utilizadas para las estimaciones de producción, ya que esos parámetros son fácilmente medidos y en el caso del tiempo y el gasto de aceite se cuenta con un historial de su comportamiento.

Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos y son sugeridas para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción. Tales curvas serán expuestas posteriormente.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son:

- Declinación transitoria.
- Declinación en estado pseudoestacionario.

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario se encuentran otros tres tipos de declinación, los cuales son casos especiales de una declinación en el período pseudoestacionario. Estas declinaciones son:

- Declinación exponencial.
- Declinación hiperbólica.
- Declinación armónica.

4.1.1 Factores que afectan las curvas de declinación³

El comportamiento de las curvas de declinación está afectado por los siguientes factores:

a) Períodos desiguales de tiempo

La prueba de los pozos, mediciones, entre otros, no se efectúan en los pozos considerando los mismos lapsos de tiempo entre prueba y prueba, lo que hace que los promedios entre diferentes tiempos no estén bien ponderados. Lo ideal es efectuar siempre las pruebas en lapsos de tiempo igual y a todos los pozos al mismo momento. Sin embargo, este es un factor que no afecta mucho al estudio de la declinación.

b) Cambio de productividad de los pozos

La producción de los pozos se ve afectada por una declinación natural. Cuando en determinados pozos su producción llega a valores bajos, son sometidos a reparaciones con el objeto de incrementar nuevamente su producción. Generalmente estos cambios no se pueden tomar en cuenta porque no se puede predecir cuándo ocurrirán.

c) Terminación de nuevos pozos

Al terminar un nuevo pozo, la tasa de producción del yacimiento incrementará. En este caso no se podrá extrapolar la curva porque no se sabe si la declinación de producción continuará según el mismo comportamiento antes de terminar el nuevo pozo.

d) Interrupción de los programas de producción

Cuando dentro de la vida productiva de un yacimiento existen cierres de producción (total o parcial) por razones de carencia de mercado, problemas en los equipos de superficie, etc., se desconocerá la nueva tasa de producción del yacimiento cuando se reactive (por lo general hay aumento al restablecer condiciones en el yacimiento) y si continuará con el mismo comportamiento anterior al cierre. Esto causa notables problemas en el estudio de las curvas de declinación. Una ayuda para ello es conocer los mecanismos de producción del yacimiento, lo cual permitirá fijar algún criterio al respecto.

e) Veracidad de datos

Cuando no se tiene certeza sobre la información disponible como representativa del comportamiento de un yacimiento, caso frecuente para campos muy antiguos donde se desconoce cómo se efectuaban las mediciones, no se debe hacer cálculos con base en dichos datos. Siempre es aconsejable trabajar con datos recientes, sobre los cuales se tiene mayor certeza.

4.2 Declinación Transitoria

Se considera una declinación natural causada por la expansión del aceite, gas y agua en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, el abrir un pozo a producción altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo.

Existen dos modos de producción transitoria:

- Producción a gasto constante
- Producción a P_{wf} constante

De estos dos modos de producción el más utilizado es el de gasto constante que se ilustra en la Figura 4.1. La figura muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo.

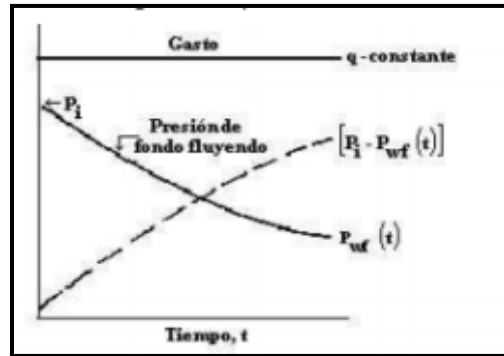


Fig. 4.1 Declinación transitoria para gasto constante.¹

4.3 Declinación en estado Pseudoestacionario

En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de aceite como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo.

El inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo en el cual, el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a ser depresionada. El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores:

- Rapidez con la que los fluidos son producidos.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

Cuantificar la declinación de la presión será labor del ingeniero de yacimientos, y para realizarlo, usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrico. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

La figura 4.2 ilustra dos casos de declinación:

- A gasto constante
- A presión constante.

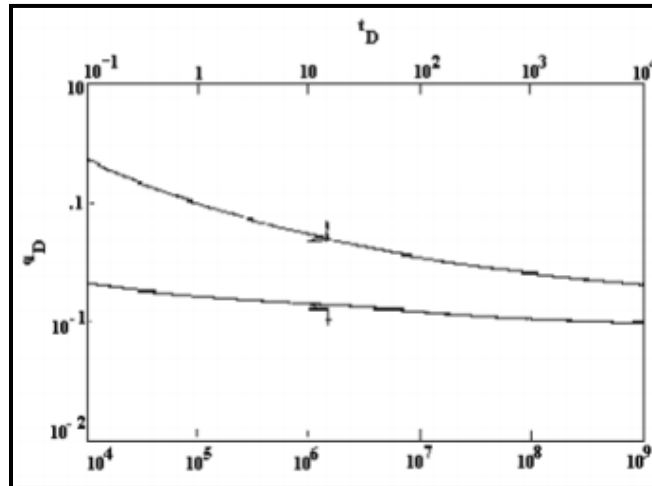


Fig. 4.2 Declinación de presión a gasto constante y presión constante.¹

En 1945, Arps crea los fundamentos del análisis de Curvas de Declinación proponiendo unas curvas matemáticas empíricas. La ecuación de declinación empírica de Arps representa la relación del gasto de aceite con el tiempo.²

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1+bD_i t)^{1/b}} \quad (4.1)$$

Donde Q es el gasto de aceite o gas, para el tiempo de producción t , Q_i es el gasto de inicial y b y D_i son constantes, siendo D_i la declinación de yacimiento. La ecuación anterior puede ser reducida en dos casos especiales: Cuando $b=1$ y cuando $b=0$. En el caso de $b=0$ representa la declinación exponencial y $b=1$ representa la declinación armónica. Para el caso en que $0 < b < 1$ la ecuación anterior es definida como declinación hiperbólica.

4.3.1 Declinación Exponencial

La declinación exponencial es un caso especial de la declinación hiperbólica en la cual el exponente de la ecuación de Arps es cero, de esta manera la tendencia se hace lineal. La ecuación es la expresión matemática para la declinación exponencial para la producción de aceite:

$$Q(t) = Q_i e^{-D_i t} \quad (4.2)$$

Transformando la ecuación 4.2 de logaritmo natural a logaritmo base 10:

$$\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3} t \quad (4.3)$$

Dicha ecuación resulta una línea recta en papel semilogarítmico, si se grafica q en la escala logarítmica con respecto a t en escala cartesiana. El término D es la pendiente de la línea recta.

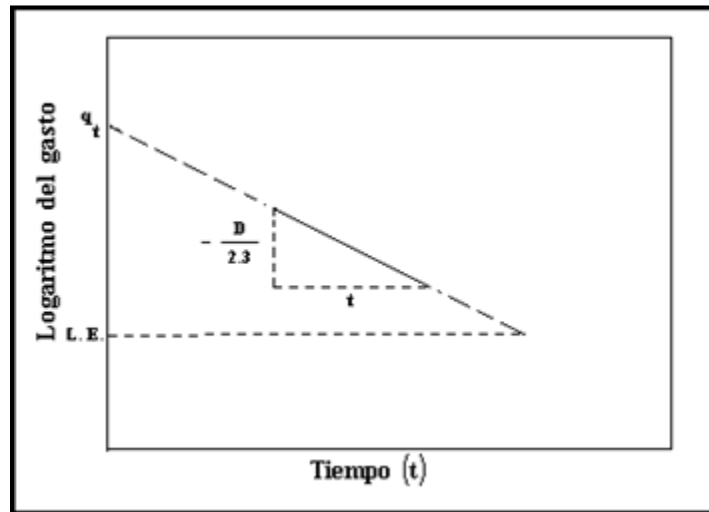


Fig. 4.3 Representación gráfica de la declinación exponencial en papel semilogarítmico.¹

4.3.2 Declinación Hiperbólica

La declinación hiperbólica es la forma general de la ecuación de Arps, es cuando la b está entre 0 y 1, este tipo de curvas rara vez son utilizadas en la industria.

Se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural es suplementado por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incremente y la recuperación de hidrocarburos sea mejorada en comparación con el mecanismo de empuje de expansión del aceite.

De lo anterior, se puede decir que la declinación hiperbólica o log-log es la que se presenta con más frecuencia. La expresión matemática que define la declinación hiperbólica es:

$$q = q_i(1 + D_i b t)^{-\left(\frac{1}{b}\right)} \quad (4.4)$$

Esta ecuación, la cual es de tipo hiperbólico muestra cómo tal curva puede ser alineada en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(1 / D_i b)$. La pendiente de la recta así obtenida es $1/b$.

El valor de la constante de declinación hiperbólica, b , es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinada esta constante, es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y calcular el gasto q , correspondiente a un tiempo t . Estos mismos parámetros pueden ser utilizados para calcular la producción acumulada durante el tiempo t , cuando el gasto de producción ha declinado de q_i a q .

4.3.3 Declinación Armónica

La declinación armónica es el caso especial de la declinación hiperbólica, cuando en la ecuación de Arps la $b=1$. El factor de declinación decrece proporcionalmente con la tasa de producción. En pocos casos reales, encontramos que la declinación armónica se adapta al comportamiento de la historia de producción de un yacimiento. Tanto la gráfica de q vs t como la de $\log q$ vs t , describen una línea curva.

Para la declinación de la producción de aceite o gas, puede ser expresada de la siguiente manera:

$$Q(t) = \frac{Q_i}{(1+D_i t)} \quad (4.5)$$

La extrapolación del comportamiento de la producción utilizando la declinación exponencial, es muy común en la industria petrolera, ya que muchos campos y yacimientos presentan un comportamiento que se puede ajustar y predecir de acuerdo a una tendencia lineal.¹

4.4 Información necesaria para la utilización de Curvas de Declinación

Como se señaló, existen diferentes tipos de Curvas de Declinación que utilizan diferentes tipos de información y que sirven para estimar diferentes comportamientos. A continuación se describe la información necesaria para poder utilizar este modelo en una estimación de perfiles de producción:

Información del yacimiento

- En caso de utilizarse la presión en lugar del tiempo, se requiere el perfil de presiones del yacimiento o de presiones de fondo fluyendo del pozo.

Información de producción

- Historiales de producción de hidrocarburos.

Propiedades de los fluidos

- Únicamente en caso de no contar con uno de los historiales de producción de aceite o gas y si la presión del yacimiento es superior a la de saturación, comportamiento de la relación de solubilidad contra la presión.
- En caso de no contar con uno de los historiales y si el yacimiento está por debajo de la presión de saturación, comportamiento de la relación gas-aceite y relación de solubilidad contra la presión.

4.5 Caso de estudio

4.5.1 Activo integral Sigma-Luna

El activo se localiza en la carretera Villahermosa-Cunduacán, a 25 km; entre los poblados Ejido Ceiba 1a. sección y Gregorio Méndez, Municipio de Cunduacán, Tabasco a 11 km aproximados de la cabecera municipal. Su ubicación respecto al resto de los activos de la Región Sur es la siguiente: al este de Bellota-Jujo, al norte de Muspac y al oeste de Macuspana (ver Figura 4.4).



Fig. 4.4 Ubicación respecto a otros activos integrales⁵

Se ubica geológicamente en la provincia denominada Cuencas Terciarias del Sureste. El activo se encuentra en la cuenca de Pilar Reforma Akal, el cual está limitado al oeste por el sistema de fallas Comalcalco y al este por el sistema de fallas Frontera, el alineamiento de diapiros arcillosos Amate-Barrancas y la falla Topén-Nispero; limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas y al norte con la Plataforma de Yucatán.

4.5.2 Proyecto integral Sigma Somero

Se localiza a 20 km Noroeste de Villahermosa, Tabasco, se compone de los campos Sigma, Írinde, Caprizo, Platanal.

- Su producción inició en 1960 con el pozo Sigma 2 (94 bpd, 15° API).
- Pozos perforados: 110 (71 en la nueva etapa).
- Pozos operando: 70 (59 de crudo pesado y 11 de crudo extrapesado).

Fue descubierto en el año de 1960 con la perforación y terminación del pozo Sigma-02, el cual mostró presencia de agua en los horizontes inferiores y aceite pesado en los horizontes superiores, por lo que no se puso en producción y se taponó.

Datos generales del campo Sigma	
Edad	Neógeno
Formaciones	Paraje Solo y Filisola
Profundidad	1,100-2,200 m
Mecanismos de Producción	Expansión roca-fluido Empuje hidráulico
Pozo Descubridor	Sigma-02 (1960)

Tabla 4.1 Datos generales del campo Sigma⁵

4.5.3 Origen Geológico

El activo geológicamente se ubica en la provincia Cuencas Terciarias del Sureste. Pertenece a la cuenca de Comalcalco-Reforma Akal, la cual es de tipo marginal pasiva. La tectónica está estrechamente relacionada a dos eventos, la orogenia chiapaneca (Mioceno) que como resultado ocasiono intrusiones de sal, depósitos deltaicos, depósitos turbidíticos, domilitización de las secuencias carbonatadas (mesozoicas) y arenas de barrera. El otro evento fue la orogenia Laramide a finales del mesozoico la cual origino un plegamiento NW-SE de rocas carbonatadas.

4.5.4 Migración del hidrocarburo

Se tienen estudios de que el hidrocarburo se generó en el Jurásico Tardío (Tithoniano) en rocas calizas-arcillosas y lutitas calcáreas, en esta edad geológica se presentaron unas fallas provocadas por la fracturación de la Pangea, para migrar hacia las formaciones marinas, a partir del Cretácico Temprano se gestó el almacén de hidrocarburo presentando una secuencia litológica de Mudstone-Wackestone con lutitas preferentemente rocas almacén presentes en este activo integral.

4.5.5 Roca generadora

Rocas generadoras del Jurásico Superior Tithoniano: calizas arcillosas y lutitas calcáreas.

- Porosidad efectiva: 1 a 11%
- Permeabilidad: 0.3 a 16 mD

La principal roca generadora en la Provincia Petrolera Sureste corresponde al Jurásico Superior Tithoniano. Las rocas del Tithoniano están constituidas de calizas arcillosas y lutitas calcáreas las cuales son las responsables de la generación de los hidrocarburos almacenados en diferentes niveles estratigráficos como lo son el Kimmeridgiano, Cretácico, Eoceno, Mioceno y Plioceno, ésto está claramente comprobado por la correlación positiva de los biomarcadores entre los extractos de roca generadora y los fluidos, por lo que los sistemas petroleros asociados a esta fuente de generación han sido clasificados como conocidos.

Durante el Tithoniano se manifiesta una marcada elevación generalizada del nivel del mar o fase de inundación, por lo que se desarrolla el depósito de una secuencia arcillo-calcárea; prevaleciendo las condiciones para la formación de capas de lutitas negras carbonatadas con importantes cantidades de materia orgánica. En estas condiciones, los ambientes sedimentarios fueron profundos y adecuados para la preservación de los materiales orgánicos depositados.

Las rocas del Tithoniano reflejan una evolución de condiciones de rampa interna a rampa externa y cuenca, estableciéndose condiciones favorables para la preservación de la materia orgánica, relacionadas con una transgresión marina.

4.5.6 Roca almacenadora

Por lo que se conoce de esta provincia petrolera se puede deducir que las rocas almacén o productoras del sistema, son roca del Cretácico Medio Albiano, está constituida por Mudstone-Wackestone de foraminíferos y dolomías micro-cristalinas, fracturadas, con laminaciones y estilolitas y en el Cenomaniano por Mudstone-Wackestone arcilloso, fracturado, con intercalaciones de lutita arenosa y limosa con abundantes foraminíferos planctónicos.

La porosidad varía de 2 a 8% llegando a ser de hasta 16% y los espesores varían de 25 a 500 m. La permeabilidad se encuentra favorecida por fracturamiento tectónico. Dicha permeabilidad varía entre 5 a 200 milidarcys. Las rocas del Cretácico Medio corresponden principalmente a depósitos de ambientes de plataforma, talud y cuenca. En grandes extensiones del área, las calizas de esta edad se encuentran dolomitizadas, especialmente en las zonas donde se interpreta la presencia de los ambientes de talud y cuenca.

4.5.7 Roca sello

La roca sello en el proyecto Sigma Somero corresponde a estratos de lutitas intercaladas por cuerpos lenticulares arenosos que conforman la roca almacén. Las lutitas ejercen la función de roca sello en cada cuerpo arenoso presente en este proyecto.

4.5.8 Reactivación del desarrollo del campo Sigma Somero

En 2007 inició la reactivación del desarrollo del Campo Sigma incrementando la producción de 500 a 14,000 bpd.

Etapa 1 (1964 – 1976) 20 pozos

- Desarrollo inicial
- Producción máxima 2.8 mbpd

Etapa 2 (1977 – 1979)

- Descubrimiento del Mesozoico
- Cierre del Campo

Etapa 3 (1980 – 2006) 17 pozos

- Reparación de pozos
- Picos de hasta 2.9 mbpd
- Fuerte declinación por agua
- Mantenimiento de pozos

Etapa 4 (2007 - 2012)

- Perforación de 71 pozos
- 74 reparaciones mayores
- SAP y mejoradores de flujo
- Inyección de vapor a partir de 2009
- Más de 20,000 bpd a dic-2012

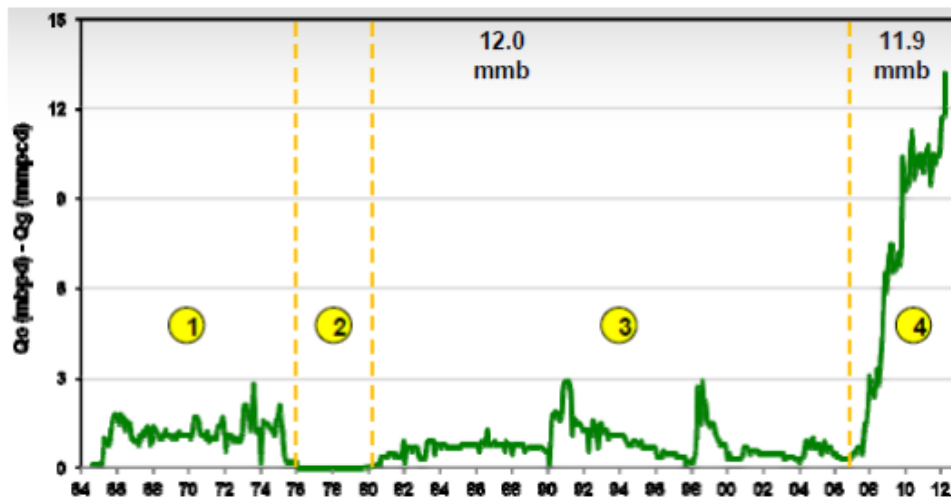


Fig. 4.5 Histórico de producción del campo Sigma.⁵

Datos Generales		
	Extra pesado	Pesado
Área [km ²]	7.9	4.4
Presión inicial [kg/cm ²]	97	200-150
Presión actual [kg/cm ²]	97	170-120
Presión de saturación [kg/cm ²]	84	105
Temperatura yacimiento [°C]	45-47	60-80
Profundidad [mbNM]	600-900	1,100-2,200
Tipo de empuje	Expansión de roca-fluidos	Expansión roca-fluidos, Empuje hidráulico
Tipo de yacimiento	Aceite negro viscoso	Aceite negro

Tabla 4.2 Datos generales del campo Sigma⁵

Datos Petrofísicos		
	Extra pesado	Pesado
Litología	Arenas no consolidadas	Arenas no consolidadas
Formación	Paraje Solo	Paraje Solo, Filisola
Espesor bruto [m]	300-500	400-600
Espesor neto [m]	120-150	150-200
Porosidad [%]	20-40	20-40
Saturación de agua [%]	10-20	10-30
Permeabilidad [mD]	3000-3500	400-4000

Tabla 4.3 Datos petrofísicos del campo Sigma⁵

Fluidos		
	Extra pesado	Pesado
Tipo de fluido	Extra pesado	Pesado y Mediopesado
Viscosidad [cp]	6000-45000	200-2000
Densidad del aceite [°API]	5-10	12-18
RGA [m ³ /m ³]	1-10	60-120

Tabla 4.4 Datos de los fluidos de campo Sigma⁵

La acción de acelerar el desarrollo de los yacimientos ha sido el factor clave para el crecimiento de la producción de crudo pesado. En el año 2011 se comenzó un desarrollo intenso para obtener aceite pesado y extrapesado de 63 pozos.

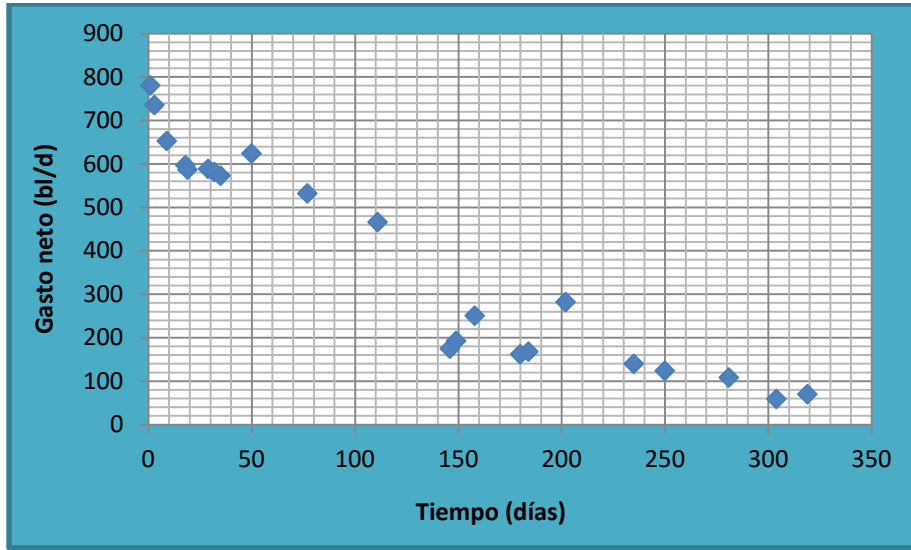
4.5.9 Datos y Gráficas de los pozos de estudio

Pozo 820

FECHA	Tiempo (días)	Ab (bl/d)	An (bl/d)	Qo/Qomax	1/Qo	Np (bl/d)
28-may-08	1	781	781	1,0000	0,0013	781
30-may-08	3	743	736	0,9421	0,0014	1516
05-jun-08	9	682	653	0,8361	0,0015	2169
14-jun-08	18	630	597	0,7646	0,0017	2766
15-jun-08	19	620	587	0,7518	0,0017	3353
25-jun-08	29	589	589	0,7538	0,0017	3942
28-jun-08	32	606	581	0,7447	0,0017	4523
01-jul-08	35	701	573	0,7337	0,0017	5096
16-jul-08	50	650	624	0,7992	0,0016	5720
12-ago-08	77	571	532	0,6816	0,0019	6252
15-sep-08	111	489	466	0,5968	0,0021	6718
20-oct-08	146	175	175	0,2239	0,0057	6893
23-oct-08	149	202	193	0,2468	0,0052	7086
01-nov-08	158	251	251	0,3211	0,0040	7336
23-nov-08	180	163	162	0,2075	0,0062	7498
27-nov-08	184	170	168	0,2152	0,0060	7666
15-dic-08	202	328	282	0,3613	0,0035	7949
17-ene-09	235	144	140	0,1793	0,0071	8089
01-feb-09	250	141	124	0,1586	0,0081	8212
04-mar-09	281	126	108	0,1389	0,0092	8321
27-mar-09	304	70	59	0,0756	0,0169	8380
11-abr-09	319	82	70	0,0897	0,0143	8450

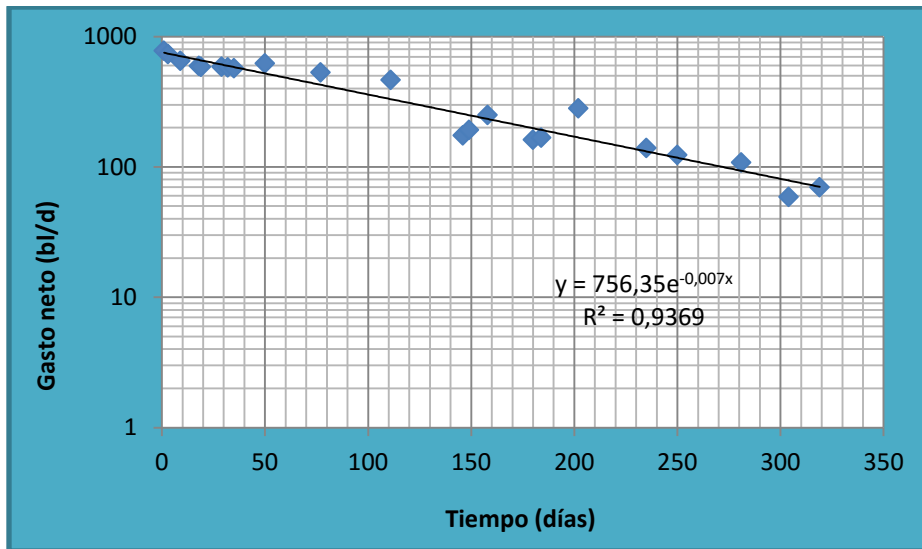
Tabla 4.5 Datos del pozo 820

Q vs Tiempo



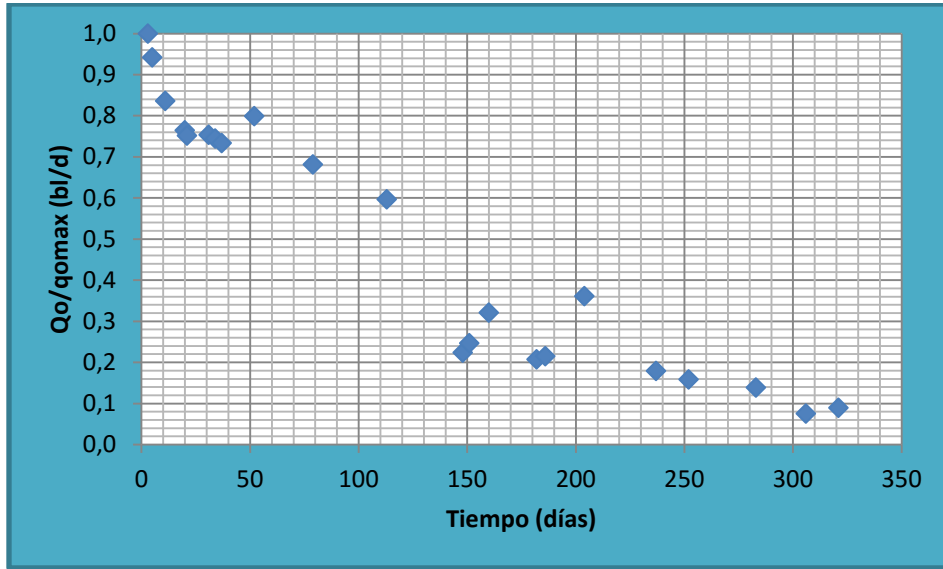
Gráfica 4.1 Q vs Tiempo pozo 820

Log (Q) vs Tiempo



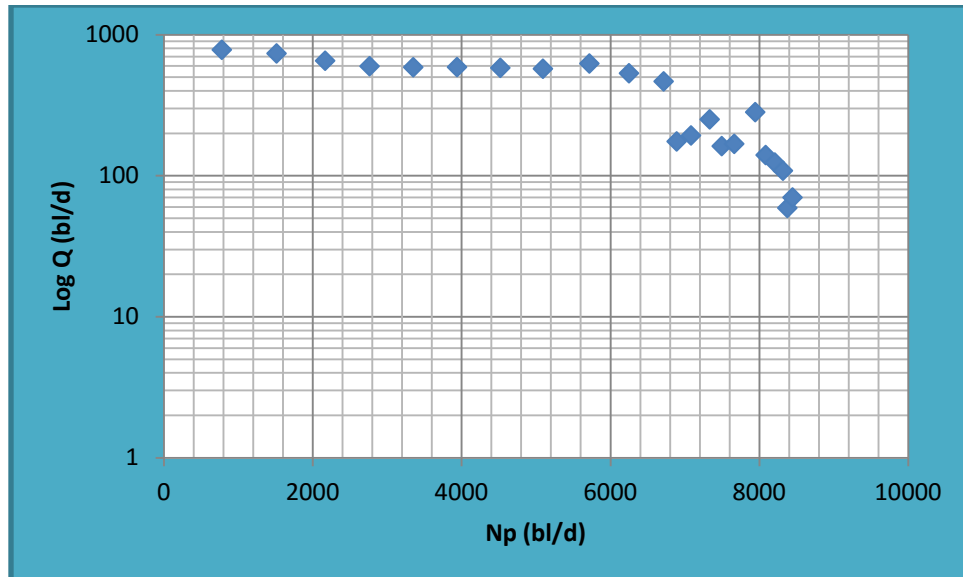
Gráfica 4.2 Log (Q) vs Tiempo pozo 820

Qo/Qomax vs Tiempo



Gráfica 4.3 Qo/Qomax vs Tiempo pozo 820

Log (Q) vs Np



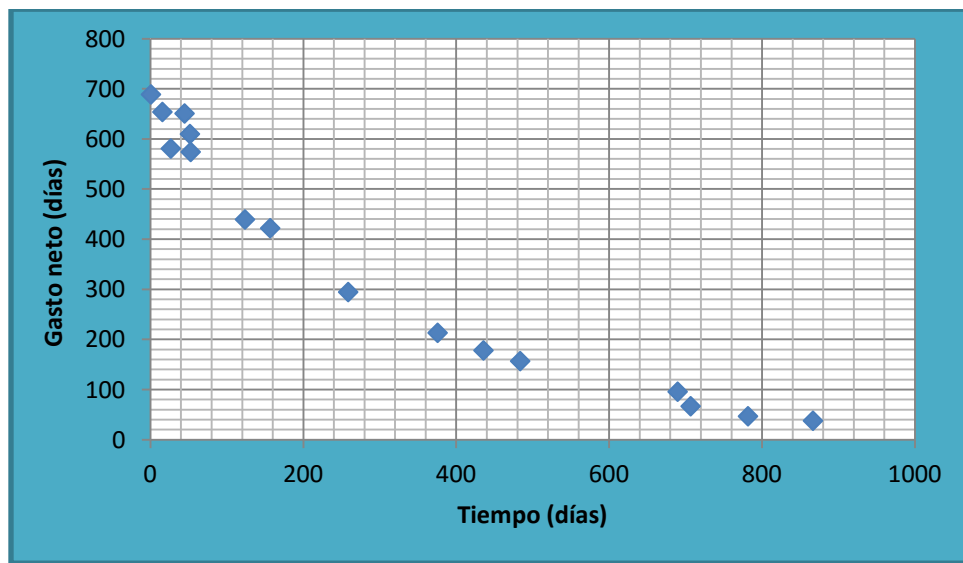
Gráfica 4.4 Log (Q) vs Np pozo 820

Pozo 840

FECHA	Tiempo (días)	Ab (bl/d)	An (bl/d)	Qo/Qomax	1/Qo	Np
28-sep-07	1	689	689	1,0000	0,0015	689
13-oct-07	16	654	654	0,9492	0,0015	1343
24-oct-07	27	636	581	0,8433	0,0017	1924
11-nov-07	45	651	651	0,9448	0,0015	2575
18-nov-07	52	668	610	0,8853	0,0016	3185
19-nov-07	53	632	574	0,8335	0,0017	3759
29-ene-08	124	447	440	0,6379	0,0023	4199
02-mar-08	157	438	422	0,6127	0,0024	4621
12-jun-08	259	317	295	0,4279	0,0034	4916
07-oct-08	376	402	213	0,3098	0,0047	5129
06-dic-08	436	540	178	0,2587	0,0056	5307
23-ene-09	484	615	157	0,2279	0,0064	5464
17-ago-09	690	521	96	0,1393	0,0104	5560
03-sep-09	707	524	67	0,0972	0,0149	5627
17-nov-09	782	543	47	0,0682	0,0213	5674
10-feb-10	867	285	38	0,0552	0,0263	5712

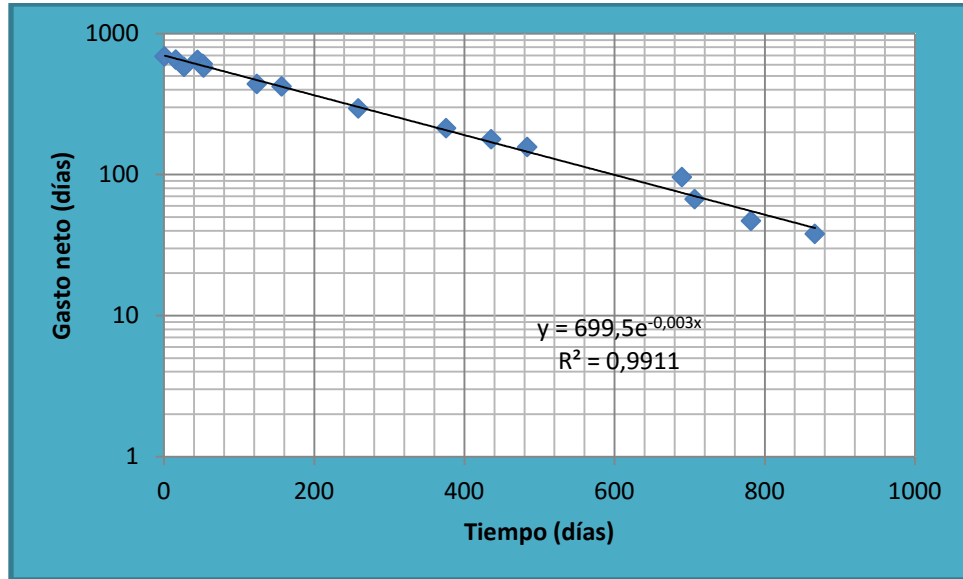
Tabla 4.6 Datos del pozo 840

Q vs Tiempo



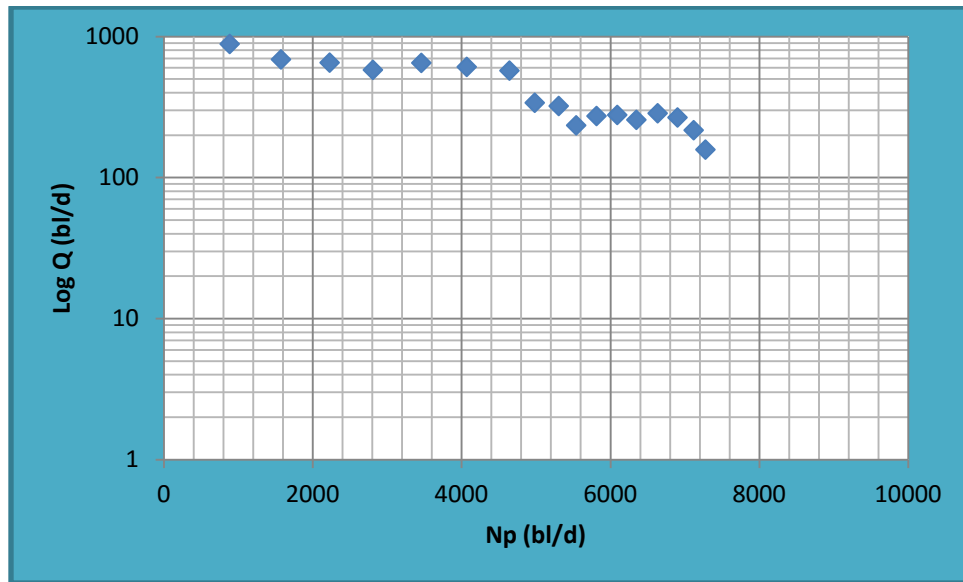
Gráfica 4.5 Q vs Tiempo pozo 840

Log (Q) vs Tiempo



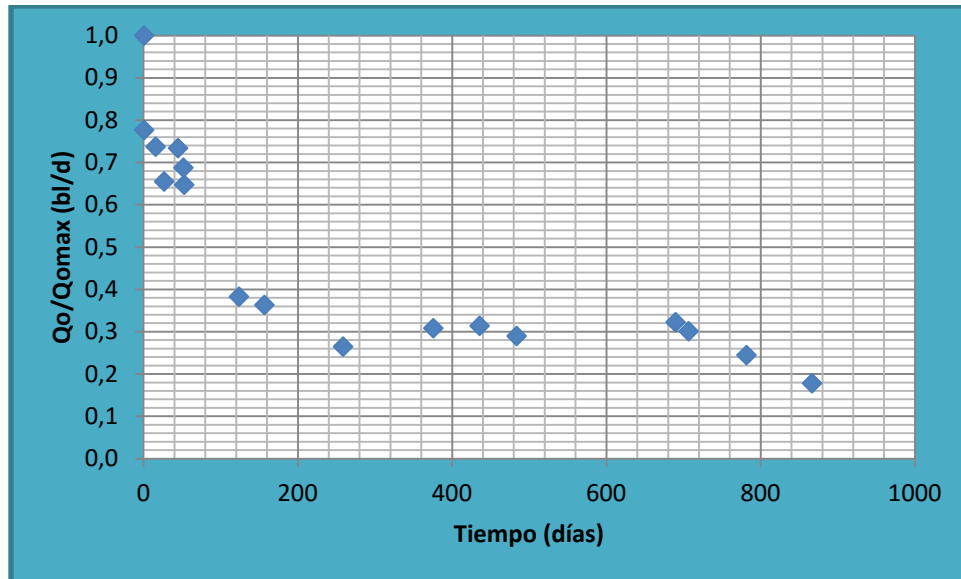
Gráfica 4.6 Log (Q) vs Tiempo pozo 840

Log (Q) vs Np



Gráfica 4.7 Log (Q) vs Np pozo 840

Qo/Qomax vs Tiempo



Gráfica 4.8 Qo/Qomax vs Tiempo pozo 840

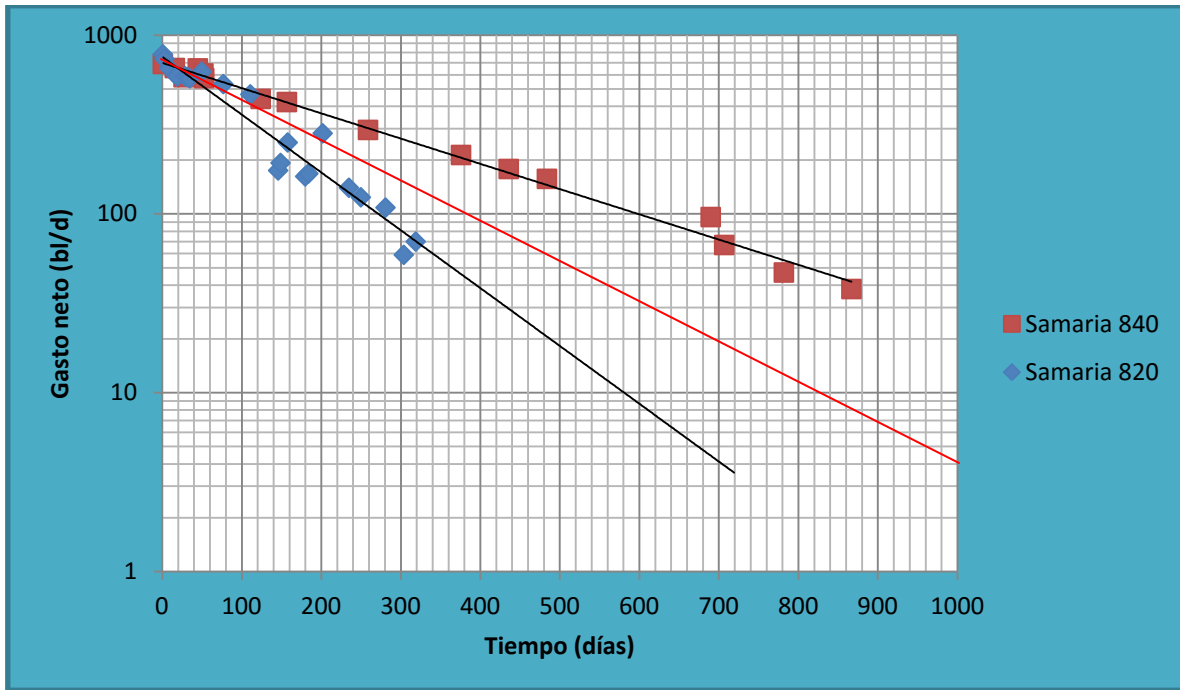
4.5.10 Planteamiento del caso de estudio

Con las gráficas y datos obtenidos se pretende demostrar que mediante la obtención de una ecuación general se puede llegar a una solución de que cuando se tenga un yacimiento de crudo pesado con las propiedades petrofísicas y las propiedades de los fluidos similares a las que se tienen aquí, se puede obtener la declinación que tendrá el pozo, así como su límite económico y, a su vez, la fecha en la que es recomendable su abandono y/o cuando es indicado implementar un reacondicionamiento del pozo, la introducción de un sistema artificial de producción o la estimulación del mismo.

Para obtener la ecuación general tenemos que introducir en una misma gráfica los historiales de producción de los pozos en estudio. Debido a la falta de información del campo de estudio, sólo se cuenta con dos pozos para poder realizar la ecuación general (los pozos 820 y 840).

Se observa en las gráficas 4.2 y 4.6 que los pozos en estudio cumplen satisfactoriamente con el comportamiento de una declinación exponencial, por lo que se puede obtener una ecuación de la forma $\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3}t$, donde $-D/2.3$ resulta la pendiente (m) de la recta y q_i es la ordenada al origen.

Log (Q) vs Tiempo



Gráfica 4.9 Log (Q) vs Tiempo (unificada)

Debido a que sólo en el inicio de la producción tienen un comportamiento similar, tenemos que trazar una línea de tendencia que satisfaga a los dos pozos para poder obtener la ecuación general.

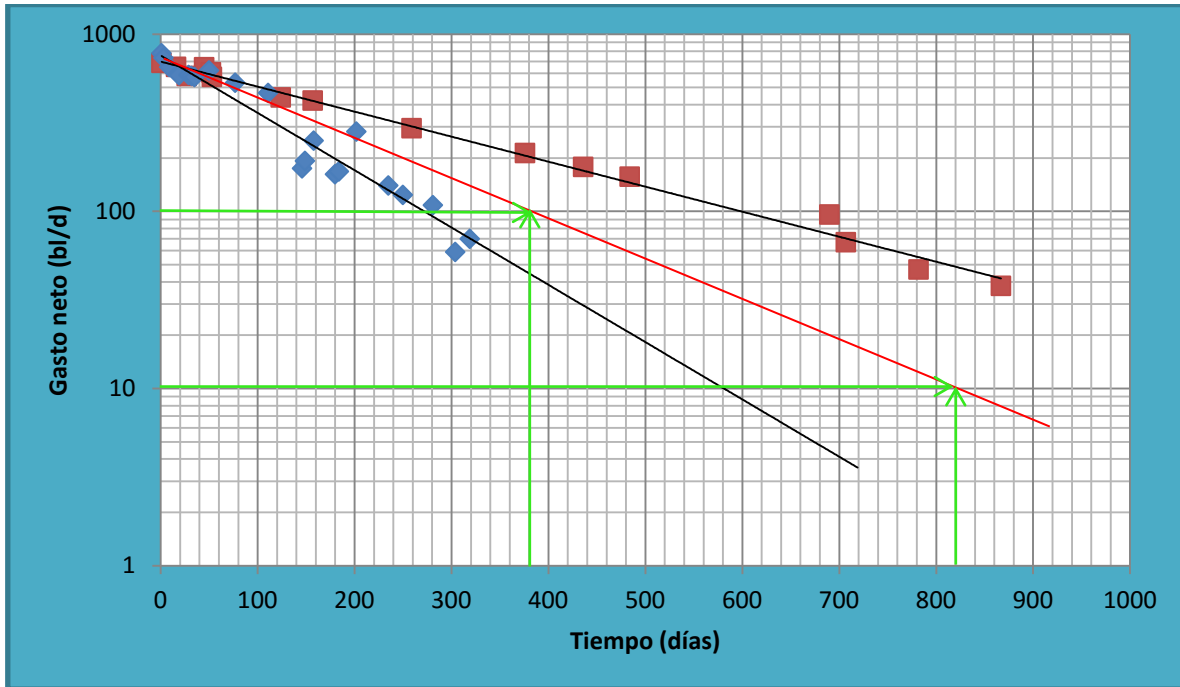
Para obtener la pendiente de la recta utilizamos la siguiente ecuación:

$$m = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \quad (3.6)$$

donde y_2 , y_1 , x_2 y x_1 son puntos que obtenemos de la gráfica, normalmente se realiza con los puntos de un ciclo del logaritmo, por lo que se ocupó el ciclo entre el logaritmo de 100 y 10.

Y_2	100
Y_1	10
X_2	380
X_1	820

$$m = \frac{\log(100) - \log(10)}{380 - 820} = \frac{2 - 1}{-440} = \frac{1}{-440} = -0.002272$$



Gráfica 4.10 Representación del método gráfico

Como $m = -D/2.3$, se puede sustituir en la ecuación de la recta $\log(q) = \log(q_i) - \frac{D}{2.3}t$, y si se obtiene un punto de la gráfica, se puede obtener el valor de q_i para poder obtener la ecuación general de estos pozos.

De la gráfica:

$$t = 380 \text{ [días]}$$

$$q|_{380} = [100 \text{ bl}]$$

Sustituyendo en la fórmula los valores:

$$\log(100) = \log(q_i) - 0.002272 * 380$$

$$2 = \log(q_i) - 0.86336$$

$$\log(q_i) = 2.86336$$

Multiplicando la ecuación por base 10 para simplificar el logaritmo resulta:

$$q_i = 730.0624 \text{ [bl]}$$

Despejando de $m = -D/2.3$, la constante de declinación (D), se obtiene lo necesario para tener la ecuación general de estos pozos de la forma $q(t) = q_i e^{-Dit}$.

$$D = 2.3 * m = 2.3 * 0.002272 = 0.0052256$$

La ecuación general queda de la siguiente forma:

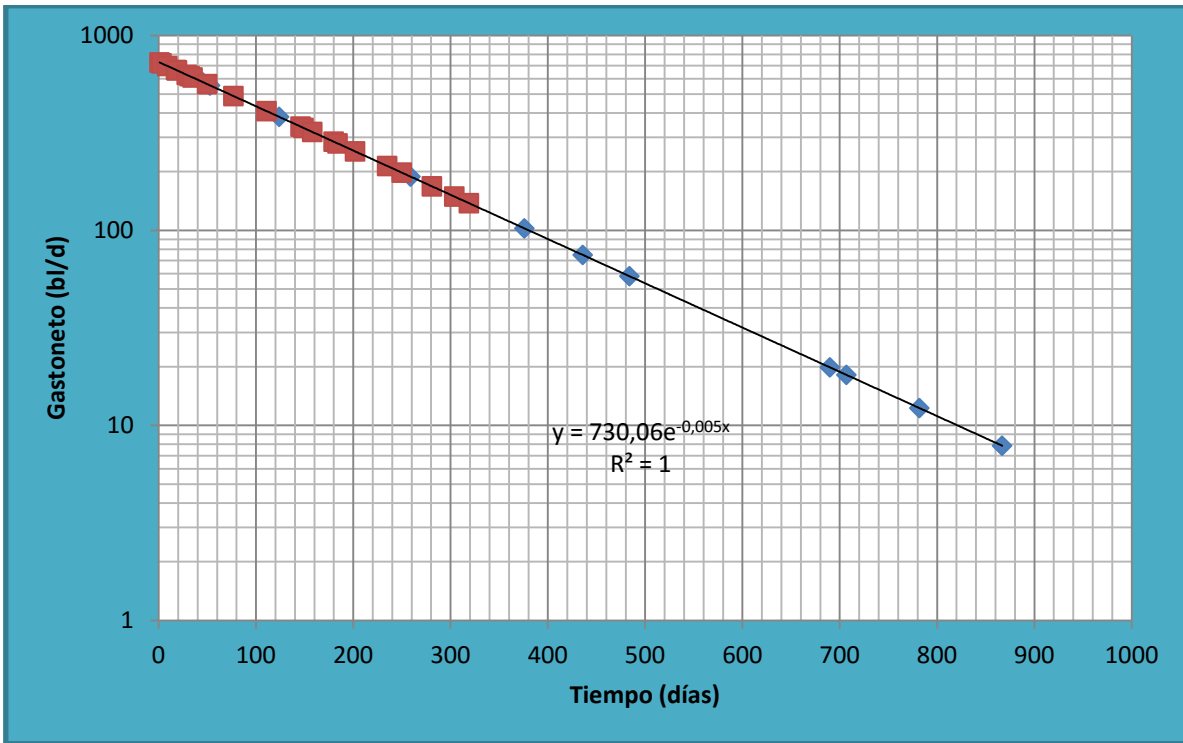
$$q(t) = 730.0624e^{-0.0052256t}$$

Con la ecuación general calculamos los nuevos valores de gasto neto de cada pozo para estandarizar la gráfica de los dos pozos.

Pozo 820	
Tiempo (Días)	Gasto (bl/d)
1	726,26
16	671,50
27	633,99
45	577,08
52	556,35
53	553,45
124	381,90
157	321,41
259	188,61
376	102,34
436	74,80
484	58,20
690	19,84
707	18,15
782	12,26
867	7,87

Pozo 840	
Tiempo (Días)	Gasto (bl/d)
1	726,26
3	718,71
9	696,52
18	664,52
19	661,06
29	627,40
32	617,64
35	608,04
50	562,20
77	488,22
111	408,74
146	340,42
149	335,13
158	319,73
180	285,01
184	279,11
202	254,06
235	213,82
250	197,70
281	168,13
304	149,09
319	137,85

Log (Q) vs Tiempo



Gráfica 4.11 Resultado de la ecuación general

Referencias

1. Jetzabeth R., G. Lozano, R. Pérez. "Productividad de pozos petroleros". UNAM, 2007.
2. J. Arps, (1945). "Analysis of decline curves". The British-American Oil Producing Co. SPE 945228-G.
3. J. Rodríguez, (2007). "Ingeniería básica de yacimientos"
4. M. J. Fetkovich, (1980). "Decline curve analysis using type curves". SPE 4629.
5. R. Pérez, (2012). "Avances del proyecto de explotación de crudo pesado y extra pesado en el activo de producción Samaria-Luna"

CAPÍTULO V

ADMINISTRACIÓN INTEGRAL DE YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

5.1 Definición y fundamentos

La administración integral de yacimientos es uno de los pilares más importantes dentro de la industria petrolera. Como bien se sabe, una parte de la base del éxito dentro de un proyecto, cualquiera que este sea, depende del trabajo multidisciplinario de las personas involucradas y del control y supervisión del mismo. El intercambio de información, ideas, la implantación de objetivos claros y la máxima coordinación de estos grupos multidisciplinarios es esencial para el éxito de cualquier proyecto petrolero.

La administración integral de yacimientos se define como: un proceso dinámico de un conjunto de decisiones y operaciones, mediante las cuales a un yacimiento se le puede identificar, cuantificar, desarrollar, explotar, monitorear y evaluar en cualquier etapa de su desarrollo.

La buena administración se ve reflejada en la práctica adecuada de los recursos disponibles, ya sean humanos, tecnológicos y financieros, para maximizar la recuperación económica de aceite y gas de un yacimiento, optimizando la inversión y los costos.

La administración integral de yacimientos se fundamenta en la optimización económica de la recuperación de aceite y gas, misma que puede lograrse partiendo de los siguientes principios:

- Identificar y definir cada yacimiento en un campo particular junto con sus propiedades.
- Establecer escenarios futuros para el comportamiento del yacimiento, partiendo de un análisis de su comportamiento pasado.
- Minimizar la perforación de pozos innecesarios.
- Definir y modificar, en caso de ser necesario, pozos e instalaciones superficiales.
- Tener pleno control de las operaciones.
- Considerar el universo de factores legales y económicos.

Dentro de la serie de factores que involucran la administración se encuentra el tiempo de aplicación; sin embargo, aunque no hay un tiempo ideal establecido para comenzar un proceso de administración, se sugiere que éste sea a partir del descubrimiento del yacimiento, debido a las ventajas que se podrían tener, principalmente en el sistema de monitoreo y evaluación, y en los costos durante el desarrollo del yacimiento.

Otros factores que involucran una buena administración son los insumos y la generación de información del yacimiento, misma que debe ser recolectada teniendo en mente si dicha información es la necesaria, cómo será manejada y qué decisiones se tomarán con ella. La información ya existente y la generada de algún proceso de reconocimiento y exploración superficial, ayudará al equipo a establecer, sin duda alguna: metas, planes, monitoreo y evaluación, entre otros.

5.1.1 La administración de yacimientos y la economía

La optimización económica es una de las metas de la administración de yacimientos, para ello, se requiere plantear varios escenarios de los que se obtendrá la mejor decisión de negocio para maximizar los beneficios.

La administración requiere de evaluaciones económicas y análisis de los planes que serán sujetos a administración durante la vida del yacimiento. Un análisis económico requiere que se establezcan objetivos con base a los criterios económicos de la empresa, se formulen escenarios en los que se desarrollaría el plan, datos de producción acumulada, operación y financieros, y sobre todo de un análisis de riesgos en donde como resultado del mismo, se obtenga el mejor plan a desarrollar con base en su rentabilidad.

Otros factores que van de la mano con el análisis económico son: la fluctuación de precios del crudo y gas, los grandes períodos que pueden existir entre las inversiones y las ganancias resultantes, la toma de decisiones en ambientes de gran incertidumbre y riesgo, la interacción de los factores técnicos con los económicos, la estructura de los contratos e impuestos y el incremento de los costos de operación a través del tiempo.

El valor económico de un plan está influenciado por varios factores de acuerdo a los criterios de la compañía. Para la evaluación económica de un plan, se deben calcular los ingresos anuales utilizando las ventas de gas y aceite producidos, así como los precios de venta; calcular por año los costos totales, capital, impuestos, costos de operación, perforación; calcular el flujo de caja no descontado; calcular el flujo de caja anual descontado a una tasa específica.

Por naturaleza, las evaluaciones conllevan riesgos e incertidumbres técnicas, económicas y políticas. Los resultados de esas evaluaciones son factores importantes para decidir sobre estrategias de producción, precios, inversión y costos de operación.

La administración, en su etapa de planeación, debe considerar cuánto dinero estará disponible para pagar pozos, líneas de tubería, compresores, plataformas, instalaciones y cualquier otro imprevisto, así como el valor del dinero a través del tiempo.

Mientras que, durante el desempeño económico del plan debe ser considerada la relación entre los ingresos y los gastos, para lo que se deben considerar criterios de evaluación como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR). Una vez seleccionado el criterio, se procede a establecer estrategias de operación, mismas que deberán incluir la valoración de factores tangibles e intangibles

En ciertos casos, los recursos administrados tienen una pequeña influencia en impuestos y precios. Por otro lado, varios de ellos pueden ejercer una influencia significativa en el comportamiento de la producción y los gastos. Por lo anterior, se han desarrollado algunas estrategias para optimizar el VPN, algunas de ellas son: acelerar la producción, incrementar la recuperación y reducir los costos de operación.

5.2 Equipo Multidisciplinario

Como ya se ha mencionando, la administración integral de yacimientos requiere de los efectos de varias acciones y de los esfuerzos del trabajo en equipo, sobre todo para garantizar el desarrollo y la ejecución del plan, integrando sus funciones individuales para lograr la meta establecida. Las decisiones que se tomen respecto al desarrollo y la ejecución del plan, deben correr a cargo de una discusión de todo el equipo, es por ello que deben estar integrados por varios especialistas: geólogos, geofísicos, petroleros, entre otros.



Figura 5.1 Enfoque de la Administración Integral de Yacimientos¹

Un equipo es un grupo de personas que trabajan de manera multidisciplinaria para alcanzar una meta común. El enfoque del equipo, durante el proceso de administración integral de yacimientos, puede mejorar manteniendo niveles de competitividad y facilitando la comunicación entre las diversas ingenierías y especialidades en el proyecto mediante reuniones periódicas en las que se podrá tener intercambio de conocimientos, experiencias, objetivos y puntos de vista, entre otros.

Dentro de la conformación de todo equipo de trabajo, siempre habrá un líder que guíe día a día al equipo entero, su organización y la orientación que le dé al equipo es un factor clave.

De acuerdo con los requerimientos del yacimiento que se desea desarrollar, deberá ser la formación del equipo, la selección de los integrantes e inclusive la selección de herramientas motivacionales adecuadas.

Un modelo de trabajo en equipo es el propuesto por Satter en su libro *“Integrated Petroleum Reservoir Management”*, de ésta propuesta se pueden resaltar los siguientes puntos:

- El equipo debe seleccionar un líder, quien será responsable de mantener informado al gerente de producción y coordinará las actividades del equipo.
- Preparar un plan de administración de yacimientos y definir las metas y objetivos, involucrando todas las especialidades de ingeniería que conforman al equipo.
- El gerente de producción deberá avalar el plan e instruir las modificaciones pertinentes para iniciar la ejecución del plan.
- El plan estará sujeto a modificaciones conforme se ejecuta, por lo que puede presentarse el caso de incluir a otros especialistas, conforme las necesidades del plan lo requiera.
- Todas las modificaciones estarán sujetas a la aprobación del gerente.
- Para reducir los conflictos que puedan existir en el equipo, deberá haber constante comunicación tanto con el líder del equipo como con el gerente.

Así pues, todo equipo exitoso parte de un buen líder, pues es él quien los ayuda a desarrollarse y crecer para convertirse en un equipo cohesionado y efectivo. Todo equipo efectivo es aquel en el que los involucrados tienen la misma visión sobre el resultado y los beneficios del proyecto, saben cómo se complementa el trabajo de cada parte y tienen un gran nivel de confianza, cooperación y colaboración.

5.3 Proceso de la administración integral de yacimientos

La Administración Integral del yacimiento, inicia con la clara definición de metas, reconocer las necesidades específicas, definir el problema y con base en ello establecer dichas metas. Las metas están sujetas a las características del yacimiento, el entorno corporativo, económico, social, y la tecnología disponible. La comprensión de lo ya mencionado es una herramienta indispensable para la elaboración de un plan de desarrollo.

5.3.1 Planeación

El desarrollo de un campo es en esencia un problema de dinámica, en donde el tiempo es un factor primordial. La predicción del comportamiento sobre el cual se tomarán las decisiones, está en función del conocimiento y la información que se tenga respecto al yacimiento, sus mecanismos de producción y éstos, a su vez, dependen de las decisiones que se tomen para el desarrollo y el tiempo en que se lleve a cabo.

Los planes que se ejecuten para la exploración o el desarrollo de un campo, señalan las etapas que se deberán realizar para poder lograr el alcance del plan en tiempo y con recursos económicamente viables para la empresa. Planear es entonces un proceso predictivo, en el que la información disponible durante la etapa de planeación sufre modificaciones porque hay una anticipación de diversos sucesos, y es por esto que un plan no es estático..

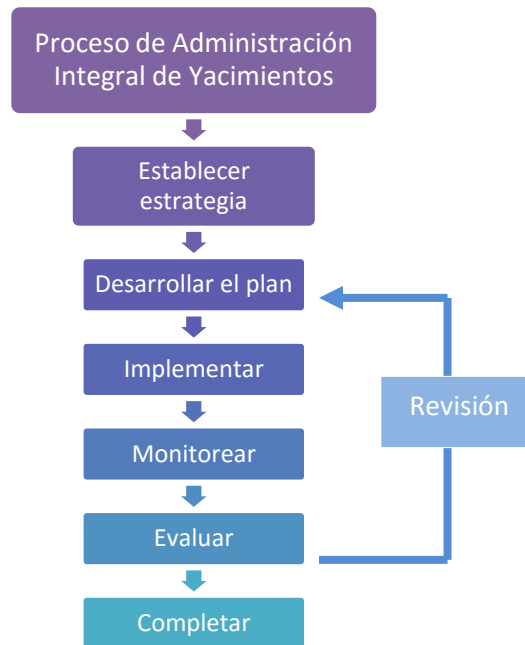


Figura 5.2 Proceso de la Administración Integral de Yacimientos¹

La planeación se puede conceptualizar como un arreglo sistemático de tareas para lograr un objetivo. El plan se basa en una serie de técnicas para establecer un programa de acción:

1. Objetivos

Alcanzables, claros, específicos y medibles.

2. Establecer paquetes de trabajo

Dividir el plan en partes manejables para identificar el conjunto de elementos necesarios para completar el alcance de trabajo del plan.

3. Definir actividades particulares para cada paquete de trabajo.

Para cada paquete de trabajo, establecer la serie de actividades que se requiere llevar a cabo.

4. Diagrama de red

Establecer la secuencia de las actividades y las interrelaciones para el alcance del plan.

5. Estimar duración del plan

Con base en el diagrama de red, se debe estimar el tiempo total transcurrido, el cual incluye el tiempo necesario para llevar a cabo las actividades más un tiempo de espera asociado.

6. Estimar costos

Con base en los tipos y cantidades de recursos requeridos para cada actividad.

7. Calcular programa y presupuesto del plan

Con base en los costos y tiempos establecidos en el plan, se determina si el plan puede completarse en tiempo y con los recursos asignados. De lo contrario, habría una replantación del plan inicial.

Siguiendo el esquema anterior, el plan debe desarrollarse con base en temas de yacimientos, tecnología disponible, negocios, política y ambiente, y debe cubrir todo el proceso desde el descubrimiento hasta el abandono. Las actividades a realizar para el desarrollo de un campo, se pueden condensar en los siguientes puntos:

- Evaluación
- Diseño
- Construcción
- Instalaciones
- Producción
- Abandono

5.3.2 Ejecución

Una vez que el plan se ha integrado totalmente, se puede proceder a la ejecución del mismo, se propone un esquema para mejorar la ejecución del plan:

- Establecer un plan de acción
- Revisión continua del plan para plantear modificaciones
- El personal y equipo deben estar comprometidos
- Reuniones periódicas con todos los miembros del equipo.

La ejecución del plan involucra todo el conjunto de actividades de todas las disciplinas involucradas para velar por el cumplimiento y las modificaciones que se deriven de realizarlas, por lo que se debe revisar constantemente para establecer las modificaciones necesarias con base en los requerimientos del yacimiento y normativa aplicable.

Las modificaciones siempre deben estar aprobadas y apoyadas por el gerente, sin importar lo bien o mal que esté técnicamente, aunque por lo general las modificaciones pueden estar enfocadas a cambios en la duración de algunas actividades, cambios en la disponibilidad y productividad de recursos, así como en los riesgos no anticipados.

5.3.3 Seguimiento y control

La administración integral de yacimientos requiere del monitoreo constante y de la supervisión de actividades, con la finalidad de determinar cómo está respondiendo el yacimiento una vez que se empieza a ejecutar el plan.

Los especialistas involucrados, ingenieros, operadores, deben trabajar juntos en el desarrollo del programa con el apoyo del gerente. El programa para ejecutar el plan, depende en gran medida del origen del plan. Por lo general, las áreas que más supervisión y control necesitan, incluyendo la adquisición de datos, son las que involucran la producción de aceite, agua y gas; la inyección de gas y agua, las presiones de fondo fluyendo; las pruebas de inyección y producción; perfiles de producción y de inyección.

Para el caso de los proyectos de recuperación secundaria, el programa de monitoreo y control es demasiado crítico y hay que desarrollarlo con demasiada precaución por todas las incertidumbres que pudiesen existir.

La clave en el desarrollo de esta etapa se encuentra en observar y medir el desempeño del proyecto regularmente para identificar las variaciones y modificaciones que se pudieran realizar al plan. Una de las estrategias más implementadas para dar seguimiento es la de establecer KPIs, *“keep performance indicators”* o bien, indicadores clave de desempeño. Éstos indicadores proporcionan un buen parámetro para medir el éxito o la falla de un plan, en un nivel corporativo, los KPIs están directamente relacionados con la dirección del plan.

Para trabajar con indicadores, las compañías deben identificar y diseñar buenos indicadores que le ayudarán tanto a darle seguimiento como a evaluar el desempeño del proyecto. Decir “buenos indicadores” es un tanto ambiguo; sin embargo, se puede establecer un criterio de diseño mediante una evaluación de competencias u objetivos, dichos criterios deben ser específicos, cuantificables, alcanzables, realistas y para un plazo establecido.

5.3.4 Revisión de planes y estrategias

Cuando el yacimiento no está desarrollándose como se esperaba, de acuerdo a los indicadores de desempeño o las condiciones de administración han cambiado, entonces se necesita de una revisión de planes y estrategias. Para ello, es recomendable que como equipo se analice claramente qué es lo que se está trabajando, qué se necesita hacer y qué hay por mejorar.

5.3.5 Evaluación

El plan debe ser revisado periódicamente para asegurarse de que se está siguiendo, que está funcionando y que aún sigue siendo válido. Así mismo, el éxito del plan debe ser evaluado de acuerdo al desempeño del yacimiento y el desempeño esperado del propio plan.

Para ello, se deben establecer criterios económicos y técnicos por parte de los grupos de trabajo para determinar qué tan exitoso está siendo el proyecto. Puede ocurrir que el proyecto técnicamente sea exitoso pero un fracaso económico. Un proyecto es exitoso cuando logra sus objetivos en el plazo establecido y dentro del presupuesto marcado.

La planeación, el trabajo en equipo y el seguimiento y control son fundamentales para que la administración del plan sea satisfactoria, siempre y cuando la estrategia haya sido debidamente formulada.

La parte importante al evaluar el desempeño de un plan son las lecciones que éste deja, lo que se podría mejorar para el desarrollo de algún otro plan en un futuro, el intercambio de conocimiento o bien el proceso de toma de decisiones. Todo esto enfocado a que planes posteriores se desarrollen de manera eficiente, eficaz y rentable.

5.4 Administración Integral enfocada a crudos pesados

Las siguientes preguntas abordan la filosofía para la administración integral de los yacimientos de crudo pesado:

- ¿Cuándo se debe iniciar la administración del yacimiento?
- ¿Qué, cómo y cuándo recolectar datos?
- ¿Qué tipo de preguntas se deben hacer si queremos garantizar una respuesta correcta en el proceso de la administración del yacimiento?
- ¿Qué se prefiere, un diseño total optimizado o sólo algunas partes de proyecto optimizado?
- ¿Cuál debe ser el estilo en la administración integral del yacimiento para usar con mayor eficacia los conceptos del manejo de yacimientos de crudo pesado?

Un plan integral para la administración de yacimientos, incluyendo un enfoque de equipo, es altamente deseable. Sin embargo, para cada yacimiento no se puede garantizar un plan tan detallado, debido a las consideraciones de rentabilidad.

La necesidad de un proceso de desarrollo de tecnología integrada es más urgente ahora que nunca debido a la presión continua para mover ideas o conceptos desde el inicio hasta la fase final de ejecución.

Simulación de Yacimientos

La viabilidad económica de un yacimiento está fuertemente influenciada por el rendimiento de la producción bajo las condiciones de operación actuales y futuras. Hoy en día, con el gran avance que ha habido en los programas de computación, los estudios de simulación son mucho más fáciles y menos costosos. De hecho, con la disponibilidad de software en las PC y las interfaces gráficas de usuario, la simulación de yacimientos se ha convertido en una herramienta común, y conduce a una mayor utilización en la administración de yacimientos.

Para los procesos térmicos, la simulación nos lleva mucho más allá de las capacidades de los modelos analíticos y las correlaciones. Son capaces de combinar la geología del yacimiento, propiedades de los fluidos y la roca, junto con la terminación del pozo y la historia de inyección / producción de un yacimiento específico, para predecir la física de los fluidos y flujo de calor en procesos de inyección de vapor.

Los siguientes elementos deben ser considerados para una efectiva administración integral de yacimientos de crudo pesado:

1. Modelado y monitoreo de la administración del calor debe ser una parte integral en la que los ingenieros deben estar actualizados en cómo cambia la tecnología del negocio día con día y cada cierto periodo de tiempo realizar la evaluación de rendimiento necesaria para tener funcionando el sistema en óptimas condiciones.
2. Las solicitudes de la compra y uso de las diferentes tecnologías utilizadas en el proceso y el trabajo en equipo debe de hacer hincapié en que lo más importante es que los gastos de explotación sean los más bajos posibles para aumentar la rentabilidad del mismo.
3. Las nuevas tecnologías, por ejemplo, el uso de pozos horizontales, sensores de fibra óptica para la medición de la temperatura y la presión de fondo del pozo, sísmica 4D, proceso SAGD, inyección de agua caliente, y otros deben de ser utilizados.

Referencias:

1. A. Satter, G.C. Thakur. (1994). "Integrated Petroleum Reservoir Management", Tulsa, Oklahoma.
2. Ganesh C. Thakur. "Heavy oil Reservoir Management", SPE 39233, 1997.

Conclusiones y Recomendaciones

El desarrollo de este trabajo partió del siguiente cuestionamiento: ¿por qué el interés en la investigación y desarrollo en los crudos pesados si es sabido que su valor económico es menor, son más difíciles de producir y más complicados de refinar que los crudos convencionales?.

Esto se debe a varias razones, la primera y más importante para esta investigación fue, la búsqueda de nuevas fuentes que satisfagan la creciente demanda energética en México y en el Mundo; la segunda es la disminución de las reservas de hidrocarburos convencionales a la que actualmente se enfrenta la industria petrolera global y, finalmente, que los crudos pesados representan la mayor parte de las reservas de petróleo a nivel mundial.

Estas premisas obligan a la investigación, análisis y evaluación de nuevas técnicas que permitan optimizar el aprovechamiento de estos vastos recursos. Partiendo de lo anterior, en este trabajo se presenta la composición, el comportamiento y los métodos que se utilizan para la producción del aceite pesado, con el objetivo de mostrar las nuevas técnicas implementadas en la actualidad.

El presente trabajo se enfocó en el estudio de dos pozos ubicados en Tabasco que producen un aceite pesado. Se describieron las características típicas de los yacimientos que producen con esta técnica, el comportamiento de este tipo de yacimientos. Además de lo anterior, se analizaron las prácticas más comunes en pozos con estas características. Finalmente se presentaron los resultados obtenidos en estos pozos.

Cabe aclarar que en esta investigación se detectó que durante la práctica las compañías correspondientes no llevan a cabo todas las actividades necesarias para poder obtener la información necesaria del pozo y del yacimiento para que se puedan utilizar para la administración integral del yacimiento y con ello prolongar la vida productiva del mismo; desafortunadamente muchas de estas prácticas no han quedado debidamente documentadas, por lo que ha sido complicado generar modelos teóricos que predigan de forma confiable el comportamiento de este tipo de pozos.

A pesar de las propiedades tan especiales inherentes a yacimientos con aceite pesado, se exhorta a la comunidad petrolera a que una vez entendidos los mecanismos de

producción involucrados en este método, continúe con el trabajo de investigación, desarrollo y mejoramiento de la información aquí presentada, con el fin de buscar campos petroleros en México que sean candidatos a ser explotados. Del mismo modo se invita a no limitarse al análisis técnico, sino también a la evaluación económica de los posibles proyectos de este tipo, pues sin lugar a dudas es el factor principal en la toma de decisiones para el desarrollo de los mismos.

Para finalizar, se espera que el análisis y el aporte realizado sirvan para concientizar acerca de las dificultades involucradas y de la urgente necesidad de nuevas alternativas para resolver las problemáticas que se están presentando en el panorama actual de la industria petrolera nacional.