



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

RENTABILIDAD DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

Gerardo Bonilla Carrillo

DIRECTOR:

Ing. Javier Calderón Navarro



México D.F.

2013

Agradecimientos

Estaré para toda mi vida agradecido de todos los fundadores de la UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, principalmente al docto José María Albino Vasconcelos Calderón (mi ejemplo a seguir), y a la misma, por que hicieron posible hacer realidad el sueño de miles de mexicanos en ser profesionistas como yo, y así en un futuro poder apoyar a aquellos que en realidad tengan esa sed de superación académica para crear una revolución intelectual que ilumine a nuestro país hacia la prosperidad.

***“Por mi raza de bronce hablará el espíritu universal”
José Vasconcelos (1882 - 1959)***

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.	1
--------------------	---

CAPÍTULO I SISTEMA PETROLERO

I.1. El Sistema Petrolero y sus elementos.	2
I.1.1. Roca generadora.	2
I.1.2. Migración.	4
I.1.3. Roca Almacenadora.	5
I.1.4. Roca Sello.	7
I.1.5. Trampas Petroleras.	9
I.1.6. Sincronía y Play.	11

CAPÍTULO II PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PETROLEROS

II.1. Comportamiento de gases ideales y características.	13
II.2. Propiedades y comportamiento de gases reales.	16
II.3. Propiedades físicas del petróleo.	21
II.4. Propiedades físicas del agua.	27

CAPÍTULO III CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

III.1. Propiedades de la roca.	31
III.2. Clasificaciones de yacimientos petroleros.	34
III.2.1. Yacimientos Petroleros de Acuerdo a los Tipos de Roca.	35
III.2.2. Clasificación basada en la configuración de las trampas geológicas.	35
III.2.3. Yacimientos Petroleros de Acuerdo a los Aspectos Geológicos.	38
III.2.4. Yacimientos petroleros de acuerdo a las propiedades de los fluidos producidos.	41
III.2.5. Yacimientos petroleros de acuerdo al diagrama de fases.	42
III.2.6. Yacimientos petroleros de acuerdo al tipo de empuje de desplazamiento.	46
III.2.7. Comportamiento de los yacimientos y diferentes tipos de recuperación.	50
III.2.8. Sistemas artificiales de producción.	53

CAPÍTULO IV
DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

IV.1 Consideraciones físicas del fracturamiento.	54
IV.2 Mecánica de la geometría de la fractura.	57
IV.3. Tipos de fluidos fracturantes y caracterización.	59
IV.4. Tipos de apuntalantes y características.	64
IV.5. Metodología de diseño.	66
IV.6. Terminaciones de pozo para fracturamiento hidráulico.	70
IV.7. Optimización Económica en el diseño de un fracturamiento hidráulico.	78

CAPÍTULO V
EVALUACIÓN ECONÓMICA

V.1.Planeación y Evaluación de Proyectos. Conceptos Teóricos.	92
de proyectos.	93
Multidisciplinarios integrados.	94
de Yacimientos.	94
V.2. EJEMPLO DE DESARROLLO DE CAMPO.	96
V.3. Evaluación económica considerando solo el pozo exploratorio.	103
V.4. Diseño y aplicación del fracturamiento hidráulico en el pozo exploratorio.	105
V.5. Evaluación económica solo del pozo exploratorio con fracturamiento hidráulico.	111
CONCLUSIONES.	115
BIBLIOGRAFÍA.	116

FIGURAS

Figura 1. Zonas de transición (waste zones).	7
Figura 2. Fallas sellantes.	8
Figura 3. Fallas mediante zonas de alta presión.	9
Figura 4. Fuga por variabilidad estratigráfica.	9
Figura 5. Sello superior e inferior de un anticlinal.	10
Figura 6. Comportamiento de B_g y E_g vs. presión y temperatura constante.	18
Figura 7. Comportamiento de c_g vs. presión a temperatura constante.	19
Figura 8. Comportamiento de μ_g vs presión a temperaturas diferentes.	20
Figura 9. Comportamiento de R_s vs. presión a temperatura constante.	22
Figura 10. Comportamiento de B_o vs presión a temperatura constante.	23
Figura 11. Comportamiento de B_t y B_o vs. presión a temperatura constante.	24
Figura 12. Gráfico c_o vs. presión a temperatura constante para un crudo bajosaturado.	25
Figura 13. Grafico c_o vs. presión a temperatura constante.	26
Figura 14. Comportamiento de μ_o vs presión a temperatura constante.	26
Figura 15. Comportamiento de B_w vs presión a temperatura constante.	29
Figura 16. Comportamiento de μ_w vs. presión a temperatura constante.	29
Figura 17. Acumulación de petróleo en una estructura anticlinal.	35
Figura 18. Petróleo entrampado en una falla.	36
Figura 19. Acumulación de petróleo por domo salino.	36
Figuras 20. Petróleo entre lentes de arena formados por dos areniscas rodeadas de lutitas.	36
Figura 21. Petróleo entrampado en un arrecife de caliza porosa.	36
Figura 22. Trampas mixtas. a) Fallas inclinadas.	37
Figura 22. Trampas mixtas. b) Combinación de anticlinal y fallas.	37
Figura 23. Trampa hidrostática común.	38
Figura 24. Diagrama de esfuerzos principales y creación de la fractura.	40
Figura 25. Clasificación de los yacimientos según su diagrama de presión-temperatura.	42
Figura 26. Diagrama de fases para un petróleo negro o de baja merma.	43
Figura 27. Diagrama de fases para un petróleo volátil o de alta merma.	43
Figura 28. Diagrama de fases para un gas condensado o retrogrado.	44
Figura 29. Diagrama de fases para un yacimiento con capa de gas.	44
Figura 30. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.	45
Figura 31. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.	46
Figura 32. Yacimientos con empuje por agua a) Condiciones iniciales.	46
Figura 32. Yacimientos con empuje por agua a) En producción.	46
Figura 33. Yacimientos con empuje por gas en solución a) Condiciones iniciales.	47

Figura 33. Yacimientos con empuje por gas en solución b) En producción.	47
Figura 34. Yacimientos con empuje por casquete de gas a) Condiciones iniciales.	48
Figura 34. Yacimientos con empuje por casquete de gas b) En producción.	48
Figura 35. Yacimiento con empuje combinado de inyección de agua y gas.	48
Figura 36. Yacimiento con drenaje por gravedad.	49
Figura 37. Dirección de fractura por tensión.	56
Figura 38. Tortuosidad en la fractura.	57
Figura 39. Desalineamiento entre disparos y el plano de la fractura.	58
Figura 40. Evolución geométrica de la fractura durante el bombeo.	59
Figura 41. Selección apuntalante. a) Vrp vs. esfuerzo de cierre.	66
Figura 41. Selección apuntalante. b) Costo relativo de apuntalante vs. esfuerzo de cierre. ...	66
Figura 42. VPN vs. penetración para varios tipos y concentraciones de apuntalante.	69
Figura 43. Comparación entre fracturamiento convencional y fracturamiento selectivo.	71
Figura 44. Fracturamiento con TF con un solo empaque mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena.	72
Figura 45. Fracturamiento hidráulico con TF con un solo empacador mecánico de anclaje por tensión para protección de TR Y TP.	72
Figura 46. Fracturamiento hidráulico con TF con un solo empacador y tapones puente mecánicos.	72
Figura 47. Fracturamiento hidráulico con TF en varias etapas con aislamiento de intervalo. .	73
Figura 48. Herramientas de aislamiento de TF.	73
Figura 49. Fracturamiento y empaque de grava en pozo entubado.	74
Figura 50. Fracturamiento de pozo horizontal terminado en agujero descubierto.	74
Figura 51. Fracturamiento hidráulico sin malla o cedazo.	75
Figura 52. Mejoramiento de contacto con la formación en pozos verticales y horizontales. ..	76
Figura 53. Terminación de pozo con hoyo abierto horizontal.	76
Figura 54. Terminación horizontal de Forro perforado.	77
Figura 55. Terminación horizontal revestimiento y cementado.	77
Figura 56. Múltiples etapas de fracturamiento en un solo viaje con empacadores.	78
Figura 57. Radio y Permeabilidad de fractura.	79
Figura 58. Efecto de la permeabilidad de formación y radio de fractura sobre razón de producción.	80
Figura 59. Curvas típicas de radio de fractura vs tasa de bombeo.	82
Figura 60. Historial de producción grafica semilog.	83
Figura 61. Efecto de la fractura sobre ahorros relativos.	84
Figura 62. Efecto de permeabilidad de formación y radio de fractura sobre ahorro relativo total.	86
Figura 63. Curvas de costo por tratamiento vs ahorros relativos.	87
Figura 64. Ganancia neta total debido al fracturamiento.	87
Figura 65. Ganancia neta total para diversos volúmenes de fluido fracturante.	89

Figura 66. Incremento de la ganancia neta al incrementar la reserva recuperable.	91
Figura 67. Comparación de gráficos de VPN con y sin impuestos del proyecto petrolero.	103
Figura 68. Efecto de radio de fractura sobre razón de producción.	108
Figura 69. Efecto de la fractura sobre ahorros relativos del pozo en estudio.	109
Figura 70. Comparación VPN anual sin impuestos para pozo con y sin fracturamiento.	113
Figura 71. Comparación VPN anual con impuestos para pozo con y sin fracturamiento.	113
Figura 72. Comparación pronóstico de producción promedio anual para pozo con y sin fracturamiento.	114

TABLAS

Tabla 1. Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas.	6
Tabla 2. Clasificación de trampas petroleras.	10
Tabla 3. Niveles de investigación del petróleo.	11
Tabla 4. Actividades a realizar en el desarrollo de un campo petrolero.	12
Tabla 5. Valores promedio de compresibilidad de la formación.	34
Tabla 6. Tipos de rocas más comunes en yacimientos petroleros.	35
Tabla 7. Características de diferentes tipos de fluidos petroleros.	41
Tabla 8. Rangos de recuperación para los diferentes tipos de empujes.	50
Tabla 9. Clasificación de fluidos fracturantes.	60
Tabla 10. Apuntalantes de mayor uso en México.	66
Tabla 11. Ahorros calculados por incrementos de producción mediante el fracturamiento. .	85
Tabla 12. Formulación y Evaluación de proyectos.	93
Tabla 13. Sinergia de equipos multidisciplinarios integrados.	94
Tabla 14. Componentes de la Administración Integral de Yacimientos.	94
Tabla 15. Movimiento de equipos.	99

INTRODUCCIÓN

La tesis rentabilidad de un fracturamiento hidráulico comprende cinco capítulos en los cuales explica factores fundamentales en el desarrollo de yacimientos petroleros como lo son el sistema petrolero, propiedades de los fluidos petroleros y la clasificación de yacimientos para que después se presente una explicación en el diseño y optimización sobre un método de estimulación conocido como el fracturamiento hidráulico cuyo objetivo es aumentar la producción de hidrocarburos en un pozo al menor costo posible y así maximizar el valor económico de los mismos hidrocarburos; en la parte final de dicha tesis se realizará la evaluación económica y su mismo análisis planteando un ejemplo de desarrollo de yacimiento petrolero al cual se le determinará indicadores económicos como el Valor Presente Neto, la Tasa Interna de Retorno y el Índice de Utilidad para conocer la rentabilidad de un proyecto de ingeniería petrolera.

Con el crecimiento diario de la demanda mundial de petróleo, las operaciones de estimulación de pozos cobran cada vez más importancia. La necesidad de producción petrolera hace del fracturamiento hidráulico, una técnica de incremento de productividad más usada en los campos petroleros.

Este tratamiento se emplea durante la etapa de terminación inicial o posterior a la vida productiva de un pozo petrolero, creando un canal de alta conductividad en el yacimiento, muchos de estos son en terminaciones de intervalos nuevos, otros en zonas productivas que no fueron fracturadas inicialmente o una combinación de intervalos nuevos y zonas no estimuladas.

Los beneficios principales del fracturamiento hidráulico han despertado el interés en la industria petrolera durante más de 50 años. Ha sido una técnica aplicada de manera significativa, la cual restituye o aumenta la productividad del pozo, generando un incremento en las reservas de hidrocarburos para el país.

Cualquier duda, sugerencia o comentario respecto al trabajo, mi correo es:
hersystin@hotmail.com

CAPÍTULO I

SISTEMA PETROLERO.

El logro de obtener el mayor resultado de cualquier empresa petrolera de exploración y producción está en función de la convergencia de eventos geológicos relevantes y sus elementos cuya sinergia forma lo que es el sistema petrolero. El sistema petrolero brinda la oportunidad de analizar procesos dinámicos de las cuencas y sus fluidos asociados con el principal objetivo de determinar si la sincronía de los eventos y elementos geológicos pasados fueron adecuados para una formación potencial de hidrocarburos y su misma preservación dentro de los yacimientos.

I.1. El Sistema Petrolero y sus elementos.

El Sistema Petrolero se estudia como un modelo estático y dinámico, donde intervienen elementos de entrada a la cuenca sedimentaria (sedimentos, materia orgánica), el cual a ciertas condiciones ocurre su transformación (diagénesis, catagénesis), para la generación de aceite y/o gas, y finalmente puede acumularse en una trampa petrolera. Los elementos clave del sistema petrolero son roca generadora, almacenadora, sello, trampa, migración y el sepultamiento necesario para la generación térmica de los hidrocarburos. Estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-tempo (sincronía) para permitir que los hidrocarburos se acumulen y se preserven.

Un yacimiento petrolero es una trampa que contiene hidrocarburos, que ocupan los poros de la roca almacenadora, y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente, por lo general están a presiones y temperaturas elevadas debidas a las profundidades y fuerzas de compresión de las formaciones rocosas que rodean a esta trampa. La mayoría de los yacimientos, en especial los que se encuentran dentro de carbonatos, están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos, algunos yacimientos en terrígenos (arenas) ocasionalmente también llegan a presentar presencia de agua.

I.1.1. Roca generadora.

La roca generadora, debe estar sepultada a profundidades abisales para que la materia orgánica contenida pueda generar aceite y/o gas, además de que se encuentre en una cuenca sedimentaria que sufra procesos de subsidencia. Deben cumplir con tres requerimientos geoquímicos: cantidad, calidad y madurez y tener un porcentaje mayor a 1% de carbono orgánico total (COT). Las rocas generadoras que generan HC's temprano son capaces de expulsarlos antes (ricas en resinas y azufre), como también las que generan pocos HC's no son capaces de expulsarlos sino hasta que han sido craqueados a gas.

Rocas de grano fino son:

- Lutitas
- Lutitas calcáreas
- Margas
- Calizas
- Limolitas
- Calizas arcillosas

I.1.1.1. Diagénesis y Geoquímica (la ventana de HC'S).

La diagénesis es el proceso mediante el cual los biopolímeros (compuestos orgánicos constituyentes de los seres vivos, tales como carbohidratos, proteínas, etc.) son sometidos a un ataque básicamente microbiano que se realiza a poca profundidad (con presiones litostáticas de entre 0 y 300 bares) y bajas temperaturas (entre 0 y 50 °C), produciendo básicamente gas metano.

I.1.1.2. Tipos de Kerógeno.

El Kerógeno es la fracción de la materia orgánica en las rocas sedimentarias que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos, ya que está compuesto básicamente de grasas y ceras. Del tipo de Kerógeno dependerá el donde y cuando se generarán los HC's, si serán líquidos o gaseosos y su cantidad. La clasificación del Kerógeno puede hacerse en base al tipo de materia orgánica que lo conforma, teniendo así:

Kerógeno Sapropélico. Es obtenido de la descomposición y la polimerización de la materia algácea y herbácea principalmente, depositada en condiciones acuáticas con bajo contenido de oxígeno atmosférico. Genera principalmente aceite y tiene una relación H/C de 1.3 a 1.7.

Kerógeno Húmico. Es obtenido de la descomposición de plantas terrestres superiores, depositadas en medios terrígenos con abundante oxígeno atmosférico. Genera principalmente gas.



Algáceo, es el material que puede ser positivamente relacionado con algas. Químicamente consiste de moléculas de bajo peso molecular con menos anillos condensados y más cadenas parafínicas largas, con anillos de naftenos.

Herbáceo, es el material que abarca todos los materiales membranosos de las plantas, incluyendo cutículas, hojas, polen, esporas etc.

Maderáceo (leñoso), está formado por los detritos más lignificados de los remanentes de la estructura de las plantas (ramas y tallos). Químicamente consiste de moléculas de alto peso molecular que contiene anillos aromáticos condensados.

Carbonáceo, está más relacionado a la apariencia negra que presentan las partículas que lo constituyen. Puede provenir de cualquier tipo de Kerógeno retrabajado o sobremaduro.

I.1.1.3. Clasificación química del Kerógeno y características.

Los Kerógenos se clasifican químicamente (Tissot y Durand 1974) en Kerógeno tipo I, II, III y IV, dependiendo de su composición elemental y de su evolución.

Kerógeno tipo I

- Presenta poco oxígeno, mucho carbono y es derivado principalmente de productos algáceos. Es generado por fitoplancton.
- Poco común, derivado de algas lacustres.
- Se limita a lagos anóxicos y raramente a ambientes marinos.
- Tiene gran capacidad para generar hidrocarburos líquidos (aceite).

Kerógeno tipo II

- Relacionado con materia orgánica autóctona de origen marino junto con materia orgánica de origen continental.
- Es una mezcla de fitoplancton, zooplancton y restos de plantas y animales de origen continental.
- Fuentes diversas: algas marinas, polen, esporas, ceras de hojas y resinas fósiles y lípidos bacteriales.
- Gran potencial para generar HC's líquidos y gaseosos.
- Se asocia a sedimentos marinos de ambientes reductores.
- Produce aceite y gas.

Kerógeno tipo III

- Está conformado principalmente por restos de organismos continentales, por lo que produce principalmente gas o carbón.
- Puede estar constituido por materia orgánica de origen marino como también de orgánica terrestre (celulosa y lignina) carente de compuestos grasos o cerosos, sometida a una fuerte oxidación.
- Tiene muy bajo potencial generador, principalmente de gas.
- Contiene compuestos poliaromáticos condensados principalmente
- Con inclusiones de Kerógeno tipo II puede generar algo de líquidos.

Kerógeno tipo IV

- Se refiere a materia orgánica rica en inertinita, por lo que no produce aceite o gas.
- Este tipo de Kerógeno no es importante en la generación de hidrocarburos.
- Consiste principalmente de material orgánico retrabajado y de compuestos altamente oxidados de cualquier origen.
- Se le considera como un Kerógeno sin potencial para generar hidrocarburos.

La **madurez térmica** es la serie progresiva de cambios físicos y químicos que afectan al Kerógeno durante el soterramiento y el calentamiento y puede estimular la generación de hidrocarburo.

I.1.1.4. Catagénesis

Una vez que se tienen los sedimentos consolidados, se entierran profundamente (profundidades mayores a 1,000 m normalmente) debido al depósito de nuevos sedimentos, generando un aumento de temperatura y presión por lo que el Kerógeno sufre una transformación térmica y genera el petróleo (geomonómero), gas húmedo y condensado. Posteriormente, y debido a condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, se produce la generación de gas seco metano catagénico.

Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50 ° y hasta 225 °C aproximadamente, y la presión varía de 300 a 1500 bares.

Con relación a la temperatura, se produce gas y aceite en los siguientes intervalos:

Gas: de ±50 a ±225 °C y Aceite: de ±60 a ±175 °C.

I.1.1.5. Metagénesis

Corresponde a la etapa de generación del gas seco. No es sinónimo del metamorfismo de las rocas. Está considerada también como el inicio del metamorfismo. Ésta se desarrolla a temperaturas mayores a los 225 °C, y es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. La generación de metano acaba a los 315 °C, con profundidades cercanas a los 8 Km, es decir, presiones litostáticas mayores a 1500 bares. No generan yacimientos que tengan rendimiento económico.

I.1.2. Migración

La migración es el movimiento del petróleo y gas en el subsuelo y se presenta los siguientes casos:

I.1.2.1 Conmigración.

Es el desplazamiento de los HC's directamente a la formación de un yacimiento por acumulación y segregación en una trampa.

Se puede considerar dentro de este:

➤ **La migración primaria.**

Inicia con el desplazamiento dentro de la roca generadora y su consecuente expulsión o salida de ella, siendo la causa principal de la expulsión de fluidos la compactación, mientras que la permeabilidad definirá la dirección y distancia. Los fluidos siempre se mueven hacia las zonas de menor energía (Presión).

Los HC's se transportan a través de sedimentos finos con permeabilidades desde 10^{-3} a 10^{-11} darcy, por lo que los compuestos moleculares más pequeños pueden escapar más fácilmente. Las distancias cubiertas por los HC's durante la migración primaria son cortas, pueden variar entre unos centímetros hasta 100 metros o más, pero no kilómetros y termina en cuanto se alcanza un conducto permeable (roca almacenadora) para la migración secundaria.

➤ **La migración secundaria.**

Una vez expulsados los fluidos de la Roca Generadora, estos se mueven más libremente por Flotación (Empuje). Los HC's son más ligeros que el agua y por ende son capaces de desplazar el agua hacia abajo y moverse hacia arriba por diferencia de densidades como también por del tamaño de los glóbulos o cadenas de HC's expulsados.

Si un glóbulo de HC's encuentra una garganta de poro, el glóbulo deberá "escurrirse" para poder pasar a través de ella. Entre menor sea la garganta de poro mayor deberá ser la deformación y solo si la fuerza de flotación es suficientemente grande, el glóbulo podrá seguir su movimiento hacia arriba. Si la garganta es muy pequeña y la presión de flotación es insuficiente, entonces el glóbulo se atora y podemos decir que se inicia la acumulación.

Las tasas de HC's migrados durante la compactación son bajas, pero suficientes para acarrear aceite disperso a largas distancias en un tiempo geológico razonable (6m/100 años).

La migración secundaria se da primero verticalmente como en intercalaciones de areniscas, aunque de manera tortuosa, hasta que una falla o cambio de facies fuerza el movimiento en una dirección oblicua.

Se considera que los HC's pueden migrar decenas, e incluso centenas, de kilómetros siendo casos raros pues requieren de condiciones tectónicas extremadamente estables y rocas transportadoras continuas o yuxtapuestas y sin barreras estratigráficas.

La migración lateral generalmente es obstaculizada por fallas y cambios de facies provocados por la misma tectónica.

I.1.2.2. Dismigración.

La dismigración está conformada por los desplazamientos hacia la superficie, que conducen a la formación de indicios superficiales.

I.1.3 Roca Almacenadora

Son todas aquellas rocas que debido a sus dos propiedades principales que son la porosidad (saturación relativa y volumen de hidrocarburos y agua) y la permeabilidad (desplazamiento de los fluidos y la explotabilidad del yacimiento) y tener continuidad lateral y vertical permiten el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en conjunto con otro tipo de rocas denominada roca sello.

I.1.3.1 Porosidad.

La porosidad se mide en porcentaje de espacios o huecos que hay dentro de la roca. Se tienen 2 casos:

$$POROSIDAD\ ABSOLUTA = \frac{Vol\ TOTAL\ de\ POROS}{Vol\ de\ ROCA} \times 100$$

$$POROSIDAD\ EFECTIVA = \frac{Vol\ TOTAL\ de\ POROS\ CONECTADOS}{Vol\ de\ ROCA} \times 100$$

I.1.3.2. Permeabilidad

Es la propiedad que tiene una roca para permitir o no el paso de fluidos a través de ella, debido a los poros interconectados (se mide en milidarcy).

Una roca tiene permeabilidad adecuada para permitir el paso de los hidrocarburos, cuando:

- Tiene porosidad.
- Tiene poros interconectados.
- Los poros son de tamaño supercapilar.

Un darcy se refiere a 1cm^3 de fluido de viscosidad de un centipoise que pasa en un segundo a través de una muestra de roca de sección de 1cm^2 y 1cm de longitud, bajo una presión diferencial de 1 atm. Se distinguen y se miden dos tipos de permeabilidad:

- Permeabilidad horizontal o lateral: corresponde a un flujo de los fluidos paralelamente a la estratificación.
- Permeabilidad vertical o transversal: corresponde a un flujo perpendicular a la estratificación.

Permeabilidad horizontal es mayor que la Permeabilidad vertical (5 – 1.0 milidarcys).

La evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas o de yacimiento más comunes se muestra a continuación (Tabla 1. Levorsen, 1967).

Tabla 1. Evaluación de porosidades y permeabilidades de las rocas productivas.

POROSIDAD (%)	EVALUACIÓN	PERMEABILIDAD (milidarcys)
0 - 5	Despreciable	-
5 - 10	Pobre	-
10 - 15	Moderada	1.0 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muye buena	100 - 1000
> 25	Excelente	> 1000

I.1.3.3. Porosidades y permeabilidades secundarias

Las propiedades de porosidad y permeabilidad pueden ser de origen primario pero la mayoría de los yacimientos presentan características secundarias y se agrupan principalmente en tres grupos:

- Por disolución.

Esta es debida a la solubilidad del CO_3Ca , provocada por la infiltración de agua dulce cargada de CO_2 . La acción de la disolución puede intervenir a más de 30m de profundidad.

- Modificaciones mineralógicas (dolomitización).

Son principalmente las dolomías, debido a la sustitución de una parte de los iones de Ca^{++} por iones de Mg^{++} que provoca una contracción que reduce el volumen de conjunto en una proporción de 12 a 13%.

- Fracturas o fisuras.

Principalmente se tiene dos tipos:

Rocas que poseen una porosidad intergranular o de matriz despreciable donde la fisuración origina la porosidad y la permeabilidad.

Rocas con buena porosidad intergranular donde la fracturación produjo sólo la permeabilidad.

Dichas propiedades dependen de la litología y en particular del tamaño y forma de los poros, así como también en la naturaleza de los fluidos contenidos.

La mayoría de las Rocas Almacenadoras pertenecen a dos tipos:

- Rocas detríticas (arenas y areniscas)
- Rocas calcáreas (calizas y dolomías)

La calcita y la dolomía son las principales rocas almacén de tipo carbonatado.

Las rocas almacenadoras son el elemento del sistema petrolero más estudiado, debido a su importancia económica.

Prácticamente no existen Rocas almacenadoras homogéneas, generalmente tienen cambios de porosidad y permeabilidad en sentidos lateral o vertical, por lo que en un yacimiento existen zonas improductivas que denominamos zonas de desperdicio (waste zones) o también se les nombra zonas de transición como se ve en la figura 1. Existen zonas impermeables intercaladas en el almacén que provocan múltiples contactos individuales agua-aceite

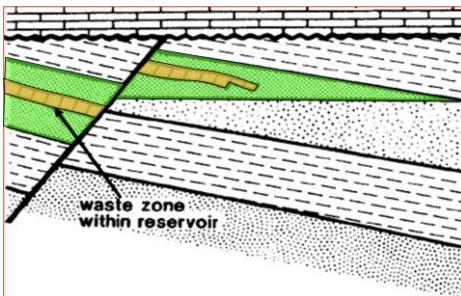


Figura 1. Zonas de transición (waste zones)

I.1.4 Roca Sello

Una roca sello puede ser definida como una roca que tiene gargantas de poros tan pequeñas y están pobremente conectadas que no permite el paso de hidrocarburos. Es decir que sea impermeable, sirviendo como cierre a su migración o desplazamiento.

El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad mediana o mala. El grado de la tectónica que presenta puede modificar su calidad, de tal forma que en regiones con alto grado de tectónica se requiere un espesor de roca sello mayor.

Las siguientes dos propiedades son las más importantes de las rocas sello:

- Espesor
 - Los pequeños espesores pueden ser buenos sellos pero deben ser continuos y no estar rotos en toda la extensión del yacimiento.
 - Es preferible un sello más grueso para mantener la estabilidad cuando hay grandes acumulaciones.
- Extensión
 - Los sellos de extensión lateral amplia (Lutitas y evaporitas transgresivas) son los mejores sellos de una cuenca.

La presencia de las rocas sello determina la extensión geográfica del Sistema Petrolero.

La migración está confinada a la presencia de superficies sellantes (impermeables).

Se tienen dos tipos de sellos:

- Sellos regionales, confina la migración de los hidrocarburos dentro de una unidad estratigráfica.
- Sellos locales, que confinan acumulaciones a nivel yacimiento.

Si un sello filtra HC's, la trampa estará vacía al menos que el volumen que ingrese sea mayor a la tasa de fuga. Los mejores sellos son las evaporitas, en primer lugar la sal.

Las microfisuras en sellos anhidríticos pueden provocar fugas importantes ya que una fisura de 0.025 mm sobre una columna de 180 m de aceite puede filtrar 150 MMBL en 1000 años.

Principales rocas sello:

- Calcareo arcillosas: Lutitas, Marga,
- Calizas arcillosas
- Pelíticas: Lutitas
- Evaporitas: Sal, Yeso, Anhidrita
- Calizas: Mudstone (sin fisura), Wackestone
- Hidratos de metano
- Microbrechas o Milonita

I.1.4.1 Tipos de Sellos.

➤ **Sellos capilares**

Flotación

La flotación se crea por la diferencia de densidades entre el agua y los HC's.

A mayor diferencia de densidades mayor fuerza de flotación.

$$\Delta \text{Flotación} = \Delta \text{Pres. Agua} - \Delta \text{Pres. Aceite}$$

Las fuerzas resistivas a la Flotación son:

- a) Tensión Interfacial HC's-Agua
- b) Mojabilidad
- c) Radio de la Garganta del Poro

➤ **Fallas sello**

Algunas fallas pueden ser excelentes conductos de migración ya que pueden llegar a ser las principales vías de migración vertical. Sin embargo otras fallas (sellos) pueden propiciar importantes trampas de HC's las cuales requieren ciertas condiciones geológicas (figura 2).

Ciertas fallas son conductos pero los HC's que llegan pueden ser más abundantes que los que se fugan y el yacimiento se preserva.

Los que propicia a un mejor entrapamiento por falla son los siguientes casos:

- Sellos litológicos yuxtapuestos sobre el almacén.
- Existencia de cizallamiento a lo largo de la falla.
- Los echados de las unidades que cruzan la falla.
- Zonas de alta presión sobre el yacimiento (Figura 3).



Figura 2. Fallas sellantes.



Figura 3. Fallas mediante zonas de alta presión.

➤ Sellos de presión

Características generales de los sellos de presión:

- El yacimiento puede soportar grandes volúmenes de HC's que sin agua libre.
- Son más comunes por debajo de los 3,000 m.
- La presión raramente excede 1 psi/ft.
- En general presentan flujos térmicos altos.
- Las salinidades son menores que en secciones normales.
- Las zonas de transición son comunes (delgadas o graduales), pero implican fugas o sellos incompletos.
- Comúnmente están limitados por fallas aunque no es una condición indispensable.
- Los compartimentos sobrepresurizados a menudo son naturalmente fracturados.
- Presentan problemas durante la perforación y se incrementan los costos.

Una roca sello es de tal importancia ya que si un sello no es efectivo los HC's migrarán fuera del yacimiento y, tarde o temprano, la trampa quedará vacía o con volúmenes no comerciales. Una trampa puede tener un solo sello (anticlinal) o varios sellos (Superior, Inferior y lateral) Los sellos laterales pueden formarse por cambios de facies o por yuxtaposición de rocas distintas (p. ej. los valles de incisión) La variabilidad estratigráfica lateral del sello incrementa el riesgo de fuga (Figura 4). Por delgada, que sea cada Intercalación en un sello es un elemento de riesgo para la filtración de los HC's.

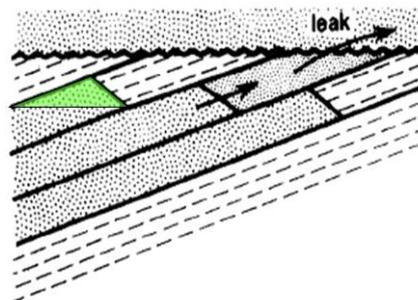


Figura 4. Fuga por variabilidad estratigráfica.

I.1.5. Trampas Petroleras.

Una Trampa Petrolera es un rasgo geológico que permite la acumulación del petróleo que migra y su preservación por un cierto intervalo de tiempo. La capacidad máxima de una trampa está dada por el volumen entre su punto más elevado y el plano de derrame en el fondo.

El espacio poroso de las trampas raramente se encuentra completamente saturado de petróleo, siempre queda una cierta cantidad de agua residual que no pudo ser desplazada por los HC's y aunque se tenga ausencia de HC's la trampa sigue siendo trampa.

Las trampas pueden formarse por la actividad tectónica (Fallas, pliegues, etc.) o por patrones del depósito sedimentario (estratigráficas).

Una trampa requiere de la existencia de varios elementos simultáneamente los cuales son:

- Roca almacén.
- Área de baja presión.
- Sello.
- Cierre.

El cierre de una trampa corresponde a la altura vertical desde la cresta (punto más alto) hasta el plano de derrame.

La columna total de hidrocarburos (Gross Pay Zone) es la distancia desde la cima de la acumulación de petróleo hasta el punto inferior del contacto agua-aceite.

La columna neta de HC's (Net Pay Zone) es la parte comercialmente productiva del intervalo anterior.

Los factores más importantes de una trampa son:

- Su proximidad a las vías de migración de HC's.
- La impermeabilidad de su sello.
- La altura del cierre (tamaño).

Las trampas suelen tener dos sellos (superior e inferior) como se ve en la figura 5.

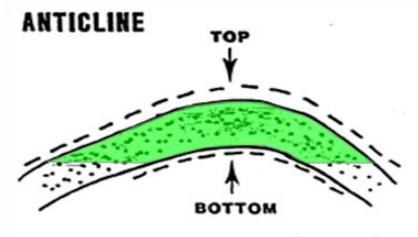


Figura 5. Sello superior e inferior de un anticlinal.

Muchas de las trampas tienen tres sellos (superior, inferior y lateral) sin embargo en algunas trampas el superior es el más importante pero en general el lateral es crítico.

I.1.5.1. Clasificación de las trampas petroleras.

En la siguiente tabla 2 se enseña la principal clasificación de trampas petroleras para después dar una explicación de cada una. En el capítulo 3 se explicarán a detalle este tipo de trampas, pues son parte de la clasificación de yacimientos.

Tabla 2. Clasificación de trampas petroleras

TRAMPAS ESTRUCTURALES	}	<ul style="list-style-type: none"> a) Pliegues anticlinales. b) Domos. c) Fallas normales. d) Fallas inversas.
TRAMPAS POR VARIACIÓN DE PERMEABILIDAD (INCLUYENDO LAS TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS)	}	<ul style="list-style-type: none"> a) Cambios de facies. b) Discordancia: angulares y Paleogeomórficas. c) Variación causada por aguas subterráneas. d) Variación causada por truncamiento.
TRAMPAS MIXTAS	}	<ul style="list-style-type: none"> e) Combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad. f) Hidrodinámicas.

I.1.5.2. Trampas Estructurales.

Se deben a procesos posteriores al depósito de los sedimentos como por ejemplo, la deformación de los estratos del subsuelo causada por fallas (fracturas con desplazamiento) y plegamientos.

I.1.5.3. Trampas estratigráficas.

Este tipo de trampas son producidas por cambios laterales en la litología o en la calidad del almacén como también se producen por el cambio de las unidades porosas (primarias, por solución o fracturamiento) a rocas compactas (sellos), dicho cambio puede ser depositacional, erosional o diagenético.

I.1.5.4. Trampas Mixtas.

La mayoría de las trampas no corresponden a rasgos simples sino que combinan elementos estratigráficos y estructurales donde también existen combinaciones inimaginables de este tipo de trampas pero se les considera combinadas cuando, ni los elementos estructurales ni los estratigráficos por si mismos forman la trampa, por lo que ambos elementos son esenciales. En general, reconocer una trampa de cualquier tipo no garantiza que contendrá HC's, pero el entendimiento de las complicaciones geológicas asociadas a los diferentes tipos de trampas, puede ayudar a evitar sorpresas durante la exploración.

I.1.6. Sincronía y Play.

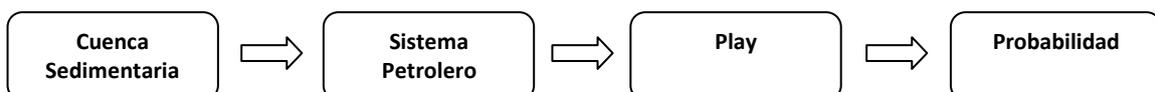
La sincronía es la relación precisa en espacio y tiempo de todos los elementos que conforman el sistema petrolero, para que este pueda existir, es de suma importancia que a lo largo del tiempo cada elemento que conforma el sistema petrolero se presente de forma ordenada (ambiente sedimentario, roca generadora, migración, roca almacén, roca sello, formación de la trampa y preservación) ya que de lo contrario no se podrá acumular de manera exitosa los HC's generados.

Niveles de investigación del petróleo.

Un Play es un grupo de prospectos o campos similares en cuanto a roca generadora, roca almacenadora, roca sello y trampas en el subsuelo como lo ha sido explicado anteriormente, bajo las condiciones de sincronía ya descritas.

Un sistema petrolero puede contener varios plays. Los plays generalmente ofrecen atractivas condiciones económicas, sin embargo, algunos prospectos de los plays pueden contener producción de hidrocarburos no comercial; también algunos prospectos de esos plays, pueden ser considerados no atractivos por la calidad de los hidrocarburos (por el momento de su descubrimiento), pero en el futuro lejano a largo plazo, con respecto a la fecha de descubrimiento, puede ser de gran atractivo económico, un ejemplo de estos son: los prospectos de crudo extrapesado (7 a 12 °API) de las áreas marinas y terrestres, descubiertas desde 1983 y que al día de hoy son un gran importancia por el volumen original que representan para un futuro desarrollo y proceso de esos hidrocarburos (24,500 MMBPCE).

Tabla 3. Niveles de investigación del petróleo.



El desarrollo de un campo petrolero, exploración, es realizado por diversas compañías de servicios en el cual se llegará a dividir en las siguientes partes:

De una superficie, a realizar un estudio o un desarrollo de campo, se irán reduciendo de forma porcentual continuamente de acuerdo a cada uno de los siguientes estudios a realizar:

- -10% Fotografías aéreas, genera un mosaico a estudiar del campo.
- -20% o -30% Estudios de Geología superficial, donde están mapas geológicos, mapas geográficos, columnas estratigráficas.
- -30% o -40% Estudios de Métodos indirectos. De los cuales se tienen los siguientes dos:
 - Gravimetría: variación del campo gravitacional producidas por grandes masas de rocas densas.
 - Magnetometría: estudia variación del campo magnético.

Al final se aplicarán estudios de Métodos directos que es la Sismología 2D y 3D en donde el uso de retículas que se trazan en la zona de interés en un mapa de vista aérea, quedando de 5 a 10 metros las distancias entre las retículas, con lo cual se puede ubicar de una manera más delimitada las trampas que están en el subsuelo.

Con este proceso se puede realizar una evaluación del potencial petrolero de algún campo petrolero con el fin de encontrar zonas con mayor probabilidad de acumulaciones de hidrocarburos y sean comerciables.

En el mismo desarrollo de un campo petrolero a estudiar se realizaran otras actividades las cuales cada una de ellas se llevarán a cabo durante un lapso de tiempo, como se muestra en la siguiente tabla 4.

Tabla 4. Actividades a realizar en el desarrollo de un campo petrolero.

ACTIVIDAD	TIEMPO
Adquisición de fotografías aéreas	1 mes
Interpretación de fotografías aéreas	6 mese
Geología superficial de detalle Geología superficial de semidetalle (Datos de campo)	1 - 2 años
Interpretación semisuperficial de semidetalle y generación de plano	1 año
Geología superficial de detalle	1 año
Interpretación de Geología superficial de detalle	1 año
Gravimetría, obtención de datos de campo	2.5 años (terrestre 1 año, marina 1 años, aérea 6 meses)
Interpretación Gravimetría:	1 año
Magnetometría, obtención de datos de campo	2.5 años (terrestre 1 año, marina 1 años, aérea 6 meses)
Interpretación Magnetometría	1 año
Sismología	1 año
Procesado sísmico	6 meses
Interpretación sísmica	1 año
Integración geológica y geofísica	1 año

Una compañía tarda en llevar a cabo el desarrollo de un campo petrolero aproximadamente en 12 años.

CAPÍTULO II

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS PETROLEROS

Una vez visto los elementos que conforma el Sistema Petrolero, para la localización de yacimientos portadores de HC's, se deberá de analizar y estudiar el comportamiento y las propiedades de los fluidos que contendrán estos mismos yacimientos (Análisis PVT) pues estos irán presentado diversos cambios conforme comienza la extracción ante las modificaciones de presión, temperatura y volumen, y de esa manera tener una mayor precisión en el comportamiento de los yacimientos y los fluidos producidos.

II.1 Comportamiento de gases ideales y características.

El gas natural puede ocurrir como tal, en yacimientos de gas libre o asociado con yacimientos de petróleo y de condensado. En vista de que el gas natural normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, es de gran importancia el conocimiento de ciertas propiedades físicas del mismo que son fundamentales en el análisis del comportamiento de yacimientos de petróleo, gas y condensado.

El concepto de gas ideal es un gas teórico compuesto de un conjunto de partículas puntuales con desplazamiento aleatorio que no interactúan entre sí.

Se considera que un gas ideal presenta las siguientes características:

- El número de moléculas es despreciable comparado con el volumen total de un gas.
- No hay fuerza de atracción entre las moléculas.
- Las colisiones son perfectamente elásticas.
- Evitando las temperaturas extremadamente bajas y las presiones muy elevadas, podemos considerar que los gases reales se comportan como gases ideales.

Los gases reales que más se aproximan al comportamiento del gas ideal son los gases monoatómicos en condiciones de baja presión y alta temperatura. Empíricamente, se observan una serie de relaciones entre la temperatura, la presión y el volumen que dan lugar a la ley de los gases ideales.

Las relaciones que describen el comportamiento Presión, Temperatura y Volumen, PVT, de gases son llamadas ecuaciones de estado. La ecuación de estado más simple, es la llamada ley de los gases ideales:

$$pV = nRT \quad \dots (2.1)$$

V = volumen estándar

n = moles de gas a la presión p y temperatura T

R = Constante universal de los gases.

Esta ecuación es el resultado de los esfuerzos combinados de Boyle, Charles, Avogadro y Gay Lussac, y es solo aplicable a presiones cercanas a la presión atmosférica para la cual fue experimentalmente obtenida y a las cuales los gases se comportan como ideales.

Debido a que n es igual al peso total de gas, m , dividido por el peso molecular, M , la Ecu 2.1 puede escribirse como:

$$pV = \frac{m}{M} RT \quad \dots (2.2)$$

Las ecuaciones 2.1 y 2.2 son formas de la ecuación general de los gases ideales.

II.1.1. Gravedad específica del gas γ_g

La gravedad específica del gas se define como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones normales (14.7 lpc y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y puede escribirse así:

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_a} \dots (2.3)$$

La densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen, así, la Ecu2 se tiene

$$\rho_g = \frac{m}{v} = \frac{pM}{RT} \dots (2.4)$$

Reemplazando la ecuación 2.4 en la ecuación 2.3 para el gas y el aire a las mismas condiciones de presión y temperatura se llega a la siguiente expresión:

$$\gamma_g = \frac{\frac{pM_g}{RT}}{\frac{pM_a}{RT}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28.96} \dots (2.5)$$

M_g = Peso molecular del gas lbs/ lb-mol o gr/gr-mol

M_a = Peso molecular del aire, (= 28.96 lbs / lb-mol)

II.1.2. Comportamiento de una mezcla de gases ideales.

En la ingeniería petrolera es de suma importancia el análisis de una mezcla de gases tanto en la producción como en la etapa de separación en las baterías, ya que el gas natural es una mezcla de gases.

II.1.2.1. Presiones parciales: Ley de Dalton.

John Dalton postuló la ley de presiones parciales:

“La presión total de una mezcla de gases (que no reaccionan entre sí) es igual a la suma de las presiones parciales de todos los gases presentes”

Se denomina presión parcial de un gas, en una mezcla, a la presión que el gas ejercería si ocupara sólo el volumen total del recipiente. Si se toma como ejemplo el aire y se consideran sólo tres de sus constituyentes (el nitrógeno, el oxígeno y el vapor de agua), la presión total del aire o presión atmosférica será:

$$P_{atm} = P_o + P_{N_2} + P_{H_2O} \dots (2.6)$$

En donde:

$$P_{O_2} = \frac{n_{O_2} R T}{V}; P_{N_2} = \frac{n_{N_2} R T}{V} \text{ y } P_{H_2O} = \frac{n_{H_2O} R T}{V} \dots (2.7)$$

Dado que toda la mezcla está a la misma temperatura y presión, y ocupa el mismo volumen, se tiene:

$$P_{atm} = \frac{(n_o + n_{N_2} + n_{H_2O}) R T}{V} = \frac{\sum n R T}{V} \dots (2.8)$$

Ahora se puede hacer el cálculo de la presión parcial del oxígeno (p_{O_2}). Si $p_{O_2} = \frac{n_{O_2} R T}{V}$

entonces:

$$\frac{p_{O_2}}{p_{atm}} = \frac{\frac{n_{O_2} R T}{V}}{\frac{\sum n R T}{V}} = \frac{n_{O_2}}{\sum n} \rightarrow p_{O_2} = \frac{p_{atm} n_{O_2}}{\sum n} \dots (2.9)$$

Finalmente $p_{O_2} = P_{atm} X_{O_2}$

Donde X_{O_2} es la fracción molar del oxígeno en el aire o, en este caso $X_{O_2} = \frac{n_{O_2}}{n_{O_2} + n_{N_2} + n_{H_2O}}$

Entonces, la presión parcial del oxígeno en el aire es igual al valor de la presión atmosférica por la fracción molar del oxígeno. Lo mismo ocurre en el caso de los otros componentes del aire. La Ley de Dalton es válida solo cuando la mezcla y cada componente de la misma se comportan de acuerdo a la teoría de la mezcla.

II.1.2.2. Ley de los volúmenes parciales de Amagat.

Esta ley dice que en una mezcla de gases, el volumen total puede ser considerado como la suma de los volúmenes estándar parciales de los constituyentes de la mezcla:

$$V_{total} = V_1 + V_2 + V_3 + \dots + \dots \quad (2.10)$$

El volumen estándar parcial de cada constituyente es el volumen que ocuparía el gas si estuviera presente solo a una temperatura dada y a la presión total de la mezcla. Se puede calcular mediante:

$$V_i = X_i V_T \dots \quad (2.11)$$

En donde X_i es la fracción mol del i-ésimo componente y esta dado por el cociente entre el número de moles de "i" (n_i) respecto al número total de moles (n_T):

$$X_i = \frac{n_i}{n_{total}} \dots \quad (2.11)$$

O también se puede obtener las siguientes ecuaciones simplificadas a partir de la ecuación de gases ideales para cada uno de los componentes de una mezcla de gas.

$$V_1 = \frac{RT n_1}{p}; \quad V_2 = \frac{RT n_2}{p}; \quad V_3 = \frac{RT n_3}{p};$$

$$V_{total} = \frac{RT n_1}{p} + \frac{RT n_2}{p} + \frac{RT n_3}{p} + \dots + \dots \quad (2.12)$$

Simplificando:

$$V_{total} = \frac{RT}{p} (n_1 + n_2 + n_3 + \dots + n_N) = \frac{RT}{p} \sum_{i=1}^N n_i = \frac{RT}{p} n_{total} \dots \quad (2.13)$$

Y el volumen parcial del componente "i" se calcula así:

$$V_i = \frac{RT}{p} n_i \dots \quad (2.13)$$

Y el cálculo de X_i siendo la fracción mol del i-ésimo componente es la siguiente:

$$\frac{V_i}{V_{total}} = \frac{\left(\frac{RT}{p}\right) n_i}{\left(\frac{RT}{p}\right) n_{total}} = \frac{n_i}{n_{total}} = X_i \dots \quad (2.14)$$

Si no se conoce el peso molecular del gas, pero se conocen los pesos moleculares de las fracciones molares de la mezcla, M_i , se determina el peso molecular aparente de la mezcla de gas:

$$M_{total} = \sum_{i=1}^N X_i M_i \dots \quad (2.15)$$

M_i = Peso molecular del componente i en la mezcla, lbs /lb – mol o grs/gr-mol.
 X_i = componente i en la mezcla, fracción molar.
 n = número de componentes en la mezcla.

Para el cálculo de la densidad de una mezcla de gases ideales se tiene:

$$\rho_g = \frac{p M_{total}}{R T} \dots (2.16)$$

Su volumen específico será el siguiente, conociendo que el volumen específico, v , es el volumen específico de la unidad de masa de una sustancia $v = \frac{V}{m} = \frac{1}{\rho}$

$$pV = \frac{m R T}{M_{total}} \rightarrow v = \frac{R T}{p M_{total}} = \frac{1}{\rho_g} \dots (2.17)$$

La densidad relativa de una mezcla de gases es la relación de la densidad del gas a la densidad del aire seco ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura

$$\gamma_g = \frac{\frac{p M_{total}}{R T}}{\frac{p M_{aire}}{R T}} = \frac{M_{total}}{M_{aire}} = \frac{M_{total}}{28.96} \dots (2.18); M_{aire} = \text{peso molecular del aire } (28.96 \frac{lbm}{lbmol})$$

II.2 Propiedades y comportamiento de gases reales.

Los gases reales son los gases que realmente existen y con los que podemos interactuar en el medio ambiente. La desviación de estos gases en comparación a los ideales se da según la Teoría cinética molecular, los gases carecen de fuerzas de atracción y no poseen volumen sus moléculas, es decir, los gases reales se aproximan al comportamiento ideal a altas temperaturas y a bajas presiones.

Para predecir el comportamiento de los gases reales en condiciones poco apropiadas para suponer comportamiento ideal, se debe realizar una corrección de la Ecuación General de los Gases, el cual se verá a continuación.

II.2.1. Ecuación de estado para gases reales.

El Factor de compresibilidad Z , es un factor de corrección, que se introduce en la ecuación de estado de gas ideal para modelar el comportamiento de los gases reales, los cuales se pueden comportar como gases ideales para condiciones de baja presión y alta temperatura, tomando como referencia los valores del punto crítico.

El Factor de compresibilidad Z se puede entender matemáticamente como:

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} \dots (2.19)$$

Donde

V_{actual} = Volumen estándar que se tiene del gas

V_{ideal} = Volumen estándar del gas tomado de la ecuación de gas ideal

Partiendo de esta definición y recordando que

$$V_{ideal} = \frac{R T}{P}$$

Sustituyendo en la definición de Z

$$Z = \frac{P V_{real}}{R T} \rightarrow P V_{real} = Z R T \dots (2.20)$$

Es decir Z representa un factor de corrección para la ecuación de los gases ideales. Con base en esto se encuentra tres tipos de comportamiento distintos:

- $Z = 1$, comportamiento de Gas Ideal. (altas temperaturas y bajas presiones).
- $Z > 1$, gases como el Hidrógeno y Neón, difícilmente compresibles (altas temperaturas y presiones).
- $Z < 1$, gases como el O₂, Argón y CH₄, fácilmente compresibles (bajas temperaturas y altas presiones).

II.2.2. La ley de los estados correspondientes.

Esta ley explica que todos los gases reales tienen un comportamiento (como el factor de compresibilidad Z) similar cuando son analizados en función de la presión, volumen y temperatura reducidos, es decir es la relación entre las variables de presión, temperatura y volumen con sus valores críticos correspondientes.

$$P_r = \frac{p}{P_c} ; V_r = \frac{V}{V_c} ; T_r = \frac{T}{T_c}$$

$P_r, V_r, T_r =$ valores de presión, volumen y temperatura reducidos
 $P_c, V_c, T_c =$ valores de presión, volumen y temperatura críticos

II.2.3. Presión y Temperatura pseudocríticas y pseudoreducidas para mezcla de gases, P_{pc} y T_{pc} , P_{pr} y T_{pr}

Con el propósito de estudiar el comportamiento de mezclas gaseosas, se ha introducido el concepto de presión y temperatura pseudocríticas, P_{pc} y T_{pc} .

Una serie de métodos o reglas de combinación han sido propuestas para determinar estas propiedades pseudocríticas cuando se conoce la composición de la mezcla gaseosa. Estos métodos o reglas de combinación suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente de dicho componente.

Para el cálculo de dichas propiedades se tiene el Método de Kay, W.B.

$$P_{pcM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} \dots (2.21)$$

$$T_{pcM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \dots (2.22)$$

$P_{pcM} =$ Presión pseudocrítica de la mezcla l_{pc}
 $T_{pcM} =$ Temperatura pseudocrítica de la mezcla °R
 $P_{ci} =$ presión crítica del componente i , l_{pc}
 $T_{ci} =$ temperatura crítica del componente i °R
 $y_i =$ componente i en la mezcla, fracción molar
 $n =$ número de componentes en la mezcla

Una vez calculadas las propiedades pseudocríticas de presión y temperatura se calculan las propiedades pseudoreducidas de la siguiente manera.

$$P_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \& \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \dots (2.23)$$

Donde P_{pr} y T_{pr} son las propiedades pseudoreducidas de presión y temperatura.

En función de las propiedades pseudoreducidas se pueden hacer uso de correlaciones para el cálculo de factores de compresibilidad a determinada presión y temperatura para gases naturales como la correlación Standing & Katz.

II.2.4. Factor de volumen del gas de formación, B_g .

El factor volumétrico del gas de formación se define como el volumen (generalmente barriles o pies cúbicos) que ocupa en el yacimiento, la unidad volumétrica (generalmente un barril o un pie cúbico) de gas a condiciones normales.

En otras palabras, este factor relaciona el volumen de gases en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales (14.7 lpc y 60°F).

Aplicando la ley de los gases reales $pV = nzRT$ a condiciones normales y a condiciones de yacimiento se tiene:

$$B_g = \frac{V_g @ c.y.}{V_g @ c.s.} = \frac{\frac{nzRT}{p} @ c.y.}{\frac{nz_1RT_1}{p_1} @ c.s.} \dots (2.24)$$

Donde, la misma masa de gas nR se simplifican, y dado que la presión y la temperatura (p_1 & T_1) son a condiciones normales, el factor de compresibilidad $z \cong 1.0$ la ecuación se reduce a la siguiente:

$$B_g = \frac{zp_1T}{z_1pT_1} = \frac{(14.7)zT}{(1.0)(60+460)p} = 0.02827 \frac{zT}{p} \frac{cf}{SCF} \dots (2.25)$$

En algunos casos se utiliza el inverso de B_g (Factor de expansión del gas, E_g)

$$E_g = \frac{1}{B_g} = 35.37 \frac{p}{zT} \frac{pc @ c.s.}{pc @ c.y.} \dots (2.26)$$

La siguiente figura 6 ilustra el comportamiento típico de B_g y E_g vs. Presión y Temperatura constante para un determinado gas.

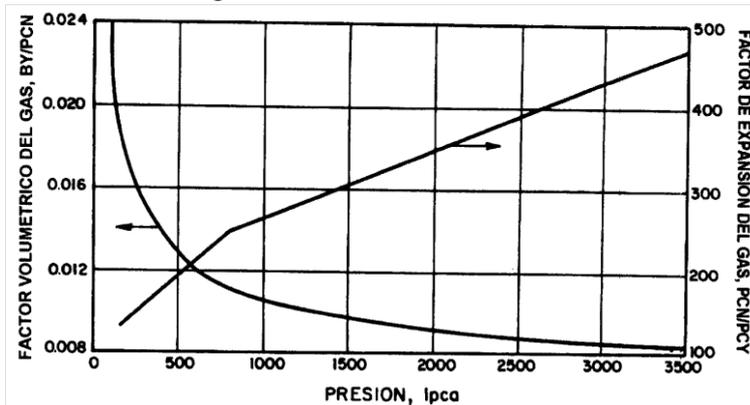


Figura 6. Comportamiento de B_g y E_g vs. presión y temperatura constante.

Para calcular B_g y E_g a una determinada presión y temperatura, el valor del factor de compresibilidad, Z , a esas condiciones debe ser conocido.

II.2.5. Compresibilidad del gas, C_g .

La compresibilidad isotérmica de un gas, c_g en lpc^{-1} , se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es:

$$c_g = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots (2.27)$$

Donde, V se refiere a volumen, p a presión y el subíndice T a temperatura. El término compresibilidad de un gas, no debe confundirse con el término factor de compresibilidad del gas, como comúnmente se le denomina al factor de desviación Z de los gases.

El cambio en volumen con variación de presión para gases a condiciones isotérmicas (caso frecuente en yacimientos), es expresado por la ley de los gases reales:

$$V = \frac{nzRT}{p}$$

Diferenciando con respecto a la presión a temperatura constante, se tiene:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = \frac{nRT}{p} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - \frac{nRT}{p^2} = V \left[\frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - \frac{1}{p} \right] \dots (2.28)$$

Sustituyendo $\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T$ en la ecuación 2.27 se tiene:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \dots (2.29)$$

Así, conociendo la relación Z vs. P a temperatura constante, se puede determinar el gradiente $\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T$ y por lo tanto evaluar c_g Para cualquier gas real.

Para el caso especial de gases ideales, $z \cong 1.0$ & $\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T = 0$, y la compresibilidad simplemente es el recíproco de la presión:

$$c_g = \frac{1}{p} \dots (2.30)$$

Así, un gas ideal a 1000 lpc. Tendrá una compresibilidad de 1/1000 ó $1000 \times 10^{-6} \text{ lpc}^{-1}$. La siguiente figura 7 presenta el comportamiento típico de c_g vs. Presión a Temperatura constante.

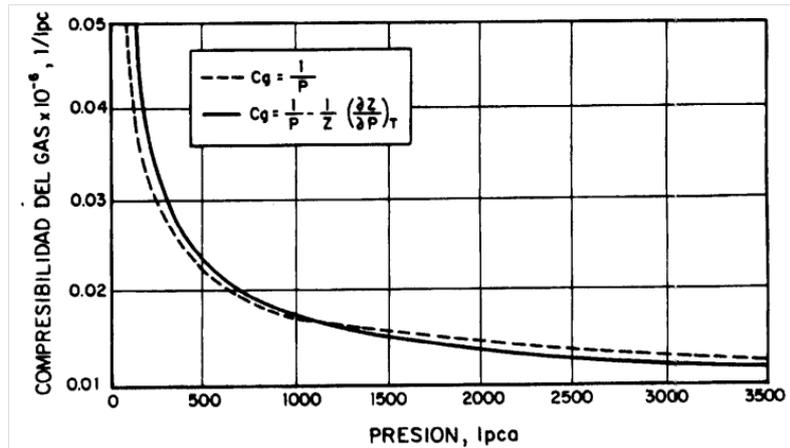


Figura 7. Comportamiento de c_g vs. presión a temperatura constante.

Debido a la dificultad de obtener un gráfico de Z vs. p a temperatura constante, se reemplazó la presión por el producto de la presión pseudocrítica y la presión pseudoreducida, $p = (p_{pc})(p_{pr})$ & $\partial p = (p_{pc})(\partial p_{pr})$, así, la ecuación puede ser expresada en términos de p_{pr} & T_{pr} , esto es:

$$c_g = \frac{1}{(p_{pc})(p_{pr})} - \frac{1}{z p_{pc}} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}}\right)_{T_{pr}} \dots (2.31)$$

Multiplicando ambos lados de la ecuación la presión pseudocrítica, p_{pc} , se obtiene el producto $(c_g)(p_{pc})$, El cual se define como la compresibilidad pseudorreducida, c_r :

$$c_r = (c_g)(p_{pc}) = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \dots (2.32)$$

II.2.6. Viscosidad del gas μ_g .

La viscosidad de un gas es, en general, considerablemente más baja que la de un líquido, ya que las distancias intermoleculares de un gas son mayores que las de un líquido. Además, todos los gases tienen comportamiento reológico Newtoniano y se rigen por la ley de viscosidad de Newton. La siguiente figura 8 presenta el comportamiento típico de μ_g vs presión ante las temperaturas diferentes:

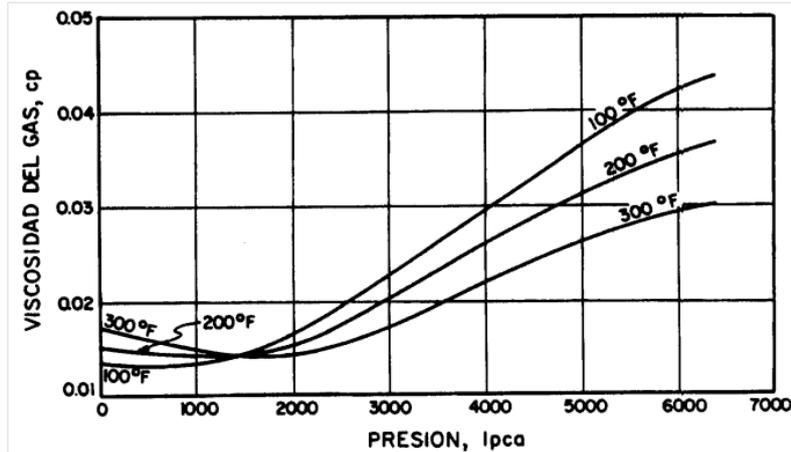


Figura 8. Comportamiento de μ_g vs presión a temperaturas diferentes

Los siguientes factores afectan la viscosidad de un gas:

- A bajas presiones (<1000 - 1500 lpca) a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen gran cantidad de choques intermoleculares.
- A elevadas presiones (>1000 - 1500 lpca) a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas y un gas tiende a comportarse como un líquido.
- A cualquier temperatura, la viscosidad de un gas aumenta con el incremento de presión debido a la disminución de las distancias intermoleculares.
- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por tanto su viscosidad será mayor.

La viscosidad de un gas puede ser determinada experimentalmente o por medio de ecuaciones. La determinación de μ_g en el laboratorio es difícil debido a que su valor es muy pequeño ($\approx 0.2 \text{ cp}$) para ser medido con exactitud. Por esta razón, se prefiere utilizar correlaciones gráficas o numéricas para su determinación.

II.2.6.1. Coeficiente de viscosidad del gas.

Es una unidad de resistencia que se presenta ante el flujo ejercido por un fluido. Si se mide el esfuerzo cortante y el gasto cuando un fluido se encuentra en movimiento entre dos placas paralelas, en donde una placa se mueve con respecto a la otra para un gasto cualquiera, se puede encontrar que el esfuerzo cortante, σ_{xy} , es directamente proporcional al gasto y donde la constante de proporcionalidad se define como la viscosidad de un fluido, μ_g , esto es:

$$\sigma_{xy} = \mu_g \frac{\partial u}{\partial y} \dots (2.33)$$

La viscosidad es obtenida de la resistencia que opone un fluido al flujo. Al recíproco de la viscosidad se llama fluidez, cuyas unidades de campo son cp y se le conoce como viscosidad dinámica y se calcula de la siguiente manera:

$$\mu_d = \rho_g v \dots (2.34)$$

Donde μ_d es la viscosidad dinámica en cp, ρ_g la densidad del gas en gr/cm^3 y v es la viscosidad cinemática en centistokes ($1 \text{ centistokes} = 1 \text{ cm}^2/100 \text{ seg}$).

La viscosidad de gases puros se calcula de forma experimental en el laboratorio mientras que la viscosidad de una mezcla de gases conocidos y cuando las viscosidades de cada componente se conocen a una presión y temperatura de interés, entonces la viscosidad de la mezcla se puede calcular de la siguiente manera:

$$\mu_g = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i y_i M_i^{\frac{1}{2}}}{\sum_{i=1}^n y_i M_i^{\frac{1}{2}}} \dots (2.35)$$

II.3 Propiedades físicas del petróleo.

II.3.1. Densidad del petróleo, ρ_o .

La densidad del petróleo, ρ_o en lbs/ft^3 , a presiones menores o iguales a la presión del punto de burbujeo ($p \leq p_b$) se determina con la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \frac{350 \gamma_o + 0.0764 \gamma_{ga} R_s}{5.615 B_o} \dots (2.36)$$

ρ_o = densidad del petróleo, lbs/ft^3

B_o = factor volumétrico del petróleo, BY/BN

R_s = relación gas disuelto-petróleo, PCN/BN

γ_o = gravedad específica del petróleo, (agua=1)

γ_{ga} = gravedad específica del gas disuelto, (aire=1)

350 = densidad del agua a condiciones normales, lbs/Bl

0.0764 = densidad del aire a condiciones normales, lbs/ft^3

5.615 = factor de conversión, ft^3/Bl

La densidad del petróleo a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo ($p > p_b$), se determinó mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[c_o(p_b - p)] \dots (2.37)$$

ρ_{ob} = densidad del petróleo a p_b , lbs/ft^3

p_b = presión de burbujeo, lpc

p = presión de interés, lpc

c_o = compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc^{-1}

II.3.2. Gravedad específica del petróleo, γ_o .

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:

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots (2.38)$$

Esta gravedad específica (adimensional) normalmente es reportada como $60^\circ/60^\circ$, esto significa que la densidad del petróleo y del agua fueron medidas a 60°F y a presión

atmosférica. Para el petróleo es de uso común la gravedad °API (American Petroleum Institute), definida mediante la siguiente relación:

$$\gamma_{\text{API}} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5 \dots (2.39)$$

Donde, γ_{API} , es la gravedad °API del petróleo, °API y γ_o la gravedad específica del petróleo a 60°/60°. Obsérvese que petróleos más livianos que el agua $\gamma_o < 1.0$, tienen γ_{API} mayor de 10, y más pesados del agua tienen γ_{API} menor de 10. Al agua, $\gamma_w = 1.0$, le corresponde una γ_{API} de 10.

Presión de burbujeo, p_b .

La presión 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.

A presiones por debajo de la presión de burbujeo se forman dos fases en equilibrio: líquida (crudo con gas en solución) y gaseosa (gas natural). La fase líquida está constituida por crudo saturado con gas natural, por esto a estas presiones se les llama presión de saturación, p_s .

II.3.3. Relación gas disuelto-petróleo, R_s .

La relación gas disuelto-petróleo, R_s , se define como el número de pies cúbicos normales (PCN) de gas que pueden disolverse en un barril normal (BN) de petróleo cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura prevalecientes en el yacimiento, su comportamiento se muestra en la figura 9.

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, a 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 p y T se dice que el crudo está bajosaturado (no 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 decirse 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 esta razón, se encuentran yacimientos con capa de gas inicial (exceso de gas a las condiciones de p y T existentes) y yacimientos bajosaturados (no saturados).

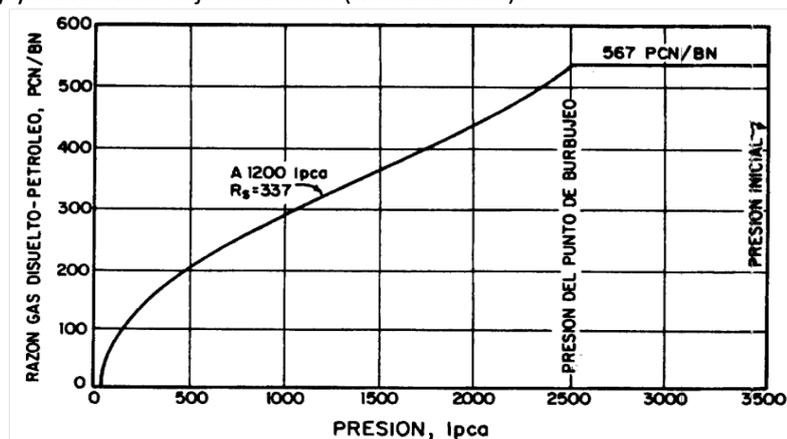


Figura 9. Comportamiento de R_s vs. presión a temperatura constante.

Obsérvese que R_s aumenta con presión hasta llegar a la presión de burbujeo, p_b , a partir de la cual se mantiene constante. La razón de esto, es que al llegar al punto de burbujeo no existe

más gas disponible para entrar en solución con el petróleo. Así, por arriba de la presión de burbujeo el petróleo está bajosaturado ya que una disminución de presión no causa liberación de gas (R_s es constante); sin embargo, por debajo de la presión de burbujeo el petróleo está saturado, ya que una disminución de presión origina una liberación de gas debido a que R_s disminuye.

La siguiente relación representa la relación gas disuelto-petróleo, R_s :

$$R_s = \frac{\text{volumen de gas producido en la superficie @ c.s.}}{\text{volumen de aceite que entra al tanque de almacenamiento @ c.s.}} \dots (2.40)$$

$$R_s = \frac{V_g @ c.s.}{V_o @ c.s.}$$

Los siguientes factores afectan la solubilidad del gas en el petróleo:

Presión: al aumentar la presión aumenta R_s .

Temperatura: al aumentar la temperatura disminuye R_s .

Gravedad del petróleo: al aumentar la gravedad °API aumenta R_s .

Gravedad del gas: al aumentar la gravedad específica del gas aumenta R_s .

II.3.4. Factor volumétrico del petróleo, B_o

El factor volumétrico del petróleo, B_o , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo junto con su gas disuelto.

También, puede definirse como el cambio 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 del gas en solución.

La siguiente expresión representa el factor volumétrico del petróleo, B_o :

$$B_o = \frac{(\text{Volumen de aceite con su gas disuelto}) @ c.y.}{\text{volumen de aceite @ c.s.}} \dots (2.41)$$

$$B_o = \frac{V_o @ c.y.}{V_o @ c.s.}$$

La siguiente figura 10 presenta el comportamiento típico de B_o vs presión a temperatura constante.

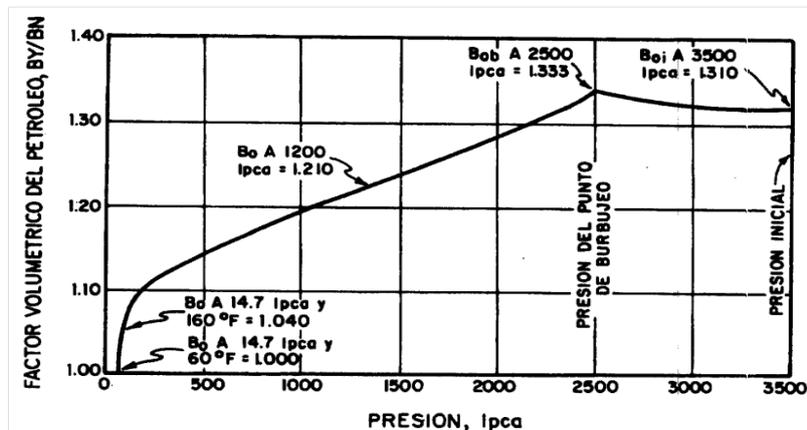


Figura 10. Comportamiento de B_o vs presión a temperatura constante.

Debido a que no se libera gas en solución cuando la presión disminuye desde su valor inicial de 3500 lpcá hasta la presión al punto de burbujeo a 2500 lpcá, el fluido de yacimiento permanece en estado monofásico (petróleo bajosaturado), sin embargo; como los líquidos son

ligeramente comprensibles, el volumen aumenta de 1.310 BY/BN a la presión inicial de 1.333 BY/BN a la presión del punto de burbujeo.

Por debajo de la presión de burbujeo, la expansión líquida continúa, pero su efecto sobre el aumento en volumen es insignificante comparado con un efecto mucho mayor: la reducción en el volumen líquido debido a la liberación del gas en solución. A 1200 lpc. El volumen disminuye a 1.210 BY/BN, y a la presión atmosférica y 160°F disminuye a 1.040 BY/BN. La disminución de 1.040 BY/BN a 1.00 BY/BN a presión atmosférica y 60°F, se debe a la reducción o merma por efecto de temperatura, ya que la presión se mantuvo constante. Siendo B_o proporcional a R_s , los factores que afectan a R_s afectan a B_o de la misma manera.

II.3.5. Factor volumétrico total, B_t

El factor volumétrico total o bifásico, B_t , se define como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de petróleo más su gas originalmente (inicialmente) en solución.

En otras palabras, este factor incluye el volumen líquido, B_o , más el volumen de la diferencia entre la relación inicial gas disuelto-petróleo, R_{si} , y la relación gas disuelto-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento, R_s . Si el factor volumétrico del gas es B_g en BY/PCN, para el gas en solución, el factor volumétrico total puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s)B_g \dots (2.42)$$

Donde

B_t = Factor volumétrico total, BY/BN

B_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN

B_g = Factor volumétrico del gas a p y T , BY/PCN

R_{si} = Razón gas disuelto - petróleo a p_i , PCN/BN

R_s = Razón gas disuelto - petróleo a p , PCN/BN

La siguiente figura 11 ilustra el comportamiento típico de B_t y B_o vs. Presión a Temperatura constante

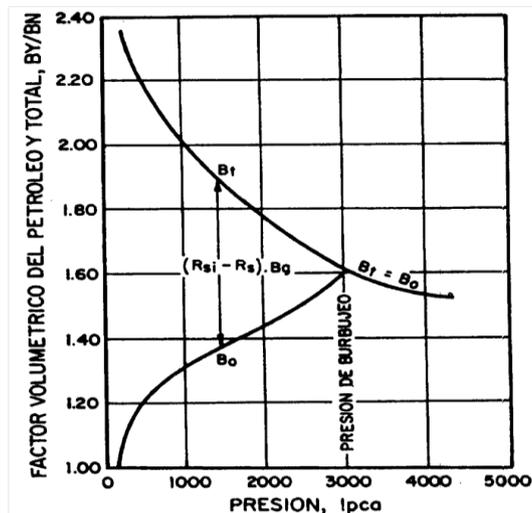


Figura 11. Comportamiento de B_t y B_o vs. presión a temperatura constante

Por arriba la presión de burbujeo, $R_{si} = R_s$, y el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo, $B_t = B_o$. Sin embargo; por debajo de la presión de burbujeo a medida que la presión disminuye el B_o disminuye pero él B_t aumenta debido a que el término $(R_{si} - R_s)B_g$ aumenta puesto que B_g aumenta y R_s disminuye mientras que R_{si} es un valor constante.

II.3.6. Compresibilidad del petróleo, c_o .

En general, la compresibilidad isotérmica de un fluido, c en lpc^{-1} , se define como el cambio fraccional en volumen cuando la presión es cambiada a temperatura constante, esto es:

$$c = -\frac{1}{v} \left(\frac{\partial v}{\partial p} \right)_T \dots (2.43)$$

Donde v se refiere a volumen específico, p a presión y el subíndice T a temperatura.

La compresibilidad del petróleo bajosaturado (petróleo que está por arriba de la presión del punto de burbujeo) se define de la siguiente manera:

$$C_o = -\frac{1}{v_o} \left(\frac{\partial v_o}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_o} \left(\frac{\partial \rho_o}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T \dots (2.44)$$

Como el volumen de un líquido bajosaturado disminuye a medida que la presión aumenta, c_o es positiva. Para algunos crudos de ciertos yacimientos, c_o es esencialmente constante por arriba del punto de burbujeo, mientras que en otros varía con presión.

La siguiente figura 12 presenta el comportamiento típico de c_o vs. Presión a Temperatura constante para un crudo bajosaturado.

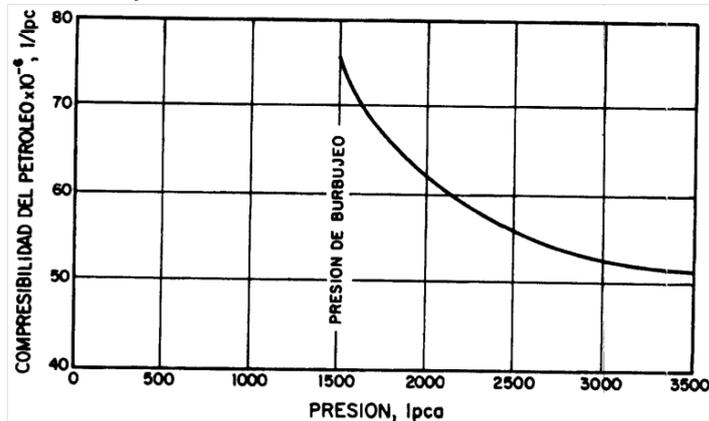


Figura 12. Gráfico c_o vs. presión a temperatura constante para un crudo bajosaturado.

La compresibilidad de crudos bajosaturados varía de 5 a $100 \times 10^{-6} \text{lpc}^{-1}$, los valores mayores corresponden a altas gravedades °API, mayores cantidades de gas disuelto y a mayores temperaturas. Una compresibilidad de $9.61 \times 10^{-6} \text{lpc}^{-1}$ quiere decir que el volumen de 1 millón de barriles de fluido de yacimiento aumentará 9.61 Bls para una reducción en presión de una libra por pulgada cuadrada.

Por debajo de la presión de burbujeo, el gas disuelto afecta la compresibilidad. Por lo tanto, la compresibilidad del petróleo para presiones menores de la presión de burbujeo, donde el volumen de petróleo aumenta con presión debido al gas que se disuelve en el líquido, se define de la siguiente manera:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial p} \right)_T + \frac{B_g}{B_o} \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \dots (2.45)$$

Nótese que esta ecuación se transforma a la ecuación anterior para presiones mayores que la presión de burbujeo debido a que R_s es constante con respecto a la presión. Especial cuidado debe tenerse en la evaluación de esta ecuación debido a que B_g se calcula en una variedad de unidades.

La siguiente figura 13 presenta el gráfico completo de c_o vs. Presión a Temperatura constante.

Como se observa, existe una discontinuidad a la presión del punto de burbujeo debido a que la liberación de la primera burbuja de gas causa un cambio drástico en el valor de la compresibilidad.

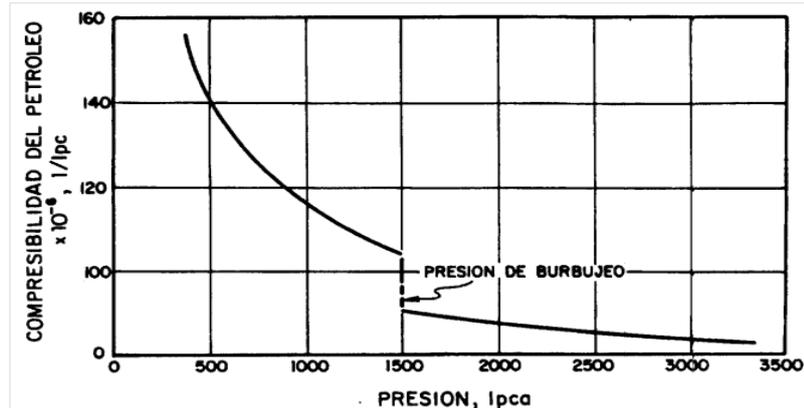


Figura 13. Gráfico c_0 vs. presión a temperatura constante.

II.3.7. Viscosidad del petróleo, μ_o .

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse).

En el caso del petróleo deben distinguirse dos tipos de viscosidad: viscosidad de un petróleo sin gas en solución, y viscosidad de un petróleo a determinada p y T llevando consigo la cantidad de gas, R_s , que puede disolverse a esas condiciones. En ambos casos, el efecto de la temperatura es disminuir la viscosidad, sin embargo; la presión en el primer caso aumenta la viscosidad y en el segundo la disminuye, ya que el efecto de disminución de la viscosidad por gas en solución es mayor que el efecto por compresibilidad del petróleo.

La siguiente figura 14 ilustra el comportamiento típico de μ_o vs presión a temperatura constante.

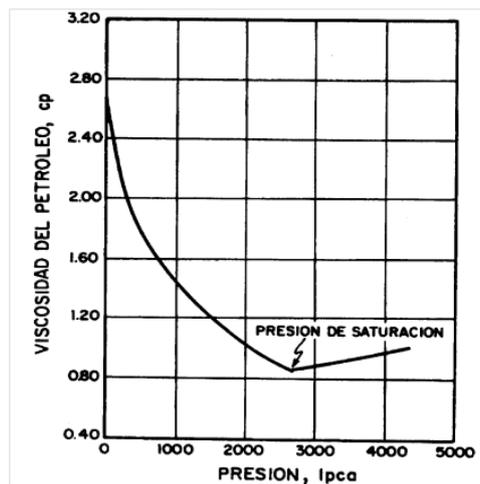


Figura 14. Comportamiento de μ_o vs presión a temperatura constante.

Obsérvese que por debajo de la presión de burbujeo la viscosidad disminuye con aumento en presión debido al efecto del gas que entra en solución, pero por arriba del punto de burbujeo la viscosidad aumenta con presión ya que no ocurre solubilidad adicional de gas y sólo actúa la compresibilidad. También hay que considerar que en yacimientos de aceite negro conforme el tiempo de producción incrementa al mismo tiempo decrece la propia energía del yacimiento, es decir, la presión de yacimiento disminuirá generando una disminución en la producción de aceite, debido a que el gas libre trata de ocupar el espacio para fluir, asimismo la viscosidad del aceite se incrementará.

La unidad de medida de la viscosidad dinámica o absoluta, μ , normalmente referida como viscosidad es el centipoise o poise. Una relación entre varios sistemas de unidades está dado por:

$$1 \text{ cp} = 0.01 \text{ poise} = 6.72 \times 10^{-4} \text{ lbs/(ft - seg)}$$

La viscosidad cinemática de un fluido, ν , es la viscosidad absoluta, μ , dividida por la densidad, ρ en gr/cm^3 . Esto es:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

II.3.8. Tensión interfacial gas-petróleo, σ_{go} :

La tensión interfacial gas-petróleo, σ_{go} , en dinas/cm, se define como la fuerza por unidad de longitud en la interface entre dos fluidos inmiscibles. La tensión interfacial entre un gas y un hidrocarburo líquido varía aproximadamente entre 35 dinas/cm a bajas presiones y gravedades °API a 0 dinas/cm a la presión crítica cuando ocurre solubilidad completa. Esta propiedad requerida para estimar fuerzas de presión capilar en cálculos de ingeniería de yacimientos y es un parámetro utilizado en algunas correlaciones en el cálculo de flujo multifásico en tuberías.

Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. Un ejemplo clásico de fluidos inmiscibles se tiene con el agua y el aceite.

En el caso de una interface gas-líquido, se le llama tensión superficial.

Las siguientes ecuaciones son ajustables para el cálculo de la tensión interfacial gas-petróleo a 68 y 100 °F:

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571\gamma_{API} \dots (2.46)$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571\gamma_{API} \dots (2.47)$$

σ_{68} : tensión interfacial a 68°F, dinas/cm

γ_{API} : gravedad del petróleo, °API

σ_{100} : tensión interfacial a 100°F dinas/cm

Debido a que el efecto de la temperatura sobre σ_{od} es desconocida, la extrapolación más allá del rango de temperatura de $100 < T \text{ (°F)} < 68$ no es recomendada. Por lo tanto, se sugiere que si la temperatura es mayor de 100°F, el valor a 100°F debe ser utilizado. De igual manera, si $T < 68^\circ\text{F}$, utilizar el valor calculado a $T = 68^\circ\text{F}$. Para temperaturas intermedias, utilizar la siguiente interpolación lineal entre los valores obtenidos a 68 y 100°F:

$$\sigma_T = \sigma_{68} - \frac{(T-68)(\sigma_{68}-\sigma_{100})}{32} \dots (2.48)$$

Donde, σ_T es la tensión interfacial en el rango de: $68 < T \text{ (°F)} < 100$.

El efecto del gas que entra en solución cuando la presión aumenta sobre la mezcla gas-petróleo, es reducir la tensión interfacial.

II.4 Propiedades físicas del agua

El agua normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos, por lo tanto, es importante el reconocimiento de ciertas propiedades de esta agua connata, intersticial o de formación. Ésas propiedades al igual que para los crudos pero en menor grado, son afectadas por presión, temperatura, cantidad de gas en solución y sólidos disueltos.

II.4.1. Presión de burbujeo, p_{wb} .

La presión de burbujeo de una salmuera (agua de formación) saturada con gas, es igual a la presión de burbujeo del crudo existente debido al equilibrio termodinámico entre las salmuera y el crudo.

Cuando la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión de burbujeo del crudo, la salmuera libera parte de su gas disuelto. Por lo tanto, la presión de saturación de la salmuera iguala la presión del yacimiento. Esto es análogo al petróleo, el cual está saturado a todas las presiones por debajo de la presión de burbujeo.

En yacimientos de gas, las salmueras se consideran saturadas a todas las presiones del yacimiento. Así, la presión de burbujeo de la salmuera en contacto con gas es igual a la presión inicial del yacimiento.

II.4.2. Relación gas disuelto-agua, R_{sw} .

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

Por lo general, el agua de formación contiene gases disueltos. La mayoría de estos gases son hidrocarburos, sin embargo, otros gases tales como CO_2 , N_2 y H_2S normalmente están presentes. La solubilidad de estos gases generalmente disminuye con un aumento en la salinidad del agua, y aumenta con presión.

La siguiente ecuación nos permite calcular la R_{swp} para presiones de 1.000 a 10.000 lpca. Es recomendable no utilizar esta cuestión a presiones menores de 1.000 lpca.

$$R_{swp} = A + Bp + Cp^2 \dots (2.49)$$

Donde

$$A = 8.15839 - 6.12265 \times 10^{-2} T + 1.91663 \times 10^{-4} T^2 - 2.1654 \times 10^{-7} T^3$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5} T + 3.05553 \times 10^{-7} T^2 - 2.94883 \times 10^{-10} T^3$$

$$C = (-9.02505 + 0.130237 T - 8.53425 \times 10^{-4} T^2 + 2.34122 \times 10^{-6} T^3 - 2.37049 \times 10^{-9} T^4) \times 10^{-7}$$

p = presión, lpca.

T = temperatura, °F

La siguiente ecuación ajusta la figura 3.2 dentro de un 3% para el siguiente rango de datos:
 $0 < S(\%) < 30$ y $70 < T(^{\circ}F) < 250^2$

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{-0.0840655 ST^{-0.285854}} \dots (2.50)$$

Donde T en °F y S (salinidad) en porcentaje por peso de sólidos disueltos (1%=10.000 ppm)

II.4.3. Factor volumétrico del agua, B_w .

El factor volumétrico del agua, B_w en BY/BN, en forma similar al petróleo, se define como el volumen que ocupa en el yacimiento la unidad volumétrica de agua a CN más su gas en solución. El valor de B_w dependen únicamente de presión, temperatura y de la salinidad del agua que afectan la solubilidad tal como se vio anteriormente.

La variación de B_w con presión es diferente a la del petróleo, o sea, que aumenta con disminución de presión tal como se ilustra en la siguiente figura 15.

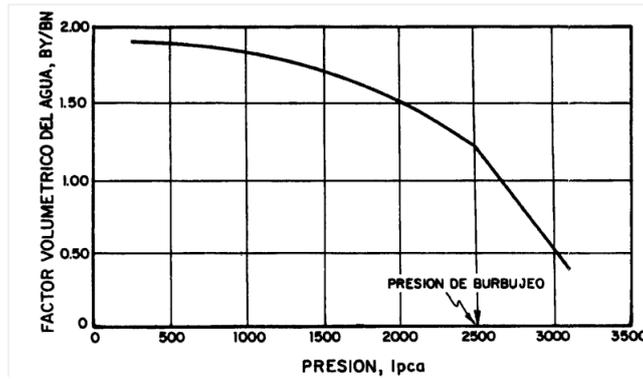


Figura 15. Comportamiento de B_w vs presión a temperatura constante.

Esta figura 15 muestra que cuando la presión del yacimiento es reducida desde su presión inicial a la presión del punto de burbujeo, el factor volumétrico del agua aumenta debido a la expansión del agua en el yacimiento. A presiones por debajo de la presión de burbujeo, gas es liberado, pero el factor volumétrico continúa aumentando debido a que la disminución en el volumen de agua, resultante de la liberación de gas, es insuficiente para contrarrestar la expansión del líquido. Este efecto se debe a la baja solubilidad del gas natural en el agua.

II.4.3. Compresibilidad del agua, c_w .

La compresibilidad isotérmica del agua, c_w en lpc^{-1} , a presiones mayores que la presión del punto de burbujeo se define de manera similar que para el petróleo, esto es:

$$c_w = -\frac{1}{V_w} \left(\frac{\partial V_w}{\partial p} \right)_T = \frac{1}{\rho_w} \left(\frac{\partial \rho_w}{\partial p} \right)_T = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial p} \right)_T \dots (2.51)$$

Esta propiedad es afectada por presión, temperatura y solubilidad del gas en el agua, la cual a su vez es afectada por la salinidad. Así, un aumento en presión causa una reducción en la compresibilidad, mientras que un aumento en temperatura produce un aumento en esta propiedad. Por otro lado, a una presión y temperatura dada, el efecto del gas disuelto en el agua es aumentar la compresibilidad en relación al agua pura a las mismas condiciones de p y T , mientras que un aumento en la salinidad del agua disminuye la compresibilidad.

II.4.4. Viscosidad del agua, μ_w .

La viscosidad del agua, μ_w en cp., depende de la presión, temperatura y sólidos disueltos. Así, la viscosidad del agua aumenta con un incremento de presión, disminuye con un aumento de temperatura y aumenta con un incremento en la concentración de sólidos disueltos. El efecto de los gases disueltos en el agua podría reducir la viscosidad.

La siguiente figura 16 ilustra el comportamiento típico de μ_w vs. Presión a Temperatura constante.

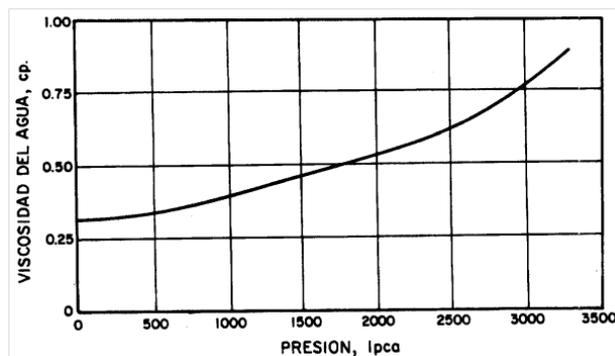


Figura 16. Comportamiento de μ_w vs. presión a temperatura constante.

II.4.5. Densidad del agua, ρ_w .

La densidad del agua, ρ_w en lbs/ft³, puede ser determinada utilizando la misma aproximación que para un sistema gas-petróleo, excepto que los efectos del gas en solución normalmente son despreciados. Esto es:

$$\rho_w = \frac{\rho_{w1}}{B_w} = \frac{62.4 \gamma_w}{B_w} \dots (2.52)$$

Donde

ρ_w = densidad del agua a p y T , lbs/ft³

ρ_{w1} = densidad del agua a condiciones normales (14.7 lpca y 60°F), lbs/ft³.

γ_w = gravedad específica del agua, adm.

B_w = factor volumétrico del agua a p y T , BY/BN

La gravedad específica del agua de formación, γ_w , puede ser estimada mediante la siguiente ecuación si conoce la concentración de sólidos disueltos:

$$\gamma_w = 1.0 + 0.695 \times 10^{-6} S \dots (2.53)$$

Donde S es la concentración de sólidos disueltos (salinidad) en mg/litro.

CAPÍTULO III

CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS

Los yacimientos petroleros, al ser generados por la naturaleza pueden presentar gran variación en cuanto a sus características por lo que no todos llegan a ser iguales respecto a estas, por consiguiente una vez analizado las propiedades PVT de los fluidos que se logren producir, se conocerá más a detalle el estudio de los yacimientos petroleros y así se podrán tener mejores decisiones para su explotación.

III.1. Propiedades de la roca

El estudio de las propiedades de las rocas, yacimiento y su relación con los fluidos que contienen ha sido enmarcado dentro del campo de la petrofísica.

Las características más importantes de la roca incluyen su composición, densidad, tipo de grano y la distribución de tamaño del poro, porosidad, permeabilidad, saturación de los fluidos, tensión interfacial, ángulo de contacto, humectabilidad, presión capilar y permeabilidad relativa, entre otras.

III.1.1. Porosidad.

Desde el punto de vista de ingeniería de yacimientos, la porosidad describe el espacio en la roca no ocupado por algún mineral o material sólido, lo que permite el almacenamiento de los fluidos. Se define de la siguiente manera:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \dots (3.1)$$

Donde Φ es la porosidad; V_p es el volumen que ocupa los poros o espacio vacío y V_t , el volumen bruto de la roca, el cual incluye el volumen de sólidos y el del espacio vacío.

La porosidad es una fracción que varía entre 0 y 1, también puede representarse en porcentaje; sin embargo, cuando se utiliza en las ecuaciones se expresa como una fracción. La proporción de los espacios porosos en la roca depende del tamaño y empaquetamiento de los granos que la forman. La porosidad es mayor en los sedimentos no consolidados (arena, grava) que en aquellos sometidos a litificación (areniscas, conglomerados), ya que la conversión de los sedimentos en roca sedimentaria origina la pérdida de la porosidad como consecuencia de la compactación (espacios destruidos debido a que los granos se aprietan entre sí) y la cementación (espacios llenos de material cementante para que los granos se junten).

III.1.1.1. Tipos de porosidad.

Se puede clasificar de dos formas:

➤ **Según la comunicación de los poros.**

La primera clasificación tiene que ver con el proceso de litificación, referido al aislamiento que experimentan algunos poros cuando se forma la roca. Esto es, a medida que se fueron depositando los sedimentos y las rocas se fueron formando, algunos de los espacios vacíos quedaron aislados de los otros debido a la excesiva cementación, mientras que otros quedaron interconectados. Según la comunicación de los poros se distinguen dos tipos de porosidades:

- a) Porosidad absoluta
- b) Porosidad efectiva

Además una roca puede tener las siguientes porosidades: efectiva (continua e interconectada), no efectiva (discontinua o aislada), y absoluta o total (la suma de todas las porosidades).

a) Porosidad absoluta.

Se define como la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto.

Matemáticamente la porosidad absoluta se define según la siguiente ecuación:

$$\Phi = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de los granos}}{\text{volumen total}} = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \dots (3.2)$$

Donde V_p es el volumen poroso.

b) Porosidad efectiva.

Se define como el porcentaje del espacio poroso que se encuentra interconectado con respecto al volumen total de la roca, esto es:

$$\Phi_{\text{efect}} = \frac{\text{volumen poroso interconectado}}{\text{volumen total}} \dots (3.3)$$

Este tipo de porosidad es la de mayor interés para las estimaciones de petróleo y gas in situ, ya que solo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento. Representa normalmente un 90 a 95% de la porosidad total. En la mayoría de yacimientos la porosidad varía lateral y verticalmente y se encuentra en un rango de 5 a 20%.

➤ **Según el origen de la porosidad.**

a) Porosidad primaria o intergranular.

También conocida como porosidad original, es la que se desarrolló al mismo tiempo que los sedimentos, y está conformada por los espacios vacíos que quedan entre los granos y los fragmentos minerales después de que se acumulan como sedimentos.

b) Porosidad vugular o inducida.

Llamada también como porosidad secundaria es formada por procesos geológicos posteriores a cuando se depositó el material. Se clasifican a su vez en:

- Porosidad formada por la acción de lixiviación de las aguas subterráneas: este proceso requiere un periodo de erosión suficientemente largo y un relieve superficial por encima del nivel hidrostático de manera que permita la acción disolvente de aguas en percolación. La mayoría de los yacimientos de calizas se debe a este tipo de procesos.
- Porosidad por fractura: es la originada en rocas sometidas a varias acciones de diastrófismo.
- Porosidad por dolomitización: la resultante de la sustitución molecular de calcio por magnesio en las calizas; en otras palabras, las calizas se transforman en dolomías, que son más porosas.

III.1.2. Saturaciones.

Para estimar la cantidad de hidrocarburos presentes en un medio poroso, es necesario determinar la fracción del volumen poroso ocupado por cada uno de los fluidos presentes. Esta fracción es precisamente lo que se denomina saturación del fluido. Matemáticamente, esta propiedad se expresa por la siguiente relación:

$$\text{saturación del fluido} = \frac{\text{volumen total de fluido}}{\text{volumen poroso}} \dots (3.4)$$

Por lo que para cada fluido dentro del yacimiento se tiene:

$$S_o = \frac{\text{volumen de petroleo}}{\text{volumen poroso}} ; S_w = \frac{\text{volumen de agua}}{\text{volumen poroso}} ; S_g = \frac{\text{volumen de gas}}{\text{volumen poroso}}$$

Donde S_o es la saturación de petróleo, S_w saturación de agua y S_g saturación de gas, cuyos rangos de saturaciones de cada fase oscila entre 0 y 100 %.

III.1.3. Permeabilidad.

Además de los descrito en el capítulo 1, la permeabilidad es una medida de la conductividad de los fluidos y, por su analogía con los conductores de electricidad, también se define como el recíproco de la resistencia que un medio poroso ofrece al flujo de fluidos.

Los diferentes tipos de permeabilidades son los siguientes:

- **Permeabilidad absoluta (K_a):** Es la conductividad de una roca o material poroso cuando está saturado completamente al 100% por un solo fluido.
- **Permeabilidad efectiva (K_e):** Es la conductividad de un material poroso a una fase cuando dos o más fases están presentes. Cuando dos o más fases están fluyendo simultáneamente en un medio poroso permeable, como por ejemplo en un proceso de desplazamiento, la permeabilidad efectiva a una fase dada es menor que la permeabilidad absoluta y es función de la saturación de la fase.
- **Permeabilidad relativa (K_r):** Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base. Se puede utilizar tres bases diferentes, dependiendo del uso de los cálculos:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k)_{S_o=100}} ; k_{ro} = \frac{k_o}{(k_o)_{S_o=1-S_{wc}}} ; \dots (3.5)$$

Donde S_{wc} es la saturación de agua connata.

Se necesita una cierta saturación de la fase mojante para que esta comience a fluir, denominada saturación crítica de la fase mojante, S_{cm} ($0 < S_{cm} < 30$). De igual manera, se necesita una cierta saturación de la fase no mojante para que comience a fluir, denominada saturación crítica o de equilibrio de la fase no mojante, S_{cnm} ($0 < S_{cnm} < 15$).

La permeabilidad relativa a la fase no mojante alcanza el máximo a saturación de dicha fase menores del 100%, lo cual indica que una porción del espacio poroso disponible, aunque interconectado, contribuye poco a la capacidad conductiva del medio poroso ya que no permite movimiento de la fase no mojante.

La permeabilidad relativa a la fase no mojante se incrementa rápidamente ante pequeños incrementos de saturación de la fase no mojante por encima de la saturación de equilibrio.

III.1.4. Compresibilidad.

Un yacimiento con miles de pies de profundidad está sometido a presiones de sobrecarga causadas por el peso de estratos superiores, por lo que la variación de la presión se presenta con la profundidad, y un valor generalizado es aproximadamente una lpc por pie de profundidad. En yacimientos consolidados el peso de los estratos genera una fuerza compresiva que no se transmite a los fluidos dentro del espacio poroso, donde la presión típica puede ser de 0.5 lpc por pie de profundidad. Esta diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna se denomina presión de sobrecarga efectiva.

III.1.4.1. Compresibilidad de la roca matriz.

Se define como el cambio fraccional en volumen del material sólido de la roca (granos) por cambio en la unidad de presión, como se expresa en la siguiente ecuación:

$$C_r = -\frac{1}{V_r} \left(\frac{dV}{dp} \right)_T \dots (3.6)$$

Donde C_r es la compresibilidad de la roca matriz, lpc^{-1} , y V_r , el volumen de sólidos. El subíndice T indica que la derivada se toma a temperatura constante.

III.1.4.2. Compresibilidad del volumen total de la roca.

Se define como el cambio fraccional en volumen del volumen bruto de la roca ocasionado por cambio en la unidad de presión. Matemáticamente se expresa así:

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{dV_B}{dp} \right)_T \dots (3.7)$$

Donde C_B es el coeficiente de compresibilidad de la roca, lpc^{-1} , y V_B , el volumen bruto.

III.1.4.3. Compresibilidad de los poros.

Se define como el cambio fraccional en el volumen poroso de la roca debido al cambio en unidad de presión. Viene dado por la siguiente relación:

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{dV_p}{dp} \right)_T \dots (3.8)$$

Donde p es la presión en los poros, lpc , C_p el coeficiente de compresibilidad de poros, lpc^{-1} ; y V_p , el volumen poroso.

III.1.4.4. Compresibilidad total del yacimiento.

Esta compresibilidad se usa extensivamente en las ecuaciones de flujo y de balance de materiales, y está definida por la siguiente expresión:

$$C_t = S_o C_o + S_w C_w + S_g C_g + C_f \dots (3.9)$$

En general, la compresibilidad de la formación tiene el mismo orden de magnitud que la compresibilidad del petróleo y del agua y, por lo tanto, no tiene un valor fijo.

En la siguiente tabla 5 se presentan valores promedio de compresibilidades para diferentes formaciones.

Tabla 5. Valores promedio de compresibilidad de la formación.

Tipo de formación	c_f (lpc^{-1})
Calizas	$(5-6) \times 10^{-6}$
Arena consolidada	$(4-5) \times 10^{-6}$
Arena semiconsolidada	20×10^{-6}
Arena no consolidada	30×10^{-6}
Arena altamente no consolidada	100 a 150×10^{-6}

III.2. Clasificaciones de yacimientos petroleros.

Los yacimientos petroleros son estructuras geológicas generadas principalmente en la era geológica del Terciario-Mesozoico, dichas estructuras geológicas se componen principalmente por poros, donde coexisten las fases agua, petróleo y gas.

La distribución de los fluidos (agua, petróleo y gas) dentro de un yacimiento petrolero estará en función de las densidades de estos mismos fluidos, como también de las propiedades de la roca. Si los poros son de tamaño uniforme y uniformemente distribuidos, entonces la parte superior de los poros estará ocupada por la fase del gas, y la parte media de los poros será ocupada por petróleo o petróleo con gas disuelto, y en la zona baja de los poros estará llena por agua.

Para el desarrollo y exploración de yacimientos petroleros requiere de completos estudios del sistema petrolero, así como los tipos de formaciones de los yacimientos y los métodos para obtener datos acerca de las formaciones. Con estudios geofísica se pueden conseguir datos sobre las propiedades físicas de las rocas, de esta manera se obtiene información para su localización entre otras propiedades fundamentales descritas en los capítulos anteriores. Los yacimientos petroleros se pueden clasificar como se muestran a continuación.

III.2.1. Yacimientos Petroleros de Acuerdo a los Tipos de Roca.

Los tipos de roca más comunes en un yacimiento petrolero se presentan en la siguiente tabla 6.

Tabla 6. Tipos de rocas más comunes en yacimientos petroleros.

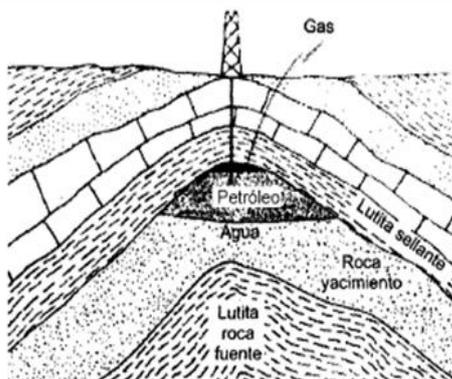
Arenas	Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias. Estas con limo, cieno, lignito, bentonita, etc.
Calizas porosas cristalinas	Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad ínter-cristalina, puede tener espacios poros muy importantes debidos a la disolución.
Calizas oolíticas	Su porosidad se debe a la textura oolítica, con intersticios no cementados o parcialmente cementados.
Calizas detríticas	Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo cementado.
Calizas fracturadas y/o con cavernas	Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento y a la comunicación entre las cavernas.
Areniscas	Son arenas cementadas por materiales calcáreos.
Calizas dolomíticas o dolomitizadas	Su porosidad se debe al cambio del mineral calcita a dolomita.
Pizarra	Sedimento inastillable predominantemente de arcilla.
Carbonatos	Proceso químico y bioquímico con fuentes de piedra caliza.

III.2.2. Clasificación basada en la configuración de las trampas geológicas.

Existen diversas formas de entramparse el petróleo: por deformación local de los estratos, por variación de porosidad y de reducción de permeabilidad, por combinación de pliegues y fallas, por la presencia de una discordancia o de un domo salino, entre muchas otras. Las trampas más comunes se agrupan en tres categorías: estructurales, estratigráficas y mixtas, estas últimas formadas por la combinación de las dos anteriores o pueden crearse trampas por factores hidrodinámicos, pero no son las más comunes.

III.2.2.1. Trampas estructurales.

Hay tres formas básicas de una trampa estructural en la geología del petróleo: anticlinal, falla y domo salino.



Trampas por anticlinales son los más comunes e importantes debido a que son los más fáciles de detectar y, además, porque contienen más de las $\frac{3}{4}$ partes de las reservas de petróleo descubiertas en el mundo, como se muestra en la siguiente figura 17 (lado izquierdo).

Figura 17. Acumulación de petróleo en una estructura anticlinal.

Trampas por fallas son igualmente efectivas para el entrapamiento porque en virtud del desplazamiento de las capas ofrecen una barrera abrupta a la migración de los hidrocarburos. En cuencas sedimentarias no es fácil encontrar los dos casos aislados: siempre se presentan pliegues y fallas en combinación, lo cual aumenta las condiciones favorables por el entrapamiento como se muestra en la siguiente figura 18.

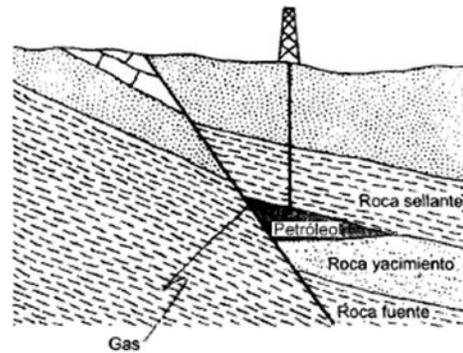
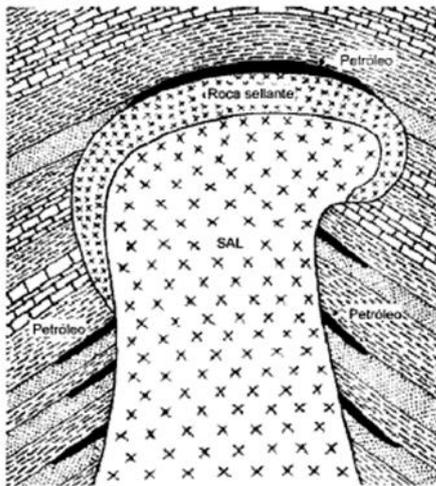


Figura 18. Petróleo entrapado en una falla.

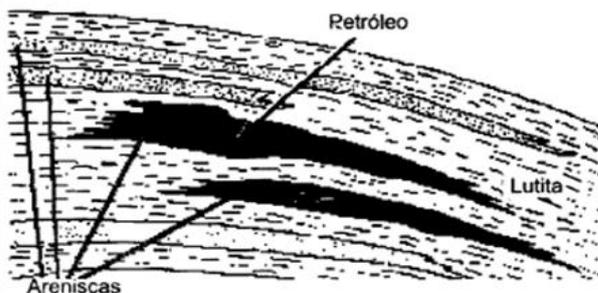


Trampas por domos salinos pueden ser formadas por una masa de cloruro de sodio, en general de forma cilíndrica y con un diámetro de unos 2 km cerca de la superficie, aunque el tamaño y la forma de la cúpula pueden variar. La fuente de sal originaria se encuentra profundamente enterrada por varias capas de sal formadas por la evaporación natural del agua de mar. Luego estas capas de sal siguen enterrándose por sucesivas capas de sedimentos hasta que comienzan a fluir hacia la superficie de la tierra, empujando los sedimentos y cambiándolos de su posición original. La siguiente figura 19 muestra un ejemplo de un domo salino.

Figura 19. Acumulación de petróleo por domo salino.

III.2.2.2. Trampas estratigráficas.

Son aquellas en donde el factor principal que la origina es la pérdida de permeabilidad y porosidad de la roca yacimiento debido a un cambio litológico como por ejemplo de arena a lutita. La presencia de este tipo de trampas está relacionada con el ambiente en el cual se depositaron los estratos y con el sitio que ocupan en la cuenca. Pueden formarse por cambio de facies o por cambios de permeabilidad y pueden presentarse en forma de cuña alargada encajada entre dos estratos, como es el caso de los lentes de arena, o bien, en arrecifes rodeados de sellos impermeables como las calizas porosas, requiere de sellos impermeables a los lados y en el fondo para impedir la migración de los hidrocarburos. Las siguientes figuras 20 y figura 21 presentan un ejemplo de estas trampas.



Figuras 20. Petróleo entre lentes de arena formados por dos areniscas rodeadas de lutitas.

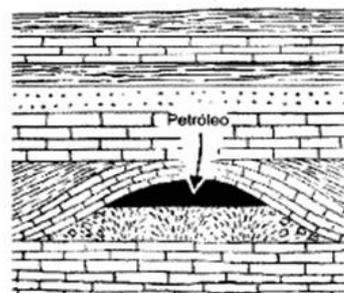


Figura 21. Petróleo entrapado en un arrecife de caliza porosa.

Las trampas estratigráficas se subdividen en dos grandes grupos: locales y regionales. Las arenas que rellenan los canales fluviales, las arenas de médanos, las barreras de arenas que se sedimentaron a lo largo de una costa y los arrecifes calcáreos compuestos de algas y corales

pertenecen al primer grupo. Cuando estos cuerpos rocosos se sedimentan en forma repetida o cíclica sobre grandes regiones de la cuenca dan origen a las trampas regionales, que son intervalos porosos o paquetes, cuya extensión es determinada por el ambiente sedimentario.

Las trampas primarias son aquellas donde la porosidad de las rocas por ellas conformadas es la misma que la que adquirieron en el momento de su formación las cuales pueden ser por cambios laterales de depósito o por relieves sepultados, donde se pueden incluir las trampas locales y las regionales.

Las trampas secundarias son las que ocurren como consecuencia de modificaciones posteriores a la formación de la roca, es decir cambios diagenéticos de la misma roca o por fluidos contenidos. Son producto de alteraciones post-depositacionales que pueden crear rocas almacenadoras a partir de litologías no-almacenadoras o crear sellos de lo que fueron rocas permeables.

Trampas por truncamiento se presenta cuando la unidad almacenadora se trunca contra una discordancia. Son trampas que están truncadas por una discordancia y pueden estar sub-yaciendo a una discordancia o sobre-yaciendo a la discordancia de los estratos generando la presencia de sellos superiores o laterales, la generación de espacios vacíos en la roca como consecuencia de la disolución de algunos minerales o la transformación de un carbonato en dolomía cristalina.

III.2.2.3. Trampas Mixtas.

Este tipo de trampas puede estar formado por la combinación de dos o más trampas estructurales y estratigráficas y en variadas modalidades, cuya geometría es el resultado de una combinación de procesos tectónicos y cambios en la litología como se muestra en la siguiente figura 22 donde en la parte a) se observa una acumulación de petróleo atrapado por una falla inclinada, la cual está sellada por un esquisto de barro colgante; en la parte b) se muestra una acumulación de petróleo atrapado en un anticlinal fallado por debajo la presencia de un corrimiento contra la pared de la falla.

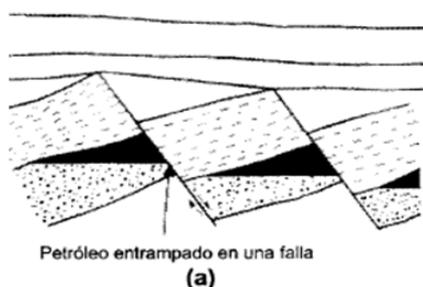


Figura 22. Trampas mixtas. a) Fallas inclinadas

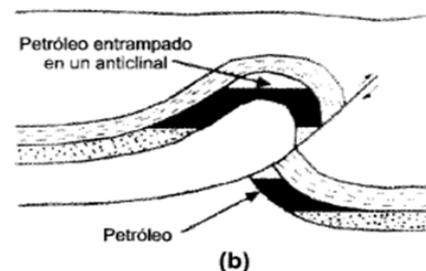


Figura 22. b) Combinación de anticlinal y fallas.

Las trampas hidrodinámicas se presentan cuando existen yacimientos en posiciones donde no existe cierre estructural, se considera que esto se debe a condiciones hidrodinámicas, y no hidrostáticas, como se ve en la figura 23. El echado del contacto raramente excede unos cuantos grados y el máximo reportado es de 10 grados pues que si la pendiente del contacto iguala o excede la pendiente del flanco de la trampa, entonces la trampa será vaciada. Al evaluar prospectos con pendientes menores a 5 grados es importante considerar el régimen hidrodinámico del área ya que una variación de unos cuantos grados en la pendiente del contacto agua-aceite puede modificar (aumentar o disminuir) sustancialmente el volumen de HC's en ella.

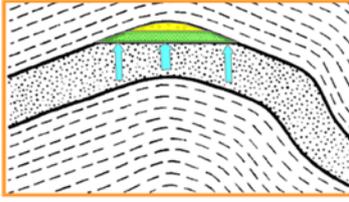


Figura 23. Trampa hidrostática común.

Analizando los diferentes tipos de trampas según la producción, Lee y Judson estimaron que el 80% de la producción mundial de petróleo proviene de anticlinales, 13% de trampas estratigráficas y 1% de trampas debido a fallas y el 6% proviene de trampas mixtas.

III.2.3. Yacimientos Petroleros de Acuerdo a los Aspectos Geológicos.

En yacimientos petroleros los aspectos geológicos se clasifican de acuerdo al mecanismo que genera la acumulación de hidrocarburos. Los dos grupos principales de aspectos geológicos están formados por fracturados y no fracturados.

III.2.3.1. Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF).

Ante superficies planas de discontinuidad se tiene la presencia de fracturas, donde la roca ha perdido cohesión y a lo largo de los procesos ante alteraciones y deformaciones de la misma pueden ser llenadas por fluidos. Para representar los medios fracturados y el comportamiento de los fluidos a través de las fracturas se utilizan diversos modelos geométricos donde de manera general, se consideran bloques de roca, separados por planos con variación de espesor, representando fracturas las cuales poseen una influencia muy baja con la porosidad de las formaciones pero si llega a repercutir en el sistema su permeabilidad, siendo de esta manera el desplazamiento manejado solo por las fracturas, mientras los bloques de la matriz se relacionan con la capacidad de almacenamiento.

Las fracturas naturales pueden ayudar a transformar las rocas con una permeabilidad de matriz baja, en un yacimiento productivo, pero también pueden complicar la recuperación de los hidrocarburos en los yacimientos de alta permeabilidad. No obstante, estos conductos de alta permeabilidad a veces entorpecen el flujo de fluidos dentro de un yacimiento, conduciendo a la producción prematura de agua o gas y haciendo que los esfuerzos de recuperación secundaria resulten ineficaces. Las fracturas naturales también están presentes en todo tipo de yacimiento siliciclástico, lo que complica el comportamiento de la producción dominado por la matriz.

Además, las fracturas naturales constituyen el factor de producibilidad principal en una amplia gama de yacimientos menos convencionales, incluyendo los yacimientos de metano en capas de carbón, los yacimientos de gas de lutitas y los yacimientos de roca basamento y roca volcánica.

Si bien las fracturas naturales desempeñan un rol menos importante en los yacimientos de alta permeabilidad y alta porosidad, tales como las turbiditas, comúnmente forman barreras para el flujo. Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima de manejo de yacimientos, por lo que es imposible ignorar las fracturas porque el desempeño técnico y económico del yacimiento se degrada.

III.2.3.1.2. Fracturas naturales en el desarrollo de campos petroleros.

La investigación de las fracturas naturales debería iniciarse durante la etapa de exploración mediante sismología 3D. Los afloramientos en superficie correspondientes a la sección prospectiva o los análogos de yacimientos pueden constituir la base de un cimiento litológico, estructural y estratigráfico sobre el que los geólogos podrán construir modelos conceptuales. En las regiones de petróleo y gas, las mediciones de pozos constituyen una fuente importante de información de esfuerzos locales actuales ya que son importantes en los YNF porque determina en gran medida si las fracturas están abiertas para conducir los fluidos de

yacimiento. Además, la magnitud y dirección de los esfuerzos horizontales desempeñan roles cruciales en el diseño de los fracturamientos hidráulicos; tratamientos que constituyen el método de estimulación primaria para los YNF.

Levantamientos sísmicos de componentes múltiples (3D), adquiridos en las primeras etapas del desarrollo de los campos petroleros, arrojan datos importantes para la determinación de la anisotropía azimutal, lo que es esencial para caracterizar las fracturas naturales y colocar los pozos en forma efectiva.

Los pozos nuevos plantean oportunidades para recolectar datos geológicos, geofísicos y mecánicos adecuados a partir de diversas fuentes, incluyendo la información obtenida con los registros de pozos, los levantamientos sísmicos de pozos, los dispositivos de muestreo y los núcleos (coronas) de diámetro completo. Otras fuentes de información valiosas que pueden obtenerse durante las primeras etapas del desarrollo de campos petroleros incluyen las pruebas de flujo inicial, las pruebas de incremento y caída de presión.

La información sobre las fracturas naturales también es importante en la etapa de perforación y terminación de pozos. Durante las operaciones de disparos y de cementación, las fracturas naturales abiertas pueden producir problemas de pérdida de circulación, pérdida de costosos fluidos de perforación, y la pérdida potencial de pozos, las cuales podrían ser tratadas mediante una cementación forzada para esto se correrían registros de cementación para localizar zonas afectadas.

Herramientas MWD (Measurement While Drilling) pueden monitorear los parámetros de perforación críticos en tiempo real, permitiendo que los ingenieros de perforación reduzcan los problemas de pérdida de circulación. Además, la tecnología LWD (Logging While Drilling), tal como el servicio de generación de imágenes durante la perforación y la herramienta de Resistividad frente a la Barrena, ayudan a identificar las fracturas naturales de inmediato después de perforar más allá de las mismas.

Cuando termina la etapa de construcción y evaluación de pozos, se realiza el diseño de un programa de terminación y estimulación de pozos para anular el daño causado por las operaciones de perforación y cementación. El bombeo de fluidos reactivos—acidificación, utilizando diversas formulaciones de ácido clorhídrico [HCl] o agentes quelantes—en las fracturas naturales es más común en los yacimientos carbonatados para remover el daño producido en la región vecina al pozo y mejorar la conectividad y conductividad del sistema. Durante la estimulación de las rocas carbonatadas utilizando fluidos reactivos, las zonas con permeabilidades más altas comúnmente admiten la mayor parte del fluido de tratamiento y las zonas con permeabilidades más bajas quedan sin tratar.

Los procedimientos convencionales incluyen métodos de divergencia que se basan en el uso de partículas sólidas para puentear y restringir el flujo hacia zonas altamente permeables o fracturadas. Como puede ser el bombeo de sal de roca o escamas de ácido benzoico en la zona de pérdida para provocar la divergencia dentro de la formación, y se emplean bolillas de obturación para la divergencia mecánica desde el interior de los tubulares hacia los disparos. La divergencia basada en la viscosidad utiliza fluidos energizados y ácidos o fluidos gelificados con surfactantes viscoelásticos o polímeros para desviar el tratamiento y proveer control de pérdida de fluido dentro de la formación.

Alternativamente, el tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico de los YNF requiere que la trayectoria de la fractura principal se mantenga abierta con apuntalante y sea conductiva. El control de la tasa de pérdida de fluido y la colocación efectiva del apuntalante,

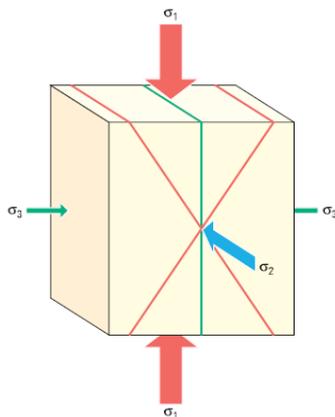
minimizando al mismo tiempo el daño producido a la red de fracturas naturales, resultan críticos para el logro de operaciones de estimulación y producción óptimas.

Las fracturas naturales pueden limitar significativamente la capacidad para colocar grandes volúmenes de apuntalante dentro de una fractura creada hidráulicamente. Se utilizan diversas técnicas para limitar la dilatación de las fracturas naturales y las correspondientes pérdidas de fluido durante el tratamiento por fracturamiento hidráulico, entre éstas se encuentran la reducción de la presión neta de la fractura mediante el control de la tasa de inyección del fluido de tratamiento o el uso de fluidos de baja viscosidad y la incorporación de partículas adecuadamente clasificadas para puentear dinámicamente las fisuras dilatadas. Además, el daño a la conductividad dentro de la fractura hidráulica creada y el sistema de fracturas naturales puede reducirse mediante la reducción del volumen total de polímero utilizando geles de fracturamiento reticulados con bajo contenido de polímeros, incrementando las relaciones rompedor-polímero a través del empleo de rompedores encapsulados, o reemplazando el fluido de fracturamiento polimérico por sistemas de fluidos surfactantes viscoelásticos que no producen daño.

III.2.3.1.3. Clasificación de las fracturas.

Los tipos de fracturas se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: las fracturas por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fracturas por esfuerzos de tracción que se forman con una tracción perpendicular a la fractura creada.

Las fracturas por esfuerzo de corte y las fracturas de tracción se forman con una orientación que se relaciona con las tres direcciones de esfuerzos principales; a saber, el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 , como se muestra en la siguiente figura.



La figura 24. (Izquierda) muestra el esfuerzo de compresión principal máximo, σ_1 , el esfuerzo de compresión principal mínimo, σ_3 , y el esfuerzo intermedio, σ_2 . También se indica el fracturamiento resultante. Las fracturas por esfuerzo de tracción (verde) se forman paralelas a σ_1 y σ_2 . El ángulo agudo que se forma entre dos fracturas por esfuerzo de corte (rojo) se denomina ángulo conjugado. El ángulo que se forma entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_1 se denomina ángulo diedro. Entre la fractura por esfuerzo de corte y σ_3 , se forma un ángulo obtuso, mientras que las fracturas por esfuerzo de corte son paralelas a σ_2 .

Figura 24. Diagrama de esfuerzos principales y creación de la fractura.

Las fracturas por esfuerzo de corte se crean bajo un alto esfuerzo diferencial y en pares conjugados, formando un ángulo agudo con σ_1 . Las fracturas de tracción, término que a veces se utiliza en forma indistinta con el término fracturas de extensión, se forman perpendiculares a σ_3 y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos, cuando el valor de σ_3 , después del ajuste por la presión de poro—el esfuerzo efectivo local—resulta de tracción.

III.2.3.1.4. Porosidad en YNF.

Para representar los medios fracturados se utilizan diversos modelos geométricos, el más simple de ellos considera la separación de los bloques rocosos por planos de anchura variable que representan a las fracturas. El desplazamiento de fluidos se modela como un proceso

controlado por la geometría de las fracturas, mientras que la capacidad de almacenamiento de la capa productora se relaciona con la porosidad interna de los bloques.

La porosidad de las rocas en los YNF se agrupa en tres patrones geométricos: fracturas, cavidades y la combinación de ambos, denominado el patrón mixto.

La morfología de estos patrones, así como las dimensiones de fracturas y cavidades, no siempre son fácilmente cuantificables, en parte debido a la extensión y compleja distribución de la porosidad.

Como ya se mencionó, la geometría de los patrones de porosidad determina, por un lado, la intensidad de los flujos sub-superficiales de las sustancias a través de los YNF y, por el otro, su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. La apertura, distribución y conectividad de los patrones de fracturas y cavidades, conjuntamente con la permeabilidad de las rocas, son de importancia primordial para la primera, mientras que la morfología, el diámetro efectivo y la continuidad de los poros, son rasgos decisivos para la segunda.

III.2.3.2. Yacimientos no Fracturados .

Los yacimientos no fracturados se clasifican en dos principales grupos: de deformación estructural de la roca (trampas estructurales) y los reposiciónales (trampas estratigráficas).

III.2.4. Yacimientos petroleros de acuerdo a las propiedades de los fluidos producidos.

Para designar los fluidos de yacimientos, a menudo utilizan términos de uso común como bitumen, petróleo pesado, petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco. Sin embargo, estos términos no tienen límites precisos de aplicación, y, por lo tanto, resulta difícil emplearlos en las áreas de transición entre petróleo volátil y gas condensado o entre petróleo volátil y petróleo negro. Por esta razón, en la industria petrolera la relación gas-petróleo junto con la gravedad del petróleo a condiciones estándar, constituyen las propiedades más importantes de los yacimientos de hidrocarburos para clasificarlos en yacimientos de petróleo y yacimientos de gas. Las siguientes tablas muestran propiedades de distintos fluidos monofásicos.

Tabla. 7. Características de diferentes tipos de fluidos petroleros.

Tipo de fluido	Color del líquido en el tanque	Grados API	RGA (PCN/BN)	Fase en el yacimiento*	Bo (@ Pb)	% molar de C7+
BITUMEN	NEGRO/OSCURO Visc>10000 cp	< 10	NO GAS	LÍQUIDO	< 1.05	> 45
PETRÓLEO PESADO	NEGRO/OSCURO	10 – 25	< 100	LÍQUIDO -Pb	< 1.2	> 35
PETRÓLEO NEGRO	NEGRO/OSCURO	30 – 40	100 – 2500	LÍQUIDO -Pb	< 2.0	> 20
PETRÓLEO VOLÁTIL	COLORES VARIOS	40 – 50	> 3000	LÍQUIDO -Pb	> 2.0	20 – 12.5
GAS CONDENSADO	APENAS COLOREADOS	50 – 70	3000 - 100000	GAS-Pd	0	< 12.5
GAS HÚMEDO	INCOLORO	60 – 70	> 100000	GAS	0	< 4
GAS SECO	SIN LÍQUIDO	SIN LIQUIDO	100000	GAS	0	< 0.7

*Fase en el yacimiento: Líquido sin punto de burbujeo.
Líquido con punto de burbujeo, Pb.
Gas con punto de rocío frente al cambio de fase, Pd.
Gas sin cambio de fases frente a cambios de temperatura.
Gas seco no hay cambio de fases a temperatura de yacimiento o de superficie.

III.2.5. Yacimientos petroleros de acuerdo al diagrama de fases.

De acuerdo a las características termodinámicas de una mezcla natural de hidrocarburos y según su comportamiento en el diagrama de fases, se puede realizar su clasificación. Según los diagramas de fases de presión y temperatura, los yacimientos de hidrocarburos se clasifican básicamente en cuatro tipos.

III.2.5.1. Yacimientos de gas o de una sola fase gaseosa.

Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos.

III.2.5.2. Yacimientos de punto de rocío o de condensación retrograda

Si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica.

III.2.5.3. Yacimientos de punto de burbujeo, bajosaturado o de gas disuelto

Si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos y además en el yacimiento no se alcanza la presión de saturación.

III.2.5.4. Yacimientos con capa de gas o yacimientos saturados.

Si la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases. Teniendo en cuenta que la mayoría de las operaciones de producción de yacimientos son isotérmicas, a continuación obsérvese en el diagrama de fases de presión y temperatura las zonas que corresponden a cada uno de estos yacimientos cuando la presión disminuye a temperatura constante. Esta clasificación se encuentra gráficamente en el figura 25.

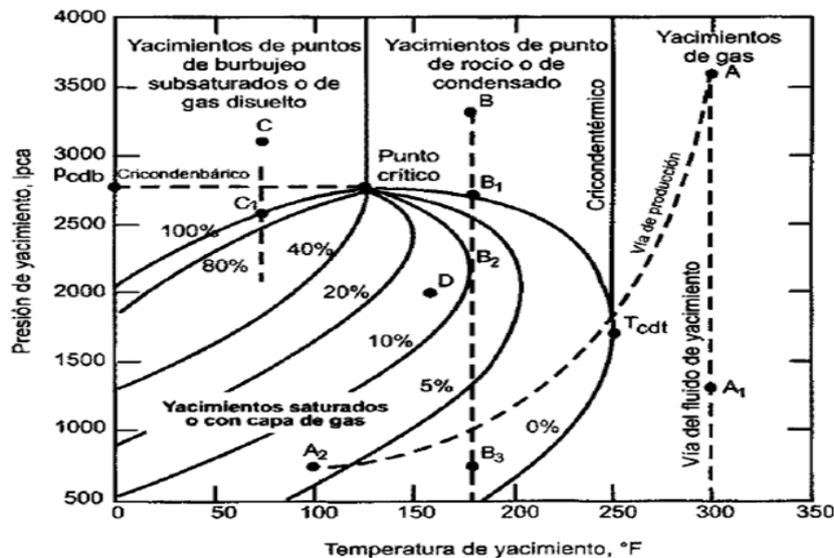


Figura 25. Clasificación de los yacimientos según su diagrama de presión-temperatura.

III.2.5.5. Yacimiento de aceite negro y gas disuelto de bajo encogimiento.

La palabra negro no es quizás la más apropiada, ya que el petróleo producido no siempre es negro, sino que varía en la gama de negro, gris y parduzco, en general, de colores oscuros. El factor volumétrico del petróleo inicial en la formación es de 2 BY/BN o menor. El diagrama de fases de un petróleo negro se presenta en la siguiente figura 26.

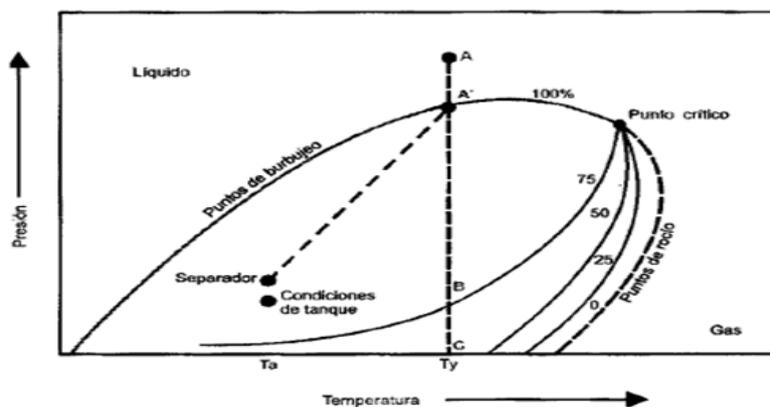


Figura 26. Diagrama de fases para un petróleo negro o de baja merma.

La temperatura crítica de crudo es mayor que la temperatura del yacimiento. La línea vertical AC es la reducción isotérmica de la presión del yacimiento a medida que el petróleo es producido. En el punto A el petróleo no está saturado con gas. Los yacimientos en esta región (presión del yacimiento mayor que la presión de burbujeo del crudo) se denominan yacimientos no saturados. La región de dos fases cubre un amplio intervalo de presión y temperatura. Debido a la baja compresibilidad de los líquidos del yacimiento, la presión disminuye rápidamente con la producción, alcanzándose el punto de burbujeo A' en el cual el petróleo está saturado con gas. Si las condiciones iniciales de presión y temperatura corresponden al punto de burbujeo, el yacimiento se encuentra saturado. A medida que continúa la reducción de la presión (hacia el punto B) se forma la fase de gas coexistiendo en el yacimiento las dos fases: líquida y gas.

III.2.5.6. Yacimiento de aceite volátil.

Los petróleos volátiles o casi críticos son fluidos muy livianos que se presentan en estado líquido en el yacimiento, puesto que la temperatura de este es muy cercana a la temperatura crítica del fluido. Estos petróleos exhiben una presión de saturación cercana a la del punto de burbujeo y tienen un alto grado de encogimiento que por lo general alcanza un 40% del espacio poroso del hidrocarburo para una reducción de presión de solo 10 lpc. Este fenómeno se comprende fácilmente a partir del diagrama de fases de la siguiente figura 27.

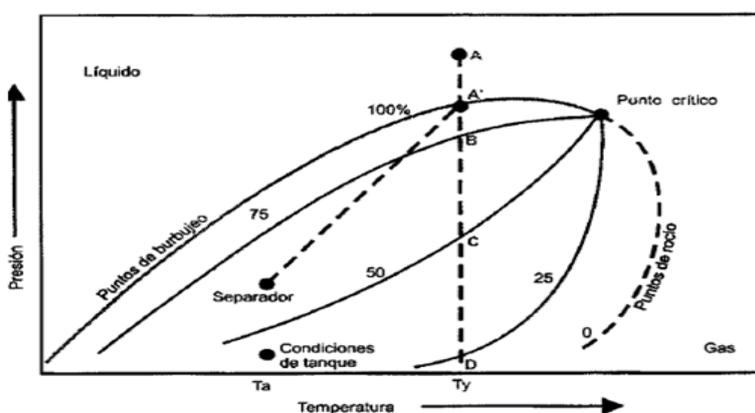


Figura 27. Diagrama de fases para un petróleo volátil o de alta merma.

En la figura las líneas de calidad cercanas al punto crítico y a la temperatura del yacimiento se encuentran muy juntas y casi paralelas al punto de burbujeo. La línea AA' representa la reducción isotérmica de la presión hasta el punto de burbujeo. Cualquier disminución de la

presión por debajo de ese punto cortará rápidamente la línea de calidad del 75%, indicando el alto grado de encogimiento de estos crudos.

Los petróleos volátiles o de alto encogimiento contienen menos moléculas pesadas que los de bajo encogimiento, y son crudos de colores verdosos hasta anaranjado oscuro.

III.2.5.7. Yacimiento de gas condensado o retrógrado.

Los yacimientos de gas condensado contienen más componentes pesados que el húmedo y usualmente se encuentre a profundidades mayores de 5000 pies. Un diagrama de fases típico de gas condensado se presenta en la siguiente figura 28 en donde las condiciones del yacimiento se indican con la línea AE.

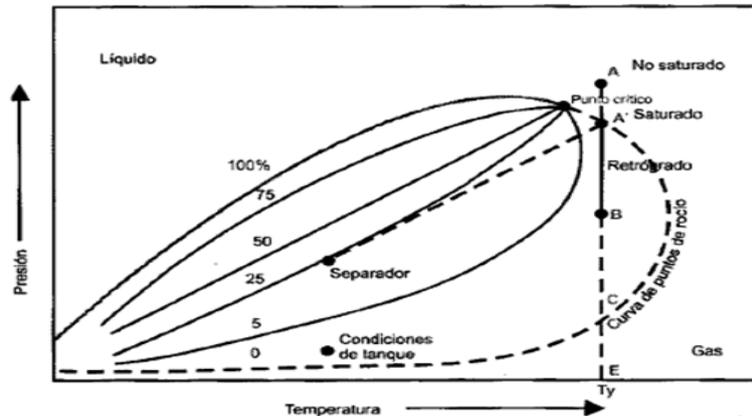


Figura 28. Diagrama de fases para un gas condensado o retrógrado.

A medida que el petróleo se mueve desde el yacimiento, la presión y la temperatura decrecen gradualmente hasta alcanzar las condiciones del separador en la superficie, lo cual se representa siguiendo la línea A'-Separador. Si estas condiciones son bastantes cercanas a la curva de puntos de burbujeo, aproximadamente el 85% de petróleo producido permanece como líquido en condiciones de superficie. El remanente de los hidrocarburos es producido como gas.

Si las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento se encuentran dentro de la envolvente (punto D, por ejemplo) como se muestra en la siguiente figura 29, se habla de yacimientos con capa de gas. En estos, originalmente existe líquido (petróleo) en equilibrio con una capa primaria de gas en la parte superior o alta de la estructura geológica del yacimiento. El gas se encontrará en el punto de rocío y el petróleo en el punto de burbujeo.

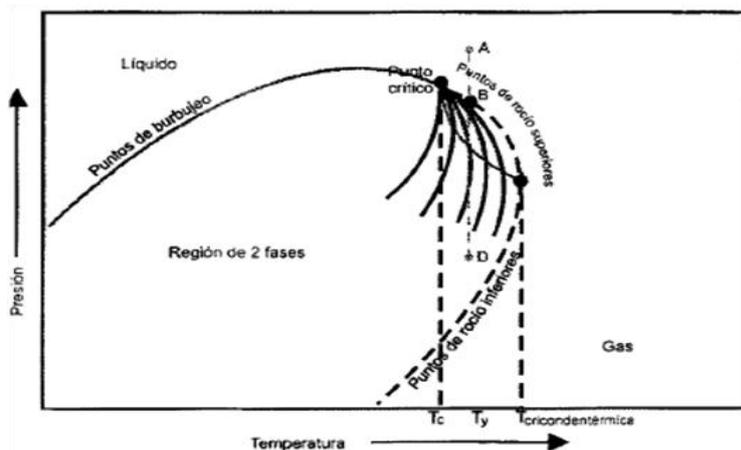


Figura 29. Diagrama de fases para un yacimiento con capa de gas.

En esta figura se puede ver que la temperatura del yacimiento está entre la temperatura del punto crítico y el punto cricondentérmico del sistema, la presión inicialmente está por encima de la presión de rocío correspondiente a la temperatura del yacimiento. El gas denso en un yacimiento de condensado contiene líquido disuelto en cantidades que dependen de las condiciones de deposición y de la presión y temperatura del yacimiento.

Cuando este se encuentra en el punto A, solo existe una fase a (p_i, T_y) . A medida que la presión del yacimiento declina durante el proceso de explotación, ocurre la condensación retrograda. Cuando alcanza el punto B en la curva de punto de rocío, comienza a formarse líquido y su cantidad se incrementará a medida que la presión del yacimiento disminuya del punto B a D. Los componentes más pesados son los que comienzan a condensarse cuando la presión declina isotérmicamente a lo largo de la línea BD. El líquido condensado moja la formación y no puede extraerse con el gas producido. En consecuencia, es recomendable mantener las condiciones iniciales de presión de un yacimiento de gas condensado para que las fracciones de líquido permanezcan como gas hasta que ellas alcancen la superficie. Cuando se produce la transmisión a las condiciones del separador en la superficie, se producirá entonces más hidrocarburos líquidos.

La máxima cantidad de líquido ocurre en el punto D y debido a una posterior reducción de la presión, el líquido se revaporizará. Esta mezcla contendrá más hidrocarburos livianos y menos hidrocarburos pesados en comparación con el petróleo volátil. A medida que el yacimiento continúa en producción, la ración gas-petróleo, RGA, tiende a aumentar por la pérdida de algunos componentes pesados del líquido formado a T_y .

III.2.5.8. Yacimiento de gas húmedo.

Un gas húmedo normalmente contiene componentes de hidrocarburos más pesados. En la siguiente figura 30 se muestra un diagrama de fase típico donde se observa lo siguiente: la región de dos fases (área interior a la curva envolvente) es más extensa que la correspondiente al gas seco y el punto crítico se encuentra a una temperatura mucho mayor.

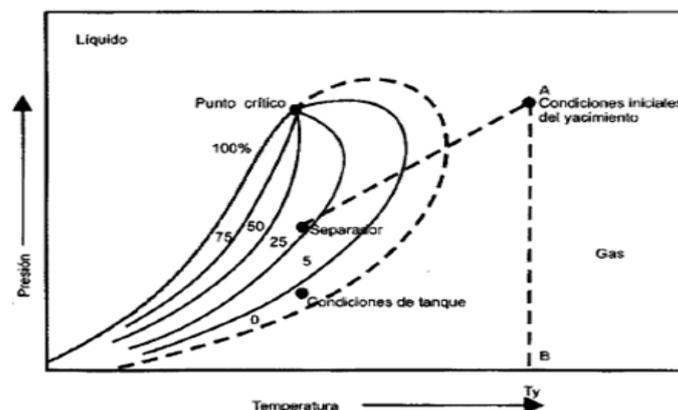


Figura 30. Diagrama de fases para un yacimiento de gas húmedo.

La temperatura de yacimiento (en condiciones iniciales el punto A) excede al punto cricondentérmico, de modo que en este caso, durante la explotación (siguiendo la línea isotérmica AB), el fluido en el yacimiento siempre permanecerá en estado gas en una sola fase. Las condiciones de presión y temperatura en la superficie (separador) se encuentran en la región de las dos fases, de modo que una fase líquida se formará o condensará a medida que el fluido es transportado hasta el separador, siguiendo el comportamiento señalado con la línea A-Separador.

La palabra húmedo en la expresión gas húmedo significa que el gas contiene algunas moléculas de hidrocarburos más pesados que, en condiciones de superficie, forman una fase líquida. Entre los productos líquidos producidos en esta separación se tienen el butano y el propano.

III.2.5.9. Yacimiento de gas seco.

También conocido como gas natural, consiste fundamentalmente de metano con poca cantidad de etano y, posiblemente, muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos pesados. También puede contener vapor de agua, que se condensará cuando las condiciones lo determinen. Un diagrama de fase típico para un yacimiento de gas seco se presenta en la siguiente figura 31.

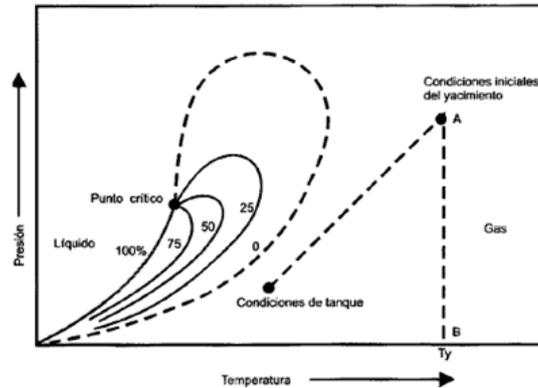


Figura 31. Diagrama de fases para un yacimiento de gas seco.

En la figura 92, se observa que tanto en condiciones de yacimiento durante la etapa de explotación (línea isotérmica AB) como en condiciones de superficie, en el separador el sistema se encuentra en estado gaseoso, fuera de la línea envolvente.

La temperatura del yacimiento es mayor que el punto cricondentérmico al igual que la temperatura de superficie en el separador, por lo que no se condensarán hidrocarburos líquidos en este sistema, no en el yacimiento ni en la superficie.

III.2.6. Yacimientos petroleros de acuerdo al tipo de empuje de desplazamiento.

La cantidad de petróleo que puede ser desplazado por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento por lo que a continuación se presenta estas diferentes fuentes de energía. Dentro de esta clasificación de yacimientos se encuentran dos grupos: yacimientos con empuje por desplazamiento los cuales son hidráulico y por casquete de gas; yacimientos con empuje por agotamiento los cuales son por gas disuelto y por drenaje gravitacional.

III.2.6.1. Yacimientos con empuje por agua.

Un yacimiento con empuje por agua tiene una conexión hidráulica entre él y una roca porosa saturada con agua, denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o de parte de él. A menudo, los acuíferos se encuentran en el margen del campo como se muestra en la siguiente figura 32.

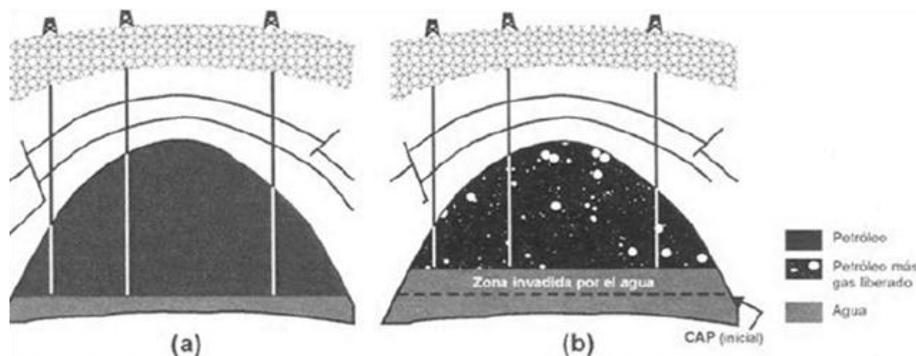


Figura 32. Yacimientos con empuje por agua a) condiciones iniciales, b) en producción.

El agua en un acuífero está comprimida, pero a medida que la presión del yacimiento se reduce debido a la producción de petróleo, se expande y crea una invasión natural de agua en el límite yacimiento-acuífero. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. Cuando este es muy grande y contiene suficiente energía, todo el yacimiento puede ser invadido con esa agua manejando apropiadamente las tasas de extracción. La extensión del acuífero y su capacidad energética no se conoce hasta que se tienen datos de la producción primaria, a menos que se cuente con una extensa información geológica sobre él. Se puede obtener una medida de la capacidad del empuje con agua a partir de la presión del yacimiento a determinada tasa de extracción de los fluidos. Si, manteniendo la presión del yacimiento, el acuífero no puede suministrar suficiente energía para alcanzar las tasas deseadas de extracción de los fluidos, se puede implementar un programa de inyección de agua en el borde de este para suplementar su energía natural. Se concluye que yacimientos con un fuerte acuífero son por su naturaleza invadidos por esta agua. No obstante, su heterogeneidad puede limitar el efecto de este empuje en algunas porciones del mismo. Las recuperaciones de aceite varían entre el 30 y 75% del volumen original de aceite cuando no se presentan aceites con altos valores de viscosidad.

III.2.6.2. Yacimientos con empuje por gas en solución.

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión disminuye debido a la extracción de los fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores, pero inicialmente se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas, las cuales por motivo de la misma declinación de la presión, llegan a formar posteriormente una fase continua, que permitirá el flujo de gas hacia los pozos, tal como se observa en la siguiente figura 33.

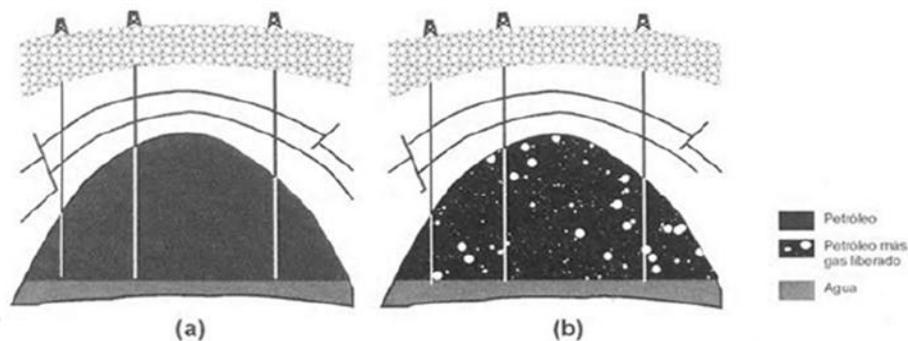


Figura 33. Yacimientos con empuje por gas en solución a) condiciones iniciales, b) en producción.

La eficiencia de este mecanismo de empuje depende de la cantidad de gas en solución, de las propiedades de la roca y del petróleo, y de la estructura geológica del yacimiento. En general, los recobros que se logran son bajos, en el orden de un 10 a 30%, debido a que el gas en el yacimiento es más móvil que la fase petróleo. A medida que la presión declina, el gas fluye a una tasa más rápida que la del petróleo, provocando un rápido agotamiento de la energía del yacimiento, lo cual se nota por el incremento de las relaciones gas-aceite RGA del campo. Los yacimientos con empuje por gas en solución son, usualmente, buenos candidatos para la inyección de agua. El orden de recuperación en este tipo de yacimientos es bajo aproximadamente entre 5 y 35% del aceite contenido a la presión de saturación.

III.2.6.3. Yacimientos con empuje por casquete de gas.

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido que provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen, de modo que el petróleo se desplaza por el empuje del gas ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel

deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después que los conos de gas llegan a los pozos productores como se muestra en la siguiente figura 34.

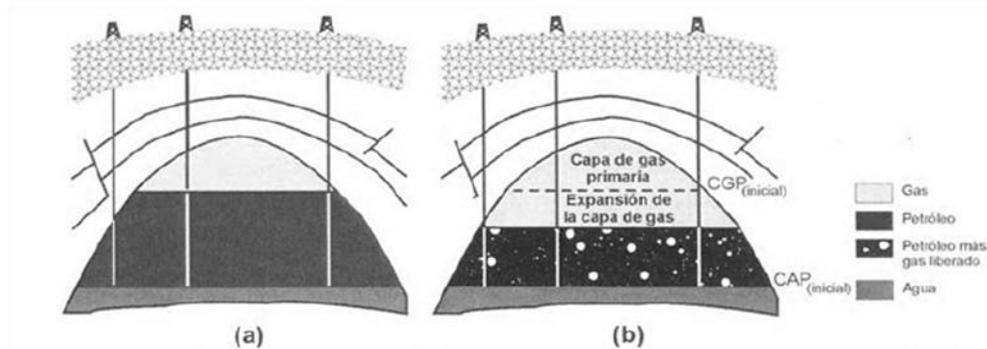


Figura 34. Yacimientos con empuje por casquete de gas a) Condiciones iniciales, b) En producción.

Los yacimientos con capa de gas muy grande no se consideran como buenos candidatos para la inyección de agua; en su lugar, se utiliza la inyección de gas para mantener la presión dentro de la capa. Cuando en tales yacimientos existe una zona de agua en el fondo, se puede aplicar un programa combinado de inyección de agua y gas, tal como se presenta en la siguiente figura 35.

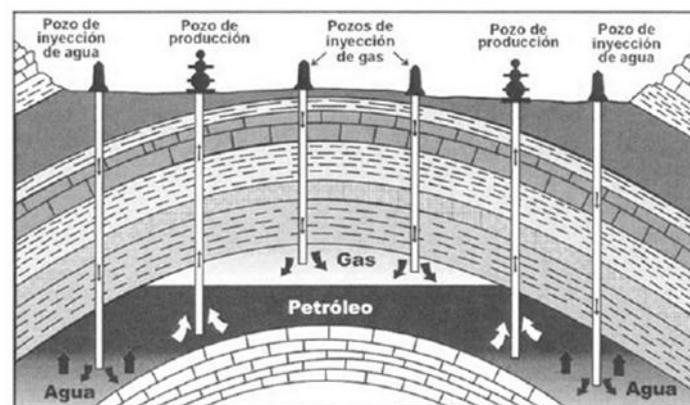


Figura 35. Yacimiento con empuje combinado de inyección de agua y gas.

Si la presión del yacimiento se encuentra a su presión inicial, al ser inyectado el gas no llegará a la zona de aceite, sin embargo sí lo logrará atrás o en el frente de avance del gas libre y por consiguiente, sus condiciones de saturaciones iniciales de aceite en la parte inferior de la estructura se mantendrán, hasta que el gas inyectado llegue a esa zona. La producción de aceite proviene de los pozos localizados en la zona de aceite, pero el aceite producido es remplazado, por el que se mueve adelante del frente del gas, por lo que de esta manera el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.

Se deben de tomar precauciones con estos programas combinados de inyección, ya que existe el riesgo de que el petróleo sea desplazado hacia la región de la capa de gas y quede atrapado al final de la invasión. La recuperación en este tipo de yacimientos esta en el orden del 20 al 40% del aceite contenido pero en condiciones favorables puede llegar a ser del 60%.

III.2.6.4. Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos.

Un petróleo crudo cuando es altamente bajosaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos y, como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbuja. Entonces, el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el

desplazamiento de los fluidos. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. Dada la baja compresibilidad del sistema, el ritmo de declinación de la presión con respecto a la extracción, es muy pronunciado.

Un yacimiento bajosaturado se puede identificar por los datos de presión del yacimiento realizando un análisis de sus fluidos o mediante un análisis PVT. Estos yacimientos son buenos candidatos para la inyección de agua cuando se busca mantener alta su presión e incrementar la recuperación de petróleo.

III.2.6.5. Yacimientos con drenaje por gravedad.

El drenaje por gravedad puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena acumulación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. No obstante, dicha migración es relativamente rápida comparada con el drenaje del petróleo, de forma que las tasa de petróleo son controladas por la tasa del drenaje del petróleo. Tal proceso es lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o al tope de la formación para llenar el espacio inicialmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas. El drenaje por gravedad es el desplazamiento de los fluidos del yacimiento debido a la distribución de estos mismos a causa de sus densidades como se muestra en la siguiente figura 36.

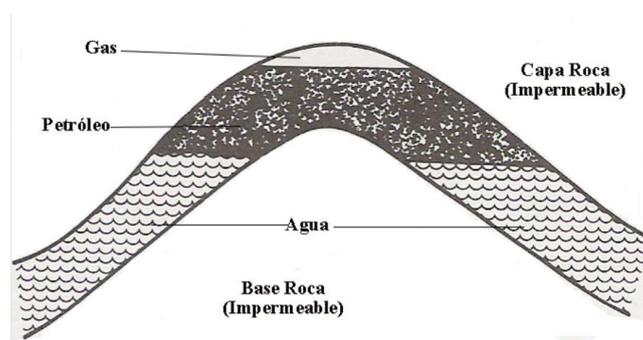


Figura 36. Yacimiento con drenaje por gravedad.

En este tipo de yacimientos se establecen condiciones favorables al drenaje por gravedad también cuando se tiene un elevado relieve estructural, cuando ante abatimientos de presión el movimiento de los fluidos no es influenciado totalmente y cuando en los yacimientos se tienen altas permeabilidades.

III.2.6.6. Yacimientos con empuje combinado.

En la mayoría de los yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alterada o simultánea. En ambos casos, se dice que el yacimiento produce por empuje combinado.

Es conveniente hacer notar que en todos los tipos de empuje están presentes las fuerzas de gravedad y capilar, alterando positiva o negativamente la acción de tales empujes. En caso de yacimientos de gran espesor y/o de buzamiento pronunciado. El efecto de gravedad puede hacer que el gas que sale de la solución con el petróleo fluya hacia la parte más alta de la estructura, en contracorriente con el petróleo, originando así una capa de gas secundaria o engrandeciendo la original. Esto dará un empuje adicional no existente en la capa de gas secundaria o aumentará la efectividad de la capa de gas original. Por otro lado, un fuerte empuje con agua abrumará completamente un empuje por gas en solución al mantener la presión por encima del punto de burbujeo.

En la siguiente tabla 8 muestra los rangos de recuperación para los diferentes tipos de empujes.

Mecanismo de empuje	Recuperación (%)
Expansión del sistema roca-fluidos	3 – 7
Expansión de gas en solución	5 – 30
Expansión por casquete de gas	20 – 45
Acuífero asociado al yacimiento	35 – 75
Segregación de fluidos	< 80
Empujes combinados	30 – 60

Tabla 8. Rangos de recuperación para los diferentes tipos de empujes.

III.2.7. Comportamiento de los yacimientos y diferentes tipos de recuperación.

Una de las funciones principales de la ingeniería de yacimientos es predecir el comportamiento futuro de los yacimientos y estudiar los diferentes métodos de recuperación primaria, secundaria y terciaria o incluso estimulaciones. A tal efecto, se utilizan elementos o parámetros que representan su historia de producción, los cuales pueden clasificarse en esenciales o fundamentales, como la presión, la relación gas-petróleo y la producción acumulada; y, en secundarios, como la tasa de producción, el índice de productividad y el recobro final.

Estos métodos de recuperación se refieren a las diferentes etapas de producción de un yacimiento. Muskat define la recuperación primaria como el periodo de producción que comienza con el descubrimiento del yacimiento y continúa hasta que las fuentes de energía natural para expulsar el petróleo no mantienen tasas de producción que resultan económicas.

Debido a que la presión del yacimiento siempre declina durante la recuperación primaria, esta también se conoce como agotamiento de presión. La energía original hace que los fluidos lleguen a los pozos aunque se requiera una energía externa, como el levantamiento artificial, para llevar los fluidos hasta la superficie.

En la recuperación primaria también se puede incluir los métodos de mantenimiento de presión mediante la inyección de fluidos en el yacimiento durante la historia de producción primaria. El principal efecto del mantenimiento de presión es disminuir la declinación de la presión del yacimiento y, por lo tanto, conservar su energía y aumentar la recuperación del petróleo. Usualmente los fluidos inyectados son agua y gas.

III.2.7.1. Métodos convencionales de recobro, inyección de agua y gas.

La recuperación secundaria se define como la inyección de fluidos después que el yacimiento ha alcanzado completamente el agotamiento de su energía original para expulsar los fluidos contenidos en él. Este tipo de recuperación requiere re-presurizar o aumentar la presión del yacimiento. Los fluidos inyectados más populares son el agua y el gas. Otros son la inyección enriquecida de gases, nitrógeno, dióxido de carbono, vapor, surfactantes, entre otros. Si se inyecta otro fluido en el yacimiento después de las operaciones de recuperación secundaria, se tiene la recuperación terciaria en donde los fluidos inyectados incluyen CO₂, gases enriquecidos, polímeros y soluciones de surfactantes. Debido a que ellos no están originalmente presentes en el yacimiento, la recuperación terciaria se le conoce también como recuperación mejorada, pero como se señaló antes, estos fluidos también se inyectan en procesos secundarios.

III.2.7.2. Tipos de Inyección de Agua.

De acuerdo con la posición de los pozos inyectoros y productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas:

➤ **Inyección periférica o externa**

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo.

Ventajas:

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- Rinde un alto recobre de petróleo con un mínimo de producción de agua. Es este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores, así disminuye los costos de instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.

Desventajas:

- Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- No es posible logra un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos, no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
- Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento.

➤ **Inyección en arreglos o dispersa**

Consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo-gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. También se le conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectores que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.

Se emplea particularmente, en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal. Con el objetivo de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectores, o se perforan pozos inyectores interespaciados.

Ventajas:

- Genera una invasión más rápida en yacimientos de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas, ya que la distancia inyector-productor es pequeña.
- Elevada eficiencia de barrido areal.
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
- El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

Desventajas:

- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.
- Requiere mejor descripción del yacimiento.

- Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos. Es más riesgosa.

III.2.7.3. Tipos de inyección de Gas.

Las operaciones de inyección de gas se clasifican en dos tipos:

➤ **Inyección de gas interna o dispersa**

Este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje de gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado emerge junto con el petróleo al poco tiempo de haber sido inyectado.

Se aplica en yacimientos con pozo buzamiento y relativamente delgados.

Generalmente se requiere un número elevado de puntos de inyección. La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja. La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo depende de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.

Ventajas:

- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
- La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

- Eficiencia del recobro mejora muy poco como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.
- Eficiencia de barrido areal inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
- Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia del recobro sea inferior a la que se logra por la inyección externa.
- Los pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

➤ **Inyección de gas externa**

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria. Por lo general, se lleva a cabo en yacimientos donde ocurre segregación debido a la influencia de las fuerzas de gravedad.

Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales, > 200 md.

Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende la inyectividad y de los puntos de inyección requeridos.

Ventajas:

- La eficiencia de barrido areal es superior.
- Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.
- El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

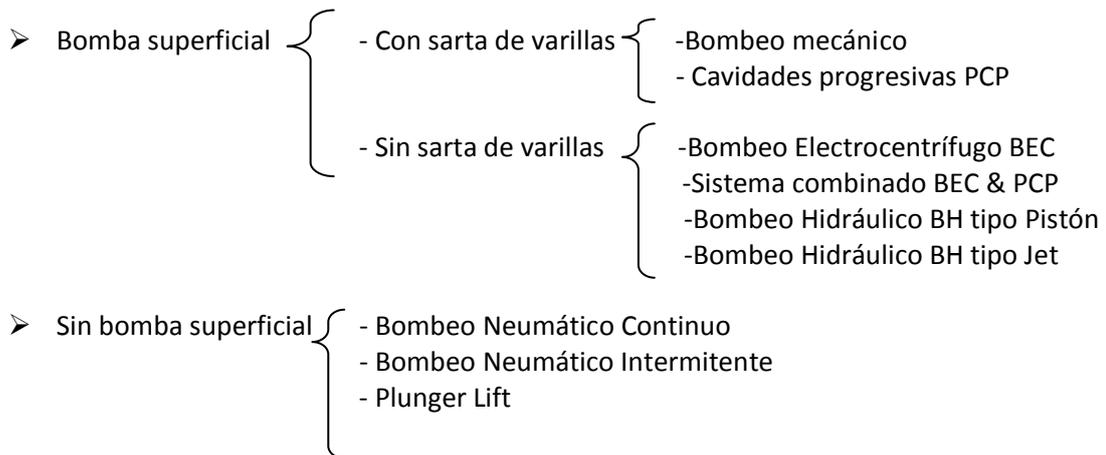
- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.

- Intercalaciones de lutitas, como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas.

III.2.8. Sistemas artificiales de producción.

Son equipos adicionales a la infraestructura de un pozo, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Los Sistemas Artificiales de Producción son otra área de la ingeniería petrolera de gran importancia en la producción de hidrocarburos en el proyecto ATG (Aceite Terciario del Golfo). Debido a la baja energía de los yacimientos, éstos aportan cantidades bajas de crudo y en muchas ocasiones los fluidos no tienen la energía suficiente para llegar a la superficie. Esto hace que el nivel de fluido dentro del pozo genere una contrapresión que inhibe la producción del yacimiento y en muchas ocasiones la nulifique.

Clasificación de los Sistemas Artificiales de Producción.



La selección de SAP estará en función de las siguientes características:

Características de Producción.

- Índice de Productividad Relativo IPR.
- Gasto de líquido q_L .
- producción de agua %w.
- Relación Gas-Aceite.

Propiedades de los Fluidos.

- Viscosidad del aceite μ_o .
- Viscosidad del gas μ_g .
- Factor de volumen del gas B_g .
- Factor de volumen del aceite B_o .

Características del Yacimiento, Método de empuje.

- Expansión de los fluidos.
- Segregación gravitacional.
- Empuje hidráulico.
- Expansión capa de gas.

Instalaciones en la Superficie.

- Líneas de flujo.
- Cabezales de distribución.
- Presión en el separador.

Localización.

- Costa Afuera.
- Zona Urbana.
- Aislada.
- Conjunto de pozos.

Características del Pozo.

- Profundidad.
- Diámetro Interno y Externo de las tuberías.
- Tipo de terminación.
- Desviación.

Problemas Operacionales

- Arena.
- Parafina.
- Carbonatos.
- Corrosión.
- Emulsiones.
- Temperatura de fondo.

CAPÍTULO IV

DISEÑO DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

En yacimientos donde se presenta una baja permeabilidad una opción económicamente viable es la estimulación mediante el fracturamiento hidráulico para aumentar de forma considerable la producción. Incluso en los yacimientos con mayores permeabilidades, la estimulación es una forma efectiva de mejorar la producción o acelerar la recuperación, especialmente durante periodos de aumento de los precios del petróleo y el gas, o cuando la viabilidad económica de un proyecto exige un rápido retorno de la inversión. Esta técnica como también los SAP's y métodos de inyección, están orientadas en la terminación de pozos y en reparaciones mayores y llegan a ser difíciles de realizar en yacimientos terrígenos para productividad de pozos.

Los fracturamientos hidráulicos convencionales tienen por objetivo conectar la mayor cantidad de zonas productivas posibles con un solo o varios tratamientos llevados a cabo durante operaciones independientes. Históricamente, las zonas productivas que se extienden a través de cientos de pies se agrupan en "etapas", y cada etapa se estimula mediante un tratamiento independiente. Estos trabajos de fracturamiento hidráulico masivo, bombeando directamente a través del revestimiento o de la tubería de producción estándar, están destinados a maximizar la altura de la fractura y optimizar su longitud. Las acidificaciones de la matriz y los fracturamientos hidráulicos son técnicas comunes de estimulación de yacimientos utilizadas para incrementar la productividad, aumentar la eficiencia de recuperación y mejorar la rentabilidad de pozos.

El fracturamiento hidráulico que utiliza un material apuntalante se ha convertido, en la última década, en una de las operaciones más importantes en la terminación de pozos. En México, su uso más frecuente se ha dado en la cuenca de Burgos, cuyos pozos de gas producen en formaciones de arenisca de baja permeabilidad; aunque también se ha usado en pozos del paleocanal de Chicontepec y en algunos de la Cuenca de Veracruz, donde predominan las formaciones carbonatadas.

Ante la evolución de esta técnica de estimulación, actualmente se dispone de una gran variedad de fluidos, según lo requiera la situación. Los equipos son cada vez más sofisticados en cuanto a capacidad y precisión de mezclado, así como en cuanto al control de presión, gasto, dosificación de aditivos y materiales apuntalantes. Incluso se ha llegado a utilizar tubería flexible para realizar estas operaciones.

IV.1 Consideraciones físicas del fracturamiento.

IV.1.1. Proceso del fracturamiento.

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento.

El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales y para evitarlo se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura con apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura evitando que se cierre.

Para controlar la operación, se deben registrar continuamente los valores de:

- Presión.
- Gasto.
- Dosificación del apuntalante.
- Dosificación de aditivos.
- Condiciones del fluido fracturante (control de calidad).

En superficie se deben monitorear las siguientes presiones:

- Presión de rotura (P_r): Es el punto en que la formación falla y se rompe.
- Presión de bombeo o presión de superficie (P_s): es la necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- Presión de cierre instantánea (P_{ci}): es la que se registra al parar el bombeo, cuando desaparecen todas las presiones de fricción, quedando sólo las presiones interna de la fractura y la hidrostática del pozo.

La presión de fractura (P_f) es la presión requerida en el fondo para mantener abierta o extender la fractura creada cuando se empieza a cerrar al ser suspendido el bombeo del fluido de tratamiento. Puede variar durante la operación.

La presión para extender la fractura se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$P_f = P_{ci} + P_h \dots (4.1)$$

Donde P_h (Kg/cm²) es la presión hidrostática y se calcula de la siguiente forma:

$$P_h = 0.4334 * \rho * D \dots (4.2)$$

Dónde ρ es la densidad en lbs/gal, D la altura en ft.

La pérdida por fricción en la tubería (P_{frictp} , psi) puede ser calculada mediante un diagrama de Moody, si el fluido es newtoniano. Para fluidos no newtonianos (geles), el cálculo de la pérdida de carga por fricción es mucho más complejo.

Una vez definidas las presiones y pérdidas por fricción, se puede obtener la presión de tratamiento en superficie (P_s , psi) y la potencia hidráulica (P_{HHP}). La presión en superficie será:

$$P_s = P_f + P_{frictp} + P_{fricP} - P_h \dots (4.3)$$

Donde P_{fricP} son perdidas por fricción en los disparos en psi. Y la potencia hidráulica (P_{HHP}) es:

$$P_{HHP} = \frac{P_s * Q_i}{40.8} \dots (4.4), Q_i \text{ es el gasto de inyección del fluido fracturante en bl/min.}$$

IV.1.2. Comportamiento de la roca matriz.

Hay diversos modelos que representan el comportamiento mecánico de la roca, el modelo más generalizado es el lineal elástico debido a su simplicidad siendo solo de dos parámetros. Este modelo se fundamenta en los conceptos de esfuerzo normal (σ) y deformación (ϵ), los cuales relacionan la Ley de Hooke expresada en la siguiente ecuación lineal.

$$\sigma = E\epsilon \dots (4.5)$$

Donde E es el primer parámetro elástico conocido como modulo de elasticidad (Young).

El segundo parámetro es la relación de Poisson ν , el cual es una relación entre los esfuerzos y deformaciones longitudinales bajo la sección de una carga uniaxial, es decir, la relación entre la

expansión lateral (ε_l) con la contracción longitudinal o axial (ε_a) de la roca cuando se somete a compresión.

$$v = \frac{\varepsilon_l}{\varepsilon_a} \dots (4.6)$$

Cuando se incluyen los efectos de la porosidad y los fluidos contenidos en la roca en el modelo elástico, éste se convierte en un modelo poroelástico.

IV.1.3. Reacción de la presión de yacimiento en el estado de esfuerzos.

Dentro de un medio poroso saturado por fluido a una presión de yacimiento p , los esfuerzos principales efectivos están definidos por la siguiente expresión:

$$\sigma_i = \Sigma i - \alpha p \dots (4.7)$$

Para $i = 1,2,3$ y donde σ_i es el esfuerzo efectivo, Σi esfuerzo total de la roca, α parámetro experimental $0.85 \leq \alpha \leq 1$, σ_1 será el esfuerzo efectivo vertical, σ_2 esfuerzo efectivo horizontal y σ_3 esfuerzo efecto de menor magnitud.

Dos casos son particularmente interesantes respecto a la variación de la presión de yacimiento: la inyección de fluidos al yacimiento y la declinación natural de presión del yacimiento. En el primer caso, durante el fracturamiento el primer fluido a inyectar es un filtrante, el cual generará una disminución en la presión efectiva, permitiendo iniciar la fractura más fácilmente. Un análisis similar permite establecer que la disminución de presión de poro en un yacimiento maduro incrementa el esfuerzo efectivo de la roca.

IV.1.4. Reacción de la temperatura en el estado de esfuerzos

La magnitud del esfuerzo normal de la roca (σ) varía proporcionalmente a cambios de temperatura (Δt). Por ello, al entrar el fluido fracturante a menor temperatura, que los fluidos contenidos en el yacimiento, este disminuye el esfuerzo efectivo de la roca y hace más fácil el inicio de la fractura hidráulica.

IV.1.5. Orientación de la fractura.

La dirección de la fractura está relacionada al estado original de los esfuerzos y al mecanismo que la ocasiona, el estado original de esfuerzos cumple la siguiente condición:

$$\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h \dots (4.8)$$

Bajo esta condición y para el caso particular donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación preferencial de los disparos, como se muestra en la siguiente figura 37 (derecha) en la cual se muestra una fractura creada por tensión.

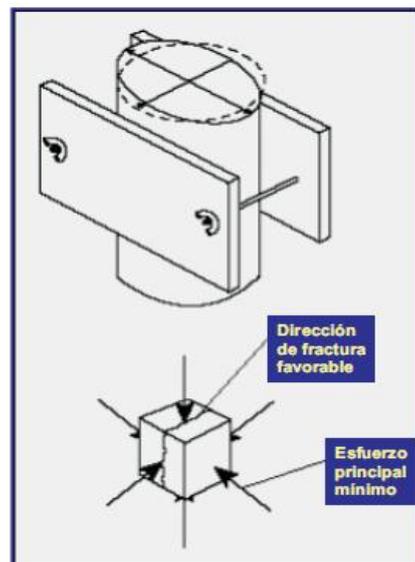


Figura 37. Dirección de fractura por tensión.

IV.2 Mecánica de la geometría de la fractura.

IV.2.1. Tortuosidad y reacción en la vecindad del pozo.

En pozos desviados, disparados inadecuadamente o mal diseñados, se observa en la vecindad del pozo grandes pérdidas por fricción.

Esas pérdidas en la vecindad del agujero son atribuidas a efectos como la tortuosidad (cambio o giro imprevisto o repentino de fractura), alineación inadecuada de la fase de disparos, puntos estrechos inducidos de la roca y fracturas múltiples. Todo esto puede causar el incremento de la presión neta y la probabilidad de arenamiento causado por el ancho limitado de la fractura cerca del pozo y así generan la disminución de la eficiencia en el tratamiento.

IV.2.2. Geometría de fractura alrededor del pozo.

Estudios han definido que los disparos deben estar orientados entre 10° a 20° dentro del plano normal del mínimo esfuerzo para que la fractura inicie en los disparos y logre extenderse. Ya que si no se dirigen en la dirección señalada y los pozos son direccionales, la fractura puede crecer en forma de "S".

IV.2.3. Disparos y efecto de desviación.

Los tres supuestos componentes en la pérdida de presión en la vecindad del agujero son:

- La fricción a través de los disparos.
- Los giros de la fractura (por ejemplo la tortuosidad).
- La fricción por un desalineamiento de los disparos.

IV.2.3.1. Fricción en los disparos.

Un pozo disparado de manera deficiente tiene un efecto significativo en la ejecución y evaluación de un tratamiento de fractura debido a que los disparos afectan la presión de rompimiento y de tratamiento, generando un arenamiento.

Si los disparos son de la fase y tamaño adecuado, este efecto es despreciable, de otra manera el efecto se toma constante durante todo el tratamiento.

IV.2.3.2. Tortuosidad.

Se puede entender como un camino "retorcido" que conecta el pozo a la parte principal de la fractura. En la siguiente figura 38 se muestra cómo una fractura puede cambiar y girar para alinearse con el plano preferente de fractura.

El ancho de fractura es proporcional a la diferencia entre la presión en la fractura y el esfuerzo contra el cual se abre. Cuando la fractura se abre contra un esfuerzo mayor que el mínimo in situ, el ancho de la fractura se reduce con relación a aquella que gira. Este proceso de reducción del ancho de fractura restringe el flujo y podría causar un arenamiento.

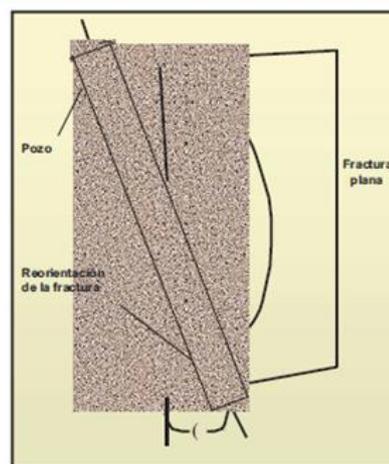


Figura 38. Tortuosidad en la fractura.

IV.2.3.3. Desalineamiento de fases.

Gran parte de los disparos no están alineados con el plano preferencial de fractura, a menos de contar con la información respecto a la dirección de esfuerzos de un pozo en particular y de los accesorios necesarios para perforar la tubería.

Si la fractura no comienza en los disparos, el fluido se comunicará con la fractura a través de canales angostos alrededor de la tubería de revestimiento, atravesando el micro anillo (A) y pasando el área restringida antes de entrar al cuerpo principal de la fractura, con tal velocidad que erosionan los puntos estrechos. Esto canales pueden generar elevadas presiones debido a las restricciones de la anchura causando arenamiento debido al punteo o taponamiento del apuntalante, cuando éste requiere entrara a la fractura como se muestra en la siguiente figura 39.

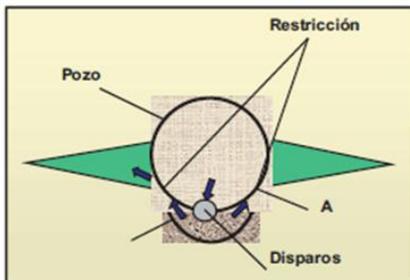


Figura 39. Desalineamiento entre disparos y el plano de la fractura provoca puntos muy ajustados.

IV.2.4. Evaluación de la fractura durante la operación.

La evaluación depende de parámetros como la capacidad de presión de la formación la cual indica la presión a la cual la fractura se mantiene confinada, y la presión neta P_{neta} la cual es la presión de fondo en el pozo a nivel de los disparos ($P_w = P_h + P_s$) menos la presión de cierre de fractura (P_{ci}) y está definida por la siguiente ecuación:

$$P_{neta} = P_w - P_{ci} \dots (4.9)$$

Cuando la presión neta alcanza la capacidad de presión de la formación, la fractura pierde confinamiento.

Los factores que controlan el confinamiento de la fractura son:

- El contraste de esfuerzos entre los esfuerzos horizontales del yacimiento con los de las formaciones adyacentes. (Propagación vertical de la fractura fuera de la formación)
- La diferencia entre los esfuerzos horizontales con el esfuerzo vertical (sobrecarga) en el yacimiento.
- Exceso del esfuerzo actuando en fracturas naturales, lo que ocasiona su apertura y consecuentemente alta pérdida de fluido.

IV.2.5. Módulos de diseño.

Los procedimientos de diseño se basan en dividir en dos partes la columna de fluido inyectado, siendo la primera parte la que se pierde por filtración y la otra es la que ocupa la fractura creada. Las diferencias entre estos métodos de diseño de fracturas hidráulicas constan en las ecuaciones utilizadas para la descripción de eventos físicos. Estos métodos se dividen en tres grupos los cuales están en función de la forma en la que calculan el espesor de fractura.

Grupo 1. Modelos desarrollados por Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972). En ellos se supone que el espesor de fractura es proporcional a la altura de la misma.

La determinación de la geometría de fractura ante la presencia de filtración es más compleja. Sin embargo, puede ser determinada a través de un proceso de ensayo y error.

Grupo 2. Modelos desarrollados por Kristianovich y Zheltov (1955), Letirant y Dupuy (1967), Geerstma y Deklerk (1969) y Daneshy (1973). Estos modelos proponen que el ancho de fractura es proporcional a la longitud de la misma, a diferencia de Perkins y Kern y Nordgren, que proponen la proporcionalidad con la altura de la fractura.

Grupo 3. Modelos tridimensionales y pseudo tridimensionales. Están limitados debido a que se requiere especificar la altura de la fractura o asumir que se desarrollará una fractura radial, también la altura de la fractura varía del pozo a la punta de la fractura, esto puede remediarse usando modelos planos tridimensionales (3D) y pseudo tridimensionales (P3D). En los modelos 3D, los cálculos del flujo total de fluidos bidimensional (2D) en la fractura son acoplados a la respuesta elástico tridimensional (3D) de la roca, mientras que en los modelos pseudo tridimensionales, por acoplamiento u otra manera, se aproximan a la elasticidad 3D. A diferencia de los modelos de los grupos 1 y 2 descritos, los modelos planos 3D y pseudo 3D consideran los datos de las propiedades de las zonas confinantes para predecir el ritmo de crecimiento de la fractura. Los parámetros más importantes para el diseño de un tratamiento de fractura utilizando estos modelos pseudo 3D incluyen:

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido del yacimiento.
- Propiedades petrofísicas.
- Propiedades del yacimiento.

IV.2.6. Proceso de propagación de la fractura.

La interpretación de las pendientes en una gráfica logarítmica de presión neta vs tiempo permiten evaluar el comportamiento de la fractura. La teoría que soporta este criterio de evaluación está fundamentada en análisis de flujo de fluidos en medios porosos, en la siguiente figura 40 se muestran las tres etapas típicas que se presentan en la evolución de la geometría de la fractura.

La primera etapa indica el desarrollo inicial de la fractura, usualmente es corta en tiempo, termina cuando la fractura queda verticalmente confinada por formaciones adyacentes (superior e inferior). En esta etapa es aplicable el modelo KGD. Durante la segunda etapa, el incremento en presión indica que la fractura se está propagando longitudinalmente (obedece al modelo PKN). La tercera etapa presenta cuando la presión neta se aproxima a la magnitud del esfuerzo mínimo de alguna de las barreras verticales.

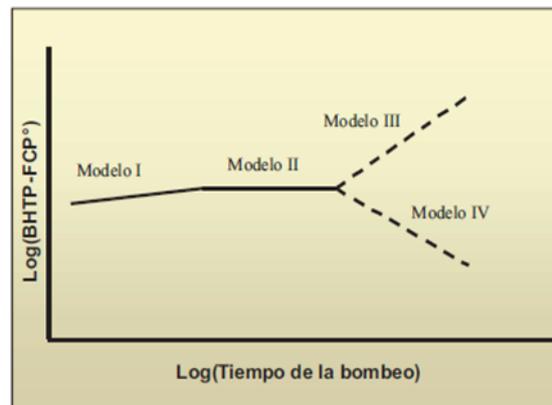


Figura 40. Evolución geométrica de la fractura durante el bombeo.

La etapa de desplazamiento es importante ya que se debe evitar un sobre desplazamiento que lave la cara de la fractura, perdiendo conductividad; por lo que, en todo caso, es importante verificar los volúmenes para desplazar, haciendo preferible limpiar un tapón de arena a lavar la cara de la fractura.

IV.3. Tipos de fluidos fracturantes y caracterización.

Para cualquier operación de fracturamiento hidráulico, se requieren propiedades especiales del fluido, por lo cual se adicionan productos con funciones específicas, ya sea como parte constituyente de la formulación del fluido, o bien se agregan una vez que el fluido este preparado. Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura.
- Fácil remoción después del tratamiento
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad

La siguiente tabla 9 muestra la clasificación de los tipos de fluidos fracturantes y sus condiciones preferibles de uso.

Tabla 9. Clasificación de fluidos fracturantes.

FLUIDO FRACTURANTE BASE	TIPO DE FLUIDO	COMPOSICIÓN PRINCIPAL	CONDICIONES
AGUA	Fluido lineal	GEL, GUAR, HEC, CMHPG	Fracturas cortas, baja temperatura
	Fluidos activados	Activador + GUAR, HPG, CMHPG, CMHCG	Fracturas largas, alta temperatura
ESPUMA	Espuma base agua	Agua y espumante + N ₂	Formaciones de baja presión
	Espuma base ácido	Ácido y espumante + N ₂	Baja presión, formaciones sensibles al agua
	Espuma base alcohol	Metanol y espumante + N ₂	Formaciones de baja presión con problemas de bloque de agua
ACEITE	Fluidos lineales	Aceite, aceite en gel	Formaciones sensibles al agua, fracturas cortas
	Fluidos activados	Gel de Ester fosfatado	Formaciones sensibles al agua, fracturas largas
	Emulsiones con agua externa	Agua + aceite + emulsificador	Bueno para control de pérdida de fluido.

IV.3.1. Fluido base agua.

Los fluidos base agua son los más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico debido a su bajo costo, accesibilidad y elevado desempeño y sencillo manejo, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una alta viscosidad capaz de mantener el apuntalante a temperatura ambiente, pero a medida que esta aumenta las soluciones se adelgazan considerablemente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la parte frontal de la fractura. La inconveniencia de utilizar esta tipo de fluido fracturante es la presencia de material arcilloso en la roca, la distribución y contenido de la misma afecta la sensibilidad de la formación de fluidos acuosos la cual se manifiesta como expansión y dispersión-migración de las arcillas y por consiguiente una reducción del flujo de fluidos a través de los poros y fracturas inducidas.

IV.3.2. Fluidos base espuma.

Son simplemente una emulsión de gas en liquido, las burbujas de gas proveen una alta viscosidad y son capaces de transportar el apuntalante, la formación de una espuma estable tiene propiedades de viscosidad similares a un fluido base aceite gelado.

Los tratamiento fracturantes comunes son diseñados para lograr una calidad de espuma 70, 75 y 80% (fase gaseosa), las burbujas son creadas por turbulencia cuando el liquido y el gas son mezclados, las emulsiones de gas en agua pueden ser estabilizadas con surfactantes que cubran las burbujas de gas.

Las desventajas que presenta este fluido es que las pequeñas variaciones en la velocidad de la mezcla de agua o gas pueden causar la pérdida de la estabilidad de la espuma por ejemplo al usar CO₂ o N₂ donde la densidad de la espuma es alta y por lo tanto se requiere una presión de bombeo elevada, otra desventaja es la dificultad de transportar altas concentraciones de arena en espumas fracturantes.

La principal aplicación de este tipo de fluido es en pozos poco profundos y de bajas presiones que requiere un fluido energizado o que son sensibles al agua, donde la espuma debe ser utilizada.

IV.3.3. Fluido base aceite.

Los primeros fluidos base aceite estabilizados fueron diseñados por la necesidad de contar con fluidos de fracturamiento para formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas, además no causan daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción pues el fluido comúnmente utilizado es el petróleo crudo por fácil disponibilidad y bajo costo. Sin embargo son inflamables e impactan de manera severa el ambiente, además hay mucha pérdida de carga en las tuberías cuando se bombea a altos caudales, lo que genera un excesivo consumo de potencia en las bombas, esto restringe el uso de estos fluidos en pozos poco profundos y con bajo gradiente de fractura.

Por otra parte el asentamiento del agente apuntalante no es eficiente sobre todo a altas temperaturas, lo que genera la posibilidad de arenamiento y no permite obtener anchos considerables de fractura, además la alta pérdida de fluido por filtrado, no permite obtener una fractura de gran extensión.

Los fluidos base diesel o keroseno aportan altos valores de viscosidad, lo que ayuda a transportar más arena y alcanzar geometrías de fractura mayores en ancho y longitud y por consiguiente una mayor conductividad, su inconveniente es el manejo y almacenamiento pues es de alto riesgo al ser muy volátiles y contaminantes.

Actualmente, se han diseñado fluidos base hidrocarburos gelificados, que generan propiedades similares a las descritas por los geles de base acuosa, estos fluidos tienen las siguientes ventajas:

- Buena capacidad de acarreo de agente apuntalante.
- No dañan formaciones sensibles al agua.
- Son compatibles con los fluidos de formación.
- Poseen una pérdida de carga por fricción, hasta del 90% menos que el fluido no gelificando.
- Se tiene menor pérdida de fluido por filtrado.
- Mantiene alta viscosidad en condiciones de altas temperaturas.
- Una vez roto el gel se puede recuperar con la producción.

IV.3.4. Fluidos base alcohol.

El metanol e isopropanol han sido un componente de fluidos fracturantes base agua y base ácido, como también se han empleado exclusivamente como un fluido fracturante. Al alcohol reduce la tensión superficial del agua, usualmente es usado para la remoción de obstrucciones de agua. En fluidos fracturantes, el alcohol se usa ampliamente como estabilizador de temperatura. El principal beneficio es que muestra una baja tensión superficial, miscibilidad con agua, remoción de bloque de agua y compatibilidad con formaciones que son sensibles al agua. Por otro lado el uso de este fluido crea inconvenientes, especialmente el peligro sobre el personal que respira los vapores del alcohol como también de su combustión.

IV.3.5. Fluidos emulsionados.

Una emulsión de aceite y agua tienen buen control de pérdida de fluido, mostrando una gran capacidad de acarreo de apuntalante y sirve para tener una buena limpieza. Su uso es amplio en el área de tratamientos por fracturamiento hidráulico a su buen resultado costo-efectividad.

Los dos tipos básicos de emulsiones son:

- Aceite externo: El aceite es la fase continua y el agua es emulsificada en aceite teniendo propiedades de viscosidad similar a los fluidos base aceite, como resultado proporcionan una alta presión de fricción en relación con la alta viscosidad.
- Agua externa: El agua es la fase continua y el aceite es la fase discontinua, debido a la baja viscosidad del agua en comparación a la del aceite, se presenta menores pérdidas de presión por fricción.

Polímeros viscosificantes.

- *Goma guar*: Es usada para viscosificar el agua empleada en fracturamientos, polímero de alto peso molecular, al agregarse al agua se hincha y se hidrata, lo que crea un medio para que las moléculas del polímero se asocien con las del agua, desarrollándose y extendiéndose en la solución.
- *Hidroxipropil guar* (HPG): Se deriva del Guar con Óxido de Propileno, contiene de 2 a 4% de residuos insolubles, más estable que el Guar a temperaturas mayores a los 150 °C y más soluble en alcohol.
- *Carboximetilhidroxipropil guar* (CMHPG): Es activado con aluminatos (que lo hacen más económico que un fluido HPG activado con zirconatos o titanatos). Es también activado con zirconatos, lo que le permite mayores viscosidades y trabajar en altas temperaturas.
- *Hidroxietil celulosa* (HEC) o el *Hidroxipropil celulosa* (HPC): utilizados cuando se requieren fluidos limpios. Estos fluidos tienen una cadena de unidades de azúcar glucosa, el HEC. Pueden ser activado a PH de 6 a 10 con zirconatos o con lantánidos.
- *Carboximetilhidroxietil celulosa* (CMHEC): Este polímero provoca una activación con iones metálicos como aluminatos, zirconatos o titanatos en ambientes con PH de aproximadamente de 2 a 4.
- *Goma xantana*: Esta solución se comporta como un fluido ley de potencias aun a bajos esfuerzos de corte, donde las soluciones de HPG llegan a ser newtonianos.

Aditivos.

Los aditivos de los fluidos fracturantes y los sistemas de fluido se caracterizan por los siguientes propósitos:

- 1) Obtener las propiedades necesarias para la buena función del fluido fracturante.
- 2) Generar datos de entrada para el simulador de diseño de fracturas.
- 3) Controlar la calidad antes o durante el tratamiento.

Se usan para romper el fluido, una vez que el trabajo finaliza, para controlar la pérdida de fluidos, causar el menor daño a la formación, tener manejo del PH, mejorar las variaciones de temperatura y tener un control de bacterias. Algunos aditivos se dan a continuación.

- *Activadores de viscosidad*: Son agentes reticuladores que unen las cadenas formadas por el polímero y elevan considerablemente la viscosidad, activando el fluido. Entre los más comunes se tienen los boratos, aluminatos, zirconatos.
- *Quebradores*: Reducen la viscosidad del sistema fluido apuntalante, partiendo el polímero en fragmentos de bajo peso molecular. Los más usados son los oxidantes y las enzimas. Entre los primeros se encuentran los oxidantes de persulfato de amonio, potasio y sodio. Su descomposición depende de la temperatura, produce radicales de sulfatos altamente reactivos que atacan el polímero, reduciendo su peso molecular y propiedad viscosificante. Por debajo de 125 °F es muy lenta, si se usa sólo el persulfato; sin embargo, puede acelerarse con la adición de aminas. Por arriba de esta temperatura, la generación de radicales sulfatos ocurre muy rápidamente.
- *Aditivos para pérdida de filtrado*: La efectividad de los aditivos dependerá del tipo de problema de pérdida ya sea por pérdida por una matriz de permeabilidad alta o pérdida por microfracturas. En formaciones de alta permeabilidad, los polímeros y aditivos pueden

ser capaces de penetrar la mayoría de los poros y formar un enjarre interno. La harina sílica es un aditivo efectivo de pérdida de filtrado ayudando a formar un enjarre. Generalmente las formaciones con baja permeabilidad tienen abiertos los poros más pequeños. El rango de tamaño de poro puede variar ampliamente, lo que beneficia a los aditivos de pérdida, ya que se tiene un amplio rango de tamaño de partículas, de tal manera que esos espacios puedan ser puenteados.

- *Bactericidas*: Evitan la pérdida de viscosidad causada por bacterias que degradan el polímero. Los polisacáridos empleados para espesar el agua, son fuentes para la generación de alimento para las bacterias las cuales disminuirán el peso molecular del polímero causando pérdida en la efectividad del gel. Una vez que se introduce dentro del yacimiento, algunas bacterias pueden sobrevivir y reducir los iones de sulfatos a ácido sulfhídrico. Materiales como glutaraldehidos, clorofenatos, aminas cuaternarias e isotiazolinas, son usadas para el control de bacterias.
- *Estabilizadores*: Se adicionan al gel lineal (fluido fracturante sin activar) para ofrecer mejor estabilidad al fluido, cuando se presentan altas temperaturas de operación, normalmente arriba de 200 °F. Por lo general, ayudan a mantener la viscosidad del gel reticulado a estas temperaturas, retardando la degradación. Suelen ser compuestos salinos, como el tiosulfato de sodio ($\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$), que favorecen la formación de uniones intermoleculares.
- *Surfactantes*: Son sustancias que, a bajas concentraciones, absorbe la interface de dos líquidos inmiscibles, como pueden ser dos líquidos (aceite y agua), un líquido y un gas o un líquido y un sólido. Empleados para estabilizar emulsiones de aceite en agua, para reducir las tensiones superficiales o interfaciales, además ayudan a la limpieza del fluido fracturante.
- *Controladores de pH*: Se emplean para proporcionar y mantener un determinado nivel de pH, que permita el proceso de reticulación (activación). Usualmente son sales, como el acetato de sodio, bicarbonato de sodio o carbonato de potasio, y se suministran para facilitar la formación del gel lineal (fluido sin activar), mejorando la hidratación, es decir, la incorporación del solvente en la cadena polimérica.

IV.3.6. Caracterización de los fluidos fracturantes.

La caracterización de fluidos fracturantes ayuda a descubrir si una nueva composición renueva un sistema existente o si logra tener un desempeño similar a un costo menor, además permite obtener datos claves en el desempeño en propiedades y áreas críticas, tales como: reología, pérdidas por fricción en tuberías, ritmo de pérdida de fluidos, conductividad de fractura y daño a la formación; mismos que pueden usarse en el diseño de la fractura y simuladores de producción, y que deben definirse antes de utilizar el fluido de tratamiento en el campo. Los principales parámetros a evaluar en un fluido fracturante son:

- *Modelo ley de potencias*: Este modelo es el más usado para representar el comportamiento de los fluidos de fractura en los simuladores de diseño de fracturas. En este modelo se ha encontrado que existe una relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte caracterizada en función de tipo de fluido presente (Newtoniano y No Newtoniano), consistencia del fluido y su viscosidad.
- *Reología de la lechada*: La determinación de este parámetro en los fluidos fracturantes es un problema considerable debido a la dependencia sobre la composición del fluido,

geometría de flujo, temperatura, tiempo y tamaño del apuntalante, densidad y concentración.

- *Filtrado*: Es otro parámetro importante a vigilar en el diseño de un tratamiento por fracturamiento, pues con este se tendrá el control y manejo de qué tan rápido se perderán los fluidos en la fractura hacia la formación. Sin esta información, sería imposible diseñar un tratamiento que proporcione una geometría de fractura específica.

IV.3.7. Selección de un fluido fracturante.

En la selección del fluido fracturante se deben considerar principalmente la disponibilidad, costo y calidad técnica. Como también los siguientes factores:

- *Temperatura de fondo del pozo*: Se relaciona con el tiempo de bombeo, pérdida por filtrado y limpieza de la formación, una vez extraído el fluido. Debido a la dependencia de la estabilidad del fluido con la temperatura, si el fluido no mantiene la viscosidad a la temperatura de fondo del pozo, se da una fuerte pérdida de fluido por filtrado a la formación y la posibilidad de que se produzca un arenamiento.
- *Capacidad de transporte del apuntalante*: Se debe evaluar la capacidad de dispersión del fluido a la temperatura de fondo de pozo para garantizar el transporte del apuntalante al interior de la fractura y reducir la posibilidad de arenamiento. La selección técnica del fluido de fractura estará en función de la compatibilidad con los fluidos y propiedades de la roca, en la capacidad del fluido para transmitir la presión hidráulica dentro de la fractura, extender la fractura dentro de la formación, crear suficiente anchura de la fractura como para permitir la colocación del agente apuntalante dentro de la fractura, controlar su depositación y asegurar la limpieza del pozo después de la fractura.
- *Perdida del fluido*: Hay un cierto grado de dependencia de la permeabilidad de la formación ante la pérdida de fluido, pero el control de pérdida de líquido para casi cualquier sistema de fluido que fractura puede ser mejorado usando los aditivos.

IV.4. Tipos de apuntalantes y características.

El apuntalante es el único elemento en trabajos de fracturamiento que permanecerá en la fractura manteniéndola abierta y además de sostener las paredes de la fractura, crean una conductividad (permeabilidad en Darcys por cada pie de longitud de fractura apuntalada) en la formación. Los factores que afectan la conductividad de fractura son:

- Composición del apuntalante.
- Propiedades físicas del apuntalante.
- Permeabilidad empacada del apuntalante.
- Efectos de la concentración de polímeros después del cierre de la fractura.
- Movimientos de finos de formación en la fractura.
- La degradación del apuntalante a lo largo del tiempo.

Las propiedades físicas importantes del apuntalante y de las que dependerá la conductividad de la fractura son:

- Resistencia
- Redondez y esfericidad
- Distribución y tamaño del grano
- Densidad
- Cantidad de finos e impurezas

Es necesario rebasar los esfuerzos in situ para abrir y propagar un fracturamiento hidráulico. Una vez al poner en producción el pozo, estos esfuerzos cerrarán la fractura confinando el

apuntalante. Si no es adecuada la resistencia del apuntalante, el esfuerzo de cierre triturará el apuntalante, creando finos que reducirán la permeabilidad y la conductividad.

Los apuntalantes son diseñados para soportar los esfuerzos de cierre de la formación, y se deben seleccionar de acuerdo con los esfuerzos a que estarán sometidos, a las características de la formación y a la dureza de la roca tomando siempre en consideración el factor costo-beneficio para el tipo y tamaño. Los apuntalantes de mayor tamaño proporcionan empaques más permeables, mientras que en formaciones sucias o sujetas a migración de finos se usan apuntalantes más pequeños para resistir la invasión de finos, aunque estos apuntalantes ofrecen una conductividad inicial baja, el promedio de conductividad a lo largo de la vida del pozo es mayor.

Los apuntalantes grandes presentan mayor problema en su colocación pues se requiere una fractura ancha para los granos mayores y el ritmo de colocación de las partículas aumenta con el incremento del tamaño. Si la distribución del tamaño de los granos es tal que el rango de medición contiene con un alto porcentaje de granos pequeños, la permeabilidad empacada con el apuntalante (y su conductividad) se reducirán en comparación con la empacada con granos más pequeños.

La esfericidad y la redondez del apuntalante son factores importantes en la conductividad de la fractura. La esfericidad es una medida y la redondez de un grano de apuntalante es una medida de la forma relativa de las esquinas de un grano o de su curvatura.

Si los granos son redondos y casi del mismo tamaño, los esfuerzos sobre él se distribuyen más uniformemente y así resistirán mayores cargas antes que se fracturen.

La densidad del apuntalante influye en su transporte, porque el ritmo de colocación aumenta linealmente con la densidad, así al tener una alta densidad son más difíciles de suspender en el fluido fracturante y transportarlos a la fractura.

IV.4.1. Tipos de apuntalantes.

- *Arena Natural*: Adecuada en pozos relativamente someros, de bajo gasto y permeabilidad. Es de bajo costo.
- *Arena resinada*: Aparentemente las resinas deben ser mandadas al pozo parcialmente precuradas durante el proceso de fracturamiento y son diseñadas de esta forma para que terminen de curarse a condiciones temperatura del yacimiento así se reducirá el retorno de arena a superficie.
- *Cerámicas*: Los apuntalantes con cerámica pueden ser divididos en tres grandes grupos:
 - Cerámica ligera (LWC): Carbo Econoprop y Carbo Lite.
 - Cerámica de resistencia intermedia (ISC): CarboProp.
 - Cerámica de alta resistencia (HSC) “Hecha de Bauxita de alta densidad”: Carbo HSP.

La cobertura de cerámica puede ser aplicada a cualquier arenas para el control de finos o control de retorno de arena a superficie. Para esfuerzos de cierre de la formación superior a los obtenidos por arenas resinadas o blancas, se recomienda el uso de cerámicas, se recomiendo en pozos con altos esfuerzos de cierre de la formación y temperatura. La siguiente tabla 10 presenta los apuntalantes más comunes utilizados en México y algunas de sus características.

Tabal 10. Apuntalantes de mayor uso en México.

TIPO DE ARENA	RESISTENCIA (PSI)	MALLA	NOMBRE COMERCIAL
Cuarcítica	Hasta 4000	20/40; 16/30; 12/20	OTAWA, UNIMIN, VOCA
Sintética	Hasta 8000	20/40; 12/20	ECONOPROP, VALUEPROP
Sintética	Hasta 10000	20/40; 16/20	NAPLITE, CARBOLITE
Sintética	Hasta 12000	20/40; 16/30	CARBOPROP, INTERPROP
Sintética	Hasta 14000	20/40	CARBOHSP, SINTERED BAUXITE
Cuarcítica curable cubierta con resina	Hasta 5000	20/40; 16/30	SUPER LC, ACFRAC SB EXCEL
Cuarcítica curable cubierta con resina	Hasta 6000	20/40; 16/30	SUPER DC, ACFRAC SB PRIME
Sintética curable cubierta con resina	Hasta 10000	20/40	MAGNAPROP, CERAMEX E
Sintética curable cubierta con resina	Hasta 12000	20/40	DAYNAPROP, CERAMEX I
Sintética curable cubierta con resina	Hasta 14000	20/40	HYPERPROP, CERAMEX P

IV.4.2. Selección del apuntalante.

El objetivo más importante para seleccionar el apuntalante es que optimice la permeabilidad o conductividad con la mejor relación costo-beneficio.

El apuntalante con la permeabilidad más alta no es siempre la mejor opción, además debe considerarse su volumen y costo requerido para obtener una conductividad óptima o deseada. El volumen relativo de apuntalante en $\text{lb}/\text{md}\cdot\text{ft}^3$ refleja la cantidad de apuntalante requerido para alcanzar una conductividad específica, esto se expresa en la siguiente ecuación:

$$V_{rp} = \frac{\rho_p(1-\varphi_p)}{k_f} \dots (4.10)$$

Donde ρ_p es densidad del apuntalante, φ_p porosidad del apuntalante y k_f permeabilidad de la fractura. A medida que el esfuerzo se incrementa, el volumen relativo de apuntalante (V_{rp}) también aumenta; esto, por el bajo esfuerzo del apuntalante debido a la pérdida de permeabilidad y porosidad como se ve en la figura 41 a). El producto de V_{rp} y el costo de cada apuntalante graficado contra el esfuerzo de cierre refleja la rentabilidad para alcanzar la conductividad deseada, como se muestra en la siguiente figura 41 b).

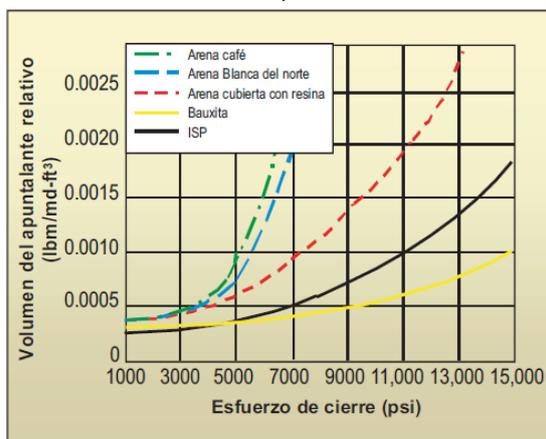


Figura 41. Selección apuntalante a) V_{rp} vs. esfuerzo de cierre.

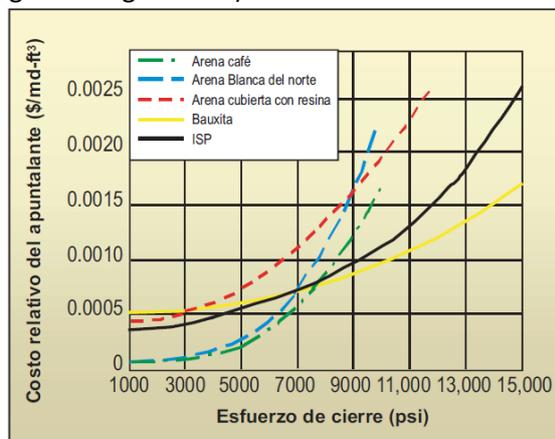


Figura 41. Selección apuntalante b) Costo relativo de apuntalante vs. esfuerzo de cierre.

IV.5. Metodología de diseño.

El diseño de un tratamiento involucra un proceso de optimización iterativo en donde se busca balancear la ganancia neta ante el incremento de producción con su costo asociado. El costo

del trabajo depende del tipo y volumen del fluido fracturante, aditivos y del control de pérdida de filtrado, tipo y cantidad de agente apuntalante y nivel de potencia requerida para su bombeo de inyección.

Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- Registros geofísicos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos.
- Estudios de laboratorio sobre propiedades de la formación.
- Características del fluido de fractura y del apuntalante.
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento.
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas.
- Análisis de pruebas micro y minifrac.

IV.5.1. Consideración del diseño.

El análisis petrográfico de la roca de yacimiento es un factor clave para obtener buenos resultados, para ello los siguientes elementos deben ser considerados:

- *Litología y mineralogía de la formación:* Estudiar valores de porosidad y permeabilidad para el análisis de conductividad y longitud de fractura. Así mismo, la resistencia de la roca gobierna el espesor de fractura y así determina el procedimiento de colocación del agente apuntalante.
- *Geometría de la fractura:* El módulo de Young analiza el ancho de fractura y la posibilidad de formar fracturas altamente conductivas. La relación de Poisson estudia el esfuerzo horizontal que actúa sobre la roca y el gradiente de fractura. Los esfuerzos horizontales en los estratos limitantes se relacionan con la posibilidad de que la fractura se extienda por encima o por debajo de la zona de interés.
- *Fluidos y energía del yacimiento:* La viscosidad del crudo, su inclinación a formar emulsiones, el contenido de asfaltenos y características para formar parafinas deben considerarse en la selección y preparación del fluido de fractura. Debe conocerse la presión de yacimiento, ya que es un factor el cual genera la expulsión del fluido de fractura después de terminado el tratamiento.
- *Configuración física del pozo:* Los pozos candidatos a trabajo de fracturamiento deben contar con ciertas características en su terminación y sistema de conexiones, si se hará un trabajo de fracturamiento a un pozo viejo, deberá modificarse de acuerdo con las limitaciones impuestas por las condiciones de terminación de dicho pozo.

IV.5.2. Parámetros y selección de las variables de diseño.

Los principales parámetros son los siguientes:

- Módulo de Young (E).
- Altura de fractura (H_f), usualmente controlada por los diferentes esfuerzos in situ existentes entre los diferentes estratos.
- Factor de intensidad de esfuerzo crítico (KIC) (toughness). Resistencia aparente de la fractura, donde domina la presión requerida para propagar la fractura.
- Pérdida de fluido, relacionada con la permeabilidad de la formación y las características de filtrado del fluido fracturante.
- Gasto de inyección de fluido fracturante de la bomba (Q_i).

- Viscosidad del fluido (μ), afecta la presión neta en la fractura, la pérdida de fluido y el transporte del apuntalante.

Y en el diseño de un fracturamiento hidráulico se presentan cambios en las siguientes variables:

- Base del fluido.
- Viscosidad del fluido.
- Propiedades de pérdida de filtrado.
- Fricción en la tubería.
- Volumen de fluido.
- Gasto de inyección.
- Tipo de apuntalante.
- Concentración del apuntalante.
- Propiedades físicas de la formación.
- Temperatura del fluido en la fractura.

El volumen bombeado y el tipo de apuntalante serán especificados como parte del diseño y el gasto de inyección es usualmente predeterminado.

IV.5.3. Selección del gasto de inyección.

Para reducir los tiempos de pérdida de fluido, se deberán establecer gastos de inyección elevados ya que de esa forma se aumentará la eficiencia del tratamiento pues también incrementará el ancho y altura de la fractura, mejorando directamente la capacidad de transporte del apuntalante ante el incremento de la velocidad de la mezcla, de esa forma se evitarán mayores caídas de presión por fricción, menos degradación de la viscosidad y se reducirá el tiempo de bombeo. Al aumentar la presión en la superficie por consiguiente aumentará el HHP de las bombas generando un mayor costo en el tratamiento.

IV.5.4. Selección del modelo geométrico

Un paso importante en el diseño de la fractura es simular su geometría y la colocación del apuntalante. La simulación permite al ingeniero de diseño:

- Asegurarse de que la adición de apuntalante no cause un arenamiento no deseado.
- Determinar el fluido de tratamiento y volumen de apuntalante requerido.
- Asegurar que la concentración de apuntalante proporcione una adecuada conductividad.

Su operación se basa en una teoría de geometría de fractura, un modelo de pérdida de fluido, un modelo de viscosidad de fluido y un modelo de transporte del agente apuntalante.

IV.5.5. Selección del tamaño del tratamiento.

Las otras consideraciones principales del diseño son:

- Volumen del tratamiento.
- Tipo de apuntalante.

Cuanto mayor es la longitud apuntalada de la fractura y mayor es el volumen de apuntalante, mayor es la producción, salvo limitantes por factores como el diámetro de la tubería de producción, el límite de conductividad realizable en la fractura, el crecimiento de la altura de la fractura y el radio de drenaje del pozo.

Dentro de estos limitantes, el volumen del tratamiento estará en función preferentemente de la penetración y longitud óptima de la fractura, determinada por los factores económicos. Un gráfico de VPN contra la penetración de diversos apuntalantes con concentraciones de arena de 10, 14 y 16 libras por galón (ppg) se muestran en la siguiente figura 42. En la gráfica se puede observar que el menor VPN es para una concentración de arena de 10 ppg y la mayor rentabilidad a un año se alcanza entre 500 y 600 pies de penetración.

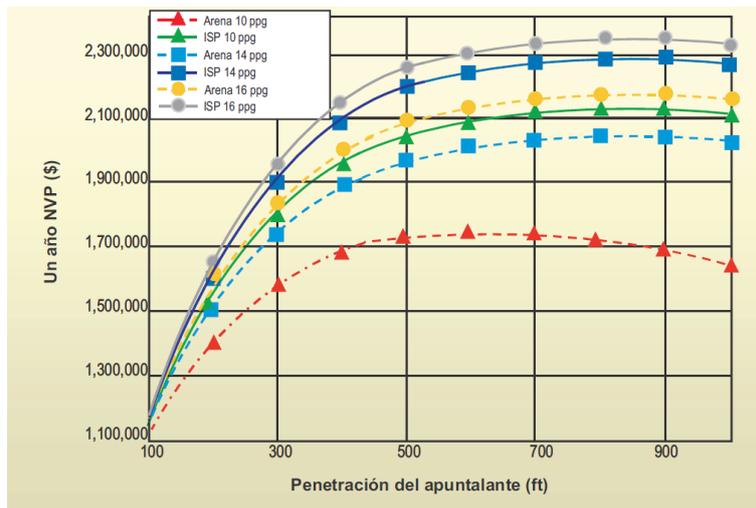


Figura 42. VPN vs. penetración para varios tipos y concentraciones de apuntalante.

En la figura 108 se observa que la mayor permeabilidad lograda por concentración de apuntalante se alcanza con 16 ppg a 900 pies, se observa que el VPN aumentó en un 35%. Aunque el máximo VPN es obtenido para una penetración específica, el querer una penetración adicional tendrá un costo mayor.

IV.5.6. Procedimiento en el diseño de un fracturamiento.

El objetivo en el diseño de un tratamiento de fractura es optimizar el gasto de producción y la recuperación de la reserva de un pozo para maximizar su rentabilidad.

Un procedimiento básico para la optimización económica es el siguiente:

1. Selección del sistema de fluidos aplicable a la formación.
2. Selección del apuntalante basándose en su resistencia y conductividad.
3. Determinación del volumen a bombear y la programación de inyección de material apuntalante. El gasto de inyección y el volumen de apuntalante se utilizan para la programación del transporte, en la cual se modela el efecto de la adición de apuntalante en su penetración y concentración a lo largo de la fractura.
4. Determinación del máximo gasto de bombeo permitido, basándose en la limitante de presión de los cabezales y tuberías. El gasto de inyección óptimo es un balance entre la reducción de la pérdida de fluido y el incremento del HHP cuando el gasto se incrementa. Deberá ser considerada la degradación de algunos fluidos fracturantes en el diseño.
5. Selección de un modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad (ejemplo 3D y P3D) para las características de la formación y comportamiento de la presión sobre la base del esfuerzo in situ, prueba de laboratorio, tratamientos de calibración y análisis de registros.
6. Determinación de la penetración y conductividad de la fractura para una selección en el volumen del tratamiento y concentración del apuntalante por medio de un simulador. Los simuladores permiten realizar combinaciones de las variables a ser consideradas, y comparar el efecto de varias variables para obtener un diseño óptimo ante una determinada situación. Esto último generalmente se hace considerando el cálculo del valor presente neto (VPN), comparando las ganancias de la producción predicha con los costos del tratamiento. El análisis

de una prueba minifrac, realizada justo antes del trabajo de fractura, puede ayudar a determinar los valores de pérdida de filtrado para los fluidos reales a utilizar.

7. Determinación del gasto de producción y recuperación acumulada en un determinado período seleccionado para una penetración de apuntalante y su correspondiente conductividad.
8. Cálculo del valor presente de los ingresos netos de la producción basada en un gasto discontinuo (por ejemplo: la suma del valor presente para cada año del período seleccionado).
9. Cálculo del costo total del tratamiento, incluyendo los costos asociados con los fluidos, apuntalante y HHP.
10. Cálculo del VPN para la fractura, pero sustrayendo el costo del tratamiento del ingreso neto descontado del pozo (paso 9 menos paso 8).
11. Repetición del ciclo del proceso hasta que el VPN decrece o se llega a la máxima longitud.
12. Construcción de curvas mostrando el VPN de la fractura con otros criterios económicos y tratamientos de fractura para la selección de la opción más viable y rentable.

El ciclo se puede repetir para otros materiales o condiciones, tales como concentraciones de los líquidos y aditivos, gastos de la inyección, tipos de apuntalantes y concentraciones máximas o con otros modelos de la geometría. El número de iteraciones dependerá de la exactitud requerida y la exactitud de los parámetros de entrada para determinar los límites. Un número de modelos económicos combinan la geometría y los tipos de yacimientos para hacer estudios detallados en una cantidad de tiempo razonable.

IV.6. Terminaciones de pozo para fracturamiento hidráulico.

IV.6.1. Fracturamiento hidráulico con tubería flexible.

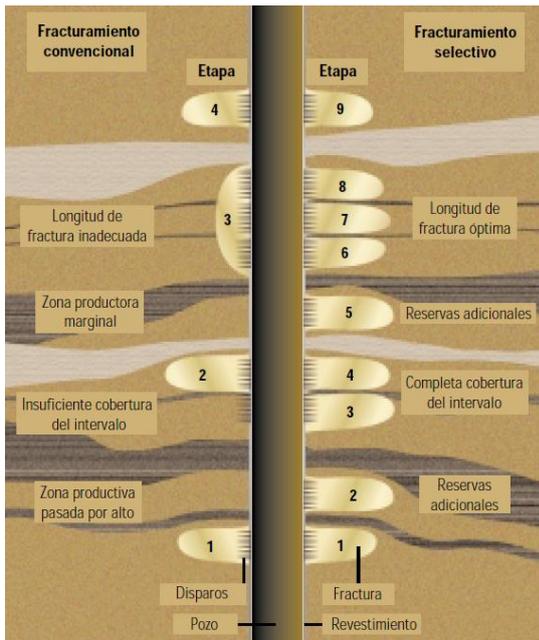
En muchos campos, los operadores, en forma intencionada y accidental, pasan por alto algunas zonas productivas durante las fases iniciales de desarrollo y se centran solo en los horizontes más prolíficos. Estos intervalos de producción marginal contienen importantes volúmenes de hidrocarburos que se pueden producir, especialmente de formaciones laminadas y de yacimientos de baja permeabilidad.

Por lo general, las zonas pasadas por alto presentan menores permeabilidades y requieren tratamientos de fracturamiento para lograr una producción comercial sustentable.

La condición mecánica de los pozos puede ser una limitación ya que si no se consideran los fracturamientos hidráulicos durante la planificación del pozo, es posible que no se diseñen adecuadamente los tubulares de terminación de modo que puedan soportar las operaciones de bombeo a alta presión. Asimismo, las acumulaciones de incrustaciones y la corrosión derivadas de una prolongada exposición a los fluidos de formación y a las temperaturas y presiones del yacimiento, pueden poner en riesgo la integridad de los tubulares en los pozos más antiguos. Al escoger las estrategias de terminación, se debe considerar el espesor, la calidad, la presión y el estado de agotamiento del horizonte productivo, así como también el costo que implica el fracturamiento de tal horizonte.

Las operaciones de fracturamiento con tubería flexible solucionan muchas de las limitaciones asociadas con la estimulación de zonas pasadas por alto o marginales mediante técnicas convencionales, lo cual convierte en económicamente viable la explotación de reservas adicionales.

Sartas de tubería flexible de alta resistencia transportan fluidos de tratamiento y apuntalantes hasta los intervalos de interés y protegen los tubulares de pozos existentes de las operaciones de bombeo a alta presión, mientras que herramientas especiales de fondo de pozo aíslan en forma selectiva las zonas disparadas existentes con mayor precisión. Para estimular zonas dejadas de lado en pozos existentes, el fracturamiento convencional exige aislar las zonas productivas inferiores mediante un tapón de arena o una herramienta mecánica de fondo de pozo, como un tapón puente recuperable o perforable. Los disparos superiores quedan herméticamente sellados mediante cementación forzada que normalmente es difícil de lograr, requiere tiempo adicional de equipo de reparación y agrega costos a la terminación del pozo. También existe el riesgo de que los disparos sellados a presión se reabran durante las operaciones de bombeo a alta presión reduciendo la eficacia de la estimulación. En el fracturamiento de varias zonas agrupadas en varias etapas, la divergencia de los fluidos y el emplazamiento de apuntalante son problemáticos en formaciones discontinuas y heterogéneas. Los tratamientos convencionales, como se ve en el ejemplo de cuatro etapas



(figura 43 izquierda), maximizan el crecimiento vertical de las fracturas, por lo general a costa de sus longitudes y de la completa cobertura del intervalo (lado izquierdo de la imagen). Algunas zonas quedan sin tratar o pueden no ser adecuadamente estimuladas. La estimulación selectiva con tubería flexible, en este caso nueve etapas, superan estas limitaciones, permitiendo diseñar fracturas óptimas para cada zona de un intervalo productivo (lado derecho de la imagen).

Figura 43. Comparación entre fracturamiento convencional y fracturamiento selectivo.

IV.6.2. Estimulación selectiva con tubería flexible (TF).

El emplazamiento selectivo de apuntalante en todos los intervalos productivos reduce el tiempo de terminación del pozo y aumenta su productividad. Los mejores candidatos pueden ser pozos con varias zonas de baja permeabilidad.

Una solución para el aislamiento de las zonas, consiste en utilizar tubería flexible con un empacador mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena. Primero se tratan las zonas más profundas anclando el empacador encima del intervalo a fracturar.

El programa del apuntalante para cada zona incluye arena extra para dejar un tapón de arena en los intervalos fracturados una vez finalizado el bombeo y previo al tratamiento de la zona siguiente. Cada tratamiento se efectúa con un desplazamiento incompleto y los pozos se cierran para dejar que la arena extra decante y formara un tapón.

Mediante una prueba de presión, se verificaba la integridad del tapón de arena y se vuelve a colocar el empacador encima del siguiente intervalo. Este procedimiento se repetía hasta estimular todos los intervalos de interés como se muestra en la siguiente figura 44.

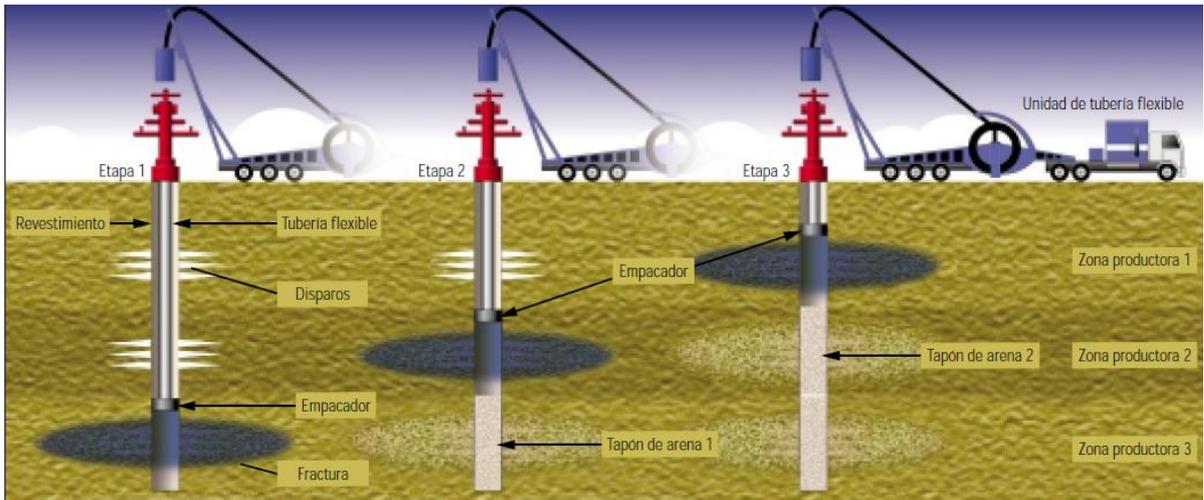


Figura 44. Fracturamiento con TF con un solo empaque mecánico de anclaje por tensión y tapones de arena.

La tubería flexible se puede utilizar para estimular pozos con disparos abiertos encima de las zonas pasadas por alto y en pozos con revestimientos de producción debilitados por la corrosión. Después de disparar la zona objetivo, se fija un empacador mecánico de anclaje por tensión con tubería flexible para aislar los disparos superiores y el pozo como se muestra en la siguiente figura 45 (derecha).

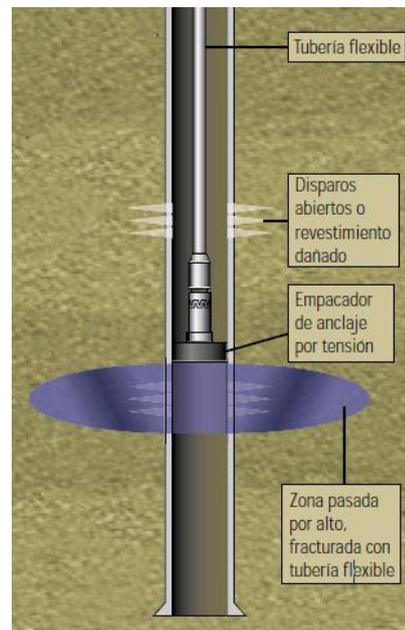
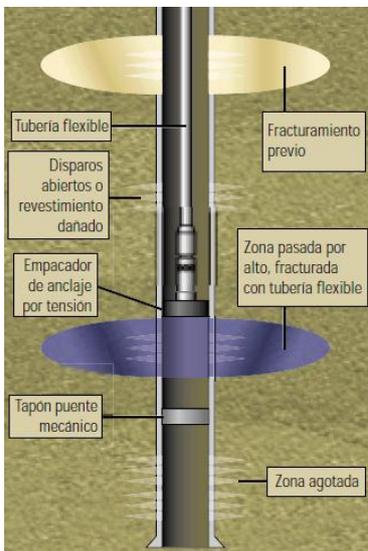


Figura 45. Fracturamiento hidráulico con TF con un solo empacador mecánico de anclaje por tensión para protección de TR Y TP.



Se llegan a estimular zonas pasadas por alto ubicadas entre disparos abiertos en pozos con daños en el revestimiento cerca de la superficie, mediante la colocación de un tapón puente debajo de la zona objetivo para aislar la zona inferior antes de asentar un empacador mecánico de anclaje por tensión con la tubería flexible destinada a aislar la zona superior y proteger el revestimiento. Esta técnica eliminó las costosas operaciones de reparación del pozo y de cementación forzada de los disparos. Como se muestra en la figura 46 (izquierda)

Figura 46. Fracturamiento hidráulico con TF con un solo empacador y tapones puente mecánicos.

Las primeras técnicas con empaques mecánicos de anclaje por tensión mejoraron los resultados de las estimulaciones, pero seguían requiriendo mucho tiempo, y eran limitadas por el hecho de tener que colocar y retirar tapones, por lo que se desarrolló una herramienta de aislamiento de intervalo (straddle packer), operada por tubería flexible y que sellará arriba y abajo de un intervalo para eliminar operaciones independientes destinadas a emplazar arena o colocar tapones puente con una unidad operada a cable como se muestra en la figura 47 a continuación.

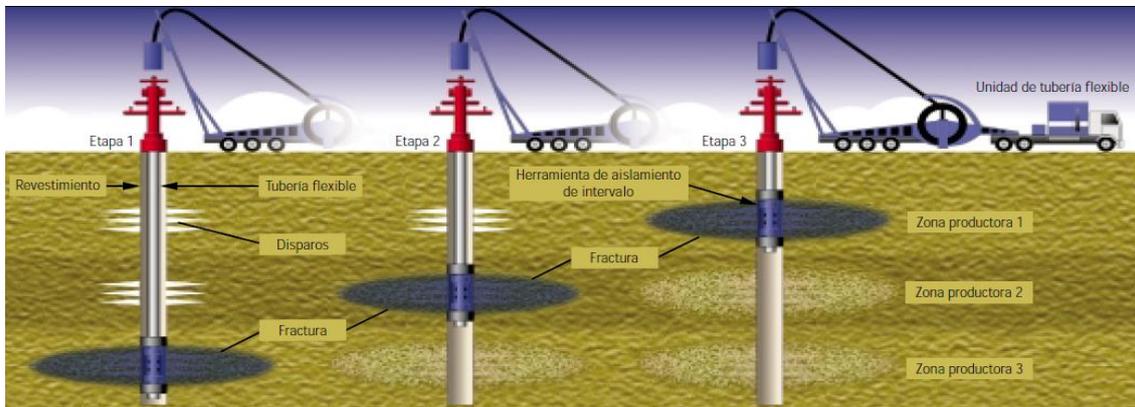


Figura 47. Fracturamiento hidráulico con TF en varias etapas con aislamiento de intervalo.

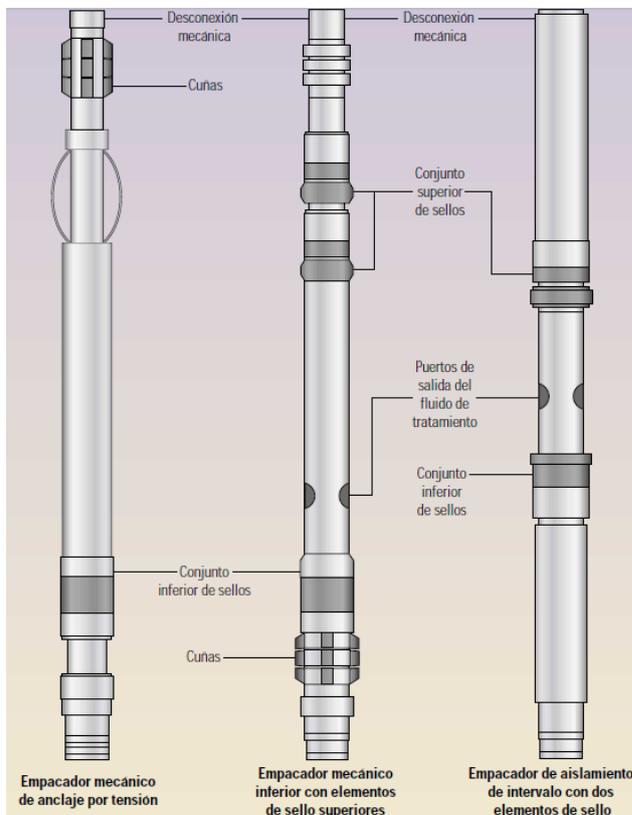


Figura 48. Herramientas de aislamiento de TF.

Esta modificación permitió mover rápidamente la sarta de tubería flexible de una zona a otra sin extraerla del pozo. Sobre un empaque mecánico de anclaje por tensión, se agregaron sellos del tipo copa de elastómero para aislar los intervalos disparados y eliminar las distintas operaciones de colocación de tapones. Sin embargo, se necesitaron otras modificaciones para reducir aún más el tiempo y los costos. Se desarrolló una herramienta de aislamiento de intervalo con copas de elastómero arriba y abajo de un empalme roscado con orificios, o mandril, para poder tratar varias zonas en un solo viaje como se muestra en la imagen.

En la figura 48, la herramienta (izquierda) utiliza un solo empaque mecánico de anclaje por tensión sobre una zona aislada con tapones de arena o tapones puente de la zona inferior. La herramienta (centro) incluye una copa sellante superior de elastómero sobre

la zona a estimular y un empaque inferior para aislar la zona de abajo. Esta herramienta fue seguida por un diseño de aislamiento de intervalo con copas de sello de elastómero en la parte superior e inferior de un empalme roscado con orificios; así aumentó la velocidad de los movimientos del empaque y redujo costos operacionales (derecha). Estas herramientas

especiales eliminaron operaciones del equipo de reparación y de herramientas operadas a cable, porque no se requieren tapones de arena ni tapones puente. Las tuberías flexibles pueden pasar rápidamente de una zona a otra sin sacarlas del pozo.

IV.6.3. Fracturamiento hidráulico con empaque de grava en pozo entubado.

El fracturamiento hidráulico combinado con empaque de grava y las terminaciones con cedazos combinan operaciones de estimulación y control de la producción de arena en zonas productivas estratificadas o yacimientos con granos pobremente clasificados o de baja transmisibilidad.

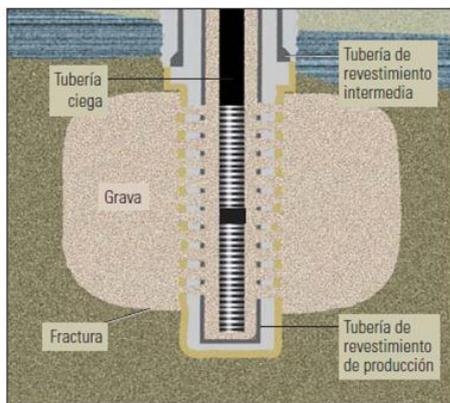


Figura 49. Fracturamiento y empaque de grava en pozo entubado.

IV.6.4. Fracturamiento hidráulico en agujero descubierto.

Los pozos terminados en agujero descubierto y en formaciones no consolidadas, las operaciones de fracturamiento convencionales pueden incluir la instalación de una sarta de terminación—habitualmente un liner ranurado o disparado— para garantizar la integridad del pozo. El pozo entero puede ser estimulado por fracturamiento mediante el bombeo del fluido de tratamiento por la tubería de revestimiento o la sarta de fracturamiento, aplicando una práctica conocida como bullheading. En una terminación en agujero descubierto, es casi imposible efectuar un tratamiento de estimulación efectivo a lo largo del pozo horizontal utilizando los métodos tradicionales de bombeo forzado. Esto se debe a que es difícil colocar los fluidos y ácidos de fracturamiento en forma precisa dentro de la formación. Habitualmente, con la utilización de los métodos estándar, sólo se tratan las secciones superiores, o el talón, del pozo y es poco el fluido que alcanza los intervalos intermedios o inferiores.

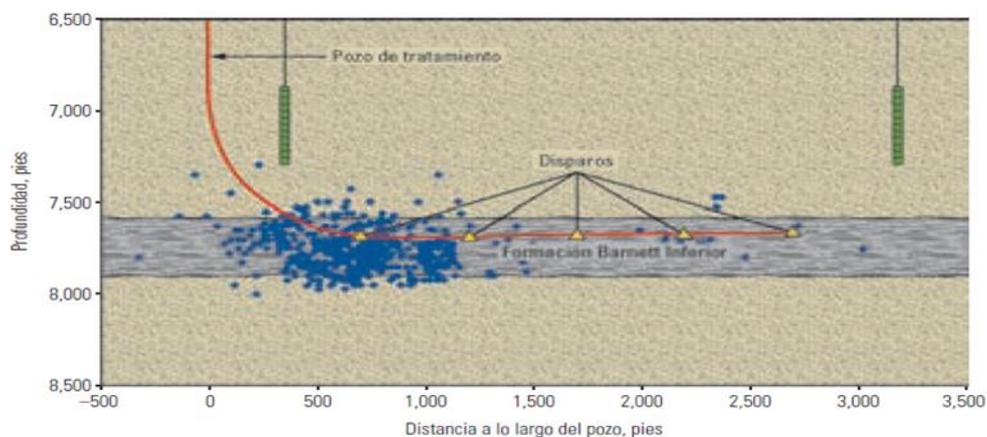


Figura 50. Fracturamiento de pozo horizontal terminado en agujero descubierto.

En la figura 50 se muestra un ejemplo del tratamiento de un pozo horizontal terminado en agujero descubierto en la Formación Barnett Shale, donde los sensores de componentes múltiples, colocados en los pozos de monitoreo (verde), indican que casi todo el tratamiento

fue absorbido en el talón, o sección superior, del pozo (azul). Como resultado, la mayor parte de la formación Barnett Inferior quedó sin tratar.

IV.6.5. Fracturamiento hidráulico sin malla o cedazo.

Las terminaciones de pozos sin cedazos utilizan técnicas distintas a las empleadas para los empaques “internos” convencionales, evitando las limitaciones de productividad que genera pues no restringen el tamaño del pozo frente a los intervalos productivos, son diseñados a fin de evitar fallas en los túneles de los disparos (perforaciones, cañoneos, punzados) con la producción de sólidos de formación, este tipo de terminación mantienen la productividad del pozo y el influjo libre de arena, mediante la combinación de una o más de las siguientes 6 tecnologías probadas en campos petroleros:

- Fase, orientación y tamaño optimo de los disparos.
- Fracturas hidráulicas anchas con el control del crecimiento longitudinal de la fractura (arenamiento inducido),(TSO, por sus siglas en ingles) a través de todos los disparos.
- Control del contraflujo de apuntalante.
- Consolidación química o estabilización de la formación.
- Cementación de intervalos permeables indeseados, previamente empacados.
- Tratamientos selectivos con tubería flexible.

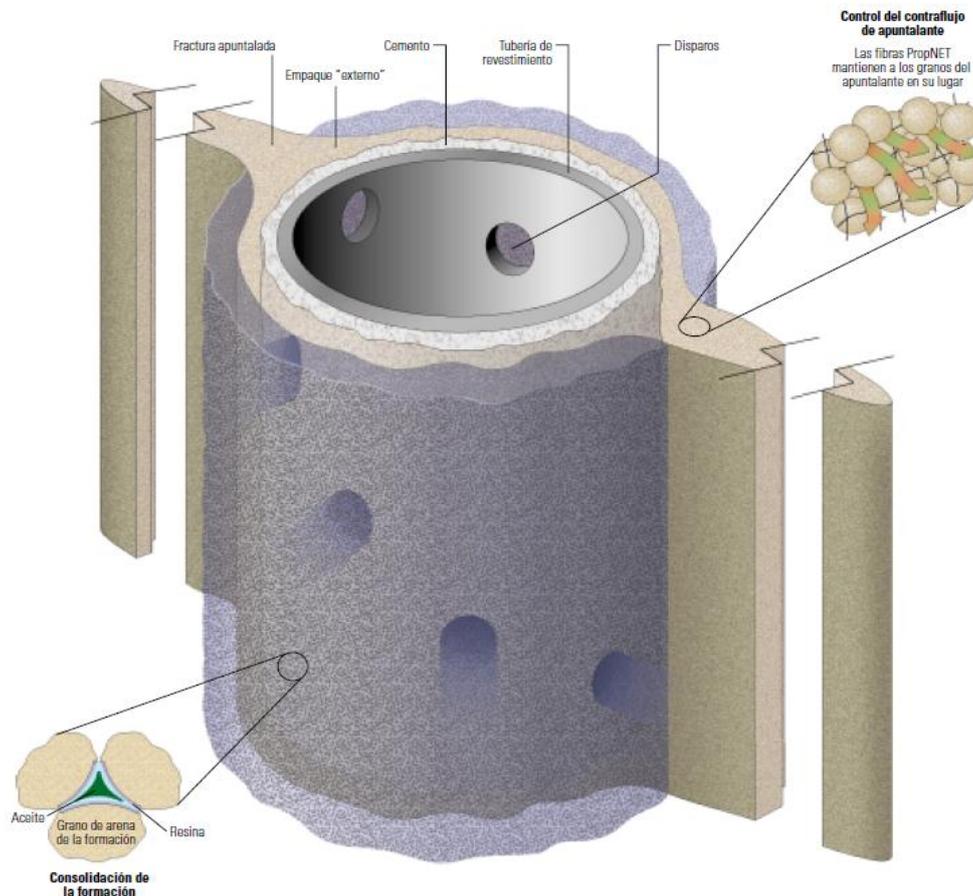


Figura 51. Fracturamiento hidráulico sin malla o cedazo.

IV.6.6. Fracturamiento hidráulico con terminación en pozos horizontales.

En los pozos verticales, los tratamientos de fracturamiento hidráulico permiten incrementar el contacto con los yacimientos varios cientos de veces. En los pozos horizontales, el rendimiento es exponencial. Si bien los resultados de la perforación de pozos de alto ángulo y largo alcance son alentadores, muchos de estos tratamientos a menudo no proveen los beneficios económicos o los incrementos de producción esperados.

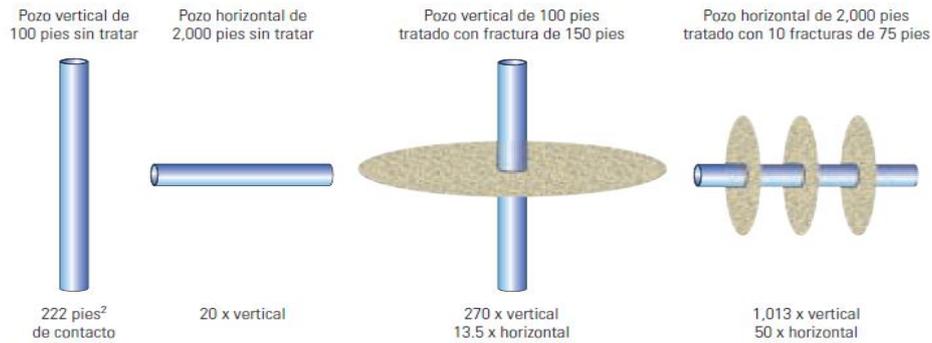


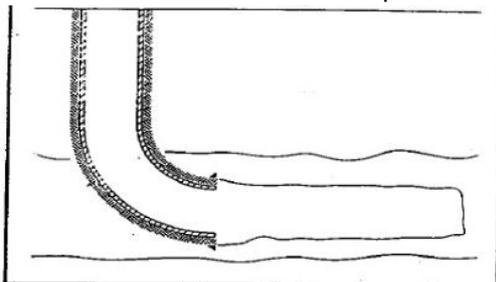
Figura 52. Mejoramiento de contacto con la formación en pozos verticales y horizontales.

En la figura 52 se muestra el mejoramiento del contacto con la formación en pozos verticales y horizontales. Un pozo vertical de $8\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro y 31 m [100 pies] de espesor, se traduce en aproximadamente 20.6 m² [222 pies²] de contacto con la formación (extremo izquierdo). Un pozo horizontal de $8\frac{1}{2}$ pulgadas de diámetro y 610 m [2,000 pies] de largo perforado dentro de la formación, incrementa el contacto con la formación 20 veces más que el pozo vertical de 100 pies (centro, a la izquierda). Una longitud de fractura de 45 m [150 pies] en el pozo vertical, incrementa el contacto con la formación 270 veces con respecto al del pozo vertical sin tratar, y 13.5 veces con respecto al del pozo horizontal de 2,000 pies sin tratar (centro, a la derecha). Cuando el pozo horizontal de 2,000 pies es tratado con diez fracturas de 23 m [7 pies] de longitud, el contacto con la formación aumenta hasta 1,013 veces con respecto al del pozo vertical sin tratar y 50 veces con respecto al del pozo horizontal sin tratar (extremo derecho).

La perforación de pozos horizontales es potencialmente la técnica de terminación más importante para el fracturamiento hidráulico. Estos pozos se perforan normalmente verticalmente hasta una profundidad específica y horizontalmente cientos o miles de pies adicionales, se clasifican basándose en su radio de giro los cuales pueden ser radio pequeño, mediano y largo.

Tipos de terminación para pozos horizontales:

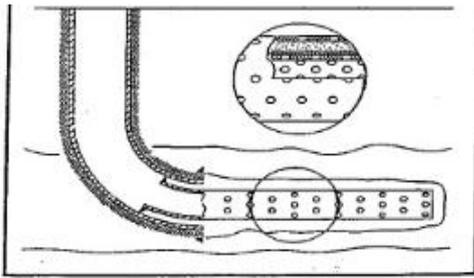
- Terminación de pozo abierto:
 - Terminación de hoyo abierto natural en formaciones competente sin agua ni gas.
 - Terminación de hoyo abierto pseudo con revestimientos ranurados.
- Terminación de pozo con revestimiento y cementado:
 - Terminación Premium.
 - Terminación de pozo con hoyo abierto horizontal.



Este tipo de terminación se usa en formaciones consolidadas y competentes con un grado de permeabilidad que va de media a alto. Como se ve en la figura 53 (izquierda)

Figura 53. Terminación de pozo con hoyo abierto horizontal.

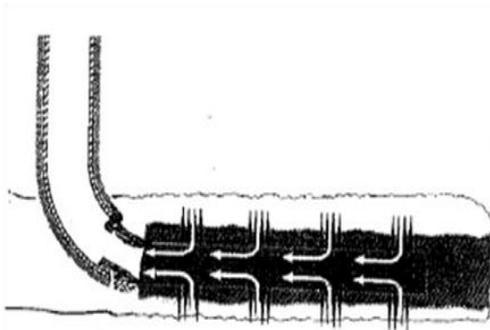
- Terminación horizontal de Forro perforado (pseudo hoyo abierto)



Se usa un revestimiento perforado previamente cuando se requiere una estimulación mínima o ninguna, y se usa un forro /revestimiento segmentado no cementado para evaluar el hoyo abierto del pozo de perforación y la estimulación posterior selectiva, si se la requiere como se ve en la figura 54 (izquierda)

Figura 54. Terminación horizontal de Forro perforado.

- Terminación horizontal con revestimiento y cementado.



La terminación con revestimiento y cementado es un método de tipo Premium (de gran calidad y costo). Esto significa que se debe de perforar y estimular el pozo.

Los costos de estas operaciones son elevados por lo que se usan solamente cuando no se pueden solucionar de ninguna otra manera los problemas relacionados con la combinación de hoyo de pozo/formación, el diagrama se muestra en la figura 55 (izquierda).

Figura 55. Terminación horizontal revestimiento y cementado.

IV.6.7. Terminación horizontal de pozo para múltiples zonas con Packers Plus.

Con el fin de minimizar el número de intervenciones o herramientas introducidas en los pozos horizontales y de alto ángulo, es preferible tratar las zonas utilizando equipos que formarán parte del diseño de terminación permanente. Una forma de hacerlo es terminar el pozo utilizando tubería de revestimiento convencional con camisas deslizables. En terminaciones en agujero descubierto, ese tipo de sistema incluye empaques para agujero descubierto operados hidráulicamente para crear un sello contra la pared del pozo. En pozos cementados o terminados en agujero descubierto, cada zona se trata a través de las camisas de deslizamiento. Los objetivos del cemento y de los empaques para agujero descubierto son los mismos: proveer aislamiento entre zonas de diferentes presiones de tratamiento y garantizar el tratamiento a lo largo de toda la extensión del pozo.

Las múltiples etapas de fracturamiento pueden efectuarse en un solo viaje mediante el aislamiento de la formación objetivo con empaques para agujero descubierto. El fluido de tratamiento se suministra a través de los orificios de fracturamiento de la sección tubular existente entre los empaques (extremo superior). Durante las operaciones con el servicio StageFRAC (extremo inferior), se bombea una bolilla (rojo) en el pozo con la fase final del fluido de tratamiento, la cual se asienta en una superficie de apoyo dentro de una camisa de deslizamiento. El incremento de presión resultante abre la camisa. Luego, el fluido es forzado a ingresar en el intervalo situado por encima de la bolilla asentada y la superficie de apoyo. Al mismo tiempo, la bolilla y la superficie de apoyo forman un sello que actúa como tapón aislando la zona inferior tratada previamente. Mediante el empleo de diámetros cada vez más grandes de la superficie de apoyo y la bolilla es posible tratar toda la formación en forma uniforme en una sola intervención, desde la zona más profunda hasta la más somera. Esto se puede observar en la figura 56.

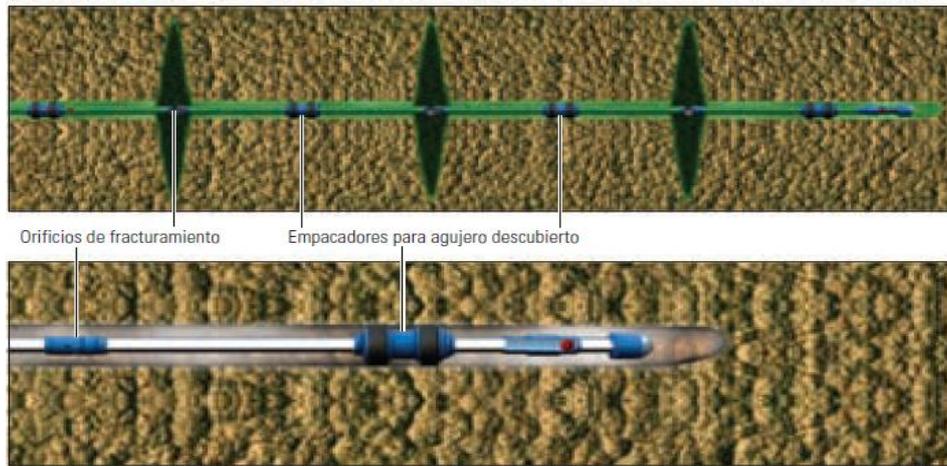


Figura 56. Múltiples etapas de fracturamiento en un solo viaje con empacadores.

IV.7. Optimización Económica en el diseño de un fracturamiento hidráulico.

El procedimiento más usado para terminar el mejor tratamiento de diseño para un fracturamiento hidráulico a un pozo implica tres etapas:

- 1) Determinar el mejoramiento de la productividad que pueden ser obtenidos por medio de varios tratamientos de fracturamiento.
- 2) Estabilizar el costo del tratamiento y los ahorros relativos afectados por el incremento en el gasto producido en el post fracturamiento.
- 3) Combinar los principales hallazgos de las dos primeras etapas para determinar el tratamiento que entregara la máxima ganancia neta.

IV.7.1. Estimación del Valor Presente (Present Worth, PW) de la producción futura.

PW, el valor presente acumulado de la producción, será muy aproximado por la siguiente relación:

$$PW = N_{nv} \int_0^T \frac{q_o(t) dt}{1+at} \dots (4.11)$$

Donde N_{nv} es el valor del precio del aceite, $q_o(t)$ es el gasto de producción expresado como una función del tiempo, a es la tasa de interés en forma decimal.

La integración indica que cada barril de petróleo es convertido a su valor económico descontado al tiempo que es producido.

La ecuación anterior puede ser desarrollada de la siguiente manera cuando

$$(1 - at)^{-1} = 1 - at + (at)^2 - (at)^3 + \dots$$

Y siempre que $(a \cdot t) < 1$, por lo que se puede llegar a la siguiente expresión:

$$PW = N_{nv} \int_0^T \{q_o(t) \cdot [1 - at + (at)^2 - (at)^3 + \dots]\} dt \dots (4.12)$$

Otra integración aproximada puede ser obtenida dejando de lado todos los factores at que son elevados a potencias mayores que 1 y substituyendo $q_o e^{mt}$ por $q_o(t)$ donde m es la pendiente de la curva de declinación.

$$PW \cong N_{nv} q_0 \int_0^T e^{mt} (1 - at) dt \dots (4.13)$$

O por la siguiente ecuación:

$$PW = N_{nv} q_0 \int_0^T e^{mt} dt - aN_{nv} q_0 \int_0^T t e^{mt} dt \dots (4.14)$$

La fórmula usada para calcular el valor presente de una producción futura es la siguiente:

$$PW = N_{nv}(N_p) - \frac{aN_{nv}q_0}{m^2} [e^{mt}(mT - 1) + 1] \dots (4.15)$$

Donde PW es valor presente acumulado de la producción en dólares.

A partir de que m es un número negativo se presentará la siguiente ecuación:

$$PW = N_{nv}(N_p) - \frac{aN_{nv}q_0}{m^2} \left[1 - \frac{(1+|m|T)}{e^{|m|T}} \right] \dots (4.16)$$

La vida operativa de un pozo con un gasto de producción de abandono dado, si el historial de producción del pozo presenta una declinación constante, se calcula así:

$$q_0 = q_a e^{mt} \dots (4.17)$$

Si m es un valor negativo esta ecuación se convierte en la siguiente:

$$|m|t = \ln\left(\frac{q_0}{q_a}\right) \dots (4.18); \text{ donde } q_a \text{ es el gasto de producción de abandono.}$$

IV.7.2. Interés en los costos de extracción.

El interés acumulado (I_c) perdido sobre el dinero pagado por los costos de extracción es calculado de la siguiente manera:

$$\text{Interés perdido en costo de extracción} = \sum_i aL(t - t_i)\Delta t_i = aL \dots (4.19)$$

$$\int_0^T T dt - \int_0^T t dt$$

El interés acumulado en costos de operación son calculados con la siguiente fórmula:

$$I_c = \frac{aLT^2}{2} \dots (4.20)$$

IV.7.3. Mejoramiento de la productividad y variables en el tratamiento.

La relación de productividad después del fracturamiento y antes del fracturamiento es una función del radio de fractura, capacidad de fractura y características de la formación. Con esta metodología se asume que, debido a la creación de una fractura, la permeabilidad en una zona alrededor del pozo difiere a otra que está a distancia. Este sistema es ilustrado en la siguiente figura 57:

k_e = permeabilidad de la formación.
 r_e = radio de drene.
 k_f = permeabilidad de la fractura.
 r_f = radio de fractura.
 r_w = radio del pozo.

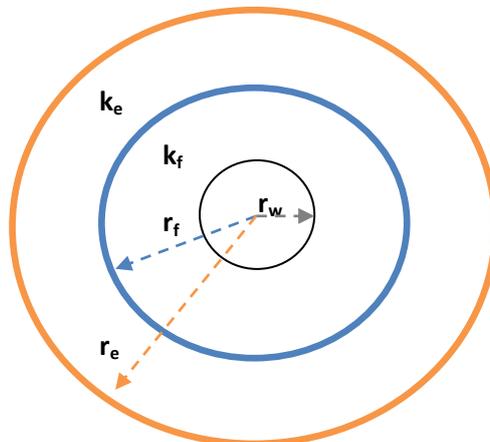


Figura 57. Radio y Permeabilidad de fractura.

k_e es la permeabilidad original de la formación antes del tratamiento y k_f es la permeabilidad de la formación que viene del pozo al radio de fractura. Esto puede ser mostrado con la siguiente ecuación.

$$k_{promedio} = \frac{\log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{r_f}{r_w}\right) + \frac{1}{k_e} \log\left(\frac{r_e}{r_f}\right)} \dots (4.21)$$

Donde k_f es la permeabilidad efectiva horizontal situada en el radio de la fractura.

Para el propósito de los cálculos se tiene una estimación suficientemente precisa de k_f de la siguiente manera:

$$k_f = \frac{k_e h + k_f w}{h} \dots (4.22)$$

Después de obtener la permeabilidad promedio, el gasto de producción estabilizado mediante un fracturamiento hidráulico puede ser calculado así:

$$q = \frac{3.07 h k_{prom} \Delta p}{\mu \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots (4.23)$$

Un gráfico que muestra el uso de estos cálculos usando esta técnica se muestra en la figura 58 para las condiciones de yacimiento en el ejemplo que se desarrollará a continuación.

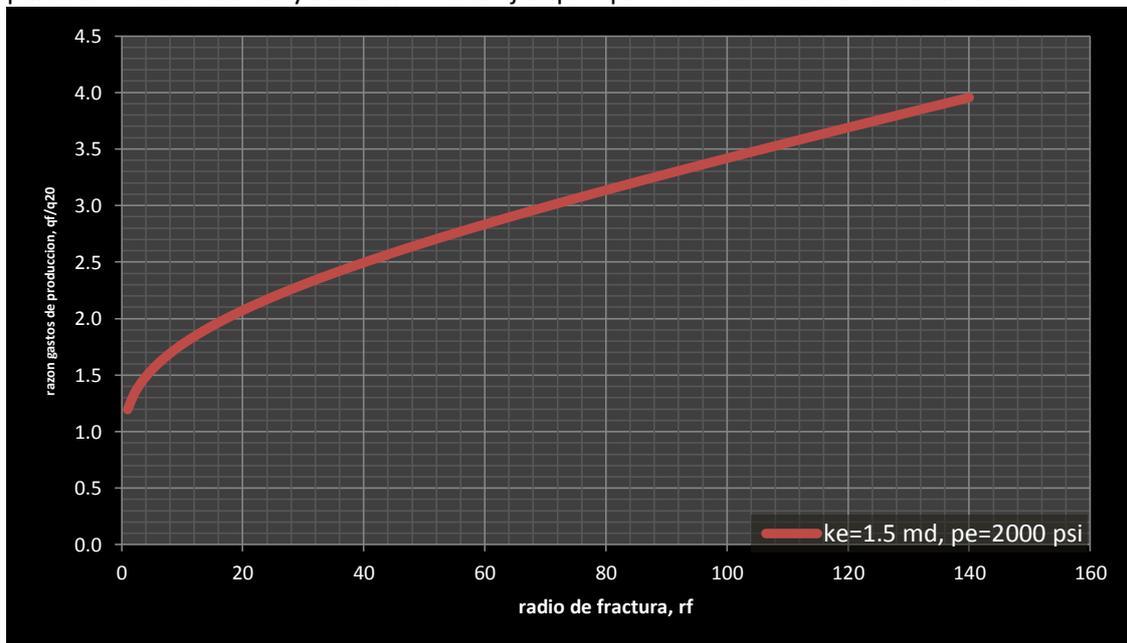


Figura 58. Efecto de la permeabilidad de formación y radio de fractura sobre razón de producción.

El siguiente ejemplo es presentado solo para demostrar una metodología de análisis y para mostrar que factores en el tratamiento, pueden afectar notablemente las ganancias netas. Los elementos que mayor afectan el tratamiento de un fracturamiento, que han sido estudiados para entregar una ganancia máxima, son explicados a lo largo del ejemplo como también un metodología para su evaluación. Para el desarrollo de cálculos de nuestro ejemplo se consideran los siguientes datos de pozo, yacimiento, tratamiento y costos:

Condiciones del pozo.

TP OD, in	2 7/8
TR OD, in	5 ½
Diámetro de pozo, in	6
Profundidad del pozo, ft	5,000
Gasto de abandono, BLD	5

Condiciones del yacimiento.

Permeabilidad de la formación, k_e , md	1.5
Espeso de la formación, ft	15
Radio de drene, r_e , ft	660
Viscosidad del aceite, cp	2
Compresibilidad del aceite	Ninguna
Condiciones de flujo	Estado estacionario, flujo radial
Presión estática de yacimiento, psi	2,000
Presión fondo fluyendo, psi	20
Recuperación Final, N_p , Bl	
Sin aumento debido a la fractura,	36,000

Bl	
Máximo aumento debido a la fractura, Bl	39,000
Gasto de producción antes del tratamiento q_o (20), BLD	20
Razón de permeabilidades agua-aceite	1/10
Porosidad de la formación	15%
Se presenta un porcentaje constante de declinación en la producción.	Declinación Exponencial

Características del fluido fracturante

Viscosidad, cp	
Aceite	3
Agua, dentro de tubería	1
Agua, dentro de la formación	0.75
Geometría de la fractura	
Orientación de la fractura	Simétrica alrededor del pozo
Presión durante el fracturamiento a la formación, psi	2,500

Coefficiente de pérdida de fluido, del aceite, cu ft/ sq ft/min	0.0078
Capacidad de fractura, k_f , md-ft	300
Ancho de fractura durante el fracturamiento, in	0.10

Factores económicos.

Costos de extracción		26 – 40 bbl/min	\$200
Primeros 20 BLD	\$150/mes	41 – 70 bbl/min	\$250
Cada adición BLD	\$0.50	Costos por renta de tanques de almacenamiento	
Precio neto del aceite antes de costos de extracción pero después de impuestos y regalías.	\$2	Tanque de 250 bbl	\$100
Camión de bombeo, costo por camión	\$500	Tanque de 500 bbl	\$125
Tasa de interés anual	4%	Distribución de producción	Ninguna
Costo de equipos mezcla de arena		Costo de agente apuntalante, por bl	\$0.016
0 – 12 bbl/min	\$100	Costo de aditivo para pérdida de fluido, por Bl	\$0.25
13 – 25 bbl/min	\$125		

Este ejemplo no asume algún factor de daño “s” por lo que solo las variables que controlan la fractura son establecidas, y la capacidad de la fractura asumida (300 md-ft) es considerada respectivamente fracturando con arena como agente apuntalante.

Se ha notado que, para las condiciones establecidas en la formación, un incremento en el radio de fractura genera un incremento en la productividad del pozo.

La productividad del post fracturamiento en una formación dada es afectada por el factor daño “s”, penetración de la fractura y la capacidad de transporte de los fluidos de la fractura. La metodología del cálculo de radio de fractura que se describirá es usada para determinar los efectos de la tasa de bombeo, volumen de fluido de tratamiento, características de la formación y características de los fluidos fracturantes en los radios de fracturas. Un ejemplo gráfico de los datos obtenidos, en función de nuestro fluido fracrurante y ancho de fractura, es mostrado en la figura 59

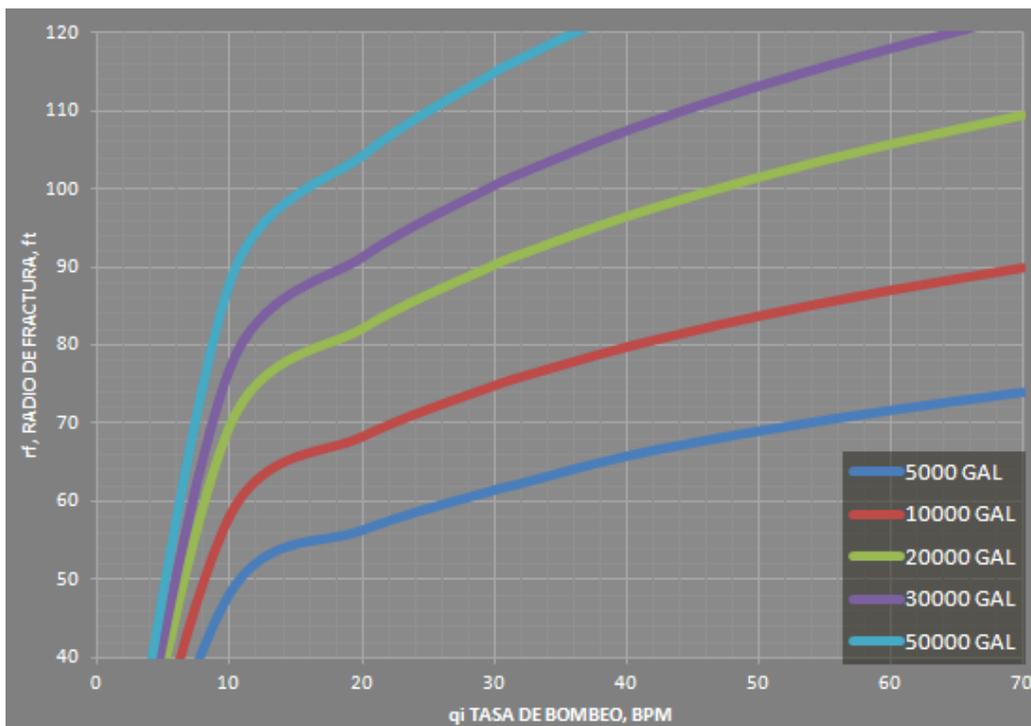


Figura 59. Curvas típicas de radio de fractura vs tasa de bombeo.

Los cálculos hechos en Excel para el ejemplo de este pozo fueron variados para cubrir el rango de las tasas de inyección de 0 bbl/min a 70 bbl/min y volúmenes de tratamiento de 5000 gal a 50000 gal. Se encontró que para baja pérdida de fluido, fluido de fracturamiento base aceite, y para permeabilidades de formación de 1.5 md, la permeabilidad no fue un factor mayor en los cálculos de radios de fractura ya que no se presentó una fuerte pérdida de fluido fracturante a la formación.

Ya que la permeabilidad de la formación no influyó significativamente en los cálculos de los radios de fractura para el ejemplo, cuando una pérdida baja de fluido, usando como fluido 3-cp de aceite, es posible construir una serie de curvas aplicadas a la formación establecida como se muestra en la figura 59.

IV.7.4. Ahorros relativos.

Con el fin de que el operador reciba la máxima ganancia neta de un tratamiento de fracturamiento, es necesario hacer un balance económico entre los costos, para realizar el tratamiento, y el monto de ahorro, resultado del mismo incremento ante la tasa de producción por el tratamiento. Este tipo de análisis permite hacer la evaluación de la tasa de bombeo, volumen de tratamiento, características del fluido fracturante y los costos del pozo.

Consideraciones teóricas básicas:

- *Ahorro relativo*: Es la diferencia entre los costos de producción de un pozo sin fracturamiento y de un pozo fracturado (ambos producidos hasta al límite económico), adicionando el incremento en valor actual de petróleo que proviene del pozo fracturado debido a su recuperación de forma más rápida.
- *Ganancia neta*: Es la diferencia entre los ahorros relativos y la inversión requerida para realizar la fractura.

Se presentan tres factores básicos al hacer la estimación de los ahorros relativos a causa de un tratamiento de fracturamiento.

- 1) La eliminación de una parte de los gastos de operación que podrían haber sido generados si el pozo no fuera fracturado.
- 2) El incremento del valor presente de las reservas de petróleo como resultado del tratamiento del pozo.
- 3) El valor que se deriva del incremento de la recuperación de aceite debido al fracturamiento.

Para relacionar los primeros dos puntos es necesario asumir un historial de producción de cada pozo. El tiempo de producción de cada pozo en el ejemplo fue estimado en un gráfico de producción acumulada contra gasto de producción. Poniendo por caso de comparación, un pozo sin tratamiento con un gasto de producción inicial de 20 BLD, fue usado en todos los cálculos económicos. Una gráfica de gasto de producción contra tiempo se convierte en una línea recta cuando se grafica en forma semilog como se muestra en la figura 60, en esta gráfica no se considera el tratamiento del fracturamiento.

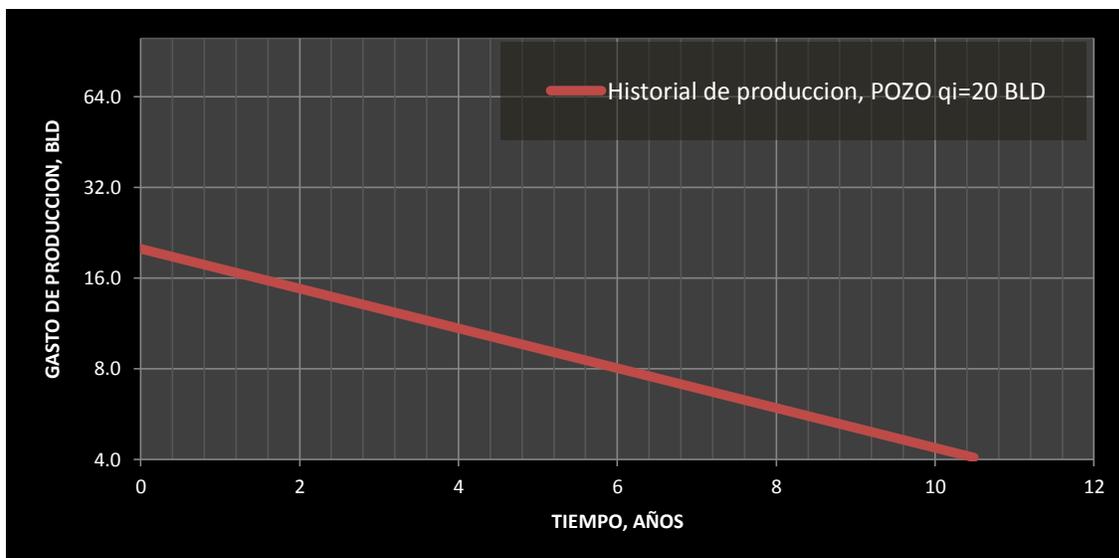


Figura 60. Historial de producción grafica semilog.

IV.7.5. Reducción en gastos de operación.

Menor tiempo es requerido para recuperar una reserva fija a través de un pozo cuya productividad ha sido incrementada por un tratamiento de fracturamiento. Los gastos de operación eliminados por incremento de la productividad y la declinación de la vida operativa del pozo se les atribuyen a las ganancias del tratamiento. Esto fue estimado para el ejemplo ilustrado en la figura 61 donde mensualmente los costos varían como una línea recta de \$150/mes para el pozo con una producción inicial de 20 BLD a \$200/mes. El interés sobre los gastos de operación fueron también añadidos al final de los costos de extracción de las figuras. Para el ejemplo mostrado, los gastos ahorrados de operación por el fracturamiento es la diferencia entre el total de gastos de operación acumulados durante la vida del pozo sin tratamiento de 20 BLD, y los gastos correspondientes para un pozo produciendo gastos hasta de 140 BLD debido al fracturamiento, esta información esta graficada en la Curva I.

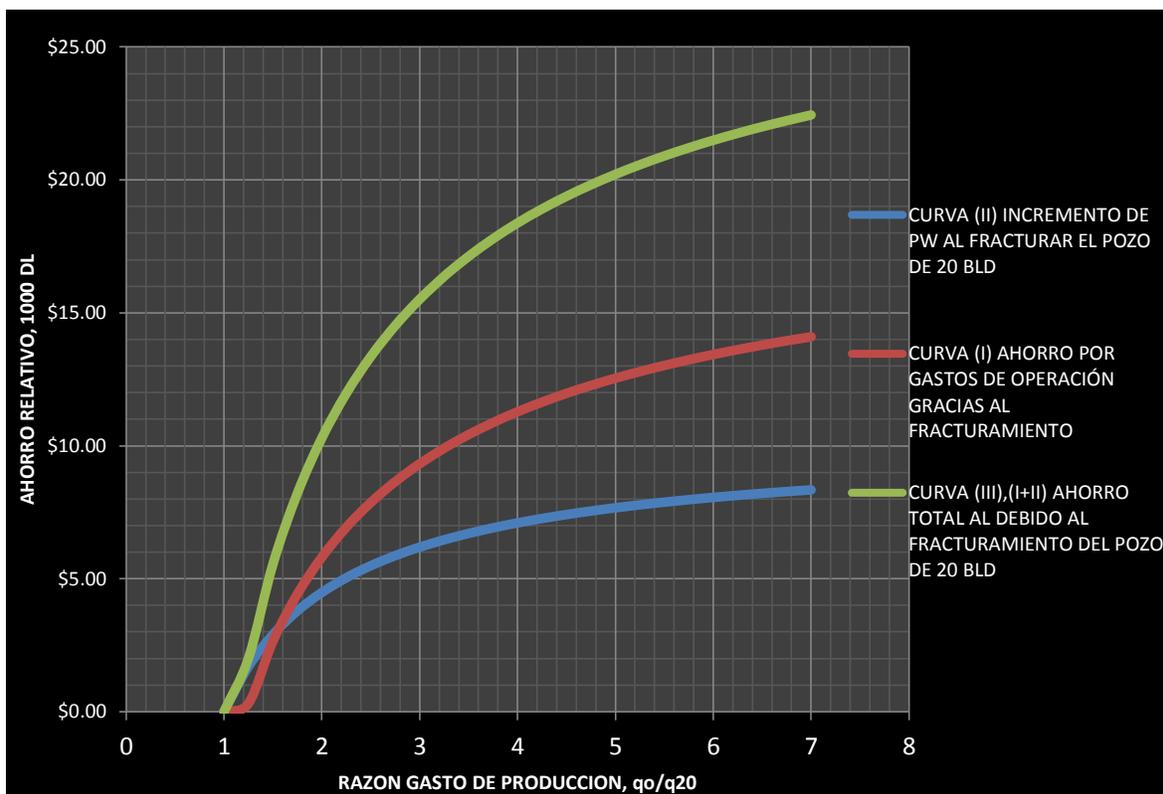


Figura 61. Efecto del la fractura sobre ahorros relativos.

IV.7.6. Incremento en el valor presente de la reserva de aceite.

El incremento de este valor por razones de la aceleración en gastos de producción fue calculado en el ejemplo, asumiendo una tasa de descuento del 4%. Estos datos para varias razones de gastos de producciones iniciales para el pozo de producción de 20 BLD son graficados en la Curva II. La Curva III es el ahorro relativo del incremento de producción por el tratamiento de fractura de un pozo con 20 BLD de aceite. Como es visto, esta curva es la suma de la Curva I y la Curva II y es la base para todas las comparaciones económicas. Un resumen de estos datos es presentado también en la tabla 11.

Tabla 11. Ahorros calculados por incrementos de producción mediante el fracturamiento.

	pozo q=20 BLD	pozo qf	TOTAL	COSTO POR	COSTO POR	AHORRO POR EXTRAC.	COSTO POR	COSTO POR	INTERES AHORRADO	TOTAL	AHORRO TOTAL
	PW	PW	CURVA II	EXTRAC.	EXTRAC.	CURVA I-a	INTERES	INTERES	CURVA I-b	CURVA I	CURVA III
qf	MDL	MDL	MDL	pozo q=20 BLD	pozo qf	MDL	pozo q=20 BLD	pozo qf	MDL	MD	MDL
20	\$61.81	\$61.81	\$0.00	\$16,407.65	\$18,923.49	-\$2.52	\$2,991.23	\$3,449.89	-\$0.46	\$0.000	\$0.000
30	\$61.81	\$64.71	\$2.90	\$16,407.65	\$14,674.95	\$1.73	\$2,991.23	\$2,074.70	\$0.92	\$2.649	\$5.543
40	\$61.81	\$66.30	\$4.48	\$16,407.65	\$12,165.10	\$4.24	\$2,991.23	\$1,425.72	\$1.57	\$5.808	\$10.289
50	\$61.81	\$67.30	\$5.49	\$16,407.65	\$10,477.08	\$5.93	\$2,991.23	\$1,057.51	\$1.93	\$7.864	\$13.353
60	\$61.81	\$68.00	\$6.19	\$16,407.65	\$9,250.91	\$7.16	\$2,991.23	\$824.46	\$2.17	\$9.324	\$15.512
66	\$61.81	\$68.33	\$6.51	\$16,407.65	\$8,660.91	\$7.75	\$2,991.23	\$722.65	\$2.27	\$10.015	\$16.530
70	\$61.81	\$68.52	\$6.70	\$16,407.65	\$8,313.28	\$8.09	\$2,991.23	\$665.81	\$2.33	\$10.420	\$17.123
80	\$61.81	\$68.91	\$7.10	\$16,407.65	\$7,569.40	\$8.84	\$2,991.23	\$551.98	\$2.44	\$11.278	\$18.376
90	\$61.81	\$69.23	\$7.41	\$16,407.65	\$6,962.61	\$9.45	\$2,991.23	\$467.03	\$2.52	\$11.969	\$19.382
100	\$61.81	\$69.48	\$7.67	\$16,407.65	\$6,456.79	\$9.95	\$2,991.23	\$401.64	\$2.59	\$12.540	\$20.208
110	\$61.81	\$69.69	\$7.88	\$16,407.65	\$6,027.71	\$10.38	\$2,991.23	\$350.03	\$2.64	\$13.021	\$20.900
120	\$61.81	\$69.87	\$8.06	\$16,407.65	\$5,658.49	\$10.75	\$2,991.23	\$308.46	\$2.68	\$13.432	\$21.489
130	\$61.81	\$70.02	\$8.21	\$16,407.65	\$5,336.92	\$11.07	\$2,991.23	\$274.40	\$2.72	\$13.788	\$21.998
140	\$61.81	\$70.16	\$8.34	\$16,407.65	\$5,054.00	\$11.35	\$2,991.23	\$246.08	\$2.75	\$14.099	\$22.441

IV.7.7. Efecto del incremento de la recuperación final.

En el trazado de las curvas de la figura 61 fue asumido que el tratamiento de la fractura no incrementó las reservas recuperables. Debido a que el incremento en la recuperación final es usualmente atribuido al fracturamiento, el efecto de este factor podría tenerlo sobre la ganancia neta y las condiciones óptimas del tratamiento deberán ser investigadas también.

En este ejemplo es asumido que el incremento de la recuperación final de aceite es una función compleja del incremento en los radios de fractura. También es asumido que el incremento de la recuperación final sigue una constante declinación y que la producción acumulada y la vida de producción fueron extendidas por la recuperación adicional.

IV.7.8. Efecto de los radios de fractura sobre los ahorros relativos.

Para determinar los efectos de la permeabilidad y los radios de fractura sobre los ahorros relativos, es necesario combinar la información obtenida cuando la productividad que viene del fracturamiento es calculada por la fórmula de permeabilidad discontinua (figura 58), con la información obtenida cuando los ahorros relativos son determinados por varios incrementos en gastos de producción (figura 61). Una combinación de gráficos de datos de las figuras 58 y 61 es mostrada en la figura 62, donde los ahorros relativos para un rango de radios de fractura son determinados, bajo los parámetros en el desarrollo de este ejemplo.

Así, después de los cálculos de los ahorros relativos que se presentarán debido a varios radios de fractura (figura 62) y las condiciones de tratamiento necesarias para producir estas fracturas (figura 59), es posible después calcular la ganancia neta restando los costos del tratamiento.

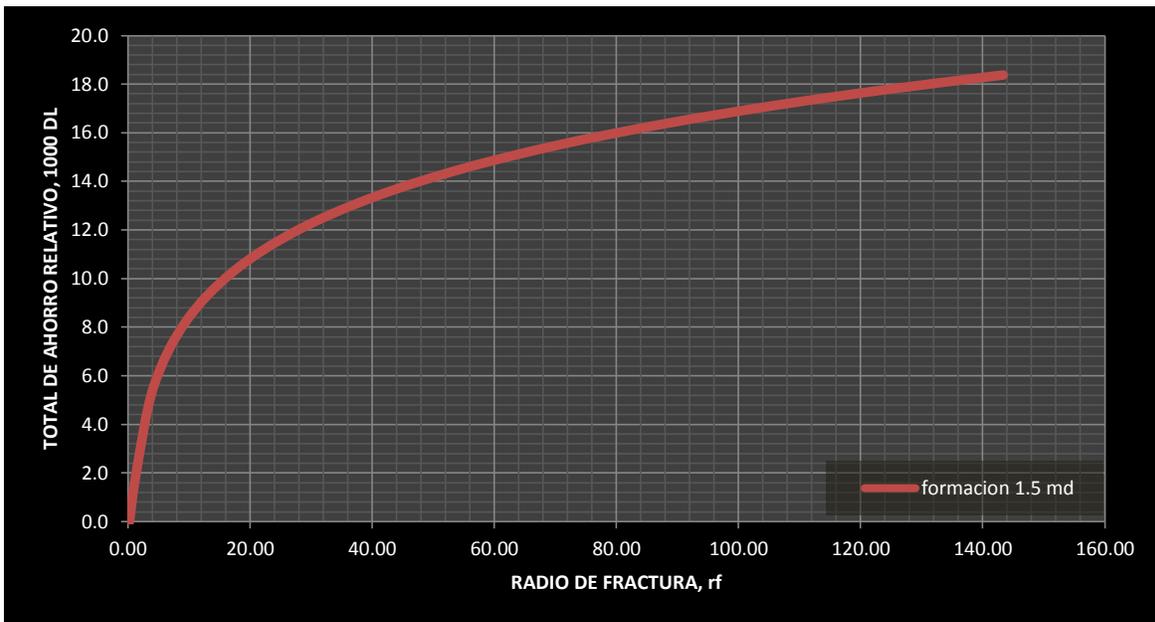


Figura 62. Efecto de permeabilidad de formación y radio de fractura sobre ahorro relativo total.

IV.7.9. Costos del tratamiento de fractura.

Los factores que determinan los costos de tratamiento para fractura son la tasa de bombeo, volumen de tratamiento, tipo de fluido fracturante, el fluido apuntalante de fractura y el número de unidades de bombeo. El número de unidades de bombeo (hydraulic horsepower, HHP) requeridos para lograr una determinada tasa de bombeo es influenciado por la longitud y el tamaño de las unidades tubulares, las propiedades de los fluidos y la presión de fracturamiento en el fondo del pozo. Las pérdidas por fricción en tubería de producción y tubería de revestimiento durante el bombeo de aceite de 3 cp fueron calculadas para el ejemplo presentado. La presión superficial (pérdida por fricción más presión de inyección en fondo del pozo menos la presión hidrostática) y la tasa de bombeo dictamina el número de unidades de bombeo requeridas. Los costos por renta de tanques de almacenamiento para el alojamiento del volumen total de fluidos para el fracturamiento deben ser incluidos. El costo de los equipos de mezcladoras deberá de ser determinados para varias tasas de bombeo consideradas.

IV.7.10. Relación de ahorros con los costos de tratamiento.

Después de haber sido calculados los costos del tratamiento, después es necesario restar estos costos de los ahorros relativos del fracturamiento para determinar la ganancia neta que podría ser obtenida. Condiciones óptimas de tratamiento pueden ser determinadas por medio de graficas que muestran los ahorros relativos y costos de tratamiento como una función de la tasa de bombeo o el radio de fractura. Esto fue logrado para los cálculos del ejemplo mediante la figura 63, la cual ilustra un tratamiento para una TR de $5\frac{1}{2}$ in. La figura 63 muestra que cuando la tasa del incremento de ahorros que provienen de un pozo fracturado es igual a la tasa de incremento de los costos por el tratamiento, gastos adicionales para crear un radio de fractura mayor no pueden ser justificados como necesarios. Por ejemplo, los puntos a los cuales la pendiente de la curva del costo por tratamiento para fracturamiento iguala la pendiente de la curva de ahorros es marcado en los puntos A y A' para TR de $5\frac{1}{2}$ in. Pasando estos puntos, el incremento de los gastos no traerá un correspondiente retorno adicional; por lo tanto se representa las condiciones óptimas del tratamiento. Deduciendo el costo del tratamiento y los ahorros en el punto óptimo nos da la máxima ganancia neta.

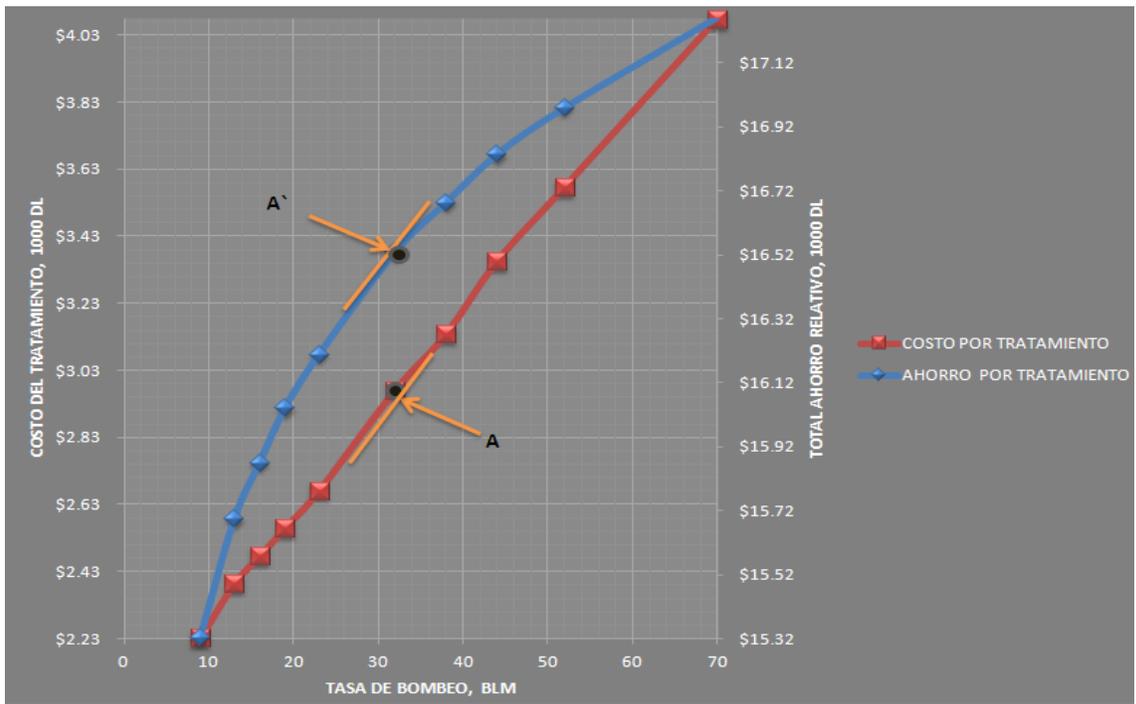


Figura 63. Curvas de costo por tratamiento vs ahorros relativos.

Otro método grafico para determinar el diseño óptimo de un tratamiento con diversas variables de tratamiento y condiciones de yacimientos se muestra en la figuras 64. Se debe de aclarar que de las figuras presentadas fueron incluidas solo para ilustrar los propósitos del ejemplo, esas curvas son representativas de las condiciones hipotéticas en el ejemplo y no deben de ser usadas en el diseño de tratamiento para fracturamiento en otros yacimientos y condiciones de pozos.

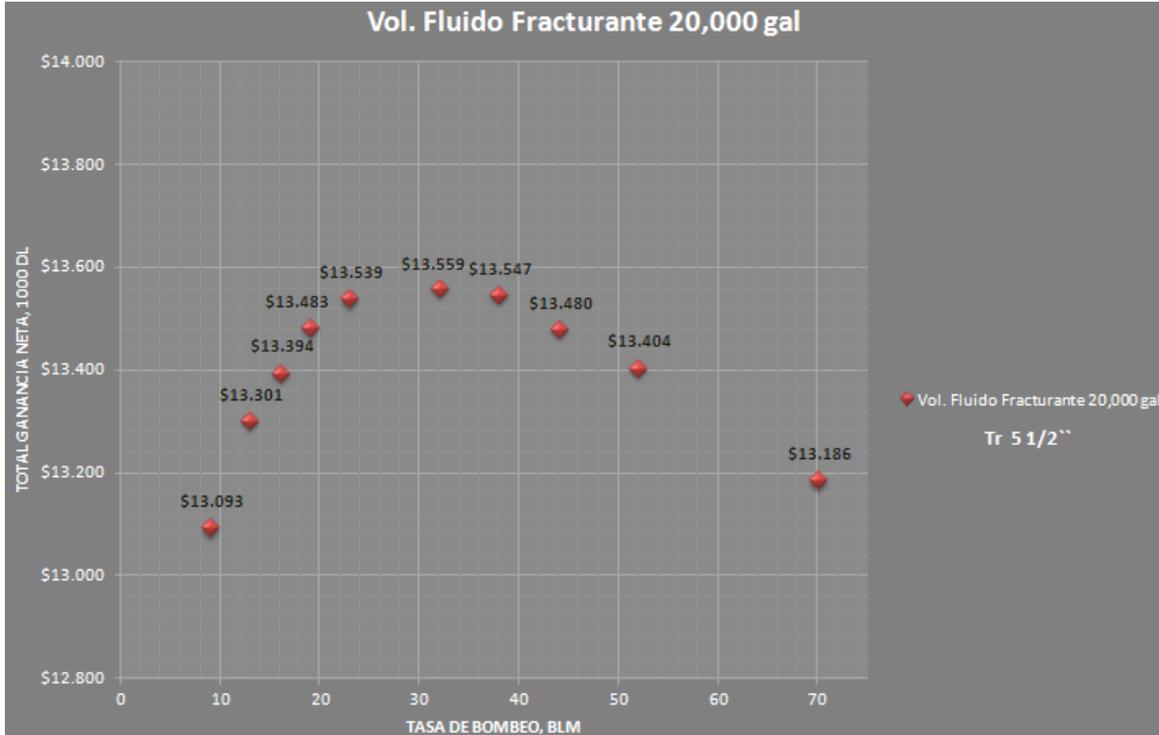


Figura 64. Ganancia neta total debido al fracturamiento.

IV.7.11. Factores que afectan la ganancia.

IV.7.11.1. Efecto de la permeabilidad y reducción.

Basado en las condiciones de la formación asumidas, la información obtenida en la figura 58 demuestra que el estado de depresión del yacimiento (p_e) y la permeabilidad deben de ser primordialmente consideradas en el diseño de programa del fracturamiento.

Formaciones con baja permeabilidad requieren volúmenes mayores y altas tasa de inyección de tratamiento, para lograr la máxima ganancia neta, que hacerlo con formaciones de permeabilidad mayor con una productividad igual de prefracturamiento. Cálculos similares han mostrado que si la capacidad de transporte de los fluidos de una fractura fuera incrementada por encima de lo asumido en el ejemplo mostrado, la economía de los tratamientos de pozos con altas permeabilidades llegaría ser mejorada considerablemente.

IV.7.11.2. Importancia de la tasa de bombeo.

La tasa de bombeo óptima mostrada en la figura 64 ocurre cuando la tasa de bombeo es a 32 bbl/min para TR de $5\frac{1}{2}$ in. El rápido incremento de la pendiente de la curva costo-fractura es generado por el incremento de presión en la superficie a altas tasas de bombeo. Esas altas presiones, causadas por mayores pérdidas por fricción en la parte profunda de los elementos tubulares, requieren un equipo de bombeo adicional. El efecto global es un rápido incremento en los costos de tratamiento. Ya que el fluido con 3 cp fue usado en la construcción de la figura 63, el uso de un fluido con alta viscosidad podría causar un aumento aun mayor en el costo por tratamiento para una tasa de bombeo. Por lo tanto, el tamaño de los elementos tubulares tiene una mayor influencia sobre la pendiente de la curva de costos y en consecuencia en la tasa de bombeo óptima. Estos y otros cálculos han mostrado que para obtener un máximo beneficio, la tasa de bombeo es incrementada conforme al tamaño de los elementos tubulares generando que el volumen del fluido fracturante sea más grande.

IV.7.11.3. Importancia del tamaño de los elementos tubulares.

De las figuras 63 y 64 muestra que las tasas de inyección mayores que 32 bbl/min para TR de $5\frac{1}{2}$ in y bajo las condiciones asumidas deben de ser evitadas, ya que la ganancia que proviene del fracturamiento es enormemente reducido debido a la alta energía de bombeo gastada en superar las perdidas por fricción ante altas tasas de bombeo. Las pérdidas por fricción se convierten incluso más significantes ante el incremento de profundidad del pozo. Cuando se programó la ganancia del fracturamiento en el pozo con TR de $5\frac{1}{2}$ in, ninguna disposición de costo fue hecha para la extracción y corrida de tubería, ya que el trabajo del fracturamiento a menudo puede llevarse a cabo simultáneamente por bombeo a través del espacio anular de la tubería de revestimiento y a través de la tubería.

IV.7.11.4. Efecto del volumen de tratamiento.

Como lo mostrado en las figuras 63 y 64, el volumen total del fluido fracturante inyectado tiene un efecto significativo en la ganancia neta. El volumen optimo (para las condiciones estudiadas) varia por el rango de 10,000 a 20,000 gal a una tasa de bombeo de 32 bbl/min. Los cálculos del ejemplo en la figura 64 y figura 65 muestra que el volumen de tratamiento optimo para un fluido fracturante dado es independiente del tamaño de los elementos tubulares del pozo a través de los cuales el fluido será bombeado.

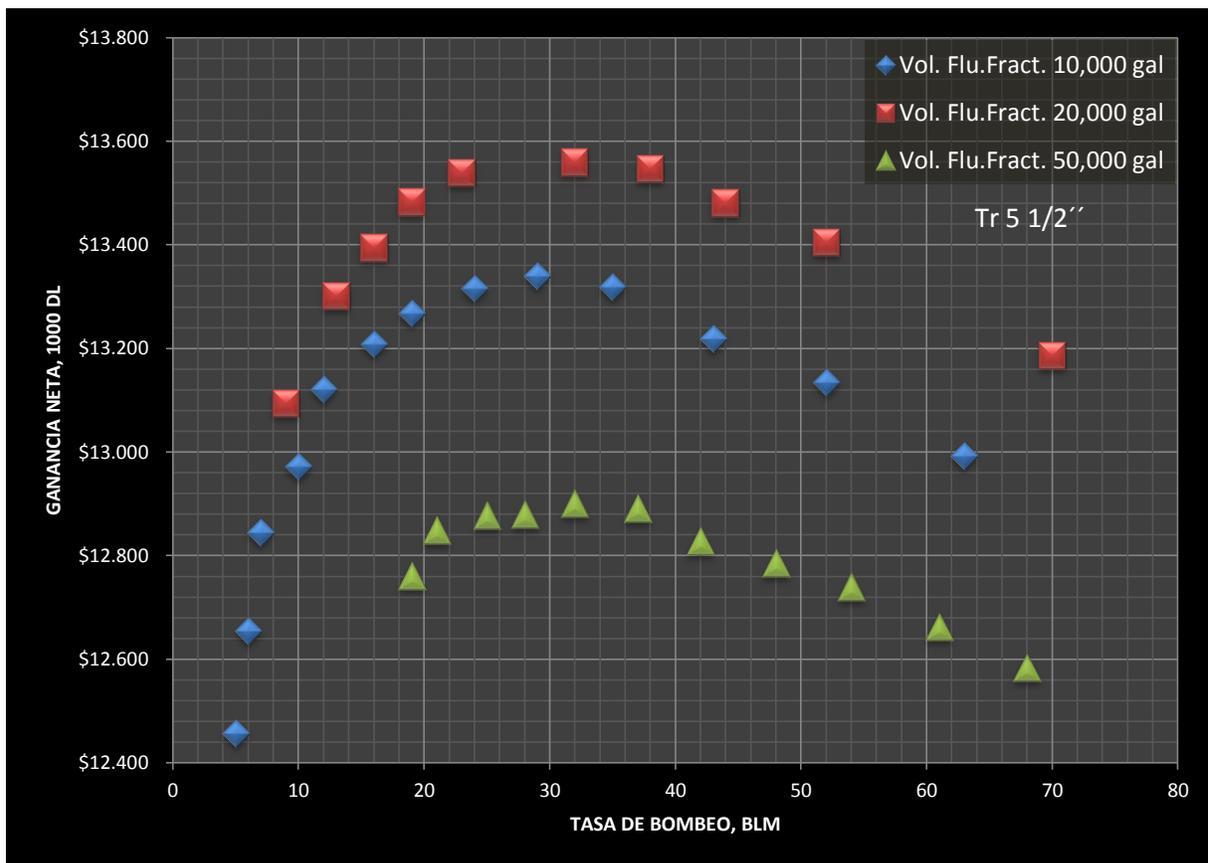


Figura 65. Ganancia neta total para diversos volúmenes de fluido fracturante.

IV.7.11.5. Efecto del tipo de fluido fracturante.

El efecto del fluido fracturante (aceite de 3cp) sobre la ganancia neta realizada del tratamiento por fracturamiento es mostrado en las figuras 63 y 64. Los resultados mostrados de ganancia neta que proviene usando agua como fluido fracturante para la formación con 1.5 md de permeabilidad es similar con la que se obtiene usando aceite con aditivos para pérdida de fluido.

IV.7.11.6. Deficiencia de la productividad.

El incremento en las tasas de producción después del tratamiento de un fracturamiento usualmente es atribuido a la eliminación del efecto daño del pozo, el cual no se extiende a una distancia apreciable en la formación. Ningún cálculo fue incluido en el ejemplo para demostrar los efectos de daño de la formación. Sin embargo, si la fractura evita cualquier ineficiencia del pozo, la ganancia será incrementada.

IV.7.11.7. Orientación de la fractura.

Fue asumido en el ejemplo usado en este estudio que solo un fracturamiento horizontal fue implicado. El efecto de fracturas múltiples horizontales o verticales puede ser evaluado en una manera similar con el método presentado aquí.

IV.7.12. Aumento de la recuperación final.

Esto ha demostrado que el fracturamiento hidráulico puede incrementar la recuperación final considerablemente, con mayores cantidades de aceite recuperable, se presentara un incremento en la ganancia neta derivada del trabajo de fracturamiento.

Si esto es asumido, como ha sido notado en las experiencias de campo, las reservas adicionales resultantes de un fracturamiento son recuperadas en los primeros meses después del tratamiento, principalmente como un resultado del incremento del valor presente del aceite.

Los cálculos fueron hechos para la formación y las condiciones de fracturamiento asumidas, en la figura 64. La figura 66 muestra que cuando un incremento en las reservas finales son asumidas la tasa de bombeo optima es incrementada a 38 bbl/min de 32 bbl/min. El volumen de tratamiento óptimo es también incrementado. La ganancia neta que proviene del fracturamiento aumenta de \$13,559 DL a \$15,735 DL. Otros cálculos similares han mostrado que esa tendencia general es válida para otras condiciones. Es decir, la tasa de bombeo y el volumen de tratamiento requerido para conseguir la máxima ganancia de un fracturamiento son mayores para yacimientos donde no hay incremento en la recuperación.

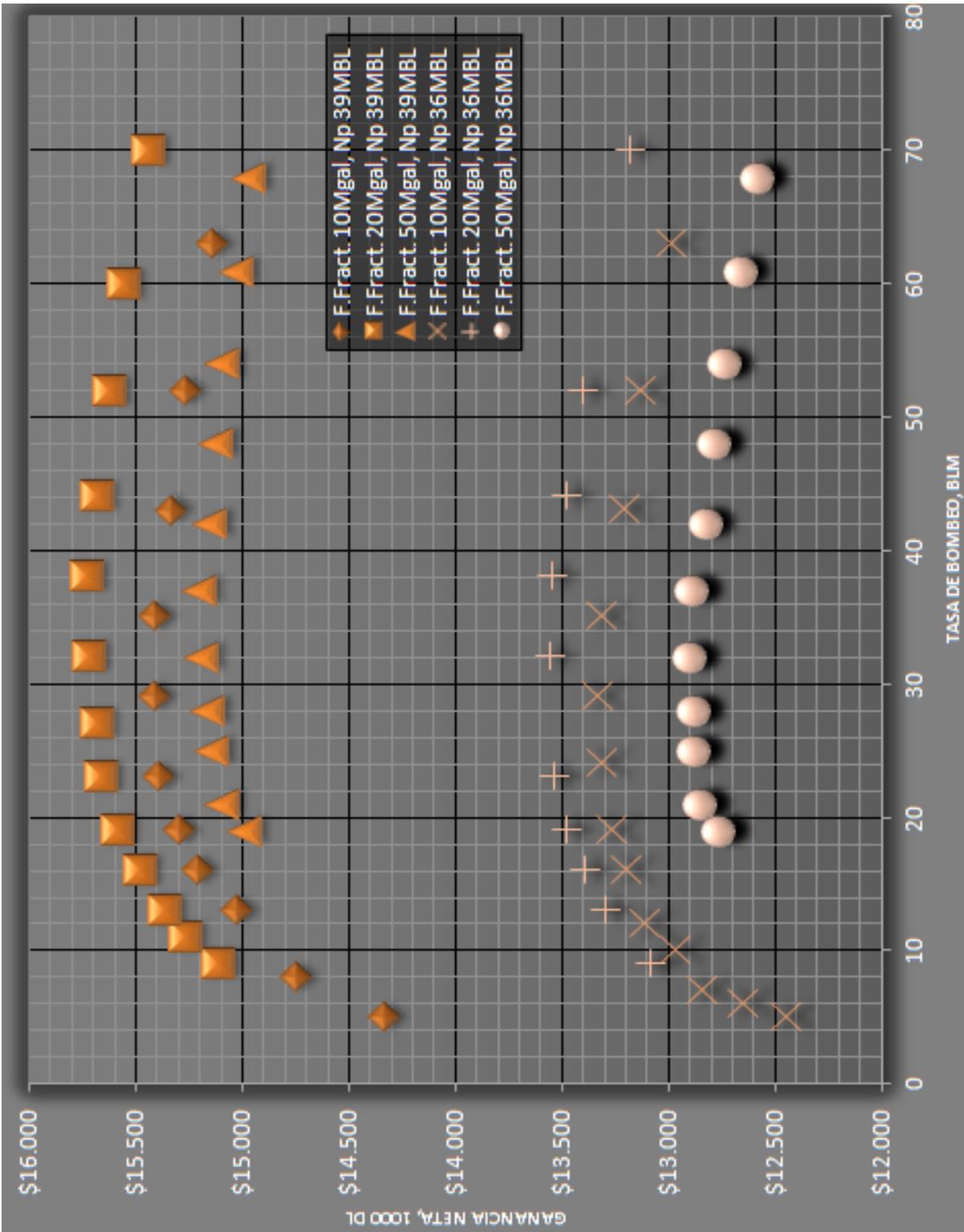


Figura 66. Incremento de la ganancia neta al incrementar la reserva recuperable.

CAPÍTULO V

EVALUACIÓN ECONÓMICA.

La planeación y evaluación de proyectos es de suma importancia para cualquier tipo de empresa debido a la necesidad y manejo de recursos. Las empresas día a día mejoran sus iniciativas para seguir maximizando los resultados de sus planes mediante la sinergia en las brigadas de trabajo. Unos de sus objetivos es determinar la rentabilidad del proyecto o su utilidad mediante pronósticos de producción que a su vez serán evaluados mediante criterios económicos y así determinar un plan de plan de negocios para después llevarlos al mercado.

V.1. Planeación y Evaluación de Proyectos. Conceptos Teóricos.

Un **proyecto** es la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema o necesidad tendente a resolver, entre muchas, una necesidad humana.

Un **proyecto de inversión** se puede describir como un plan que, si se le asigna determinado monto de capital y se le proporciona insumos de varios tipos, podrá producir un bien o un servicio, útil al ser humano o a la sociedad en general.

Para la realización de proyectos de inversión se requiere de un pensamiento estratégico el cual trata los valores, las convicciones filosóficas de los ejecutivos encargados de guiar a su empresa en un viaje exitoso; misión, el concepto general de su empresa; visión, cómo debe ser su empresa en el futuro; y estrategia, la dirección en que debe avanzar su empresa.

La **planeación** a largo plazo proyecta los resultados futuros según experiencias actuales o pasadas, es un proceso que se ocupa del futuro y del presente, apoya la comunicación y planeación de funcionamiento cruzado, reúne al equipo administrativo para transportar la misión, visión y la estrategia en resultados tangibles en el futuro.

La **planeación táctica** es el compromiso presente de los gerentes y empleados de elaborar planes para la empresa como un todo, así como para sus unidades interdependientes, produce resultados susceptibles de medición. Esta planeación constituye un proceso progresivo para dirigir los problemas o las oportunidades, sirve para establecer planes anuales y constituye la fuente vital de información para la preparación del presupuesto.

La **misión** se considera como una expresión muy general de lo que quiere ser la empresa y se considera como primer punto de referencia para la actuación empresarial. La misión se define de una forma general, vaga y a menudo poética, responde a la pregunta ¿Para qué existe la empresa?

La **visión** define y describe la situación futura que desea tener la empresa. Su propósito es guiar, controlar y alentar a la organización en su conjunto para alcanzar el estado deseable de la organización. Responde a la pregunta ¿En qué queremos que se convierta la organización en los próximos años?

La **estrategia** en una empresa es la consigna que determina la dirección hacia la que se debe avanzar, la fuerza impulsora.

Los **objetivos** deben estar en consonancia con la filosofía general de la empresa, es decir, con su misión y visión, y son elegidos por la empresa una vez evaluados su situación interna y el entorno. Los objetivos basados en la maximización de beneficios se miden con relación a alguna variable, como beneficios por unidad de capital invertida expresado como un porcentaje.

$$\text{Rentabilidad} = \frac{\text{Beneficio obtenido}}{\text{Capital invertido}} \times 100$$

La **evaluación** de un proyecto de inversión, cualquiera que este sea, tiene por objetivo conocer su rentabilidad económica y social, de tal manera que asegure resolver una necesidad humana en forma eficiente, segura y rentable. Sólo así es posible asignar los recursos económicos necesarios a la mejor alternativa, camino u opción para ejecutar dicho proyecto.

La estructura general para la formulación y evaluación de proyectos es la siguiente:

- **Introducción, marco de desarrollo y objetivos:** Toda persona que pretenda realizar el estudio y evaluación de un proyecto, la primera parte que deberá desarrollar y presentar en el estudio es la introducción, la cual debe contener una reseña histórica del desarrollo, objetivos y los beneficios, además de precisar cuáles son los factores relevantes que influyen directamente en el mismo producto.
- **Estudio de mercado:** Es la primera parte de la investigación formal del estudio. Consta básicamente de la determinación y cuantificación de la demanda y oferta, el análisis de los precios y el estudio de la comercialización.
- **Estudio técnico:** Esta parte puede subdividirse a su vez en cuatro partes, que son: determinación del tamaño óptimo de la planta, determinación de la localización óptima de la planta, ingeniería del proyecto y análisis administrativo.
- **Estudio económico:** Su objetivo es ordenar y sistematizar la información de carácter monetario que proporciona las etapas anteriores y elaborar los cuadros analíticos que sirve de base para la evaluación económica. Comienza con la determinación de los costos totales y de la inversión inicial.
- **Evaluación económica:** Esta parte describe los métodos actuales de evaluación que toman en cuenta el valor del dinero a través del tiempo, como son la tasa de retorno y el valor presente neto como también se anotan sus limitaciones de aplicación.
- **Análisis del riesgo:** Los objetivos del análisis del riesgo son el determinar, con alguna medida cuantitativa, cual es el riesgo al realizar determinada inversión monetaria y administrar este riesgo de tal forma que pueda prevenirse la bancarrota de una empresa o el fracaso de un proyecto.
- **Administración de la seguridad y protección ambiental:** Su función primordial es detectar, evaluar y controlar los riesgos para la salud de los trabajadores o riesgos que se puedan presentar a la organización respetando, al mismo tiempo, al medio ambiente.

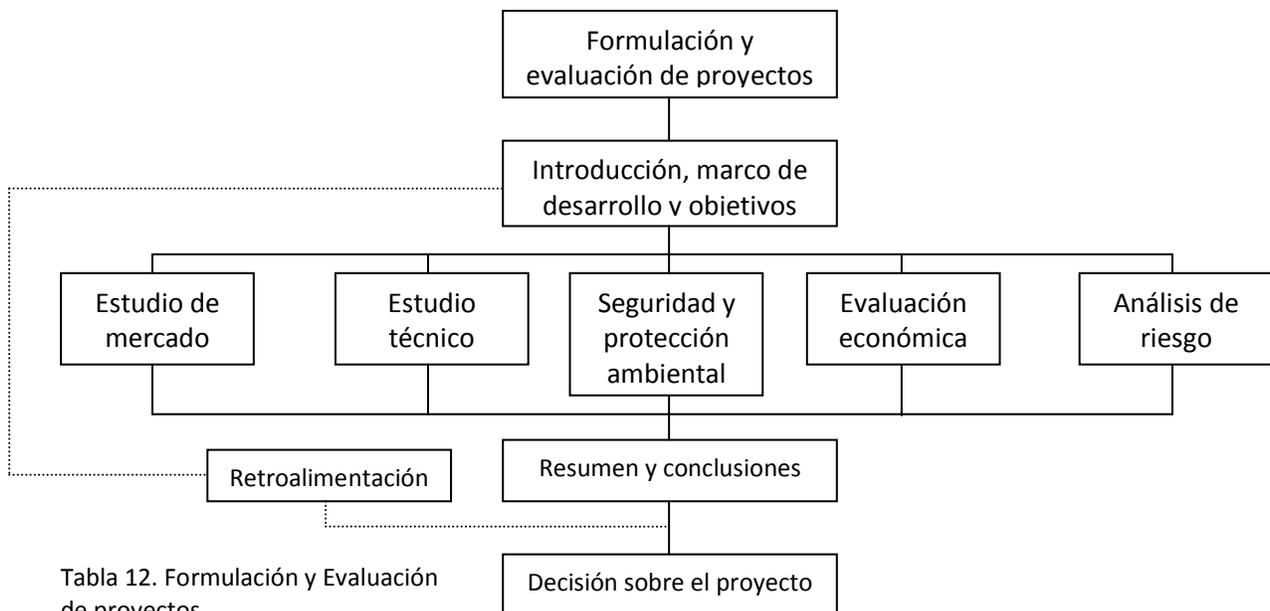


Tabla 12. Formulación y Evaluación de proyectos.

Planeación y evaluación de proyectos de una empresa petrolera de exploración y producción.

Para la ejecución de algún proyecto petrolero se requiere de un proceso dinámico que involucra una serie de decisiones y operaciones, mediante las cuales a un yacimiento petrolero se le identifica, cuantifica, desarrolla, explota, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción, desde su descubrimiento, pasando por su explotación, hasta su abandono, es decir el objetivo de la administración integral de yacimiento es aplicar los recursos disponibles (humanos, tecnológicos y financieros) para lograr el máximo beneficio económico de los hidrocarburos, a través de la optimización en operaciones de recuperación, minimizando la inversión del capital y los costos de operación. El éxito de la Administración Integral de Yacimientos requiere del esfuerzo efectivo y la sinergia del equipo integrado y multidisciplinario, como se observa en la siguiente tabla 13.

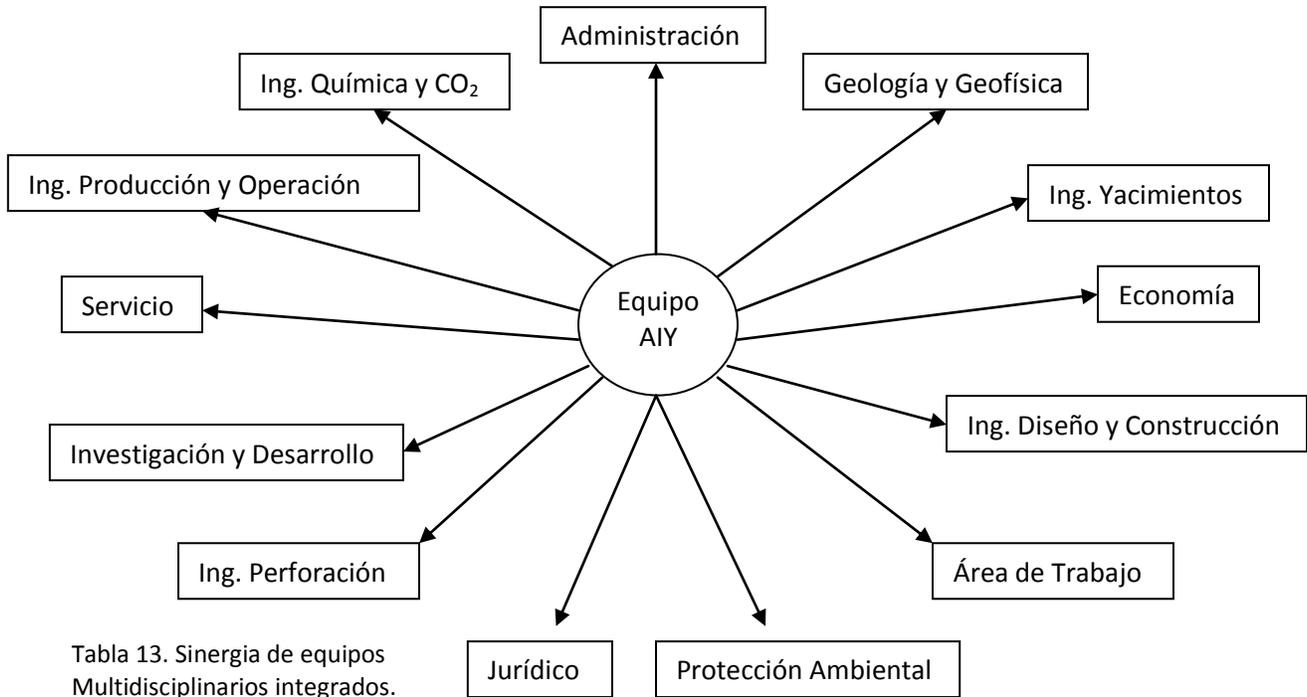


Tabla 13. Sinergia de equipos Multidisciplinarios integrados.

Proceso de la Administración Integral de Yacimientos.

El proceso de la Administración Integral de Yacimientos involucra el establecimiento de un objetivo o estrategia; y el desarrollo de un plan, el cual debe ser implantado y monitoreado a fin de evaluar sus resultados. A continuación se muestra la tabla 14 con los componentes del proceso de administración de yacimientos.

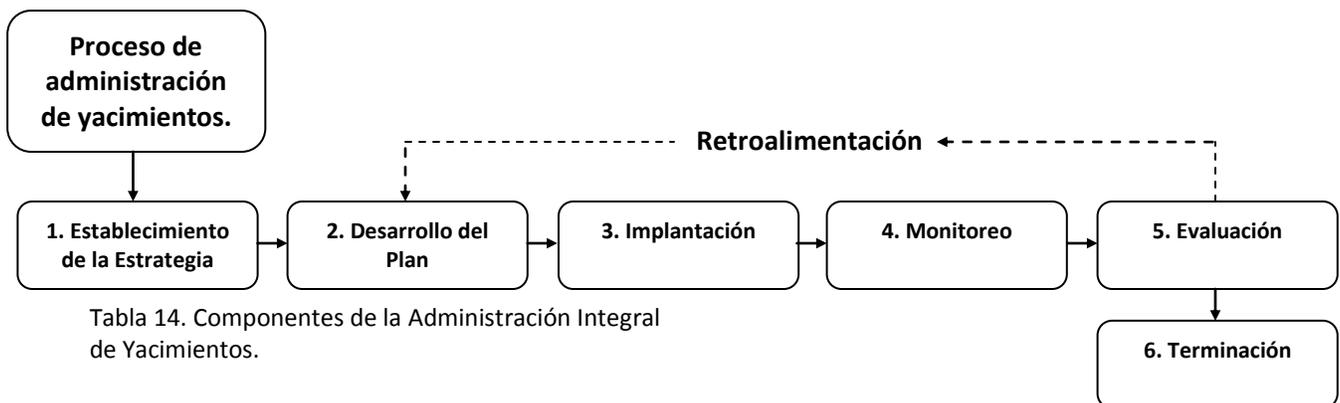


Tabla 14. Componentes de la Administración Integral de Yacimientos.

1. Establecimiento de la estrategia.

Se deberán definir los siguientes puntos:

Características del yacimiento

- Conocimiento de la geología.
- Mecanismos de empuje.
- Comportamiento histórico de producción.
- Propiedades roca-fluidos.

Herramientas tecnológicas y tecnologías disponibles

- Geofísica y Geología.
- Geoquímica.
- Administración bases de datos.
- Ingeniería de producción.
- Perforación y Terminación.
- Ingeniería de yacimientos.

Entorno total

- Contexto corporativo.
- Contexto político.
- Contexto económico.
- Contexto social.

2. Desarrollo del plan.

La planeación es fundamental para la administración de un yacimiento, debido a que implica desarrollar una estrategia integral para alcanzar los objetivos, esta consta de las siguientes partes:

a) Estrategias de desarrollo y agotamiento.

Establecer cómo se va a desarrollar el yacimiento, número de pozos, con qué espaciamiento, esquemas de recuperación primaria, secundaria o terciaria, o alguna estimulación de pozos.

b) Consideraciones ambientales.

En el desarrollo y la operación de un campo, deberán incluirse las consideraciones ambientales y ecológicas, como también todas las especificaciones emitidas por las agencias reguladoras.

c) Adquisición y análisis de datos.

El conocimiento del yacimiento comienza a través de la adquisición y análisis de datos, lo cual se deberá de actualizar continuamente.

d) Estudios geológicos y modelos numéricos.

Obtenidos de mediciones de núcleos y registros de pozos, extrapolados al yacimiento. Estos estudios son fundamentales para la geoestadística y los modelos de simulación numérica.

e) Pronóstico de producción y reservas.

La viabilidad económica de un proyecto de recuperación de petróleo es altamente influenciada por el comportamiento de producción del yacimiento bajo las condiciones actuales y futuras de operación.

f) Requerimientos para instalaciones.

Las instalaciones son el enlace físico con el yacimiento (perforación, terminación, bombeo, inyección, procesos y almacenamientos). El diseño y mantenimiento apropiado de las instalaciones tiene un profundo efecto sobre la productividad.

g) Optimización económica.

Es la meta final seleccionada por la administración de yacimientos eligiendo la opción más rentable cuyo objetivo sea la de maximizar el valor económico de los hidrocarburos.

h) Aprobación por la administración.

El soporte gerencial y la confianza en el personal de campo son esenciales para el éxito del proyecto.

3. Implantación.

Para la ejecución y éxito del plan es indispensable establecer un riguroso seguimiento y evaluación de las actividades definidas, y vigilar que se realicen en forma, tiempo y calidad, debido a la importancia que presentan los efectos que ejercen sobre todo el sistema.

Procedimiento para mejorar el éxito de la implantación del plan:

- a) Iniciar con un plan de acción.
- b) Adaptarse a circunstancias como aspectos económicos, legales y ambientales.
- c) El plan debe contar con soporte gerencial.
- d) Revisiones periódicas con todos los integrantes del grupo multidisciplinario.

4. **Monitoreo.**

Se requiere de un continuo monitoreo y supervisión del comportamiento del yacimiento en cuestión de forma integral, a fin de determinar si se comporta conforme al plan de administración. Las principales áreas donde se realiza la supervisión y monitoreo donde interviene la adquisición y administración de la información son las siguientes:

- a) Producción de aceite y gas.
- b) Inyección de gas y agua.
- c) Presiones de fondo de pozo, estáticas y fluyendo.
- d) Pruebas de producción e inyección.
- e) Perfiles de producción e inyección y otras supervisiones eventuales.

5. **Evaluación.**

De manera semejante a la parte de monitoreo, continuamente se deberá de evaluar todo proyecto para determinar el momento preciso en el cual los beneficios de dicho proyecto ya no llegan a ser los suficientes como para continuar con este mismo.

6. **Terminación.**

Finalización del proyecto y registro de su trayectoria para revisiones y acciones futuras.

V.2. EJEMPLO DE DESARROLLO DE CAMPO.

A continuación se presenta la descripción general de nuestro ejemplo a desarrollar.

Se presenta un YACIMIENTO DE ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO) cuyo MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE ES MEDIANTE EMPUJE POR GAS DISUELTO, en el cual se registran las siguientes propiedades:

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

Área yacimiento	31.000	km2
TIPO DE YACIMIENTO	ESTRATIGRÁFICO	
TIPO DE ROCA	ARENAS ARCILLOSAS	
Porosidad	22%	
Sw	25%	
Permeabilidad	1.50	md
Espesor neto h	150.0	m

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

DENSIDAD ACEITE	31	°API
RGA	99.570	m3/m3
	559.183	cft/Bl
Presión inicial	280.000	Kg/cm2
	3982.551	lb/pg2
Presión Burbuja	180.000	Kg/cm2
	2560.212	lb/pg2
Viscosidad	6.40	Cp
Temperatura	85	°C
Boi	1.36	m3/m3
Fr	35%	

Los estudios exploratorios se comenzaron a realizar en el año 2004 teniendo un costo total de 1,458.013 MMDP (Millones de Pesos) hasta al año 2009.

En el campo se realizó la perforación de un pozo exploratorio en el año 2010 teniendo un costo total de 997.560 MMDP. Dicho pozo fue terminado y disparado con las siguientes características de tuberías de revestimiento:

TR	DIÁMETRO, in	PROFUNDIDAD, ft
CONDUCTORA	16	30
SUPERFICIAL	9 5/8	350
EXPLOTACIÓN	6 1/2	2200

V.2.1. Datos iniciales de yacimiento y producción.

La primera producción de nuestro pozo exploratorio se presentó el 1-Enero-2011 con los siguientes gastos:

El pozo exploratorio registró las primeras producciones siguientes					
Produc. inicial aceite 1° día (1-Enero-2011)	24.500	MBLD	3,895.19	m3D	
Produc. inicial gas asociado 1° día	13.700	MMPcD	387,847.00	m3D	
Produc. inicial aceite 2° día (2-Enero-2011)	24.494	MBLD	3,894.25	m3D	
Produc. inicial gas asociado 2° día	13.697	MMPcD	387,753.92	m3D	

Al registrar las primeras dos producciones de nuestro pozo exploratorio se determinó la declinación exponencial que presentaría este y así poder realizar nuestro pronóstico de producción.

$$q_i = 24.5 \text{ MBLD}$$

$$q = 24.494 \text{ MBLD}$$

GASTO PRODUCCIÓN	CONSTANTE DECLINACIÓN
$q = q_i (e^{-at})$	$a = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}{t}$
	a= 0.000240

Así se obtuvieron las siguientes constantes de declinaciones:

DECLINACIÓN EXPONENCIAL DE PRODUCCIÓN	
DECLINACIÓN DIARIA	0.024 %
DECLINACIÓN MENSUAL	0.720 %
DECLINACIÓN ANUAL	8.761 %

A partir de nuestros primeros datos de producción obtenidos el 1-Enero-2011 se proyectará a futuro cual será nuestra producción hasta el 31-Diciembre-2011 para así determinar una producción promedio de nuestro pozo exploratorio durante el año 2011 que fue de 23.46 MBLD de aceite y 13.119 MMPCD de gas.

Al obtener nuestra producción promedio anual después se proyectará a futuro cual será nuestra producción promedio anual hasta al año 2021, siendo nuestro horizonte de estudio en explotación de nuestro campo, declinando anualmente. El cambio de unidades se generó mediante los siguientes factores de conversión:

FACTORES CONVERSIÓN		
1 m3 ---->	6.28981	BL
1 Pc ---->	0.02831	m3
1 BPCE ---->	4654	Pc

Con nuestros datos petrofísicos y propiedades de los fluidos de nuestro YACIMIENTO ACEITE Y GAS DISUELTO DE BAJO ENCOGIMIENTO (ACEITE NEGRO) cuyo MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO DEL ACEITE ES EMPUJE POR GAS DISUELTO LIBERADO con un Fr del 35% se determinaron los siguientes parámetros:

AREA DEL YACIMIENTO		
	31,000,000.00	m2
	31.00	km2
Vol. De aceite @ cy		
	767,250,000.00	m3
	4,825.86	MMBL
Vol. De aceite @ cs		
	564,154,411.76	m3
	3,548.42	MMBPCE
RESERVA RECUPERABLE		
	1,241.95	MMBPCE
ÁREA DE DRENE		
	636,172.51	m2
	0.64	km2

Después de determinar el volumen de nuestra reserva recuperable de HC's 2P, se deberá de estimar el número óptimo de pozos para su explotación y después poder estimar costos. Se dice que en la realidad no se puede determinar un número exacto de pozos para el inicio de la producción puesto que una vez que comienza a fluir la producción se presentan diversos cambios en esta y en especial cuando llega su máximo en la producción primaria a causa del depresionamiento del mismo yacimiento. El cálculo del número óptimo de pozos se da por la siguiente expresión matemática:

$$\#POZOS = \frac{\text{Reserva Recuperable 2P}}{\text{Producción TOTAL pozo exploratorio año de estudio (2021)} \frac{BL}{BL}} \dots (5.1)$$

PRODUCCION ANUAL POZO EXPLORATORIO					
	AÑOS	2004	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
PRODUCCION INICIAL DE ACEITE ANUAL	MBLD		11.136	10.202	180.657
PRODUCCION PROMEDIO ACEITE	MBLD	0	10.663	9.769	172.990
Np	MMBL	-	3.903	3.566	63.189
PRODUCCION INICIAL DE GAS ANUAL	MMPcD		6.226	5.703	100.997
PRODUCCION PROMEDIO GAS	MMPcD	0	5.963	5.463	96.733
Gp	MMPc	-	2,182.375	1,993.850	35,334.039
Gp	MMBPCE	-	0.469	0.428	7.592
PRODUCCION TOTAL	MMBPCE	0.000	4.372	3.994	70.781

V.2.2. Movimiento de equipos.

Una vez determinado el número óptimo de pozos que se requerirán para explotar nuestro yacimiento, de forma inmediata se deberá de poner en contacto con la gente de perforación para ver los equipos de perforación que se tienen disponibles. En el caso de que no se tengan equipos disponibles se buscarán los nuevos contratos para poder rentar o comparar los equipos de perforación de acuerdo al presupuesto que se tenga para dichos pozos a perforar (inversión). Este movimiento estará principalmente en función de cuantos pozos cada equipo tendrá que perforar y a su vez dependerá de cuánto tiempo le llevará acabar realizar las operaciones de perforación, terminación y el "roll" del mismo equipo para realizar las mismas operaciones con el siguiente pozo. En nuestro ejemplo supondremos las siguientes fechas de operaciones:

- El primer equipo comenzará sus operaciones el 28-Julio-2011
- El segundo equipo comenzará sus operaciones el 18-Sep-2011
- El tercer equipo comenzará sus operaciones el 13-Enero-2012

Con los siguientes intervalos de tiempo para cada operación:

- Perforación: 312 DÍAS
- Cambio de equipo de perforación al de terminación: 5 DÍAS
- Terminación: 55 DÍAS
- Movimiento de equipo para operar al siguiente pozo: 20 DÍAS

En la siguiente tabla 15 se muestran las fechas de operación para los equipos.

Tabla 15. Movimiento de equipos.

PARA LA PERFORACION DE LOS 17 POZOS DESARROLLO SE REQUERIRAN 3 EQUIPOS										
MOVIMIENTO EQUIPOS		5 CAMBIO ETAPA				DÍAS DE PRODUCCION			MOV. EQUIPOS	
PERFORACION		TERMINACION		DURANTE EL AÑO			20 DÍAS			
312 DÍAS		55 DÍAS								
EQUIPO1	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO			INICIO	FINAL	
POZO1	28-Jul-11	04-Jun-12	09-Jun-12	03-Ago-12	03-Ago-12	31-Dic-12	150	03-Ago-12	23-Ago-12	
POZO2	23-Ago-12	01-Jul-13	06-Jul-13	30-Ago-13	30-Ago-13	31-Dic-13	123	30-Ago-13	19-Sep-13	
POZO3	19-Sep-13	28-Jul-14	02-Ago-14	26-Sep-14	26-Sep-14	31-Dic-14	96	26-Sep-14	16-Oct-14	
POZO4	16-Oct-14	24-Ago-15	29-Ago-15	23-Oct-15	23-Oct-15	31-Dic-15	69	23-Oct-15	12-Nov-15	
POZO5	12-Nov-15	19-Sep-16	24-Sep-16	18-Nov-16	18-Nov-16	31-Dic-16	43	18-Nov-16	08-Dic-16	
POZO6	08-Dic-16	16-Oct-17	21-Oct-17	15-Dic-17	15-Dic-17	31-Dic-17	16	15-Dic-17	04-Ene-18	
EQUIPO2	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO			INICIO	FINAL	
POZO7	18-Sep-11	26-Jul-12	31-Jul-12	24-Sep-12	24-Sep-12	31-Dic-12	98	24-Sep-12	14-Oct-12	
POZO8	14-Oct-12	22-Ago-13	27-Ago-13	21-Oct-13	21-Oct-13	31-Dic-13	71	21-Oct-13	10-Nov-13	
POZO9	10-Nov-13	18-Sep-14	23-Sep-14	17-Nov-14	17-Nov-14	31-Dic-14	44	17-Nov-14	07-Dic-14	
POZO10	07-Dic-14	15-Oct-15	20-Oct-15	14-Dic-15	14-Dic-15	31-Dic-15	17	14-Dic-15	03-Ene-16	
POZO11	03-Ene-16	10-Nov-16	15-Nov-16	09-Ene-17	09-Ene-17	31-Dic-17	356	09-Ene-17	29-Ene-17	
POZO12	29-Ene-17	07-Dic-17	12-Dic-17	05-Feb-18	05-Feb-18	31-Dic-18	329	05-Feb-18	25-Feb-18	
POZO13	25-Feb-18	03-Ene-19	08-Ene-19	04-Mar-19	04-Mar-19	31-Dic-19	302	04-Mar-19	24-Mar-19	
EQUIPO3	INICIO	FINAL	INICIO	FINAL	INICIO			INICIO	FINAL	
POZO14	13-Ene-12	20-Nov-12	25-Nov-12	19-Ene-13	19-Ene-13	31-Dic-13	346	19-Ene-13	08-Feb-13	
POZO15	08-Feb-13	17-Dic-13	22-Dic-13	15-Feb-14	15-Feb-14	31-Dic-14	319	15-Feb-14	07-Mar-14	
POZO16	07-Mar-14	13-Ene-15	18-Ene-15	14-Mar-15	14-Mar-15	31-Dic-15	292	14-Mar-15	03-Abr-15	
POZO17	03-Abr-15	09-Feb-16	14-Feb-16	09-Abr-16	09-Abr-16	31-Dic-16	266	09-Abr-16	29-Abr-16	

V.2.3. Pronóstico de producción.

En cuanto a los días de producción de cada pozo, se piensa que se cierra al 31 de diciembre de su año correspondiente, pero no es así y asumimos, en teoría, que el pozo sigue produciendo los días que tiene el año 2013 y los venideros.

Se recuerda que es un proyecto nuevo de desarrollo de campos y se está proyectando su producción, no tenemos historia del yacimiento, ni modelo estático ni dinámico y aún teniéndolos sería una proyección, solo que más tangible.

Se multiplica la producción del promedio día del pozo de referencia que ya esté produciendo al momento de terminar el pozo en cuestión, por ya incluir esta cifra la declinación del promedio anual diario; por ejemplo el pozo descubridor da 21.492 MBLD en 2012, este valor se multiplicará por los días que fluyo el pozo 1 a partir de la fecha de finalizar su terminación hasta fin de año (3-Agosto-12 al 31-Diciembre-2012) y su resultado debe dividirse entre el número de días del año (365 o 366) para obtener el promedio anual diario de producción, lo anterior es debido a que cuando tengamos el pronóstico de producción total este dato servirá para calcular el promedio de ingresos y poder evaluar la rentabilidad del proyecto, año a año hasta al 2021. De la misma manera se realizará lo mismo con 16 pozos restantes.

Así se obtuvo la siguiente producción total de BPCE (BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE) de los 17 pozos desarrollo y el pozo exploratorio:

PRODUCCION TOTAL DE LOS 3 EQUIPOS Y EL POZO EXPLORATORIO						
		2011	2012	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
			365	366		
Np	MMBL	8.56	13.20	66.32	60.62	572.09
Gp	MMPc	4,788.29	7,378.47	37,092.26	33,888.03	319,878.70
Gp	MMBPCE	1.03	1.59	7.97	7.28	68.73
PRODUCCION TOTAL ANUAL		9.59	14.78	74.29	67.90	640.82

V.2.4. Reserva remanente y tiempo de recuperación.

Es el volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables. En otra forma, es la diferencia entre la reserva original y la producción acumulada de hidrocarburos en una fecha específica. De igual manera es de suma importancia determinar el tiempo que nos tomará, de acuerdo con nuestros pronósticos de producción, recuperar todo lo que nos sobre de reserva remanente en nuestro yacimiento en función al ritmo de explotación.

RESERVA REMANENTE					
PRODUCCION TOTAL DE LOS 3 EQUIPOS Y EL POZO DESCUBRIDOR			640.82	MMBPRCE	
Reserva Recuperable	1,241.95	MMBPRCE			
RESERVA REMANENTE	601.13	MMBPRCE			
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA RESERVA REMANENTE = (Reserva Remanente) / (Produccion total ultimo año de explotación)					8.9 AÑOS

V.2.5. Evaluación económica.

La evaluación económica se realizará con los siguientes indicadores:

INGRESOS POR PRODUCCIÓN			COSTOS		
Datos			OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO		5.2 DI x B
PRECIO DEL ACEITE	104 DL x B		TRANSPORTE		1.89 DI x B
PRECIO DEL GAS	8.1 DL x MPc		TASA IMPOSITIVA	60%	
PARIDAD	13.1 PESOS X DOLAR		TASA DE DESCUENTO	11%	

V.2.5.1. Flujo de efectivo.

El primer concepto que se deberá abordar es el flujo de efectivo, el cual se compone por los ingresos debidos a la producción de hidrocarburos y el costo que genera producir estos mismos.

	AÑOS	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
ACEITE	MMBL	-	-	66.32	60.62	572.087
GAS	MMPc	-	-	37,092.26	33,888.03	319,878.695
INGRESOS Np	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 6,896.80	\$ 6,304.06	\$ 59,497.016
INGRESOS Np	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 90,348.10	\$ 82,583.16	\$ 779,410.914
INGRESOS Gp	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 300.45	\$ 274.49	\$ 2,591.017
INGRESOS Gp	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 3,935.86	\$ 3,595.86	\$ 33,942.328
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 7,197.249	\$ 6,578.551	\$ 62,088.034
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 94,283.963	\$ 86,179.021	\$ 813,353.243

V.2.5.2. Costos por Operación y Mantenimiento.

- Costos por Operación.
Costo por mover un barril desde el yacimiento a las instalaciones.
- Costos por Transporte.
Costo por mover un barril desde las instalaciones a entradas de almacenamiento y terminales.

TOTAL COSTOS	AÑOS	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
COSTOS TOTALES	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 526.683	\$ 481.393	\$ 4,543.405
COSTOS TOTALES	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 6,899.551	\$ 6,306.245	\$ 59,518.599

V.2.5.3. Los costos por impuestos.

Estos costos estarán determinados por la tasa impositiva respecto a los ingresos totales obtenidos.

COSTOS X IMPUESTOS						
	AÑOS	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 7,197.249	\$ 6,578.551	\$ 62,088.034
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 94,283.963	\$ 86,179.021	\$ 813,353.243
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 4,318.349	\$ 3,947.131	\$ 37,252.820
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 56,570.378	\$ 51,707.412	\$ 488,011.946

V.2.5.4. Inversiones Estratégica y Operacional.

Los egresos de fondos o inversiones fueron las siguientes:

INVERSION ESTRATÉGICA \$MMPSOS		INVERSION OPERACIONAL \$MMPSOS	
	TOTAL (2004-2021)		
ESTUDIOS EXPLORATORIOS	\$ 1,458.013	MANTENIMIENTO A POZOS	\$ 2,158.494
PERFORACION EXPLORATORIA	\$ 997.560	MANTENIMIENTO A INSTALACIONES	\$ 1,282.279
PERFORACION POZOS DE DESARROLLO	\$ 20,043.000	MANTENIMIENTO A DUCTOS	\$ 804.000
DUCTOS	\$ 1,921.680	MANT. INFRAESTRUCTURA DE LA PERFORACION	\$ 70.563
GASODUCTOS	\$ 970.650	DESARROLLO TECNOLÓGICO	\$ 37.839
CAMINOS Y PERAS	\$ 800.000	CAPACITACIÓN	\$ 4.487
BATERIAS DE SEPARACION	\$ 1,016.000	SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$ 32.493
DESHIDRATADORAS	\$ 1,063.000	MANT. SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$ 50.014
TERMINALES	\$ 1,970.654	PROTECCION ECOLOGICA	\$ 180.380
CENTRALES DE ALMACENAMIENTO	\$ 1,250.774	MANT. PROTECCIÓN ECOLÓGICA	\$ 51.634
TERMINACION DE POZOS	\$ 4,612.247	ADMINISTRACION	\$ 73.848
		GESTION DE ACTIVOS	\$ 84.191
		SERVICIOS GENERALES	\$ 106.147

Los precios para cada uno de los elementos en ambas inversiones fueron estipulados de manera aproximada solo para el desarrollo y bajo las condiciones de nuestro ejemplo.

V.2.5.5. Depreciación.

En la inversión estratégica se depreciarán todas las unidades excepto los estudios exploratorios, mientras que de la inversión operacional se depreció todas las unidades excepto los mantenimientos. Al obtener los totales anuales año a año, de dichas unidades a depreciar, se divide entre los años a los cuales se piensa llevar a cabo la depreciación en este caso fueron 20 años y se proyectan hasta al año de estudio de nuestra evaluación (2004-2021) y al final se obtienen los mismos totales año a año de las proyecciones al depreciar. Los resultados fueron los siguientes:

DEPRECIACIÓN	AÑO	2004	2005	TOTAL (2004-2021)
MMDP	\$	0.610	\$ 1.299	\$ 13,890.000
MMDL	\$	0.047	\$ 0.099	\$ 1,060.305

Los ingresos incluyen el valor de la producción o ventas, el valor de rescate de los activos y los egresos incluyen todos los costos asociados al proyecto, y por supuesto las inversiones necesarias para el desarrollo de estudios, la perforación de pozos y la infraestructura necesaria.

V.2.5.6. Método del Valor Presente Neto, VPN.

El método del valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión.

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

$$VPN = S_0 + \sum_{t=1}^{S_t} \frac{S_t}{(1+i)^t} \dots (5.2)$$

VPN = Valor presente neto

S₀ = Inversión inicial

St = Flujo de efectivo neto del periodo t

n = Número de periodos de vida del proyecto

i = Tasa de descuento

- Si el VPN > 0 el proyecto es rentable (Se esperan ganancias).
- Si el VPN = 0 el proyecto no gana pero tampoco pierde. (Al menos se recupera el capital invertido y el correspondiente a la tasa empleada).
- Si el VPN < 0 el proyecto no es rentable (Se esperan pérdidas).

La tasa de descuento es una tasa interbancaria, es un porcentaje del valor del dinero de los activos de una empresa y está en función de estos mismos activos y pasivos de la empresa. Cabe mencionar que una evaluación financiera, utilizando el método del valor presente neto, puede realizarse sin incluir impuestos como también incluyendo impuestos al realizar el flujo de efectivo.

V.2.5.7. Índice de utilidad

Es importante mencionar que otro criterio discriminante es el análisis de la razón VPN / VPI . En donde el VPI es el valor presente de la inversión. Esta razón nos indica cual es la utilidad por cada unidad monetaria invertida.

V.2.5.8. Tasa Interna de Retorno, TIR.

Es el porcentaje que logramos recibir por cada unidad de dinero invertido, es un indicador importante para la evaluación de proyectos de inversión, matemáticamente consiste en igualar a cero todos los flujos de efectivo correspondientes a sus periodos y obtener el VPN al resolver la función polinomial deducida.

$$TIR = \sum_{i=1}^n \frac{VPN}{(1+i)^n} \dots (5.3)$$

La evaluación de nuestro proyecto fue la siguiente:

EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN IMPUESTOS						
	PERIODO	-7	-6	9	10	
	AÑO	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	-2.649	-5.641	6623.093	6033.880	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	-5.499	-10.550	2589.131	2125.039	\$ 27,114.512
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	-5.499	-16.050	24989.473	27114.512	
VPI	MMDL	5.499	10.550	18.558	22.286	\$ 4,338.788
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		6.249				
TIR		100%				

EVALUACIÓN ECONÓMICA CON IMPUESTOS						
	PERIODO	-7	-6	9	10	
	AÑO	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	-2.602	-5.542	2438.798	2220.967	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	-5.402	-10.365	953.386	782.190	\$ 7,331.199
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	-5.402	-15.767	6549.009	7331.199	
VPI	MMDL	5.499	10.550	18.558	22.286	\$ 4,338.788
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		1.690				
TIR		55%				

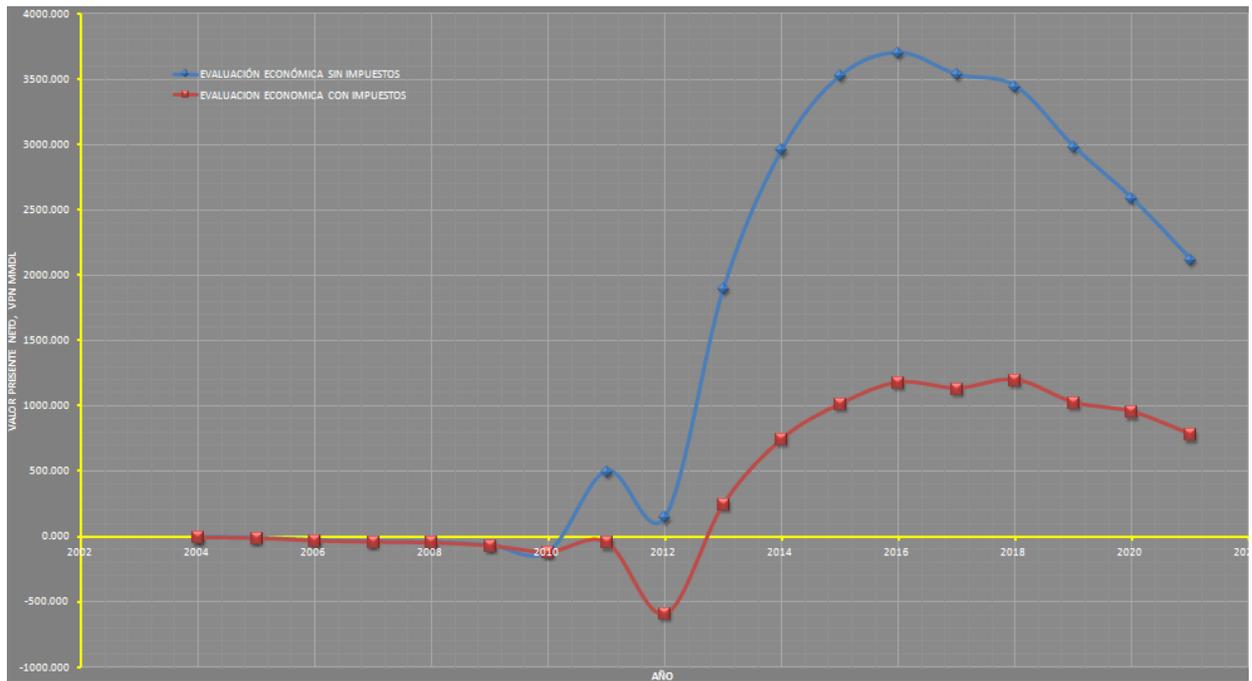


Figura 67. Comparación de gráficos de VPN con y sin impuestos del proyecto petrolero.

Como conclusión en la evaluación de nuestro proyecto petrolero, se puede ver en la figura 67, que el VPN total sin impuestos llegó a ser de 27,114.512 MMDL lo cual resulta rentable económicamente pero al realizar nuestra evaluación económica con impuestos nos arroja un VPN total de 7,331.199 MMDL, es decir menos del 50%, sin embargo nuestro proyecto y aun a pesar de esa gran diferencia aun sigue siendo rentable.

V.3. Evaluación económica considerando solo el pozo exploratorio.

A continuación se presenta el desarrollo de campo y evaluación económica considerando solo el pozo exploratorio asumiendo las mismas condiciones iniciales, para que más adelante se compare el mismo desarrollo pero suponiendo un fracturamiento hidráulico en el mismo pozo exploratorio. Conociendo el pronóstico de producción anual, los elementos para realizar la evaluación económica, considerando solo la vida operativa del pozo exploratorio sin fracturamiento hidráulico, fueron los siguientes:

Producciones del pozo exploratorio.

PRODUCCION ANUAL POZO EXPLORATORIO					
	AÑOS	2004	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
PRODUCCION INICIAL DE ACEITE ANUAL	MBLD		11.136	10.202	180.657
PRODUCCION PROMEDIO ACEITE	MBLD	0	10.663	9.769	172.990
Np	MMBL	-	3.903	3.566	63.189
PRODUCCION INICIAL DE GAS ANUAL	MMPcD		6.226	5.703	100.997
PRODUCCION PROMEDIO GAS	MMPcD	0	5.963	5.463	96.733
Gp	MMPc	-	2,182.375	1,993.850	35.334.039
Gp	MMBPCE	-	0.469	0.428	7.592
PRODUCCION TOTAL	MMBPCE	0.000	4.372	3.994	70.781

Ingresos por producción.

	AÑOS	2004	2005	2021	TOTAL (2004-2021)
ACEITE	MMBL	-	-	3.57	63.189
GAS	MMPc	-	-	1,993.85	35,334.039
INGRESOS Np	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 370.83	\$ 6,571.615
INGRESOS Np	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 4,857.83	\$ 86,088.162
INGRESOS Gp	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 16.15	\$ 286.206
INGRESOS Gp	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 211.57	\$ 3,749.295
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 386.977	\$ 6,857.821
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 5,069.400	\$ 89,837.457

Total de Costos por Operación & Mantenimiento y Costos por Transporte.

	AÑOS	2004	2005	2021	TOTAL (2004-2021)
TOTAL COSTOS	MMDL	\$ -	\$ -	\$ 28.318	\$ 501.836
COSTOS TOTALES	MMDP	\$ -	\$ -	\$ 370.964	\$ 6,574.050

Costos por impuestos.

COSTOS X IMPUESTOS	AÑOS	2004	2005	2021	TOTAL (2004-2021)
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 386.977	\$ 6,857.821
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 5,069.400	\$ 89,837.457
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDL X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 232.186	\$ 4,114.693
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDP X AÑO	\$ -	\$ -	\$ 3,041.640	\$ 53,902.474

Inversión Estratégica y Operacional.

INVERSION ESTRATÉGICA \$MMPSOS	TOTAL
ESTUDIOS EXPLORATORIOS	\$ 1,458.013
PERFORACION EXPLORATORIA	\$ 997.560
GAMINOS Y PERAS	\$ 106.350
TERMINACION DE POZOS	\$ 287.567

INVERSION OPERACIONAL \$MMPSOS	
MANTENIMIENTO A POZOS	\$ 119.916
MANT. INFRAESTRUCTURA DE LA PERFORACION	\$ 5.528
DESARROLLO TECNOLÓGICO	\$ 37.839
CAPACITACIÓN	\$ 4.487
SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$ 32.493
MANT. SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$ 50.014
PROTECCION ECOLOGICA	\$ 180.380
MANT. PROTECCIÓN ECOLÓGICA	\$ 51.634
ADMINISTRACION	\$ 73.848
GESTION DE ACTIVOS	\$ 84.191
SERVICIOS GENERALES	\$ 106.147

Depreciación.

	AÑO	2004	2005	2020	2021	TOTAL
DEPRECIACION	MMDP	\$ 0.610	\$ 1.299	\$ 93.404	\$ 95.543	\$ 1,010.932
	MMDL	\$ 0.047	\$ 0.099	\$ 7.130	\$ 7.293	\$ 77.170

Evaluación económica sin impuestos.

EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN IMPUESTOS	PERIODO	-7	-6	9	10	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	-1.717	-4.589	386.617	351.845	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	-3.566	-8.584	151.138	123.914	\$ 4,024.884
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	-3.566	-12.150	3900.970	4024.884	
VPI	MMDL	3.566	8.584	2.328	2.400	\$ 312.756
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		12.869				
TIR		90%				

Evaluación económica con impuestos.

EVALUACIÓN ECONÓMICA CON IMPUESTOS	PERIODO	-7	-6	9	10	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	-1.671	-4.490	139.606	126.952	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	-3.469	-8.399	54.576	44.711	\$ 1,267.094
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	-3.469	-11.868	1222.384	1267.094	
VPI	MMDL	3.566	8.584	2.328	2.400	\$ 312.756
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		4.051				
TIR		55%				

V.4. Diseño y aplicación del fracturamiento hidráulico en el pozo exploratorio.

Ahora se realizará el diseño y la evaluación económica aplicando un fracturamiento hidráulico en el mismo pozo exploratorio a inicio del año 2014, considerando los siguientes datos:

Ancho fractura (W)	0.1	in
Capacidad fractura	300	md-ft
Precio aceite	\$104.00	DI
Tasa interés anual	11%	
Costo extracción durante vida del pozo sin fracturar	\$4.36	\$MM/mes
Costo extracción durante vida del pozo fracturado	\$5.25	\$MM/mes
Costo de aditivo para pérdida de fluido, por bl	\$0.25	\$DL/Bl
Costo por agente apuntalante, por bl	0.016	\$DL/Bl
Fluido fracturante: 3cp mezcla arena-aceite, con agente de pérdida de fluido y densidad de :	8.04	lb/gal
Concentración de aditivo de pérdida de fluido	4	lb/Bl
Gradiente de presión, fluido fracturante.	0.15	psi/ft
Coeficiente de fractura del fluido. (C)	0.0078	ft / min ^{-1/2}

PRODUCCIÓN INICIAL EN 2014 SIN FRACTURAR	18.837	MBLD
INCREMENTO EN PRODUCCIÓN INICIAL EN 2014 FRACTURANDO	23.500	MBLD
Np (2014-2021) SIN FRACTURAMIENTO	39.573	MMBL
Np (2014-2021) CON FRACTURAMIENTO	44.866	MMBL
Gasto abandonamiento	9.346	MBLD
Psw	3983	psi
Permeabilidad, k	1.50	md
Espesor, h	492.126	ft
Tr	6.5	in
Profundidad pozo	7217.85	ft
Concentración arena apuntalante	1.5	lb/gal
Presión para fractura	4483	psi
Tasa inyección para extensión de fractura	44	BL/min

El primer objetivo será calcular la ganancia que se generará por el incremento de producción en el cual supondremos un incremento de 18.837 MBLD a 23.5 MBLD debido al fracturamiento hidráulico a partir del año 2014 hasta al año 2021.

Para conocer nuestros cambios de producciones primero se calcularán los factores de declinación con la siguiente expresión:

$$m = \frac{q - q_0}{N_p} = \frac{q_a - q_0}{N_p} \dots (5.4); \quad q_a \text{ es el gasto de abandono y } q_0 \text{ es el gasto inicial.}$$

El tiempo total de vida operativa del pozo sin estimulación se calcula de la siguiente manera.

$$q = q_0 e^{mt}; \quad t = \frac{\ln\left(\frac{q_0}{q_a}\right)}{\text{abs}(m)} \dots (5.5)$$

Para el pozo productor sin estimulación se tiene el siguiente factor de declinación y tiempo de vida operativa:

$$\text{Abs } |m| = \frac{(9.346 - 18.837) \text{ MBLD}}{39.573 \text{ MMBL}} = 2.40E - 04 \text{ día}^{-1}$$

$$t = \frac{\ln\left(\frac{18.837 \text{ MBLD}}{9.346 \text{ MBLD}}\right)}{2.40E - 04} = 2922.3 \text{ dias} = 8.0 \text{ años}$$

A causa del fracturamiento se presentará un incremento en la reserva recuperable 2P y por consiguiente tendremos un cambio en los factores de declinación y tiempo de vida operativa:

$$Abs(m) = \frac{(9.346-23.5)MBLD}{39.573 MMBL} = 3.58E - 04 \text{ día}^{-1}$$

$$t = \frac{\ln\left(\frac{23.5 MBLD}{9.346 MBLD}\right)}{3.58E-04} = 2577.9 \text{ dias} = 7.1 \text{ años}$$

Con estos resultados podemos observar y comprobar que mediante esta estimulación podemos recuperar en menor tiempo un determinado volumen de reserva. Ya que para el pozo sin estimulación le tomaría 9.7 años en conseguir la misma reserva 2P.

$$q_a = (44.866MMBL)(2.40E - 04 \text{ día}^{-1}) + (18.837MBLD) = 8.076 MBLD$$

$$t_{tiempo} = \frac{\ln\left(\frac{18.837 MBLD}{8.076 MBLD}\right)}{2.40E-04 \text{ día}^{-1}} = 9.7 \text{ años}$$

Para saber este incremento de reserva 2P lo obtenemos suponiendo que el tiempo de producción del pozo, aplicándole el fracturamiento hidráulico, lo extendemos al mismo tiempo de producción a que si no tuviera la estimulación, es decir los 2922 días a partir del inicio del año 2014, en donde los cálculos son los siguientes:

$$Abs(m) = \ln\left(\frac{23.5 MBLD}{9.346 MBLD}\right) = 3.155 E - 04 \text{ día}^{-1}$$

$$Np_{2004-2013} = \frac{(24.5-18.837)MBLD}{0.08761 \text{ año}} = 64.6343 MMBL$$

$$Np_{2014-2021} = \frac{(23.5-9.353)MBLD}{0.11516 \text{ año}} = 122.849 MMBL$$

$$Np_{2004-2021} = 187.476 MMBL$$

PRODUCCION ANUAL POZO EXPLORATORIO				6	7	8
	AÑOS	2004	2005	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
PRODUCCION INICIAL DE ACEITE ANUAL	MBLD	0	0	11.775	10.494	197.558
PRODUCCION PROMEDIO ACEITE	MBLD	0	0	11.123	9.913	187.484
Np	MMBL	-	-	4.071	3.618	68.482
PRODUCCION INICIAL DE GAS ANUAL	MMPcD	-	-	6.583	5.867	110.446
PRODUCCION PROMEDIO GAS	MMPcD	0	0	6.218	5.542	104.814
Gp	MMPc	-	-	2,275.819	2,022.708	37,440.262
Gp	MMBPCE	-	-	0.489	0.435	8.045
PRODUCCION TOTAL	MMBPCE	0.000	0.000	4.560	4.053	75.009

Con esto vemos que mediante el fracturamiento hidráulico la reserva 2P incrementó de 63.189 MMBL a 68.482 MMBL es decir un 8.38% a partir del año 2004 hasta al año 2021.

El incremento del valor presente puntual al comparar los ingresos de este pozo productor con estimulación y sin la estimulación, considerando el incremento de N_p a 44.866 MMBL, es el siguiente:

Para el pozo sin estimulación se tiene el siguiente PW (Present Worth):

$$PW = (\$104)(44.866 MMBL) - \frac{\left(\frac{0.11}{365}\right)(\$104)(18.837MBLD)}{(2.40E-4 D^{-1})^2} \left[1 - \frac{1+2.40E-4 D^{-1} \cdot 3531D}{e^{(2.40E-4 D^{-1} \cdot 3531 D)}}\right] = \$2529.72 MMDL$$

Para el mismo pozo aplicando el fracturamiento hidráulico se tiene el siguiente PW:

$$PW = (\$104)(44.866 \text{ MMBL}) - \frac{\left(\frac{0.11}{365}\right)(\$104)(18.837 \text{ MBLD})}{(3.1550 \text{E}-4 \text{ D}^{-1})^2} \left[1 - \frac{1+3.1550 \text{E}-4 \text{ D}^{-1} \cdot 2922 \text{D}}{e^{(3.155 \text{E}-4 \text{ D}^{-1} \cdot 2922 \text{D})}} \right] = \$2923.07 \text{ MMDL}$$

El incremento de PW del pozo al estimularlo es de \$393.35 MMDL.

El cálculo de los ahorros por costo de extracción es el siguiente:

Para el pozo sin estimulación se tiene:

$$\text{Costo por extraccion} = \left(\$4.36 \frac{\text{MMDL}}{\text{mes}} \right) \left(\frac{\text{mes}}{30.41 \text{ dias}} \right) (3531 \text{ dias}) = \$505.83 \text{ MMDL}$$

Para el pozo con fracturamiento hidráulico:

$$\text{Costo por extraccion} = \left(\$5.25 \frac{\text{MMDL}}{\text{mes}} \right) \left(\frac{\text{mes}}{30.41 \text{ dias}} \right) (2922 \text{ dias}) = \$504.8 \text{ MMDL}$$

El ahorro total por costos de extracción es de \$1.02 MMDL.

El interés ahorrado sobre el dinero adicional que pudo haber sido gastado es el siguiente:

Para el pozo sin estimulación se tiene:

$$Ic = (0.5)(0.11/\text{anual})(12 \text{ meses/año})(\$4.36 \text{ MMDL/mes})(3531 \text{ dias}/365 \text{ dias}) = \$269.13 \text{ MMDL}$$

Para el pozo con fracturamiento hidráulico:

$$Ic = (0.5)(0.11/\text{anual})(12 \text{ meses/año})(\$5.25 \text{ MMDL/mes})(2922 \text{ dias}/365 \text{ dias}) = \$222.29 \text{ MMDL}$$

El interés total ahorrado es de \$46.85 MMDL.

El total de ahorros debido al incremento del gasto inicial del pozo de 18.837 MBLD a 23.5 MBLD es la suma de los ahorros individuales, el cual es de \$441, 224,806.20 DL.

A continuación se llevará a cabo el diseño del fracturamiento hidráulico.

Para el cálculo del radio de fractura para obtener una producción de 23.5 MBLD se establece la siguiente ecuación presentada por Muskat donde se presenta el incremento en los gastos de producción en función de las dimensiones de la fractura:

$$\frac{q_f}{q_0} = \frac{F_k \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\log\left(\frac{r_f}{r_w}\right) + F_k \log\left(\frac{r_e}{r_f}\right)} : F_k = \frac{k_f}{k_e} \dots (5.6)$$

El cálculo de k_f (permeabilidad de fractura) se dará mediante la siguiente ecuación:

$$k_f = \frac{(1.5 \text{ md})(492 \text{ ft}) + 300 \text{ md-ft}}{492 \text{ ft}} = 2.11 \text{ md} \dots (5.7)$$

Para conocer el radio de fractura r_f , se realizó en Excel una solución numérica (Newton Raphson de primer orden) a la ecuación de Muskat para determinar r_f , el cual será el radio de fractura requerido para producir 23.5 MBLD con las condiciones asumidas.

El método Newton Raphson de primer orden consiste en obtener la primera derivada matemática de la función original, tanto para la función original como en la primera derivada se evalúa el

primer valor propuesto de r_f y para obtener un nuevo valor de r_f más cercano a la solución de la función original de manera que converja a cero se plantean las siguientes expresiones:

$$0 = \frac{\frac{1}{k_e} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\frac{1}{k_f} \log\left(\frac{r_f}{r_w}\right) + \frac{1}{k_e} \log\left(\frac{r_e}{r_f}\right)} - \frac{q_f}{q_0} \dots (5.8)$$

$$f(r_f) = \frac{1}{k_e} \log\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \frac{q_0}{q_f} - \frac{1}{k_f} \log\left(\frac{r_f}{r_w}\right) - \frac{1}{k_e} \log\left(\frac{r_e}{r_f}\right) \dots (5.9)$$

$$f'(r_f) = \frac{1}{r_f k_e} - \frac{1}{r_f k_f} \dots (5.10)$$

$$NR1^\circ \text{ orden} \rightarrow r_{f_{n+1}} = r_f - f(r_f)/f'(r_f) \dots (5.11)$$

El radio de fractura requerido para producir 23.5 MBLD es de 99.6 ft.

Usando como parámetro las relaciones de gasto de producción inicial del pozo estimulado con respecto al pozo no estimulado, se preparan gráficos de dimensión de la fractura vs razón gasto de producción (figura 68) y vs total de ahorros (figura 69) debido a la estimulación.

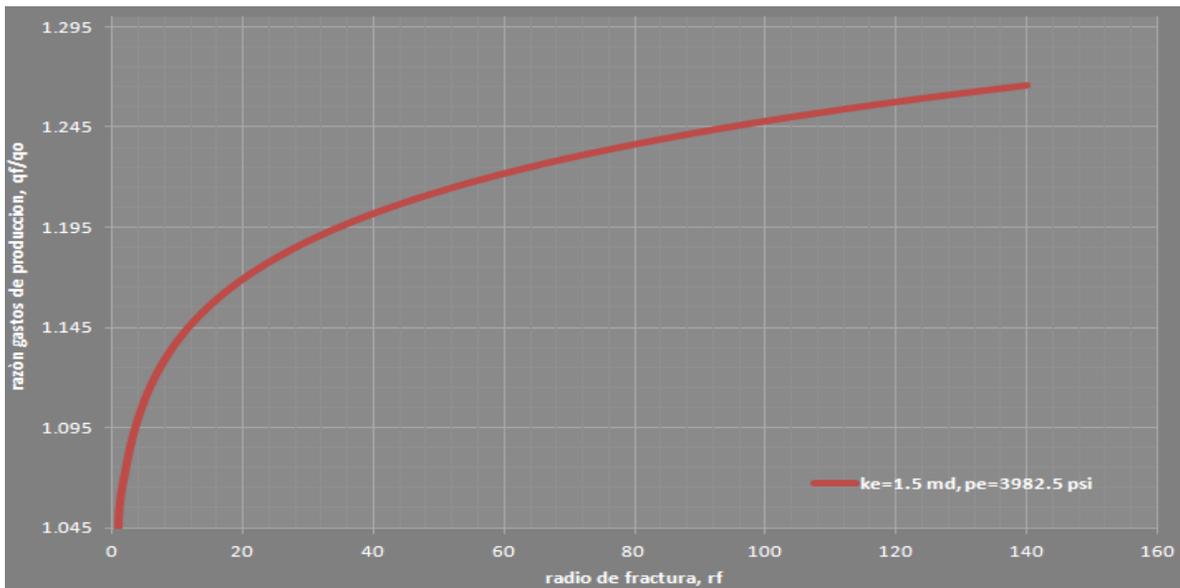


Figura 68. Efecto de radio de fractura sobre razón de producción.

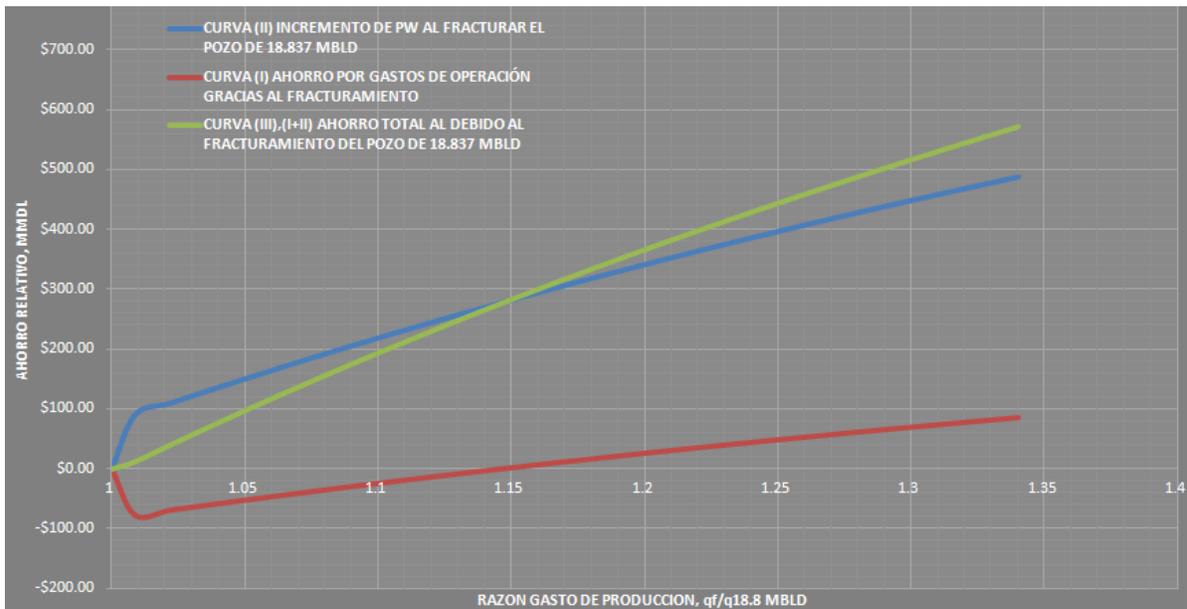


Figura 69. Efecto del la fractura sobre ahorros relativos del pozo en estudio.

El inicio del cálculo de los costos requeridos para realizar el fracturamiento bajo las condiciones establecidas se comienza con determinar el volumen óptimo de fluido fracturante.

Con la siguiente ecuación, conociendo el r_f y la tasa de bombeo (44 Bl/min) se puede determinar, en función del tiempo de bombeo, el volumen óptimo para realizar el radio de fractura requerido.

$$A_f = \frac{iW}{4C^2} \left[e^{x^2} \cdot \operatorname{erfc}(x) + \frac{2}{\sqrt{\pi}}(x) - 1 \right] \dots (5.12)$$

$$x = \frac{2C\sqrt{\pi t}}{W}$$

$$r_f = \sqrt{\frac{iW}{4C^2} \left[e^{\left[\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W} \right]^2} \cdot \operatorname{erfc} \left(\frac{2C\sqrt{\pi t}}{W} \right) + \frac{4C\sqrt{t}}{W} - 1 \right]} \dots (5.13)$$

Por lo que a una tasa de bombeo de 44 Bl/min y bajo las propiedades del fluido fracturante, 3cp mezcla arena-aceite, con agente de pérdida de fluido, coeficiente de fractura del fluido $C=0.0078 \text{ ft} / \text{min}^{-1/2}$ y ancho de fractura $W=0.1 \text{ in}$, el volumen de fluido fracturante para obtener un r_f de 99.6 ft es de 20,808.00 gal.

Después se procede a realizar los cálculos de costos de aditivos para la preparación de 20,808.00 gal de fluido fracturante a una tasa de bombeo de 44 Bl/min.

$$\text{Costo aditivo para pérdida de fluido} = \frac{20,808.00 \text{ gal}}{42 \text{ gal/Bl}} \left(\frac{0.25 \text{ Dl}}{\text{lb}} \right) \left(\frac{4 \text{ lb}}{\text{Bl}} \right) = \$495.43 \text{ Dl}$$

$$\text{Costo por agente apuntalante} = 20,808.00 \text{ gal} \left(\frac{1.5 \text{ lb}}{\text{gal}} \right) \left(\frac{0.016 \text{ Dl}}{\text{lb}} \right) = \$499.39 \text{ Dl}$$

$$\text{Total de costo por fluido fracturante} = \$994.32 \text{ Dl}$$

Cálculos de presiones que intervienen en el costo por bombeo a una tasa de 44 Bl/min.

$$\text{Presión estática fluido fracturante} = (7217.85 \text{ ft}) \left(\frac{8.04 \text{ lb/gal}}{8.33 \text{ lb/gal}} \right) \left(\frac{62.33 \text{ lb/ft}^3}{144 \text{ in}^2/\text{ft}^2} \right) = 3015.29 \text{ psi}$$

$$\text{Presión contra pérdida por fricción} = (7217.85 \text{ ft}) \left(\frac{8.04 \text{ lb/gal}}{8.33 \text{ lb/gal}} \right) (0.15 \text{ psi/ft}) = 1044.48 \text{ psi}$$

$$\text{Presión de bombeo} = (4483 - 3015.29 + 1044.48) \text{ psi} = 2512.249 \text{ psi}$$

Dos camiones de bombeo son requeridos para inyectar el fluido fracturante a 44 Bl/min a 2512.249 psi, por lo que el costo total de camiones de bombeo será de \$800 DL, a parte de este costo se realiza el cálculo del costo del Hydraulic horsepower (hhp) requerido para camiones de bombeo con la siguiente ecuación, considerando que cada HHP tiene un costo de \$1 DL por cada hora.

$$\text{HHP} = \frac{\text{Tasa inyección} \left(\frac{\text{Bl}}{\text{min}} \right) \cdot \text{Presión de bombeo (psi)}}{40.8} \dots (5.14)$$

$$\text{HHP} = \frac{(44 \text{ Bl/min})(2512.249 \text{ psi})}{40.8} = 2709.29 \text{ hhp}$$

Bajo los siguientes costos que se involucran en la presión de bombeo, tasa de bombeo y tanques de almacenamiento se realizará el listado del costo total por el tratamiento:

Costo por camión de bombeo, c/u \$DI	\$400.00		
Costo de equipos mezcla de arena		Renta tanques de almacenamiento, c/u \$DI	
0 – 12 bbl/min	\$100.00	Tanque de 250 bbl	\$100.00
13 – 25 bbl/min	\$125.00	Tanque de 500 bbl	\$125.00
26 – 40 bbl/min	\$200.00		
41 – 70 bbl/min	\$250.00		

El desglose del costo total por el tratamiento de fracturamiento hidráulico es el siguiente donde además se incluyen registros, pruebas y herramientas adicionales que se realizan generalmente en una operación de fracturamiento hidráulico.

$$\begin{aligned} \text{Fluido fracturante} &= \$994.32 \text{ DL} \\ \text{Camiones de bombeo} &= \$800.00 \text{ DL} \\ \text{Equipo mezcladora de arena} &= \$250.00 \text{ DL} \\ \text{Renta por tranques de almacenamiento} &= \$125.00 \text{ DL} \\ \text{Costo por HHP} &= \$2709.29 \text{ DL} \\ \text{Registro de cementación y DSI} &= \$40000.00 \text{ DL} \\ \text{Prueba restauración de presión B'up} &= \$5000.00 \text{ DL} \\ \text{Empaque RBP} &= \$1500.00 \text{ DL} \\ \text{Sarta de fractura} &= \$15000.00 \text{ DL} \\ \hline \text{COSTO TOTAL POR EL TRATAMIENTO} &= \$66379.11 \text{ DL} \end{aligned}$$

Una vez determinado el costo total que generará el fracturamiento hidráulico se podrá calcular la ganancia neta que traerá este mismo tratamiento.

La ganancia neta derivada de aumentar el gasto de producción al fracturar nuestro pozo con producción de 18.837 MBLD a 23.5 MBLD es la diferencia entre el ahorro total y el costo total por el tratamiento (**\$441, 224,806.20 — \$66,379.11**) DL = **\$441,158,427.09 ; DL = \$441.158 MMDL.**

V.5. Evaluación económica solo del pozo exploratorio con fracturamiento hidráulico.

A continuación se realizará la evaluación económica en el desarrollo de campo, suponiendo el fracturamiento hidráulico a nuestro pozo exploratorio, diseñado anteriormente, considerando las mismas propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, estado mecánico del pozo y producciones iniciales.

Conociendo el pronóstico de producción del 2011 al 2013 y aumentando esta misma producción a partir de inicios del 2014 por la estimulación, los elementos para realizar la evaluación económica, fueron los siguientes:

Producciones del pozo exploratorio.

PRODUCCION ANUAL POZO EXPLORATORIO		0	1	2	3	4	5	6	7	8
AÑOS		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
PRODUCCION INICIAL DE ACEITE ANUAL	MBLD	23.500	20.944	18.665	16.635	14.825	13.213	11.775	10.494	197.558
PRODUCCION PROMEDIO ACEITE	MBLD	22.197	19.783	17.631	15.713	14.003	12.480	11.123	9.913	187.484
Np	MMDL	8.102	7.221	6.453	5.735	5.111	4.555	4.071	3.618	68.482
PRODUCCION INICIAL DE GAS ANUAL	MMPcD	13.138	11.709	10.435	9.300	8.288	7.387	6.583	5.867	110.446
PRODUCCION PROMEDIO GAS	MMPcD	12.409	11.060	9.856	8.784	7.829	6.977	6.218	5.542	104.814
Gp	MMPc	3,681.576	4,036.733	3,607.465	3,206.253	2,857.470	2,546.628	2,275.819	2,022.708	37,440.262
Gp	MMBPCE	0.791	0.867	0.775	0.689	0.614	0.547	0.489	0.435	8.045
PRODUCCION TOTAL	MMBPCE	7.375	8.088	7.228	6.424	5.725	5.102	4.560	4.053	75.009

Ingresos por producción.

AÑOS		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
ACEITE	MMDL	8.10	7.22	6.45	5.74	5.11	4.56	4.07	3.62	68.482
GAS	MMPc	3,681.58	4,036.73	3,607.47	3,206.25	2,857.47	2,546.63	2,275.82	2,022.71	37,440.262
INGRESOS Np	MMDL	\$ 842.61	\$ 750.95	\$ 671.09	\$ 596.45	\$ 531.57	\$ 473.75	\$ 423.37	\$ 376.28	\$ 7,122.120
INGRESOS Np	MMDP	\$ 11,038.18	\$ 9,837.42	\$ 8,791.30	\$ 7,813.56	\$ 6,963.58	\$ 6,206.07	\$ 5,546.11	\$ 4,929.29	\$ 93,299.770
INGRESOS Gp	MMDL	\$ 29.82	\$ 32.70	\$ 29.22	\$ 25.97	\$ 23.15	\$ 20.63	\$ 18.43	\$ 16.38	\$ 303.266
INGRESOS Gp	MMDP	\$ 390.65	\$ 428.34	\$ 382.79	\$ 340.22	\$ 303.21	\$ 270.22	\$ 241.49	\$ 214.63	\$ 3,972.786
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ 872.430	\$ 783.646	\$ 700.312	\$ 622.426	\$ 554.717	\$ 494.373	\$ 441.802	\$ 392.666	\$ 7,425.386
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ 11,428.827	\$ 10,265.756	\$ 9,174.091	\$ 8,153.774	\$ 7,266.789	\$ 6,476.292	\$ 5,787.600	\$ 5,143.919	\$ 97,272.556

Costos por Operación & Mantenimiento y Costos por Transporte.

AÑOS		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
TOTAL COSTOS	MMDL	\$ 63.052	\$ 57.344	\$ 51.246	\$ 45.547	\$ 40.592	\$ 36.176	\$ 32.329	\$ 28.734	\$ 542.574
COSTOS TOTALES	MMDP	\$ 825.979	\$ 751.207	\$ 671.324	\$ 596.661	\$ 531.755	\$ 473.909	\$ 423.514	\$ 376.412	\$ 7,107.721

Costos por impuestos.

AÑOS		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
TOTAL INGRESOS	MMDL X AÑO	\$ 872.430	\$ 783.646	\$ 700.312	\$ 622.426	\$ 554.717	\$ 494.373	\$ 441.802	\$ 392.666	\$ 7,425.386
TOTAL INGRESOS	MMDP X AÑO	\$ 11,428.827	\$ 10,265.756	\$ 9,174.091	\$ 8,153.774	\$ 7,266.789	\$ 6,476.292	\$ 5,787.600	\$ 5,143.919	\$ 97,272.556
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDL X AÑO	\$ 523.458	\$ 470.187	\$ 420.187	\$ 373.455	\$ 332.830	\$ 296.624	\$ 265.081	\$ 235.599	\$ 4,455.232
COSTO POR IMPUESTO 60%	MMDP X AÑO	\$ 6,857.296	\$ 6,159.454	\$ 5,504.455	\$ 4,892.265	\$ 4,360.073	\$ 3,885.775	\$ 3,472.560	\$ 3,086.352	\$ 58,363.534

Inversión estratégica y operacional.

El desglose del costo total requerido para la estimulación de fracturamiento hidráulico se adiciona en la inversión estratégica en el año 2014, la inversión operacional sigue siendo la misma que se planteo cuando se tenía el pozo sin estimulación.

INVERSION ESTRATEGICA \$MMPEOS		TOTAL
REGISTRO CEMENTACION Y DSI (ELECTRICO)	\$	0.524
PRUEBA RESTAURACION DE PRESION B'UP	\$	0.066
RBP Y PACKER PARA PRUEBA	\$	0.020
SARTA DE FRACTURA	\$	0.197
COSTO TOTAL FLUIDO TRATAMIENTO	\$	0.013
COSTO POR CAMIONES DE BOMBEO	\$	0.010
COSTO POR EQUIPO MEZCLADORA DE ARENA	\$	0.003
COSTO POR HHP	\$	0.035
COSTO RENTA TANQUES DE ALMACENAMIENTO	\$	0.002
ESTUDIOS EXPLORATORIOS	\$	1,458.013
PERFORACION EXPLORATORIA	\$	997.560
CAMINOS Y PERAS	\$	106.350
TERMINACION DE POZOS	\$	287.567

INVERSION OPERACIONAL \$MMPEOS		TOTAL
MANTENIMIENTO A POZOS	\$	119.916
MANT. INFRAESTRUCTURA DE LA PERFORACION	\$	5.528
DESARROLLO TECNOLÓGICO	\$	37.839
CAPACITACIÓN	\$	4.487
SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$	32.493
MANT. SEGURIDAD INDUSTRIAL	\$	50.014
PROTECCION ECOLOGICA	\$	180.380
MANT. PROTECCIÓN ECOLÓGICA	\$	51.634
ADMINISTRACION	\$	73.848
GESTION DE ACTIVOS	\$	84.191
SERVICIOS GENERALES	\$	106.147

Depreciación.

En la parte de la depreciación, en la inversión estratégica, el costo por el fluido de tratamiento, costo de camiones de bombeo, costo por equipos mezcladora de arena, costo por el HHP y por la renta de tanques de almacenamiento serán datos adicionales a la depreciación.

En la inversión operacional se depreció todas las unidades excepto los mantenimientos como se hizo anteriormente.

	AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
DEPRECIACION	MMDP	\$ 81.802	\$ 83.788	\$ 85.696	\$ 87.575	\$ 89.462	\$ 91.388	\$ 93.411	\$ 95.549	\$ 1,010.980
	MMDL	\$ 6.244	\$ 6.396	\$ 6.542	\$ 6.685	\$ 6.829	\$ 6.976	\$ 7.131	\$ 7.294	\$ 77.174

Evaluación económica sin impuestos.

EVALUACIÓN ECONÓMICA SIN IMPUESTOS		3	4	5	6	7	8	9	10	
PERIODO	AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	805.854	722.415	644.627	572.254	509.139	452.792	403.517	357.118	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	589.233	475.877	382.555	305.950	245.231	196.478	157.745	125.771	\$ 4,346.630
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	2457.022	2932.899	3315.454	3621.404	3866.635	4063.114	4220.858	4346.630	
VPI	MMDL	2.577	2.560	2.634	2.473	2.401	2.346	2.328	2.400	\$ 312.804
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		13.896								
TIR		91%								

Evaluación económica con impuestos.

EVALUACIÓN ECONÓMICA CON IMPUESTOS		3	4	5	6	7	8	9	10	
PERIODO	AÑO	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL (2004-2021)
FLUJO EFECTIVO	MMDL	288.640	258.624	230.982	205.484	183.138	163.144	145.567	128.812	
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO VPN	MMDL	211.051	170.364	137.076	109.860	88.210	70.792	56.906	45.366	\$ 1,380.897
FLUJO EFECTIVO DESCONTADO ACUMULADO	MMDL	702.323	872.686	1009.763	1119.623	1207.833	1278.625	1335.531	1380.897	
VPI	MMDL	2.577	2.560	2.634	2.473	2.401	2.346	2.328	2.400	\$ 312.804
INDICE DE UTILIDAD VPN/VPI		4.415								
TIR		56%								

Para observar gráficamente la comparación de la evaluación económica en el desarrollo del campo propuesto se presentan las siguientes graficas.

Evaluación económica sin impuestos.

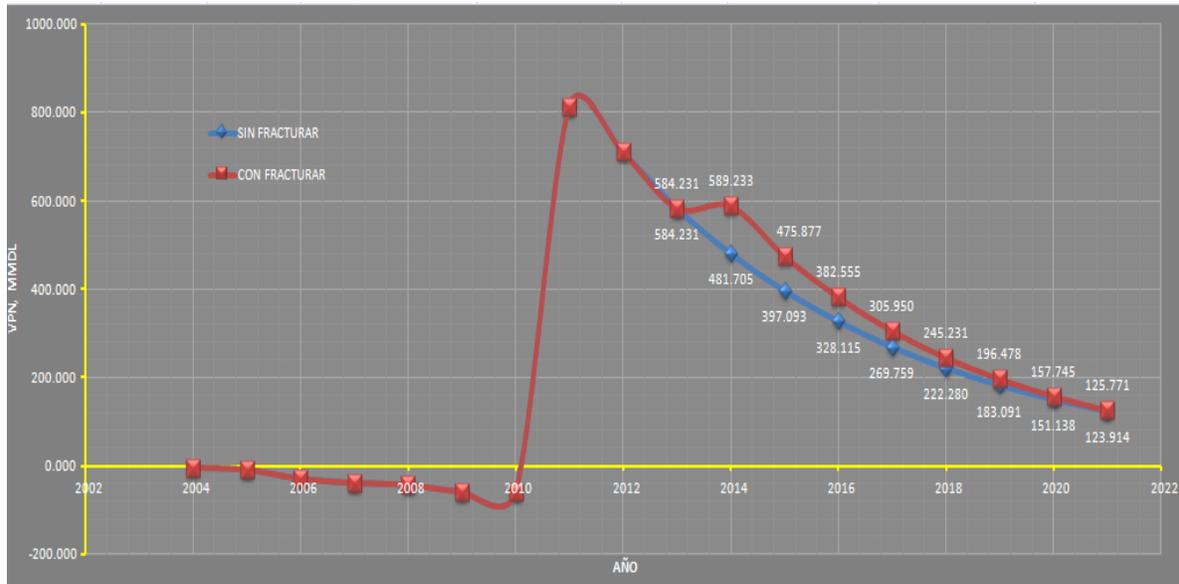


Figura 70. Comparación VPN anual sin impuestos para pozo con y sin fracturamiento.

Evaluación económica con impuestos.

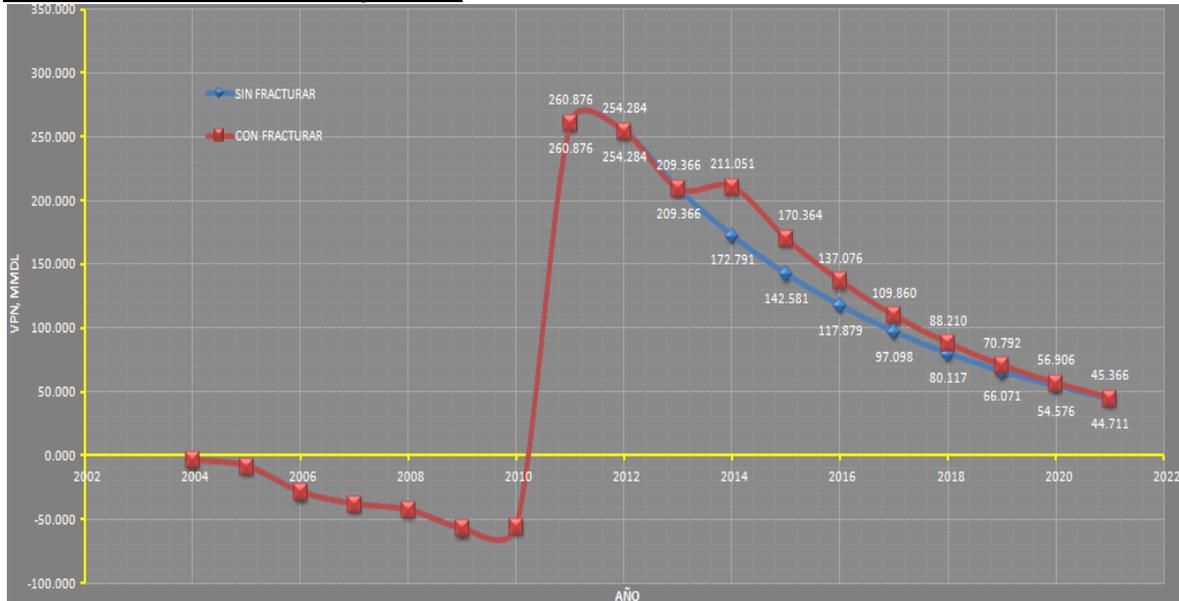


Figura 71. Comparación VPN anual con impuestos para pozo con y sin fracturamiento.

Producciones promedio anuales.

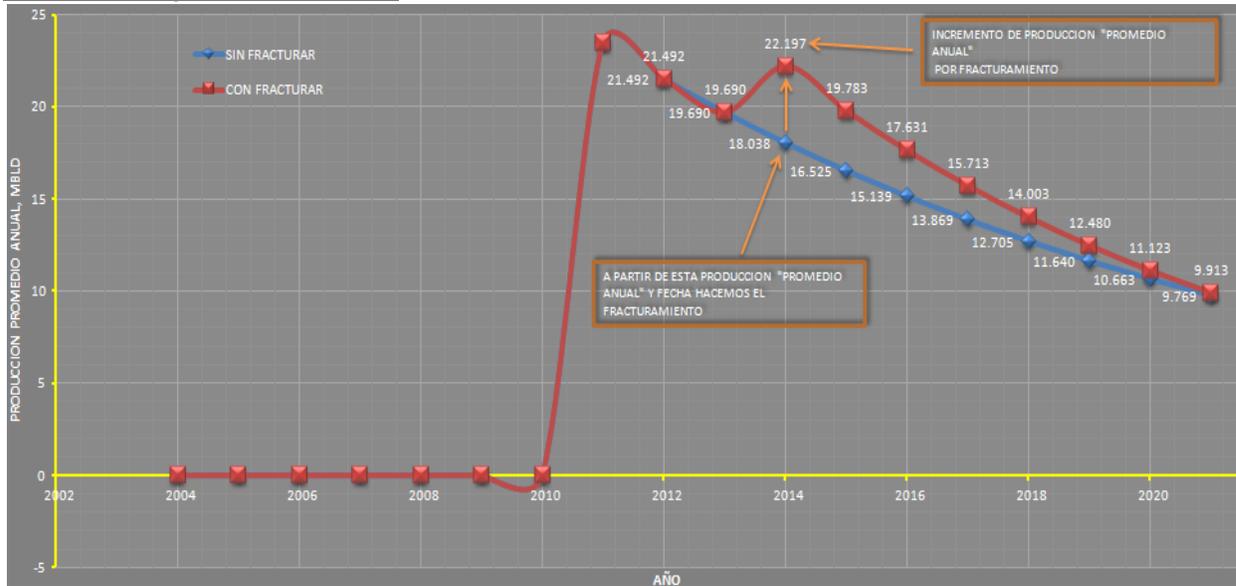


Figura 72. Comparación pronóstico de producción promedio anual para pozo con y sin fracturamiento.

De los gráficos 70 y 71 de los resultados finales obtenidos se tiene que en nuestro proyecto de ingeniería petrolera considerando la inversión, ingresos y costos considerando solo la producción de nuestro pozo exploratorio, los indicadores económicos sin impuestos fueron los siguientes: VPN tuvo un total de \$4024.884 MMDL, el Índice de utilidad de 12.86 y con una TIR de 90%.

Estos mismos indicadores económicos con impuestos fueron los siguientes:

VPN tuvo un total de \$1267.094 MMDL, el Índice de utilidad de 4.05 y con una TIR de 55%.

Pero si a este mismo pozo le aplicamos un fracturamiento hidráulico los indicadores económicos sin impuestos aumentan a los siguientes:

VPN aumentó a un total de \$4346.63 MMDL, el Índice de utilidad aumento a 13.896 y TIR total aumentó a un 91%.

Estos mismos indicadores económicos con impuestos fueron los siguientes:

VPN tuvo un total de \$1380.897 MMDL, el Índice de utilidad de 4.415 y con una TIR de 56%.

Y por último si nuestro yacimiento propuesto lo desarrollamos calculando el número óptimo de pozos los indicadores económicos sin impuestos fueron los siguientes:

VPN tuvo un total de \$27114.512 MMDL, el Índice de utilidad de 6.24 y con una TIR del 100%.

Estos mismos indicadores económicos con impuestos fueron los siguientes:

VPN tuvo un total de \$7331.199 MMDL, el Índice de utilidad de 1.69 y con una TIR de 55%.

CONCLUSIONES

Los fluidos base aceite estabilizados son diseñados por la necesidad de contar con fluidos de fracturamiento para formaciones altamente sensibles a las soluciones acuosas, además no causan daño y el flujo de retorno es incorporado directamente a la producción pues el fluido comúnmente utilizado es el petróleo crudo por fácil disponibilidad y bajo costo.

La caracterización de fluidos fracturantes ayuda a descubrir si una nueva composición renueva un sistema existente o si logra tener un desempeño similar a un costo menor, además permite obtener datos claves en el desempeño en propiedades y áreas críticas, tales como: reología, pérdidas por fricción en tuberías, ritmo de pérdida de fluidos, conductividad de fractura y daño a la formación; mismos que pueden usarse en el diseño de la fractura y simuladores de producción, y que deben definirse antes de utilizar el fluido de tratamiento en el campo.

El diseño de un tratamiento involucra un proceso de optimización iterativo en donde se busca balancear la ganancia neta ante el incremento de producción con su costo asociado. El costo del trabajo depende del tipo y volumen del fluido fracturante, aditivos y del control de pérdida de filtrado, tipo y cantidad de agente apuntalante y nivel de potencia requerida para su bombeo de inyección.

Para reducir los tiempos de pérdida de fluido, se deberán establecer gastos de inyección elevados ya que de esa forma se aumentará la eficiencia del tratamiento pues también incrementará el ancho y altura de la fractura, mejorando directamente la capacidad de transporte del apuntalante ante el incremento de la velocidad de la mezcla, de esa forma se evitarán mayores caídas de presión por fricción, menos degradación de la viscosidad y se reducirá el tiempo de bombeo. Al aumentar la presión en la superficie por consiguiente aumentará el HHP de las bombas generando un mayor costo en el tratamiento.

Cuanto mayor es la longitud apuntalada de la fractura y mayor es el volumen de apuntalante, mayor es la producción, salvo limitantes por factores como el diámetro de la tubería de producción, el límite de conductividad realizable en la fractura, el crecimiento de la altura de la fractura y el radio de drene del pozo.

La condición mecánica de los pozos puede ser una limitación ya que si no se consideran los fracturamientos hidráulicos durante la planificación del pozo, es posible que no se diseñen adecuadamente los tubulares de terminación de modo que puedan soportar las operaciones de bombeo a alta presión.

BIBLIOGRAFÍA

- G. C. Howard, C. R. Fast: **“Hydraulic Fracturing”**. Monograph SPE, 1970.
- Ing. Carlos Bánzer S.: **“Correlaciones Numéricas P.V.T.”**. Instituto de Investigaciones Petroleras, Universidad del Zulia, 1996.
- PEMEX: **“Guía de Diseño para Fracturamiento Hidráulico”**. Gerencia de Ingeniería y Tecnología, 2008.
- Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig-Economides: **“Petroleum Production Systems”**. Prentice-Hall PTR, 1994.
- Gabriel Baca Urbina: **“Evaluación de Proyectos”**. McGRAW-HILL, 2001.
- Magdalena Paris de Ferrer: **“Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”**. Impreso en 2009.
- B.C. Craft, M. Hawkins: **“Applied Petroleum Reservoir Engineering”**. Prentice-Hall PTR, 1991.
- Garcia Rivera Jazmín: **“Fracturamiento Hidráulico y sus Innovaciones”**. Tesis Instituto Politécnico Nacional, 2005.
- Schlumberger: **“Orienting Perforations in the Right Direction”**. Artículo técnico, Oilfield Review 2002.
- Schlumberger: **“Improvements in Horizontal Gravel Packing”**. Artículo técnico, Oilfield Review 2005.
- Schlumberger: **“The Right Treatment for the Right Reservoir”**. Artículo técnico, Oilfield Review, 2008.
- Schlumberger: **“Screenless Methods to Control Sand”**. Artículo técnico, Oilfield Review, 2003.
- Schlumberger: **“De la Naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados”**. Artículo técnico, Oilfield Review, 2006
- Schlumberger: **“Aislamiento y Estimulación Selectivos”**. Artículo técnico, Oilfield Review, 2002.
- Brian F. Towler: **“Fundamental Principles of Reservoirs Engineering”**. SPE Textbook Series Vol.8, 2002.
- Ing. Irasema Saray Olvera Barroso: **“Apuntes de Geología de Explotación”**. Presentación realizada para clases Geología de Explotación de Petróleo, Agua y Vapor, UNAM F.I., Semestre 2008-2.
- M.I. Néstor Martínez Romero: **“Apuntes de Administración Integral de Yacimientos”**. Presentación realizada para clases Administración Integral de Yacimientos, UNAM F.I., Semestre 2012-1.