CAPÍTULO 2

GEOLOGÍA Y PRODUCCIÓN

2.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

El campo Parahuacu se encuentra ubicado sobre un anticlinal. El mapa estructural de tope de la zona de arenisca “U” de la formación Napo, define como estructura un anticlinal asimétrico de forma alargada en dirección Norte-Sur, limitado por una falla de tipo Normal en la Parte Este del campo, que se encuentra actuando como sello para poder originar los yacimientos en “U” y ”T”, donde el bloque levantado esta en la parte Oeste y el hundido en la parte Este, el campo presenta un cierre estructural de 100 pies y un área aproximada de 3250 acres.

2.1.1 Ubicación y Descubrimiento del Campo Parahuacu

El Campo Parahuacu, se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos al Oeste del eje axial de la Subcuenca Napo, en las siguientes coordenadas geográficas:

LATITUD: 00º 01' 00" Norte a 00º 07' 00"

LONGITUD: 76º 41' 00" Oeste a 76 º 43' 00"

Fue descubierto por la Compañía Texaco-Gulf en Octubre de 1968 con la perforación del pozo exploratorio **PRH Nº 1,** alcanzando una profundidad de 10173 pies y completado oficialmente el 18 de Noviembre de 1968, obteniéndose una producción inicial de la arenisca "T": 900 BPPD de 31 grados ºAPI y con 0.2% de BSW. (Fuente: Archivos técnicos de la subgerencia de Exploración y desarrollo. Petroproducción).

2.1.2 DESCRIPCION DE LAS ARENAS " U , T "

Litológicamente, la formación Napo esta constituida por calizas, lutitas y arenas, que se forman de acuerdo a los eventos regresivos y transgresivos.

Secuencia Transgresiva: Esta constituida por dos unidades:

- **Caliza "A":** Estas van de color gris oscuro a negro, maciza varía de densa a dura y el espesor es de 100-400 pies; se encuentra presente en toda la cuenca oriente, yace sobre la arenisca "U", representa fósiles y conchas fragmentadas con trazas de alquitrán seco.

- **Caliza "B":** Son similares a la anterior, calizas de color oscuro, calcareníticas levemente piríticas con intercalaciones de lutitas que cubre la zona de arenisca "T" con un espesor de 10-70 ft.

Secuencia Regresiva:

Arenisca "M-1": Esta arena, denominada; Al Norte como M-1, al centro como San Fernando y al Sur como Vivían, forma la parte superior de la formación NAPO, que esta formada por areniscas cuarzosas fiables de color gris claro a blanco, con cemento silíceo, lentes delgados de lutitas duras de color gris a negro y pequeños lentes de calizas.

- **Arenisca "U":** Esta formado por dos miembros:

  Superior: Integrado por intercalaciones de lutitas, calizas y areniscas de color gris, de porosidad regular.

Inferior: De color gris de grano fino a grueso subredondeado. Clasificación de porosidad de regular a buena.

- **Arenisca "T":** Constituye el primer ciclo regresivo hacia el Sur Oeste de la Formación Napo y está formado por:

  Superior: Tienen numerosos estratos intercalados de lutitas, calizas y areniscas de color gris de grano fino de porosidad mala con clasificación pobre.

  Inferior: Se encuentra intercalado por lentes de lutitas y calizas, las areniscas tienen color gris a café claro de grano fino-medio, subredondeados; son más bien clasificados de grano fino-medio-grueso; origina mejores reservorios para los hidrocarburos.

Estas areniscas tienen cemento calcáreo, glauconítico con una porosidad regular (12%-15%) y una potencia promedio de 36.5 pies de espesor en el campo.

2.2 MECANICA DE ROCAS[2]

En esta sección se presentan las definiciones comúnmente utilizadas, análisis de esfuerzos y deformaciones, comportamiento de la elasticidad, plano de deformación, concentración de esfuerzos y presión de rotura de la roca.

Los temas que se tratan constituyen las bases fundamentales para comprender el proceso de fracturamiento hidráulico en formaciones productoras de hidrocarburos (petróleo y gas).

La predicción de la mecánica de la roca es esencial para los programas de completación y estimulación de un pozo.

Las propiedades mecánicas de la roca, tales como:

1. Relación de Poisson
2. Módulo de Corte o Caliza
3. Módulo de Elasticidad o de Young
4. Módulo de Compresibilidad
5. Compresibilidad Total

[2] Los datos e información del presente capítulo son tomados de FUNDAMENTOS DE LA TEORÌA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, Jorge Pazmiño Urquizo 2004

6. Constante de Lamé

7. Módulo del Plano de Deformación

Son obtenidos a partir de:

a. Laboratorio

b. Mediciones del pozo

2.2.1 Esfuerzo

Si a una roca se lo somete a una fuerza, esta se deforma, después de retirar esta carga si recupera su forma y tamaño original se dice que la roca tiene propiedades elásticas, pero siempre quedara una deformación (Esta deformación se llama plástica o irreversible).

Se define como esfuerzo a la razón de la fuerza que se aplica sobre la superficie de un área elemental, ésta acción es la intensidad de la fuerza llamada esfuerzo.

La teoría de la elasticidad es la que se ha desarrollado para determinar la relación entre el esfuerzo y la deformación y se determina así:

$$\sigma \equiv \frac{F}{A} \tag{2.1}$$

Donde:

σ Esfuerzo, *N/ m²* o brevemente, *Pa (psi).*

F Fuerza *N (lbf).*

A Área, *m²*

2.2.2 Deformación

Se define a la deformación como la compresión (positiva) o extensión (negativa) de un material como resultado de la aplicación de fuerzas externas, dividida para su dimensión original.

Por definición, una medida de la formación es el grado de desplazamiento que tienen dos puntos cuando existe un cambio en la configuración.

Si l es la distancia original entre dos puntos dados y $l + \Delta l$ es la nueva distancia; entonces la deformación está definida como:

$$\varepsilon \equiv \frac{\Delta l}{l} \tag{2.2}$$

Donde; $\Delta l \equiv l - l*$, siendo $l*$ la nueva longitud,

$$\varepsilon \equiv \frac{l - l*}{l} \tag{2.3}$$

2.2.3 Material Linealmente Elástico

Para un material linealmente elástico el esfuerzo varia linealmente con la deformación. La ley de Hooke establece que bajo compresión uniaxial el esfuerzo inducido es proporcional a la deformación,

$$\sigma \equiv \mathrm{E}\varepsilon \tag{2.4}$$

Donde,

E Módulo de Elasticidad o Módulo de Young

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_{axial}} = \frac{F / A}{\Delta l / l} \tag{2.5}$$

En la Fig. 2.1, la deformación en la dirección x esta acompañada por una deformación adicional en la deformación y este efecto lateral esta dado por:

$$\varepsilon_y = -\nu \frac{\sigma_x}{E} \tag{2.6}$$

Donde,

ν Relación de Poisson. Siempre es positiva y menor a 0,50

σ_x Esfuerzo axial

$$\nu = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = -\frac{Deformacion\_Transversal}{Deformacion\_Axial} = \frac{\Delta D / D}{\Delta l / l} \qquad (2.7)$$

Se considera el signo negativo ya que la expansión se considera negativa y la relación de Poisson es positiva.

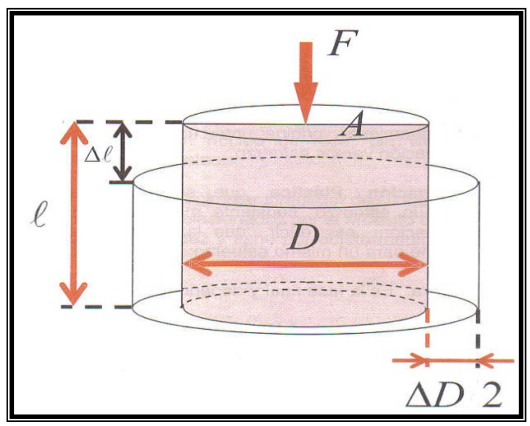

Fig. 2.1 Deformación axial y lateral de un cilindro

2.2.3.1 Etapas de la Deformación

Si un núcleo de una formación está sujeto a fuerzas externas, en pocos minutos, horas o días se observara que pasan cuatro etapas de deformación que son las siguientes:

1. **Deformación Elástica,** Caracterizada por un comportamiento lineal ascendente de la curva de deformación versus esfuerzo Fig. 2.2.

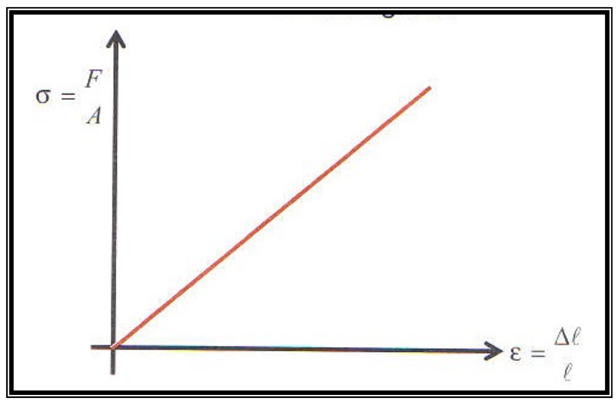

Fig. 2.2 Deformación elástica

2. **Deformación Elástico – Viscosa,** en donde se combina la deformación lineal elástica con la viscosa, cuyo comportamiento no es lineal, si no que su amortiguamiento origina una curvatura al graficar deformación versus esfuerzo.

3. **Deformación Plástica,** que se caracteriza por tener un esfuerzo constante mientras se tiene la deformación es uniforme para un mismo esfuerzo. Fig. 2.3.

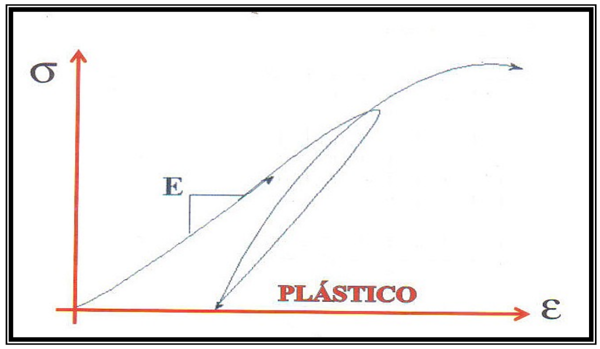

Fig. 2.3 Deformación generalmente no- lineal

4. **Ruptura.** Es la fase final y depende de:

   i. Elasticidad

   ii. Viscosidad

   iii. Rigidez de la roca

   iv. Comportamiento en el tiempo de los esfuerzos

   v. Tiempo

   vi. Presión de poros

   vii. Anisotropía del medio

2.2.3.2 Módulo de Young Estático versus Dinámico

El módulo de Young o módulo de elasticidad de la roca es un parámetro extremadamente importante para los procesos de fracturamiento hidráulico, de allí el interés de poder cuantificarlo correctamente.

El módulo de Young utilizado en fracturamiento hidráulico es aquel que se obtiene en el laboratorio; es decir, es la propiedad estática lineal de la roca.

La determinación dinámica del valor del módulo elástico, se ha observado que siempre difiere sustancialmente de los valores reportados de los análisis del laboratorio (estático). Debe notarse que los módulos dinámicos son siempre mayores que los módulos estáticos.

2.2.4 Esfuerzos a una Profundidad Dada

Una formación a una profundidad H puede ser considerada como un sistema sujeto a tres esfuerzos principales, uno vertical y dos horizontales. Estos son también parte del campo de esfuerzos.

Un análisis de los efectos de estos esfuerzos en fracturamiento hidráulico fue introducido por Hubert & Willis.

Es fácil entender que el esfuerzo vertical absoluto, σ_v, es simplemente el peso de todos los estratos; es decir,

$$\sigma_V = g \int_0^H \rho \cdot dH \tag{2.8}$$

Donde ρ es la densidad de los estratos. El registro de densidad puede proveer los valores de la densidad de los estratos, desde la superficie hasta la formación de interés (productora de petróleo) y su correspondiente integración provee σ_V.

Para valores típicos, el rango de densidad de la roca está entre 2,5 a 2,75 g/cm^3 y asumiendo que todas las formaciones consisten de arenisca con ρ=2,65 g/cm^3, una primera aproximación del gradiente de esfuerzos vertical es simplemente,

$$\frac{d\sigma_v}{dH} = (9{,}81)x(2650) = 2{,}6x10^4\,(Pa/m) \tag{2.9}$$

Un valor muy conocido en unidades de campo en la Industria Petrolera,

$$\frac{d\sigma_v}{dH} = 2{,}49x10^4\,(Pa/m) = 1{,}1\,psi/ft \tag{2.10}$$

Donde, la $\rho = 165\mathrm{lb/ft}^3$ y;

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \tag{2.11}$$

Este esfuerzo calculado y el gradiente de esfuerzo están en términos absolutos, y en el caso de un medio poroso, el peso de los estratos está conformado por los granos y el fluido contenido dentro del espacio poroso, Fig. 2.4, de allí que se tenga un esfuerzo efectivo σ'_v, definido de la siguiente manera:

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha \cdot p \qquad (2.12)$$

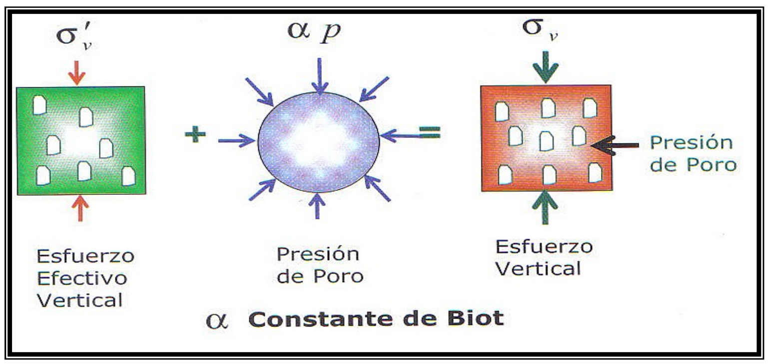

Fig. 2.4 Concepto de esfuerzo efectivo vertical

Donde α, es la constante poroelástica del grano o también conocida como constante de Biot, (1956), la cual para la mayoría de yacimientos de hidrocarburos es aproximadamente igual a 0.7 y p es la presión de poro; En la Fig. 2.5, se observa el sistema matriz de roca- poro.

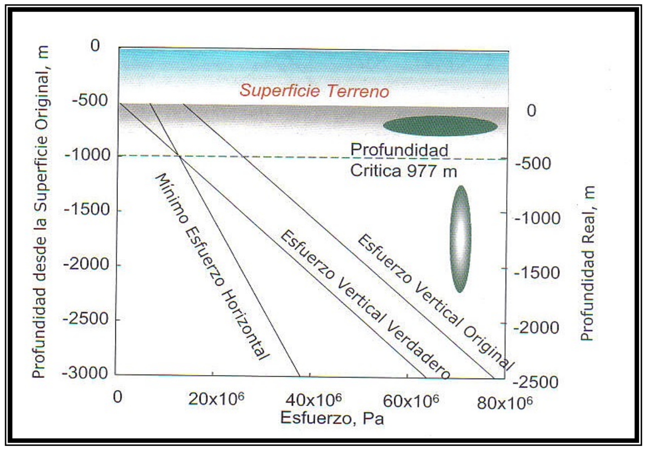

Fig. 2.5 Profundidad critica de un pozo

La relación de Poisson, expresa que;

$$\sigma'_h = \frac{v}{1-v} * \sigma'_v = \frac{1}{3} * \sigma'_v \qquad (2.13)$$

Donde σ'_h es el esfuerzo efectivo horizontal mínimo, σ'_v es el esfuerzo efectivo vertical y v la relación de Poisson. El máximo esfuerzo horizontal es:

$$\sigma_H \equiv \sigma_h + \sigma_{tect} \qquad (2.14)$$

Donde,

σ_H	Esfuerzo absoluto horizontal máximo
σ_h	Esfuerzo absoluto horizontal mínimo
σ_{tect}	Esfuerzo tectónico

De lo expuesto es obvio que los tres esfuerzos principales que se pueden identificar en una formación son: σ_V, σ_H, y σ_h.

La dirección de la fractura será normal al menor de los tres esfuerzos.

La magnitud de la presión de ruptura es característica de los valores de los esfuerzos principales, el esfuerzo de tensión y la presión de yacimiento. Una expresión para la presión de ruptura ha sido presentada por Terzaghi(1923) para pozos verticales es decir, coincidiendo con la dirección del esfuerzo vertical principal. Esta presión es:

$$p_{bd} = 3\sigma_h - \sigma_H + T_o - p \qquad (2.15)$$

Donde,

T_o Esfuerzo de tensión de la roca.

p Presión del yacimiento.

2.2.5 Dirección de la Fractura

La dirección de fractura es normal a la mínima resistencia. Esto es representado por el mínimo esfuerzo absoluto.

Las ecuaciones indicadas anteriormente (2.8) y (2.13), sugieren que el mínimo esfuerzo horizontal es por definición, menor que el máximo esfuerzo horizontal y menor que el esfuerzo vertical.

Por lo tanto, la conclusión es que **la fractura hidráulica será vertical y normal al mínimo esfuerzo.**

El esfuerzo vertical es proporcional al peso de los estratos. Por lo tanto, si ΔH es removida, el esfuerzo vertical a la profundidad H está dada por $\rho \cdot g(H - \Delta H)$ donde H es la profundidad medida desde la superficie de la tierra.

En la Fig. 2.5, se observa el comportamiento de los esfuerzos anteriores con la profundidad.

2.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

Fig. 2.6 Historial de Producción del campo Parahuacu

2.4 MECANISMO DE EMPUJE

Del análisis de presión Promedió del Campo Parahuacu, la presión inicial del campo fue de 3900 Psi, para la arenisca Basal Tena; de 3982 Psi para la Arenisca "U" y 4174 Psi para la arenisca "T". En Diciembre de 1992 se tuvo una presión promedio para cada yacimiento de 2903 Psi para las areniscas Basal tena, 2035 Psi para la arenisca "U" y de 1930 Psi para la "T". De esta forma se nota que la caída de presión es proporcional a la producción de petróleo, de acuerdo al tipo de empuje que este yacimiento posee.

Los yacimientos U y T tienen un empuje de gas disuelto, ya que se caracteriza por la rápida caída de presión en el reservorio.

Hollín se caracteriza por tener un empuje de fondo activo de agua. (Hollín principal).

2.5 RESERVAS

En la siguiente tabla se muestran las reservas totales y reservas remanentes de hidrocarburo, respectivamente, obtenidas para las arenas de interés estudiadas en este proyecto. Tabla 2.1.

Tabla 4

RESERVAS DE PETROLEO DEL CAMPO PARAHUACU

POZO	ARENA	Re	A	ho	Vr	Ø	Sw	*Boi	Petróleo en sitio	*FR	Reservas originales	Producción acumulada Dic-07	Reservas Remanentes
		mts	acres	pies	acre-pie	%	%	BY/BN	Bls		Bls	Bls	Bls
PRH-01	BT	500	194,1	10	1941	15,5	36,1	1,0927	1364703	15	204705	0	204705
	Ui	500	194,1	7	1358	14,0	35,6	1,3692	693987	20	138797	0	138797
PRH-02	BT	700	380,4	12	4565	15,0	30,0	1,0927	3402766	15	510415	17999	492416
	Ui	700	380,4	27	10270	29,0	27,0	1,4644	11518275	29	3340300	755569	2584731
PRH-03	BT	500	194,1	5	970	12,8	3,9	1,0927	847440	15	127116		127116
	Ui	500	194,1	20	3881	11,0	15,1	1,3692	2053856	20	410771		410771
	Ts	500	194,1	3	582	13,6	42,6	1,4644	240779	29	69826		69826
	Ti	500	194,1	23	4464	11,5	20,1	1,4644	2172797	29	630111		630111
PRH-03B	Ti	500	194,1	23	4464	18,0	15,0	1,4644	3617979	29	1049214	32025	1017189
PRH-05	BT	900	628,8	12	7545	15,7	21,5	1,0927	6602388	15	990358	186	990172
	U	900	628,8	33	20750	13,0	20,0	1,3692	12227336	20	2445467	254	2445213
	Ti	900	628,8	20	12576	15,0	25,0	1,4644	7495045	29	2173563	1310169	863394
PRH-07	BT	550	234,8	8	1879	15,7	21,5	1,0927	1643805	15	246571	381	246190
	Ui	550	234,8	12	2818	16,8	17,0	1,3692	2226351	20	445270	96	445174
	Ts	550	234,8	14	3288	11,0	40,0	1,4644	1149487	29	333351	243	333108
	Ti	550	234,8	43	10097	14,0	14,0	1,4644	6440611	29	1867777	204926	1662851
PRH-08	Ti	550	234,8	46	10802	14,9	17,0	1,3692	7569150	29	2195054	1124358	1070696
PRH-09	Ui	520	209,9	16	3358	12,0	13,5	1,3692	1975257	20	395051	265	394786
	Ts	520	209,9	10	2099	14,0	20,0	1,4644	1245465	29	361185	12169	349016
	Ti	520	209,9	8	1679	14,5	13,5	1,4644	1115803	29	323583	42	323541

Fuente: Subgerencia de Exploración y Desarrollo