



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**“MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO 1357 EN EL
CAMPO AGUA FRÍA Y MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA”**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

TESINA

AUTOR:

JUAN FERNANDO ACOSTA USAMAG

TUTOR:

DRA. ERICA LORENZO GARCIA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO 1357 EN EL CAMPO
AGUA FRÍA Y MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA”**

PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO

“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”

TESINA

AUTOR:

JUAN FERNANDO ACOSTA USAMAG

TUTOR:

DRA.ERICA LORENZO GARCIA

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020



Santa Elena, 28 de septiembre del 2020

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Gutiérrez Hinestroza Marllelis, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO 1357 EN EL CAMPO AGUA FRÍA Y MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA**” para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Autor: Juan Fernando Acosta Usamag

Firma:

N° de Pasaporte: FB513830

Correo: juan.acostausamag@upse.edu.ec
acostajuan461@gmail.com

Tutor: Dra. Erica Lorenzo Garcia

Firma:

N° de Cédula: 0960388858

Correo: elorenzo@upse.edu.ec

DEDICATORIA

El presente trabajo de investigación se lo dedico con mucho cariño y admiración a mis docentes quienes nunca desistieron al enseñarme, a ellos que continuaron depositando su esperanza y confianza en mí, a mis amigos quienes fueron un gran apoyo emocional durante mi vida universitaria.

A mis padres Juan Carlos Acosta y Olga Patricia Usamag que me apoyaron tanto moral y económicamente, quienes a pesar de la distancia siempre estuvieron ahí para darme motivos para no rendirme, quienes me inculcaron los valores y enseñanzas que fueron el pilar para no desistir de mis sueños. A mis hermanas, abuelos y familiares por el apoyo durante mi vida universitaria.

A todos aquellos que no creyeron en mí, a aquellos que esperaban mi fracaso en cada paso que daba hacia la culminación de mis estudios, a aquellos que nunca esperaban que lograra terminar la carrera, a todos aquellos que aposaban a que me rendiría a medio camino, a todos los que supusieron que no lo lograría, a todos ellos les dedico este trabajo de investigación.

AGRADECIMIENTO

Mi agradecimiento se dirige a mis padres Juan Carlos Acosta y Olga Patricia Usamag por ser los principales promotores para cumplir mis sueños, por confiar y creer en mí, por los consejos, valores y principios que me han inculcado.

De igual manera agradezco a mis hermanas Liliana Acosta y Maira Acosta por no dejar que me rinda a medio camino, por ser la razón de mi superación personal, a mi tía Nancy Usamag quien estuvo en los momentos más difíciles de mi vida universitaria, en quien encontré una amistad y amor incondicional.

Agradezco de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, por compartir sus conocimientos durante la preparación de mi carrera, de manera especial, a la Dra. Erica Lorenzo Garcia tutora de mi proyecto de investigación a quien admiro y es mi referente de ser un gran profesional, quien ha guiado con su paciencia y su rectitud como docente y tutora.

Agradezco a los todos docentes que, con su sabiduría, conocimiento y apoyo, motivaron a desarrollarme como persona y profesional, a mis amigos con quienes compartí éxitos y fracasos, alegrías y tristezas, días de traspasado y días de relajación, a todos ellos a quienes fui conociendo durante mi trayectoria universitaria.

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

**“MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO 1357 EN EL CAMPO
AGUA FRÍA Y MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA”**

**AUTOR: JUAN FERNANDO ACOSTA USAMAG
TUTOR: DRA. ERICA LORENZO GARCIA**

RESUMEN

En la actualidad las acumulaciones de hidrocarburos en cuencas antepaís en México representan más del 30% de las reservas del país. Siendo la cuenca Chicontepec una cuenca antepaís, que presenta propiedades de permeabilidad y porosidad baja, por lo que se presenta problemas de flujo restringido de hidrocarburos, nace la necesidad de analizar y estudiar uno de los campos presentes en la cuenca.

El estudio se centrará en el pozo 1357 en el campo Agua Fría, ubicado en la cuenca de Chicontepec que contiene formaciones productoras lutita-arenisca de baja permeabilidad y baja porosidad, los hidrocarburos se encuentran en formaciones lenticulares de roca arenisca y delimitados por capas de lutitas.

El presente trabajo se realizó con el objetivo de diseñar el modelo geomecánico del pozo 1357, así como también predecir la geometría de la fractura hidráulica usando el modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN), sin considerar la pérdida de fluido en la formación. El estudio se centrará en el grupo Chicontepec, por lo que los datos obtenidos solo caracterizan la zona de interés.

El análisis de los esfuerzos IN-SITU, propiedades elásticas de la roca y geopresiones son necesarias para la selección del intervalo de fractura. Para obtener los valores correspondientes a los esfuerzos, propiedades elásticas de la roca y geopresiones se obtiene mediante los registros geofísicos, específicamente del registro sísmico.

Palabras claves: Modelo geomecánico, Reservorios no convencionales, Fracturamiento hidráulico, Predicción de geometría de fractura.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“MODELO GEOMECÁNICO DEL POZO 1357 EN EL CAMPO
AGUA FRÍA Y MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA”

AUTOR: JUAN FERNANDO ACOSTA USAMAG
TUTOR: DRA. ERICA LORENZO GARCIA

ABSTRACT

Currently, hydrocarbon accumulations in foreland basins in Mexico represent more than 30% of the country's reserves. Since the Chicontepec basin is a foreland basin, which presents permeability and low porosity properties, which is why there are problems of restricted flow of hydrocarbons, the need arises to analyze and study one of the fields present in the basin.

The study will focus on well 1357 in the Agua Fría field, located in the Chicontepec basin that contains shale-sandstone producing formations with low permeability and low porosity, the hydrocarbons are found in lenticular formations of sandstone rock and delimited by shale layers.

The present work was carried out with the objective of designing the geomechanical model of well 1357, as well as predicting the geometry of the hydraulic fracture using the Perkins-Kern-Nordgren (PKN) model, without considering the loss of fluid in the formation. The study will focus on the Chicontepec group, so the data obtained only characterizes the area of interest.

The analysis of the IN-SITU stresses, elastic properties of the rock and geopressures are necessary for the selection of the fracture interval. To obtain the values corresponding to the stresses, elastic properties of the rock and geopressions, it is obtained through geophysical records, specifically the sonic record.

Keywords: Geomechanical model, Non-conventional reservoirs, Hydraulic fracturing, Prediction of fracture geometry.

CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTO	V
RESUMEN	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	X
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1.....	2
1.1 PROBLEMA.....	2
1.2 JUSTIFICACIÓN	2
1.3 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.3.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
CAPITULO 2.....	3
MARCO GEOLÓGICO	3
2.1 CUENCA CHICONTEPEC.....	3
2.1.1 SEDIMENTOLOGÍA	3
2.1.2 ESTRATIGRAFÍA	5
2.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	8
2.3 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO AGUA FRÍA	9
2.3.1 ROCA GENERADORA.....	9
2.3.2 ROCA ALMACÉN	10
2.3.3 ROCA SELLO	11
2.3.4 TRAMPAS	11
CAPITULO 3.....	13
MARCO TEÓRICO	13
3.1 SISTEMA PETROLERO CONVENCIONAL.....	13
3.1.1 COMPONENTES DEL SISTEMA PETROLERO CONVENCIONAL	14
3.2 SISTEMA PETROLERO NO CONVENCIONAL.....	15
3.2.1 TIPOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	15
3.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	16

3.3.1 SECUENCIA DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	17
3.3.2 FLUIDOS FRACTURANTES.....	17
3.3.3 APUNTALANTES.....	18
3.4 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS Y COMPONENTES DEL MODELO GEOMECÁNICO.	19
3.4.1 POROSIDAD.....	19
3.4.2 PERMEABILIDAD.....	20
3.4.3 PRESIÓN DE SOBRECARGA.....	21
3.4.4 PRESIÓN DE PORO.....	21
3.4.5 PRESIÓN DE FRACTURA.....	23
3.5 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA (MÓDULOS ESTÁTICOS Y MÓDULOS DINÁMICOS)	24
3.5.1 MÓDULO DE YOUNG.....	24
3.5.2 RELACIÓN DE POISSON.....	25
3.5.3 MÓDULO VOLUMÉTRICO.....	25
3.5.4 MÓDULO DE CORTE.....	26
3.6 ESFUERZOS IN-SITU	26
3.6.1 ESFUERZO HORIZONTAL MÍNIMO.....	27
3.6.2 ESFUERZO HORIZONTAL MÁXIMO.....	28
3.7 REGISTROS DE POZOS	29
3.7.1 REGISTRO DE RAYOS GAMA.....	30
3.7.2 REGISTRO DE RESISTIVIDAD.....	31
3.7.3 REGISTRO SÓNICO.....	32
3.7.4 REGISTRO DE DENSIDAD.....	33
CAPITULO 4.....	34
METODOLOGÍA.....	34
4.1. MODELO GEOMECÁNICO	34
4.1.1 POROSIDAD.....	34
4.1.2 CÁLCULO DE PRESIÓN DE SOBRECARGA O ESFUERZO VERTICAL.....	35
4.1.3 CÁLCULO DE PRESIÓN DE PORO.....	36
4.1.4 CÁLCULO DE PRESIÓN DE FRACTURA.....	37
4.1.5 CÁLCULO DE ESFUERZOS IN-SITU.....	37
4.1.6 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA.....	38
4.2 MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	40
CAPITULO 5.....	43
ANÁLISIS DE RESULTADOS	43
5.1 ANÁLISIS DE GEOPRESIONES.....	43
5.2 ANÁLISIS DE ESFUERZOS IN-SITU.....	45
5.3 ANÁLISIS DEL MODELO DE FRACTURA.....	48
CONCLUSIONES.....	50

RECOMENDACIONES.....	51
BIBLIOGRAFÍA.....	52
ANEXOS.....	54

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la cuenca Chicontepec y el campo Agua Fría	7
Figura 2.1 Ubicación geográfica de la cuenca Chicontepec.....	10
Figura 2.1.1 Modelo de la cuenca Chicontepec donde se ilustran los mecanismos de transporte y sedimentación	13
Figura 2.1.2 Columna estratigráfica de la cuenca Chicontepec.....	14
Figura 2.2 Se muestra el esquema estructural de la discordancia regional del Eoceno inferior.	18
Figura 2.3.4 Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec.	21
Figura 3.1 Esquema de un sistema petrolero convencional.....	24
Figura 3.2 Esquema de un sistema petrolero no convencional.....	25
Figura 3.4.4 Tendencia real vs. tendencia normal.	32
Figura 3.6 Distribución de los esfuerzos IN-SITU.....	37
Figura 3.7.1 registro de rayos gamma del pozo 1357.....	40
Figura 3.7.2 registro de resistividad del pozo 1357.....	41
Figura 3.7.3 registro sísmico del pozo 1357.....	42
Figura 3.7.4 registro de densidad del pozo 1357.	43
Figura 4.2 Esquema representativo del modelo PKN.....	51
Figura 4.3 Radio efectivo, gráfica de Prat's	53
Figura 5.1 Representación de las geopresiones para el pozo 1357.....	57
Figura 5.2 Representación de los esfuerzos in-situ para el pozo 1357.	59
Figura 5.3 Geometría de fractura para pozo Agua Fría 1357	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.6.1 Métodos para determinar el esfuerzo mínimo horizontal	37
Tabla 4.1.1 Tiempo de tránsito del intervalo para matrices diferente.....	44
Tabla 4.1.2 Valores de densidad para algunas rocas y fluidos, encontrados comúnmente en yacimientos de hidrocarburos.....	45
Tabla 5.1: Resultado obtenido de porosidad	54
Tabla 5.2 Valores Geopresiones.....	55
Tabla 5.3: Valores de esfuerzos in situ	57
Tabla 5.4: Valores de fractura necesarios para el cálculo de permeabilidad post-fractura.....	59
Tabla 5.5: Datos del yacimiento	60

INTRODUCCIÓN

La cuenca sedimentaria mexicana Chicontepec de edad Paleocena-Eocena, tiene una extensión de 11.300Km^2 y se encuentra ubicada concretamente en la provincia Tampico-Misantla. Geológicamente, la cuenca Chicontepec está asociada al levantamiento de la antifosa tectónica que se extiende al oriente del Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental (ver figura 1.1). Desde el punto de vista petrolero, en dicha cuenca se localiza uno de los campos más importantes del país mexicano denominado campo Agua Fría (130Km^2), campo que en la actualidad se encuentra en etapa de desarrollo y optimización.

Los reservorios que caracterizan la cuenca Chicontepec son de tipo no convencional, que normalmente están asociados a rocas de baja permeabilidad, lo que implica un flujo de hidrocarburos restringido. La descripción de las características geológicas de los sistemas petroleros no convencionales de la cuenca donde se centra el presente trabajo, se torna de vital importancia para optimizar la producción y desarrollo de los mismos, por lo tanto, es importante establecer el modelo geomecánico para poder determinar el intervalo a fracturar y disponer de las características de la roca, con el fin de implementar el modelo de predicción de la fractura.

Para solucionar la baja permeabilidad en formaciones del campo Agua Fría propongo realizar operaciones de fracturamiento hidráulico, que mejoran notablemente la recuperación de hidrocarburos.

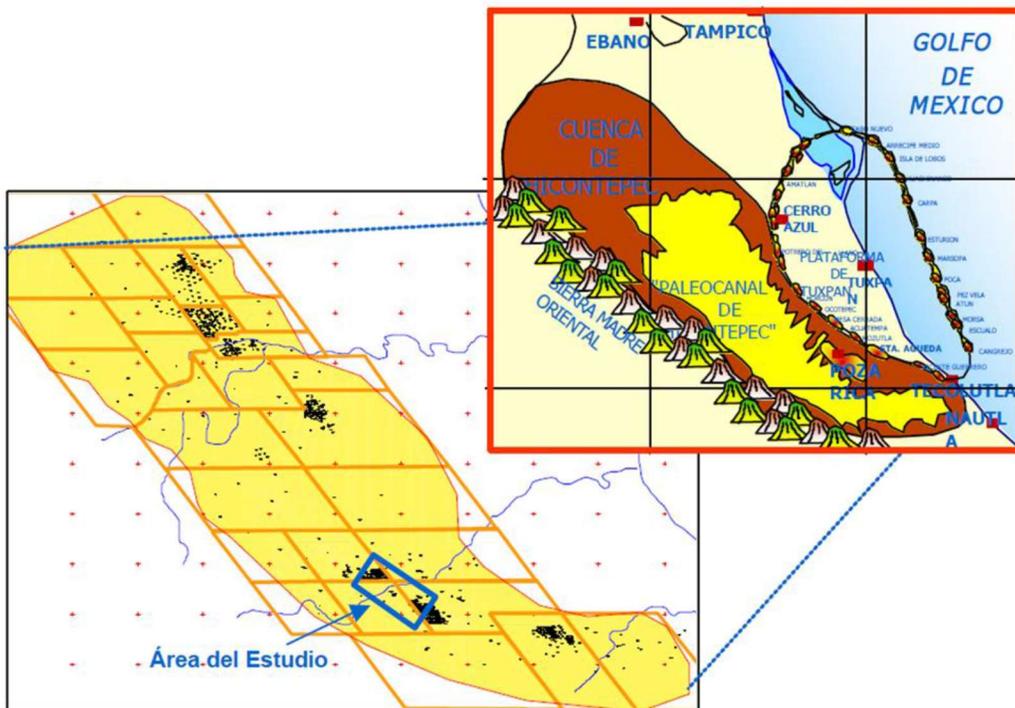


Figura 1.1 Ubicación geográfica de la cuenca Chicontepec y el campo Agua Fría (Cerrano, 2010).

CAPITULO 1

1.1 PROBLEMA

La baja permeabilidad (3,11 mD) de la formación Chicontepec del pozo 1357 del campo Agua Fría, genera problemas de baja producción petrolera (150BPD), por lo que contar con información derivada del modelo geomecánico ayuda a establecer los intervalos que necesitan de fracturamiento hidráulico y con ello diseñar una buena predicción de la geometría de la fractura, con el fin de mejorar la producción del pozo.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Las acumulaciones de hidrocarburos en cuencas antepaís en México representan más del 30% de las reservas del país, ahí radica la relevancia del estudio y descripción de la cuenca Chicontepec (Gómez, 2015).

En el campo Agua Fría predominan las trampas estratigráficas, donde la distribución de rocas está en función del sistema de depósito, por lo que es variable de un sitio a otro dentro de la cuenca; en el tope de la trampa se encuentran lutitas intercaladas con areniscas de grano fino, en la base y lateralmente predominan los cuerpos arenosos de baja permeabilidad, los cuales forman las principales trampas. En estos cuerpos arenosos es donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

1.3 OBJETIVO GENERAL

- Realizar el modelo geomecánico de la formación Chicontepec del pozo 1357 en el campo Agua Fría, para determinar el intervalo a fracturar hidráulicamente y establecer el modelo de predicción de la geometría de fractura.

1.3.1 Objetivos específicos

- Describir las principales características geológicas del campo Agua Fría.
- Predecir los esfuerzos in-situ, para la selección del intervalo a fracturar.
- Predecir la geometría de la fractura (ancho, altura y longitud) en el pozo 1357 del campo agua fría a través del modelo Perkins, Kern y Nodgren (modelo llamado PKN).

CAPITULO 2

MARCO GEOLÓGICO

2.1 CUENCA CHICONTEPEC

La cuenca de Chicontepec, se localiza en la parte centro oriental de la República Mexicana sobre la planicie costera del Golfo de México. Cuenta con un área de 11,300 km², se encuentra orientada en frente de la Sierra Madre Oriental y al occidente de la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro), extendiéndose en la dirección Noroeste-Sureste, a lo largo de la costa central del Golfo de México (ver figura 2.1) (Beltran, 2013).

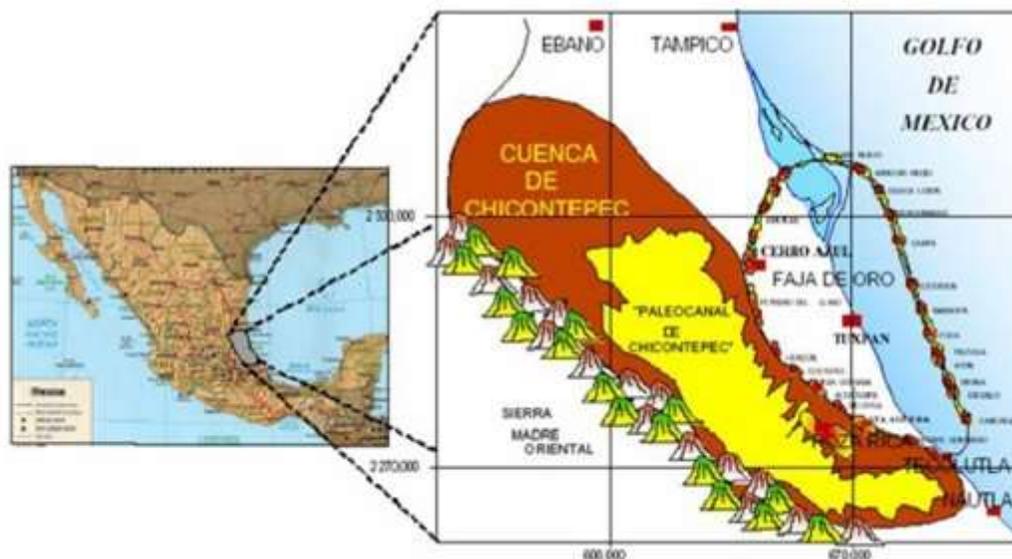


Figura 2.1 Ubicación geográfica de la cuenca Chicontepec (Cerrano, 2010).

2.1.1 Sedimentología

La Cuenca de Chicontepec tuvo su origen durante la edad Paleocena dentro de la Provincia de Tampico-Misantla, donde se depositó un gran volumen de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, correspondiente a las formaciones Chicontepec Inferior y Chicontepec Medio.

Durante el Eoceno Temprano se mantuvo las condiciones de depósito anteriormente descritas, representado por sedimentos arenosos de tipo turbidítico (Chicontepec Superior) y sedimentos arcillosos (Velasco Superior).

La cuenca Chicontepec formada durante el Cenozoico Temprano la conforman espesores de sedimentos de secuencias terrígenas de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente de la erosión de la Sierra Madre Oriental al occidente, de la Paleo Isla de Tuxpan al oriente y del macizo de Teziutlán al sur (Beltran, 2013).

- **Ambientes de depósitos sedimentarios**

En observaciones de campo en afloramientos de la cuenca Chicontepec al oeste de Poza Rica y Papantla. Los investigadores de subsuelo (Busch y Goveia, 1978), describen los aspectos sedimentológicos que caracterizan la cuenca. Los afloramientos consisten en repeticiones de una secuencia gradada de turbiditas; mientras que las facies de subsuelo son confinadas a depósitos de aguas más profundas determinados con asociaciones de microfauna. Este sistema de depósito permitió una mayor acumulación de sedimentos en el fondo de la cuenca con múltiples sistemas tributarios alimentadores (ver figura 2.1.1) (Cerrano, 2010) .

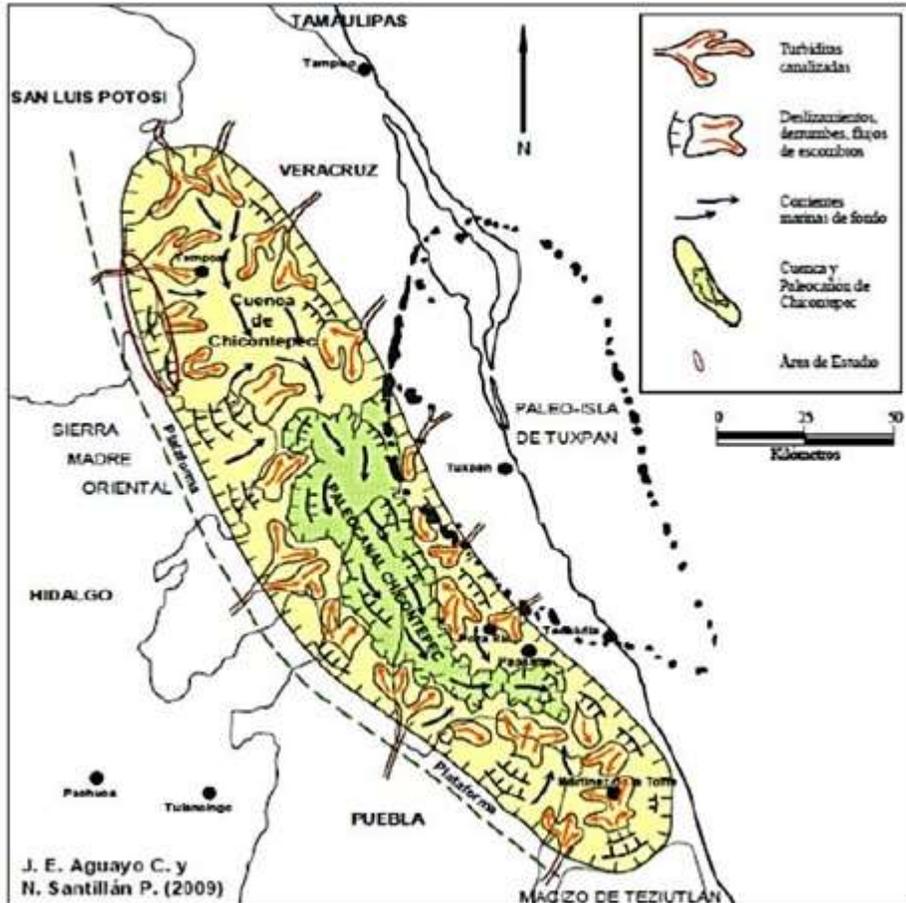


Figura 2.1.1 Modelo de la cuenca Chicontepec donde se ilustran los mecanismos de transporte y sedimentación (Tomada de Santillan Piña y Aguayo, 2009).

2.1.2 Estratigrafía

En el área de la Cuenca de Chicontepec la columna estratigráfica se compone de veinte unidades litoestratigráficas, de las cuales tres corresponden con formaciones del Jurásico (Tamán, San Andrés, Pimienta), siete del Cretácico (Tamaulipas Inferior, El Abra, Tamaulipas Superior, Tamabra, Agua Nueva, San Felipe y Méndez) y diez del Cenozoico (Velasco, Grupo Chicontepec, Aragon, Guayabal, Tantoyuca, Chapopote, Alazán, Palma Real Inferior, Palma Real Superior), siendo estas últimas las que constituyen el relleno de la cuenca (ver figura 2.1.2) (Beltran, 2013).

La litología de la cuenca Chicontepec consiste en lutitas e intercalaciones de capas delgadas de areniscas y lutitas. La granulometría de las areniscas va de muy fina a media y comúnmente son arcillosas. Los sistemas de drenaje fluviales suministraron sedimentos hacia la cuenca provenientes de la Sierra Madre Oriental y de la Plataforma de Tuxpan, con aportes de sedimentos calcáreos texturalmente medianos y finos que constituyen la composición de las arenas turbidíticas, causando con ello la disminución relativa de la porosidad y permeabilidad primarias.

Aunque las areniscas de la cuenca de Chicontepec, contienen petróleo y gas comercial, los yacimientos no presentan las condiciones petrofísicas más favorables para producir hidrocarburos en grandes volúmenes (Cerrano, 2010).

SISTEMA	SERIE	PLAY PRODUCTOR	FORMACION		
			NORTE	SUR	
TERCIARIO	OLIGOCENO SUPERIOR	●	HORCONES	PALMA REAL SUPERIOR	
	OLIGOCENO INFERIOR		ALAZAN	PALMA REAL INFERIOR	
	EOCENO SUPERIOR		TANTOYUCA	CHAPOPOTE	
	EOCENO MEDIO		GUAYABAL		
	EOCENO INFERIOR		●	CHICORTEPEC SUPERIOR	ARAGON
	PALEOCENO SUPERIOR		●	CHICORTEPEC MEDIO	
	PALEOCENO INFERIOR		●	CHICORTEPEC INFERIOR	
	PALEOCENO INFERIOR			VELAZCO-BASAL	
CRETACICO	SUPERIOR		MENDEZ	CHICORTEPEC CANAL	
	MEDIO		SAN FELIPE		
	INFERIOR		AGUA NUEVA		
			TAMAULIPAS SUPERIOR	TAMABRA	
JURASICO	SUPERIOR		TAMAULIPAS INFERIOR		
			PIMIENTA		
			TAMAN	SAN ANDRES	

Figura 2.1.2 Columna estratigráfica de la cuenca Chicontepec (Pemex, 2010).

Para el presente trabajo se estudiará las formaciones pertenecientes al periodo al Jurásico y Cenozoico.

- **Formación Santiago (Jurásico Superior (Oxfordiano))**

La Formación Santiago, está formada por lutitas carbonatadas negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, calizas arcillosas. La fauna es pobre y se encuentra representada por algunos bivalvos y cefalópodos de edad oxfordiano. Los espesores varían entre 10 m y 755 m, concentrándose preponderantemente en la porción sur de la cuenca (Aguirre, 2008).

- **Formación Tamán (Jurásico Superior Kimmeridgiano)**

La Formación Tamán está compuesta por mudstones y calizas arcillosas, lutitas calcáreas laminares y escasas limolitas. Sus características principales son la buena estratificación y el predominio de los carbonatos sobre la arcilla (Aguirre, 2008).

- **Formación Pimienta (Jurásico Superior Tithoniano)**

La Formación Pimienta está constituida por mudstone y calizas arcillosas negras, de estratificación delgada con intercalaciones de lutita negra laminar, bentonita; la fauna está conformada por *Calpionella*, *Fibrosphaera*, y *Globochaete alpina* del Tithoniano (Aguirre, 2008).

- **Formación Velazco (Paleoceno Inferior).**

La formación Velasco Basal fue definida por Cushman, J. A. y Trager, E. A. en 1924, como secuencias de lutitas de color gris verdoso y pardo rojizo con intercalaciones de margas del mismo color, ocasionalmente presentan intercalaciones de areniscas laminares de grano fino y en algunas zonas yeso (Pérez & Luna, 2001), de espesores variables entre 90 a 125 m.

Esta secuencia fue depositada bajo condiciones de aguas profundas con baja salinidad y temperatura (Falcón, 2014).

- **Formación Chicontepec Inferior (Paleoceno Superior)**

Definida en un principio por W.F. Cummins (1918), en las inmediaciones del pueblo de Chicontepec. Consiste principalmente de lutitas suaves, grises, ligeramente arenosa con tonos verdosos y café, con contenidos moderados de bentonita blanca y verde (Cerrano, 2010), de espesores que varían de 40 a 150 m.

Esta secuencia fue depositada bajo condiciones de aguas poco profundas, los sedimentos representan facies arenosas tipo turbidíticas (Falcón, 2014).

- **Formación Chicontepec Medio (Paleoceno Superior)**

Definida en un principio por W.F. Cummins y Sands en 1918. ésta formación se compone de una secuencia de lutitas de color gris, gris verdoso y café con contenidos de bentonita. En

algunas localidades se caracteriza por la presencia de guijarros de caliza, alternadas con areniscas oscuras de grano fino a medio, compactas y con restos de plantas, de espesores que varían de 40 a 200m (Cerrano, 2010).

El depósito de esta unidad tuvo lugar bajo condiciones similares a las de la formación Chicontepec Inferior, variando sólo en la duración de los períodos de aporte y alternancia de los sedimentos arcillosos típicos de esta unidad, con granos de cuarzo y el depósito fue de un ambiente batial (Falcón, 2014).

- **Formación Chicontepec Superior (Eoceno Inferior)**

Consiste de areniscas calcáreas o ligeramente calcáreas de color gris claro a gris oscuro, de grano fino a medio. Contiene cantos rodados que parecen contener material carbonoso y material lignítico que fue encontrado en las areniscas. Alternando con horizontes finos de lutitas arenosas de color gris (Cerrano, 2010).

Según los estudios sedimentológicos más recientes, los sedimentos del Eoceno están formados por turbiditas, que consisten en repeticiones de las secuencias de lutitas, limonitas, areniscas y ocasionalmente de conglomerados, desarrollados en un ambiente poco profundo, en donde proliferaban organismos bentónicos (Falcón, 2014).

- **Formación Aragón (Eoceno Inferior)**

La formación Aragón fue definida por Nuttall en 1930. Esta formación se compone de lutitas de color gris claro, gris oscuro y verdoso; se caracteriza por presentar estratificación bien marcada por laminación causada por intercalaciones de bentonita. Solamente en la parte inferior de la formación se encuentran algunos horizontes de areniscas y a veces algunos nódulos calcáreos pequeños (Cerrano, 2010), de espesores que varían desde los 80 a los 325 m.

Los sedimentos de la formación Aragón se depositaron en un ambiente de aguas poco profundas en una plataforma clástica que recibía aportes de terrígenos de los elementos exhumados inestables procedentes del occidente, de la Sierra Madre Oriental. Se considera almacenadora por sus horizontes arenosos y roca sello por sus horizontes arcillosos (Falcón, 2014).

- **Formación Guayabal (Eoceno Medio)**

Definida por Adkins (1925) y descrita más ampliamente por Cole (1927). La formación Guayabal está conformada por lutitas de color gris azul con intercalaciones de areniscas de grano fino, a veces calcáreas; localmente contiene nódulos de siderita (característicos de esta formación). Al sureste de Poza Rica, Veracruz, se distingue por presentar cuerpos de conglomerados lenticulares con fragmentos de calizas del Cretácico. Incluyen una secuencia de margas color verde olivo, con estructura nodular, e intercalaciones de lutitas plásticas de color verde a café ligeramente arenosas de aspecto masivo. La estratificación, por lo general,

no es muy clara y ocasionalmente tiene una estructura laminar, particularmente cuando tiene intercalaciones de areniscas, de espesores que varían de 60 a 1 200 m (Cerrano, 2010).

Las condiciones de depósito fueron en mares tranquilos, relativamente someros de plataforma clástica; sus cambios de espesor muestran que una gran parte del depósito ocurrió en un cañón submarino inclinado al sur, recibiendo sedimentos del oeste. Se le considera roca sello por su baja permeabilidad y porosidad (Falcón, 2014).

- **Formación Tantoyuca (Eoceno Medio-Superior)**

La Formación Tantoyuca fue mencionada por primera vez en un reporte geológico inédito de la compañía "El Águila" por Ickes (1913), siendo Wiebe en 1924, quien publicó por primera vez las características geológicas de esta formación.

Está constituida por una secuencia arenoso-conglomerática, areniscas y conglomerados arenosos de grano grueso que varía a fino, con cementante calcáreo y algunas intercalaciones de lutita arenosa de color gris a gris oscuro; presenta también algunos conglomerados y brechas con fragmentos de calizas cretácicas de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas, probablemente provenientes de la erosión del Grupo Chicontepec, del Eoceno Inferior, de espesores que varían de 350 a 400 m (Cerrano, 2010).

Los sedimentos que caracterizan a la facies Tantoyuca son indicativos de depósito en un ambiente marginal, de aguas someras (Falcón, 2014).

2.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

El área que ocupa la cuenca Chicontepec tiene que ver con cinco tipos de secuencias estratigráficas distintas, el Jurásico Tardío lo constituyen principalmente rocas arenosas y calcáreo arcillosas; el Cretácico Inferior se compone de rocas carbonatadas del (Neocomiano-Cenomaniano); la tercera secuencia está formada por rocas calcáreo-arcillosa del Cretácico Superior, la cuarta, por unidades siliciclásticas cenozoicas de gruesos espesores y la quinta secuencia está conformada por rocas volcánicas del Plioceno y Pleistoceno.

La secuencia jurásica y cretácica está constituida estructuralmente por anticlinales, sinclinales y fallas inversas con cabalgaduras de varios kilómetros de desplazamiento. Las secuencias del Cenozoico registran menos deformación, caracterizándose por numerosas estructuras sedimentarias.

La secuencia de rocas volcánicas, forman parte de un elemento estructural que cruza la República Mexicana; esta secuencia es producto de eventos volcano-tectónicos, que han originado una serie de fosas, calderas, aparatos y estructuras volcánicas de gran diversidad y tamaño. Estos eventos tectónicos están relacionados con la subducción de las Placas de Cocos y Rivera debajo de la Placa Norteamericana en la costa pacífica mexicana (Cerrano, 2010).

La geometría del área de interés está asociada en forma directa con el medio de depósito de abanicos submarinos superpuestos, conformando estructuras suaves (anticlinales y sinclinales) y amplias en facies de abanico medio y distal (ver figura 2.2) (Castillo, 2005).

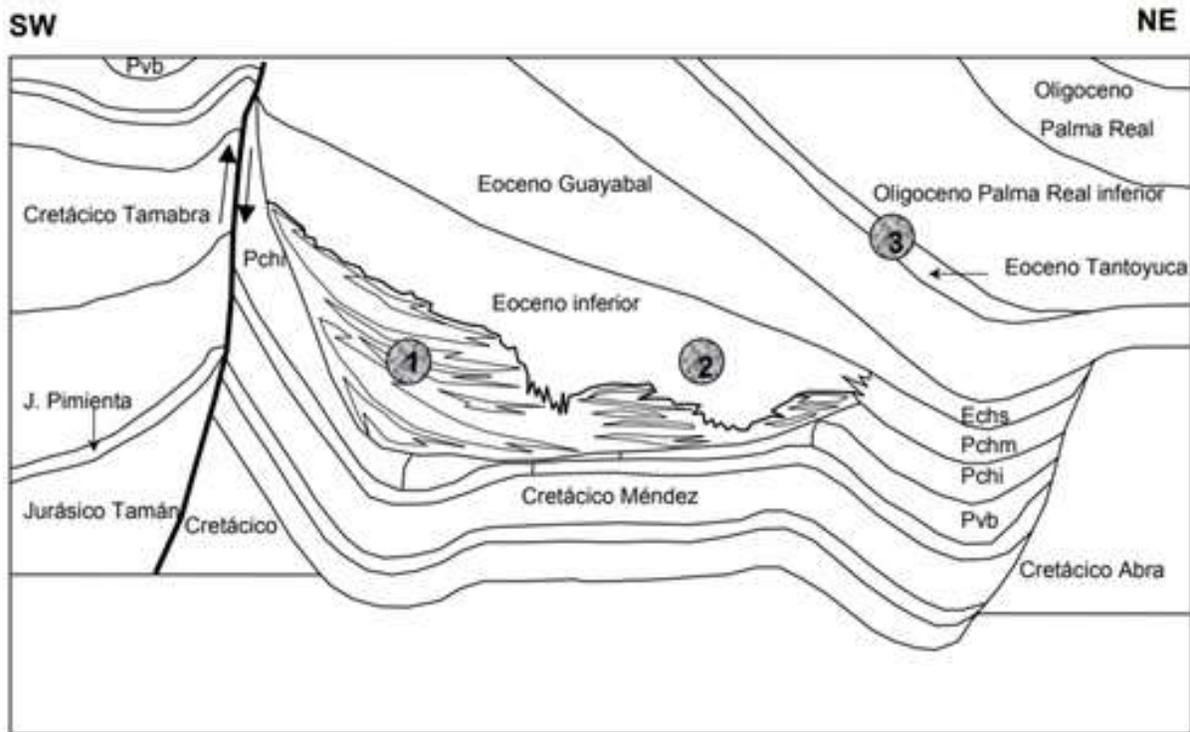


Figura 2.2 Se muestra el esquema estructural de la discordancia regional del Eoceno inferior. Los números indican las tres áreas de interés económico; 1Chicontepec –Eoceno Inferior-, 2Chicontepec 1–Eoceno Inferior-, 3Tantoyuca –Eoceno Superior-(Tomada de Pemex, 1999).

2.3 SISTEMA PETROLERO DEL CAMPO AGUA FRÍA

El sistema petrolero del campo Agua Fría se define como híbrido, ya que sus trampas son de tipo estratigráfico, cuyo origen se asocia con abanicos submarinos, superficies de erosión y rellenos de paleocanal, pero también cuenta con deformaciones estructurales significativas, ya que se tienen importantes fallas laterales (Beltran, 2013).

2.3.1 Roca generadora

La roca generadora corresponde a las facies arcillo-calcáreas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Jurásico Superior, de edad oxfordiana, kimmeridgiana y tithoniana respectivamente; así como en menor medida los horizontes arcillosos de las formaciones Chicontepec Inferior y Medio.

Las rocas del Jurásico Superior están representadas por calizas arcillosas de ambiente marino, con una distribución regional abarca toda la cuenca, excluyendo los altos de basamento que actuaron como islas durante ese tiempo; el espesor máximo de estas rocas generadoras es de

400 m. El predominio en cuanto al mayor potencial generador de las formaciones jurásicas indica que la Formación Santiago del oxfordiano predomina en el sur de la cuenca, mientras que la Formación Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tithoniano) predominan en su porción norte (Beltran, 2013).

El potencial generador de las formaciones jurásicas de acuerdo a la madurez de la materia orgánica dispersa (MOD) corresponde principalmente de hidrocarburos líquidos con menor volumen de gases, ya que proceden de kerógeno tipo II. En las formaciones Chicontepec Inferior y Medio tienen potencial generador principalmente de gas ya que la materia orgánica que contiene procede del continente o es marina con evidencias de oxidación y contenido de material leñoso y carbonoso que corresponde con kerógeno tipo III (Pemex, 2010).

Formación Santiago (Jurásico Superior (Oxfordiano))

El contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de hidrocarburos potenciales (S2) varía entre regular y excelente, del orden de 0.5-6.3% y 0.2-39.1 mg/g de roca respectivamente. El kerógeno muestra índices de hidrogeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) que varían entre 425 y 525 °C (Pemex, 2010).

Formación Tamán (Jurásico Superior Kimmeridgiano)

Los organismos que representan la formación son radiolarios, esponjas, pelecípodos, cefalópodos y equinodermos del Kimeridgiano. El porcentaje de COT se encuentra entre 0.1 y 5.4%, mientras que los valores de Hidrocarburos potenciales (S2) fluctúan entre 15 y 925 mg/g y los valores de temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) varían de 421 a 527 °C (Pemex, 2010).

Formación Pimienta (Jurásico Superior Tithoniano)

El porcentaje de COT se encuentra entre 0.2 y 6.5% y los valores de Hidrocarburos potenciales (S2) varían entre 0.2 y 43.4 mg/g, donde el Kerogeno muestra índices de Hidrógeno (IH) entre 18 y 959, mientras que las temperaturas máximas de pirólisis (Tmax) se encuentran entre 412 y 476 °C (Pemex, 2010).

2.3.2 Roca almacén

Las rocas reservorio del sistema petrolero están constituidas principalmente de areniscas, litarenitas de grano medio a fino y algunos estratos conglomeráticos de matriz arenosa. Se encuentran ubicadas en las unidades estratigráficas superiores del Grupo Chicontepec del Eoceno Inferior (ver apartado Estratigrafía), originadas por sistemas de depósitos turbidíticos cíclicos de abanicos submarinos; también existen acumulaciones en rocas del Paleoceno Superior y Eoceno Superior (Formación Tantoyuca) (Aguirre, 2008).

Las areniscas del Eoceno Inferior se encuentran formando cuerpos lenticulares de espesor variable. Las formaciones del Grupo Chicontepec presentan alta variación de las características petrofísicas (porosidad y permeabilidad); relacionada al ambiente de depósito, a la distancia del transporte y a que sus constituyentes líticos carbonatados (Vázquez, 2008).

2.3.3 Roca sello

La roca sello de este sistema petrolero la constituyen las mismas unidades estratigráficas del Grupo Chicontepec en sus facies arcillosas, arcillo-limosas, arcillo-arenosas y limosas interestratificadas con areniscas de grano fino, actuando como sellos efectivos.

En la parte norte y centro de la cuenca, el sello principal lo componen rocas arcillosas del mismo Grupo Chicontepec, localizados por encima de la erosión regional de edad Eoceno Temprano, mientras que, al sureste, el sello lo constituyen las rocas arcillosas de la Formación Guayabal (Aguirre, 2008).

2.3.4 Trampas

En la Cuenca de Chicontepec predominan las trampas por variación de permeabilidad y en menor medida las trampas mixtas, cuyas características relevantes se describen a continuación.

Trampas por variación de la permeabilidad.

El tipo de trampas que contiene la Cuenca de Chicontepec están formadas por una gran cantidad de cuerpos arenosos lenticulares que constituyen numerosas trampas por variación de la permeabilidad, donde la distribución está en función del sistema de depósito, por lo que es variable de un sitio a otro dentro de la cuenca, tanto vertical como lateralmente.

En la cresta de la trampa lo que limita en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada; en la base y lateralmente los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas. En estos cuerpos arenosos es donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos (figura 2.3.4).

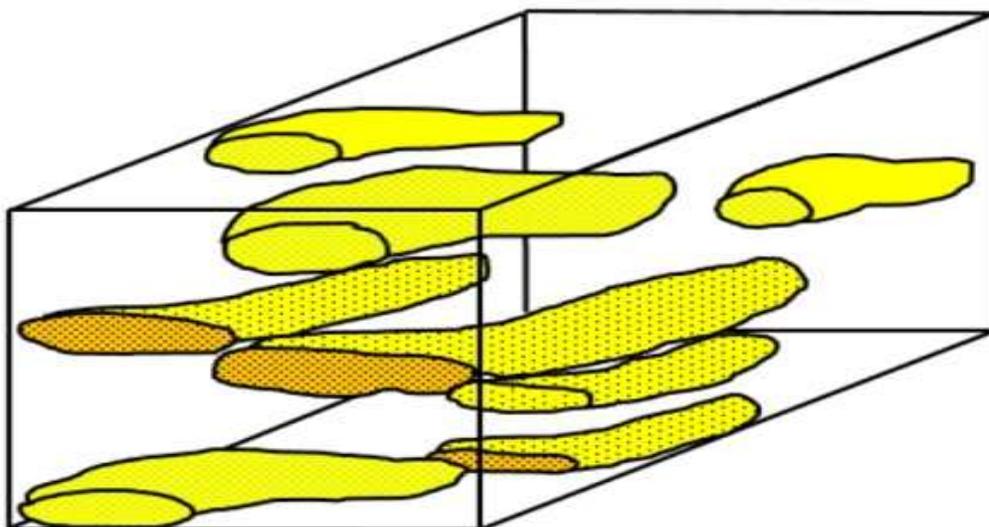


Figura 2.3.4 Cuerpos arenosos que constituyen las trampas estratigráficas de la Cuenca de Chicontepec (PEMEX, 2005).

Trampas mixtas

Teniendo en cuenta que en la cuenca se tiene la presencia de un sistema de fallas laterales procedentes de la deformación ocasionada por la Orogenia Laramídica, que afectan a la columna estratigráfica Mesozoica y Cenozoica, estas fallas desplazan horizontalmente a las unidades del Grupo Chicontepepec, poniendo en contacto estructural a algunos de los cuerpos lenticulares con predominancia de areniscas con cuerpos de lutitas, de tal forma que lateralmente estas últimas constituyen cierres locales a los yacimientos, por lo que en esas condiciones se forman trampas mixtas (Romero, 2013).

CAPITULO 3

MARCO TEÓRICO

3.1 SISTEMA PETROLERO CONVENCIONAL

En los sistemas convencionales, los hidrocarburos están contenidos en rocas almacén conformadas como trampas estructurales, estratigráficas o mixtas. Los hidrocarburos migran desde la roca madre hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como roca sello (ver figura 3.1) (Millán, 2015).

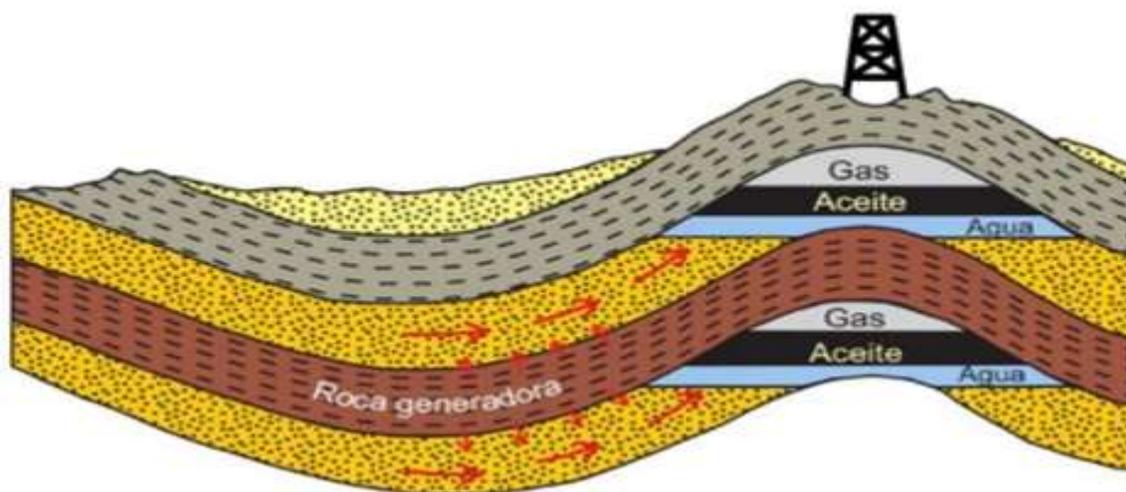


Figura 3.1 Esquema de un sistema petrolero convencional (Millan,2015).

Los sistemas petroleros varían de acuerdo a su forma, su geometría, el tipo de estructura o receptáculo y su evolución geológica, y se clasifican como sistemas puros o híbridos (Falcón, 2014).

- Sistemas puros: Se tiene la particularidad de no presentar deformación estructural significativa, y sus características se deben principalmente a sus aspectos sedimentológicos, por tanto, sus trampas son principalmente estratigráficas.
- Sistemas híbridos: Se caracterizan por presentar reorientación estructural por efectos de deformación, por lo que estos sistemas se distinguen por trampas en pliegues anticlinales y en fallas, o en combinación de pliegues y fallas, aunque lo más frecuente es que el sistema tenga pliegues dislocados (trampas combinadas).

3.1.1 Componentes del sistema petrolero convencional

- **Roca madre**

Tissot y Welte (1982) definen a una roca generadora de petróleo como un sedimento de grano fino que en condiciones naturales ha generado y liberado suficientes hidrocarburos para formar una acumulación comercial de aceite o gas.

Las rocas generadoras son aquellas que pueden volverse o han sido capaces de generar petróleo. Para la identificación de las rocas generadoras es necesario conocer la cantidad de materia orgánica, además de su tipo, posteriormente se determina el grado de madurez de la roca (Tenorio, 2014).

El parámetro de carbono orgánico total (COT) refleja la riqueza orgánica de las rocas sedimentarias, y por ende el potencial generador. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total, si bien una roca generadora rica podría contener hasta 10% de materia orgánica. Las rocas de origen marino tienden a ser potencialmente petrolíferas, en tanto que las rocas generadoras terrestres tienden a ser potencialmente gasíferas (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

- **Roca almacén**

Son las rocas que por poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella se convierte en almacenes de hidrocarburos. Las mejores rocas reservorio son calizas fracturadas (Lorenzo & Morato, 2018).

- **Roca sello**

La roca sello se caracteriza por tener escasa permeabilidad o tener poros de tamaño subcapilar, que impiden el paso del petróleo, sirviendo como barrera a su migración o desplazamiento. El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene muy buena calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad media o mala (Tenorio, 2014).

- **Trampa**

Una trampa es una estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar. Las trampas han sido clasificadas en tres tipos (Tenorio, 2014):

- **Trampa estructural:** son estructuras geológicas que deforman el terreno y condicional la retención de hidrocarburos, por ejemplo: pliegues anticlinales, domos salinos, fallas normales, fallas inversas y fallas laterales.

- **Trampas por variación de permeabilidad (se incluyen las trampas estratigráficas):** como lo son los cambios de facies, discordancias angulares, variación causada por aguas subterráneas y variación causada por truncamiento.
- **Trampa mixta:** es la combinación de trampas estructurales y trampas estratigráficas.

3.2 SISTEMA PETROLERO NO CONVENCIONAL

Los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Estos se encuentran en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea muy lento debido a las rocas poco permeables (ver figura 3.2).

Para la explotación de este tipo de yacimiento debe desarrollarse con la técnica de estimulación hidráulica, mediante la cual se realizan micro fracturas en la roca para liberar el hidrocarburo (Giraldo, 2014).

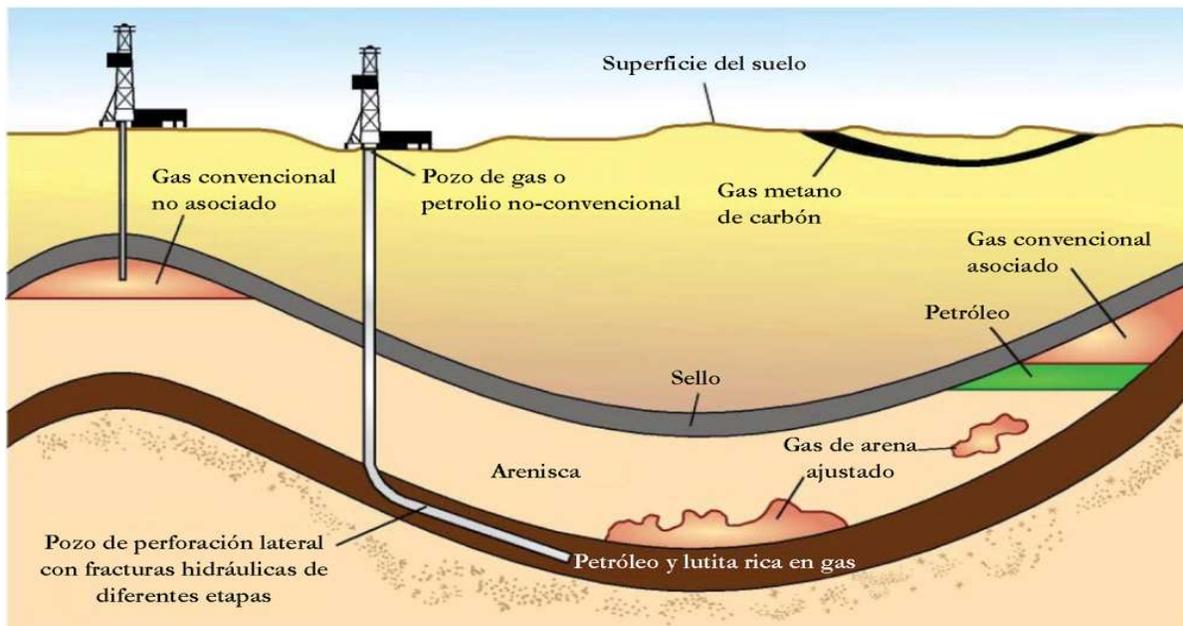


Figura 3.2 Esquema de un sistema petrolero no convencional; fuente (www.eia.gov.)

3.2.1 Tipos de yacimientos no convencionales

- **Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil o Shale Gas:** petróleo o gas que se encuentra atrapado en un tipo de roca arcillosa con muy baja permeabilidad denominado Shale o Lutita.
- **Yacimientos de crudo o gas apretado:** crudo o gas proveniente de cualquier yacimiento o rocas de baja porosidad y permeabilidad.

- **Crudo Pesado:** Petróleo en estado líquido de alta viscosidad que no fluye fácilmente.
- **Arenas Bituminosas:** arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad.
- **Gas Metano asociado a mantos de carbón:** gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.

3.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante altamente viscoso, con el objeto de generar canales de flujo (fracturas) en la formación, que permita incrementar la permeabilidad de la formación y con ello, el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido usado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido que mantiene la fractura es conocido como agente apuntalante.

La inyección continua del fluido fracturante permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud deseada, se agrega el agente apuntalante (arena) para evitar el cierre de la fractura, el cual actúa como soporte de las fracturas en la formación (Néquiz & Robles, 2014).

Los pozos que pudieran ser candidatos tendrían las siguientes características:

a. Flujo vertical restringido

Si la permeabilidad vertical es muy baja o no existe, entonces un pozo horizontal fracturado sería de lo más económico en el desarrollo del campo.

b. Yacimientos fracturados naturalmente

Si se tiene una formación con permeabilidad primaria derivada de fracturas naturales, un pozo horizontal perforado en forma perpendicular a la dirección de las fracturas, es ideal; sin embargo, en muchos casos las fracturas no son continuas o uniformes, y si la orientación de la fractura hidráulica inducida es diferente de la orientación de las fracturas naturales, esta formación es candidata a un fracturamiento.

c. Permeabilidad y porosidad

Los pozos que tienen baja permeabilidad y porosidad, y en los cuales se requiere de intensa estimulación, más que la eliminación de un simple daño a la pared del pozo, son buenos candidatos para fracturarse hidráulicamente.

3.3.1 Secuencia del fracturamiento hidráulico

El diseño de fracturamiento hidráulico, consta de etapas previas a la inyección del agente apuntalante, esto me permite que no se ocasionen problemas de arenamiento o no se logre inyectar el volumen total de fluido fracturante, lo que representaría pérdidas en la producción del pozo (Néquiz & Robles, 2014).

- **Inyección del precolchón:** Se inyecta un fluido compatible con la formación. Generalmente se usa un fluido ya sea base agua o aceite y tiene como objetivo comenzar la fractura, el volumen inyectado puede variar entre 40 y 70 m³.
- **Tiempo de espera:** Se determina por una o más construcciones de la curva de declinación. El concepto original de análisis de declinación de presión se fundamenta en la observación de la tasa de declinación de presión durante el proceso de cierre.
- **Bombeo o Inyección del colchón:** En esta etapa se inyecta el fluido fracturante, con la finalidad de servir de capa receptora del agente apuntalante, para que este se inyecte y encuentre una zona que facilite el transporte a todo lo largo y ancho de la fractura creada, se inyecta al gasto programado y el volumen es alrededor del 30% del volumen total del fluido.
- **Etapas de arena o Inyección del agente apuntalante:** En esta etapa se inicia la inyección del fluido fracturante transportando el agente apuntalante.
- **Desplazamiento:** Se inyecta fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido / apuntalante que pueda quedar en la tubería de producción.

3.3.2 Fluidos fracturantes

Hay muchos tipos de fluidos disponibles para el uso en el fracturamiento hidráulico. En la selección del fluido de un pozo específico, es necesario entender las propiedades de los fluidos y como pueden ser modificadas para lograr varios efectos deseados (Néquiz & Robles, 2014).

Las propiedades que debe cumplir un fluido fracturante son las siguientes:

- 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 de la formación de la fractura.

En los fracturamientos hidráulicos se utilizan básicamente dos tipos de fluidos base agua y base aceite.

- **Fluidos base agua:** Este tipo de fluidos es el más utilizado en la actualidad, ya que se obtiene de diversas fuentes de suministro, es de bajo costo, alto desempeño y fácil manejo.
- **Fluidos base aceite:** Pueden ser; petróleo crudo o refinado, las ventajas que ofrecen son: no inhiben las arcillas, tienen baja tensión interfacial en el sistema roca fluido, son compatibles con la mayoría de las formaciones y los fluidos contenidos en ellas.

3.3.3 Apuntalantes

Los agentes de sostén o apuntalantes, son partículas de tamaños variables, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia que se usan para sostener las paredes de la fractura, además crean una conductividad (permeabilidad en Darcys por cada pie de longitud de fractura apuntalada) en la formación (Néquiz & Robles, 2014).

Una vez concluido el bombeo o inyección del colchón, resulta crítico para el éxito de la operación colocar el tipo y la concentración adecuada de apuntalante. 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 que debe tener un apuntalante y que impactan en la conductividad de la fractura son:

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

Existen principalmente dos tipos de apuntalantes, los naturales y los sintéticos:

- **Apuntalantes Naturales.** Principalmente se encuentran las arenas de sílice y soportan bajos esfuerzos de cierre de la fractura, hasta un límite de 4,000 Psi.
- **Apuntalantes Sintéticos.** Este grupo se caracteriza por contener apuntalantes de gran resistencia a cierres de formación al cerrarse la fractura, en la actualidad se han desarrollado apuntalantes para resistir esfuerzos de cierre hasta 14,000 Psi. Estos pueden ser recubiertos con capas de resina curable y recurable, según sea la necesidad.

Normalmente se utilizan tres tipos de apuntalantes para realizar fracturas, que según su costo creciente son:

- Arena API (SG 2,65): que se usa en pozos someros y de profundidad media, hasta esfuerzos efectivos de cierre de 4000 Psi aproximadamente.
- Cerámica de baja densidad (ISP) (SG 2,72): se usa en formaciones profundas y con esfuerzos efectivos de cierre de entre 4000 y 8000 Psi.
- Apuntalante de baja densidad (SG 1,08 a 1,40): se usa en la misma zona que la arena API. Es muy costoso, pero su ventaja radica en su facilidad y sencillez de transporte y colocación y se requiere mucho menos peso para ocupar el mismo volumen. Para ciertas aplicaciones puede ser económicamente muy efectivo.

Estudios realizados recientemente permiten determinar que la conductividad económicamente óptima para producir este tipo de reservorios con fractura hidráulica está en el orden de 100 a 200 mD/pie aproximadamente.

3.4 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS DE LAS ROCAS Y COMPONENTES DEL MODELO GEOMECÁNICO.

3.4.1 Porosidad

Es la medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca. Se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

$$\phi = \frac{\text{volumen que ocupan los poros}}{\text{volumen total de la roca}}$$

La porosidad también puede ser calculada por medio del registro sísmico mediante la siguiente ecuación.

$$\phi = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

\emptyset = porosidad derivada del sónico

Δt_{ma} = tiempo de tránsito de intervalo de la matriz ($\frac{\mu sec}{ft}$)

Δt_{log} = tiempo de tránsito de intervalo de formación ($\frac{\mu sec}{ft}$)

Δt_f = tiempo de tránsito de intervalo del fluido en el pozo [barro dulce = 189 ($\frac{\mu sec}{ft}$), barro salino = 185 ($\frac{\mu sec}{ft}$)].

3.4.2 Permeabilidad

Es la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos.

Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener muchos poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño de grano mixto, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

- **Tipos de permeabilidades**

- a. La permeabilidad absoluta es la medición de la permeabilidad obtenida cuando sólo existe un fluido, o fase, presente en la roca (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).
- b. La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el yacimiento (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua) (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).
- c. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado y la permeabilidad absoluta de ese fluido. Si existe un solo fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1,0 (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las capacidades de flujo de los fluidos en presencia de otros fluidos, ya que la presencia de más de un fluido generalmente inhibe el flujo (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

La ecuación para determinar la permeabilidad basándose en la teoría de Darcy es la siguiente:

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P}$$

Donde:

Q= tasa de flujo [$\frac{cm^3}{seg}$].

A: área [cm^2].

μ : viscosidad [cp].

ΔP : diferencial de presión [atm].

L: longitud [cm].

k: permeabilidad [Darcies]

3.4.3 Presión de sobrecarga

La presión sobrecarga se define como la presión ejercida por el peso total de las formaciones supra-adyacentes, es decir, por encima del punto de interés. El peso corresponde al peso combinado de los sólidos de la roca (matriz) y de los fluidos en el espacio poroso. La densidad combinada se conoce como densidad volumétrica (ρ_b) y se puede expresar en función de la porosidad (\emptyset), de la densidad de la matriz de la roca (ρ_{ma}) y de la densidad del fluido (ρ_{fl}), mediante la siguiente expresión a condiciones de campo (Carrillo, 2014).

$$\rho_b = (1 - \emptyset)\rho_{ma} + \emptyset\rho_{fl}$$

La presión de sobrecarga se puede expresar matemáticamente como la presión ejercida por todo el material que recubre la profundidad de interés, mediante la siguiente expresión:

$$S = 0,433\rho_b h$$

Donde:

S= presión de sobrecarga [$\frac{lb}{plg^2}$].

ρ_b = densidad volumétrica [$\frac{gr}{cc}$]

H=profundidad vertical verdadera [pies]

3.4.4 Presión de poro

La presión de poro se define como la presión ejercida por los fluidos alojados en los poros de las rocas. Los métodos más utilizados para la predicción de la presión de poro son:

- Hottman and Johnson (1965).
- Método de Eaton (1975).

Estos métodos se basan en la tendencia de compactación normal de las formaciones en la cual la porosidad disminuye con la profundidad. Este fenómeno ocurre debido a que las formaciones se vuelven más compactas conforme se incrementa la profundidad (Yoshida, Ikeda, & Eaton, 1996).

El método Hottman y Johnson (1965), uso datos empíricos para desarrollar una relación entre la presión de poro y las magnitudes (registro acústico) o relación (registro resistivo) de la desviación de la tendencia.

El método de Eaton (1975), me indica que en la zona donde la presión es anormal, la tendencia normal (registro) de compactación es alterada. Usando el registro sónico donde se registra el tiempo de tránsito de las ondas acústicas frente a la profundidad, se debe trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total que se tiene. Se leen los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal TN y de la observada To a la profundidad deseada H , (ver figura 3.4.4) (Escobar, Erazo, Armijo, & Oña, 2019).

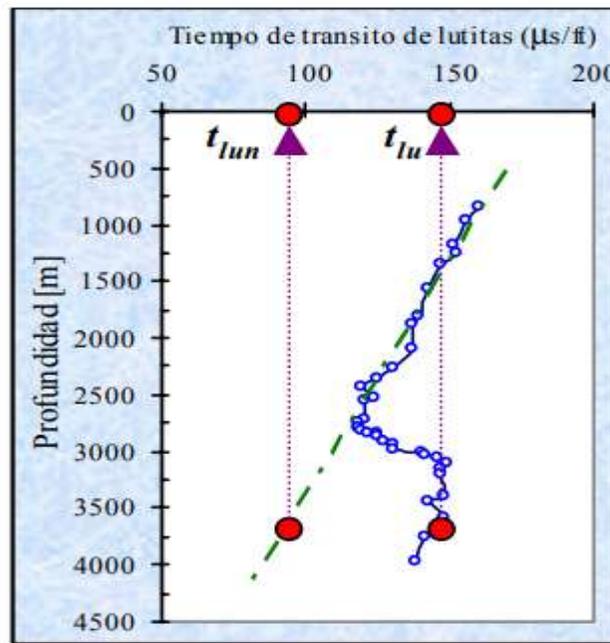


Figura 3.4.4 Tendencia real vs. tendencia normal, tomada de: (Guía para la predicción de Geopresiones).

Las siguientes ecuaciones representan el método de Eaton:

Cálculo de la presión de poros a partir del registro acústico:

$$P_p = S - (S - P_{PN}) \left(\frac{TN}{T_o} \right)^{3.0}$$

Cálculo de la presión de poros a partir del registro de resistividad:

$$P_p = S - (S - P_{PN}) \left(\frac{r_o}{r_N} \right)^{1.2}$$

Cálculo de la presión de poros a partir de la conductividad:

$$P_p = S - (S - P_{pN}) \left(\frac{CN}{C_o} \right)^{1,2}$$

Donde:

P_p = Presión de poro $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

P_{pN} = Presión de poro normal $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

S = Presión de sobrecarga $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

r_o = Resistividad observada [ohm - m].

r_N = Resistividad normal [ohm - m].

T_N = Tiempo de tránsito observado $\left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$.

T_o = Tiempo de tránsito normal $\left[\frac{\mu\text{seg}}{\text{pie}} \right]$.

C_o = Conductividad observada [ohm - m].

C_N = Conductividad normal [ohm - m].

3.4.5 Presión de fractura

La presión de fractura es la presión necesaria para vencer la resistencia mecánica de la roca y la presión de formación. Para predecir la presión de fractura el método de Eaton, la ecuación resultante de la presión de fractura es la siguiente (Gutiérrez, 2016):

$$P_f = \frac{\nu}{1 - \nu} (S - P_p) + P_p$$

Donde:

P_f = Presión de fractura $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

ν = Relación de Poisson

P_p = Presión de poro $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

Eaton introdujo la relación de Poisson, donde la magnitud del esfuerzo horizontal causado por el esfuerzo vertical es una función de la relación de Poisson de la roca.

La relación de Poisson (ν) se define como una propiedad mecánica de la formación relacionada con la deformación axial respecto a la deformación lateral de la roca, siempre y cuando esta esté sometida a un esfuerzo. La ecuación para realizar este cálculo se describe a partir del nomograma de Eaton (Escobar, Erazo, Armijo, & Oña, 2019):

$$\nu = 0,0645 \ln(H) - 0,0673$$

Donde:

H = Profundidad [m]

3.5 PROPIEDADES ELÁSTICAS DE LA ROCA (MÓDULOS ESTÁTICOS Y MÓDULOS DINÁMICOS)

Para la predicción la magnitud de los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, se utilizan dos constantes elásticas, las cuales son el módulo de Young y la relación de Poisson, estas constantes se determinan mediante pruebas estáticas que se realizan en laboratorio de geomecánica, sometiendo los núcleos a pruebas de compresión uniaxial o triaxial (Peng & Zhang, 2007).

Cuando no se cuenta con esta información se emplean pruebas dinámicas y correlaciones, empleando el registro geofísico sónico dipolar o el registro monopolar y posterior a ello con las correlaciones de acuerdo a la zona geográfica que se encuentre en el campo (Gutiérrez, 2016).

3.5.1 Módulo de Young

El módulo de Young, describe la resistencia de la roca a la deformación, describe la capacidad de la roca a la deformación, por ello, un módulo elástico alto (material rígido) significa que es menos deformable, que un módulo elástico bajo (material blando) (Zoback, 2007).

$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon}$$

Donde:

σ =Esfuerzo

ε =Deformación

La siguiente ecuación me representa el módulo de Young dinámico, mediante velocidades de onda compresional y de cizalla (Gutiérrez, 2016):

$$E = \rho * v_s^2 * \left(\frac{3v_p^2 - 4v_s^2}{v_p^2 - v_s^2} \right)$$

Donde:

v_p = Velocidad de la onda compresional [$\frac{m}{s}$].

v_s = Velocidad de la onda de cizalla [$\frac{m}{s}$].

Cuando no se tiene un registro sónico dipolar, Lacy en 1997, analizó cerca de 400 muestras de núcleos del Golfo de México y determinó la siguiente correlación entre módulo elástico dinámico y velocidad compresional ultrasónica (Zoback, 2007).

$$E = 0,265v_p^{2,04}$$

3.5.2 Relación de Poisson

La relación de Poisson representa la relación de la deformación transversal y la deformación axial sobre un material tensionado a lo largo de un eje. Para una roca sujeta a una carga axial (la relación de Poisson es expresada como (Zoback, 2007):

$$E = \frac{\epsilon l}{\epsilon a}$$

Donde:

ϵl = deformación lateral

ϵa = deformación axial

La siguiente ecuación me representa la relación de Poisson dinámica.

$$v = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}$$

Donde:

v_p = Velocidad de la onda compresional [$\frac{m}{s}$].

v_s = Velocidad de la onda de cizalla [$\frac{m}{s}$].

Relación de Poisson a partir del nomograma de Eaton (Escobar, Erazo, Armijo, & Oña, 2019):

$$v = 0,0645 \ln(H) - 0,0673$$

Donde:

H = Profundidad [m]

3.5.3 Módulo Volumétrico

Constituye una constante elástica que define la cantidad de energía necesaria para deformar un material mediante la aplicación de una presión externa. Es una forma especial de esfuerzo compresivo, en el cual el esfuerzo compresivo aplicado es igual en todas direcciones (Domínguez, 2012).

La siguiente ecuación representa el módulo volumétrico estático.

$$K = \frac{E}{3(1 - 2v)}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson
E= Módulo de Young

La siguiente ecuación representa el módulo volumétrico dinámico.

$$K = \rho * \left(V_p^2 - \frac{3}{4} V_s^2 \right)$$

Donde:

ρ = densidad promedio de la formación [$\frac{Kg}{m^3}$].
 V_p = Velocidad de onda compresional o primaria [$\frac{m}{s}$].
 V_s = Velocidad de onda de corte o secundaria [$\frac{m}{s}$].

3.5.4 Módulo de Corte

El módulo de corte indica la cantidad de energía necesaria para deformar elásticamente un material al aplicarte un esfuerzo cortante (Gutiérrez, 2016).

La siguiente ecuación me representa el Módulo de Corte:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson
E= Módulo de Young dinámico.

3.6 ESFUERZOS IN-SITU

La magnitud de los esfuerzos in-situ son de gran interés en el fracturamiento hidráulico. Generalmente se considera esfuerzo vertical de mayor magnitud (S_v), esfuerzo horizontal máximo de magnitud intermedia (S_{hmax}) y esfuerzo horizontal mínimo de magnitud menor (S_{hmin}) (ver figura 3.6).

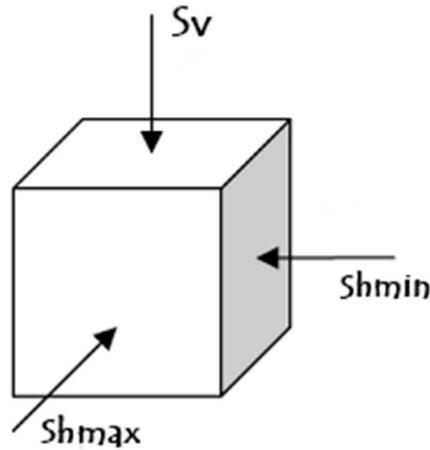


Figura 3.6 Distribución de los esfuerzos IN-SITU; (elaboración propia)

3.6.1 Esfuerzo horizontal mínimo (definición y cálculo)

Es el esfuerzo en dirección horizontal que se desarrolla debido a la magnitud del esfuerzo vertical. El esfuerzo horizontal mínimo (Sh_{min}) puede ser estimado a partir de las pruebas leak-off. Las cuales son utilizadas en operaciones de perforación, para estimar la densidad máxima de perforación; esta prueba consiste en probar cual es la presión necesaria para iniciar una fractura hidráulica en una sección aislada del pozo (Espinoza, 2019).

Pruebas leak-off: es una prueba de presión que me permite determinar la resistencia la presión de fractura de la formación, generalmente realizada inmediatamente después de perforar. Durante la prueba, el pozo se cierra y se bombea fluido en su interior para incrementar la presión que experimenta la formación. Alcanzada cierta presión, el fluido ingresará o se perderá en la formación, moviéndose a través de los trayectos permeables de la roca o bien creando un espacio mediante la fracturación de la roca.

Los resultados de la prueba de admisión determinan el valor máximo de presión o de peso del lodo que puede aplicarse en el pozo durante las operaciones de perforación (Schlumberger, Oilfield Glossary, s.f.).

También se utilizan diferentes métodos empíricos los cuales se muestran en la tabla 3.6.1.

Tabla 3.6.1 Métodos para determinar el esfuerzo mínimo horizontal; Modificada de (Zoback, 2007).

Método	Ecuación propuesta	Relación de esfuerzo efectivo
Hubbert y Willis (1957)	$Sh_{min} = 0,3(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{min}}{\sigma_v} = 0,3$
Mathews y Kelly (1967)	$Sh_{min} = k_i(z)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{min}}{\sigma_v} = k_i(z)$
Eaton (1969)	$Sh_{min} = \left(\frac{v}{1-v}\right)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{min}}{\sigma_v} = \left(\frac{v}{1-v}\right)$
Breckels y Van Eekelen (1981)	$Sh_{min} = 0,197H^{1,145} + 0,46(P_p - P_h)$ para $H < 11500\text{ft}$ $Sh_{min} = 1,167H - 4569 + 0,46(P_p - P_h)$ para $H > 11500\text{ft}$	
Holbrook (1990)	$Sh_{min} = (1 - \phi)(S_v - P_p) + P_p$	$\frac{\sigma_{min}}{\sigma_v} = 1 - \phi$

3.6.2 Esfuerzo horizontal máximo (definición y cálculo)

Es el esfuerzo en dirección horizontal que se desarrolla debido a la magnitud del esfuerzo vertical o a los movimientos de las placas tectónicas. Muchas variables afectan y limitan las tensiones horizontales. En primer lugar, existen tensiones horizontales de "fondo" que se desarrollan debido al peso de la sobrecarga, su compactación y el efecto de "empuje lateral". En segundo lugar, las tensiones horizontales pueden desviarse de las tensiones de fondo, ya sea más o menos compresivas. Los movimientos de las placas tectónicas son los principales contribuyentes a las variaciones de la tensión horizontal. Las placas convergentes aumentan la compresión horizontal. Las placas divergentes disminuyen la compresión horizontal (Espinoza, 2019).

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo no se puede medir directamente, por lo tanto, hay que inferir su magnitud a partir de modelos matemáticos.

$$Sh_{max} = \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) S\nu + \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu}\right) P_P + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) \varepsilon_H + \left(\frac{E}{1-\nu^2}\right) \nu \varepsilon_h$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad de Young $\left[\left[\frac{lb}{plg^2}\right], MPa\right]$.

ε_H = Deformación unitaria máxima

ε_h = Deformación unitaria mínima

Los valores para las deformaciones unitarias son 0.0001 para ε_H y 0.00001 para ε_h .

3.7 REGISTROS DE POZOS

Es necesario determinar la altura del intervalo a fracturar, por lo que es indispensable tener un perfil litológico y saber el intervalo productor y con ello establecer la altura de la fractura. Para determinar dicho intervalo se realiza la interpretación de registros geofísicos que en conjunto se comparan para poder determinar estas condiciones (Barrera, 2017).

3.7.1 Registro de Rayos Gama

Registro de rayos gama (GR) es un método de medición de radiación gamma natural para caracterizar la roca o sedimento en un pozo. Este registro se basa en la medición de la cantidad de radioactividad presente en la formación, en cambio areniscas y carbonatos limpios indican valores bajos en la medición del sistema de rayos gama. El registro presenta una escala en unidades API basada en la radiación natural de diversas formaciones (ver figura 3.7.1) (Montoya & Fonnegra, 2014).

Se lee de izquierda a derecha (→). Si el GR es bajo indica bajo contenido de arcilla y si es alto indica alto contenido de arcilla. La unidad de medida es en grados API, con un rango de valores que generalmente va de 0 a 150 API.

Los elementos radioactivos son potasio, uranio y torio, a partir de estos se determina la concentración de arcilla. El cambio de las propiedades de la roca es una condición necesaria para diferenciar los esfuerzos in-situ y el confinamiento de los mismos, donde existe tal cambio existe la oportunidad de diferenciar los esfuerzos in-situ o propiedades mecánicas que pueden afectar la propagación de la fractura (Asquith & Gibson, 1982).

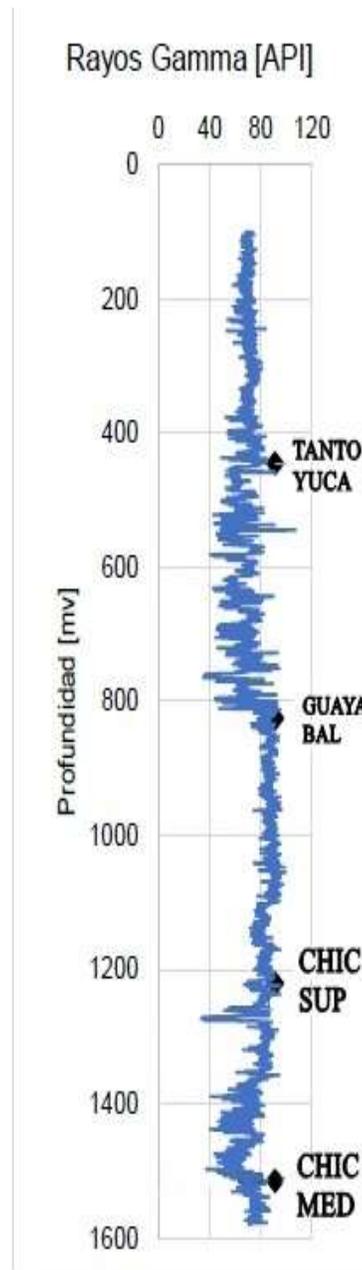


Figura 3.7.1 registro de rayos gamma del pozo 1357. Modificado de: Pozos del campo Agua Fría- Iszael Mantufar Barrera.

3.7.2 Registro de Resistividad

Es un registro que mide la resistividad, que es la capacidad que tienen las rocas de oponerse al paso de corriente eléctrica y es el inverso de la conductividad. La resistividad depende de la sal disuelta en los fluidos presentes en los poros de las rocas (schlumberger, s.f.).

Este registro determina las zonas con presencia de agua congénita e hidrocarburos, zonas permeables y porosidad resistiva. Con objeto de determinar la presencia de fluidos en la formación, la matriz o granos de la roca no son conductivos para transmitir una corriente, esa función es del agua. Por otro lado, la presencia de hidrocarburos en la formación no es conductivo, aunque la presencia de hidrocarburos en los poros incrementa la resistividad de la roca (ver figura 3.7.2) (Asquith & Gibson, 1982).

Se lee de izquierda a derecha, en escala logarítmica. La unidad de medida es el ohm-m, con un rango de valores que va desde 0.2 hasta 2000 ohm-m.

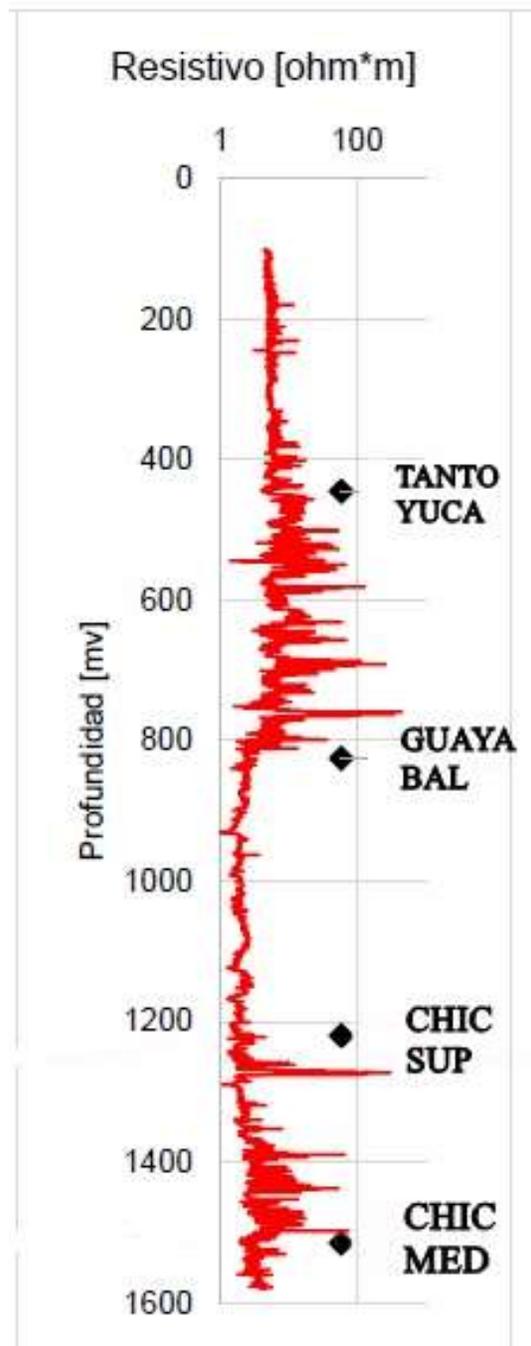


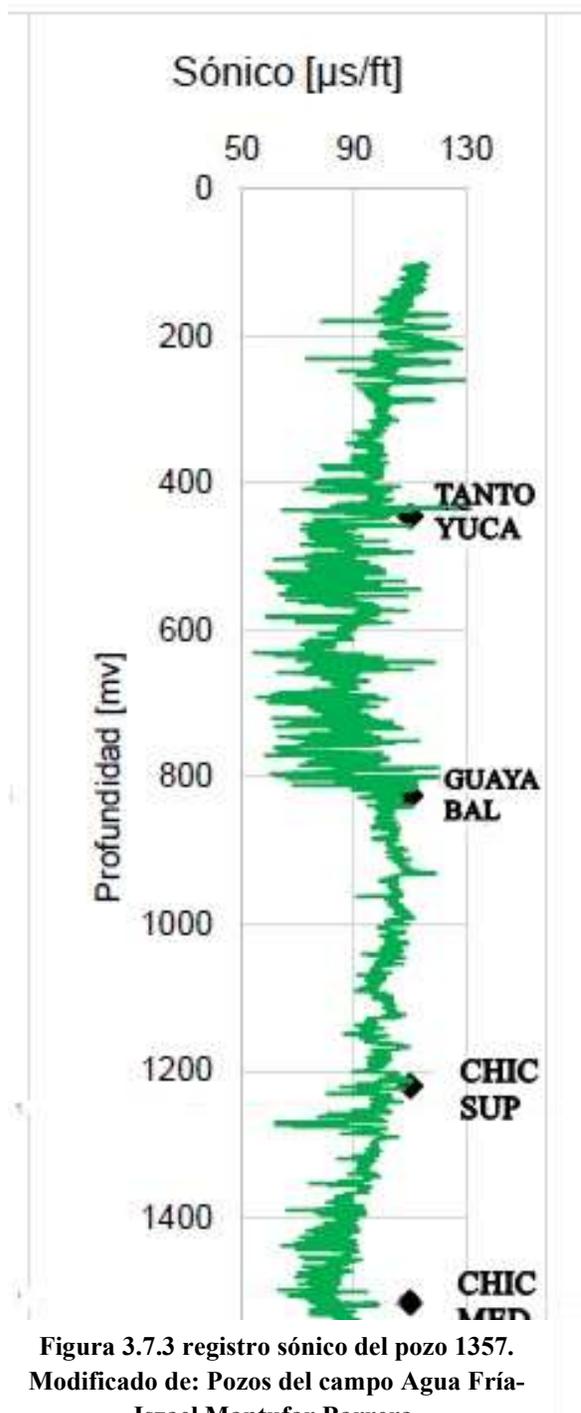
Figura 3.7.2 Registro de resistividad del pozo 1357. Modificado de: Pozos del campo Agua Fría- Israel Mantufar Barrera.

3.7.3 Registro Sónico

Registro sónico es un método de medición que utiliza el mismo principio del método sísmico: mide la velocidad del sonido en las ondas penetradas por el pozo. Posee un emisor de ondas y un receptor. Se mide el tiempo de tránsito de dichas ondas (schlumberger, s.f.).

Este registro determina la porosidad en función del tiempo de tránsito (Δt) de una onda compresional que viaja a través de la formación. El tiempo de tránsito (Δt) se mide en microsegundos por pie y es recíproco de la velocidad de la onda de sonido compresional (ver figura 3.7.3).

El registro sónico monopolar, mide la velocidad de una onda compresional y da una aproximación de valores para el módulo de Young dinámico. La onda compresional, consiste de desplazamiento en forma longitudinal. Entonces, este comportamiento a una microescala, se parece a las pruebas compresionales deformación-esfuerzo. Por lo tanto, se considera que la velocidad se relaciona con el módulo de Young y su densidad (Smith & Montgomery, 2015). MSe lee de derecha a izquierda (\leftarrow). La unidad de medida es el $\mu\text{seg}/\text{m}$ (100 – 500) ó el $\mu\text{seg}/\text{pie}$ (40–240).



3.7.4 Registro de Densidad

Es un registro radioactivo que depende directamente de la porosidad de la formación, pudiendo a su vez obtener la densidad total de la roca.

Su funcionamiento consiste en una sonda que hace contacto y emite rayos gama a la formación. La generación de rayos gama a través de la fuente radioactiva (Cobalto-60 o Cesio-137).

“Los rayos gama colisionan con los electrones de la formación, el resultado de la colisión es una pérdida de energía de los rayos gama. El número de colisiones por efecto Compton es función del número de electrones en la formación (Densidad electrónica). Por tal motivo, la densidad electrónica se considerada una densidad volumétrica (ρ_b) de la formación (ver figura 3.7.4), (Asquith & Gibson, 1983).

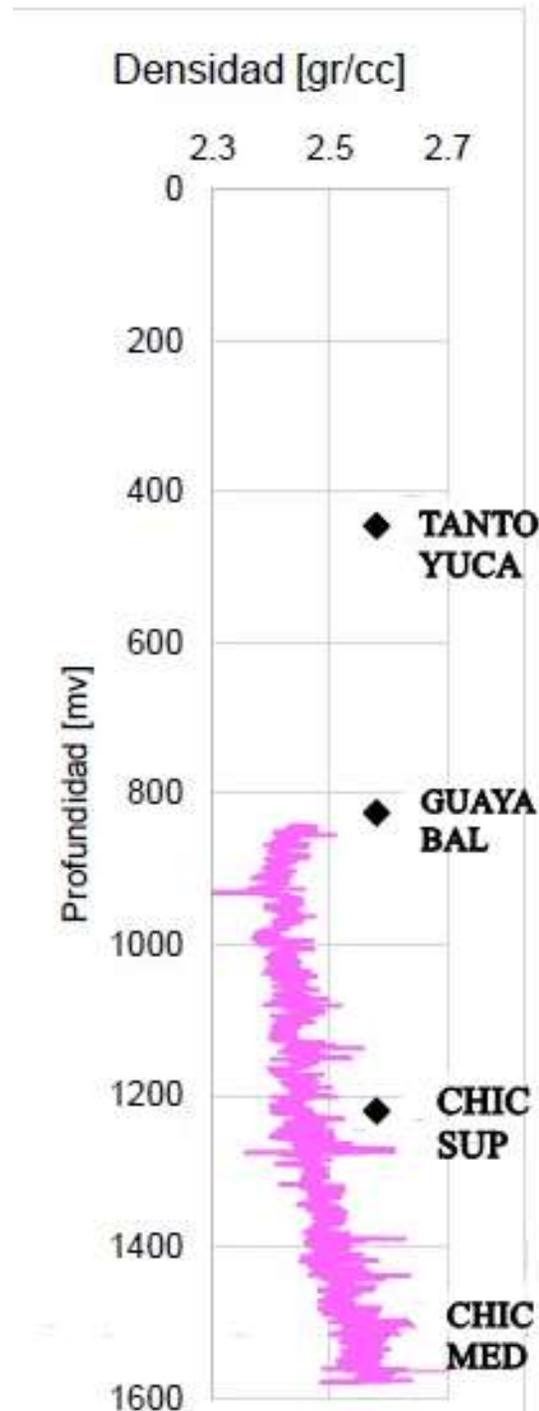


Figura 3.7.4 Registro de densidad del pozo 1357. Modificado de: Pozos del campo Agua Fria- Israel Mantufar Barrera.

CAPITULO 4

METODOLOGÍA

4.1. MODELO GEOMECÁNICO

Para el diseño del modelo geomecánico es necesario contar con información de las propiedades elásticas dinámicas de la formación que será analizada, dichas propiedades pueden ser medidas en laboratorio o a partir de registros geofísicos (registro sísmico).

El modelo geomecánico muestra la distribución de esfuerzos en el pozo, con lo cual se puede predecir la ruptura de la roca y geometría de la fractura.

4.1.1 Porosidad

El cálculo de la porosidad se realizará usando el registro sísmico, este mide tiempo de tránsito en un intervalo donde la onda de sonido compresional viaja a través de la formación.

Para este trabajo se usará la ecuación de Wyllie (1956). Esta establece una relación lineal entre el tiempo de tránsito Δt medido y la porosidad \emptyset de la formación; según este modelo, el Δt de la formación es la suma de los $\Delta t'$ s de cada elemento ponderado por sus volúmenes de formación (Aboud, s.f.).

$$\emptyset = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}}$$

Donde:

\emptyset = porosidad derivada del sísmico

Δt_{ma} = tiempo de tránsito de intervalo de la matriz ($\frac{\mu sec}{pies}$), (Tabla 1)

Δt_{log} = tiempo de tránsito de intervalo de formación ($\frac{\mu sec}{pies}$),

Δt_{fl} = tiempo de tránsito de intervalo del fluido en el pozo [barro dulce = 189 ($\frac{\mu sec}{pies}$), barro salino = 185 ($\frac{\mu sec}{pies}$)].

Tabla 4.1.1 Tiempo de tránsito del intervalo para matrices diferente. Estas constantes se usan en la Fórmula de Porosidad Sónica (según Schlumberger, 1972).

LITOLOGÍA	$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu sec}{pies} \right)$
Areniscas	55.5 a 51.0
Calizas	47.6
Dolomitas	43.5
Anhidridita	50.0
Sal	67.0

El tiempo de tránsito de intervalo (Δt) de una formación aumenta debido a la presencia de hidrocarburos (es decir el efecto del hidrocarburo). Si el efecto de hidrocarburo no se corrige, la porosidad derivada del sónico será demasiado alta. Hilchie (1978) sugiere las siguientes correcciones empíricas para efecto del hidrocarburo:

$$\phi = \phi_s \cdot 0,9 \text{ petróleo}$$

$$\phi = \phi_s \cdot 0,7 \text{ gas}$$

Donde

ϕ_s = Porosidad obtenida del registro sónico

4.1.2 Cálculo de presión de sobrecarga o esfuerzo vertical

La presión de sobrecarga se puede expresar matemáticamente como la presión ejercida por todo el material que recubre la profundidad de interés.

Para predecir la presión de sobrecarga en el presente trabajo se usó la siguiente formula:

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_{ma} + \phi\rho_{fl}$$

$$S = 0,433\rho_b h$$

Donde:

S= presión de sobrecarga $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

ρ_b = densidad volumétrica $\left[\frac{gr}{cc} \right]$

H =profundidad vertical verdadera [pies].

La tabla 4.1.2 muestra valores de densidad encontrados comúnmente en el campo.

Tabla 4.1.2 Valores de densidad para algunas rocas y fluidos, encontrados comúnmente en yacimientos de hidrocarburos. (Tomado de Asquith y Gibson, 1982).

Medio	Tipo	Densidad (gr/cc)
Roca	Dolomita	2,876
	Arenisca	2,648
	Caliza	2,710
	Anhidrita	2,977
	Sal	2, 032
	Arcilla	2,7-2,8
Fluido	Gas	0,15
	Petróleo	0,70
	Agua fresca	1,00
	Agua salada	1,03-1,06

4.1.3 Cálculo de presión de poro

En la industria petrolera existen muchos métodos para calcular la presión de poro de las formaciones. Los métodos más eficientes el Método de Eaton, el método de Hottman y Johnson, el método de Foster y Whalen o de profundidad equivalente y el método del exponente dc.

Para predecir la presión de poro en el presente trabajo se usó el método de Eaton.

$$P_p = S - (S - P_{PN}) \left(\frac{TN}{TO} \right)^{3.0}$$

Donde:

P_p = Presión de poro $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

P_{PN} = Presión de poro normal $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

S = Presión de sobrecarga $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

TN = Tiempo de tránsito observado $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

TO = Tiempo de tránsito normal $\left[\frac{lb}{plg^2} \right]$.

4.1.4 Cálculo de presión de fractura

Para el cálculo de la presión de sobrecarga o presión de fractura en el presente trabajo se usará el Método de Eaton, la ecuación se presenta a continuación.

$$P_f = \frac{\nu}{1 - \nu} (S - P_p) + P_p$$

$$\nu = 0,0645 \ln(H) - 0,0673$$

Donde:

P_f = Presión de fractura $[\frac{lb}{plg^2}]$.

ν = Relación de Poisson

P_p = Presión de poro $[\frac{lb}{plg^2}]$.

H = Profundidad [m]

4.1.5 Cálculo de esfuerzos in-situ

- **Esfuerzo horizontal mínimo**

Para el presente trabajo se utilizará la ecuación de Hubbert y Willis (1957).

$$Sh_{min} = 0,3(S_v - P_p) + P_p$$

Donde:

S_v = esfuerzo vertical o de sobrecarga $[\frac{lb}{plg^2}]$.

P_p = presión de poro $[\frac{lb}{plg^2}]$.

- **Esfuerzo horizontal máximo**

La magnitud del esfuerzo horizontal máximo no se puede medir directamente, por lo tanto, hay que inferir su magnitud a partir de modelos matemáticos Breckels y Van Eekelen (1982), proponen la siguiente ecuación.

$$Sh_{max} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu}\right) S_v + \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu}\right) P_p + \left(\frac{E}{1 - \nu^2}\right) \varepsilon_H + \left(\frac{E}{1 - \nu^2}\right) \nu \varepsilon_h$$

Donde:

E = Módulo de elasticidad de Young [$\frac{lb}{plg^2}$], MPa].

εH = Deformación unitaria máxima

εh = Deformación unitaria mínima

Los valores para las deformaciones unitarias son 0.0001 para εH y 0.00001 para εh .

4.1.6 Propiedades elásticas de la roca

- **Módulo de Young**

La siguiente ecuación me representa el módulo de Young, mediante velocidades de onda compresional y de cizalla (Gutiérrez, 2016).

$$E = \rho * v_s^2 * \left(\frac{3v_p^2 - 4v_s^2}{v_p^2 - v_s^2} \right)$$

Donde:

v_p = Velocidad de la onda compresional [$\frac{m}{s}$].

v_s = Velocidad de la onda de cizalla [$\frac{m}{s}$].

Cuando no se cuenta con un registro sísmico dipolar, Lacy en 1997, analizó cerca de 400 muestras de núcleos del Golfo de México y determinó la siguiente correlación entre módulo elástico dinámico y velocidad compresional ultrasónica (Zoback, 2007).

$$E = 0,265v_p^{2,04}$$

- **Relación de Poisson**

Es la relación entre la deformación transversal y la deformación axial de la roca bajo un esfuerzo axial.

La siguiente ecuación representa la relación de Poisson dinámica:

$$v = \frac{v_p^2 - 2v_s^2}{2(v_p^2 - v_s^2)}$$

Donde:

v_p = Velocidad de la onda compresional [$\frac{m}{s}$].

v_s = Velocidad de la onda de cizalla [$\frac{m}{s}$].

Para el presente trabajo se usó la relación de Poisson a partir del nomograma de Eaton (Escobar, Erazo, Armijo, & Oña, 2019):

$$v = 0,0645 \ln(H) - 0,0673$$

Donde:

H = Profundidad [m].

- **Módulo Volumétrico**

Para el presente trabajo se usó la siguiente ecuación (Gutiérrez, 2016).

$$K = \rho * \left(V_p^2 - \frac{3}{4} V_s^2 \right)$$

Donde:

ρ = densidad promedio de la formación [$\frac{Kg}{m^3}$].

V_p = Velocidad de onda compresional o primaria [$\frac{m}{s}$].

V_s = Velocidad de onda de corte o secundaria [$\frac{m}{s}$].

- **Módulo de corte.**

Para el presente trabajo se usó la siguiente ecuación que me representa el Módulo de Corte (Gutiérrez, 2016).

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)}$$

Donde

ν = Relación de Poisson

E= Módulo de Young dinámico.

4.2 MODELO DE PREDICCIÓN DE FRACTURA HIDRÁULICA

Modelo Perkins-Kern-Nordgren (PKN)

Perkins y Kern en el año 1961, desarrollaron ecuaciones para predecir la longitud y ancho de la fractura con una altura fija (ver figura 4.2). Para el presente trabajo se analiza el modelo PKN de dos dimensiones (2D) desarrollado, sin considerar pérdida de fluido fracturante.

Para esta solución son requeridos menos datos de la formación en comparación al modelo PKN que considera pérdida de fluido, limitándose solamente a seis parámetros necesarios. Los módulos elásticos serán los que van a caracterizar la rigidez o interacción con la formación mientras que la viscosidad la interacción con el fluido de la formación en relación con el gasto y tiempo de inyección.

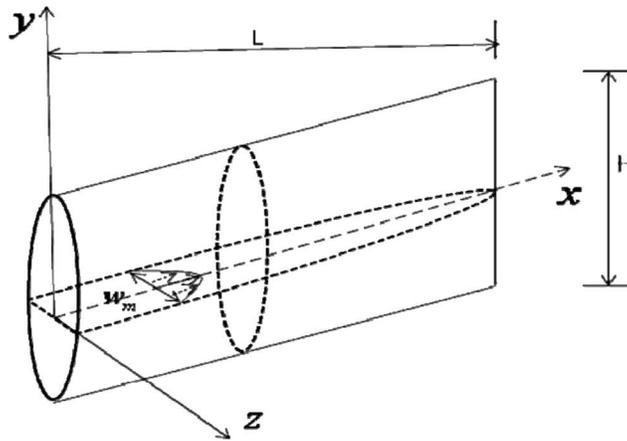


Figura 4.2 Esquema representativo del modelo PKN (Xiang, 2011).

A continuación, se presenta el modelo matemático de predicción de fractura PKN:

- **Ancho de la fractura**

Es la región geométrica en dirección horizontal creada por el fluido inyectado. El ancho de la fractura aumenta proporcionalmente al tiempo de inyección elevada a un quinto ($t^{1/5}$) (Barrera, 2017).

$$w = 2,5 \left(\frac{(1 - \nu) \mu_F q_i^2}{HG} \right)^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{1}{5}}$$

Donde

ν = Relación de Poisson

q_i = Caudal de inyección [$\frac{m^3}{s}$].

G = módulo de corte [Pa]

H = profundidad [m]

μ_f = viscosidad del fluido fracturante [Pa·seg]

t = tiempo de inyección [seg]

- **Longitud de la fractura**

Es la región geométrica en dirección transversal creada por el fluido inyectado. La longitud de la fractura aumenta proporcionalmente al tiempo de inyección elevada a cuatro quintos ($t^{4/5}$) (Barrera, 2017).

$$X_f = 0,68 \left(\frac{G q_i^3}{(1 - \nu) \mu_f H^4} \right)^{\frac{1}{5}} * t^{\frac{4}{5}}$$

Donde:

ν = Relación de Poisson

q_i = Caudal de inyección [$\frac{m^3}{s}$].

G = módulo de corte [Pa]

H = profundidad [m]

μ_f = viscosidad del fluido fracturante [Pa·seg]

t = tiempo de inyección [seg]

Para el cálculo de la viscosidad aparente del fluido fracturante μ_f se asumen los datos reológicos de propuestas de fractura en el golfo de México.

Los valores de q_i y t se pueden variar para tener diferentes predicciones de fractura.

- **Conductividad adimensional de la fractura**

Es la capacidad de flujo a través de la fractura, para el presente trabajo se calculó la conductividad adimensional mediante la ecuación planteada por CincoLey & Samaniego (1977).

$$C_{fD} = \frac{W_{ave} * k_f}{x_f * k}$$

Donde:

C_{fD} = Es la conductividad de fractura adimensional

W_{ave} = Es el ancho promedio de la fractura empaquetada en pies

k_f = Es la permeabilidad de la fractura en mD.

h_f =Es la altura de la fractura en pies
 x_f =Es la longitud media de la fractura en pies. Y
 k =Es la permeabilidad de la matriz en mD.

- **Cálculo del caudal incremental**

Es el caudal que se obtiene luego de la fractura, para una predicción más acertada del caudal se requiere de un software que simule dicho incremento. El caudal con fractura en fondo de pozo puede ser calculado mediante la siguiente ecuación (Archila, Romero, Calvete, & Ardila, 2014):

$$q = \frac{0,00708Kh\Delta p}{\beta\mu(\ln(\frac{re}{r'w}))}$$

Donde:

K = permeabilidad de la fractura (mD)
 h = espesor del intervalo fracturado (pies)
 Δp = caída de presión (Psi)
 βo =factor volumétrico del petróleo
 μ = viscosidad del petróleo (cp)
 re = radio de externo del yacimiento (pies)
 $r'w$ = radio efectivo de pozo (pies).

Donde es el radio efectivo del wellbore, el cual es determinado a partir de la gráfica de Prat's y la conductividad de fractura adimensional (Figura 4.3).

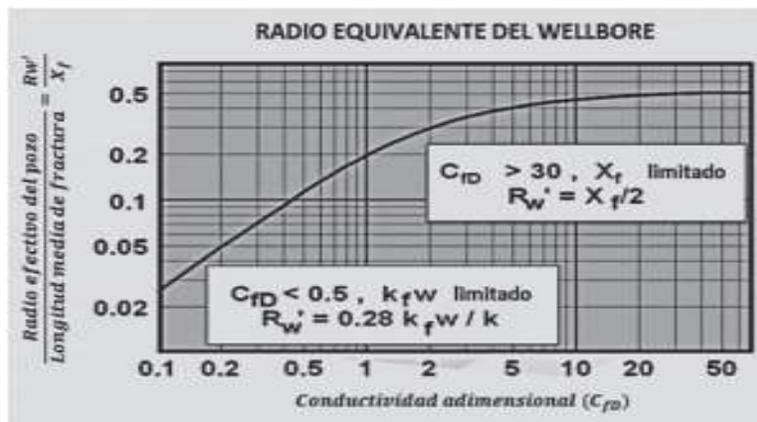


Figura 4.3 Radio efectivo, gráfica de Prat's (Archila, Romero, Calvete, & Ardila, 2014).

CAPITULO 5

ANALISIS DE RESULTADOS

5.1 ANÁLISIS DE GEOPRESIONES

La formación Chicontepec reporta una producción actual de 150 BPD de petróleo, dado que los datos petrofísicos de la misma muestran la baja calidad de la roca se aconseja un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico para aumentar el radio productivo. Los resultados analizados a continuación se centrarán solamente en dicho intervalo.

Los valores obtenidos para el cálculo de la porosidad a través del registro sísmico (ver tabla 5.1). La primera columna muestra el valor del tiempo de tránsito de onda para la matriz rocosa, la segunda columna muestra el valor de tiempo de tránsito de onda para el fluido, la tercera columna muestra el tiempo de tránsito observado y la cuarta columna muestra el valor de la porosidad obtenida de la ecuación de Wyllie (1956), corregida según la correlación de Hilchie (1978), (revisar capítulo 4). El valor de porosidad obtenido de 17% corresponde a una roca de alta porosidad según los datos reportados por Levorsen (1973), sin embargo, la porosidad calculada no es efectiva lo que apunta a una mala transmisión de fluido.

Tabla 5.1: Resultado obtenido de porosidad.

$\Delta t_{ma} \left(\frac{\mu sec}{pies} \right)$	$\Delta t_{fl} \left(\frac{\mu sec}{pies} \right)$	$\Delta t_{log} \left(\frac{\mu sec}{pies} \right)$	ϕ (ad)
47,6	185	75	0,17

El gradiente de presión de poro obtenido tiene un valor de $0,465 \frac{lb}{plg^2ft}$. El análisis del gradiente de presión hidrostática para el intervalo estudiado resultó ser de $0,430 \frac{lb}{plg^2ft}$, lo que genera un incremento de presión para el intervalo correspondiente a la formación Chicontepec de 3592,96Psi. Estos valores indican sobrepresión (ver figura 5.1) originada posiblemente por sobrecompactación derivada de una rápida sedimentación que conllevó a un entrapamiento del agua intersticial. También puede ser causada por los eventos tectónicos registrados en la cuenca (Orogenia Laramídica) o la expansión de los fluidos presentes. Estos posibles orígenes también concuerdan con el tipo de litología y características petrofísicas resultantes para la formación estudiada (ver tabla 5.2).

Tabla 5.2 Valores Geopresiones.

PROFUNDIDAD (PIES)	PRESIÓN DE SOBRECARGA (PSI)	PRESIÓN DE PORO (PSI)	PRESIÓN DE FRACTURA (PSI)	PRESIÓN HIDROSTÁTICA (PSI)
H	S	Pp	Pf	Ph
3937,01	4045,21	3266,33	4158,66	1705,36
4002,62	4112,62	3320,76	4231,86	1733,77
4068,24	4180,05	3375,20	4305,15	1762,20
4133,85	4247,46	3429,63	4378,51	1790,62
4199,48	4314,89	3484,08	4451,97	1819,05
4265,09	4382,31	3538,52	4525,49	1847,47
4330,71	4449,73	3592,96	4599,10	1875,89
4396,33	4517,15	3647,40	4672,78	1904,31
4461,94	4584,57	3701,83	4746,53	1932,73
4527,56	4651,99	3756,27	4820,37	1961,16
4593,17	4719,40	3810,71	4894,26	1989,58
4658,79	4786,83	3865,15	4968,25	2018,00
4724,41	4854,25	3919,59	5042,30	2046,43
4790,03	4921,67	3974,03	5116,43	2074,85
4855,64	4989,09	4028,46	5190,62	2103,27
4921,26	5056,51	4082,91	5264,89	2131,69
4986,87	5123,92	4137,34	5339,22	2160,11
5052,49	5191,35	4191,78	5413,63	2188,54
5118,11	5258,77	4246,22	5488,11	2216,96
5183,73	5326,19	4300,66	5562,66	2245,38
5248,34	5392,58	4354,27	5636,13	2273,37

Por otro lado, el estudio del gradiente de fractura arrojó un valor de $0,97 \frac{lb}{plg^2 ft^2}$, lo que indica una alta cohesión de la formación de interés (ver figura 5.1). Para poder determinar el intervalo a fracturar es deseable indicar una zona donde las presiones de fractura sean bajas (Quintero, Triana, Jaimes, & Torres, 2010). En el caso de los datos obtenidos para la formación Chicontepec atendiendo a los valores indicados por la bibliografía, se determinó elegir la sección entre los 4330.71-4560,36 pies.

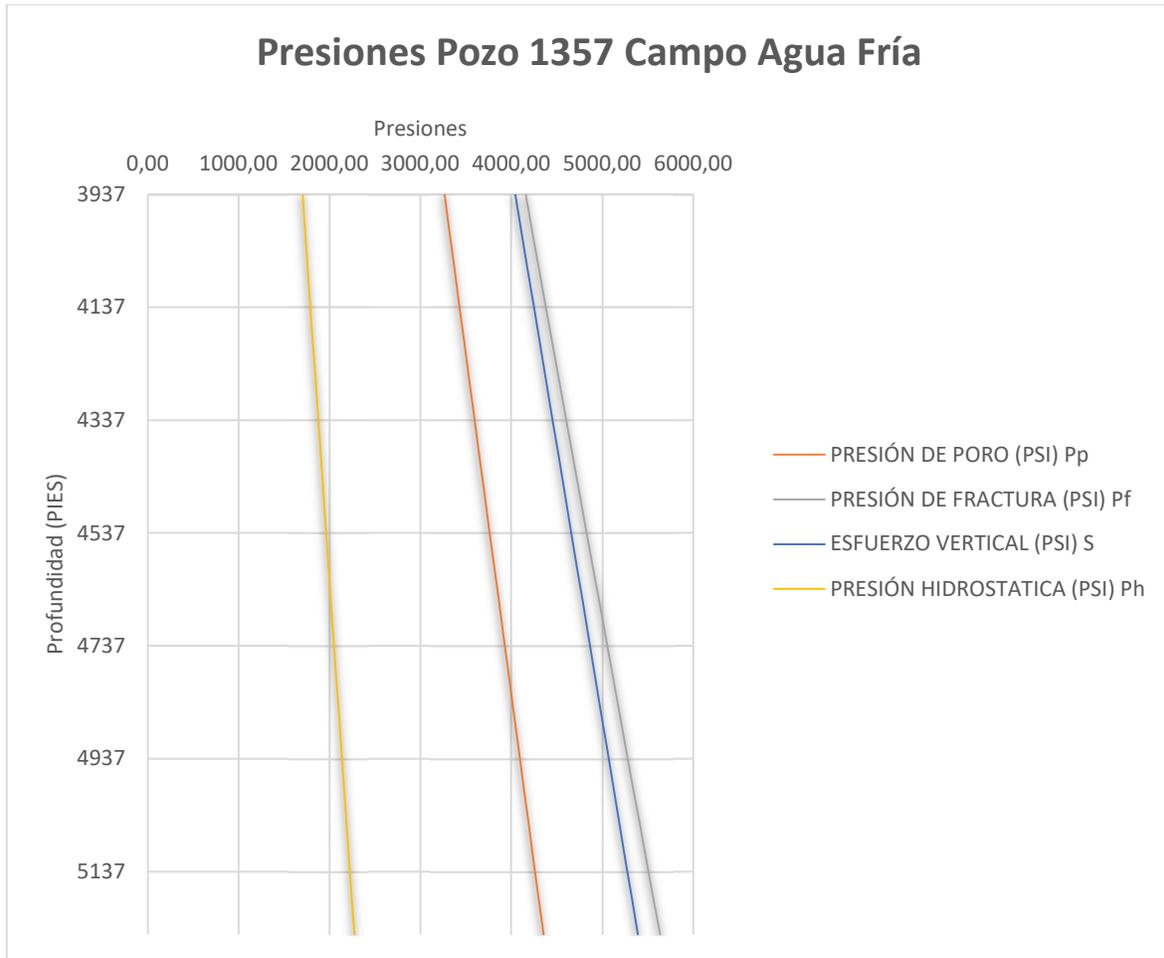


Figura 5.1 Representación de las geopresiones para el pozo 1357.

5.2 ANÁLISIS DE ESFUERZOS IN-SITU

El análisis de los módulos de los esfuerzos in-situ que afectan a la formación de estudio fue calculado a partir de los módulos elásticos dinámicos de la roca según se refiere en el capítulo metodología. El gradiente de esfuerzo de sobrecarga para la formación Chicontepec (3937-5248 pie) arrojó un valor de 1,0275 Psi/pie. Los datos obtenidos para cada 65 pies se muestran en la tabla 5.3 y se representan en la figura 5.2.

Tabla 5.3: Valores de esfuerzos in situ.

PROFUNDIDAD (PIES)	ESFUERZO VERTICAL (PSI)	ESFUERZO HORIZONTAL MAX	ESFUERZO HORIZONTAL MIN
H	S	SHmax	SHmin
3937,01	4045,21	4606,51	3499,99
4002,62	4112,62	4595,24	3558,32
4068,24	4180,05	4873,88	3616,66
4133,85	4247,46	4895,22	3674,98
4199,48	4314,89	5659,19	3733,33
4265,09	4382,31	5391,22	3791,65
4330,71	4449,73	5346,76	3849,99
4396,33	4517,15	4950,24	3908,33
4461,94	4584,57	5050,25	3966,65
4527,56	4651,99	5571,52	4024,99
4593,17	4719,40	5918,23	4083,32
4658,79	4786,83	5624,57	4141,65
4724,41	4854,25	5498,76	4199,99
4790,03	4921,67	5628,92	4258,32
4855,64	4989,09	6220,66	4316,65
4921,26	5056,51	6143,82	4374,99
4986,87	5123,92	5920,28	4433,31
5052,49	5191,35	6173,63	4491,65
5118,11	5258,77	6004,26	4549,99
5183,73	5326,19	6023,69	4608,32
5248,34	5392,58	6010,07	4665,76

Los resultados obtenidos para los esfuerzos horizontales muestran una magnitud promedio para el esfuerzo horizontal máximo de 5805,35 Psi y de 4287,44 PSI para el esfuerzo horizontal mínimo. Como se puede observar el valor de SHmax es mayor al reportado para Sv (4955,33) y SHmin, apuntando a que la región perforada se encuentra en un régimen tectónico transformante (Anderson 1905). Derivado de este análisis cabe esperar que la presión de fractura sea superior al esfuerzo sobrecarga, tal y como los valores calculados arrojan (ver figura 5.2).

Observando el comportamiento de los esfuerzos obtenidos (ver figura 5.2), se tienen valores altos de presión de cierre del esfuerzo vertical, esto me indica el rango de trabajo para realizar las operaciones de fractura, que conjunto con el comportamiento observado de los módulos elásticos permite inferir una alta probabilidad de que la fractura realizada en estos intervalos sea llevada a cabo.

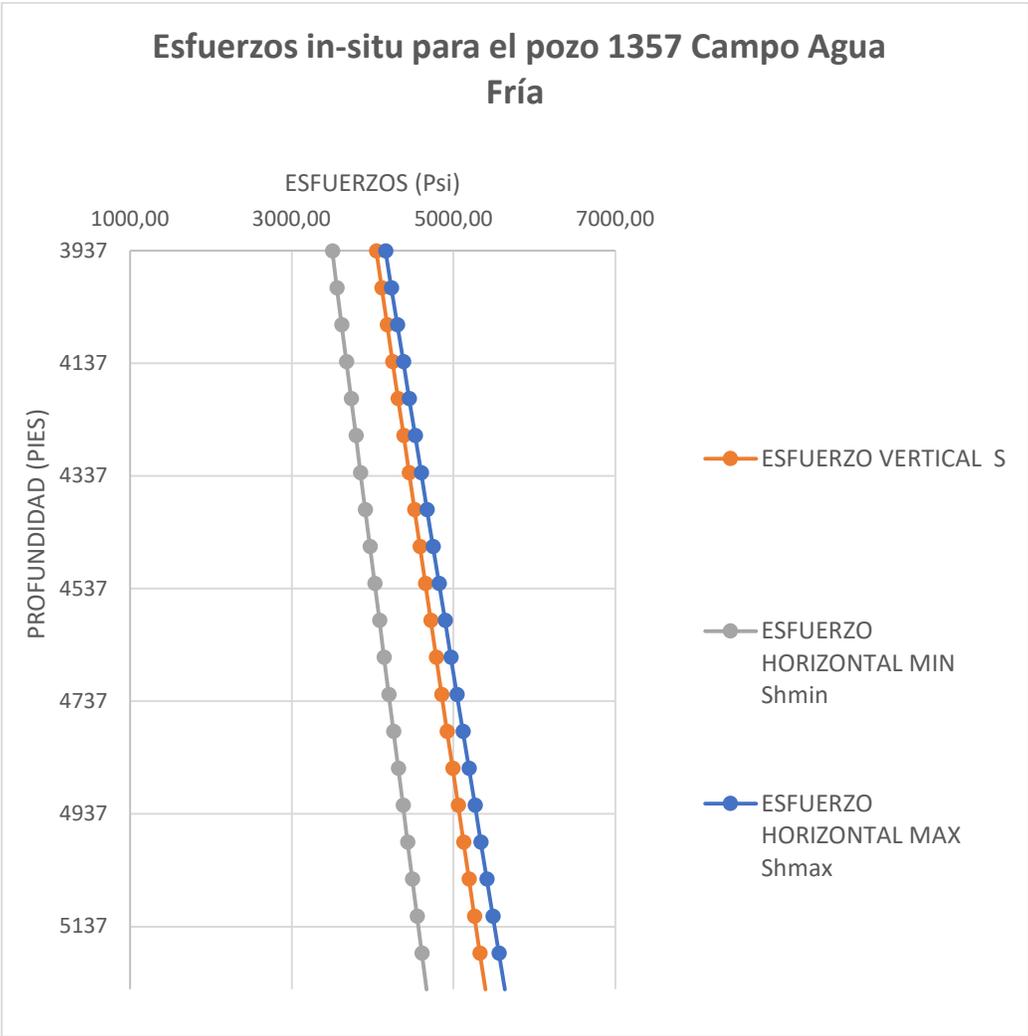


Figura 5.2 Representación de los esfuerzos in-situ para el pozo 1357.

5.3 ANÁLISIS DEL MODELO DE FRACTURA

Con los datos de las propiedades mecánicas y los esfuerzos generados en el pozo 1357 del campo Agua Fría, podemos determinar el intervalo de fractura, al igual que estimar la posible geometría de la fractura.

Para lograr una buena geometría de fractura el comportamiento del módulo de Poisson debe reflejar valores bajos y valores altos del módulo de Young en las lutitas de interés y un comportamiento opuesto en las arcillas de sello (Quintero, Triana, Jaimes, & Torres, 2010). De acuerdo al comportamiento de los módulos elásticos obtenidos, se espera tener un crecimiento vertical controlado de la fractura.

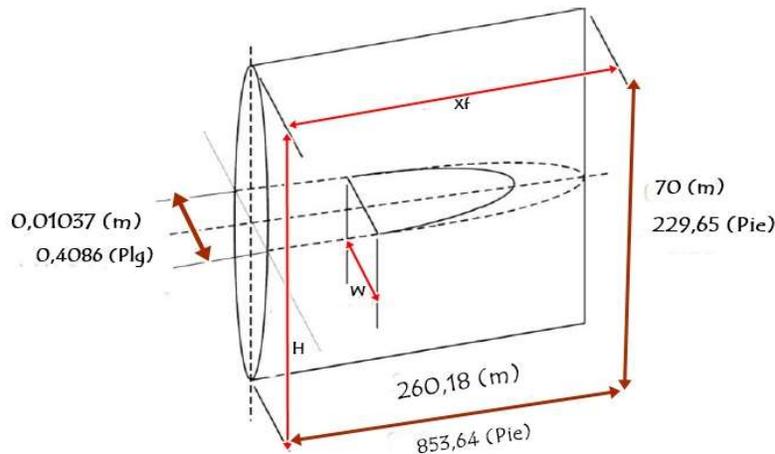


Figura 5.3 Geometría de fractura para pozo Agua Fría 1357, modificada de (Barrera, 2017).

Los resultados obtenidos de la aplicación del modelo PKN, para el diseño de la geometría de fractura en el intervalo rocoso elegido arrojó valores de 229,65 pies de altura, 0,4086 pulgadas de anchura y 853,64 pies de profundidad horizontal (ver figura 5.3).

Tabla 5.4: Valores de fractura necesarios para el cálculo de permeabilidad post-fractura.

CONDUCTIVIDAD DE LA FRACTURA ADIMENSIONAL	LONGITUD DE LA FRACTURA	ANCHO DE LA FRACTURA	PERMEABILIDAD DE LA MATRIZ
2,07 adi	853,64 pies	0,4086 pulg- 0,03403pies	3,11mD

Para el cálculo de la permeabilidad post-fractura se usó la ecuación de Cinco Ley & Samaniego (1977), revisar capítulo de metodología. La tabla 5.4 muestra los valores necesarios para el cálculo de dicha permeabilidad obteniendo un valor de 6,22 mD. Dado que la permeabilidad inicial arrojaba valores de 3,11 mD, este tratamiento muestra una mejora en la permeabilidad total en el radio de drenaje del pozo.

El caudal incremental arrojó un valor de 677,53 BPD se puede observar que se tuvo un aumento de aproximadamente de 527,53 barriles con respecto al caudal inicial de 150 BPD luego del fracturamiento hidráulico. El cálculo del caudal post-fractura se realizó con los datos presentados en la tabla 5,5

Tabla 5.5: Datos del yacimiento (Beltran, 2013).

PROPIEDADES DEL YACIMIENTO		DATO
PERMEABILIDAD	K	6,22 mD
VISCOSIDAD	μ	8,7 cp
FACTOR VOLUMETRICO	β_o	0,96 BN/BY
RADIO DE POZO	r'w	221,9 pies
RADIO EXTERNO	re	660 pies
PRESIÓN DEL YACIMIENTO	Pr	2673 Psi
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	Pwf	670 Psi
ESPESOR	h	70 pies

CONCLUSIONES

- Las propiedades petrofísicas como permeabilidad (3,11mD) y porosidad promedio (8,5%) presentadas en el pozo 1357, evidencian que hay flujo restringido de hidrocarburos, por lo que la propuesta de realizar fracturamiento hidráulico mejoraría el flujo de hidrocarburos.
- La formación de estudio (Chicontepec), presenta gradientes de poro e hidrostático de $0,465 \frac{lb}{plg^2ft}$ y $0,430 \frac{lb}{plg^2ft}$, respectivamente. Esto implica sobrepresión en la formación, posiblemente originada por sobrecompactación o por los eventos tectónicos en la cuenca. Esto concuerda con el tipo de litología y características petrofísicas resultantes para la formación estudiada.
- Es necesario establecer las magnitudes de los esfuerzos IN-SITU, para la selección del intervalo a fracturar. Para la formación de estudio se estableció que el intervalo que presenta las mejores condiciones para realizar fracturamiento se ubica a 4330.71-4560,36 pies.
- El análisis de los esfuerzos IN-SITU dió como resultado el régimen tectónico transformante para la región de estudio, dado que $SH_{max} > S_v > SH_{min}$ según los valores analizados.
- Para la predicción de la geometría de fractura se usó el modelo PKN, el cual arrojó valores de 229,65 pies de altura, 0,4086 pulgadas de anchura y 853,64 pies de profundidad horizontal para el diseño de fractura, lo que implica un aumento de la permeabilidad total en el radio de drenaje del pozo de 13449,5 mD. La permeabilidad depende del tipo de apuntalante usado por lo que puede variar sin, embargo dado el considerado la permeabilidad con empaquetado calculada es de 6,22 mD.
- Luego del diseño de la geometría de fracturamiento hidráulico se obtuvo un aumento de producción de aproximadamente 527,53 BDP con respecto a la producción inicial 150 BPD, lo que significa que la propuesta de fracturamiento mejora notablemente la producción del pozo 1357.

RECOMENDACIONES

- Para el diseño de una fractura hidráulica se debe tener información de registros geofísicos, principalmente rayos gama, resistivo, sísmico, sísmico dipolar y densidad.
- Se debe establecer las propiedades elásticas dinámicas de la roca (módulo de Young, relación de Poisson y esfuerzo a la tensión), estas son necesarias para establecer el modelo geomecánico y la predicción de la geometría de fractura. Si no se cuenta con información de laboratorio, estas propiedades pueden ser calculadas a través del registro sísmico.
- El diseño del modelo geomecánico es esencial para comprender el estado de esfuerzos presentes en las rocas. La magnitud de los esfuerzos ayuda a establecer el intervalo o la zona que presenta mejores características para el fracturamiento hidráulico.
- Contar con información de caracterización de la formación es necesario para tener éxito en el diseño del modelo de fracturamiento hidráulico, el uso de información de pozos vecinos puede ser de utilidad para hacer correlaciones de datos cuando no se cuenta con los necesarios para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico.

BIBLIOGRAFÍA

- Aguirre, L. D. (2008). Origen, evolución e importancia económica de la Cuenca de Chicontepec. (*Tesis de licenciatura*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Archila, J. L., Romero, N. A., Calvete, F. E., & Ardila, S. A. (Junio de 2014). Estudio técnico-financiero para la viabilidad de un tratamiento de fracturamiento hidráulico en campo Escuela Colorado. *El Reventón Energético*, 15.
- Asquith, G., & Gibson, C. (1982). *Basic Well Log Analysis For Geologists*. Oklahoma: American Association of Petroleum Geologists.
- Barrera, I. M. (2017). Predicción de geometrías de fractura hidráulica en pozos del campo Agua Fría, mediante el modelo Perkins-Kern-Nordgren. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Beltran, O. J. (2013). Evaluación petrolera y métodos de explotación del campo Agua Fría en la cuenca de Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Carrillo, Z. C. (2014). *Introducción a la mecánica de rocas y sus aplicaciones en la industria del petróleo*. Santander: U. Industrial de Santander.
- Castillo, M. A. (2005). Caracterización geoquímica de los aceites de la cuenca Chicontepec. (*Tesis de licenciatura*). Instituto Politécnico Nacional, México.
- Cerrano, J. O. (2010). Análisis estratigráfico de la secuencia sedimentaria del Grupo Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Escobar, K., Erazo, R., Armijo, D., & Oña, J. (2019). Generación de curvas de presión de formación y fractura para optimizar la perforación. *GEO Latitud*, 31.
- Espinoza, N. (3 de Abril de 2019). *Introducción a la geomecánica energética*. Obtenido de <https://dnicolasespinoza.github.io/IPG.html>
- Falcón, J. F. (2014). Evaluación petrolera de los Campos Agua Fría, Coapechaca y Tajín, en el Paleocanal de Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma Nacional de México, México.
- Giraldo, J. (2014). Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. *Asociación Colombiana del Petróleo*, 12.
- Gómez, C. A. (2015). Desarrollo de yacimientos petroleros en cuencas foreland con ejemplos de México y el mundo. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Gutiérrez, L. E. (2016). Predicción de las dimensiones de una fractura hidráulica en pozo de Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Instituto Politécnico Nacional, México.
- Lorenzo, E. G., & Morato, A. M. (2018). *Geología del Petróleo*. La Libertad: UPSE.

- Millán, R. A. (2015). Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de Shale gas. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F.
- Montoya, J. S., & Fonnegra, J. F. (11 de Junio de 2014). *Instituto Técnico de Petróleo*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/josedavidpenagosmontealegre/rayos-gamma-2>
- Néquiz, M. F., & Robles, P. A. (2014). Sistema de terminación multietapas en un pozo del área de Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Ortiz, M., Corzo, R., Calvete, F., Calderón, Z., & Saavedra, N. (2010). Refracturamiento hidráulico: Una exitosa técnica de estimulación de pozos. *El Reventón Energético*, 9.
- Pemex. (2010). *Proyecto Aceite Terciario del Golfo*. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Peng, S., & Zhang, J. (2007). *Engineering Geology for Underground Rocks*. Berlin: Springer.
- Pérez, L. N., & Luna, M. Á. (2001). Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico – Misantla. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Quintero, Y. A., Triana, R. L., Jaimes, M. G., & Torres, M. L. (10 de Julio de 2010). Optimización de diseños de fractura hidráulica aplicado a estudios geomecánicos. *El Reventón Energético*, 7.
- Romero, J. M. (2013). Caracterización geológica-petrolera del campo Tajín en la cuenca Chicontepec. (*Tesis de pregrado*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Schlumberger. (s.f.). Curso de registros electricos . En I. I. N..
- Schlumberger. (s.f.). *Oilfield Glossary*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/leakoff_test.aspx
- Schlumberger. (s.f.). *Perfilaje de pozos*. Obtenido de <http://oilproduction.net/files/Perfilaje%20de%20pozos.pdf>
- Smith, M. B., & Montgomery, C. (2015). *Hydraulic Fracturing*. New York: Hardback.
- Tenorio, E. J. (2014). Modelado geológico 2D NW-SE del sistema petrolero de la región norte del Golfo de México. (*Tesis de pregrado*). Instituto Politécnico Nacional, México.
- Vázquez, Á. M. (2008). Evaluación Petrolera y Métodos de Exploración en la Cuenca de Chicontepec. (*Tesis de licenciatura*). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Yoshida, C., Ikeda, S., & Eaton, B. (1996). An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection, and Evaluation of Abnormal Formation. *SPE*, 21.
- Zoback, M. D. (2007). *Geomecánica de yacimientos*. New York: Cambridge University Press.

ANEXOS

Propiedades elásticas de la roca del pozo 1357

RELACIÓN DE POISSON	MÓDULO DE YOUNG	MÓDULO DE CORTE
ν	E (kPsi)	G (kPsi)
0,5339	3039,4	1821,9
0,5350	2461,9	1530,9
0,5361	3846,7	3051,2
0,5371	3489,1	2204,5
0,5381	8138,6	6123,7
0,5391	5827,1	2721,6
0,5401	5024,3	3919,1
0,5411	1861,5	1530,9
0,5420	2034,6	1666,9
0,5430	5024,3	3444,5
0,5439	6838,6	3919,1
0,5448	4376,7	3051,2
0,5457	3039,4	2204,5
0,5466	3407,5	2721,6
0,5475	6838,6	5217,8
0,5483	5827,1	3444,5
0,5492	3846,7	1530,9
0,5500	6173,6	4491,6
0,5509	6004,2	4549,9
0,5517	6023,6	4608,2

0,5525	6010,0	4665,7
---------------	--------	--------

Los valores de relación de Poisson, módulo de Young y módulo de Corte, necesarios para el cálculo de los esfuerzos horizontales máximos y mínimos. Para el cálculo de los valores de los módulos tanto de Young como de corte se analizó el registro sísmico del pozo 1357, donde se obtuvieron las velocidades de onda compresional y de cizalla.

Velocidades de onda y de cizalla del pozo 1357

PROFUNDIDAD (FT)	VELOCIDAD DE ONDA DE CIZALLA	VELOCIDAD DE ONDA COMPRESIONAL
H	Vs (m/s)	Vp (m/s)
3937,01	2770,91	3386,67
4002,62	2540,00	3048
4068,24	3585,88	3810
4133,85	3048,00	3628,57
4199,48	5080,00	5541,82
4265,09	3386,67	4689,23
4330,71	4064,00	4354,29
4396,33	2540,00	2650,43
4461,94	2650,43	2770,91
4527,56	3810,00	4354,29
4593,17	4064,00	5080
4658,79	3585,88	4064
4724,41	3048,00	3386,67
4790,03	3386,67	3585,88
4855,64	4689,23	5080
4921,26	3810,00	4689,23
4986,87	2540,00	3810

5052,49	4064,00	4354,29
5118,11	3048,00	3585,88
5183,73	2650,43	3386,67
5248,34	2770,91	3048

Es necesario el cálculo de los valores de velocidad de onda de cizalla y compresional presentados en la tabla 6 para la obtención de los módulos elásticos de la roca necesarios para la selección del intervalo de fractura y determinación de los esfuerzos in-situ.

Datos usados para el cálculo de la geometría de la fractura en el pozo 1357

DATOS USADOS PARA EL CALCULO DE FRACTURA		
PROPIEDADES DEL FLUIDO FRACTURANTE	DATO	UNIDADES
μ	0.193	Cp
PROPIEDADES ELASTICAS DE LA ROCA		
ν	0,5411	
G	$1530,9 \times 10^3$	$\frac{lb}{pulg^2}$
E	$1861,5 \times 10^3$	$\frac{lb}{pulg^2}$
DATOS DE INYECCIÓN Y ALTURA DEL INTERVALO		
t	20	min
H	70	m
q_i	196.525	$\frac{pies^3}{min}$