

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO E IDENTIFICAR EL
APORTE A LA GENERACIÓN DE SOBREPRESIÓN POR ESFUERZOS
QUÍMICOS**

CRISTIAN CAMILO FORERO NORIEGA

FABIAN CAMILO DIAZ NITOLA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS
BUCARAMNAGA**

2014

**METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO E IDENTIFICAR EL
APORTE A LA GENERACIÓN DE SOBREPRESIÓN POR ESFUERZOS
QUÍMICOS**

CRISTIAN CAMILO FORERO NORIEGA

FABIAN CAMILO DIAZ NITOLA

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

ZULY H. CALDERÓN CARRILLO

Ingeniera de Petróleos. PhD.

Codirector

DIEGO ARMANDO VARGAS SILVA

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS

ESCUELA DE INGENIERIA DE PETRÓLEOS

BUCARAMAGA

2014

DEDICATORIA

*A mis padres por el apoyo incondicional y su lucha hasta el cansancio para
darme lo mejor de la vida*

A mis hermanos para que cumplan y logren todos sus sueños

A mi padrino por su ayuda incondicional

A mi novia por el amor que tenemos

A mis amigos por los consejos y aventuras

A mi compañero por que el hizo posible este trabajo

A Dios por permitirme vivir

Fabian Camilo Diaz Nitola

DEDICATORIA

A mi madre por su amor incondicional desde el inicio, a mi padre por su rectitud y enseñanzas.

A mis hermanos ejemplos de vida e impulsores.

A mi tía Aura por su apoyo incondicional y bendición.

A mis Sobrinos quienes brindan alegría y motivación.

A mi compañero, quien marco la disciplina en el desarrollo del proyecto.

A todos mis amigos.

Cristian Camilo Forero Noriega

AGRADECIMIENTOS

Primero agradecemos a Dios por tenernos acá con vida, y permitir lograr nuestras metas con su ayuda.

A nuestros padres quienes siempre estuvieron apoyándonos sin ellos esto no sería posible y a toda nuestras familias por su ayuda incondicional.

A la universidad industrial de Santander por permitirnos estudiar, y darnos todos los conocimientos.

Al ingeniero Diego Vargas, por su insistencia y colaboración en este proyecto, a la Dra. Zuly Caldearon por brindarnos la posibilidad de trabajar con ella.

A Juliana Agón, por brindarnos espacios, y colaboración en el desarrollo del proyecto.

Fabian y Cristian

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. CONCEPTOS GENERALES	20
1.1. PRESION DE PORO	20
1.1.1. Presión normal.....	21
1.1.2. Presiones anormales	21
1.1.2.1 Presiones subnormales	22
1.1.2.2 Sobrepresion	22
1.1.3. Incidentes de presión de poro anormal.....	23
1.2. CAUSAS DE PRESIONES ANORMALES.....	23
1.2.1. Esfuerzos Mecánicos.....	25
1.2.2. Esfuerzos termales	27
1.2.3. Transferencia Dinámica.....	29
1.2.4. Esfuerzo químicos	29
1.2.4.1.Compactación química.	29
1.2.4.2.Deshidratación de minerales	31
1.3. REGISTROS.....	33
1.3.1. Potencial espontáneo (SP)	34
1.3.2. Gamma Ray (GR).....	35
1.3.3. Sónico (DT).....	36

1.3.4.	Densidad (ρ)	37
1.3.5.	Neutrón.....	37
1.3.6.	Resistividad	38
1.3.7.	Registros modelados	38
2.	MODELOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO	40
2.1.	MÉTODOS CONVENCIONALES PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO	40
2.1.1.	Método de Eaton (1975).....	40
2.1.2.	Método de Bowers (1995)	41
2.1.3.	Método de Miller	42
2.1.4.	Método Tau.....	43
2.1.5.	Predicción de la presión de poro a partir de la porosidad.....	43
2.2.	MODELOS DE REDUCCIÓN DE POROSIDAD POR CAUSAS QUÍMICAS.....	45
2.2.1.	Modelo de compactación química, Modelo cementación de cuarzo (Olav Walderhaug, 1996)	45
2.2.2.	Modelo De Deshidratación. Modelo de Audet (1995)	48
3.	METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO POR ESFUERZOS QUÍMICOS.....	51
3.1.	OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN.....	51
3.1.1.	Registros utilizados.....	51

3.1.2.	Cálculo del registro sónico a partir del registro densidad	51
3.1.3.	Tasa de sedimentación.....	51
3.1.4.	Gradiente de temperatura.....	52
3.1.5.	Clasificación de las zonas.....	52
3.1.6.	Cálculo de la porosidad mediante registros.....	52
3.1.7.	Análisis de las zonas con sobrepresión.....	53
3.2.	PERFIL DE PRESIÓN DE PORO, MÉTODOS CONVENCIONALES.	53
3.2.1.	Método de Eaton 1975	54
3.2.2.	Predicción de presión de poro desde la porosidad.....	54
3.3.	IDENTIFICACIÓN DEL APORTE QUÍMICO EN EL PERFIL DE PRESIÓN DEPORO	54
3.3.1.	Cementación de cuarzo.....	54
3.3.2.	Deshidratación.....	55
3.4.	DIAGRAMA DE METODOLOGÍA	56
4.	DESARROLLO DE METODOLOGÍA.....	57
4.1.	OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN	57
4.1.1.	Obtención de los registros.	57
4.1.2.	Cálculo del registro sónico a partir del registro densidad	57
4.1.3.	Tasa de sedimentación.....	58
4.1.4.	Gradiente de temperatura.....	58
4.1.5.	Clasificación de las zonas.....	58
4.1.6.	Cálculo de la porosidad a través de los registros	59
4.1.7.	Análisis de las zonas con sobrepresión.....	60

4.2.	PERFILES DE PRESIÓN DE PORO CONVENCIONAL	61
4.3.	PERFILES DE PRESIÓN DE PORO CON ESFUERZO QUÍMICOS	62
4.3.1.	Compactación química	62
4.3.2.	Deshidratación de arcillas.....	66
4.4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS	71
5.	CONCLUSIONES.....	78
6.	RECOMENDACIONES.....	80
	BIBLIOGRAFÍA.....	81

Lista de figuras

	Pág.
Fig. 1 Mecanismos de generación de sobrepresión (Osborne y Swarbrick, 1997)	24
Fig. 2 Mecanismos de generación de sobrepresión (Grauls 1999)	25
Fig. 3 Desequilibrio de compactación.....	26
Fig. 4 Presión acuatermal, magnitud de sobrepresión producida.....	28
Fig. 5 SEM (Microscopia electrónica de Barrido) Cementación de cuarzo en Areniscas	30
Fig. 6 Proceso de deshidratación	32
Fig. 7 Registro SP. Línea de lutitas, línea de areniscas	34
Fig. 8 Diagrama de Metodología Propuesta Mecanismos de generación de sobrepresión química.....	56
Fig. 9 Registro sintético sísmico Wyllie y Garsed.....	58
Fig. 10 Selección zonas de arcillas	59
Fig. 11 Perfil de la porosidad a partir del registro sísmico; tendencia de la porosidad normal.....	60
Fig. 12 Análisis de zonas de sobrepresión	60
Fig. 13 Perfil de Presión de poro Método Convencional de Eaton y a partir de la Porosidad.....	61
Fig. 14 Historia de Temperatura para el modelo de cementación de espacio poroso	63
Fig. 15 Volumen de cuarzo generado en el tiempo	64
Fig. 16 Comparación, Porosidad Inicial, Porosidad con Cementación	64
Fig. 17 Perfil de porosidad Cementada	65
Fig. 18 Perfiles de Presión de Poro para Sub-compactación y Cementación del Espacio Poroso.....	66
Fig. 19 Fracción de Arcilla hidratada en función de la temperatura.....	67

Fig. 20 Velocidad de cambio de porosidad para la fracción de hidrato	67
Fig. 21 Cambio de la porosidad.....	68
Fig. 22 Comparación Porosidad Inicial, Porosidad Deshidratación	69
Fig. 23 Perfil de Presión de poro con sub-compactación y Deshidratación de las arcillas.....	71
Fig. 24 Perfil de Presión de Poro inicial, Perfil de presión de poro Incluyendo esfuerzos químicos	72
Fig. 25 Perfil de Presión de Poro inicial, Perfil de presión de poro Incluyendo esfuerzos químicos	73
Fig. 26 Distribución de la presión a la profundidad de 5324 ft.....	75
Fig. 27 Distribución de la presión a la profundidad de 6900 ft.....	75
Fig. 28 Análisis de la variación de presión por esfuerzos químicos.....	77

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO E IDENTIFICAR EL APORTE A LA GENERACIÓN DE SOBREPRESIÓN POR ESFUERZOS QUÍMICOS*

AUTORES: CRISTIAN CAMILO FORERO NORIEGA

FABIAN CAMILO DIAZ NITOLA**

PALABRAS CLAVE: Presión de poro, Esfuerzos Químicos, Cementación, Deshidratación.

DESCRIPCIÓN:

Las presiones anormales pueden causar problemas en la industria petrolera, especialmente durante el proceso de perforación. Dentro de un plan de perforación es muy importante generar un cálculo acertado de la presión de poro, para obtener una ventada de lodo apropiada, y así disminuir los costos y tiempos de proyectos de perforación.

Para una estimación de presión más acertada se generara una metodología la cual, incluirá adicionalmente a los esfuerzos mecánicos, dos esfuerzos químicos, la cementación de cuarzo, y la deshidratación de arcillas, esto debido a que si no se tiene en cuenta causas adicionales que generen un aporte significativo se puede mal interpretar el cálculo de la presión, generando problemas.

La metodología se implementara primero, desarrollando la caracterización de las propiedades petrofísicas de la cuenca a tener en cuenta, usando los registros, luego se identifican las zonas que tengan valores aptos en las características necesarias para generar sobrepresiones a partir de esfuerzo químicos en función de la profundidad y temperatura, continuando con la metodología se calcula la perdida de porosidad cuando hay cementación de cuarzo, generando un perfil de cambio de porosidad, el cual se comparara con uno desarrollado a partir de registros los cuales identifican las zonas de sub-compactación.

Para la deshidratación de arcillas, se realiza el mismo modelamiento a través de la profundidad, y se genera el perfil para su respetiva comparación individual. Por último, se observa el aporte generado de los esfuerzos químicos en conjunto, lo cual permitirá hacer una evaluación global de la influencia que tienen estos esfuerzos en el cálculo de la presión de poro.

Para terminar se muestra la presión generadas por cada uno de los esfuerzos químicos en comparación con el esfuerzo de sub-compactación, por separado y en conjunto, con el fin de saber qué valor es el que aportan estos esfuerzos.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director PhD. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirector Ing. Diego Armando Vargas Silva

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR ESTIMATING PORE PRESSURE AND IDENTIFY THE CONTRIBUTION OF THE GENERATION OF OVERPRESSURE BY CHEMICAL STRESS*

AUTHORS: CRISTIAN CAMILO FORERO NORIEGA

FABIAN CAMILO DIAZ NITOLA**

KEYWORDS: Pore pressure, chemical stresses, cementation, dehydration.

DESCRIPTION:

Abnormal pressures can cause problems in the oil industry, especially during the drilling. Inside a drilling plan is very important to generate an accurate calculation of pore pressure to obtain a proper mud window, and this reduce the cost and time of drilling projects.

To estimate an exactly value of pressure generate a method which additional includes the commonly used mechanical forces, two chemical stress quartz cementation and clay dehydration was produced, this because if this is not taken into account additional causes that generate a significant contribution can show an incorrect value in the estimation in the calculate of the pressure, which creates operational problems during drilling.

The methodology is implemented first, developing the characterization of the petrophysical properties of the basin to consider using the log then the areas with suitable values in the features needed to generate overpressure from chemical effort function are identified depth and temperature, which as time, continuing the methodology porosity loss is calculated when quartz cementation, generating a profile of change of porosity, which was compared to one developed from records which identify areas of compaction disequilibrium.

For clay dehydration, the same modeling in time and temperature is performed by increasing the depth and generate a profile for individual comparison. Finally the contribution of chemicals stress is observed, which permit an evaluation of the influence of the stresses in the calculation of the pore pressure.

Finally the pressure generated by each of chemical stress is compared with the overburden stress, separately and in combination, in order to know the value of the contribution.

*Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías físico químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director PhD. Zuly H. Calderón Carrillo. Codirector Ing. Diego Armando Vargas Silva

INTRODUCCIÓN

La geomecánica es una disciplina relativamente nueva en la industria petrolera, la cual se integró en la caracterización de yacimientos para disminuir incertidumbre en los proyectos petroleros. Mediante el uso de esta disciplina se estiman los valores de los esfuerzos in situ, propiedades de las rocas, las deformaciones que se presentan a través de las formaciones y la presión de poro, generando una ventana de estabilidad más exacta para facilitar y mejorar las condiciones de exploración, explotación, producción y abandono.

El parámetro estudiado a través de esta investigación será la presión de poro, la cual se ha tratado de cuantificar para evitar incidentes en la perforación, pero debido a la variedad de mecanismos de generación de presión, las diferentes condiciones que se pueden presentar en las formaciones no exploradas, y la heterogeneidad de los sedimentos en las cuencas hacen difícil dar valores acertados. Las metodologías convencionales solo identifican la presión anormal causada por sub-compactación subestimando así los otros mecanismos y haciendo la predicción errónea.

Utilizando la ecuación derivada para la presión de poro en función de la porosidad (Zhang, 2008), se pueden identificar zonas de presiones anormales, los diferentes mecanismos se pueden modelar como un cambio de porosidad, y al tener una variación en ella la presión de poro tendrá un cambio.

La investigación se realiza para presiones anormales causadas por esfuerzos químicos, tales como, cementación del espacio poroso y deshidratación. El modelo

de Walderhaug (1996) cuantifica la pérdida de porosidad por la cementación de cuarzo, indicando que la cantidad de cuarzo precipitado es igual a la disminución en la porosidad. El modelo de Audet (1965) describe la deshidratación, calculando la cantidad de fluido generado en el proceso, cuando se tiene este volumen se puede calcular un cambio de porosidad. La temperatura es de vital importancia controlando en general los esfuerzos químicos como generadores de presión.

La metodología que se desarrolla para el cálculo de la presión de poro, cuantifica e identifica el aporte de cada mecanismo de generación de presión por esfuerzos químicos. A través de la investigación se presentan los conceptos básicos de predicción de presión de poro, se identifican los diferentes mecanismos de generación de presiones anormales, se analizan las metodologías convencionales para la predicción de presión y se analizan las variables para la implementación de los modelos, se implementa y se aplica la metodología y por último se analizan los resultados de la nueva metodología.

1. CONCEPTOS GENERALES

La presión de poro puede ser estimada mediante diferentes metodologías basadas en correlaciones, modelos matemáticos y modelado de cuencas. El modelado de cuencas se ha venido desarrollando durante 30 años, y su principal concepto es la simulación del flujo de calor y modelos geomecánicos para construir la generación y expulsión de los fluidos de las rocas.

El análisis de la presión de poro incluye tres aspectos, predicción, medición y comprobación¹. La predicción en la cual está enfocada esta investigación se basa en registros de pozo, información geología y datos de pozos offset. La medición de presión de poro se puede realizar por medio de registros mientras se perfora y parámetros de perforación. Y la comprobación o post análisis es usando todos los datos disponibles para construir el modelo de presión, los cuales pueden ser usados para pozos posteriores.

1.1. PRESION DE PORO

Presión de poro o también conocida como presión de formación es la presión a la que se encuentran los fluidos confinados en el espacio poroso. La presión de poro es uno de los parámetros más importantes para los planes de perforación y los análisis geomecánicos y geológicos, con la cual se establece certeza en medidas de una ventana de lodo, composición química del lodo y una trayectoria apropiada del pozo (Muñoz, 2005).

$$P = \sigma_v - \sigma_e \quad \text{Ec. 1}$$

¹ Ojeda, G. Y., & Mateus, D. (2009). Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas.

La teoría fundamental para la predicción de la presión poro está basada en la ley de compactación de suelos de Terzaghi (1923). Esta teoría indica que la presión de poro en la formación está en función del esfuerzo total o esfuerzo de sobrecarga y esfuerzo efectivo (Ec.1).

El gradiente de presión de poro está dado como la presión de poro dividida por la profundidad real. Los gradientes de presión de poro son más usados en la ingeniería de perforación debido a que se puede determinar fácilmente el peso del lodo, o también en el modelado de cuencas, para estimar las variables relacionadas a está. La presión de poro se encuentra entre el rango de presión hidrostática y presión de sobrecarga siendo el límite superior el esfuerzo efectivo². De esta manera se puede clasificar la presión de poro

1.1.1. Presión normal La presión normal de formación es la presión hidrostática que ejerce una columna de fluido propia de la formación. El gradiente de columna hidrostática varía entre 0.433 psi/ft hasta 0.465 psi/ft, para una formación saturada con agua dulce y salada respectivamente.

1.1.2. Presiones anormales El conocimiento de la presión de poro es importante cuando se perforan zonas exploratorias que pueden presentar presiones anormales, las cuales son difíciles de identificar y controlar.

Estas se presentan cuando la presión de poro de una formación geológica excede o es menor que la presión normal de formación. Las presiones anormales pueden ser producidas generalmente por el incremento del esfuerzo compresivo, cambios

² Zoback, M. D. (n.d.). *Reservoir Geomechanics*.

en el volumen de fluido de poro o la matriz de la roca y el movimiento de fluidos o por flotabilidad³.

1.1.2.1. Presiones subnormales Son aquellas que se encuentran por debajo del gradiente de presión normal, en la profundidad equivalente. Son tan comunes como la sobrepresiones pero no reciben la misma atención, se encuentran cuando hay agotamiento de los acuíferos o yacimiento de hidrocarburos debido a producción o drenaje en las zonas.

1.1.2.2. Sobrepresiones Un fluido en un poro se encuentra sobrepresionado si la presión en la que se encuentra excede la presión normal o el gradiente de presión normal a una profundidad específica. Sedimentos sobrepresionados son observados en cuencas sedimentarias alrededor del mundo. La sobrepresión es también importante en diferentes aspectos de la geología, incluyendo diagénesis y calidad del reservorio (Burley, 1993). Cuando las rocas impermeables, son compactadas rápidamente, sus fluidos intersticiales no siempre pueden escapar y por consiguiente, deben soportar parte de la columna de roca suprayacente⁴, lo que genera el aumento de la presión.

³ Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de pozo. Presiones de Formacion. Schlumberg, Pemex. <http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

⁴ Schlumberger, Oilfield Glossary. http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pore_pressure.aspx

1.1.3. Incidentes de presión de poro anormal Las presiones de poro anormales, particularmente sobrepresión, pueden aumentar en gran medida los tiempos no productivos perdiendo el control sobre la presión causando serios incidentes de perforación; daños a la formación, pegadas de tubería, reventones, patadas e influjo de fluido.

El estudio adecuado de la predicción de la presión de poro disminuye estos riesgos haciendo de la perforación un proceso más seguro y menos costoso (Sayers, 2006).

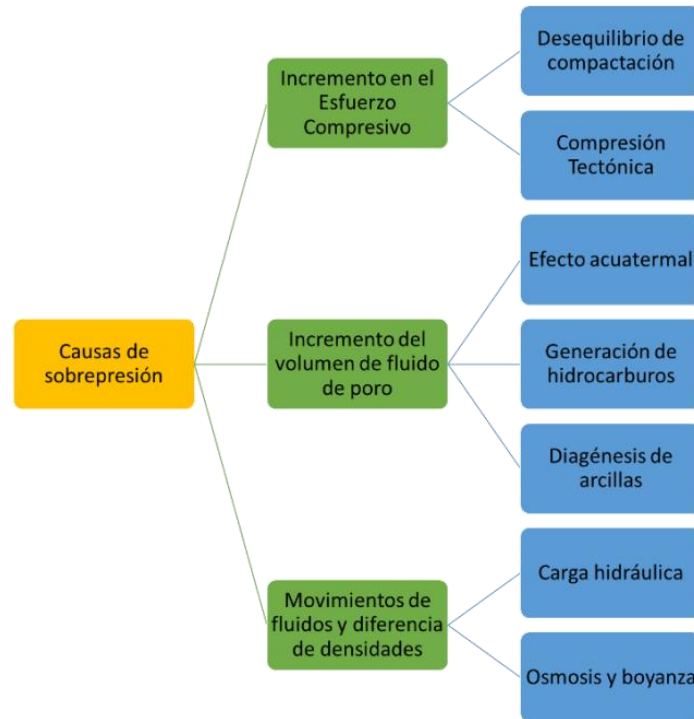
1.2. CAUSAS DE PRESIONES ANORMALES

La sugerencia de varios mecanismos para la expulsión de fluidos y aumento en la presión se han propuesto y han sido estudiados debido a la evolución de la exploración, ya sea hacia metas más profundas y/o cuencas tectónicamente activas o complejas.

Osborne y Swarbrick (1997) sugieren que la sobrepresión puede ser producida por los siguientes procesos: (1) incremento del esfuerzo compresivo causado por el desequilibrio de compactación y compresión tectónica, (2) cambios en el volumen del fluido de poro o matriz de la roca por el incremento de la temperatura, diagénesis, generación de hidrocarburos, y craqueo a gas; y (3) movimientos de fluidos y procesos relacionados a las diferencias de densidades entre fluidos y gases causados por la columna hidrostática, ósmosis y boyanza⁵ (Fig. 1).

⁵ Osborne, M., & Swarbrick, R. (1997). Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins: a reevaluation. AAPG Bulletin.

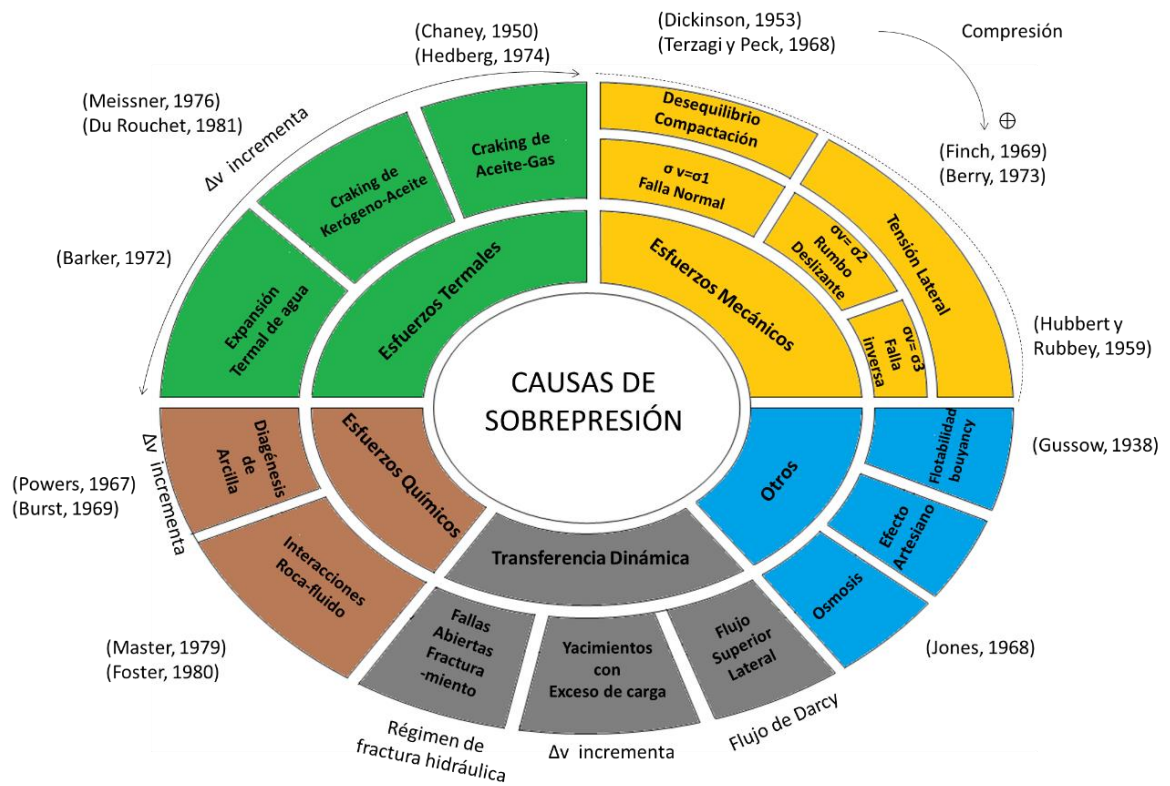
Fig. 1 Mecanismos de generación de sobrepresión (Osborne y Swarbrick, 1997)



Fuentes: Osborne, M., & Swarbrick, R. (1997). *Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation. AAPG Bulletin.*

Grauls (1999) define cinco causas generadoras de sobrepresión, esfuerzos mecánicos, efectos térmicos, transferencia dinámica, esfuerzos químicos y otros; definidos en orden de importancia. Los cuales las dividen en trece mecanismos posibles generadores de sobrepresión (Fig. 2).

Fig. 2 Mecanismos de generación de sobrepresión (Grauls 1999)



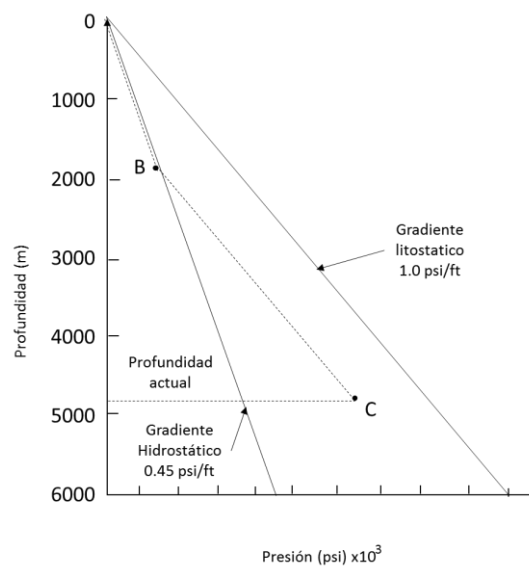
Fuentes: Grauls, D. (1999). *Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches*. Oil & Gas Science and Technology.

1.2.1. Esfuerzos Mecánicos Cambios en el estado de esfuerzos de la roca pueden resultar de compresión vertical o enterramiento y compresión horizontal debido a fuerzas tectónicas.

Debido a que la carga de sedimentos incrementa durante el tiempo de deposición, las rocas generalmente se compactan, reduciendo el volumen poroso y forzando la salida de los fluidos de la formación; la velocidad de sedimentación controla la compactación y la expulsión de fluidos llegando al equilibrio entre sobrecarga y reducción de fluido de poro.

El desequilibrio de compactación se presenta debido a un enterramiento rápido donde la velocidad de expulsión no es suficientemente rápida, ocasionando un aumento en la presión por encima de la presión normal (Osborne y Swarbrick, 1997).

Fig. 3 Desequilibrio de compactación.



Fuentes: Osborne, M., & Swarbrick, R. (1997). Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation. AAPG Bulletin

La presión de poro aumenta siguiendo el gradiente de presión hidrostática (Fig. 3, punto B), expulsando los fluidos desde el sedimento y llegando a la superficie. Con el transcurso del tiempo se siguen depositando sedimentos, aumentando la sobrecarga, ocasionando pérdida de porosidad y disminución en la permeabilidad, debido a esto el fluido queda aislado aumentando la presión (Fig. 3, punto C).

El desequilibrio de compactación es el mecanismo que explica la sobrepresión en numerosas cuencas (Dickinson, 1953. Brehoeft, 1988. Audet y McConnell, 1992). Entre las condiciones que favorecen el desequilibrio de compactación están una rápida sedimentación y baja permeabilidad, por lo tanto es común encontrarlo en arcillas; esto puede verse reflejado en los registros acústicos aumentando los intervalos de tiempo⁶. En contraste con esto, la buena permeabilidad lateral puede implicar que el fluido sea expulsado y se logre el equilibrio con la superficie. (Cayley, 1987).

1.2.2. Esfuerzos termales Osborne y Swarbrick (1997) identifican esta causa como generadora de fluidos o cambio en la relación solido-líquido. Los autores clasifican este mecanismo en varias causas generadoras tal como efecto acuatermal, generación de hidrocarburos y diagénesis (Explicada según Grauls, 1999, mecanismo químico).

Cualquier cuerpo de agua o fluido se puede expandir ligeramente si éste es calentado, en el momento que éste se encuentre aislado la presión incrementa rápidamente (Fig. 4).

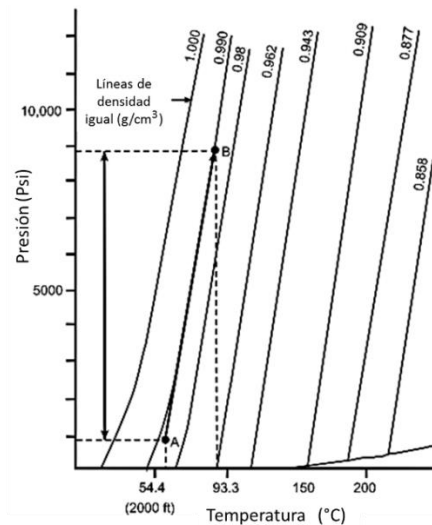
A medida que los sedimentos son enterrados se calientan, debido al flujo de calor que proviene de la corteza del manto (Zoback, et al, 2001). La magnitud del efecto varía según propiedades de los fluidos y la roca tales como coeficiente de expansión roca fluido, volumen y gradiente de temperatura.

Barker (1972) indica que la presión de un fluido podría aumentar a lo largo de una línea de volumen constante (Fig. 4), la cual es apropiada para un fluido con esa densidad. Lou y Vasseur (1992) concluyeron que este mecanismo puede ser significativo cuando otros mecanismos, no se encuentran presentes y cuando las

⁶ Torres-verd, C., & Ph, D. (2011). Integrated Geological-Petrophysical Interpretation of Well Logs, (c).

condiciones geológicas son favorables tales como un buen sello que impida la disipación de presión generada.

Fig. 4 Presión acuatermal, magnitud de sobrepresión producida.



Fuente: Colin Barker 1972

Por otra parte la generación de hidrocarburos, además de estar influenciada en su mayor parte por la temperatura, se debe cumplir ciertas condiciones para que la cantidad de sobrepresión sea importante. El proceso termogenico depende de parámetros principalmente geoquímicos tales como grado de maduración, tipo de kerógeno y del contenido de materia orgánica (TOC)⁷.

⁷ Vargas Silva, D. A. (2013). Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerógeno y aceite en formaciones de Shale.

1.2.3. Transferencia Dinámica La sobrepresión generada a profundidades mayores de los 9500 ft (Grauls et al., 1999), puede estar conectada con estratos someros en caso de transferencias laterales o verticales este proceso está relacionado al flujo lateral de Darcy. El flujo hidráulico, a través de las fallas y fracturas son un camino preferencial para la migración de fluidos (Grauls, 1999). Este efecto también dependerá del volumen de fluido transferido, la velocidad de carga, el depósito y la compresibilidad del fluido. La transferencia puede hacer que la sobrepresión en una profundidad mayor se traslade a una profundidad menor (Grauls y Baleix, 1993).

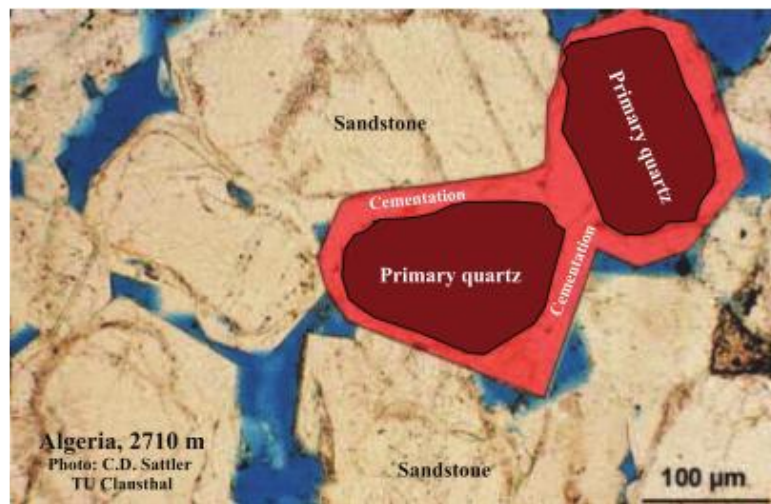
1.2.4. Esfuerzo químicos Los esfuerzo químicos se pueden definir como una causa de diagénesis debido a que los sedimentos a medida que se depositan sufren procesos, cambio de temperatura y presión, dentro de estos cambios se puede encontrar transformación de los minerales y como resultado puede generar pérdida de porosidad, y liberación de agua en el espacio poroso. Las reacciones de diagénesis y geoquímicas pueden producir sobrepresión (Bruce, 1984) de dos maneras, crecimiento de cemento en el espacio poroso y deshidratación de minerales.

1.2.4.1. Compactación química Debido a que a mayor profundidad la compactación mecánica tiene menor efecto, el proceso de cementación es reconocido como la principal causa de pérdida de porosidad en muchos yacimientos. Principalmente el crecimiento de cuarzo como cemento es una causa de sobrepresión sugerida en reservorios profundos (Bjorkum y Nadeau, 1996).

El proceso general de cementación ocurre cuando los minerales de cuarzo se disuelven en los fluidos de los poros y son transportados dentro del sistema poroso interconectado, cuando se llegan a las condiciones necesarias pueden precipitar

sobre superficies libres de cuarzo y cementar, aumentando el tamaño de los granos; y en consecuencia se reduce la porosidad y en ocasiones la destrucción de los poros (Fig. 5). Las estilolitas son la principal fuente de cuarzo en areniscas, y generan una reacción que depende de la temperatura, la cual controla la tasa de precipitación.

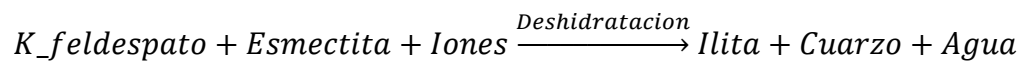
Fig. 5 SEM (Microscopia electrónica de Barrido) Cementación de cuarzo en Areniscas



Puente: Fu, Y. (2009). Numerical modeling of an overpressured petroleum system, Kristin Field, Mid-Norwegian margin by School of Engineering and Science.

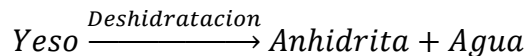
1.2.4.2. Deshidratación de minerales Las reacciones de deshidratación en minerales son un mecanismo de aumento de sobrepresión (Powers, 1967; Burst, 1969). La transformación de minerales hidratados a formas deshidratadas, ocurre como un proceso de diagénesis. La deshidratación de sedimentos evaporíticos como el yeso y minerales arcillosos como la esmectita causan incrementos en los fluidos de poro.

Transformación de esmectita a illita. La forma general de la reacción es:



La cantidad de volumen exacto envuelto en la reacción es difícil de cuantificar debido a la cantidad de reacciones que pueden presentarse, siendo algunas no muy claras (Ahn y Peacor, 1986). El volumen total y la cantidad de agua liberada varían con respecto a los iones y al volumen molar de esmectita. Hay dos hipótesis relacionadas al proceso de ilitización, (1) se presentan una serie de reacciones paralelas o secuenciales, de disolución-precipitación; (2) se presenta una sustitución de iones de aluminio por átomos de sílice⁸. La reacción lleva con ella diferentes cambios en las características de los sedimentos, ahora la illita tiene una capacidad menor para absorber agua. Esta transformación es controlada por la temperatura y el tiempo.

Deshidratación de yeso a anhidrita. La forma general de la reacción es:



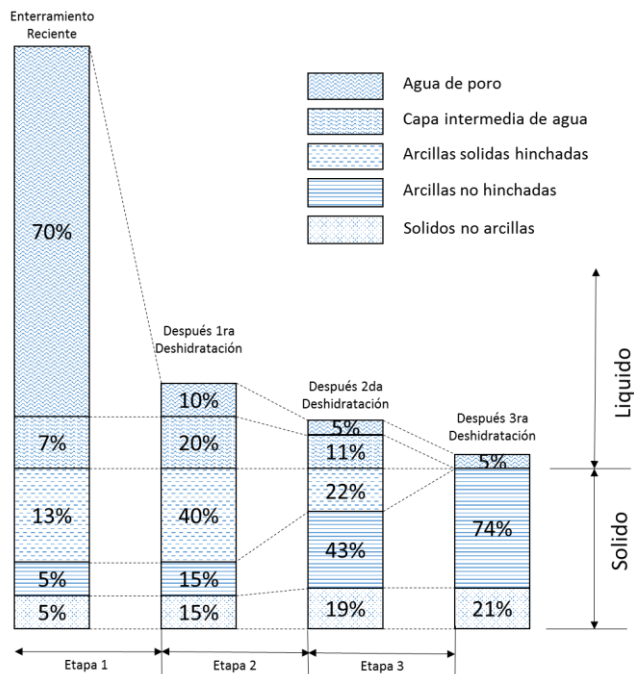
La temperatura controla la reacción, induciendo a una pérdida de agua y que es aportada al medio poroso. Es considerada una reacción importante en secciones de

⁸ Audet, D. M. (1995). Mathematical modelling of gravitational compaction and clay dehydration in thick sediment layers. *Geophysical Journal International*

evaporitas. Un rango favorable de temperatura para la reacción está entre 40 y 60 °C.

Se ha observado que el agua es liberada de la superficie de las arcillas en tres etapas separadas (Fig. 6). (1) en la etapa inicial el agua de poro y exceso de agua en las capas son removidas por la acción de la presión de sobrecarga.

Fig. 6 Proceso de deshidratación



Fuentes: *Burst, J. F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration.*

Este es el proceso en el que se libera la mayor cantidad de agua, debido a la compactación, y se puede presenciar en profundidades someras obteniendo una reducción del 70-80% de agua. (2) La sobrecarga en esta etapa no tiene mayor

influencia debido a que el agua de la capas tiene un incremento en la densidad, y el sedimento permanece en estado de cuasi-equilibrio, en este punto es importante destacar que es un proceso termodinámico, la temperatura ha aumentado y cuando se alcanza el calor suficiente para movilizar el agua, está se descarga en el sistema poroso, siendo este el movimiento más significativo, pues este proceso es capaz de distribuir los componentes en el subsuelo. (3) Es el proceso más lento en la deshidratación, requiere cientos de millones de años para que este proceso termine, dependiendo de la historia geotérmica y de la profundidad, el agua liberada se aproxima a la densidad del agua capilar y es libera a medida que aumenta la temperatura.

1.3. REGISTROS

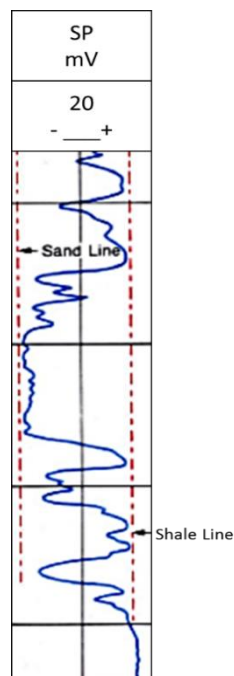
El uso de registros de pozos es una necesidad para el análisis y desarrollo de los modelos geomecánicos, está investigación utiliza los registros para obtener y conocer la mayor cantidad de datos midiendo propiedades físicas, eléctricas, radioactivas y acústicas de las formaciones atravesadas cuando han sido perforadas. De esta manera los registros permiten relacionar datos y observar comportamientos para deducir información tal como, propiedades petrofísicas, litología y atributos de los estratos que puede determinar fluidos presentes.

La existencia de diferentes tipos de registros implica una cantidad de flujo de datos de diferentes parámetros lo que proporciona información suficiente con la que se puede inferir, con modelos matemáticos o correlaciones, las características de las rocas. Mediante registros se pueden determinar espesores, y profundidades. El análisis de estas propiedades se basa en la tendencia de las curvas registradas en función de la profundidad, se realiza generalmente con los registros Potencial espontáneo (SP) y Gamma Ray (GR), los cuales también son los más adecuados en la identificación de la secuencia litológica.

La determinación de la porosidad es un parámetro importante en la evaluación de formaciones, ya que indica la cantidad de almacenamiento de fluidos en la roca. Esta medida es indirecta, significa que necesita correlaciones para determinarse a partir de los datos que entrega un registro. Sónico y Neutrón son sensibles a la porosidad, pero la presencia de fluidos afecta el tiempo de tránsito haciendo el sónico el más usado para el cálculo de ésta.

1.3.1. Potencial espontáneo (SP) El registro SP identifica la diferencia de potencial entre un electrodo móvil en el pozo y un potencial fijo en la superficie el cual se mide con un voltímetro. La curva de potencial espontáneo se basa en una línea recta denominada línea de lutitas.

Fig. 7 Registro SP. Línea de lutitas, línea de areniscas



Fuentes: Principios y Aplicaciones de la Interpretación de Registros. Schlumberger

En las formaciones permeables la curva muestra deflexiones con respecto a la línea base, cuando esta curva alcanza una deflexión constante define así una línea de arena. La deflexión a partir de ella puede ser hacia la izquierda o a la derecha, esto depende de las diferencias de salinidad entre el agua de formación y el filtrado. Si la salinidad del agua de formación es mayor, la deflexión será hacia la izquierda, en el caso contrario será hacia la derecha (Fig. 7).

Este registro se ve afectado por diferentes aspectos tal como el espesor de la capa, contenido de arcillas en la formación, resistividad y diámetro de pozo. La curva SP puede identificar zonas permeables y porosas, determina el valor de R_w , correlaciona estratos y litologías, y puede determinar el contenido de arcilla de la formación (Ec. 2).

$$V_{clay} = V_{shale} = \frac{SP_{clean} - SP_{log}}{SP_{clean} - SP_{shale}} \quad Ec. 2$$

1.3.2. Gamma Ray (GR) La magnitud del Gamma Ray está relacionada con el contenido de arcillas en las formaciones exploradas, midiendo la radioactividad natural. Por lo tanto este registro es útil en la detección de minerales radioactivos como potasio (K), Torio (Th) y Uranio (U) los cuales tienden a concentrarse en arcillas y lutitas, reflejando así el contenido de estos sedimentos. Las formaciones limpias generalmente tienen niveles bajos de radioactividad, a no ser que se encuentren contaminadas con cenizas volcánicas, o tengan sales disueltas de potasio (Bendeck, 1992). La relación entre la magnitud de rayos gamma y el contenido de arcillas puede ser lineal como es descrita a continuación (Ec. 3):

$$I_{GR} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad Ec. 3$$

El registro gamma ray debido a la identificación de litología también es útil en la ubicación de capas o estratos, determinando espesores y profundidad en los sedimentos.

1.3.3. Sónico (DT) Los primeros registros sínicos aparecieron en 1957, también conocidos como registros de tiempo de viaje, se basan en las propiedades de la ley de Snell para propagar el sonido a través de la roca, y a partir de velocidades de onda caracterizar las zonas. El registro mide el tiempo de viaje del sonido en la roca ($\mu s/ft$).

Las aplicaciones del registro sínico más comunes son determinar porosidad, a medida que ésta decrece también lo hace el tiempo de tránsito, siendo así esta herramienta como un indicador directo de esta propiedad; litología en conjunto con otras herramientas; propiedades mecánicas tales como relación de Poisson y módulo de Young; evaluación de fracturas y permeabilidad; monitorea fluidos, para identificar zonas sobrepresionadas y determinar su magnitud, como es el caso de esta investigación.

La ecuación de tiempo-promedio (Ec. 4, Wyllie et al, 1958) utiliza el tiempo de tránsito para hacer el cálculo de la porosidad

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{ft} - \Delta t_{ma}} \quad Ec. 4$$

Los valores típicos para la ecuación de Wyllie ($\mu s/ft$) son: Δt de la matriz variando entre 51-55 para areniscas, aproximadamente 47.5 para arcillas y aproximadamente 43.5 para dolomitas y Δt de fluido 185-200.

1.3.4. Densidad (ρ) El registro densidad se basa en el principio de absorción de rayos gamma. La herramienta emite rayos gamma desde una fuente química en la parte más baja, los rayos gamma entran en las rocas circundantes, donde algunos son absorbidos, los otros rayos llegan a los contadores que se encuentran por encima de la fuente. La cantidad de rayos gamma que llegan al detector es inversamente proporcional a la densidad de electrones de la roca, que a su vez es proporcional a la densidad de la roca.

El registro puede utilizarse para diferentes tipos de interpretación, tales como la determinación de la porosidad (Ec. 5), evaluación de litología, propiedades mecánicas de la formación, identificación de zonas con fluidos.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad Ec. 5$$

1.3.5. Neutrón Está basado en conceptos de la física de partículas⁹, se emiten neutrones desde la parte inferior de la herramienta, dos detectores cuentan el número de rayos gamma o neutrones. La velocidad de conteo es relacionada a la cantidad de hidrógeno residente en el espacio poroso, agua, hidrocarburos, y el índice de hidrógeno se relaciona con la porosidad de la formación¹⁰.

Este registro con ayuda del registro densidad puede obtener resultados más exactos para la porosidad. Las aplicaciones principales de la herramienta son, identificación de la litología, análisis del contenido de arcilla, detención de zonas de gas y la porosidad.

⁹ Torres-verd, C., & Ph, D. (2011). Integrated Geological-Petrophysical Interpretation of Well Logs, (c).

¹⁰ Krygowski, D. A. (n.d.). Guide to Petrophysical Interpretation.

1.3.6. Resistividad Mide la resistencia de una formación a conducir electricidad y es usado por lo general para determinar el tipo de fluido que ocupa el espacio poroso en una roca, los niveles de saturación de agua y aceite en las formaciones.

Se realizan medidas con diferentes longitudes de profundidad dentro de la formación, 30, 60 y 90 cm. Entre más profunda sea la medida mayor precisión tiene debido a que no es afectada por el lodo.

La resistividad disminuye con el agua y aumenta con la presencia de aceite, debido a que el agua tiene mayor conductividad que el aceite.

1.3.7. Registros modelados Se han desarrollado correlaciones con las cuales se pueden generar registros sintéticos confiables, cuando no se encuentran datos disponibles o la calidad de ellos no es confiable. Estos registros se han desarrollado a partir de ecuaciones empíricas o la integración de datos petrofísicos, geológicos y geofísicos.

Wyllie et al. (1958) utiliza el tiempo de tránsito Δt para determinar la porosidad, que es igual a la porosidad calculada a partir del registro densidad, al despejar se genera así la curva de interés, densidad o sónico, dado que los demás parámetros que intervienen son constantes y conocidos de la formación. La obtención del sónico en función del registro densidad (Ec. 6) o el caso contrario (Ec. 7)

$$DT(RHOZ) = \Delta t_{ma} + \left(\frac{(\rho_{ma} - \rho_{log}) * (\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma})}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) \quad Ec. 6$$

$$RHOZ(DT) = \rho_{ma} - \left(\frac{(\Delta t_{log} - \Delta t_{ma}) * (\rho_{ma} - \rho_{fl})}{\Delta t_{fl} - \Delta t_{ma}} \right) \quad Ec. 7$$

Gardner et al (1974), desarrollaron correlaciones a partir de estudios de laboratorio y campo, realizados sobre muestras de litología diferente y características variadas. La ecuación de tiempos promedios de Gardner (Ec. 8), utiliza las ondas de velocidad

compresional y la densidad para obtener un registro sísmico. La correlación ha mostrado que su aplicación es satisfactoria para muchas formaciones sedimentarias alrededor del mundo¹¹.

$$\rho = c_g v^{n_g} \quad \text{Ec. 8}$$

Donde ρ es la densidad de la formación o registro densidad (g/cc), v es la velocidad de las ondas o tiempo de tránsito (ft/s), c y n son constantes empíricas dependientes de la litología.

¹¹ Escamilla, R. (2007). ACIPET Modelamiento de Registros una Herramienta Eficaz en la Evaluación Geomecánica de los Pozos.

2. MODELOS PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO

2.1. MÉTODOS CONVENCIONALES PARA ESTIMAR LA PRESIÓN DE PORO

La presión de poro puede ser calculada según la ley de Terzaghi (Ec. 1) enunciada en el capítulo 1. El esfuerzo de sobrecarga puede estimarse a partir de los registros de densidad, mientras el esfuerzo efectivo puede ser obtenido indirectamente de registros tales como, resistividad, tiempo de viaje sísmico, y parámetros de perforación. Debido a que esta investigación busca la predicción de la presión de poro se utilizarán registros de pozos, densidad para el esfuerzo vertical y el sísmico para los perfiles de porosidad, por lo tanto los métodos estarán enfocados en el uso de éstos.

2.1.1. Método de Eaton (1975) Eaton (1975) propuso una serie de ecuaciones empíricas basadas en las mediciones de propiedades sensibles a la compactación de la roca como la resistividad y los tiempos de propagación. Estas ecuaciones relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de la desviación entre los valores del registro observado y los valores obtenidos de la línea de tendencia normal¹².

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{R}{R_n} \right)^\alpha \quad \text{Ec. 9}$$

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{\Delta t_n}{\Delta t} \right)^\alpha \quad \text{Ec. 10}$$

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \left(\frac{c_n}{c} \right)^\alpha \quad \text{Ec. 11}$$

¹² Ojeda, G. Y., & Mateus, D. (2009). Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas.

El coeficiente α indica un valor para la cuenca a analizar, se debe tener un parámetro adecuado debido a que este depende de la litología encontrada y no son extrapolables de una cuenca a otra. El subíndice n indica los datos obtenidos de la tendencia normal, lo que significa una compactación normal, que se debe ver en los registros. Para el cálculo de la presión de poro con la resistividad (Ec. 9), sísmico (Ec. 10) y conductividad (Ec.11).

2.1.2. Método de Bowers (1995) Bowers (1995) calcula el esfuerzo efectivo con los datos medidos de la presión de poro en las arcillas y los esfuerzos de sobrecarga (Ec. 1). Analizando los correspondientes intervalos de velocidades sísmicas desde el registro. Relacionó la velocidad del sísmico y el esfuerzo efectivo (Ec. 12), utilizando v_p como la velocidad compresional; v_{ml} velocidad de onda en el fluido, A y B son parámetros de calibración.

$$v_p = v_{ml} + A\sigma_e^B \quad \text{Ec. 12}$$

Utilizando la ley de Terzaghi (Ec. 1) y reorganizando la ecuación de Bowers (Ec. 12) se puede obtener la presión de poro, en una zona de compactación normal.

$$P_p = \sigma_v - \left(\frac{v_p - v_{ml}}{A}\right)^{\frac{1}{B}} \quad \text{Ec. 13}$$

Debido a que el esfuerzo efectivo y la velocidad de onda en las zonas de presión anormal, presentan un comportamiento diferente al registrado en una zona de compactación normal se podrán identificar zonas de descarga cambiando estas velocidades, Bowers propone para estas zonas las siguientes relaciones empíricas:

$$v_p = v_{ml} + A \left[\sigma_{max} \left(\frac{\sigma_e}{\sigma_{max}} \right)^{\frac{1}{U}} \right]^B \quad \text{Ec. 14}$$

$$\sigma_{max} = \left(\frac{V_{max} - V_{ml}}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad \text{Ec. 15}$$

$$P_{ulo} = \sigma_v - \left(\frac{v_p - v_{ml}}{A} \right)^{\frac{U}{B}} (\sigma_{max})^{1-U} \text{ Ec. 16}$$

Donde v_p (Ec. 14) y σ_{max} (Ec. 15) son los datos leídos por el registro, son los valores del esfuerzo efectivo y la velocidad en la zona de descarga, para obtener la presión de poro se puede reorganizar la velocidad y obtener la presión de poro en el caso de descarga (Ec. 16).

El método de Bowers es aplicable a muchas cuencas petroleras. Sin embargo este método sobreestima la presión de poro cuando las formaciones someras son pobremente o no consolidadas, debido a la velocidad que se presenta es muy baja¹³.

2.1.3. Método de Miller Es un método a partir del registro sísmico que describe una relación entre la velocidad y el esfuerzo efectivo mediante la cual se puede calcular la presión de poro. Este método tiene un parámetro de entrada d_{max} , el cual controla la carga y descarga de las formaciones, y corresponde a la profundidad a la que ocurre. Se pueden encontrar dos situaciones (1) cuando $d_{max} < Z$ (Ec. 17), lo que significa que la descarga no ha ocurrido; (2) cuando $d_{max} \geq Z$ (Ec. 18), se tiene un comportamiento de descarga.

$$P_p = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left(\frac{v_m - v_{ml}}{v_m - v_p} \right) \text{ Ec. 17}$$

$$P_p = \sigma_v - \frac{1}{\lambda} \ln \left[a_m \left(1 - \frac{v_p - v_{ulo}}{v_m - v_{ml}} \right) \right] \text{ Ec. 18}$$

Donde $a_m = V_p/V_{ulo}$ es la relación entre pendientes para las curvas de descarga, normalmente $a_m = 1,8$.

¹³ Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches.

2.1.4. Método Tau En este método se introduce una variable llamada “Tau” (Ec. 19) en la ecuación de esfuerzo efectivo (López et al. 2004).

$$\sigma_e = A_s \tau^{B_s} \text{ Ec. 19}$$

Siendo τ expresado como:

$$\tau = \left(\frac{C - \Delta t}{\Delta t - D} \right) \text{ Ec. 20}$$

Y se puede obtener sustituyendo el esfuerzo efectivo

$$P_p = \sigma_v - A_s \left(\frac{C - \Delta t}{\Delta t - D} \right)^{B_s} \text{ Ec. 21}$$

La presión de poro puede ser calculada organizando las relaciones y utilizando la ley de Terzaghi (Ec. 1). Las constantes A_s y B_s son de ajuste; D y C son relacionadas a tiempo de tránsito en la matriz y el fluido respectivamente

2.1.5. Predicción de la presión de poro a partir de la porosidad La porosidad es función del esfuerzo efectivo y la presión de poro. Por lo tanto, la presión de poro puede ser estimada a partir de la porosidad de formación. Zhang (2008) deriva una ecuación teórica para la predicción de presión de poro a partir de una tendencia de compactación o porosidad. Cuando la porosidad a la profundidad de interés es más grande que la porosidad normal a la misma profundidad, la formación tiene sobrepresión¹⁴.

Athy (1930) indica que la porosidad disminuye exponencialmente como incrementa la profundidad (Ec. 22)

$$\phi = \phi_0 e^{-cZ} \text{ Ec. 22}$$

¹⁴ Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. Earth-Science Reviews, 108(1-2), 50–63.

La misma relación se puede obtener en función del esfuerzo efectivo de la formación y a condiciones de presión cuando la porosidad tiene una tendencia de porosidad normal.

$$\phi = \phi_0 e^{-a\sigma_e} \text{ (a)}; \phi_n = \phi_0 e^{-a\sigma_n} \text{ (b)} \quad \text{Ec. 23}$$

Siendo c la constante de compactación 1/ft o 1/m, y a es la constante de esfuerzo de compactación 1/psi o 1/MPa. Despejando de cada ecuación se puede obtener el esfuerzo efectivo de la formación y el esfuerzo normal.

$$\sigma_e = \frac{1}{a} \ln \frac{\phi_0}{\phi} \text{ (a)}; \sigma_n = \frac{1}{a} \ln \frac{\phi_0}{\phi} \text{ (b)} \quad \text{Ec. 24}$$

Combinando la Ec. 24(a) y Ec. 24(b) se obtiene, las relación entre esfuerzo a condiciones normales de compactación y a condiciones de las formaciones.

$$\frac{\sigma_e}{\sigma_n} = \frac{\ln \phi_0 - \ln \phi}{\ln \phi_0 - \ln \phi_n} \quad \text{Ec. 25}$$

Despejando el esfuerzo efectivo y utilizando la ley de Terzaghi (Ec. 1)

$$p = \sigma_v - (\sigma_v - p_n) * \frac{\ln \phi_0 - \ln \phi}{\ln \phi_0 - \ln \phi_n} \quad \text{Ec. 26}$$

Sustituyendo la ecuación de compactación normal de porosidad, se obtiene la presión de poro

$$P_{pg} = OBG - (OBG - P_{ng}) \frac{\ln \phi_0 - \ln \phi}{cZ} \quad \text{Ec. 27}$$

Con la correlación (Ec. 27) se calcula la presión de poro dependiente de la profundidad, indicando que no es una tendencia constante, donde la porosidad ϕ puede ser obtenida de registros, la porosidad inicial ϕ_0 en la superficie; c puede ser obtenida de la compactación normal en la línea de tendencia de la porosidad.

2.2. MODELOS DE REDUCCIÓN DE POROSIDAD POR CAUSAS QUIMICAS

2.2.1. Modelo de compactación química, Modelo cementación de cuarzo (Olav Walderhaug, 1996) Walderhaug (1996), presenta un modelo cinético de cementación de cuarzo y pérdida de porosidad, en función de la historia de temperatura. Este modelo indica que la cantidad de cuarzo cementado es igual a la pérdida de porosidad en una profundidad.

El proceso de cementación de cuarzo es modelado como una reacción de precipitación a una tasa controlada, donde la cantidad de cuarzo precipitado por unidad de tiempo y área de superficie puede ser expresado como una función de la temperatura.¹⁵ Este modelo muestra cómo se puede manejar fácilmente efectos de factores como tamaño de grano, porcentaje de cuarzo, contenido de arcillas y diferentes historiales de temperatura. Lo anterior se hace como un proceso continuo donde no hay eventos de cementación separados ni momentos de no cementación.

Oelkers et al. (1992, 1993) indican que el paso más lento en el proceso de cementación de cuarzo es considerado la precipitación. El control en la velocidad de precipitación depende exponencialmente de la temperatura, no de la presión, en condiciones diagenéticas¹⁸.

A una temperatura constante, el volumen del cemento de cuarzo, V_q (cm^3), precipitado en un volumen de $1-cm^3$ de arenisca con una superficie de cuarzo areal A (cm^2) durante un tiempo t (seg) puede ser calculado como (Ec. 28):

$$V_q = MrAt/\rho \quad Ec. 28$$

¹⁵ Walderhaug, O. (1996). Kinetic Modeling of Quartz Cementation and Porosity Loss in Deeply Buried Sandstone Reservoirs. *AAPG Bulletin*

Donde M es la masa molar del cuarzo (60.09 g/mol), r es la velocidad de la precipitación de cuarzo en ($\text{moles/cm}^2\text{s}$) y ρ es la densidad del cuarzo 2.65 g/cm^3 . Según los estudios y datos experimentales (Rismstidt y Barnes, 1980; Walderhaug, 1994a) se induce que la velocidad de precipitación de cuarzo puede ser expresada como una función logarítmica de la temperatura (Ec. 29)

$$r = a10^{bT} \quad \text{Ec. 29}$$

Donde T en la temperatura en ($^{\circ}\text{C}$); a y b son constantes con unidades en $\text{moles}/(\text{cm}^2 * \text{s})$ y $1/^{\circ}\text{C}$, respectivamente. Las constantes a y b son análogas al factor pre-exponencial y la energía de activación, respectivamente, en la Ec. 29 de Arrhenius. Cuando la historia de temperatura de una arenisca está dada como intervalos de tiempo se pueden vincular como funciones lineales (Ec. 30).

$$r = a10^{b(c_n t + d_n)} \quad \text{Ec. 30}$$

Donde C_n es la velocidad de calentamiento (C/S), d_n es la temperatura inicial (C), y en índice n referencia al segmento relevante de la curva histórica de temperatura. Con base en las Ec. 28 y Ec. 30, la cantidad de cemento de cuarzo V_q precipitado en un volumen de arenisca del tiempo t_0 a t_m puede ser calculado como la suma de una serie de integrales donde cada integral brinda el volumen de cuarzo precipitado durante cada paso de tiempo.

$$V_q = \frac{M}{\rho} A_0 a \int_{t_0}^{t_1} 10^{b(c_1 t + d_1)} dt + \frac{M}{\rho} A_1 a \int_{t_1}^{t_2} 10^{b(c_2 t + d_2)} dt + \dots \frac{M}{\rho} A_{m-1} a \int_{t_{m-1}}^{t_m} 10^{b(c_m t + d_m)} dt \quad \text{Ec. 31}$$

El volumen de cemento de cuarzo precipitado (V_q) desde t_0 a t_m es calculado como la suma de las integrales por dos razones: (1) cada segmento de areniscas tiene una temperatura vs la curva normal de tiempo tendrá una pendiente diferente, lo que puede cambiar los coeficientes c y d a través de la historia de enterramiento de la arenisca; (2) la superficie de área de cuarzo donde hay precipitación varia como

el proceso de cementación. Así se debe recalcular la superficie de área disponible para el cuarzo en cada paso del tiempo.

$$V_q = \frac{MA_0a}{\rho bc_1 \ln 10} [10^{b(c_1 t + d_1)}]_{T_0}^{t_1} + \frac{MA_1a}{\rho bc_2 \ln 10} [10^{b(c_1 t + d_1)}]_{T_1}^{t_2} + \dots + \frac{MA_{m-1}a}{\rho bc_m \ln 10} [10^{b(c_m t + d_m)}]_{t_{m-1}}^{t_{1m}}$$

Ec. 32

Cuando la temperatura es constante, el valor de $c = 0$ por lo tanto la (Ec. 32) resulta en un valor indeterminado. El volumen de cuarzo depende de un área inicial A_0 (Lasaga, 1984) la cual es estimada del tamaño de grano, D , y con un volumen igual a la fracción de cuarzo detrítico, f , en una unidad de volumen V , de arenisca.

$$A_0 = (1 - C) \frac{6f}{D} \quad \text{Ec. 33}$$

En este punto se pueden variar parámetros tales como el tamaño de grano, cantidad de cuarzo y recubrimiento de grano. Continuando con el cálculo en el cambio de área, esta debe ser proporcional a la pérdida de porosidad causada por la precipitación de cuarzo (Ec. 34).

$$A = \frac{A_0(\phi_0 - V_q)}{\phi_0} \quad \text{Ec. 34}$$

Limitaciones

- No hay precipitación de otros minerales
- No hay influencia por la forma de los granos
- No tiene en cuenta la rugosidad del mineral
- El contacto de granos no es tomado en cuenta

- No hay inhibición de cementación por parámetros como presión y minerales presenten en la formación¹⁶

2.2.2. Modelo De Deshidratación. Modelo de Audet (1995) La deshidratación toma lugar en tres etapas, de las cuales dos de ellas son cinéticas y la otra es termodinámica. La segunda etapa en la cual se realiza el mayor aporte de agua es modelada, según Audet, 1995. La porción de sedimentos sólidos asume que se tiene un contenido de arcillas tal como esmectita, la cual cambia químicamente a una arcilla no expandible, illita. Como parte de esta transición, las capas de agua intermedias de la estructura, liberan agua incrementando la cantidad de fluido dentro del espacio poroso¹⁷. La reacción que modela la deshidratación sigue la ley de Arrhenius, siguiendo una reacción de primer orden.

Utilizando un balance de masa se puede inducir que una mol de deshidrato es formada a partir de n mol de agua y una mol de hidrato

$$M_h = M_d + nM_w \text{ Ec. 35}$$

Siendo M masa molar de cada componente, deshidrato, hidrato y agua. La fracción de volumen hidratado ($f = \phi_h$) en función de la profundidad se debe calcular, para poder cuantificar la cantidad que se puede deshidratar.

$$\frac{Df}{dt} = -kf \text{ Ec. 36}$$

Donde la velocidad de reacción es dada por la ley de Arrhenius

$$k = A \exp\left(\frac{-T_E}{T}\right) \text{ (a) } T_E = \frac{E}{R} \text{ (b) Ec. 37}$$

¹⁶ Osborne, M. J., & Swarbrick, R. E. (1999). Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs consequences for porosity and overpressure prediction, 16, 337–353.

¹⁷ Audet, D. M. (1995). Mathematical modelling of gravitational compaction and clay dehydration in thick sediment layers. Geophysical Journal International, 122(1), 283–298.

La temperatura T_E es la temperatura relacionada a la energía de activación, y R es la constante de los gases. Los valores de energía de activación y el factor pre-exponencial de Arrhenius determinan a qué profundidad la reacción de deshidratación llega su fin¹⁸. Para calcular f se integra la ecuación (Ec. 36)

$$\int_0^f \frac{df}{f} = -N \int_0^t \exp\left(-\frac{1}{x}\right) dx \quad \text{Ec. 38}$$

Remplazando $x = T/T_E$, estas relaciones son lineales, y siendo N

$$N = \frac{E}{R\omega \frac{dT}{dz}} \quad \text{Ec. 39}$$

Debido a la dificultad de la integral (Ec. 38) esta puede aproximarse, utilizando la siguiente correlación $F(x) = x^2 \exp(-1/x)$. Por lo tanto la fracción de volumen a cualquier profundidad en función de la temperatura se da como

$$f(T) = f_0 \exp\left(-N \left(F\left(\frac{T}{T_E}\right) - F\left(\frac{T_0}{T_E}\right)\right)\right) \quad \text{Ec. 40}$$

Para que exista el efecto de deshidratación se tiene que asumir que no hay cambio en el volumen neto de la roca, o que no existe disipación de presión a través del medio poroso por ninguna causa. La deshidratación se puede modelar de dos formas, (1) la primera situación se encuentra cuando la reacción de deshidratación crea porosidad, ésta es creada debido a que la expulsión de fluidos de la roca disminuye el volumen de grano asumiendo que hay conservación de la masa y (2) la porosidad no cambia debido a la reacción que presenta la deshidratación. (Audet, 1995).

$$s_{dehyd,1} = \frac{d\phi}{dt} = \left(\frac{nV_F}{V_h} + \frac{V_d}{V_h} - 1\right) k_h \phi_h \quad \text{Ec. 41}$$

¹⁸ Audet, D. M. (1995). Mathematical modelling of gravitational compaction and clay dehydration in thick sediment layers. *Geophysical Journal International*, 122(1), 283–298.

El factor en el paréntesis indica el cambio en el volumen neto por el proceso de deshidratación, llegará a ser del 10% y será tomado como límite superior, o como máximo valor que se puede alcanzar por la deshidratación, aunque autores como Osborne y Swarbrick (1997) estiman que el aumento total de volumen por deshidratación puede llegar a ser máximo del 4%.

$$S_{dehud,2} = \frac{d\phi}{dt} = \frac{1}{1-\phi} \left[\frac{nV_f}{V_h} - \phi \left(\frac{nV_f}{V_h} + \frac{V_d}{V_h} - 1 \right) \right] k_h \phi_h \quad \text{Ec. 42}$$

La causa que mayor aporte tiene, es en la cual no hay cambio de porosidad, debido a que hay aporte de fluido al medio poroso. Los términos $a_1 = nV_f/V_h$ y $a_2 = V_d/V_h$ son difíciles de calcular por tal motivo en el estudio de Audet (1995), asumió que no hay cambio en el volumen total de la roca así que $a_1 + a_2 - 1 = 0.1$, asumiendo el límite superior ya mencionado

Limitaciones

- Ignora la química del fluido de poro
- Se mantiene la relación molar entre fracciones de hidrato, deshidrato y agua
- Se ignora la disipación a través del espacio poroso
- El contenido total de esmectita es del 100%

3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO POR ESFUERZOS QUÍMICOS

3.1. OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN

Para el desarrollo de la metodología propuesta, se deben realizar la obtención de datos previos para la estimación de la presión de poro por deshidratación de minerales y procesos de cementación, estos serán mostrados paso a paso a continuación.

3.1.1. Registros utilizados Para generar los respectivos perfiles de presión se deben realizar algunos cálculos previos como perfiles de porosidad, esfuerzo efectivo, volúmenes de cuarzo precipitados, cantidad de hidrato generado, entre otros los cuales dependen de algunos registros, si estos registros no están disponibles se deben generar registros sintéticos.

3.1.2. Cálculo del registro sísmico a partir del registro densidad El cálculo de registros sintéticos se utiliza cuando no se presentan, o no se encuentran disponibles registros sísmicos o de densidad los cuales son necesarios para hacer una evaluación completa a las formaciones. Se utilizan las ecuaciones de Wyllie y Garden, con las cuales se calcula el sísmico a partir del registro densidad. Ya con los registros sintéticos generados se pueden realizar los perfiles y las tendencias para cada uno de ellos.

3.1.3. Tasa de sedimentación La velocidad de enterramiento se determina a partir de las edades de las formaciones, ya que durante el periodo de tiempo que ocurre

la sedimentación se generan eventos que modifican este proceso. Con el historial se puede conocer hasta qué punto se alcanza la máxima, mínima velocidad o termina el proceso de generación de sobrepresión. La tasa debe estar ajustada al gradiente geotérmico, los cuales estarán relacionados linealmente.

3.1.4. Gradiente de temperatura Cuando se atraviesan las formaciones se obtiene un cambio de temperatura a medida que aumenta la profundidad, por lo tanto se debe usar un gradiente geotérmico con el cual se puede estimar la temperatura de los estratos. Los modelos de cementación y deshidratación son dependientes de la temperatura, ya que la velocidad de precipitación de cuarzo es función logarítmica de la temperatura y la cantidad de volumen de hidrato. Se debe generar un historial de temperatura, con el cual se describe el comportamiento a través del tiempo en las formaciones.

3.1.5. Clasificación de las zonas Por medio de los registros se identifica la litología de la zona. Los registros Gamma ray y Potencial espontaneo pueden identificar estratos con contenido de arcilla. Utilizando el registro Gamma ray (Ec. 3) se puede calcular el volumen de arcilla presente a través de las formaciones, cuando se tiene el estimado, se seleccionan los estratos que tiene el mayor contenido de arcilla lo cuales se van a manejar para el análisis de presiones anormales.

3.1.6. Cálculo de la porosidad mediante registros A partir de los registros sínicos y densidad, se calcula la porosidad en las zonas de interés seleccionadas, por medio de Wyllie (1958), para el sínico (Ec. 4) y para la densidad (Ec. 5). En la metodología se utiliza el registro sínico, ya que es más sensible a los cambios en la porosidad y los fluidos confinados, haciéndolo útil para detectar zonas anormales

de presión. Mediante este cálculo se puede desarrollar los perfiles de porosidad para cada registro los cuales son el principal dato de entrada en la metodología.

3.1.7. Análisis de las zonas con sobrepresión En el cálculo de la presión de poro se tiene en cuenta principalmente la sub-compactación como el factor más importante, pero como se ha mencionado anteriormente, se identificarán las zonas con sobrepresión generada por esfuerzos químicos. Para identificar zonas con sub-compactación se observa el perfil de porosidad y se identifican zonas anormales donde los valores no siguen la tendencia normal de compactación, indicando que hay mayor contenido de fluidos confinados, los cuales no fueron expulsados de acuerdo a la tasa normal de sedimentación. A valores de profundidad alta la compactación mecánica se vuelve casi insignificante, y es difícil acertar con la predicción de presión de poro, debido a la presencia de esfuerzos anormales. En este caso se observa las características y aporte de los esfuerzos químicos.

La cementación de cuarzo es un indicador de pérdida y obstrucción de porosidad, los cuales generan aumento de la presión de poro. Por lo general la cementación de cuarzo comienza a una temperatura cercana a 80°C (176°F), antes de esta temperatura la abundancia de cemento es muy poca y su máxima velocidad llega cuando está cerca de los 100 °C (212°F). (Bjorlykke et al., 1989; Walderhaug, 1994b). Las arcillas son estables hasta que se alcanzan condiciones, tales como temperaturas y presión, para deshidratarse, como se mencionó anteriormente la deshidratación se da en pulsos y para que se generen se deben presentar las condiciones necesarias.

3.2. PERFIL DE PRESIÓN DE PORO, MÉTODOS CONVENCIONALES.

Con los métodos mostrados en el capítulo anterior, Eaton (Ec. 10) y presión de poro a partir de la porosidad (Ec. 27), se calcula la presión de poro, que se generara por

la sub-compactación el cual se va comparar más adelante con el aporte generado por los esfuerzos químicos. Además se ilustrarán los perfiles de presión de poro en cada mecanismo.

3.2.1. Método de Eaton 1975 Para la implementación de esta metodología, se debe tener en cuenta el registro sísmico y una tendencia normal de éste. La relación entre estos valores indica el exceso de sobrepresión elevado a una constante de ajuste dependiente de la litología de la zona. Utilizando la correlación de Eaton (Ec. 10) se obtiene el perfil presión de poro a partir de la sub-compactación.

3.2.2. Predicción de presión de poro desde la porosidad Después de que se realice el cálculo de porosidad a partir del registro sísmico, disminuyendo exponencialmente (Athy, 1930) al aumentar la profundidad, la presión de poro se convierte en una variable dependiente de la porosidad la cual se puede calcular con la Ec. 27. El desarrollo del perfil de presión de poro teniendo en cuenta la sub-compactación se convierte en un paso fundamental para el desarrollo de la metodología propuesta.

3.3. IDENTIFICACIÓN DEL APORTE QUÍMICO EN EL PERFIL DE PRESIÓN DE PORO

3.3.1. Cementación de cuarzo Para el cálculo de la presión de poro en la metodología se implica un cálculo del volumen de cuarzo precipitado que se cementa. Para determinar la velocidad de precipitación (Ec. 29), es necesario conocer el gradiente geotérmico junto con las constantes que son análogas al factor

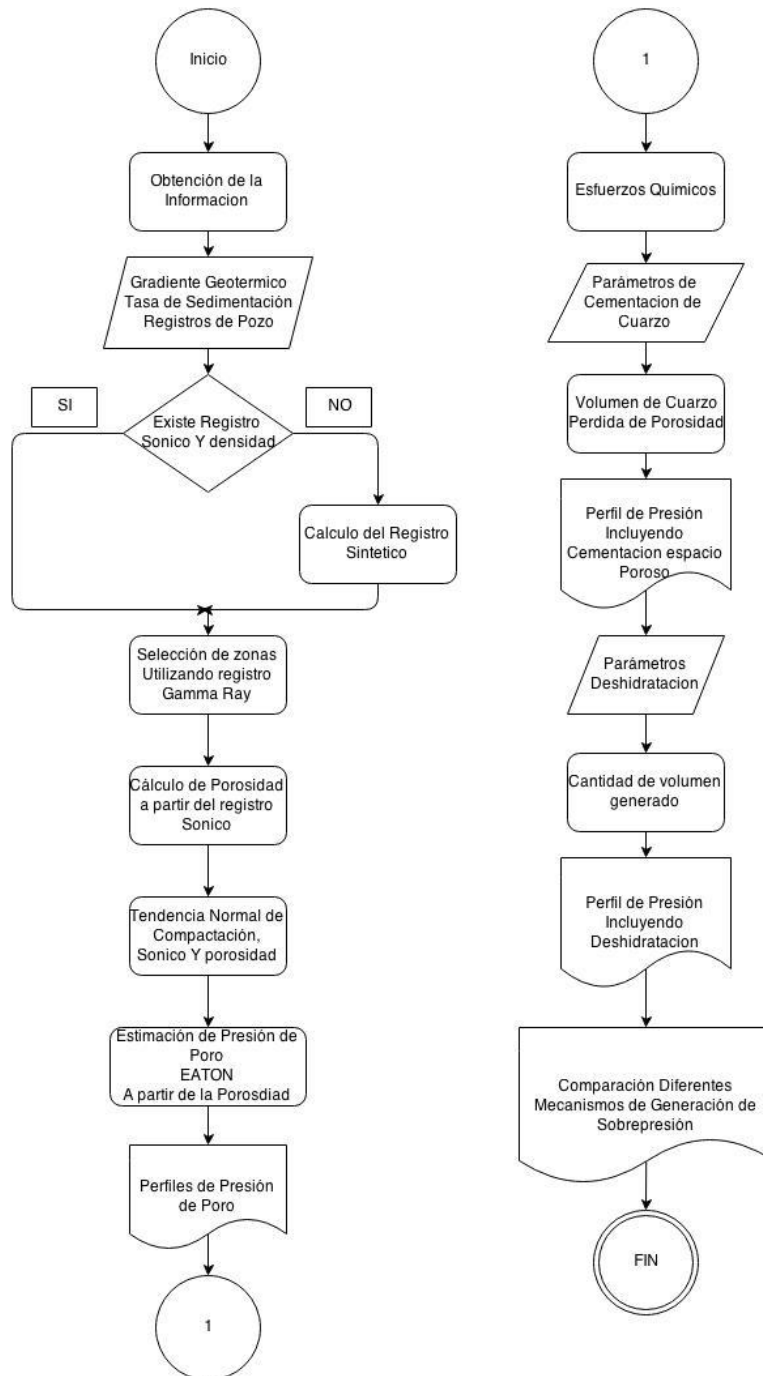
pre-exponencial y al de energía de activación. La tasa de sedimentación indica la edad aproximada de las formaciones, se calcula el tiempo el cual permite calcular el volumen de cuarzo (Ec. 28). Este volumen de cuarzo depende del área que se tiene disponible para cementar en el grano de la roca. Cuando el enterramiento sucede el área cambia con el tiempo, debido a que el volumen de cuarzo invade el área disponible, lo que ocasionará una renovación del área a cementar, y un cálculo nuevo para dicho volumen de cuarzo. Se calcula la fracción de cuarzo cementado, al dividirlo en el volumen de referencia (1cm^3), será igual a la pérdida de porosidad generada, que es el valor determinante para generar el perfil de presión de poro incluyendo la cementación de espacio poroso.

3.3.2. Deshidratación Es necesario conocer la cantidad de arcilla hidratada, con la cual se podrá identificar la cantidad de agua que se puede liberar. La fracción de hidrato está en función de la temperatura (Ec. 40). A partir de la cantidad de arcilla hidratada se puede calcular el cambio que puede generarse en la porosidad debido a la deshidratación, por ello es necesario conocer la velocidad de reacción, la porosidad y los volúmenes molares de cada fracción, hidrato, deshidrato y agua. Los volúmenes molares de son difíciles de cuantificar por lo tanto se asumen según el estudio de Audet (1995).

La situación modelada es en la cual la porosidad no cambia por la reacción de deshidratación. Ya teniendo la información suficiente se puede cuantificar el cambio de porosidad con respecto al tiempo, o en otras palabras la velocidad de pérdida de volumen de hidrato por volumen de la roca. Debido a que este término es una tasa de cambio se hace necesario realizar una integral con respecto al tiempo, así se obtendrá la pérdida de porosidad por el efecto de deshidratación, al obtener este valor se generará el perfil de presión de poro.

3.4. DIAGRAMA DE METODOLOGÍA

Fig. 8 Diagrama de Metodología Propuesta Mecanismos de generación de sobrepresión química



4. DESARROLLO DE METODOLOGÍA

4.1. OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN

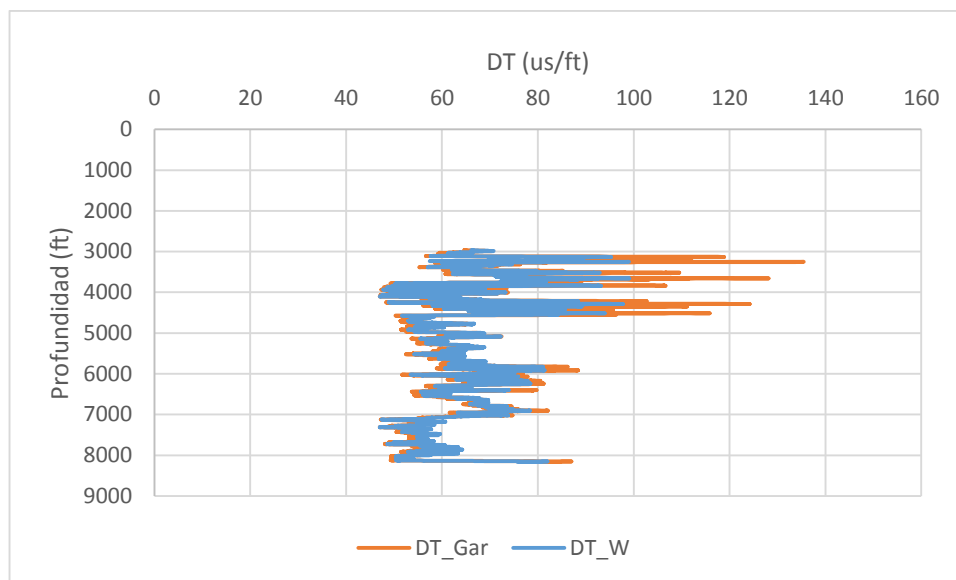
Para reunir la información de entrada, se busca un registro de pozo de la literatura el cual tuviera la mayor cantidad de información disponible. Dentro de la información necesaria están los registros, tales como sónico, densidad, gamma ray, temperatura entre otros.

4.1.1. Obtención de los registros Dentro de la información obtenida a partir de la literatura no se encontró el registro sónico, por este motivo será necesario modelar esta curva sintética a partir de la densidad, así como se mencionó en la metodología. Además se cuenta con los registros gamma ray y potencial espontáneo para la clasificación de zonas, resistivos para la identificación de fluidos.

4.1.2. Cálculo del registro sónico a partir del registro densidad A partir del registro densidad se generó un perfil del registro sónico sintético donde se utilizaron valores de tiempo de tránsito para la matriz (Δt_{ma}) de $47 \mu s/ft$, un tiempo de tránsito para el fluido (Δt_{fl}) de $200 \mu s/fs$, una densidad e matriz (ρ_{ma}) de $2.65 g/cm^3$ y una (ρ_{fl}) de $1g/cm^3$.

Para el desarrollo del cálculo usando la ecuación de Gardner (Ec. 8) se usan valores para $c_g = 0.229907$ y $n_g = 0.145$ en donde el registro densidad (ρ) está dado en (g/cm^3) y el registro sónico (DT) en (ft/s). Y se generaron los perfiles de cada uno para comparar su comportamiento.

Fig. 9 Registro sintético sónico Wyllie y Garsed



4.1.3. Tasa de sedimentación Se tiene en cuenta una tasa normal de sedimentación, de 50 m/Maños para la determinación de las edades aproximadas de las formaciones¹⁹. Con la cual se obtendrá el tiempo transcurrido para la cementación y la deshidratación.

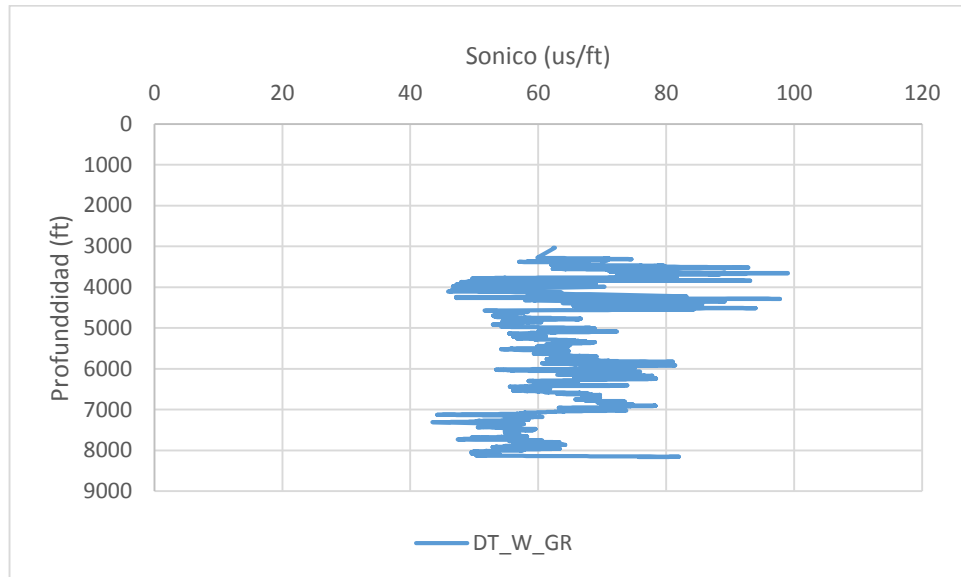
4.1.4. Gradiente de temperatura Para el desarrollo del modelo se requiere de un perfil de temperatura para la cual se usará un valor aproximado de $0.04 \text{ }^\circ\text{C/m}$ este valor es tomado a partir de los datos del registro.

4.1.5. Clasificación de las zonas Con el registro gamma ray (Ec. 3) como se mencionó en el capítulo 1, se clasificaron las zonas de alto contenido de arcilla, tomando los valores que se encuentran por encima del 60 % del índice de arcillas,

¹⁹ Borge, H. (2002). Modelling generation and dissipation of overpressure in sedimentary basins: an example from the Halten Terrace, offshore Norway. Marine and Petroleum Geology

y de esta manera se ilustra el comportamiento del registro sónico a través de la profundidad (Fig. 10).

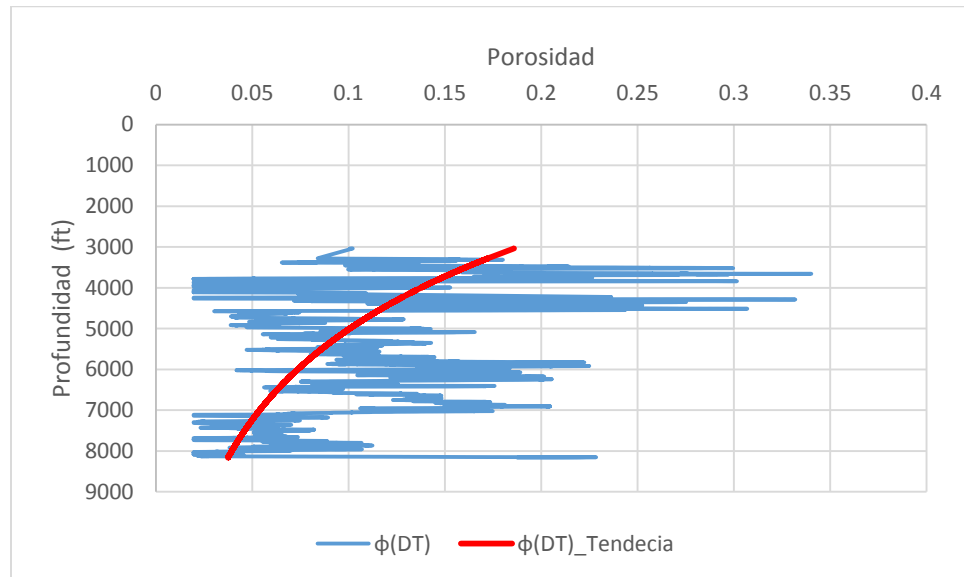
Fig. 10 Selección zonas de arcillas



4.1.6. Cálculo de la porosidad a través de los registros Con los valores del registro sónico sintético (Δt_{reg}), se generó un perfil de porosidad. Para este perfil se usaron valores de tiempo de tránsito para la matriz (Δt_{ma}), y para el fluido (Δt_{fl}) iguales a los del cálculo del registro sintético.

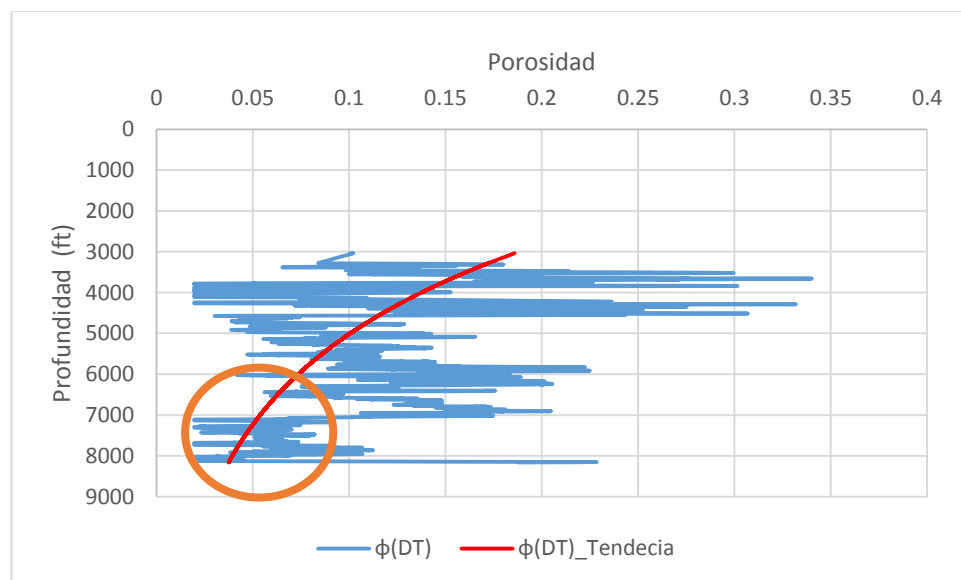
Luego de generar el perfil de porosidad se establece una línea de tendencia para estimar el coeficiente de compactación de la formación (Fig. 11), el cual es necesario para cuantificar las presiones en las formaciones.

Fig. 11 Perfil de la porosidad a partir del registro sónico; tendencia de la porosidad normal



4.1.7. Análisis de las zonas con sobrepresión

Fig. 12 Análisis de zonas de sobrepresión

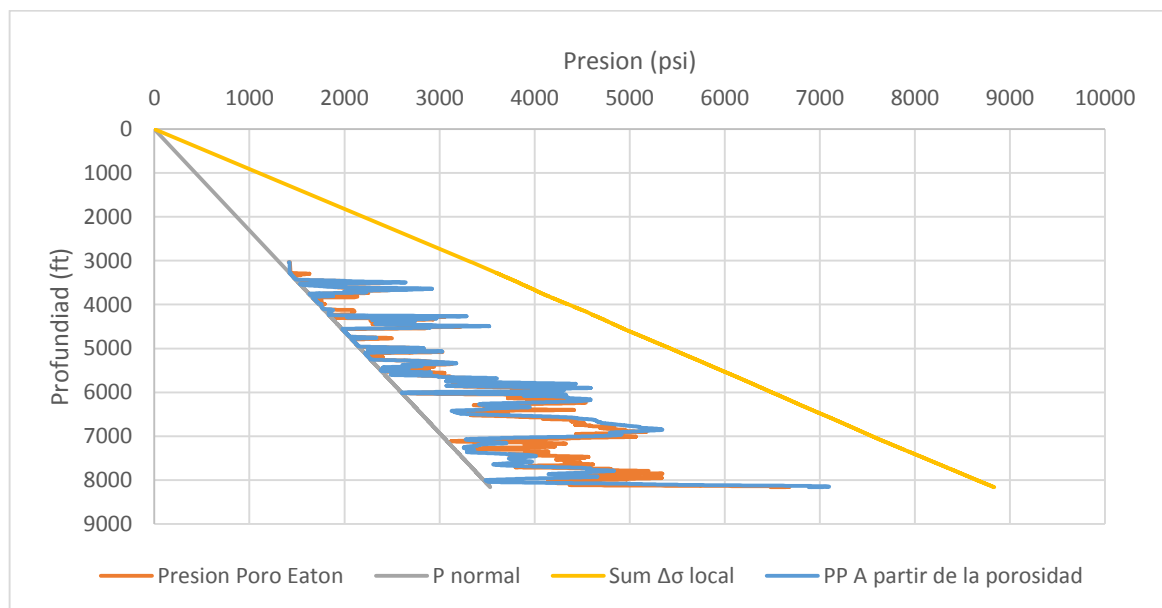


Al generar la tendencia de la porosidad a partir del registro sónico, se pueden observar los comportamientos anormales, que no siguen la línea de tendencia, en estas secciones es donde se puede presentar la sobrepresión por desequilibrio de compactación.

Cuando se presentan las condiciones de presión y temperatura se dan la sobrepresión puede aumentar aún más por efecto de la cementación y deshidratación-. Para el perfil se generan estas sobrepresiones alrededor de las zonas entre 6000 ft - 7000 ft (Fig. 12).

4.2. PERFILES DE PRESIÓN DE PORO CONVENCIONAL

Fig. 13 Perfil de Presión de poro Método Convencional de Eaton y a partir de la Porosidad



Utilizando el registro densidad se calcula la presión litostática o de sobrecarga. Conociendo un gradiente normal de presión de una formación se calcula la presión hidrostática. Por medio del método convencional de Eaton y a partir de la porosidad calculada se genera un perfil de presión de poro (Fig. 13).

4.3. PERFILES DE PRESIÓN DE PORO CON ESFUERZO QUÍMICOS

Los modelos de reducción de porosidad se describirán a continuación para dar conocimiento de cómo se desarrolla para generar los perfiles de presión de poro.

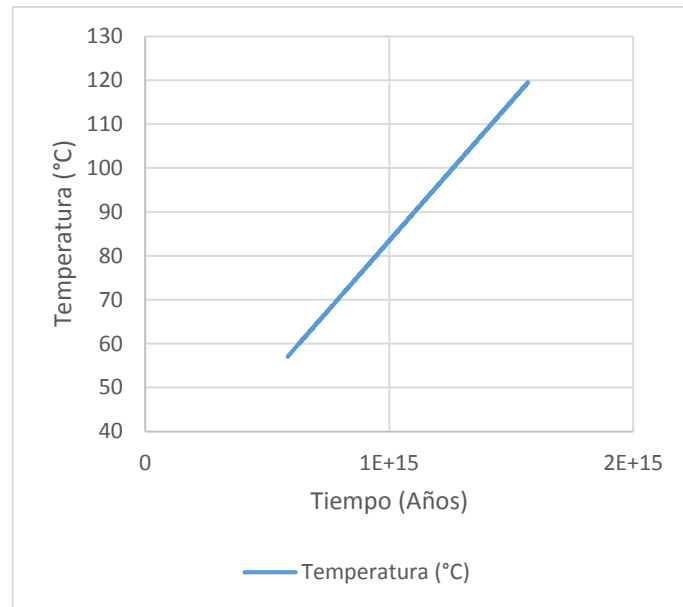
4.3.1. Compactación química Para generar un perfil de la presión de poro, incluyendo los esfuerzos químicos. Se usa la tasa de sedimentación de 50 m/Ma , con un gradiente geotérmico de $0.04 \text{ }^\circ\text{C/m}$, el cual resulta en un incremento de la temperatura de $2 \text{ }^\circ\text{C/Ma}$ (Fig. 14).

Por lo general el modelamiento de cuarzo comienza a los 80°C , debido a que a temperaturas inferiores a éstas la reacción no está activa haciendo que el volumen de cuarzo precipitado sea mínimo.

Se calcula el volumen de cuarzo cementado (Ec. 28), teniendo en cuenta el área inicial disponible para la precipitación (Ec. 33) en el momento que se depositaron $A_0 = 120 \text{ cm}^2$, a partir de datos promedio de las formaciones tales como tamaño de grano $D = 0.02 \text{ mm}$, fracción de cuarzo inicial de $f = 0.5$, recubrimiento de grano por otros minerales de $C = 0.2$, por unidad de volumen (cm^3); el comportamiento del área es dependiente del cambio de porosidad a través de la profundidad (Ec. 34). Para el cálculo de la velocidad de precipitación de cuarzo se usaron las constantes del factor pre-exponencial $a = 1,98e - 22 \text{ mol/cm}^2\text{s}$, y la energía de activación $b = 0.022 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ definidas en el estudio de Walderhaug (1994a). Con la

información suministrada se calcula el volumen de cuarzo, donde se asume que la masa molar del cuarzo $M = 60.09 \text{ g/mol}$, y la densidad $\rho = 2.65 \text{ g/cm}^3$.

Fig. 14 Historia de Temperatura para el modelo de cementación de espacio poroso



La cantidad de cuarzo está calculada por unidad de volumen, por lo tanto la pérdida de porosidad en el sistema es igual al volumen cementado de cuarzo. Por consiguiente para obtener la porosidad nueva para la formación, se resta dicho valor a la porosidad calculada con el registro sísmico. La Fig. 16 muestra la pérdida de porosidad con respecto a la inicial.

Fig. 15 Volumen de cuarzo generado en el tiempo

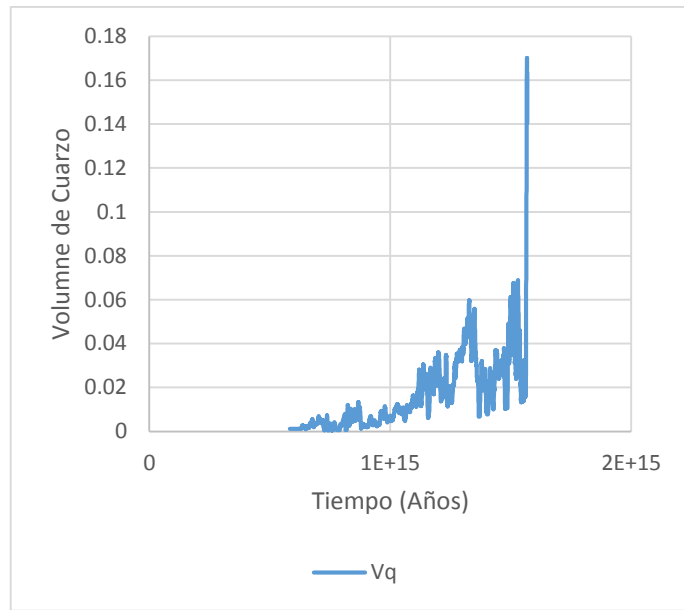
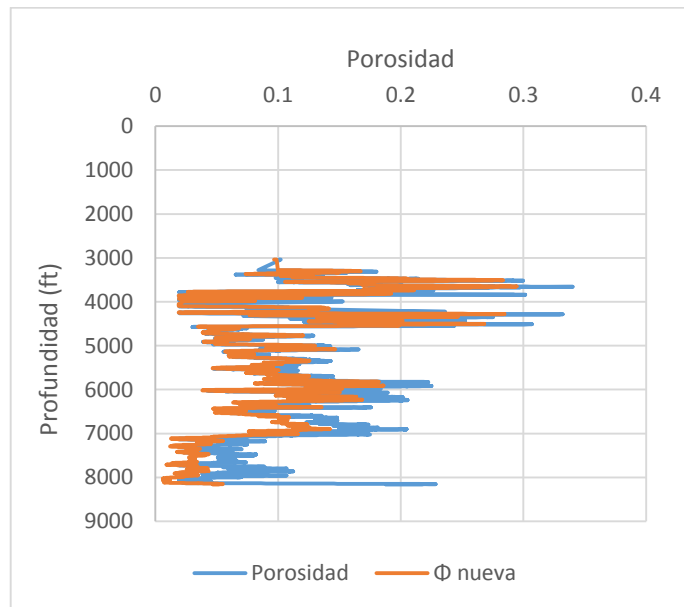
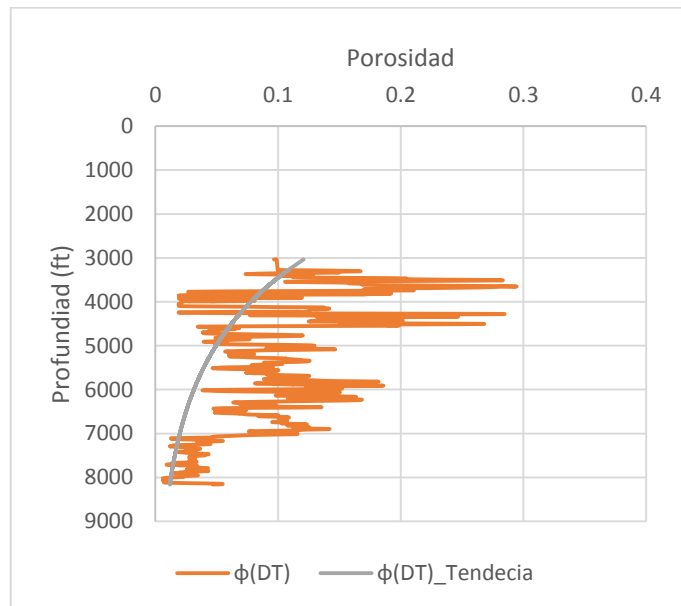


Fig. 16 Comparación, Porosidad Inicial, Porosidad con Cementación



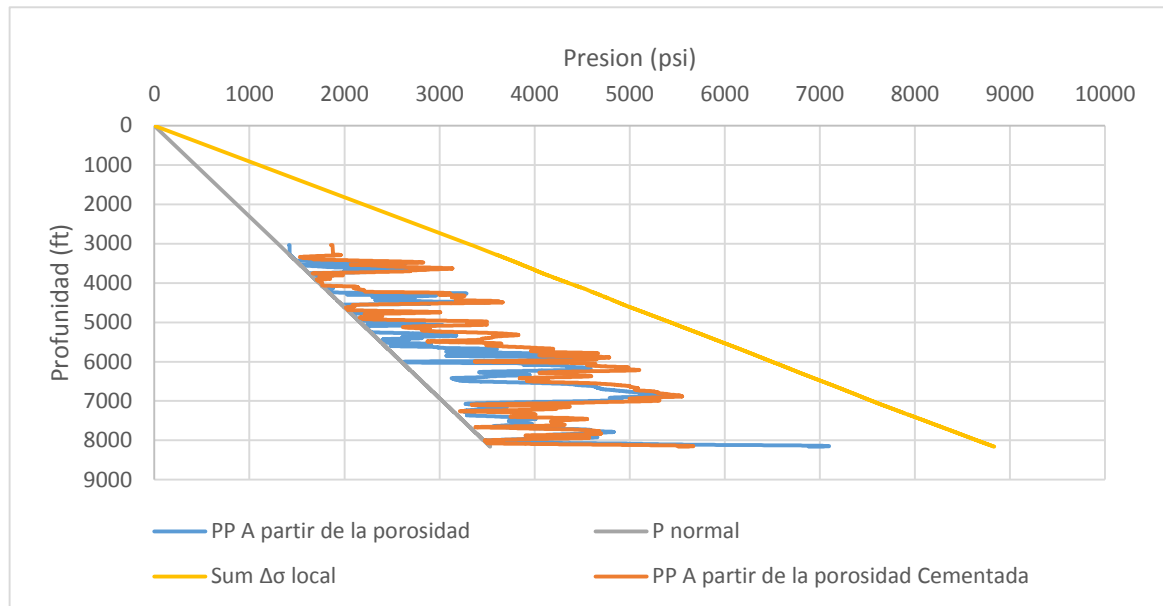
Para calcular la presión de poro a partir de esta porosidad que ha disminuido, se genera un nuevo perfil (Fig. 17). Calculando un nuevo coeficiente de compactación utilizando la ley de Athy (1930).

Fig. 17 Perfil de porosidad Cementada



Utilizando la predicción de presión de poro a partir de la porosidad (Ec. 27) se calcula el nuevo perfil de presión. La Fig. 18 compara la presión por subcompactación y la presión con la cementación de cuarzo.

Fig. 18 Perfiles de Presión de Poro para Sub-compactación y Cementación del Espacio Poroso.



4.3.2. Deshidratación de arcillas Para obtener la cantidad de agua que puede entrar al espacio poroso, es necesario conocer la cantidad de arcilla hidratada (Fig. 19). Para el cálculo de la fracción hidratada es necesario la tasa de sedimentación ya definida (50 m/Ma) y el gradiente geotérmico igualmente ya definido ($0.04 \text{ }^\circ\text{C/m}$). Las energías de activación y factor pre-exponencial son diferentes para la deshidratación y cementación. La energía de activación para deshidratación $E_h = 60000 \text{ J/mol}$ y el factor pre-exponencial $A_h = 4.2 e - 5 \text{ s}^{-1}$. Con los datos anteriores se puede calcular la fracción de arcilla hidratada (Ec. 40).

Fig. 19 Fracción de Arcilla hidratada en función de la temperatura

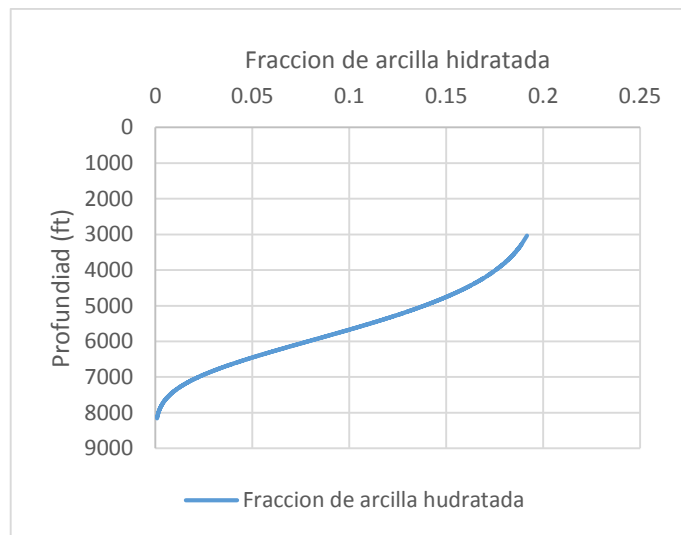
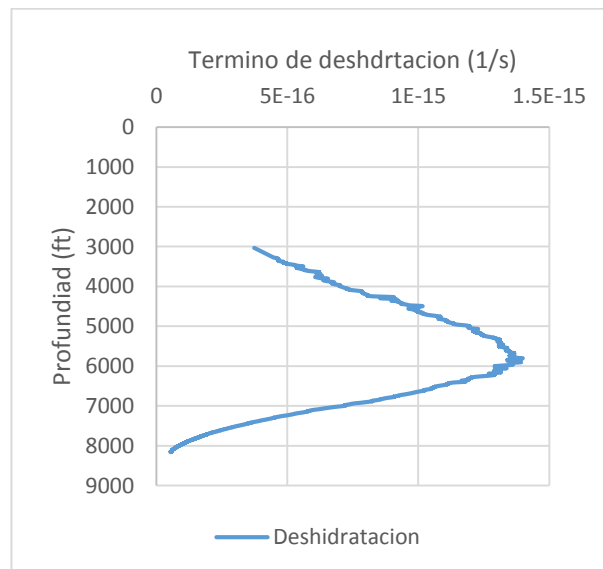
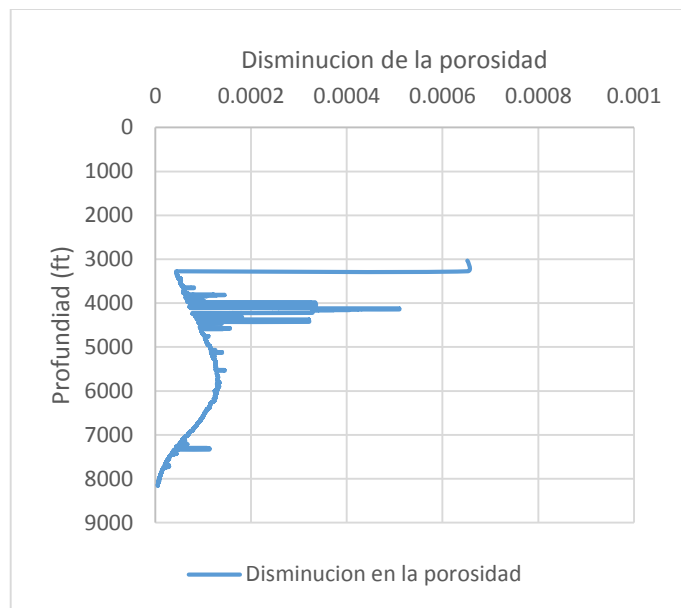


Fig. 20 Velocidad de cambio de porosidad para la fracción de hidrato



Se modeló el término que podía generar mayor aporte de presión para el proceso de deshidratación²⁰ (Ec. 42). Para los números a_1 y a_2 , ya asumiendo el límite superior para el cambio de volumen por deshidratación del 10%, 0.14 y 0.96 son los valores respectivos.

Fig. 21 Cambio de la porosidad



Por lo tanto se calcula la pérdida de volumen de hidrato por volumen de roca (Fig. 20). Para cuantificar la disminución de porosidad se realiza la integral respecto al tiempo (Fig. 21).

Con el cálculo de la pérdida de porosidad se debe realizar el mismo procedimiento que se siguió para la cementación del espacio poroso. Se le resta a la porosidad inicial el cambio por deshidratación, generando así un nuevo perfil, con el que se

²⁰ Wangen, M. (2001). A quantitative comparison of some mechanisms generating overpressure in sedimentary basins. *Tectonophysics*, 334(2001).

obtiene una tendencia para la porosidad nueva, la cual se compara para observar el cambio que se obtuvo (Fig. 22). A partir de los cálculos anteriores se puede generar el nuevo perfil de presión de poro el cual incluye la deshidratación (Fig. 23).

Fig. 22 Comparación Porosidad Inicial, Porosidad Deshidratación

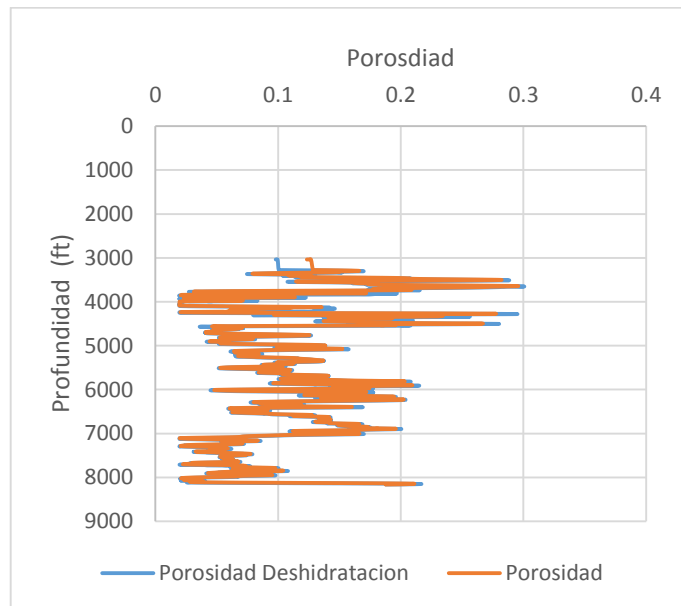
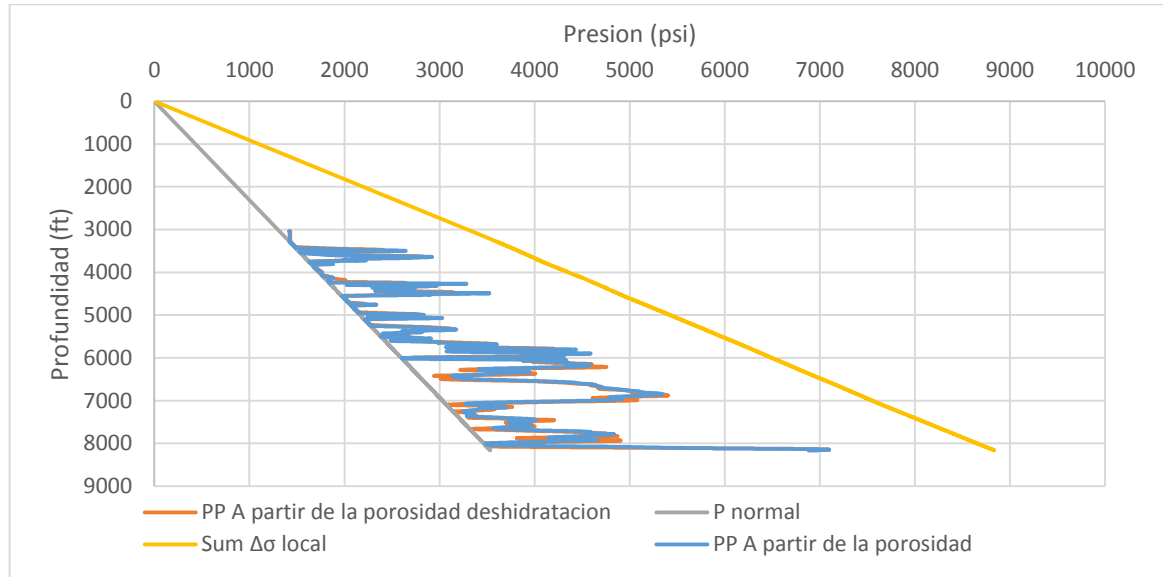


Tabla 1 Parámetros Para el manejo de modelos Esfuerzo químicos

Datos Generales		
Gradiente Geotérmico	0.04	°C/m
Tasas de Sedimentación	50	m/Ma
Cementación		
Factor análogo Pre-exponencial (a)	1.98E-22	mol/cm ² S
Factor análogo a energía de activación (b)	0.022	°C ⁻¹
Masa molar del cuarzo (M)	60.09	g/mol
Densidad del cuarzo (ρ)	2.65	g/cm ³
Tamaño de grano promedio (D)	0.02	Mm
Fracción de cuarzo detrítico (f)	0.65	Fracción
Recubrimiento de grano (C)	0.2	Fracción
Deshidratación		
Constante de los gases (R)	8.314472	J/molK
Fracción de Volumen de hidrato inicial (Φ_h)	0.2	Fracción
Energía de activación (Eh)	60000	J/mol
Factor Pre-exponencial de Arrhenius (Ah)	0.000042	s ⁻¹
nVf/Vh (a1)	0.14	Fracción
Vd/Vh (a2)	0.96	fracción

Fig. 23 Perfil de Presión de poro con sub-compactación y Deshidratación de las arcillas

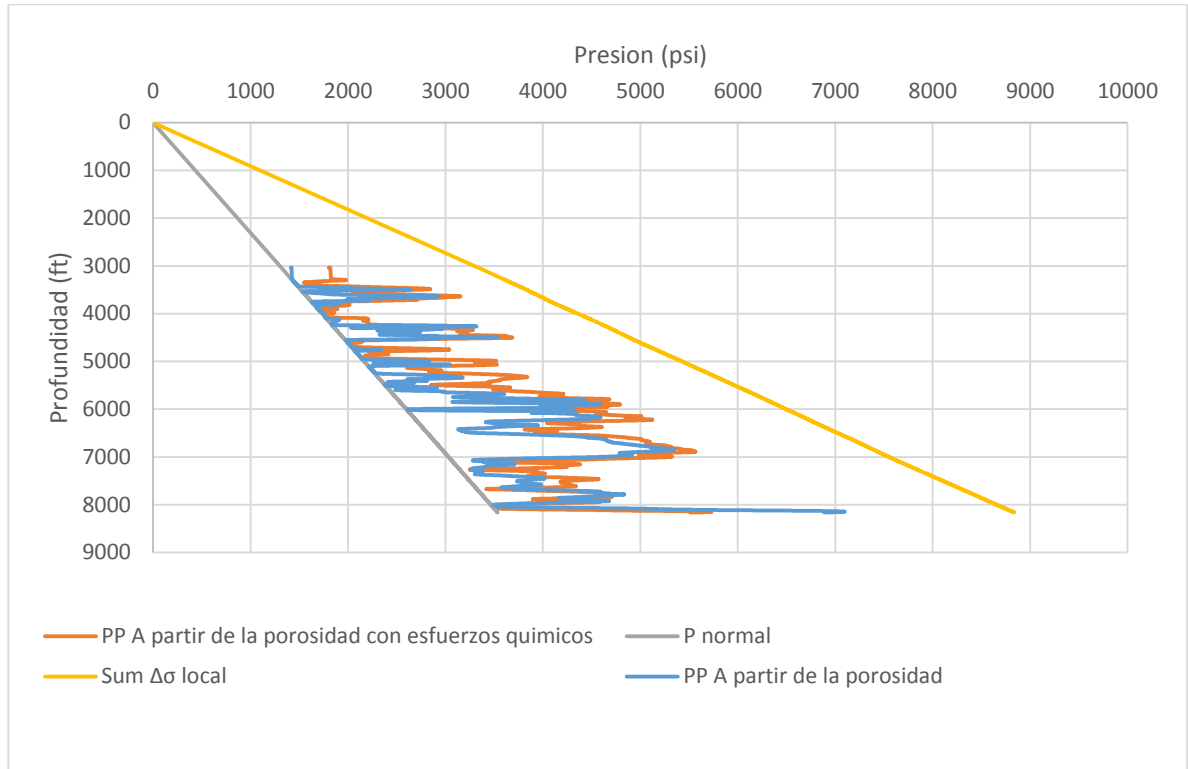


4.4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Después del desarrollo de la metodología, se hace un análisis a los resultados obtenidos, se comparan los perfiles de presión de poro convencionales, los que cuantifican solo el efecto de sub-compactación, con el de la metodología propuesta, presión de poro por esfuerzos químicos (Fig. 24).

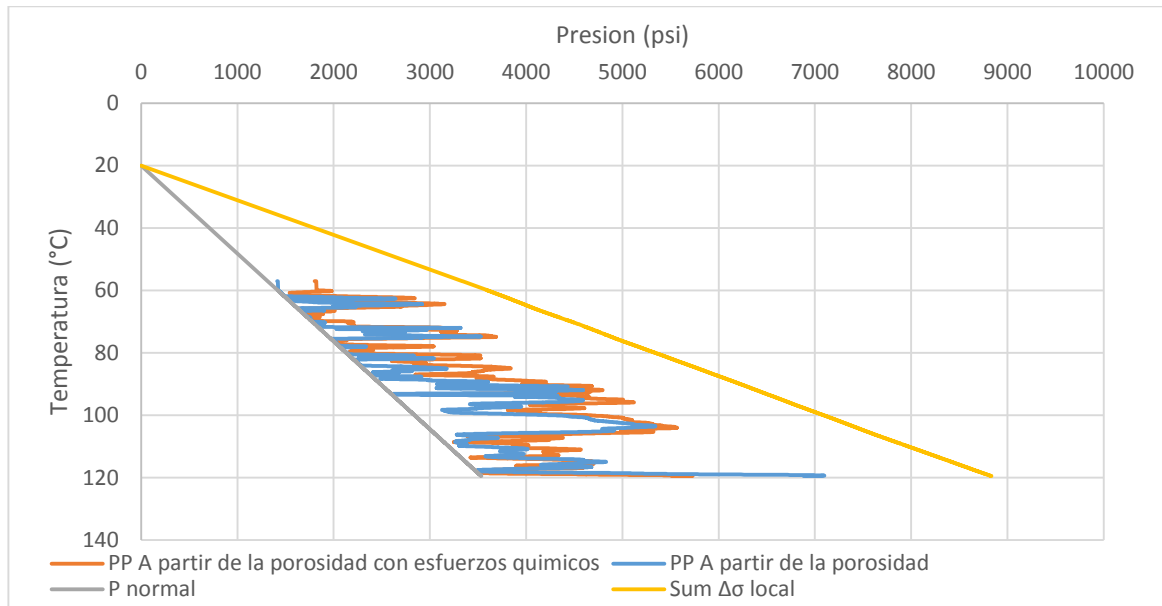
En el perfil de presión de poro generado por los esfuerzos químicos, se puede observar que hay aumento de presión, indicando así que es un mecanismo de generación de sobrepresión con el cual se pueden explicar comportamientos anormales, así como afirma Osborne y Swarbrick (1996, 1998).

Fig. 24 Perfil de Presión de Poro inicial, Perfil de presión de poro Incluyendo esfuerzos químicos



Una de los principales indicadores para identificar las causas químicas como generadores de presión es la temperatura. Los modelos utilizados son dependientes de ésta, ya que al modelar es necesario conocer las temperaturas para que las reacciones inicien y terminen. Según el comportamiento, la variación de los procesos químicos con respecto al perfil de sub-compactación, la temperatura y la presión (Fig. 25), estos son considerados alrededor de los 80 °C (176 °F), cerca de una profundidad de 1500 m (5000 ft).

Fig. 25 Perfil de Presión de Poro inicial, Perfil de presión de poro Incluyendo esfuerzos químicos



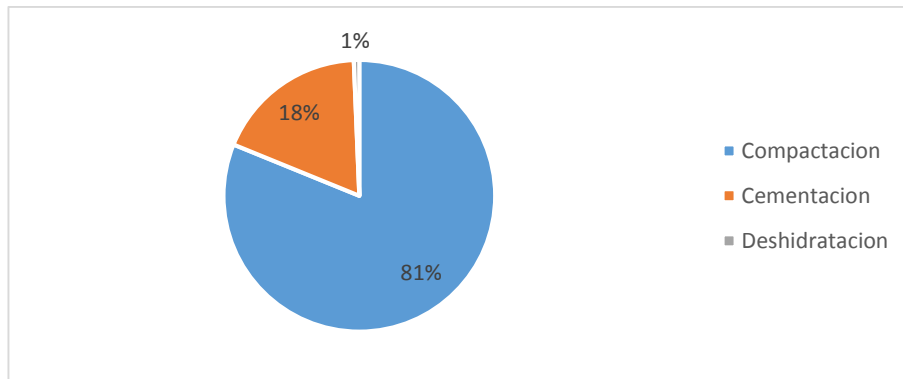
Esta información se puede corroborar con los resultados de los estudios de Bruce (1984), Bjorkum (1996), Schneider et al., (1996) Walderhaug (1996, 2000), ellos indican que las temperaturas para iniciar los procesos químicos (cementación y deshidratación) se encuentran por encima de 70°C (158°F) hasta 150°C (302 °F) y Osborne y Swarbrick (1998) afirman que estos procesos inician alrededor de los 90°C (194 °F), considerando que los resultados dependen de las formaciones estudiadas. Con este comportamiento acertado para los esfuerzos químicos también se puede inducir a que los esfuerzos químicos son dependientes de la profundidad, ya que la temperatura está ligada a ésta.

Al cuantificar los esfuerzos químicos por separado, cementación del espacio poroso (Fig. 18) y deshidratación de arcilla (Fig. 23), se puede observar que el mayor aporte en la generación de sobrepresión lo realiza la cementación del espacio poroso.

La cementación del espacio poroso causa una reducción aproximada en la porosidad (Fig. 16) en este estudio, varía entre 1% y 8% de volumen; según el estudio y sensibilidades de Walderhaug (2000) puede ocasionar un volumen de cemento de cuarzo entre 1% al 15%, con una desviación cercana al 3%. La disminución en la porosidad sin disipación de fluidos va a generar un nuevo perfil de porosidad con un coeficiente de compactación diferente, el cual controla qué tanto difiere la presión hidrostática de la presión de formación, en el caso de la tendencia de porosidad inicial se tiene un coeficiente de $0.0003125 \text{ ft}^{-1}$, y para el nuevo cálculo $0.00045455 \text{ ft}^{-1}$. Cuando se ha determinado este cambio se relaciona con la presión de poro, la cual refleja un comportamiento acertado a la porosidad (Fig. 18). La cantidad de presión generada por la cementación del espacio poroso en la investigación se encuentra entre el 7% y 16%.

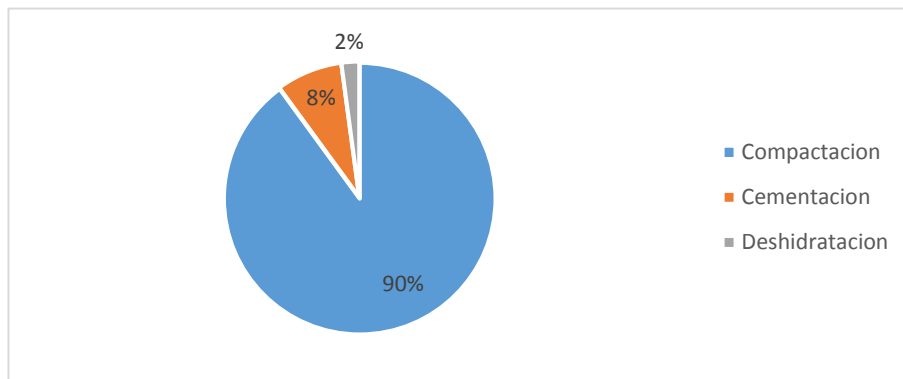
La deshidratación como proceso de generación de presión en el cambio de porosidad fue insignificante (Fig. 22). La cantidad de fluido liberado en el espacio poroso no generó aporte en el confinamiento, aunque se asumió un cambio de volumen del 10% en la roca, como límite superior, solo se generó un cambio entre 0.1% y 2%; Osborne y Swarbrick (1997) estiman que podría generarse un cambio hasta del 4% a través de todas las etapas de deshidratación. La presión generada en el caso aplicado por el proceso de deshidratación (Fig. 23) es menor al 2%, los cálculos mediante la metodología implementada asumió condiciones drásticas en los cambio de volúmenes. Audet (1995) estima que puede generarse un incremento de presión, en condiciones extremas o máximas, así como la cantidad molar de agua o saturación de agua que superar las condiciones de saturación de la roca.

Fig. 26 Distribución de la presión a la profundidad de 5324 ft



Se realiza un análisis para una zona donde se genere un cambio de presión del 19% (5324 ft) (Fig. 26) por esfuerzos químicos. La presión en este punto a partir de la metodología fue de 3834.24 psi, con los métodos convenciones de predicción de presión de poro fue de 3123.4 psi.

Fig. 27 Distribución de la presión a la profundidad de 6900 ft



Al comparar las diferentes causas de sobrepresión, en este punto de aumento de presión significativa, se puede notar que el efecto de sub-compactación sigue siendo el más importante en la generación de presiones, el que le sigue es la

cementación de espacio poroso, y por último la deshidratación. Se observa un cambio de presión del 10% (6900 ft) (Fig. 27) por esfuerzos químicos. Las diferentes causas de sobrepresión siguen teniendo un comportamiento similar al observado anteriormente en donde la causa dominante es la sub-compactación seguida por los esfuerzos químicos.

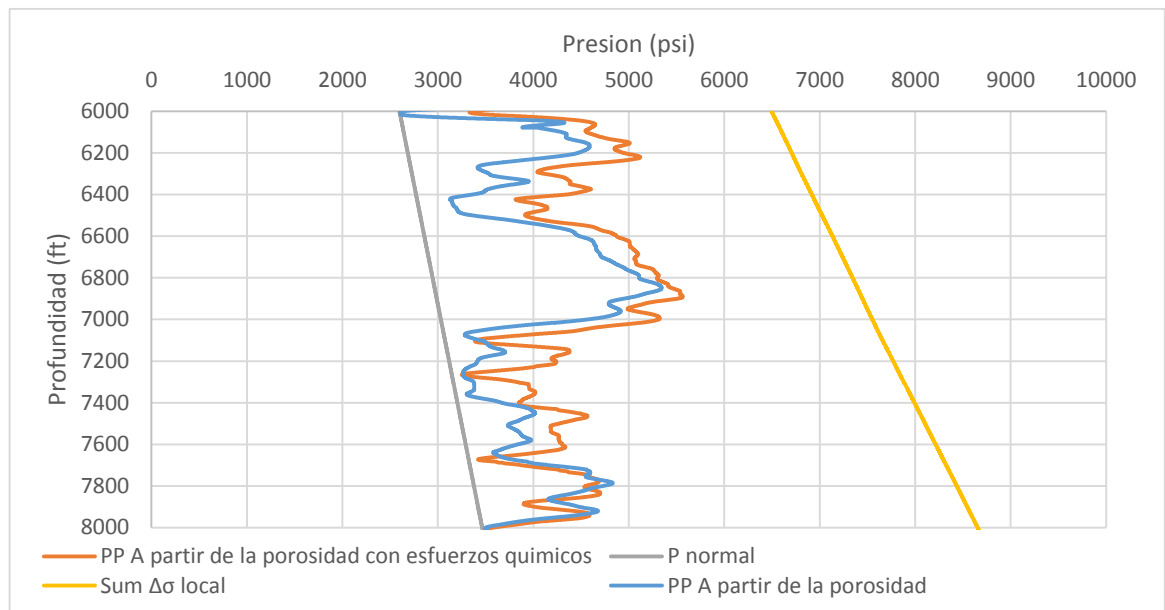
Analizando el perfil de presión se tiene en cuenta que el aporte de esfuerzos químicos no tiene un comportamiento constante a través de la profundidad (Fig. 28). Con las variables de temperatura y presión en las formaciones no se puede explicar el comportamiento del cuarzo cementado²¹, esto es debido que la cementación de espacio poroso el cual aporta el mayor cambio de presión en los esfuerzos químicos depende del área y la porosidad disponible

En el caso de deshidratación la energía de activación y el factor pre-exponencial son la principal causa y limitante en este proceso, debido a que controlan en qué momento la deshidratación llega a su fin²².

²¹ Walderhaug, O. (2000). Modeling Quartz Cementation and Porosity in Middle Jurassic Brent Group Sandstones of the Kvitebjørn Field, Northern North Sea. AAPG Bulletin, 84(9), 1325–1339.

²² Audet, D. M. (1995). Mathematical modelling of gravitational compaction and clay dehydration in thick sediment layers. Geophysical Journal International, 122(1), 283–298.

Fig. 28 Análisis de la variación de presión por esfuerzos químicos



5. CONCLUSIONES

- La metodología implementada utiliza la presión de poro en función de la porosidad, por lo tanto será la principal indicadora de comportamiento anormal, al utilizar la porosidad como variable se puede indicar el comportamiento de la presión, debido a que se tiene un coeficiente de compactación para cada tendencia de porosidad, por lo tanto con cada modelo de esfuerzos químicos se calcula la pérdida de porosidad en el volumen de roca, al cuantificar la pérdida se hace necesario generar nuevos perfiles de presión de poro los cuales incluyen la cementación del espacio poroso y la deshidratación.
- La cementación del espacio poroso se puede reconocer como una fuente generadora de presión importante, según el estudio y el modelo implementado. La reducción y la obstrucción de la porosidad por el cemento de cuarzo aumenta las presiones de los fluidos de poro, en los sistemas cerrados o que no tiene disipación, debido a que el área disponible para la cementación disminuye con el tiempo y el recubrimiento de grano aumenta (Walderhaug, 2000), gracias a la cantidad de cuarzo que se precipita, ocasionando en general que el volumen sea más pequeño con cada paso de tiempo confinando el fluido de poro.
- La deshidratación como mecanismo de generación de presión, no es significativo. Aunque el modelo utilizado (Audet, 1995) modela la principal etapa de liberación de agua en el espacio poroso, y asumiendo un cambio de volumen del 10% como límite superior, esto puede ser debido al factor de frecuencia y la energía de activación de la reacción.

- La cuantificación de los esfuerzos químicos generadores de presión permitió identificar, el aporte de cada mecanismo estudiado. El mayor mecanismo de generación de presión para los esfuerzos químicos, fue la cementación de espacio poroso.

6. RECOMENDACIONES

- El análisis de presiones no ha incluido la disipación que se puede generar a través de las formaciones, debido a flujo lateral, a diferentes estructuras geológicas, movimientos tectónicos entre otros.
- Debe realizarse una comparación del cálculo de la presión de poro generada en la metodología con respecto a las pruebas de presión que se hacen a la formación, con los que se podrá identificar otros mecanismos de generación de presión
- Cuando no se cuenta con el set de registros completo se puede acudir al uso de registros sintéticos por medio de las correlaciones basándose en la información que puede suministrar los registros disponibles

BIBLIOGRAFÍA

AUDET, D. M. (1995). Mathematical modelling of gravitational compaction and clay dehydration in thick sediment layers. *Geophysical Journal International* [online]. Cited October 2014]. Available from: [//gji.oxfordjournals.org/content/122/1/283.short](http://gji.oxfordjournals.org/content/122/1/283.short).

BORGE, H. (2002). Modelling generation and dissipation of overpressure in sedimentary basins: an example from the Halten Terrace, offshore Norway. *Marine and Petroleum Geology* [online]. [Cited: August 2014]. Available from: ScienceDirect <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817202000235>

BRUIJN, R. (2012). Chemical compaction of illite shale: an experimental study. *AAPG Bulletin* [Online]. [Cited: September 2014] Available from: AAPG Datapages. <http://archives.datapages.com/data/bulletns/19680/data/pg/0053/0001/0050/0073.htm?doi=10.1306%2F5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>

BURST, J. F. (1969). Diagenesis of Gulf Coast Clayey Sediments and Its Possible Relation to Petroleum Migration. *AAPG Bulletin*, 53(1), 73–93. [Cited: August 2014] Available from: AAPG Datapages. <http://archives.datapages.com/data/bulletns/196870/data/pg/0053/0001/0050/0073.htm?doi=10.1306%2F5D25C595-16C1-11D7-8645000102C1865D>

COLTEN-BRADLEY, V. (1987). Role of pressure in smectite dehydration--effects on geopressure and smectite-to-illite transformation. *AAPG Bulletin*. [Online]. [Cited: August 2014] Available from: GeoscienceWorld <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/71/11/1414.citation>

Crain's Petrophysical Handbook-SP Concepts. <http://www.spec2000.net/06-sp.htm>

ESCAMILLA, Ricardo. (2007). ACIPET Modelamiento de Registros una Herramienta Eficaz en la Evaluación Geomecánica de los Pozos. [Online] [Cited September 2014] Available from:

http://www.academia.edu/3988671/Modelamiento_de_Registros_una_Herramienta_Eficaz_en_la_Evaluacion_Geomecanica_de

Fu, Y. (2009). Numerical modeling of an overpressured petroleum system, Kristin Field, Mid-Norwegian margin by School of Engineering and Science [Online]. [Cited July 2014] Available from: <http://www.jacobs-university.de/phd/files/1272447287.pdf>

Grauls, D. (1999). Overpressures: Causal Mechanisms, Conventional and Hydromechanical Approaches. *Oil & Gas Science and Technology*, 54(6), 667–678. [Online]. [Cited: August 2014] Available from: http://ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/1999/06/grauls_v54n6/grauls_v54n6.html

Hawker, D. (2002). Datalog. Manual de Perforación, Procedimiento y operaciones en el pozo. [Online] [Cited August 2014] Available from: [4482634/Manual_de_Perforacion_Procedimientos_y_Operaciones_en_el_Pozo](http://www.ogst.ifpenergiesnouvelles.fr/articles/ogst/abs/1999/06/grauls_v54n6/grauls_v54n6.html)

Krygowski, D. A. (2003). Guide to Petrophysical Interpretation. *AAPG Bulletin*. [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://www.discovery-group.com/resources.htm>

Nygård, R., Gutierrez, M., Gautam, R., & Høeg, K. (2004). Compaction behavior of argillaceous sediments as function of diagenesis. *Marine and Petroleum Geology*, 21(3), 349–362. [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817204000182>

Ojeda, G. Y., & Mateus, D. (2009). Estimación de presión de poro a partir de velocidades sísmicas. *CT&F- Ciencia, tecnología y futuro* [Online]. [Cited September 2014] Available from: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0122-53832009000100001

Osborne, M., & Swarbrick, R. (1997). Mechanisms for generating overpressure in sedimentary basins; a reevaluation. *AAPG Bulletin*, 6(6), 1023–1041. [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/81/6/1023>.

Osborne, M. J., & Swarbrick, R. E. (1999). Diagenesis in North Sea HPHT clastic reservoirs consequences for porosity and overpressure prediction, 16, 337–353. [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0264817298000439>

Schneider, F., Potdevin, J. L., Wolf, S., & Faille, I. (1996). Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators. *Tectonophysics*, 263(1-4), 307–317. [Online]. [Cited September 2014] Available from:

Schlumberg, Pemex. Programa de Entrenamiento Acelerado para Ingenieros Supervisores de pozo. Presiones de Formación. [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://escueladeporfora.files.wordpress.com/2011/09/10-presiones-de-formacic3b3n.pdf>

Vargas Silva, Diego Armando. Metodología para estimar la presión de poro incluyendo los esfuerzos térmicos originados por el craqueo de kerógeno y aceite en formaciones de Shale. Trabajo de grado Ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de Ingeniera de petróleos. 2013

Wangen, M. (2001). A quantitative comparison of some mechanisms generating overpressure in sedimentary basins. *Tectonophysics*, 334(2001). [Online]. [Cited September 2014] Available from: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0040195101000646>

Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. *Earth-Science Reviews*, 108(1-2), 50–63. [Online]. [Cited

September 2014] Available from:
<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825211000821>

Walderhaug, O. (1996). Kinetic Modeling of Quartz Cementation and Porosity Loss in Deeply Buried Sandstone Reservoirs. AAPG Bulletin, 80(5), 731–745. [Online]. [Cited September 2014] Available from:
<http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/80/5/731>

Walderhaug, O. (2000). Modeling Quartz Cementation and Porosity in Middle Jurassic Brent Group Sandstones of the Kvitebjørn Field, Northern North Sea. AAPG Bulletin, 84(9). [Online]. [Cited September 2014] Available from:
<http://aapgbull.geoscienceworld.org/content/84/9/1325>.