



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
UNIDAD TICOMAN**



MÉTODOS PARA DETERMINAR Y EVALUAR LA DENSIDAD DE LOS FLUIDOS DE CONTROL DE ACUERDO CON LA NATURALEZA DE LAS FORMACIONES A INTERVENIR

TRABAJO ESCRITO

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

BELLO CABRERA DAVID ARMANDO

ESTRADA CHÁVEZ ARIANA

PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A

ARZANI BACRE VICTORIA STEPHANIA

ASESOR

QUIM. ROSA DE JESÚS HERNÁNDEZ ÁLVAREZ

CIUDAD DE MÉXICO, 19 DE JULIO 2021



Instituto Politécnico Nacional

Presente

Bajo protesta de decir verdad el (la)(los) que suscribe **David Armando Bello Cabrera, Victoria Stephania Arzani Bacre y Ariana Estrada Chávez**, manifiesto ser autor (a)(es) derechos morales y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada **“Métodos Para Determinar Y Evaluar La Densidad De Los Fluidos De Control De Acuerdo Con La Naturaleza De Las Formaciones A Intervenir”** en adelante “TRABAJO FINAL” de la cual se adjunta copia, por lo que por medio del presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II inciso b) de la ley federal del derecho de Autor, otorgo al Instituto Politécnico nacional, en adelante el IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (publicación en línea) “TRABAJO FINAL” por un periodo de (un año) contado a partir de la fecha de la presente autorización, dicho periodo se renovara automáticamente en caso de no dar aviso expreso a El IPN de su terminación.

En virtud de lo anterior el “El IPN” deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de “TRABAJO FINAL” Adicionalmente y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de “TRABAJO FINAL”, manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de “TRABAJO FINAL” por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de “TRABAJO FINAL” o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso

Ciudad de México a 19 de julio del 2021

Atentamente


Victoria Stephania Arzani Bacre
Nombre y firma


David Armando Bello Cabrera
Nombre y firma


Ariana Estrada Chávez
Nombre y firma



Folio
DES/0985/2021

85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Asunto
Impartición de Seminario

CDMX, 14 de abril de 2021

DR. ARTURO OZTIZ UBILLA
DIRECTOR DE LA ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERIA
Y ARQUITECTURA (ESIA), UNIDAD TICOMÁN
P R E S E N T E

Con fundamento en el Artículo 34, Fracción VIII del Reglamento Orgánico; Artículo 5, Fracción III del Reglamento General de Estudios; Artículo 12 del Reglamento de Titulación Profesional del Instituto Politécnico Nacional; en atención a su oficio DET/0371/2021, le comunico que se autoriza la impartición del Seminario de Actualización con Opción a Titulación:

"INGENIERIA DE FLUIDOS DE CONTROL"

Folio de Autorización: DES/ESIA-TIC/S/001-17/2011 - 2021
Vigencia del Seminario: 09 de marzo de 2020 al 09 de marzo de 2022
Duración: 200 horas.
Periodo de impartición: Del 24 de mayo al 19 de julio de 2021
Horario: lunes, martes y miércoles de 09:00 a 17:00 horas.
Sede: ESIA TIC. Se imparte a distancia
Expositores: Ing. Quim. Rosa de Jesús Hernández Álvarez, Ing. Manuel Torres Hernández e Ing. Rubén Miranda Arias.

Debiendo observar lo siguiente:

- Enviar en formato electrónico la lista inicial oficial de participantes, firmada y sellada por el Coordinador del Seminario y el Subdirector Académico dentro de los primeros diez días hábiles posteriores a la fecha del inicio del seminario.
- En la lista inicial se debe anexar el expediente digitalizado de cada participante, será enviado en un disco anexo, cada archivo deberá contener: Carta de pasante, Carta de cumplimiento del servicio social, Constancia de liberación del inglés e Inscripción del seminario.
- Dar a conocer a los participantes el folio de autorización correspondiente, para trámites de titulación ante la Dirección de Administración Escolar.
- Al concluir el programa del seminario enviar la relación de asistencia, de evaluación final y de trabajos finales, en un plazo no mayor a 20 días hábiles, para la emisión de las constancias a los participantes.





85 Aniversario del Instituto Politécnico Nacional
70 Aniversario del CECyT 11 "Wilfrido Massieu"
60 Aniversario de la Escuela Superior de Física y Matemáticas
50 Aniversario del CECyT 12 "José Ma. Morelos" y del CECyT 13 "Ricardo Flores Magón"

Folio
DES/0985/2021

Asunto
Impartición de Seminario

CDMX, 14 de abril de 2021

- Debido a la contingencia y por única ocasión el recibo de pago del dictamen técnico académico podrá ser entregado una vez que se hayan normalizado las actividades.
- Una vez reanudada las actividades se deberá enviar la información correspondiente en físico y firmada por el Coordinador del Seminario, Subdirector Académico y el Director de la Unidad Académica.
- Se deberá enviar la liga y contraseña para realizar la supervisión de la plataforma y las sesiones a distancia que se realizarán.

Cabe señalar que tanto la información emitida para la autorización de vigencia, como los datos de los participantes utilizados en la emisión de constancias, está sustentada en los anexos adjuntos al oficio enviado por usted, por lo que solicito verificarla a detalle previamente a su trámite.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
"La Técnica al Servicio de la Patria"



J. Manuel Velázquez Peto
ING. JUAN MANUEL VELÁZQUEZ PETO
DIRECTOR

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
Dirección de Educación Superior

c.c.p. Dr. David Jaramillo Vigueras. Secretario Académico del IPN.
Lic. Marisela Cabrera Rojas - Directora de Administración Escolar DAE.

T. s/t

JMVP/EGCV/ymvn

Página 2 de 2

Unidad Profesional Adolfo López Mateos, Edificio de la Secretaría Académica
Av. Luis Enrique Erro s/n, col. Zacatenco, Alcaldía Gustavo A. Madero, C.P. 07738, Ciudad de México
Commutador 01 (55) 57296000 ext. 50520





Agradecimientos – Victoria Stephania Arzani Bacre

Deseo comenzar agradeciendo a mis padres, Enrique Domingo Arzani Ibañez y Claudia Elena Bacre Méndez, quienes, gracias a su mano firme, su extensa confianza hacia mi persona, su apoyo incondicional y sobre todo su gran amor por mí, me ha llevado tan lejos hasta donde he llegado hoy día; no hay palabras ni tesoros que logren pagarles todo lo que me han dado, para ellos va dedicados este logro.

A mi hermano, el peor roomie que he tenido en los últimos 6 años de mi vida, porque la convivencia con él me enseñó muchas cosas que si debo y no debo aceptar en una relación de casa.

A mis tíos Carlos F. Aguilar Ibañez, su esposa Erika Hernández, por abrirme las puertas de su casa; por fungir como mis segundos padres; por todas aquellas veces en donde sólo necesitaba distraerme o ser escuchada y estuvieron ahí para mí. A mi tío Carlos, por siempre preocuparse por mí, en el más mínimo rasgo de desánimo que mi cara mostraba, y su forma de buscar animarme, sin duda alguna el mejor tío y segundo padre que pude encontrar durante mi carrera.

También a mi tío Víctor Ibañez y su esposa Magaly Osorio, por ser mis primeros amigos al mudarme a esta gran ciudad. Por animarme a salir a conocer durante mis primeros semestres en donde no la pasaba tan bien. Por siempre estar pendiente a la distancia y en las ocasiones que nos vimos, siempre tener un buen consejo para todas mis inquietudes.

Al Dr. Santiago Castañón, por preocuparse por mi bienestar y el de mi hermano, siempre estar pendiente de todo aquel problema que se me presentara; por sus acertados consejos, por su amplia sabiduría y su ímpetu de estar siempre a la mejor disposición.

A mis grandes maestros durante mi carrera, ingeniero Teófilo Hernández, ingeniero Fernando Rodríguez, y el ingeniero Armando Alatorre; sin duda sus clases, vivencias en campo y consejos en el día a día en aula, hicieron de mí, más allá de una mejor ingeniera, una mejor persona; muchas gracias por todos sus consejos.

A todas aquellas personas que se cruzaron en mi camino, que marcaron un precedente en esta gran historia, me quedo con todo lo bueno que dejaron en mí.

Y finalmente, agradecer a mi novio, porque ha estado conmigo en mis días más grises, siendo mi fortaleza y refugio, sosteniendo mis ánimos aun cuando a mí me es más que imposible; gracias mi amor.



Agradecimientos – David Armando Bello Cabrera

Quiero agradecer a mi familia que siempre estuvo conmigo, sin importar la distancia, ni el tiempo, sabía que podía contar con ellos.

A mi mamá Alicia Cabrera, gracias por apoyarme en seguir mi camino ya que, aunque sabías que dejaríamos la casa para estudiar en el politécnico, nos apoyaste y cuidaste para lograr nuestros propósitos, todo lo que soy hoy, es gracias a ti y lo que me enseñaste me ha servido y me servirá en mi vida.

A mi papá Carlos Bello, siempre estuviste pendiente de nosotros tus “enanos” durante toda la carrera, siempre tratando de visitarnos y recordándonos lo importante de crecer junto con la familia, gracias por estar allí cuando te necesitaba y por todo tu amor.

A mi papá postizo Alberto López que me enseñaste a ser persistente y no darme por vencido, aunque creyera que no había opciones, siempre sabías que decir para animarnos a continuar, si tengo el carácter de hoy es por ti.

A Ivis Nelly, que desde que te conocimos nos trataste como familia y gracias por la honestidad que nos brindaste, así como también nos enseñaste el valor de la comunicación con la familia y la importancia de la honestidad consigo mismo.

A mi hermanita Paola Bello, que con ese espíritu tan brillante me recordaste lo importante que es disfrutar de las pequeñas cosas y el asombro que se tiene al conocer las nuevas.

A mi hermana Karina Bello, gracias por el apoyo incondicional, tu honestidad dura pero acertada me recordaba saber quién soy y como desenvolverme con los demás, tu fuerza mental no la puedo comparar con nadie, lo poco de tolerancia que he aprendido es por ti hermana, te quiero mucho.

A mi hermano Ricardo Bello, que por ti existe un “nosotros” en cada etapa de mi vida, la casualidad del destino de darme un hermano gemelo, el cual considero mi mejor amigo y te agradezco por estar conmigo durante toda la carrera, ya que es difícil dejar a la familia, pero no tanto si te llevas a alguien contigo, saber que me acompañarías a estudiar me tranquilizó y me animó a siempre seguir adelante, por todas esas horas de estudio, juego, y enojos que pasamos juntos.

A Alfredo Ramírez, que has estado y estás conmigo. Gracias por apoyarme a seguir adelante y motivarme a seguir aprendiendo cada día, puedo decir que eres la persona más increíble que he conocido, tu tolerancia, tu amabilidad, y tu cariño han hecho que seas parte de mi vida.



Agradecimientos – Ariana Estrada Chávez

Mi gratitud entera por siempre será para ti, mi Señor Jesucristo, por tu infinito amor, apoyo y dirección durante cada etapa de mi vida, te dedico todos mis logros porque han sido gracias a Ti, pues siempre estas atento a todas mis necesidades, ofreciéndome lo mejor y buscando siempre la mejor opción para mí. Este seminario y trabajo final han sido de gran bendición en todo sentido, y no cesan mis ganas de decir gracias a Ti, Dios, que esta meta está por cumplirse, pues eres experto en cumplir mis sueños y te deleitas siempre en mi alegría.

Gracias te doy por la vida de mis padres, Melitón y Matilde porque tú me los diste como una bendición hermosa, su apoyo incondicional siempre estuvo para mí, y para mis hermanos, Jazmín, Eduardo y Francisco, no solo durante mi formación académica si no desde siempre.

Gracias por la vida de mi hermana Jazmín, por su amistad y compañerismo siempre, por cada momento vivido que me permites estar con ella, por las risas y también lágrimas. Gracias por mi familia en la fé, por sus oraciones, apoyo y todo el amor que me muestran, la pastora Rosita, el pastor Román, mi mejor amigo Jaciel, Heber, Sodi, Kary, todos los jóvenes y cada uno de mis hermanitos.

Gracias por el permitirme ingresar al Instituto Politécnico Nacional, en la ESIA Ticoman, en donde encontré maestros, amigos y compañeros que me instruyeron y apoyaron, en especial a David y Aldo, una verdadera amistad que comenzó hace años pero que seguirá por mucho tiempo más.

Toda mi vida y gratitud solo se centra en ti, Dios, pues nada tengo de mi misma, todo me lo diste tú. Por siempre y para siempre es tu bondad y te agradezco que seas por siempre mi Padre Celestial.



ÍNDICE

RESUMEN.....	9
ABSTRACT.....	10
OBJETIVO GENERAL.....	11
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
JUSTIFICACIÓN.....	11
INTRODUCCIÓN.....	12
CAPITULO 1. DENSIDAD	13
1.1. ANTECEDENTES.....	13
1.1.1. PRINCIPIO DE FLOTACIÓN Y SU INFLUENCIA.....	13
1.2. CONCEPTOS.....	15
1.2.1. DEFINICIÓN DE LA DENSIDAD PROPIEDAD FÍSICA Y SU IMPORTANCIA.....	15
1.3. CLASIFICACIÓN DE LA DENSIDAD, DEFINICIÓN Y UNIDADES	17
1.3.1. ABSOLUTA.....	17
1.3.2. RELATIVA	17
1.3.3. MEDIA Y PUNTUAL	18
1.3.4. APARENTE.....	18
1.4. DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS EMPLEADOS PARA SU MEDICIÓN.	19
1.4.1. LÍQUIDOS Y SÓLIDOS	19
1.4.1.1. DENSÍMETROS	19
1.4.1.2. PICNÓMETROS.....	21
1.4.1.3. HIDRÓMETROS	23
1.4.1.4. BALANZA HIDROSTÁTICA.....	25
1.4.1.5. MATRAZ DE LE'CHATELIER.....	25
1.4.2. GASES.....	28
1.4.2.1. DENSÍMETRO AEROSTÁTICO.....	28
CAPITULO 2. DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (DEC).....	29
2.1. GENERALIDADES.....	29
2.2. FACTORES QUE DETERMINAN SU APLICACIÓN Y PROBLEMAS DE UN MAL DISEÑO.	30
2.3. PROBLEMÁTICAS PRESENTES EN EL GOLFO DE MÉXICO DEBIDO A LA DEC.	31
2.3.1. PERDIDAS DE CIRCULACIÓN.....	32
2.3.1.1. FACTORES QUE LA AFECTAN Y SUS CONSECUENCIAS.....	32
2.3.1.2. SOLUCIONES A LAS PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN.....	35
CAPITULO 3. PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA DEC.	38
3.1. ASPECTOS GEOLÓGICOS Y LITOLÓGICOS.....	38



3.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LAS FORMACIONES.....	40
3.2.1. POROSIDAD.....	40
3.2.2. MOJABILIDAD.....	42
3.2.3. PERMEABILIDAD.....	43
3.2.1. RESISTIVIDAD.....	44
3.2.1. SATURACIÓN DEL FLUIDO	45
3.3. GEOPRESIONES.....	46
3.3.1. HIDROSTÁTICA.....	48
3.3.2. DE FORMACIÓN.....	48
3.3.3. FRACTURA.....	50
3.3.4. SOBRECARGA.....	51
CAPITULO 4. FACTORES QUE DETERMINAN EL GRADIENTE DE FRACTURA PARA LA SELECCIÓN DE LA DENSIDAD	53
4.1. REGISTROS EMPLEADOS PARA SU DISEÑO	53
4.1.1. GAMMA RAY.....	55
4.1.1. DE DENSIDAD.....	57
4.1.2. GEOMÉTRICO DEL POZO (CALIPER).....	59
4.1.3. SÓNICO.....	59
4.1.4. RESISTIVIDAD.....	60
CAPITULO 5. MÉTODOS MATEMÁTICOS PARA DETERMINAR LA DEC.....	63
5.1 INTRODUCCIÓN.....	63
5.2 HUBBERT & WILLIS.....	64
5.3 MATTHEWS & KELLY.....	66
5.4 BEN EATON.....	68
5.5 BOWERS.....	70
CAPITULO 6. APLICACIÓN DE LA DEC EN UN POZO EJEMPLO BASADO EN EL ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFÍSICOS.....	72
6.1. DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES EMPLEANDO EL ESTADO MECÁNICO DEL POZO.....	72
6.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	75
6.2. CONCLUSIONES.....	80
CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	81
ÍNDICE DE FIGURAS Y TABLAS.....	83
BIBLIOGRAFÍA.....	85



Resumen

En este trabajo, se presentan los fundamentos sobre los esfuerzos a los que están sometidas las formaciones, que permitirán determinar la Densidad equivalente de circulación (DEC), que nos llevará a lograr el objetivo de extraer el hidrocarburo mediante la ventana operativa, dicho en términos sencillos no es más que un rango permisible de densidades o pesos de los fluidos, requeridos para no comprometer la estabilidad del pozo y llegar al objetivo.

Para comprender su importancia de la Densidad equivalente de circulación (DEC) se describe en este trabajo la información requerida y empleada en un pozo ejemplo, los resultados obtenidos y los problemas que se presentaron en algunas etapas.



Abstract

In this written assignment, the fundamentals on the efforts to which the formations are subjected are presented, which will allow to determine the equivalent circulation density (DEC), which will lead us to achieve the objective of extracting the hydrocarbon through the operating window, in simple terms it is not more than an allowable range of fluid densities or weights, required to not compromise wellbore stability and reach the target.

To understand the importance of the equivalent circulating density (DEC), the information required and used in an example well, the results obtained and the problems that arose in some stages are described in this written assignment.



Objetivo general

Dar a conocer la influencia de la Densidad equivalente de circulación (DEC) en la estabilidad de los pozos durante su construcción, medios para su control y evaluación.

Objetivos específicos

- Entender la importancia de la influencia de los gradientes de fractura en su diseño para mantener la estabilidad del pozo.
- Conocer los factores empleados que determinan la Densidad equivalente de circulación (DEC).
- Descripción del empleo de la DEC mediante un pozo ejemplo empleando registros geofísicos.

Justificación

El presente trabajo, nace de la necesidad de crear un material que guíe a aquellas personas que se encuentran dentro del ámbito de la perforación, y qué, con este trabajo puedan mejorar y optimizar sus operaciones, conociendo la Densidad equivalente de circulación (DEC) y medios para su determinación y control.



Introducción

Previo a la Densidad Equivalente de Circulación (DEC) y su aplicación, debemos definir su importancia y su influencia en tener un buen control de las presiones presentes en las formaciones en cada etapa operativa para mantener la estabilidad del pozo.

La DEC, se interpreta como la densidad de un fluido hipotético, la cual en un estado de reposo y en cualquier profundidad genera una presión equivalente a la que generaría un fluido en condiciones activas. Este parámetro es vital para evitar problemas concernientes a la estabilidad del pozo; se basa en un modelo de geopresiones, el cual se fundamenta con base en tres gradientes: gradiente de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura. El procedimiento para conseguir estos gradientes comienza en el mismo campo, con el conjunto de datos recolectados de los pozos de correlación, datos geológicos, registros geofísicos y eventos ocurridos durante su construcción. Para evaluar el gradiente de sobrecarga, se debe contar con la información de la naturaleza de la formación; para la estimación del gradiente de fractura, que requiere de datos recopilados por los registros geofísicos, como son los rayos gamma, que nos aportarán las litologías que están presentes en el subsuelo y más adelante, poder realizar los cálculos.

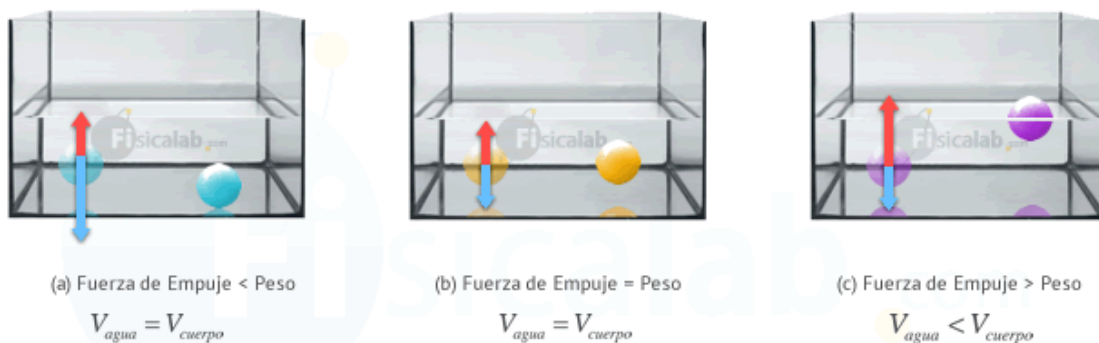
Para lograr la correcta medición de este gradiente, tenemos que tomar en cuenta las pruebas realizadas a la formación, eventos que sucedieron durante la perforación y que densidades fueron utilizadas. Finalmente, el gradiente de fractura es construido mediante el método de esfuerzo mínimo, y su calibración se lleva a cabo mediante las pruebas Leak-off, pruebas de goteo y los eventos ocurridos durante la perforación.

CAPITULO 1. DENSIDAD

1.1. Antecedentes

1.1.1. Principio de Flotación y su influencia.

El fenómeno de flotación consiste en la pérdida aparente de peso de los objetos que se sumergen en un líquido. Esto sucede cuando un objeto se encuentra sumergido dentro de un líquido, y este líquido ejerce presión sobre todas las paredes del recipiente que lo contiene, así como sobre todo cuerpo sumergido dentro del líquido ¹⁶ (Figura 1).



Flotación

(a). Si la fuerza de empuje es menor que el peso del cuerpo, este terminará hundiéndose y depositándose en el fondo. (b). Si la fuerza de empuje es igual que el peso del cuerpo, se quedará hundido en el fluido pero flotando en su interior. (c). Si la fuerza de empuje es mayor que el peso, el cuerpo terminará ascendiendo, manteniendo una parte sumergida y otro sobresaliendo del fluido.

Figura 1. Principio de Flotación ¹⁶

Como se observa en la figura 1. Las fuerzas laterales debidas a la presión hidrostática, que actúan sobre el cuerpo se equilibran entre sí, es decir, tienen el mismo valor para la misma profundidad. Esto no sucede para las fuerzas que actúan sobre la parte superior e inferior del cuerpo. Estas dos fuerzas son opuestas, una debido a su peso que lo empuja hacia abajo



y la otra, que, por la fuerza de empuje, lo direcciona hacia arriba. Como la presión aumenta con la profundidad, las fuerzas ejercidas en la parte inferior del objeto son mayores que las ejercidas en la parte superior, la resultante de estas dos fuerzas deberá estar dirigida hacia arriba. Esta resultante es la que conocemos como fuerza de flotación o de empuje que actúa sobre el cuerpo, tendiendo a impedir que el objeto se hunda en el líquido.

Al sumergir un cuerpo sólido dentro de un líquido, el volumen del cuerpo sumergido es igual al volumen de fluido desplazado. Por lo tanto, la fuerza de empuje $\rho \cdot V \cdot g$, donde ρ es igual a la densidad, V volumen y g gravedad; tiene una magnitud igual al peso del líquido desplazado por el cuerpo sólido sumergido. ¹⁷

El empuje que reciben los cuerpos sólidos al ser introducidos en un líquido, fue estudiado por el griego Arquímedes, y su principio se expresa como:

“Todo cuerpo sólido sumergido total o parcialmente en un fluido (líquido o gas) recibe un empuje ascendente, igual al peso del fluido desalojado por el cuerpo”.

Es importante hacer notar que la fuerza de empuje no depende del peso del cuerpo sólido sumergido, sino solamente del peso del fluido desalojado, es decir, si tenemos diferentes materiales sólidos, todos de igual volumen, experimentan la misma fuerza de empuje.

Como la densidad del agua es de 1 g/cm^3 (1000 kg/m^3), el número de gramos de masa del agua corresponde al número de centímetros cúbicos de volumen del cuerpo sólido. Éste es un buen método para determinar el volumen de cuerpos de forma irregular. Un *cuerpo sólido* completamente sumergido siempre desplaza un volumen de líquido igual a su propio volumen. Es decir, el volumen del cuerpo es igual al volumen de líquido desalojado. ¹⁷

Además, el principio de Arquímedes permitió a los navegantes colocar una barca encima del agua para poder transportarse a lugares distantes y cortar distancias entre pueblos costeros, al mismo tiempo acrecentar el comercio de diversos valores. Fue precisamente la tenacidad y audacia de los seres humanos que han habitado y participado de la historia del



mundo, quienes decidieron que esas embarcaciones podrían crecer, ser buques de transporte y de conquista en las guerras y elementos de observación oceanográfica para adentrarse en el maravilloso espacio acuático.

Sobre la base de lo anteriormente expuesto, se puede decir que el Principio de Arquímedes es la llave de la navegación moderna y contemporánea. Del mismo modo, los submarinos se encuentran fuertemente condicionados por este precepto. La llave de Arquímedes se extiende también a la naturaleza, en concreto hacia la flotabilidad de los icebergs. En estado de congelación, las moléculas del agua se estructuran de una forma compacta, de tal forma que cada una está rodeada de otras cuatro moléculas entrando en juego el enlace de hidrógeno. Cuando el hielo se licua, la energía vibratoria de las moléculas rompe parte de esta ordenación estructural permitiendo que algunas moléculas estén más apelmazadas, y tengan por tanto una densidad mayor. La consecuencia de esto es que, a diferencia del resto de sustancias, el agua congelada, que es más ligera, no se hunde por completo en el agua líquida, sino que una parte queda flotando por encima del agua, permaneciendo sumergido el resto tal como se puede observar en los icebergs.

En pocas palabras, lo que una vez un hombre sabio e inteligente descubrió como fruto de una casualidad y lo expresó en un principio fundamental, es en esta sociedad moderna una de las llaves más importantes de la puerta que conduce al progreso actual; el Principio de Arquímedes ha sido, es y será una ley invariable e inmutable frente al vertiginoso paso del tiempo.

1.2. Conceptos

1.2.1. Definición de la Densidad propiedad física y su importancia.

La densidad se define como la masa de un material en relación al volumen que ocupa; saber la densidad del fluido es intrínsecamente una de las propiedades más importantes, ya que,



gracias a su correcto manejo, el control de un pozo y mantener la presión hidrostática igual o un poco mayor a la presión de la formación.

Todo aquel menester humano, con un enfoque dentro del área industrial, debe tener el más alto impacto dentro de la inquietud de determinar la densidad de los materiales, productos, materias primas, y alimentos que maneja o productos específicos. Esto ayudará enormemente para su manejo, control, transporte y almacenamiento de cualquiera de estos.¹⁸

Dependiendo del estado físico de la materia, será como podrá ser tratado.

- *Densidad de gases*, este por la prolongación y compresibilidad de los gases, tendrá que medirse dentro de un tanque cerrado a ciertas presiones y temperaturas dadas y conociendo también la composición del gas que se está usando, de forma que, y con la utilización de la ecuación de gases ideales, se podrá realizar el cálculo de su densidad; por tanto, que podría ser que las condiciones no ideales del gas, se puede usar la ecuación de gases reales.
- *Densidad de líquidos*, de fácil medición debido a que su volumen depende intrínsecamente del recipiente que lo contiene, y de ahí podemos medir la masa con algún tipo de balanza o bascula, de forma que, podemos obtener fácilmente la densidad.
- *Densidad de sólidos*, depende de la geometría del sólido, su porosidad y permeabilidad, esto aplica para cualquier objeto sólido. Si el material a medir contiene una geometría regular, se puede obtener el volumen aproximado y ya sólo sería necesario medir su masa.



1.3. Clasificación de la Densidad, definición y unidades

1.3.1. Absoluta

La densidad absoluta, es una medida que expresa la relación que existe entre la masa y el volumen de un líquido o un objeto sólido. Se expresa en kilogramo por metro cúbico (kg/m^3), aunque también con frecuencia es expresada en gramos por centímetro cúbico (g/cm^3). La densidad es una magnitud intensiva.¹⁷

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Donde:

ρ = Densidad

m = Masa

V = Volumen del líquido

1.3.2. Relativa

Es la relación existente entre su densidad y la densidad de otra sustancia de referencia; esto nos lleva, como consecuencia, que la densidad relativa es una magnitud adimensional (sin unidades).¹⁷

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_0}$$

Donde:

ρ_r = Densidad Relativa.

ρ = Densidad de la sustancia.

ρ_0 = Densidad e referencia o absoluta.



Para los líquidos y sólidos, la densidad de referencia habitual es la densidad del agua líquida a la presión de 1 atm y la temperatura de 4° C. Bajo estas condiciones, la densidad absoluta del agua destilada es de 1000 kg/m³, es decir, 1 kg/dm³.

En el caso opuesto, para los gases la densidad de referencia habitual es la del aire a la presión de 1 atm, y la temperatura de 0° C.

1.3.3. Media y puntual

Dentro de un sistema homogéneo, la expresión masa/volumen se aplica a cualquier parte del sistema obteniendo siempre el mismo resultado.¹⁷

Por lo contrario, en un sistema heterogéneo no presenta la misma densidad en partes diferentes. En este caso, se debe medir la “densidad media”, la cual se obtiene dividiendo la masa del objeto por su volumen o la “densidad puntual” la cual será distinta en cada punto, posición o “infinitesimal del sistema, y la cual se define por:

$$\rho = \lim_{V \rightarrow 0} \frac{m}{V} = \frac{dm}{dV}$$

1.3.4. Aparente

La densidad aparente es una magnitud aplicada más en el ámbito heterogéneo y entre ellos, los porosos como el suelo, el cual forma cuerpos heterogéneos con espacios de aire u otro líquido, de manera que la densidad total de un volumen del material sea menor que la densidad del material poroso si este sufriera una compactación. En el caso de un material, que se mezcle con aire, tenemos:

$$\rho_{ap} = \frac{m_{ap}}{V_{ap}} = \frac{m_r + m_{aire}}{V_r + V_{aire}}$$



Cabe destacar que la densidad aparente de un material no es una propiedad intrínseca del material, por ende, depende de su compactación. La densidad aparente del suelo (ρ_{ap}), se obtiene secando una muestra de suelo de un volumen conocido a 105 °C hasta peso constante; por lo cual, tenemos:

$$\rho_{ap} = \frac{W_{SS}}{V_s}$$

Donde:

ρ_{ap} = Densidad aparente del suelo.

W_{SS} = Peso del suelo secado a 105 °C hasta peso constante.

V_s = Volumen original de la muestra de suelo.

1.4. Descripción de los instrumentos empleados para su medición.

Hay dos formas de obtener la densidad, la forma directa e indirecta. Para obtener de forma indirecta la densidad, se realiza la medición de la masa y el volumen por separado y acto seguido, se calcula la densidad. Normalmente la masa se mide con una balanza, mientras que el volumen puede determinarse midiendo la forma del objeto y midiendo las dimensiones correspondientes o mediante el desplazamiento de un líquido, entre otros.

Los distintos instrumentos para realizar la medición de densidades en sólidos, líquidos y gases, se enlistan a continuación.¹⁹

1.4.1. Líquidos y sólidos

1.4.1.1. Densímetros

Un densímetro es una herramienta de medición que permite determinar la densidad relativa de un líquido. Por lo general, está hecho de vidrio y consta de un tallo cilíndrico y

una bombilla que contiene mercurio o perdigones de plomo que le permiten flotar en posición vertical en líquidos ²⁰ (Figura 2).

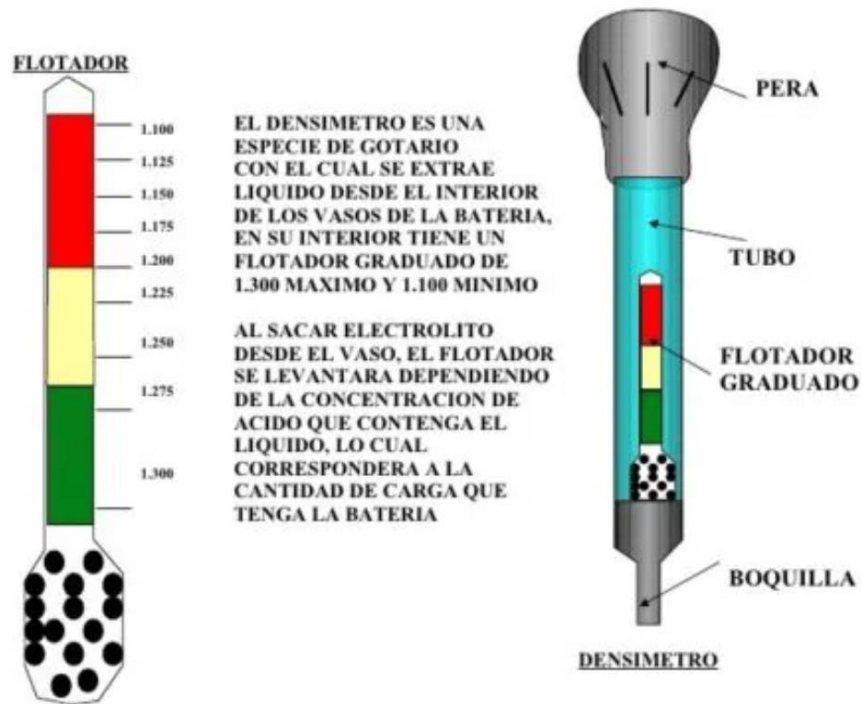


Figura 2. Densímetro y su descripción

El modo de uso, el líquido a ensayar, se vierte en un recipiente alto, como una probeta graduada o un vaso de precipitado, lo bastante grandes para permitir medir la densidad de este instrumento. El densímetro se va introduciendo de forma suave dentro del líquido hasta que el mismo flote libremente. El punto en el que la superficie del líquido toca el vástago del densímetro es posible observar en la escala graduada del densímetro el cual permite la lectura de la medida de densidad relativa de la sustancia ensayada (Figura 3).

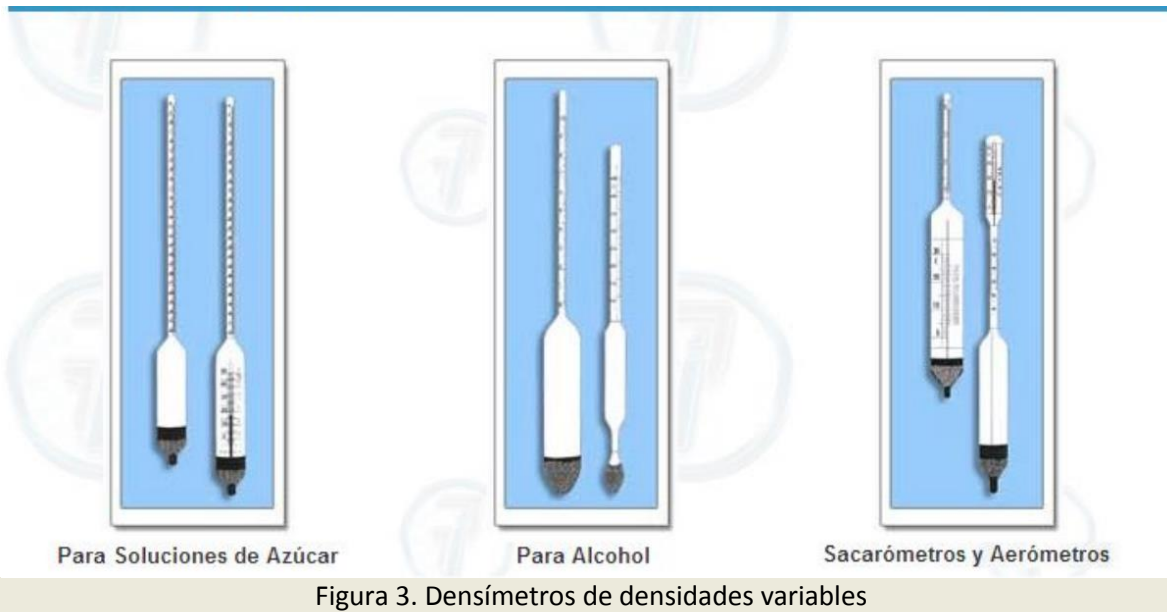


Figura 3. Densímetros de densidades variables

1.4.1.2. Picnómetros

El picnómetro es un instrumento utilizado para medir las densidades de los líquidos. Consiste en un pequeño frasco de vidrio de cuello estrecho, cerrado por un tapón esmerilado, hueco y que termina por su parte superior en un tubo capilar con graduaciones de tal forma que un volumen pueda obtenerse con gran precisión. Gracias a esto, permite medir la densidad de un fluido, con relación a la densidad conocida de un fluido como el agua o el mercurio. ²¹

El modo de uso, primero para llenar el picnómetro se retira el tapón esmerilado, el cual está hueco o perforado, se añade una muestra con una probeta pequeña, se rellena el picnómetro con agua destilada y se tapa. El líquido subirá por el interior del tapón hasta el capilar. Puede pasar que incluso el líquido se rebose, en dado caso se secaría con cuidado por fuera procurando que el líquido este cubriendo totalmente el tapón o que este exceso se pueda medir con el capilar. Así es como determinamos el volumen de la muestra contenida en el recipiente.

En algunas situaciones, los picnómetros menos precisos, no cuentan con un tapón, sino con un cuello largo aforado; para este caso, el picnómetro se llenará hasta el enrase que tiene marcado en el cuello y de esta forma, conoceríamos el volumen del líquido. La masa del líquido, se determina por la diferencia entre la masa del picnómetro lleno y vacío, y la densidad el líquido será el cociente entre la masa y el volumen que ocupa (Figura 4 y 5).



Figura 4. Picnómetro

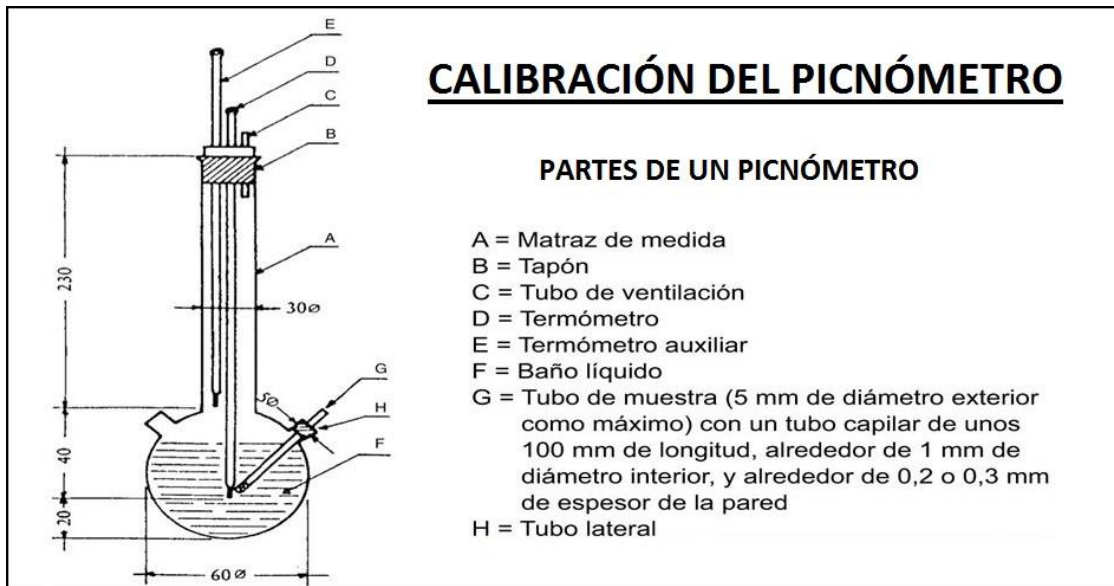


Figura 5. Elementos de un Picnómetro ²¹

1.4.1.3. Hidrómetros

Es un instrumento utilizado para la medición de la densidad de líquidos, es muy empleado para determinar los grados API de los hidrocarburos. Esta herramienta utiliza el principio de flotación de Arquímedes en la medición; también es conocido como densímetro de inmersión o aerómetro.

Aceite crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
■ Extrapesado	> 1.0	10.0
■ Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
■ Severa	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
■ Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
■ Superligero	< 0.83	> 39

Tabla 1. Clasificación API para Crudo. ²²

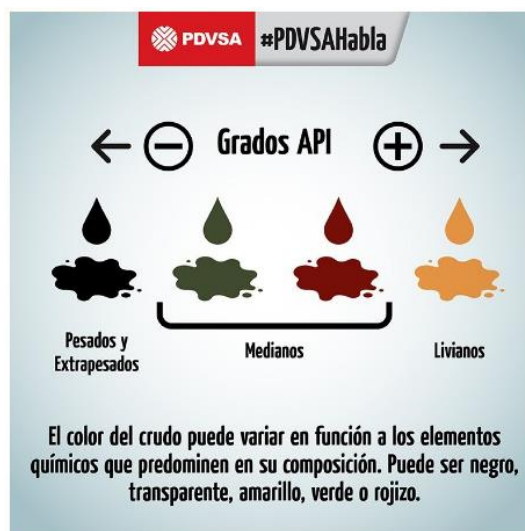


Figura 6. Clasificación API Internacional

Dentro de la industria petrolera, tenemos los Grados API (American Petroleum Institute), la cual es una medida de densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados. La gravedad API esta graduada en un instrumento de hidrómetro, y fue diseñada de tal manera que la mayoría de los valores quedan entre 10° y 70° de gravedad API. Un hidrómetro API puede medir la gravedad específica de productos derivados del petróleo, y un azúcar o Brix hidrómetro puede determinar el contenido de sacarosa ²² (Figura 7).

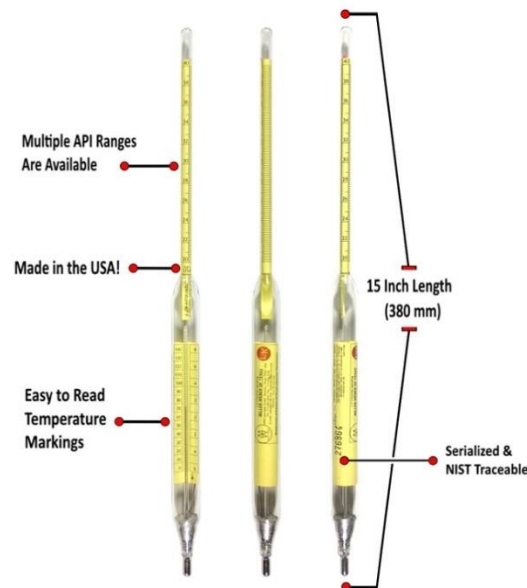


Figura 7. Hidrómetros para medir grados API ²²



Figura 8. Grados API en México ²⁹

1.4.1.4. Balanza Hidrostática

La balanza hidrostática, también conocida como bilancetta, es un instrumento de laboratorio que se utiliza para estudiar el empuje ascensional que experimenta un cuerpo al ser inmerso en un fluido. Suelen estar construidas de materiales metálicos como bronce, acero o hierro fundido. Los platillos de la balanza tienen un gancho en su cara inferior que permite sujetar los objetos que se van a sumergir. La balanza hidrostática fue inventada por Galileo Galilei. Se conoce la fecha exacta cuando la descubrió; el 17 de diciembre del año 1585.

El proceso para comprobar el principio de Arquímedes por medio de una balanza hidrostática es muy sencillo. Para ello, cuando sumerjamos el objeto sobre el recipiente de agua, este debe estar rebosando. El agua que se derrame lo guardaremos en otro recipiente.

El agua recogida la colocaremos en el mismo platillo donde cuelga el objeto. Podremos observar que la balanza se equilibra de nuevo ³¹ (Figura 9).

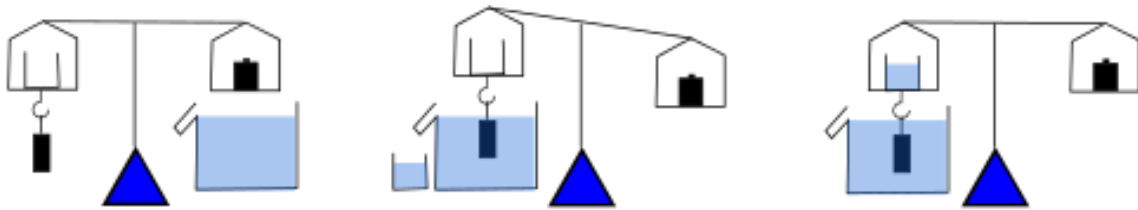


Figura 9. Balanza hidrostática y su funcionamiento ²³

1.4.1.5. Matraz de Le'Chatelier

Utilizado para determinar la densidad de materiales sólidos finamente pulverizados e incompatibles con el líquido empleado para determinarla medición. La determinación del peso específico relativo consiste en establecer la relación entre una masa (gr) y el volumen (ml) de líquido que ésta masa desplaza en el matraz de Le'Chatelier.



Los pasos a seguir para obtener la densidad mediante el Matraz de Le'Chatelier, se enumeran a continuación:

- I. Llenar el matraz con diésel hasta un punto comprendido entre las marcas 0 ml y 1 ml. Secar la parte del matraz manchado con este. Tome este punto en cuenta porque el nivel de aforo será restado del volumen total que medirá al final de la prueba.
- II. Con el uso de la balanza pesar el matraz con el aforo de diésel y la tapa del matraz.
- III. De la arcilla asignada por el profesor, sea barita o bentonita, la introducirá dentro del matraz con ayuda de un embudo de papel, esta tiene que llegar hasta la siguiente escala después de la burbuja.
- IV. Cuando esté agregando la arcilla, es necesario que lo agregue en pocas cantidades, debido a que el matraz es susceptible a taparse. La burbuja es para purgar, solo tendrá que sujetarlo firmemente y ligeramente golpear su base con un colchón de trapos para que el diésel lave el matraz de la arcilla y este decante.
- V. Si se tapa excesivamente es necesario utilizar una varilla de vidrio para destaparla.
- VI. Cuando sea visible la medición, tapara el matraz con su respectivo tapón.
- VII. Pese el matraz aforado con la masa de la arcilla y la tapa.
- VIII. Por último, haga la diferencia de las masas obtenidas, hasta que el diésel se encuentre totalmente traslucido medir el volumen obtenido considerando el menisco y el aforo que hizo en el punto uno.
- IX. Matemáticamente calcule la densidad, aplicando la ecuación universal $\rho = m/v$.

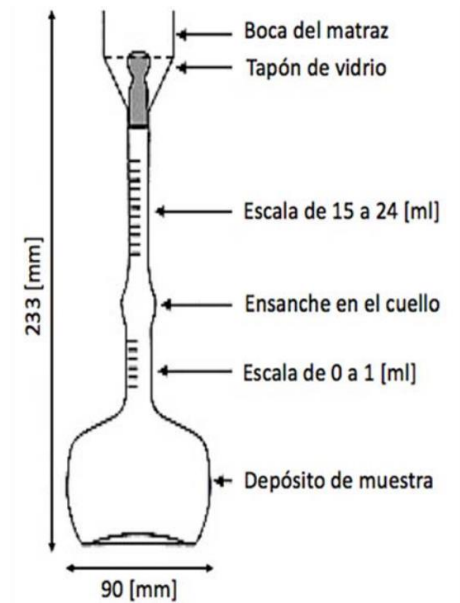


Figura 10. Gráfico descriptivo del Matraz de Le'Chatelier ²³

El matraz es un recipiente de cristal cuya forma y dimensiones aparecen definidas en la figura. Este recipiente está lleno de diésel, de tal suerte que el nivel este comprendido entre las divisiones 0 y 1 que se hallan en la parte inferior del cuello (Figura 10).

La siguiente ecuación representa la densidad de los sólidos medidos en el Matraz de Le'Chatelier.

$$\rho_{sólidos} = \frac{m_f - m_i}{v_f - v_i} \left[\frac{g}{CC} \right]$$

Donde:

$\rho_{sólidos}$ = Densidad de solidos pulverizados

v_i = Volumen de aforo entre cero y un milímetro

m_i = Masa del matraz aforado con el diésel

v_f = Volumen desplazado por la arcilla

m_f = Masa inicial más la masa de la arcilla

1.4.2. Gases

1.4.2.1. Densímetro Aerostático

El funcionamiento de este densímetro se basa en hacer fluir el gas analizado y el aire bajo una presión constante por tubos verticales. Las cámaras internas de los tubos forman dos columnas, de gas y de aire, de altura igual. La diferencia de presión aerostática entre las columnas se mide por un manómetro diferencial tipo campana, cuyo funcionamiento se basa en equilibrio alcanzado vía medición del empuje. Un transformador transforma los movimientos de la campana del manómetro diferencial en señales unificadas, eléctricas y neumáticas (Figura 11).

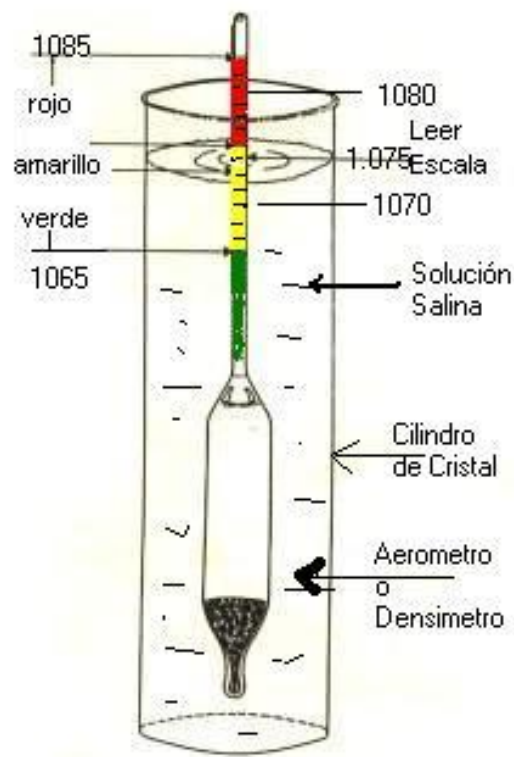


Figura 11. Aerómetro



CAPITULO 2. DENSIDAD EQUIVALENTE DE CIRCULACIÓN (DEC).

2.1.Generalidades.

La densidad del lodo es la fuente principal de presión hidrostática en un pozo. Durante su circulación a través del pozo, el lodo contribuye a la generación de una presión en el pozo que puede expresarse en términos de la densidad de circulación equivalente (ECD).

La Densidad Equivalente de Circulación (por sus siglas en inglés Equivalent Circulating Density, ECD) es la densidad efectiva ejercida por un fluido en circulación contra la formación que tiene en cuenta la caída de presión en el espacio anular.

La DEC es la suma de pérdidas de presión en el espacio anular dividida (profundidad * Factor) en unidades de campo se expresa como:

$$DEC = \rho + \frac{Pa}{0.052 * TVD}$$

Donde:

DEC = Densidad Equivalente de Circulación en lb/gal

Pa = Perdida de la presión en el espacio anular en psi

TVD = Profundidad vertical verdadera en ft

ρ = Densidad del lodo en lb/gal

$0.052 \frac{psi/ft}{lb/gal}$ = Factor de conversión es un valor constante usado para trabajar con la densidad del lodo en libras por galón (ppg) y con una profundidad expresada en ft; para obtener los valores de presión hidrostática expresadas en psi (lbf/in²).⁶

Una DEC excesiva puede causar pérdidas al exceder el gradiente de fractura en un pozo. Es importante optimizar las propiedades reológicas para evitar una DEC excesiva.

Cuando la DEC es demasiado bajo, la presión de poro provoca amagos de reventón. Al aumentar la densidad del lodo se puede controlar el pozo, pero si el margen entre presiones es estrecho, se debe colocar un revestidor para colocar el lodo más pesado. ⁵

2.2. Factores que determinan su aplicación y problemas de un mal diseño.

Densidad del lodo: El peso del lodo en exceso del que se requiere para equilibrar las presiones de la formación tiene un impacto negativo sobre la operación de perforación; por lo tanto, este peso nunca debe ser aumentado a efectos de limpieza o presencia de gases, los cuales se controlan empleando fluidos inhibidores de gases. La densidad del fluido puede variar de acuerdo con las necesidades del pozo.

Problemas: Una densidad muy alta de lodo también reduce las RPM del trépano, disminuyendo la penetración y se necesita un mayor esfuerzo de parte de la bomba.

Pérdidas de presión en el espacio anular: Se presenta cuando la fricción agrega presión al pozo, el peso efectivo o densidad equivalente de circulación (DEC) aumenta en el fondo (Figura 12).



Figura 12. Pérdida de presión por fricción en el espacio anular ⁴.



Geometría del agujero: Una geometría cilíndrica regular ayuda a la limpieza del pozo y por ende a una mejor remoción de los recortes de perforación, por tanto, la DEC no aumentará en gran medida.

Velocidad de penetración y tamaños de los recortes: Al aumentar las velocidades de penetración, hay que tener en cuenta que nuestra presión de fondo de pozo aumentará debido al aumento de recortes. Por ende, es importante mencionar la importancia que tienen los equipos separadores de sólidos para minimizar este problema.

Eficiencia de la limpieza del agujero: Una mala limpieza del agujero conlleva a una acumulación de recortes, atrapamiento de las tuberías de perforación, desgaste, y atrapamiento de la barrena, por lo tanto, el aumento de la DEC ocasionará inestabilidad de las paredes del pozo impidiendo el flujo del fluido de perforación afectando sus propiedades reológicas y tixotrópicas.

Litología de la formación: Formaciones poco consolidadas, bastante falladas, con estructuras geológicas complejas ocasionan la necesidad de calcular la DEC para que no sobrepase la presión de fractura y que sea ligeramente mayor a la presión de formación.

Todas estas problemáticas se pueden prever si la interpretación de los registros geofísicos es acertada. ⁴

2.3. Problemáticas presentes en el Golfo de México debido a la DEC.

En el Golfo de México solamente, los problemas relacionados con la integridad de los pozos, tales como el atascamiento de las tuberías, el colapso del pozo, la presencia de gases y lutitas desmoronables y las pérdidas de circulación, dan cuenta del 44% del tiempo no productivo (NPT) que impide el avance de la barrena de perforación hacia su objetivo. ²



2.3.1. Pérdidas de Circulación

El fenómeno de pérdida de circulación tiene lugar cuando el fluido o el lodo de perforación fluye parcial o completamente hacia una formación a través de zonas denominadas zonas de pérdidas de circulación o zonas ladronas. Estas zonas concretamente “le roban” al pozo el fluido de perforación.

Si bien el fluido tiene varios objetivos, los más afectados por la pérdida de circulación son las necesidades de mantener la presión hidrostática en el espacio anular y prevenir el ingreso de los fluidos de formación en el pozo durante el proceso de perforación.

Las pérdidas de circulación de fluidos se dividen en tres categorías: filtración, pérdidas parciales y pérdidas severas (Tabla 2).

Tipo de perdida	Régimen de perdida (m ³ /h)
■ Filtración	< 1.6
■ Parcial	1.6-16
■ Severa	>16

Tabla 2. Clasificación de pérdidas de circulación en función a su régimen de perdida.⁴

2.3.1.1. Factores que la afectan y sus consecuencias.

Existen muchos factores que originan pérdidas de circulación en el agujero, cada uno de estos está relacionado con el tipo de formación que se está perforando, las condiciones del agujero y la presión que ejerce la columna del fluido de perforación. ⁴

Los tipos de formaciones o condiciones en el subsuelo que pueden ocasionar o son susceptibles de generar una pérdida de circulación en el pozo se clasifican en cuatro categorías:

Formaciones no-consolidadas

- Presentan pérdida gradual y continua



- Retornos parciales
- El espacio anular se mantiene con bombas paradas, pero desciende al desahogar la presión
- La pérdida aumenta al intentar reiniciar la circulación
- Un período de espera puede solucionar el problema

Formaciones con fracturas naturales

- La pérdida puede pasar de gradual a total
- Puede ocurrir después de un cambio brusco de formación
- Generalmente ocurre a profundidades medias
- El problema se incrementa al intentar reiniciar la circulación

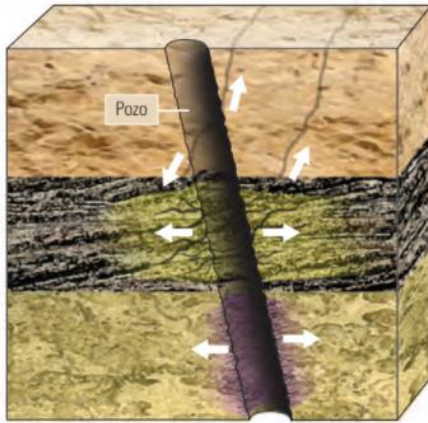
Formaciones cavernosas

- Presenta pérdida repentina y total
- Disminuye el peso sobre la barrena al perder peso la sarta por flotabilidad
- La barrena cae varios pies antes de encontrar de nuevo la formación

Fracturas inducidas

- Frecuentemente suceden en formaciones de lutitas a cualquier profundidad
- La fractura ocurre principalmente por debajo de la zapata
- Generalmente se fractura al intentar romper circulación con alta presión después de un viaje de tubería
- Originadas por una mala planeación

Figura 13. Descripción de incidentes.



La formación superior experimenta una pérdida de lodo de perforación (flechas blancas) en las fracturas naturales que fueron intersectadas por el pozo. La formación intermedia exhibe la propagación de una fractura que fue inducida hidráulicamente por el proceso de perforación. La formación inferior pone de manifiesto las pérdidas producidas por filtración.

Figura 13. Tipos de incidentes de pérdidas de circulación ²

Consecuencias generadas por las pérdidas de circulación:

Incremento de costos y tiempos no productivos. De acuerdo con las estadísticas dentro de la operación de perforación el costo del fluido de perforación representa entre 25-40% por lo tanto generalmente los operadores incrementa de un 10 – 20% a sus presupuestos de perforación como previsión del tiempo no productivo.

Prácticas de cementación. Una vez que ocurre la pérdida de circulación la zona en la cual se presentó esta entrada de flujo debe sellarse adecuadamente ya que si no se realiza de esta forma los trabajos de cementación se pueden ver afectadas. Una vez identificada la zona puede realizarse una cementación secundaria o una remediación trayendo un impacto económico, generando costos secundarios y tiempos no productivos.

Daño a la formación. La pérdida de fluido en la operación de perforación puede incrementar el daño en la formación por daño de poro y las fracturas en formación, ya que estas se tapan con partículas del fluido de perforación como Barita, Bentonita, sólidos y material de pérdida de circulación, en ocasiones se genera un sellado muy fuerte y debe utilizarse acidificación para su remoción.

Influjos. En el momento en que la columna de fluido disminuye la presión hidrostática es menor a la presión del poro lo cual genera un influjo de los fluidos de la formación en el pozo, generalmente gas. Pueden manejarse por medio del incremento del peso en el fluido de perforación o igualar presiones en caso tal de que se tenga una pérdida severa de fluido, evitando producir un golpe de presión incontrolado lo cual llevaría a un reventón, que puede afectar al personal en el pozo y el equipo de perforación (Figura 14).

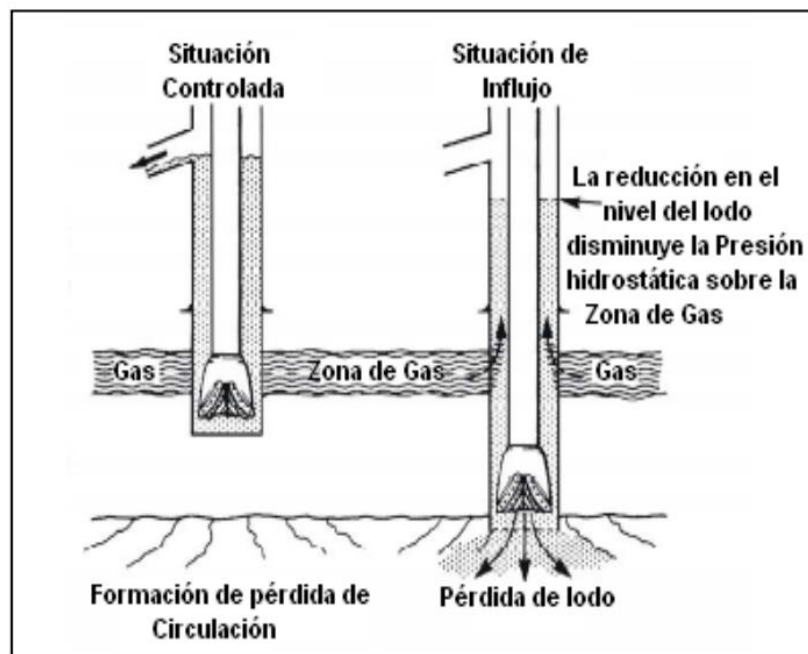


Figura 14. Influjo por pérdidas de circulación.⁵

Pegas de tuberías. La reducción de la columna del fluido de perforación genera un cambio en la presión hidrostática, que tiene como función generar la estabilidad del pozo, lo que conlleva a la pega por presión diferencial.⁵

2.3.1.2. Soluciones a las pérdidas de circulación.

Las estrategias para el manejo de las pérdidas de circulación dependerán del tiempo en que sean aplicadas respecto al evento de pérdida, de modo que pueden ser preventivas o de

remediación. A su vez pueden ser abordadas en cuatro niveles, como se muestra en la Figura 15.

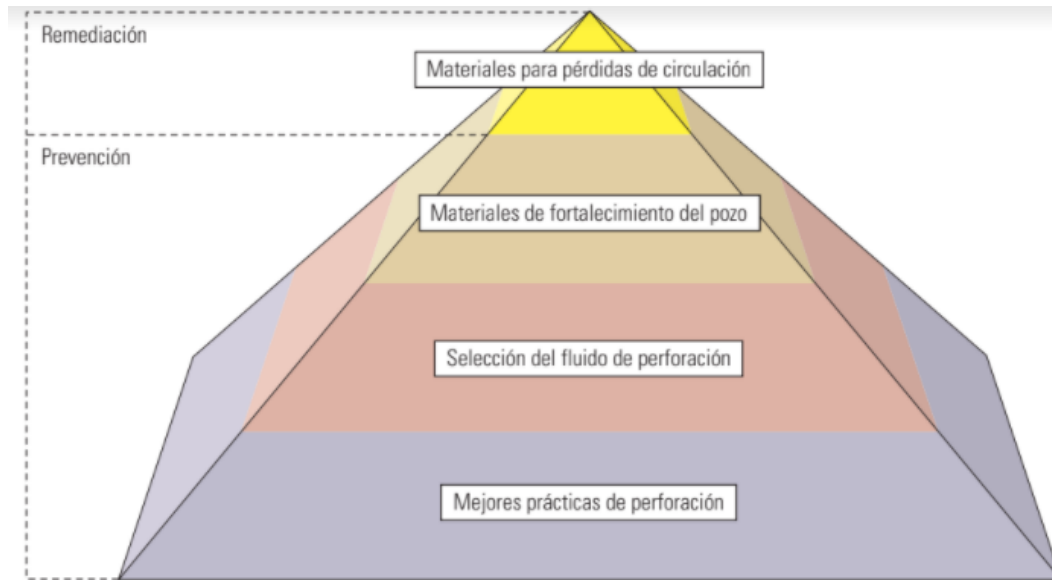


Figura 15. Programa integral de manejo del fenómeno de pérdida de circulación. ²

➤ Métodos preventivos

Prácticas de perforación. El primer nivel para el manejo de las pérdidas de circulación, como se mostró en la Figura 14, corresponde a prácticas de perforación como:

- El control de la densidad equivalente de perforación (ECD)
- El análisis de un modelo geomecánico.

Factores de diseño. Dentro de los factores de diseño, se encuentra la selección del fluido de perforación con propiedades reológicas y tixotrópicas que permitan disminuir el riesgo de pérdida de circulación y con una densidad tal que ejerza una presión hidrostática comprendida entre la presión de poro y presión de fractura de la formación a perforar.



Otros factores a tener en cuenta son las fluctuaciones de temperatura, la trayectoria e inclinación del pozo y el diseño de la sarta, pues estos parámetros afectarán los esfuerzos de la roca, la estabilidad de pozo y las caídas de presión en el anular respectivamente.

Técnicas de fortalecimiento de pozo. Existen tres métodos principales de fortalecimiento de pozo, los cuales son:

- **Resistencia a la propagación de fractura (FPR).** Consiste en obturar, sellar y aislar la punta de una fractura incipiente o existente para incrementar su resistencia.
- **Celda de Esfuerzo (SC).** La cual genera un esfuerzo tangencial adicional o celda de esfuerzos en la región cercana al pozo mediante la creación deliberada de fracturas someras de un tamaño específico las cuales posteriormente son obturadas por el material de fortalecimiento del pozo, por sus siglas en inglés WSM.
- **Esfuerzo de Cierre de la Fractura (FCS).** En ésta también se modifican los esfuerzos in situ de la roca, sin embargo, intenta generar un mayor esfuerzo de cierre haciendo más anchas las fracturas inducidas y manteniéndolas abiertas con los materiales particulados, no necesariamente desde la cara del pozo, teniendo como principal objetivo aislar la punta de la fractura.

➤ Remediación

Materiales para la pérdida de circulación por sus siglas en inglés LCM: Son de carácter remedial, pues son utilizados después de que se produce el evento de pérdida de circulación. Pueden clasificarse en tres grandes grupos: Material expansivo, material granular y fibras (Tabla 3).



Material Obturante	
■ Granulares	Sales, carbonatos de granulometria controlada, cloruros, polimeros sinteticos, esfericos y compresibles.
■ Fibrosos	Paja, aserrin, corteza de semilla de algodón, madera desmenuzada, drill sal, celofan.
■ Expansivos	Inorganicos: Cementos tradicionales y sinteticos. Organicos: Polimeros sinteticos hidratables.

Tabla 3. Clasificación de materiales para perdidas de circulación LCM. ⁷

CAPITULO 3. PROPIEDADES QUE DETERMINAN LA DEC.

3.1.Aspectos geológicos y litológicos.

Dependiendo del tipo de litología, se determina el tipo de fluido para perforar, aquellas formaciones poco consolidadas, bastante falladas, con estructuras geológicas complejas ocasionan la necesidad de calcular la DEC para que no sobrepase la presión de fractura y que sea ligeramente mayor a la presión de formación.

Para la parte de las geociencias, es importante conocer la columna geológica. La columna geológica nos marca las etapas en las cuales se va a realizar la perforación y poder hacer una correlación con la parte litológica. Es importante conocer que litología es la que se va a estar perforando, dado que, en muchas ocasiones, los problemas se presentan por el desconocimiento de la columna geológica.

La columna geológica nos brinda datos acerca de edad que estamos perforando y tendrá una descripción litológica, la cual nos indicará el tipo de roca que está presente en la formación como lutita, arena, arcilla, caliza. Una vez identificado estos datos, nos sirve de punto de partida para detallar las necesidades del pozo. Pero esta columna debe estar



evaluada conforme a la trayectoria de los pozos de correlación, para lograr una propuesta de perforación para el nuevo pozo (Figura 16).

Edad	Formación	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA (A DETALLE)
Plio-Pleistoceno	Paraje Solo	Arcillas arenosas gris verdoso estratificadas, intercaladas con capas de arena.- En la base aparecen delgadas capas de lignito, carbón fósil y paleoeria de moluscos.
Plioceno Sup.	Filisola	Contiene Potentes cuerpos de arenas de grano fino a grueso y lentes de lutita arenosa.
Plioceno Inf.	Concep. Sup	Lutitas arenosas gris claro bien estratificadas, con capas de arenas de grano fino-medio.
Mioceno Sup.	Concep. Inf.	Lutitas arenosas gris verdoso, intercaladas con capas de arenas arcillosas, grano fino.
Mioceno Medio	Encanto	Potentes cuerpos de lutita ligeramente arenosa gris claro, hacia la base tiene intercalados cuerpos de arenisca blanca de grano fino a muy fino.
Mioceno inferior	Depósito	Lutita gris verdoso, en partes arenosa, con intercalaciones de arenisca cuarzosa gris claro de grano medio a fino, bien cementada con material calcáreo; se observan también lentes de bentonita gris verdoso.
Oligoceno		Constituida principalmente por lutita bentonítica gris verdoso, con alternancia de capas delgadas de bentonita verde.
Eoceno		Lutita gris claro y gris verdoso, dura, calcárea y fosilífera.- Presenta intercalaciones de capas de caliza brechoide blanco cremoso y de bentonita verde.
Paleoceno		Predomina lutita bentonítica gris verdoso, dura y calcárea; en la cima se presentan capas de arenisca gris claro de grano fino y en la base se encuentran brechas de caliza blanco cremoso.
Cretácico Sup.	Méndez	Esta formada principalmente por margas café rojizo; hacia la cima presenta brechas calcáreas blanco cremoso que incluyen: Mudstone, Wackestone y Packstone.
	San Felipe	Calizas bentoníticas gris verdoso, con intercalaciones de finas capas de bentonita verde.
	Agua Nueva	Caliza crema (Mudstone) y gris claro, compacta; presenta microfracturas a veces con aceite, así como abundancia de bandas y nódulos de Pedernal gris claro, gris oscuro, café claro y ámbar; con intercalaciones de finas capas de bentonita verde claro.- Hacia la base aparece Mudstone arcilloso, gris oscuro-verdoso y café oscuro.
Cretácico Medio		Caliza (Mudstone) blanco cremoso, compacto, con Dolomías café claro, gris claro y de textura microcristalina y mesocristalina.
Cretácico Inf.		Está constituido por Mudstone gris oscuro y gris verdoso que hacia la base gradúa a Packstone y Grainstone.
Jurásico Sup. Tithoniano		Constituido en todo el área por Mudstone arcilloso, café oscuro y negro, en ocasiones parcialmente dolomitizado; también puede encontrarse dolomía arcillosa café oscuro.- Rocas consideradas las principales generadoras de hidrocarburos líquidos y gaseosos.
Jurásico Sup. Kimmeridgian o		Secuencia alternante de calizas (Packstone y Grainstone) café y blanco cremoso, gris verdoso, compacta, con intercalaciones de anhidrita en capas delgadas.- En algunos campos las calizas están ligeramente dolomitizadas, o gradúan a una dolomía.
Prof. Programada		

Figura 16. Columna Geológica Estimada

Es importante identificar, que formaciones serán las encargadas de producir el hidrocarburo, cuales fungirán como trampa y en cuáles serán el sello del yacimiento.

Una vez identificado el tipo de litología existente dentro de la formación, debemos darle un nombre a esta litología por lo cual tenemos la siguiente clasificación:



- Rocas sedimentarias: Materiales originados a partir de otros preexistentes gracias a la acción de los agentes geológicos externos.
- Clasificación de Petijhon: Areniscas y arcillas en su mayoría.
- Clasificación de Dunham: Rocas carbonatadas.

La identificación de la roca es sumamente relevante, dado que no sólo nos permite perforar más rápido si no también realizar la correcta selección de la barrena de perforación.

3.2. Propiedades petrofísicas de las formaciones.

Una formación está constituida por una capa de roca porosa que contiene considerables y variadas cantidades de aceite, gas y/o agua que han sido atrapados en una irregularidad geológica llamada trampa. Cada trampa tiene características físicas diferentes y nunca existirán dos iguales. Externamente, los yacimientos varían en su localización, profundidad, área, espesor, etc. Internamente, pueden variar en el tipo de roca, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, mecanismo de empuje, presión, temperatura, etc. Lo anterior, tiene una apreciable importancia sobre las reservas y el potencial económico del depósito. Las propiedades petrofísicas destacables se enuncian a continuación.²⁴

3.2.1. Porosidad.

La porosidad es la capacidad de las rocas para contener fluidos y es el resultado de la relación entre el volumen de espacios vacíos sobre el volumen total de la roca. Se representa con la siguiente fórmula:

$$\phi = \text{Volumen Vacío} / \text{Volumen Total}$$

Dónde: Porosidad (ϕ)= al volumen vacío / volumen total

Encontramos dos tipos de porosidad:

POROSIDAD PRIMARIA. Es aquella que da origen durante el proceso de deposición del material que da origen a la roca (Figura 17).

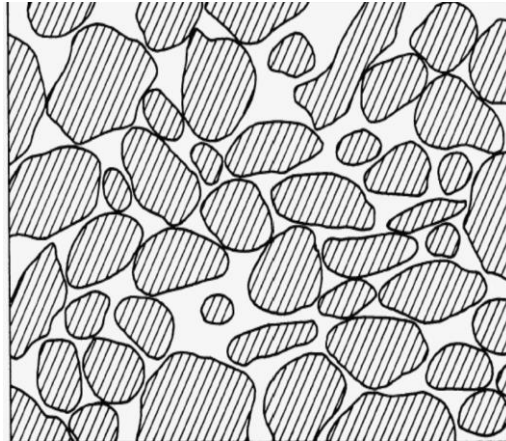


Figura 17. Porosidad Primaria ²⁴

POROSIDAD SECUNDARIA: es aquella porosidad generada a través de la alteración de la roca, normalmente a través de procesos tales como la dolomitización, la disolución y el fracturamiento (Figura 18).

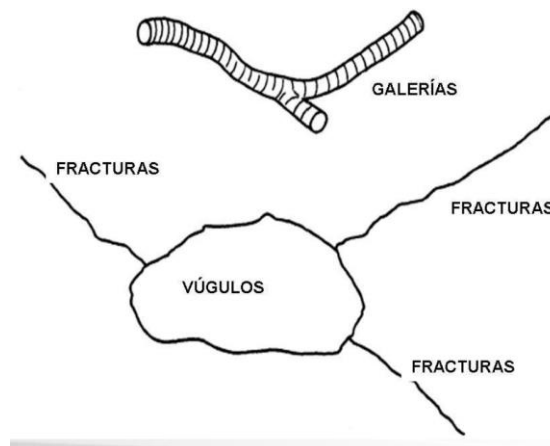


Figura 18. Porosidad Secundaria. ²⁴

Tenemos otros tipos de porosidad, basado en su punto de vista morfológico, que son:

1. Poros interconectados: tienen más de una garganta conectado con otros poros, en este tipo la extracción del hidrocarburo es más sencilla.
2. Poros conectados: posee una garganta conectada a otros poros.
3. Poros cerrados: este tipo de porosidad no tiene garganta y no puede conectar con otro poro, es incapaz de producir hidrocarburos.
4. Porosidad efectiva: Espacios o huecos interconectados que tiene una roca.
5. Porosidad Absoluta o total: Es la relación existente entre el volumen total de poros, interconectados o no conectados.
6. Porosidad potencial: es la porosidad conectada por gargantas de sección mayor con un límite por el cual se desplazan los fluidos.

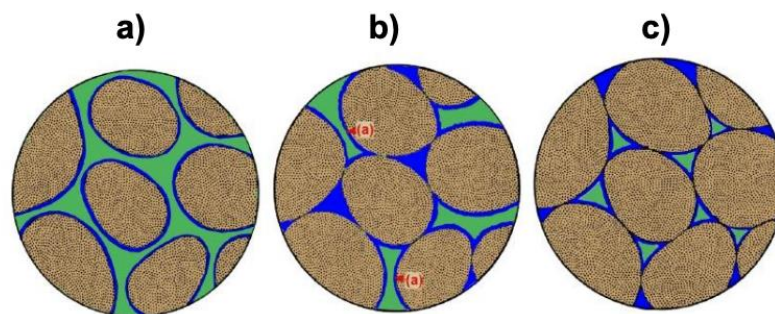


Figura 19. Tipos De Porosidad: A) Interconectados, B) Conectado y C) Cerrado. ²³

3.2.2. Mojabilidad.

La Mojabilidad es la preferencia de un sólido por estar en contacto con un fluido en lugar de otro. Una gota de un fluido preferentemente mojante va a desplazar a otro fluido dispersándose por la superficie, por el contrario, un fluido no mojante formará gotas, disminuyendo su contacto con la superficie del sólido. El equilibrio de estos casos creará un ángulo de contacto θ entre los fluidos de la superficie, que está determinado por el equilibrio de fuerzas resultante de la interacción de las tensiones interfaciales. A menor ángulo de contacto, mayor mojabilidad ²⁴ (Figura 20).

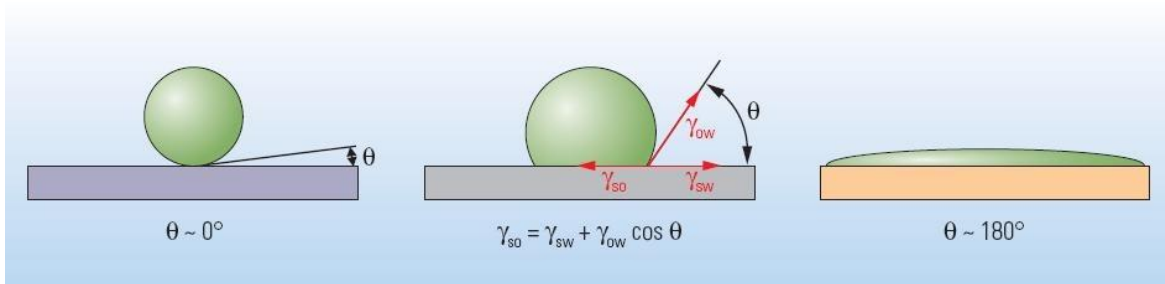


Figura 20. Efecto de mojabilidad en las rocas ²³

3.2.3. Permeabilidad.

Se define como la capacidad de una formación para permitir el flujo de un fluido a través de los espacios vacíos interconectados. La permeabilidad depende intrínsecamente del tamaño y abertura de los poros, tamaño de poro, grado de conectividad y tipo de cementación entre los granos. Normalmente, para que una formación sea permeable, esa debe tener poros o fracturas interconectados, por lo cual hay una relación entre la porosidad y la permeabilidad, es decir, a mayor porosidad, mayor es la permeabilidad, aunque esto no siempre suele ser así.

La permeabilidad representada por la letra “k” es de un Darcy cuando 1 cm² de la superficie de una roca, desaloja 1 cc de unidad de fluido, de viscosidad de un Centipoise en un segundo a una presión diferencial de una atmósfera. ²⁴

La permeabilidad, representado por “k” se clasifica en:

1. Permeabilidad absoluta: es cuando un fluido pasa a través de poros interconectados o fracturas, cuyo único fluido satura a la roca, ocupando así el 100% de la porosidad efectiva.
2. Permeabilidad efectiva: Es aquella que la roca ofrece al paso de un fluido cuando la misma se encuentra saturada parcialmente con el fluido

3. Permeabilidad relativa: es la relación existente entre la permeabilidad efectiva con algún valor base, que generalmente son tres tipos: permeabilidad absoluta del aire (μ_{air}), permeabilidad absoluta del agua (μ_w) y la permeabilidad del aceite (μ_{oil}) con relación a la saturación del agua in situ del yacimiento (S_w). Este tipo de permeabilidad es la causa más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles, petróleo, agua y gas, dentro del medio poroso y depende de variables como la mineralogía de la roca y la viscosidad de los fluidos. Figura 21 se presenta la permeabilidad en diferentes medios porosos y la ecuación que la rige.

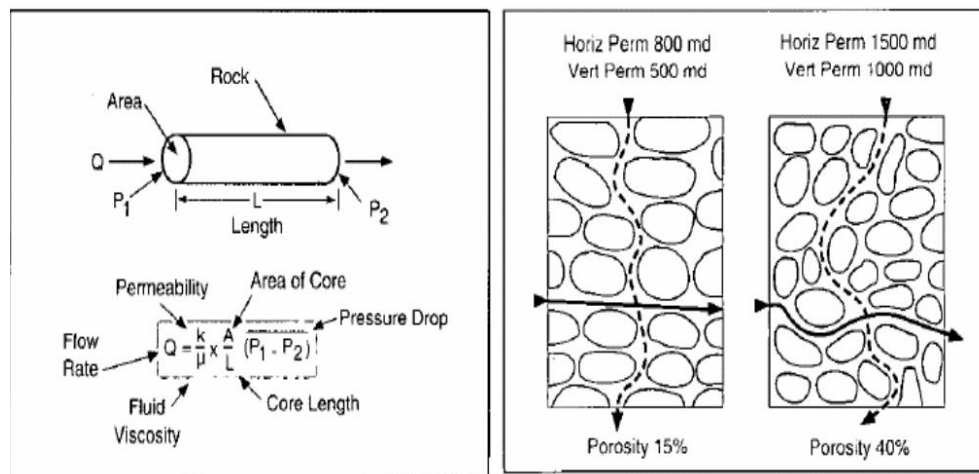


Figura 21. Permeabilidad ²³

3.2.1. Resistividad

Es la capacidad que tiene la formación de impedir el flujo de la corriente eléctrica a través de un fluido. Esta propiedad depende intrínsecamente del fluido contenido en la roca y de la porosidad, ya que, si tenemos alta resistividad implica que tendremos baja porosidad, pero, si tenemos alta resistividad se infiere que tenemos un material poco compacto.



La resistividad no depende de la forma o tamaño de la roca, pero si depende del tipo de litología, porosidad, salinidad del fluido de la formación, saturación de agua, temperatura y presión, la cual se mide en ohm*metro.²⁴

Tenemos entonces, la ecuación que representa la resistividad:

$$F = \frac{R_0}{R_w} = \frac{\alpha}{\Phi^m}$$

Dónde:

R_0 : Resistividad de una formación saturada al 100% de agua.

R_w : Resistividad del agua (ohm.m)

α : Constante litológica, donde 0.81 es para areniscas y 1 para carbonatos.

Φ^m : Factor de cementación.

3.2.1. Saturación del fluido

Es la relación del volumen del fluido dentro del volumen total poroso. La cual se encuentra expresada como un porcentaje del volumen poroso o como una fracción. Se expresa en la siguiente ecuación:

$$S_w - 1 = S_o$$

Donde:

S_w : Saturación de agua (%)

S_o : Saturación de aceite (%)

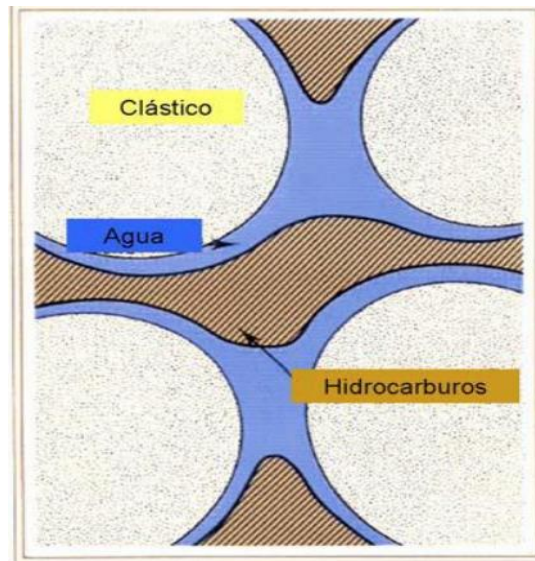


Figura 22. Saturación del fluido ²³

3.3. Geopresiones.

Son una combinación de presiones existentes dentro de la formación, ubicándose a lo largo del yacimiento hasta el pozo productor, así mismo, la unión de gradientes que afecta a estas presiones, y todo esto para poder determinar qué zonas tienen una presión normal y anormal para lograr así el comienzo del diseño de un pozo petrolero. ²⁴

Se tiene que considerar, la estimación del gradiente de sobrecarga, presión de poro y presión de fractura, que son datos fundamentales para el diseño y planeación de los pozos, dado que es de carácter importante la precisión en el cálculo de las geopresiones y también es claro que debemos seguir una metodología adecuada y ordenada al momento de construir los perfiles de presión; contamos con tres elementos fundamentales, para poder aplicar así una metodología, y se enlistan a continuación:

- Cálculos para la estimación: Hace referencia a aquellos métodos con los que contamos para el cálculo de las geopresiones; es importante realizar la correcta selección de los métodos a utilizar con los datos que se tengan tal cuál sea el caso.

- **Parámetros reales:** Es toda aquella información recopilada para poder aplicarla a los métodos de estimación; entre ellos tenemos los datos geológicos, litológicos, los registros geofísicos y los eventos ocurridos en perforaciones anteriores. Este conjunto de datos nos permitirá tener una idea de lo que se necesitará y también nos permitirá calibrar nuestro modelo en geopresiones.
- **Procesos:** Aquí encontramos el conjunto de operaciones que necesitamos para transformar los parámetros reales en los valores para el cálculo de las geopresiones.

En el siguiente diagrama de flujo se muestra la metodología para el cálculo de Geopresiones.

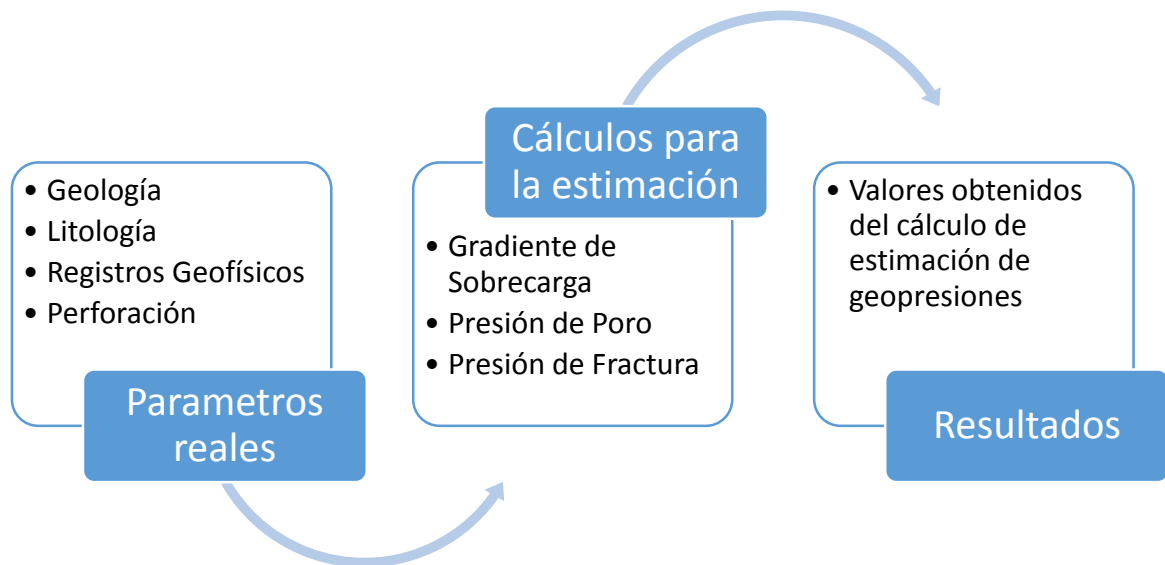


Figura 23. Metodología para cálculo de Geopresiones.

Así, gracias a la aplicación de metodologías, se reduce el daño causado por el fluido de control a las formaciones productoras, se aumenta al máximo el ritmo de perforación y también, se contribuye enormemente los problemas causados por un mal asentamiento de

las tuberías de revestimiento, especialmente en aquellas zonas de presión anormal, dónde la presión puede estar muy cerca de fracturar la formación.

3.3.1. Hidrostática.

Es la presión ejercida por una columna de fluido sobre las paredes y el fondo del elemento que la contiene. La Presión Hidrostática generada por una columna de lodo, está en función de la densidad promedio del lodo y la profundidad vertical de la columna en un punto determinado.

El gradiente de presión también llamado gradiente del fluido es la presión hidrostática ejercida por unidad de longitud vertical de un fluido de un peso determinado, es el incremento de presión por unidad de profundidad (Figura 24).

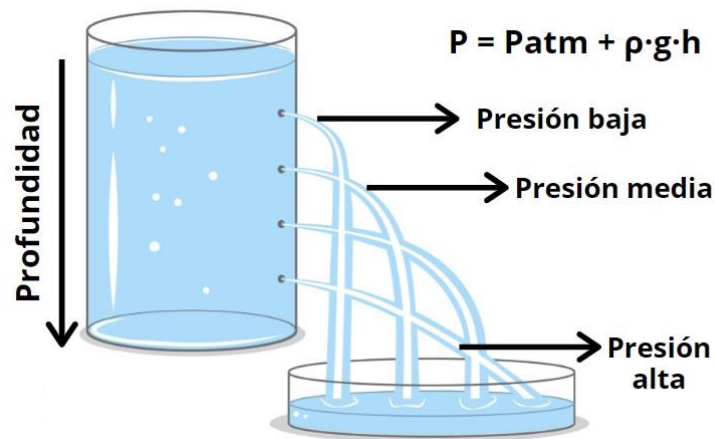


Figura 24. Presión Hidrostática. ²⁴

3.3.2. De formación.

La presión de formación, es aquella que en la cual se encuentran contenidos los fluidos dentro de los poros de una formación, también llamada presión de poro. Las presiones de formación que se encuentran dentro de un pozo pueden ser normales, anormales altas o subnormales bajas (Figura 25).

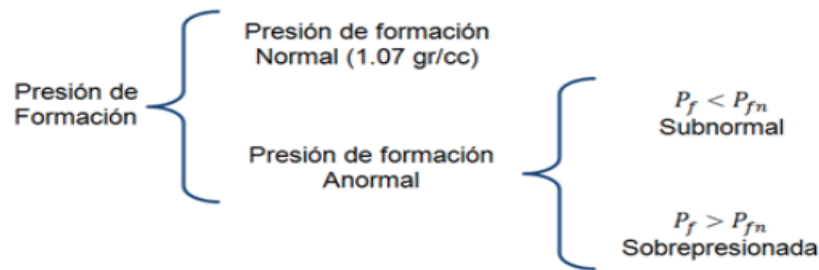


Figura 25. Clasificación de los tipos de Presión de formación

- Presión normal de formación: Sucede cuando la presión de poro de la formación es aproximadamente igual a la presión hidrostática teórica para una determinada profundidad vertical; el gradiente de presión normal se encuentra generalmente entre 0.433 Psi/ft – 0.465 Psi/ft. La magnitud del gradiente de presión normal puede variar, esto de acuerdo con la concentración de sales disueltas, el tipo de fluido, gases y temperatura.
- Presión Anormal de Formación: Ocurre cuando la presión a cierta profundidad es mayor ejercida por una columna de fluidos de formación desde la superficie hasta la profundidad que tengamos como objetivo, pero puede traer consigo muchos problemas, entre los que destacan:
 - La selección del tipo y densidad del lodo.
 - La selección de las profundidades para asentar las tuberías de revestimiento.
 - El diseño de las cementaciones.

Y, por consiguiente, debemos tener en cuenta los siguientes problemas que pueden surgir de las altas presiones:

- Brotes y reventones.
- Pegaduras de la tubería por presión diferencial.
- Pérdidas de circulación por usar lodos densos.
- Derrumbes de lutita.

El gradiente de presión se obtiene dividiendo la presión de formación entre la profundidad. Todos los métodos de estimación de la presión de poro están basados en la propuesta de que la presión de poro está influenciada por propiedades que dependen de la compactación de la roca tales como porosidad, densidad, velocidad sónica y resistividad. Cualquier registro de línea de acero o geofísico que sea sensible a la presión de poro será referido como un Indicador de la Presión de Poro (Figura 26).

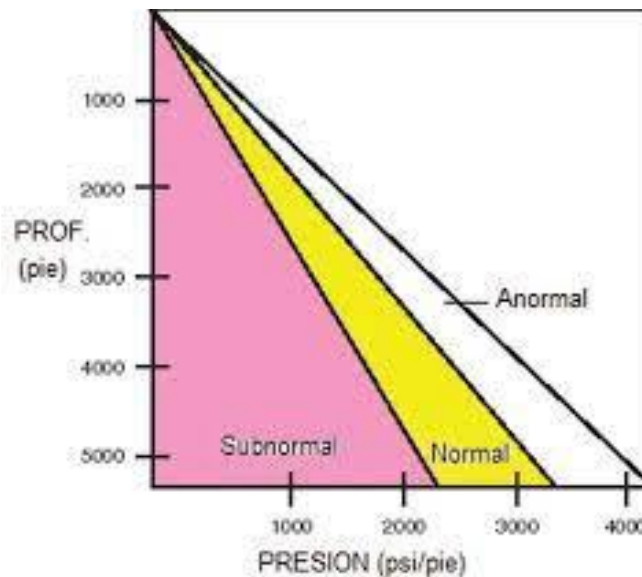


Figura 26. Tipos de Presión de formación. ²³

3.3.3. Fractura.

Es aquella presión en la cual la roca de una formación dada comienza a fracturarse, esto sucede como consecuencia del vencimiento de la resistencia ante la compresión de la roca y la presión de la formación. ²⁴

Tenemos entonces que la presión de fractura, es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. Cuando una presión anormal de formación es descubierta, normalmente se incrementa la densidad del fluido de

perforación buscando controlar esta presión anormal, pero, en algunas ocasiones este incremento en la densidad podría provocar la fractura de la formación causando la pérdida de fluido de perforación.

Por consiguiente, es importante definir la presión de fractura, que está nos permitirá conocer parámetros de control de pozo y planificar adecuadamente los pasos a seguir (Figura 27).

Algunas de las ventajas que tendremos al conocer la presión de fractura, son:

- Establecer la profundidad de asentamiento de las tuberías de revestimiento.
- Planificación óptima de los pozos.
- Determinar los parámetros de control de pozo.
- Planificación adecuada de las operaciones de cementación.
- Correcta selección de las densidades requeridas para realizar pruebas de leak-off.



Figura 27. Gradiente de Presión de Fractura ¹⁰

3.3.4. Sobrecarga.

Es la presión ejercida por el peso de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos sobre una formación particular. La formación debe ser capaz de soportar mecánicamente las cargas bajo las cuales es sometida en todo momento (Figura 28).

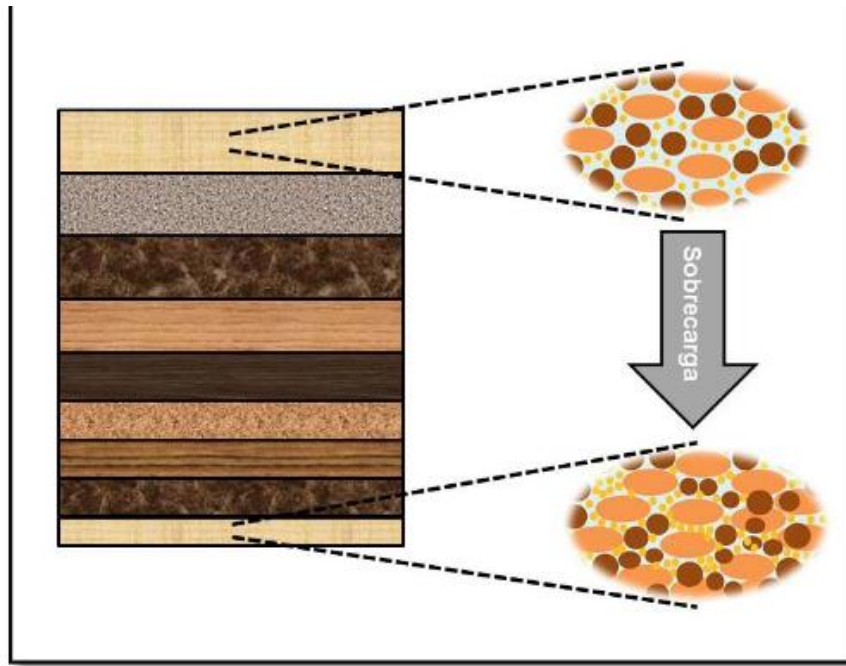


Figura 28. Representación del esfuerzo de sobrecarga. ¹⁰

La presión de sobrecarga es función principalmente de las densidades tanto de los fluidos como de la matriz, así como también de la porosidad. También puede definirse como la presión hidrostática ejercida por todos los materiales sobrepuestos a la profundidad de interés.

CAPITULO 4. FACTORES QUE DETERMINAN EL GRADIENTE DE FRACTURA PARA LA SELECCIÓN DE LA DENSIDAD

4.1.Registros empleados para su diseño

Una ventana operativa se puede definir como el rango de densidades equivalentes o presiones que debe poseer un fluido de control durante las etapas de construcción de un pozo, en este caso para la perforación; diseñar una ventana operacional de presión de lodo nos permitirá compensar los esfuerzos originales de la formación. La ventana operacional está conformada por el gradiente de fractura de la formación, presión de sobrecarga, presión de poro y la presión de colapso del pozo, las cuales nos ayudarán a determinar tanto el peso del lodo que debemos utilizar durante la perforación a diferentes profundidades, así como de establecer la profundidad a la que se van a asentar cada una de las etapas de la tubería de revestimiento para la construcción del pozo ⁹ (Figura 29).

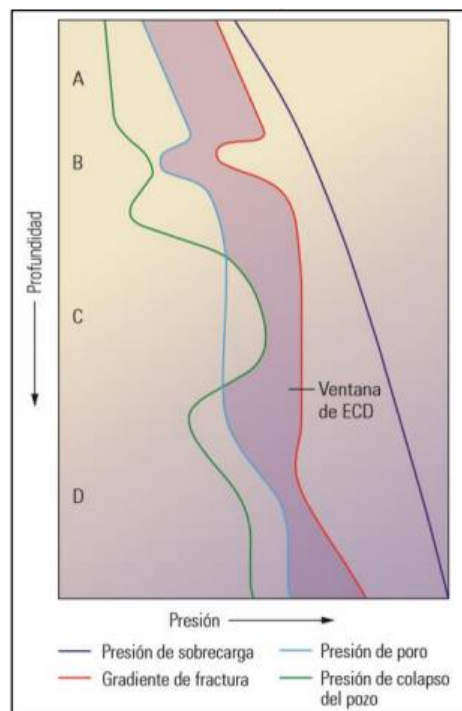


Figura 29. Ventana operacional del fluido de perforación



La densidad o peso del fluido de perforación está limitado por dos curvas, la primera es el gradiente de fractura la cual causa la falla de tensión que origina la pérdida del fluido de perforación.

Como se puede observar en la figura 29 la línea roja indica la presión de fractura de la formación, también es conocida como el esfuerzo de tensión, si la presión del lodo de perforación es mayor a esta línea existirán pérdidas de circulación debido al fracturamiento hidráulico de la formación; y en la misma imagen se puede observar los límites inferiores de la ventana con una línea azul y línea verde, estas representan la presión de poro y la presión de colapso respectivamente. Cabe mencionar que dentro del diseño del lodo de perforación en ningún momento se debe ejercer una presión menor a estas presiones, cuando la estabilidad del pozo no es una prioridad el límite inferior será la presión de poro, ya que, si la presión del fluido es menor a la de la formación, los fluidos de la formación entrarán en el pozo, provocando una serie de problemas.

Para realizar una correcta interpretación se requiere de los registros de Densidad, Sónico, Resistivo, Rayos Gamma y Caliper de los cuales todos sus parámetros deberán ser determinados y calibrados a través del seguimiento de la metodología para la construcción de un modelo geomecánico de un pozo y permitiéndonos realizar una mejor interpretación de resultados de esta ventana, optimizando los diseños de perforación, minimizando los daños en la formación y previniendo brotes y descontrol (Figura 30).¹¹

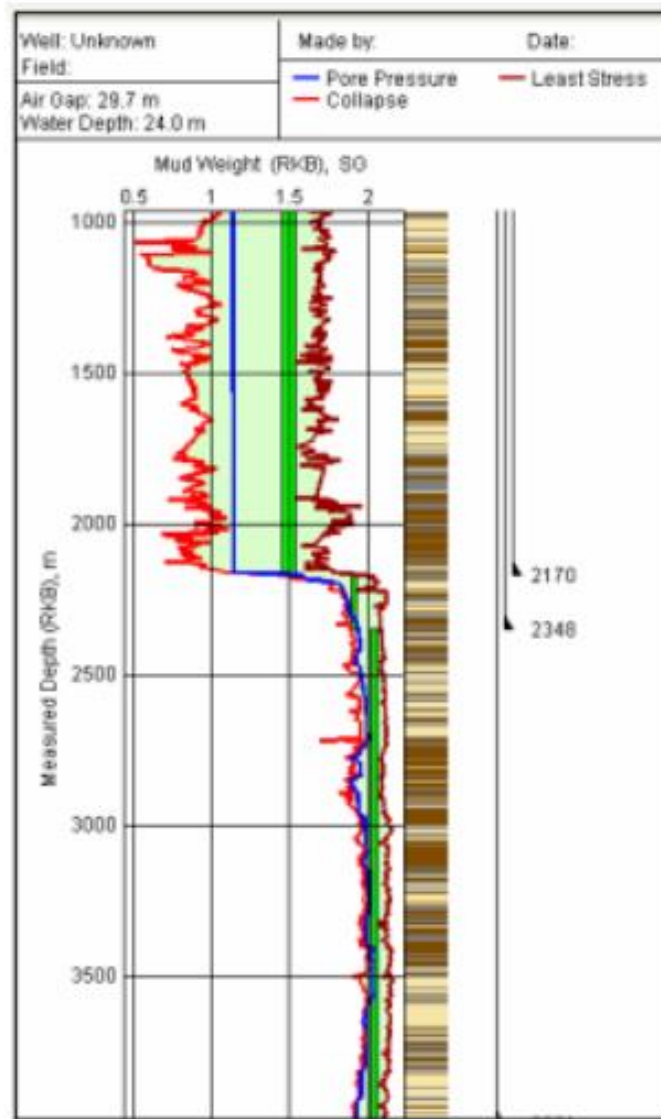


Figura 30. Ejemplo de ventana operativa.⁹

4.1.1. Gamma Ray.

El registro de rayos gamma es una medición de la radioactividad natural de las rocas y/o formaciones en un pozo. Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos.¹⁰



El isótopo de potasio radiactivo con un peso atómico 40, y los elementos radiactivos de las series del uranio y del torio emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra.

Todas las formaciones contienen material radiactivo cuya magnitud depende de sus características particulares. En las formaciones sedimentarias el registro normalmente refleja el contenido de arcilla de la formación debido a que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en lutitas, a diferencia de las areniscas y calizas.

Entre las principales aplicaciones del registro de Rayos Gamma están la identificación de capas de lutitas, indicador de contenido de lutitas, correlación de pozos, detección de elementos radioactivos y no radioactivos en la formación, y la identificación de topes de la formación.

El registro de Rayos Gamma puede ser corrido en pozos entubados lo que lo hace muy útil como curva de correlación en operaciones de terminación o modificación de pozo. Frecuentemente se usa para complementar el registro de Potencial Espontáneo (SP) y como sustituto para la curva de SP en pozos perforados con lodo salado, aire o lodos base aceite, por lo que es útil para la localización de capas con o sin arcilla y para su correlación con otros registros.

El registro de Rayos Gamma puede ser combinado con el Caliper, Resistivo y de Densidad. Algunas de las ventajas que nos permite este registro es la definición y correlación de los estratos, evaluar minerales radioactivos, capas de carbón y detección de trazadores radioactivos. Sin embargo, algunas de las desventajas son la dificultad de medir corrientes del orden de 10-13 amperios, la presión máxima a la que se puede someter son 20,000 psi y la temperatura máxima de 350 °F (176.6 °C).¹³

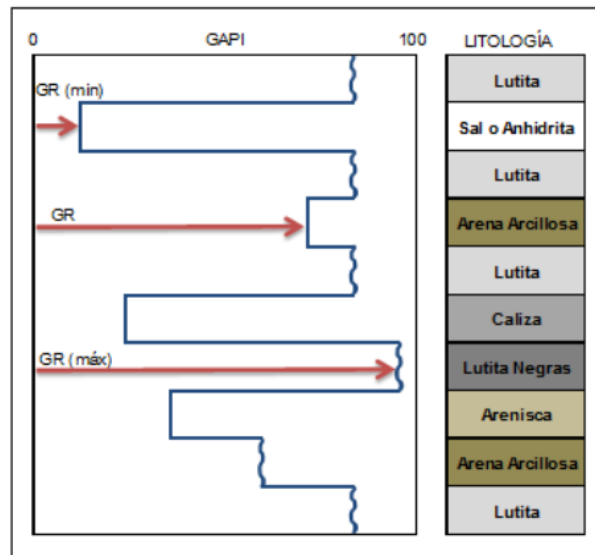


Figura 31. Respuesta del registro de Rayos Gamma ¹⁰

4.1.1. De Densidad.

Los registros de densidad se utilizan principalmente como registros de porosidad ya que se pueden obtener valores de porosidad directamente en función de la densidad. Consiste en una fuente radiactiva de rayos gamma que se aplica a la pared del agujero en un cartucho deslizable hacia la formación, los cuales chocan con los electrones de la misma. En cada choque los rayos gamma pierden energía, la ceden al electrón y continúan con energía disminuida de acuerdo con el efecto Compton. Los rayos gamma dispersos que llegan al detector, que está a una distancia fija de la fuente, se cuentan para indicar la densidad de la formación. La unidad de RHOB (ρ_b) es gramos por centímetro cúbico [gr/cc]. ¹¹

En las formaciones de baja densidad (alta porosidad) se leen más conteos de Rayos Gamma. En la medida que la densidad se incrementa (la porosidad decrece), menos conteos de Rayos Gamma pueden ser detectados.

Este registro permite ser combinado con el registro de Rayos Gamma, Neutrón y el Sónico. Las ventajas de este registro son que permite identificar minerales en depósitos evaporíticos, detectan presencia de gas en la formación, permite conocer la densidad de los hidrocarburos, el espesor del enjarre y la saturación de los fluidos. Entra las desventajas tenemos que la presión máxima de operación son 20.000 psi, una temperatura máxima de 350 °F (173.33 °C) y no se puede realizar este registro en agujero entubado (Figura 32).¹⁵

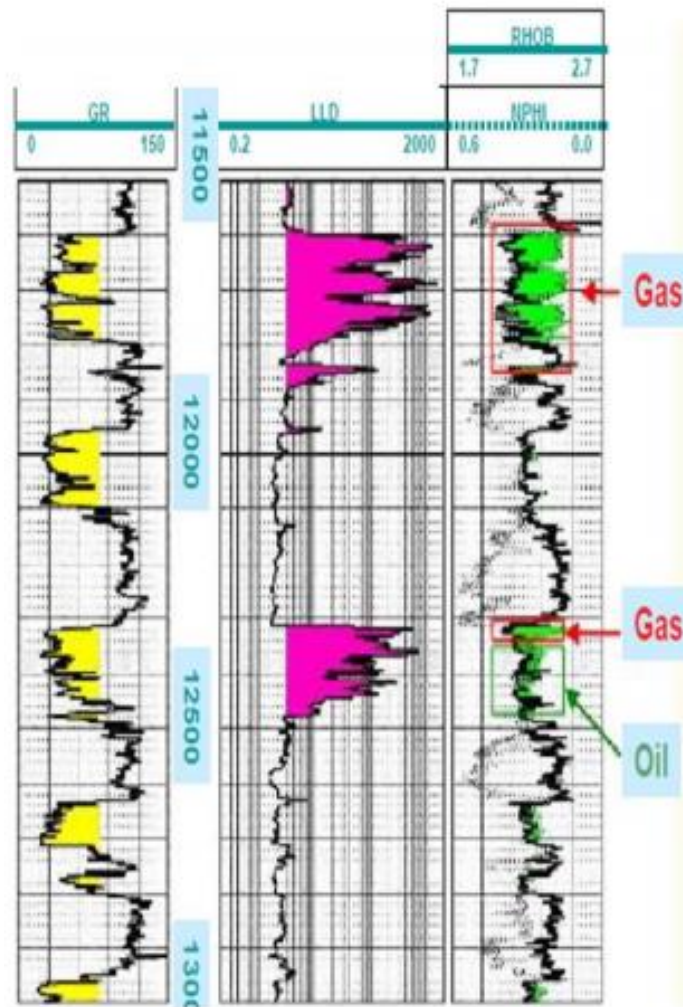


Figura 32. Ejemplo de registro de Densidad



4.1.2. Geométrico del pozo (Caliper).

El registro de geometría de pozo tiene por objetivo principal medir todas las variaciones que pueden existir o presentarse en la forma y tamaño del agujero durante la perforación del pozo, con la finalidad de identificar posibles eventos como lo son: derrumbes, cavernas y zonas permeables de la formación.

La herramienta consta de 4 brazos (2 calipers simultáneos) independientes, abarca y registra la geometría del pozo en el plano perpendicular a la herramienta a partir de la apertura que el pozo permita de sus brazos. Algunas de sus principales aplicaciones se describen a continuación: Permite conocer la geometría del agujero. Identificar intervalos de roca permeable, consolidada y deleznable. Calcular el volumen del agujero para realizar una estimación del volumen del cemento necesario para la colocación de la tubería de revestimiento. Determinar el diámetro mínimo del agujero. ¹¹

4.1.3. Sónico.

El registro sónico es un registro en función del tiempo que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación, esta medición se conoce como tiempo de tránsito (DT) y se mide en microsegundos por pie [$\mu\text{s}/\text{ft}$]. ¹¹ El tiempo de tránsito depende de la litología de la formación y la porosidad de ésta. La herramienta sónica consiste de un transmisor que emite un pulso de sonido y un receptor que registra y graba el impulso. Entre las aplicaciones más importantes de este registro se tienen:

- Identificar litología.
- Detectar presiones anormales.
- Determinar la velocidad de la formación.
- Determinar porosidad.
- Determinar presión de poro

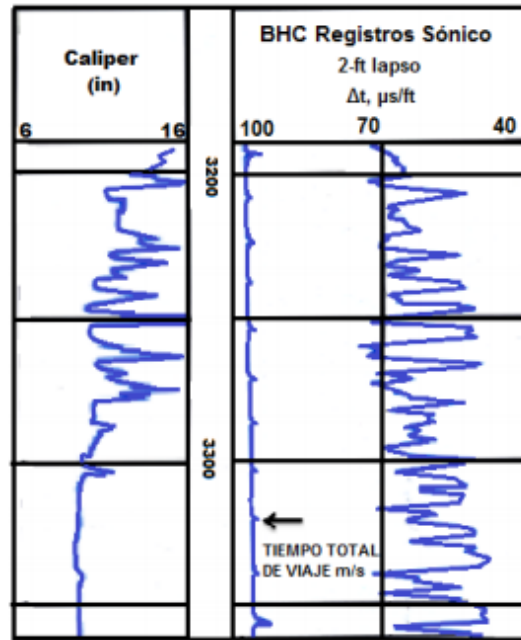


Figura 33. Ejemplo de registro Sónico

En la figura 33 se muestra los efectos del gas, si la formación se encuentra saturada de gas, el tiempo de tránsito de las ondas dentro de la formación será mayor debido a que la densidad del gas es menor que la de otros fluidos, debido a que una formación saturada de gas presenta velocidades menores que cuando se encuentra saturada de agua. Por lo tanto, la curva Δt se desviará hacia la izquierda.

4.1.4. Resistividad.

La mayoría de las formaciones que se registran para buscar saturaciones potenciales de petróleo y gas, se componen de rocas que, al estar secas, no conducen corriente eléctrica; esto es, la matriz de roca tiene una conductividad nula o resistividad infinitamente alta. Una corriente eléctrica fluye sólo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación, solamente si el agua intersticial contiene sales disueltas. Las sales se



disocian en cationes de carga positiva (Na^+ , Ca^{++} , etc.) y aniones de carga negativa (Cl^- , SO_4^- , etcétera), bajo la influencia de un campo eléctrico, esos iones se mueven transportando una corriente eléctrica a través de la solución. Si las condiciones permanecen estables, mientras mayor sea la concentración salina, menor es la resistividad del agua de formación y por lo tanto de la formación. Mientras la porosidad de la formación es mayor, por lo tanto, mayor es la cantidad de agua de formación, la resistividad es menor. La medición de la resistividad es básica para la obtención de saturación; en especial la determinación de saturación en la parte no invadida del yacimiento. La medición de la resistividad, junto con la de resistividad del agua y la porosidad se utiliza para obtener los valores de saturación de agua. La resistividad en la formación arenosa cae en el rango de 0.2 a 10 ohms-m, mientras que, en formaciones calcáreas, la resistividad es más alta, del orden de 100 a 300 ohms-m. Los factores que afectan la resistividad son: cantidad de sal en el agua. Como regla general, la cantidad de sal en el agua aumenta con la profundidad, por lo tanto, a medida que aumenta la cantidad de sal en el agua, la resistividad disminuye esto se debe a que la cantidad de iones aumenta.¹⁴

La resistividad de una formación es uno de los parámetros más importantes puesto que nos permite determinar la saturación de hidrocarburos, la electricidad es capaz de pasar a través de una formación debido al agua conductiva que contenga, si la roca se encuentra seca, está se comportará como un buen aislante eléctrico.

Este registro mide la resistencia al paso de la corriente eléctrica en una formación con el fin de determinar la saturación de hidrocarburos y agua presentes. Con ella podemos determinar parámetros como es R_t dado que se encuentra relacionado con la saturación de hidrocarburo. Esta determinación es importante ya que al compararse con R_{xo} se tienen una idea de la movilidad de los hidrocarburos y cuando la invasión del filtrado tiende a ser profunda, el R_{xo} puede ayudar a la obtención de valores más efectivos de R_t (Figura 34).

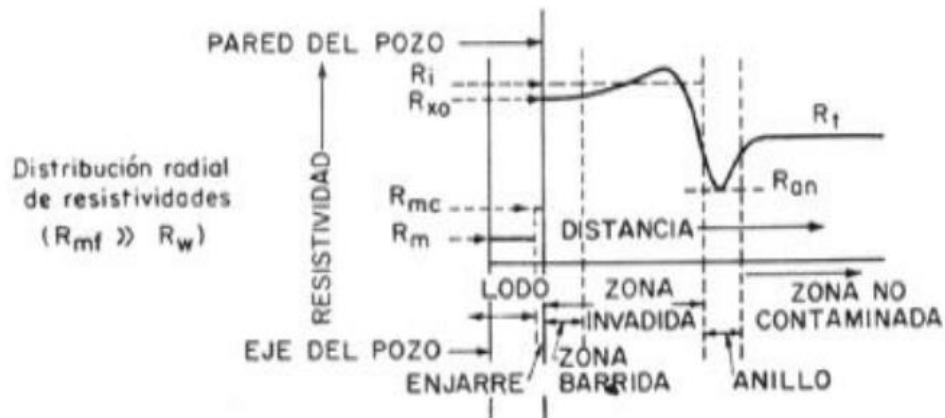


Figura 34. Parámetros de la zona infiltrada.¹⁴

El registro de resistividad se presenta en una escala logarítmica con unidades de ohms- m^2 como se observa en la figura 35:

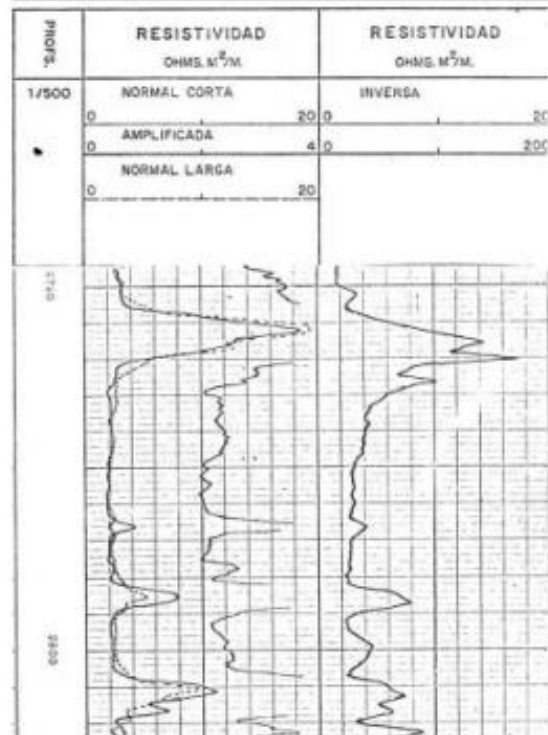


Figura 35. Registro de Resistividad¹⁴



Entre sus aplicaciones se encuentra enfocado al cálculo de la saturación de agua, ya que es posible obtener R_t con este registro. Se usa para determinar la resistividad cerca del agujero, en donde el lodo filtrado ha remplazado a los fluidos originales de la formación, y en conjunto con los registros de porosidad se utilizan para obtener la saturación de agua. La saturación obtenida a partir de este registro se compara para evaluar la productividad de la formación.

CAPITULO 5. MÉTODOS MATEMÁTICOS PARA DETERMINAR LA DEC.

5.1 Introducción.

La importancia de los modelos matemáticos en la generación de un modelo de geopresiones radica en el cálculo de las presiones y gradientes de fractura, formación y sobrecarga, necesarios para la generación de la ventana operativa y el cálculo de la DEC, evitando así problemas operativos tales como derrumbes en el pozo o reventones en superficie, los cuales generan costos durante la etapa de perforación.

A continuación, se muestran los métodos en la Figura 36 que se utilizan para el cálculo de las geopresiones, es importante considerar la información disponible para seleccionar correctamente el método a usar y así facilitar los cálculos.

Sobrecarga	Presión de Poro	Presión de Fractura
<ul style="list-style-type: none">• <i>Densidad de Grano</i>• <i>Athy</i>• <i>Gardner</i>	<ul style="list-style-type: none">• <i>Hottman & Johnson</i>• <i>Foster & Whalen</i>• <i>Eaton</i>• <i>Bowers</i>	<ul style="list-style-type: none">• <i>Hubbert & Willis</i>• <i>Mathews & Kelly</i>• <i>Eaton</i>• <i>Terzaghi</i>

Figura 36. Métodos de estimación de geopresiones. ¹



La densidad del lodo de perforación dependerá de los valores que se tengan estimados de la presión de poro y fractura, ya que una de sus funciones principales es darle la estabilidad al pozo para evitar que los fluidos de las formaciones invadan al pozo o fracturar la formación y con ello se pierda el lodo de perforación. ¹

Para evitar la pérdida de circulación durante la perforación, es importante conocer la variación del gradiente de fractura con la profundidad. A continuación, se enumeran y analizan cuatro enfoques para calcular el gradiente de fractura.

5.2 Hubbert & Willis.

Hubbert y Willis, En el artículo "Mecánica de fracturamiento hidráulico", exploraron las variables involucradas en el inicio de una fractura en una formación. Según los autores, el gradiente de fractura es una función del estrés de sobrecarga, la presión de formación y una relación entre los esfuerzos horizontales y tensiones verticales. Creían que esta relación de estrés estaba en el rango de Y_3 a Y_z de la sobrecarga total ¹. Por lo tanto, la determinación del gradiente de fractura según Hubbert y Willis sería la siguiente:

$$F_{min} = \frac{1}{3} \left(1 + 2 \frac{Pf}{D} \right)$$

$$F_{max} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{Pf}{D} \right)$$

Donde:

F= Gradiente de fractura, psi/ft

Pf = Presión de formación, psi

D = Profundidad, ft

Estos procedimientos se pueden utilizar de forma gráfica para una solución rápida. Se ingresa la ordenada con el peso del lodo requerido para equilibrar la formación. Con una

línea horizontal, intercepte la línea de gradiente de presión de formación y construya una línea vertical desde este punto hasta los gradientes de fractura mínimos y máximos. Lea el peso del lodo de fractura de la ordenada. Del ejemplo el peso del lodo de fractura para una presión de formación equivalente de 12.0 lb/gal podría variar de 14.4 a 15.7 lb/gal (Figura 37).

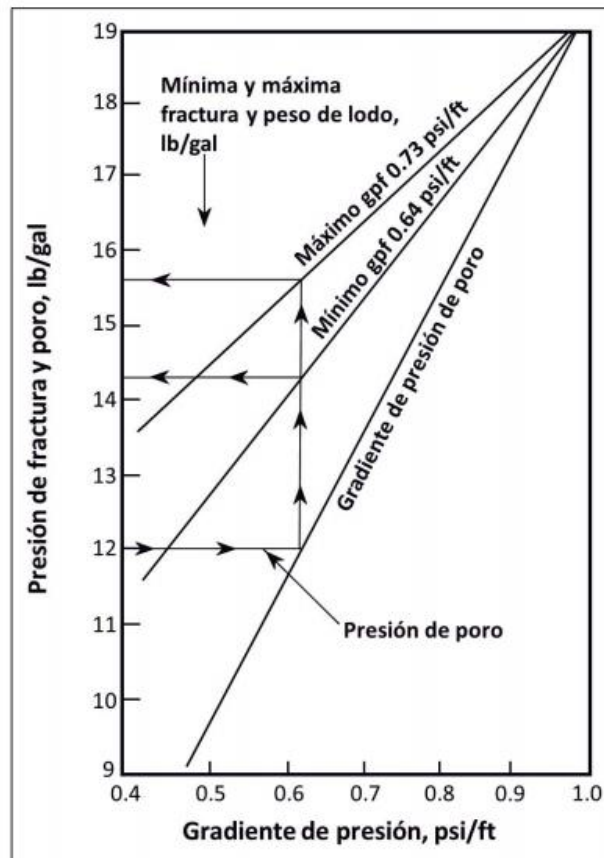


Figura 37. Determinación grafica de gradientes de fractura propuesta por Hubbert y Willis.⁸

En estas ecuaciones, Hubbert y Willis asumieron que las relaciones de estrés y los gradientes de sobrecarga eran constantes para todas las profundidades. Dado que esto ha demostrado ser falso en la mayoría de los casos, los métodos posteriores han tratado de explicar una o ambas de estas variables con mayor precisión.¹



5.3 Matthews & Kelly.

Matthews y Kelly reemplazaron la suposición de que el mínimo esfuerzo matricial está en los valores de $1/3$ a $1/2$ del esfuerzo vertical de la matriz, desarrollaron una fórmula para calcular el gradiente de fractura en formaciones sedimentarias. ⁸

En 1957, Matthews y Kelly publicaron otra ecuación para el gradiente de fractura. Este método introdujo el concepto de la variable conocida como: "matrix stress coefficient", que significa coeficiente de tensión de la matriz, y cuya representación final a nivel de ecuación es la siguiente:

$$F = \frac{Pf}{Di} + \frac{K_i \sigma}{Di}$$

Donde:

F= Gradiente de fractura, psi/ft

Pf = Presión de formación, psi

Di = Profundidad, ft

K_i= Coeficiente de tensión de la matriz.

σ= Tensión de la matriz vertical, psi

Para calcular la tensión de la matriz se usa la ecuación diseñada por Terzaghi:

$$S = P + \sigma \quad \text{ó} \quad \frac{S}{D} = \frac{P}{D} + \frac{\sigma}{D}$$

Donde:

$\frac{P}{D}$ = Gradiente de presión de poro, psi/ft

$\frac{S}{D}$ = Gradiente de presión de sobrecarga, psi/ft

Para obtener K_i , Coeficiente de tensión de la matriz, se usa el siguiente gráfico (Figura 38), que está en función de la profundidad, y solo funciona para la costa sur de Luisiana y la Costa del sur de Texas.

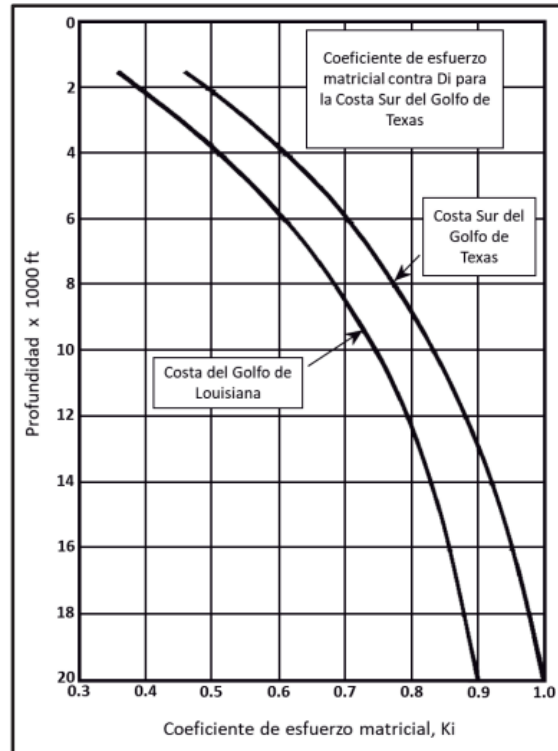


Figura 38. Coeficiente de esfuerzo matricial de Matthews y Kelly. ⁸

Los autores creían que las condiciones necesarias para fracturar la formación serían similares a las de la formación normalmente compactada.

Matthews y Kelly creían que el coeficiente variaría con diferentes condiciones geológicas. Los valores mostrados se obtuvieron sustituyendo los datos de campo reales de las presiones de ruptura en la ecuación y resolviendo para K_i .



El procedimiento para calcular los gradientes de fractura utilizando la técnica de Matthews y Kelly es el siguiente:

1. Obtenga la presión del fluido de formación, P . Esto se puede medir mediante pruebas de troncos, datos de patadas, registros u otro método satisfactorio.
2. Obtenga la tensión de la matriz utilizando la ecuación y suponiendo un gradiente de 1.0 psi / ft para la sobrecarga:

$$\sigma = S - P$$

3. Determine la profundidad, D_i , para la cual la tensión de la matriz, σ , sería el valor normal. Suponga que la presión de sobrecarga es de 1.0 psi / pie. De esto se deduce que:

$$0.535 D_i = \sigma$$

De donde se puede encontrar el valor de D_i .

4. Use el valor de D_i y aplíquelo a la Figura 36 para obtener el valor correspondiente de K_i .

5.4 Ben Eaton.

Considerando que las formaciones de la Tierra tienen un comportamiento plástico, Eaton relacionó el esfuerzo horizontal efectivo y el esfuerzo de la matriz, a través de la relación de Poisson:

$$F = \frac{S}{D} - \left(\frac{Pf}{D}\right)\left(\frac{\mu}{1-\mu}\right) + \frac{Pf}{D}$$

Donde:

F = Gradiente de fractura, psi/ft

S = Presión de sobrecarga, psi/ft



P_f = Presión de formación, psi

D = Profundidad, ft

μ = Razón de Poisson de determinación empírica $\mu = (0.0645) \ln(D) - 0.0673$

Esta ecuación establece que todas las variables independientes son funciones, de la profundidad. Los problemas que se pueden presentar al aplicar esta ecuación son:

- La relación de la presión de sobrecarga.
- La presión de poro.
- Razón de Poisson con profundidad.

Como sabemos los gradientes de presión anormal de las formaciones se pueden determinar de los registros de pozos.

Se asume que la presión de sobrecarga promedio siempre es igual a 1 psi/ft.

Eaton asumió que tanto el estrés de sobrecarga como la relación de Poisson eran variables con la profundidad. Usando datos reales de fracturas de campo y valores derivados de registros, preparó gráficos que ilustran estas variables.

Usando una opción adecuada para cada variable, el nomograma preparado por Eaton se puede utilizar para calcular un gradiente de fractura. Una presentación gráfica para el enfoque de Eaton proporciona una solución rápida. El gráfico se utiliza de la misma manera como el Matthews y Kelly. (Figura 39).

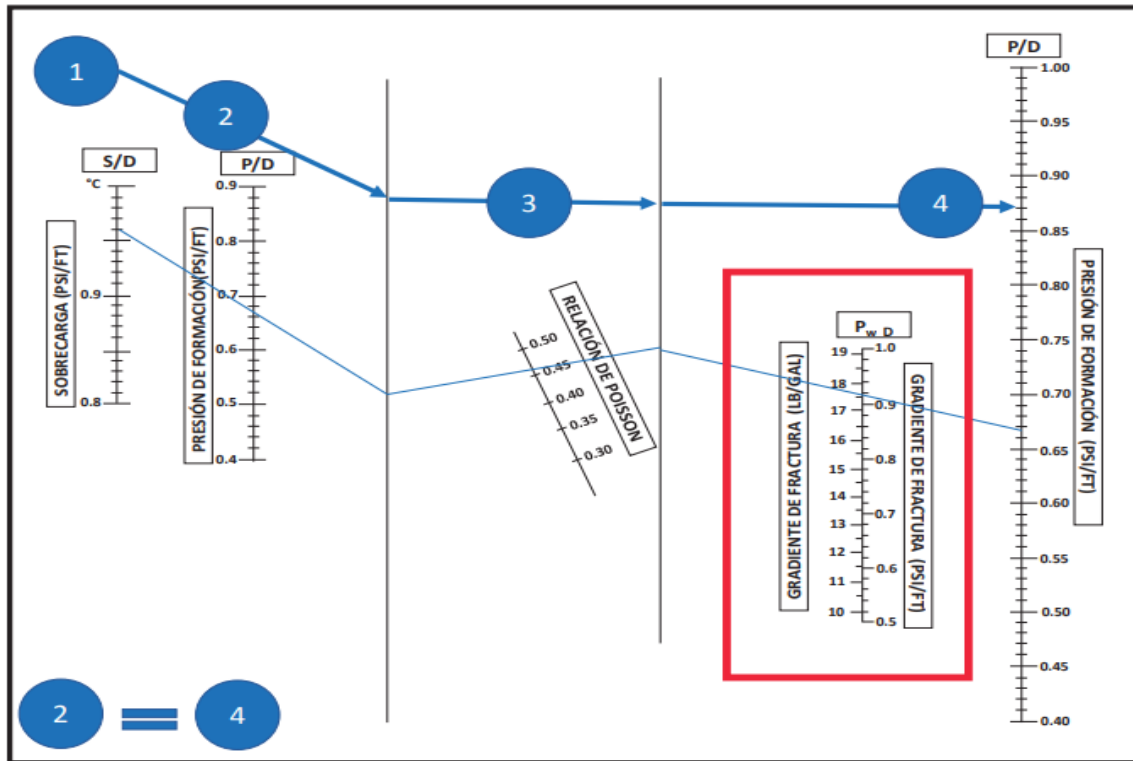


Figura 39. Nomograma para determinar el gradiente de fractura propuesto por Eaton. ⁸

Ejemplo para nomograma de Eaton utilizando la figura 39: Determine el gradiente de fractura a 12000' con una presión de formación de 0.67 psi/ft a 12000'. La sobrecarga es de 0.96 y el coeficiente de Poisson es de 0.46. del nomograma el gradiente de fractura es de 91 psi/ft o 17.5 ppg.

5.5 Bowers

El método de Bowers puede ser visto como un método de profundidad equivalente, se basa en la velocidad sónica de la formación. Los esfuerzos efectivos se calculan en dos puntos a lo largo de la curva de tendencia normal, Figura 40: a la profundidad estándar equivalente (Punto A) y el punto donde la curva de la velocidad alcanza su valor máximo (V_{max}). El esfuerzo efectivo en el Punto B se calcula con la siguiente ecuación:

$$\sigma_B = \sigma_{max} \left(\frac{\sigma_A}{\sigma_{max}} \right)^U$$

Donde:

σ_{max} = Esfuerzo efectivo que corresponde a la V_{max}

σ_A = Esfuerzo efectivo a la profundidad equivalente A.

U = Parámetro calibrado con datos locales.

Para la costa del golfo de México el parámetro $U = 3.13$ (Bowers, 1995).

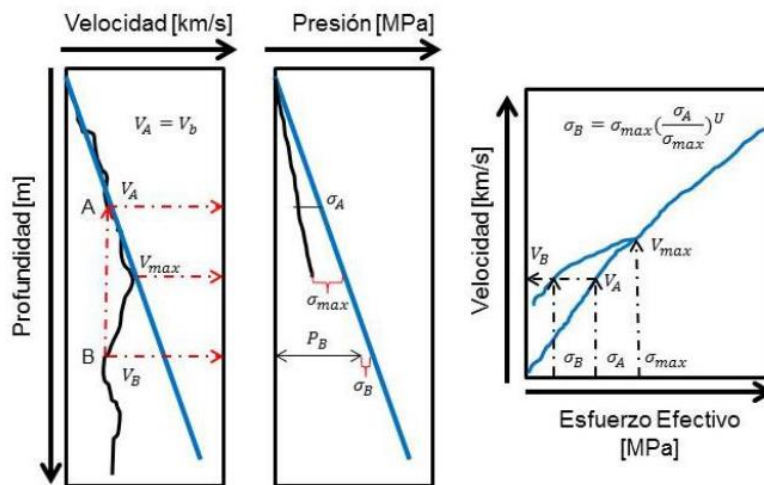


Figura 40. Ejemplo de aplicación del método de Bowers. ¹

Para evitar tener que solucionar gráficamente σ_A y σ_{max} , Bowers presentó una relación analítica de la forma:

$$V = V_0 + A\sigma^B$$

Donde:

V = velocidad, km/s

σ = Esfuerzo vertical efectivo, MPa

V_0 , A y B = Parámetros de calibración



CAPITULO 6. APLICACIÓN DE LA DEC EN UN POZO EJEMPLO BASADO EN EL ANÁLISIS DE REGISTROS GEOFISÍCOS.

6.1. Descripción de las operaciones empleando el estado mecánico del pozo.

Nombre del pozo: Pozo Ejemplo

Tirante de agua: 44 metros

Elevación de mesa rotaria: 30 metros

Profundidad total (mvbmr): 3730 metros

Coordenadas UTM: X = 379.643 m, Y=2,040.463 m

Coordenadas UTM a la profundidad total: X = 379,643 m, Y = 2,040.463 m

El Objetivo principal de esta localización es encontrar producción comercial de hidrocarburo ligero económicamente explotable en areniscas del plioceno medio e inferior en facies de complejo de abanicos y canales depositados en ambiente de talud.



Columna Geológica probable.

Edad	Profundidad	Profundidad	Espesor	Descripción litológica probable
	mvbnm	mvbmr		
Reciente	44	74	556	Areniscas y lutitas/Plataforma
Pleistoceno	600	630	860	Areniscas y lutitas/Plataforma
Plioceno Superior	1,460	1,490	520	Areniscas y lutitas/Plataforma y abanicos de talud
Plioceno Medio	1,960	2,010	720	Areniscas y lutitas/Plataforma y abanicos de talud
	Cima Objetivo 1	2,700	2,730	400
Base Objetivo 1	3,100	3,130		Areniscas y lutitas/Plataforma y abanicos de talud
Plioceno Inferior	3,100	3,130	50	Areniscas de Plataforma
Cima Objetivo 2	3,150	3,180	550	Areniscas de Plataforma, Lutitas
Base Objetivo 2	3,700	3,730		Areniscas y lutitas/abanicos de talud
Profundidad a Perforar	3,700	3,730		

Figura 41. Columna Geológica probable

El rango de la presión para encontrar los objetivos, se espera que varíe entre +/- 50 metros. Columna geológica en metros verticales bajo el nivel del mar en metros verticales bajo mesa rotaria.

Estado mecánico del pozo

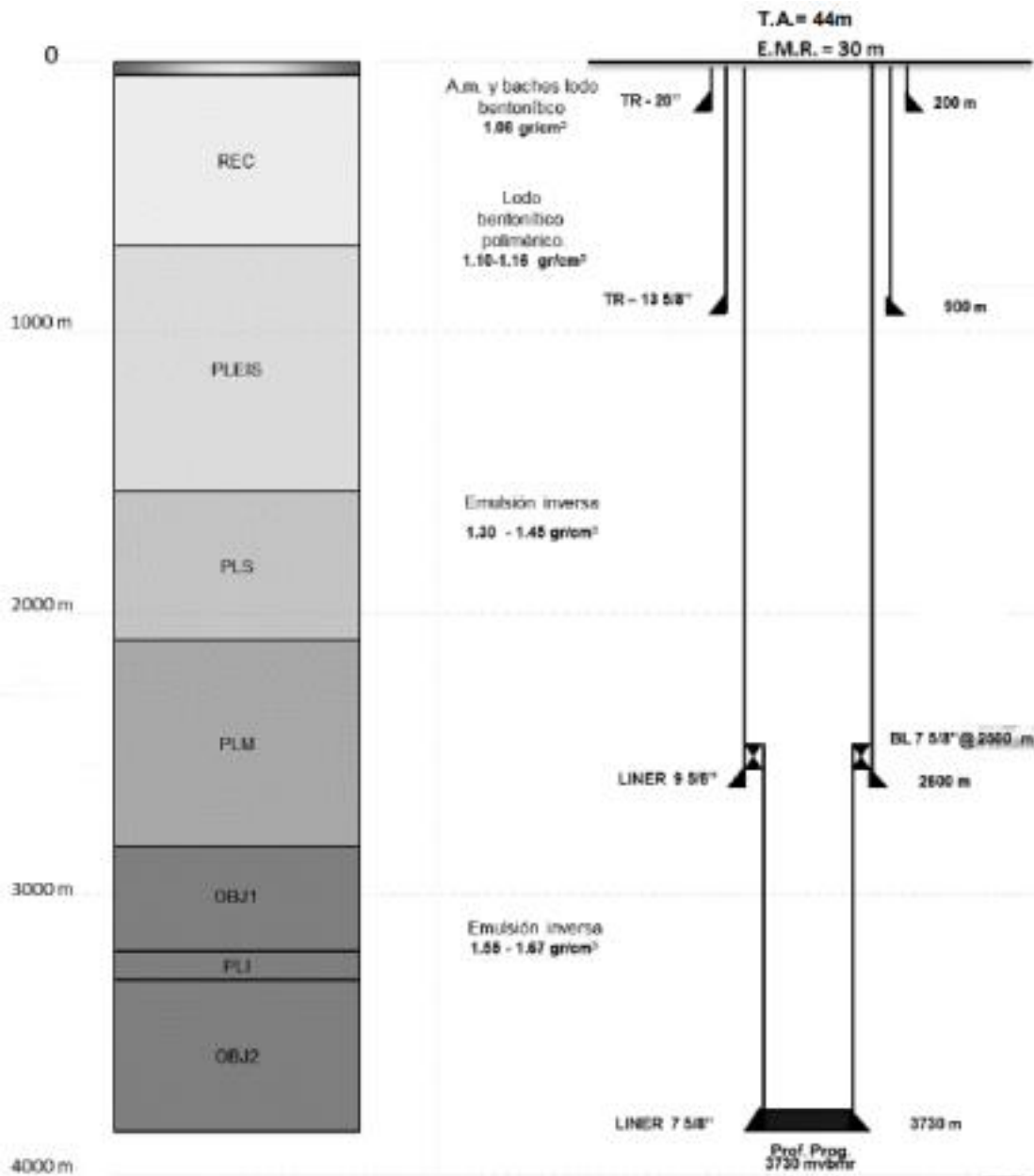


Figura 42. Estado Mecánico del Pozo



Descripción de las etapas programadas

Etapa	Diámetro Bna (in)	Prof. (mvbmr)	Prof. (mdbmr)	Diámetro TR (in)	Objetivo
1	24"	200	200	20"	Perforar e introducir TR conductora, establecer circulación a superficie y control del pozo para las etapas subsecuentes.
2	17 ½"	900	900	13 5/8"	Cubrir las zonas con bajos gradientes de fractura para poder incrementar la densidad del lodo en la siguiente etapa y minimizar las pérdidas durante las operaciones de perforación.
3	12 ¼"	2600	2600	9 5/8"	TR intermedia con el propósito de ganar gradiente para perforar la zona de presiones anormales y poder incrementar la densidad y así no rebasar el gradiente de fractura.
4	8 ½"	3730	3730	7 5/8"	Aislar la zona del yacimiento del Plioceno Inferior y asentar TR.

Tabla 4. Descripción de las etapas programadas

6.1. Análisis de resultados.

Perfil de Geopresiones

De acuerdo a la información disponible de los pozos de correlación y los registros sintéticos construidos en el equipo VCDSE los cuales fueron generados y validados por VCD a partir de los pozos de correlación, se tiene en el primer carril la columna geológica programada, en la segunda columna el Registro de Rayos Gamma, en el tercero el Registro de Resistividad, en el cuarto carril el Registro Sónico junto con la velocidad de intervalo, en el quinto carril el Registro de Densidad y en el sexto carril el Registro de Porosidad (Figura 43). Y a partir de esta información se comenzó el análisis para la elaboración del modelo Geomecánico de la localización.

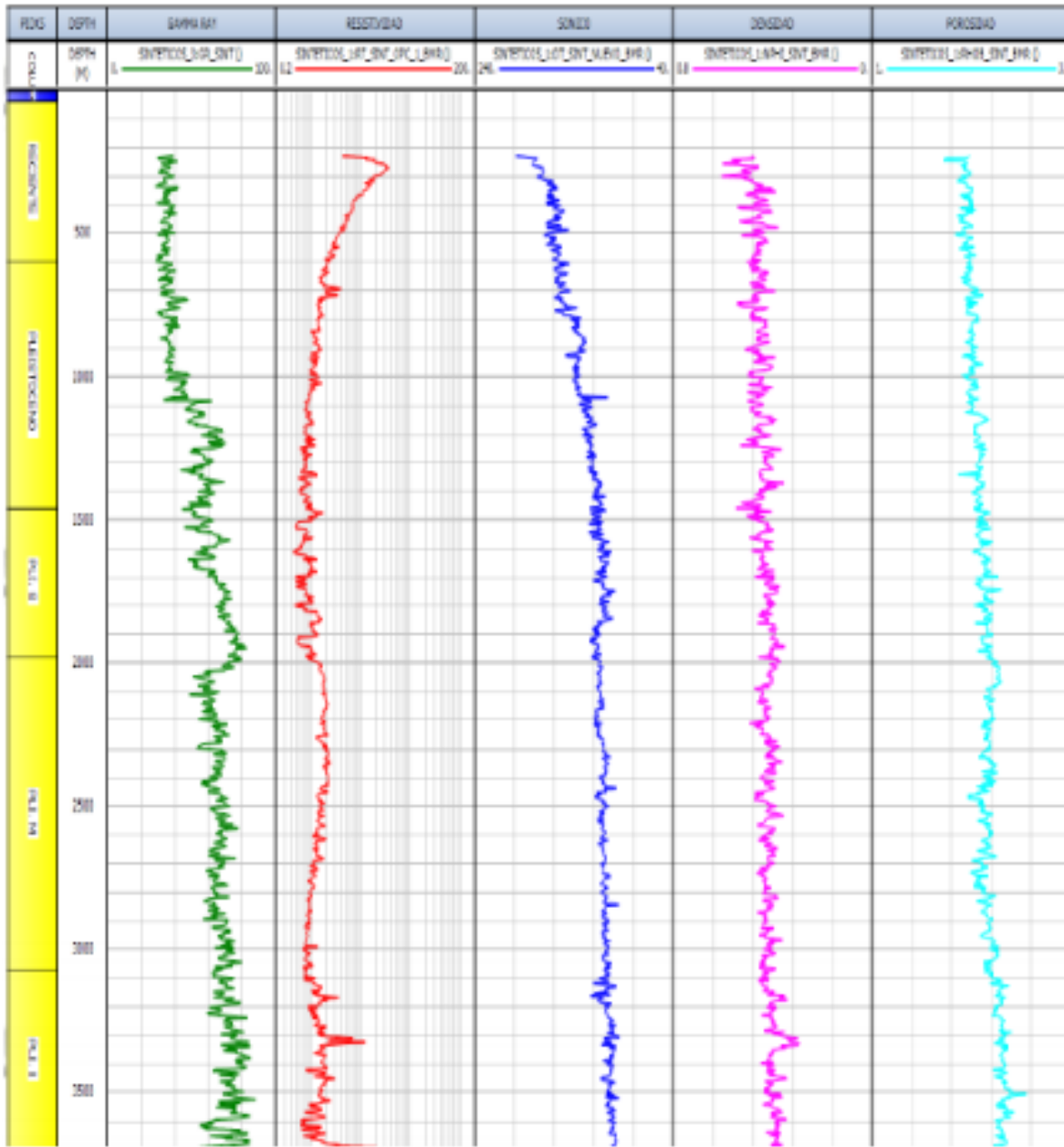


Figura 43. Registros del pozo ejemplo

En la figura 44 se muestra la comparativa del pozo ejemplo con los pozos de correlación, donde se observa en la primera gráfica A) el incremento de la presión de poro del pozo con respecto a la profundidad del mismo y se puede observar que este pozo tiene una tendencia

similar en la parte profunda del pozo con la presión de poro de los pozos de correlación. Así mismo se muestra en la gráfica B) la comparativa de las densidades de lodo donde programada del pozo y la información de los pesos de lodo que se utilización en los pozos de correlación donde se puede estimar un comportamiento de la zona para la nueva localización

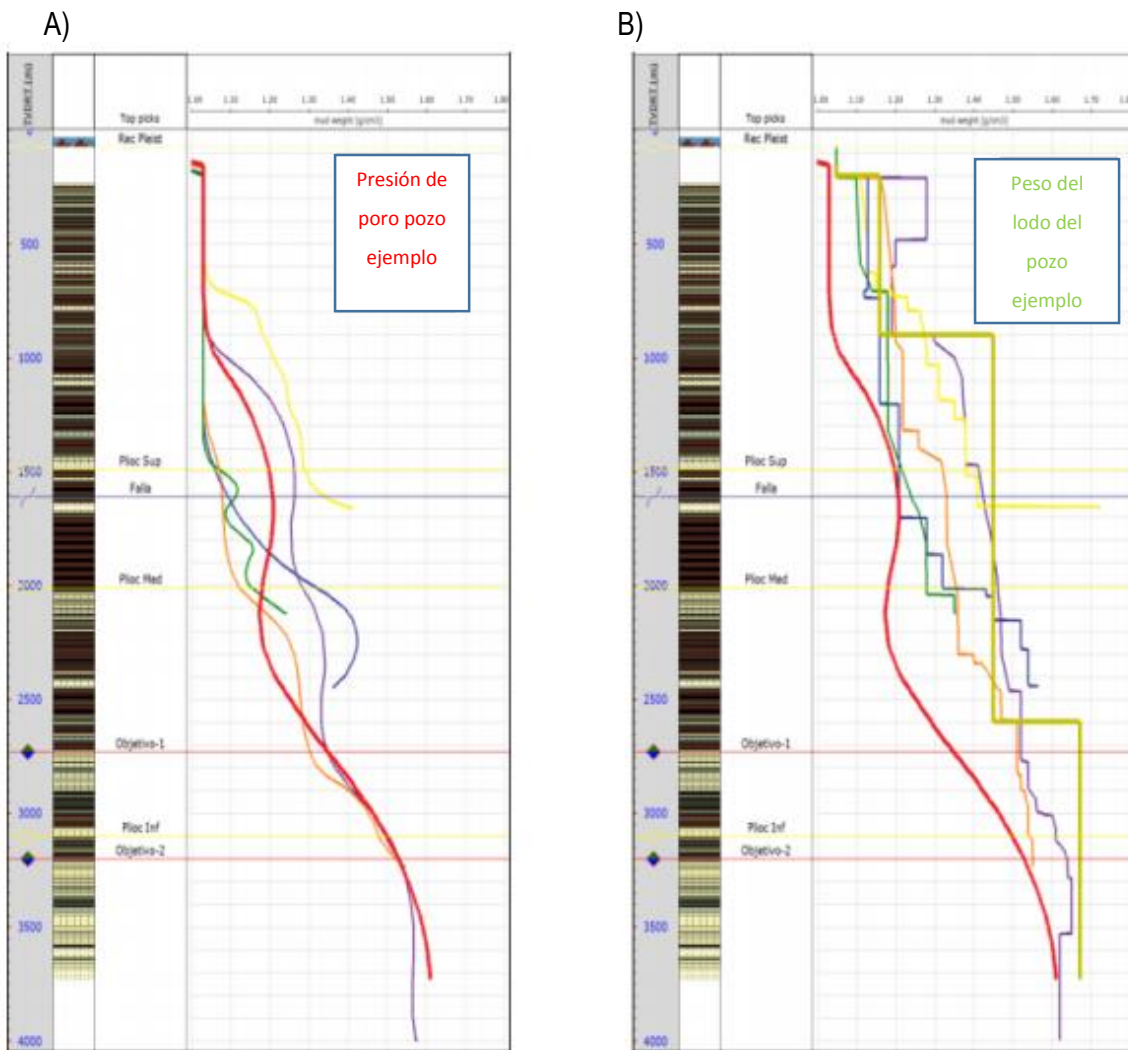


Figura 44. A) Comparativa de Presiones de poro con pozos de correlación y B) Comparativa de pesos de lodo con los pozos de correlación

Ventana del lodo y Asentamiento de TR

En la figura 45, se muestra la ventana de lodo definitiva donde se grafican la presión de poro en la línea de color negro, el gradiente de fractura en azul, el gradiente de sobrecarga en rosa, la presión de colapso en color rojo u la densidad del lodo en color verde.

Para la estimación de la ventana de lodo y densidad mínima se tomaron en consideración los eventos de perforación de los pozos de correlación principalmente las pérdidas parciales, también se tomaron en consideración los asentamientos de TR de los pozos con el fin de determinar las zonas de asentamientos más óptimas.

El asentamiento de TR y las densidades de lodo están enfocados hacia la optimización de la perforación del pozo.

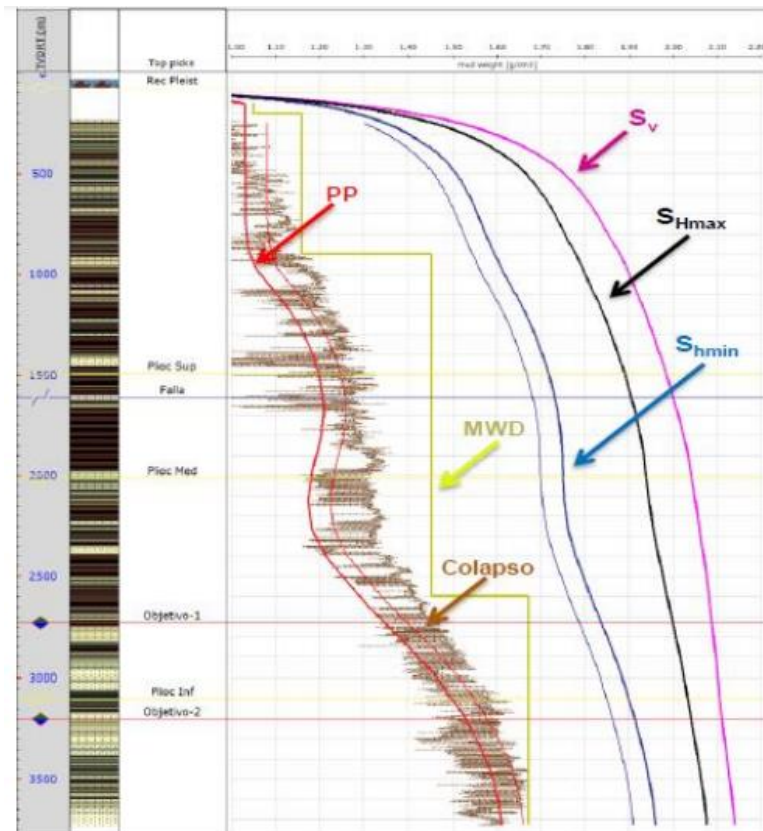


Figura 45. Ventana de lodo y Asentamiento de TR programada.

Ventana operativa real

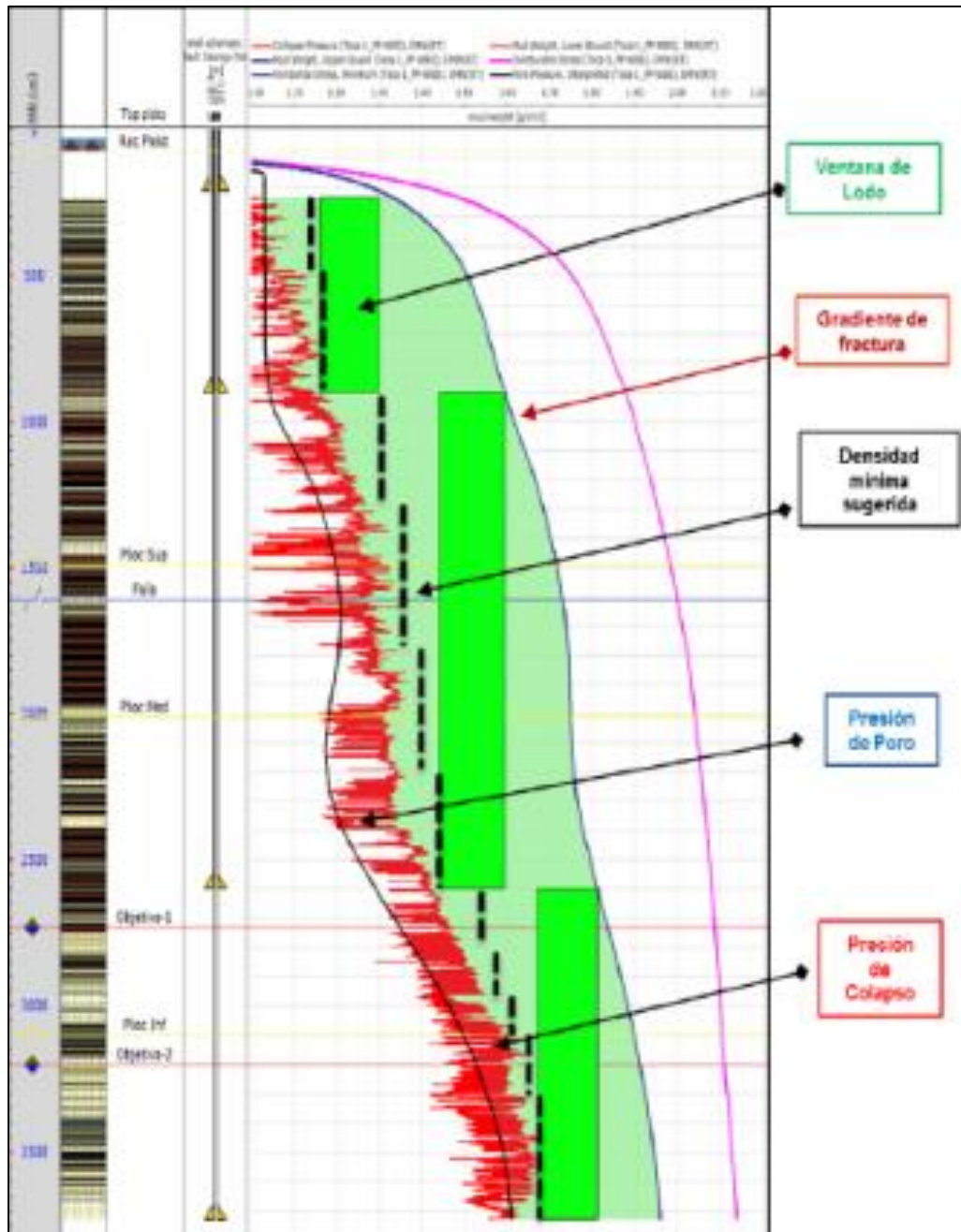


Figura 46. Ventana de lodo y Asentamiento de TR real.



6.2. Conclusiones.

La metodología de planeación de proyectos VCD que se usó para definir el alcance del proyecto, inversión de capital, tiempo, calidad y riesgos fue acertado de acuerdo a la información de correlación de los pozos del área. Utilizando la información de correlación de los pozos del área se estimó las propiedades petrofísicas de las formaciones, la columna geológica estimada con base a los eventos geológicos que llegaron a dificultar la perforación de los pozos de correlación se pudo realizar una mejor interpretación de la información.

El empleo de Rayos Gamma, Resistividad, Sónico, Densidad y Porosidad de la formación definió el modelo geomecánico a seguir con mayor confiabilidad para determinar las curvas de presión de poro, fractura, colapso y gradiente de sobrecarga del pozo.

Las TR's se asentaron en formaciones arcillosas, por tener una menor capacidad de fractura al ser sometidas a esfuerzos, por lo tanto, los asentamientos se llevaron a cabo; TR superficial a una profundidad de 200 m, TR intermedia a 900 m a 2500 m y a 3760 m donde se encuentra el intervalo productor.

Se utilizó lodo bentonítico para la primera y segunda etapa de la construcción del pozo con un rango de densidad del lodo de perforación de 1.06 a 1.16 gr/cc y una emulsión inversa para la tercera y cuarta etapa, con rango de densidad de lodo de 1.30 a 1.67 gr/cc, sin presentarse problemas de fracturamiento por selección previa de la intervención de formaciones arenosas.

Al tener una litología constante y formada principalmente por lutita y arenisca, por la selección adecuada del peso del lodo de control no se tuvo pérdidas de circulación ya que la formación no presentaba zonas fracturas y el margen que se tenía del lodo de perforación se mantenía siempre cerca de la presión de poro.

La información programada fue certera y no vario mucho con respecto a lo real.



CAPITULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

La Densidad equivalente de circulación (DEC) y el empleo de métodos actuales para su selección y aplicación en los fluidos de control asegurará el éxito de la perforación en la construcción de pozos.

La correcta identificación de los parámetros siguientes: tipo de litología, geometría, profundidad, ubicación, geopresiones, resultados de registros geofísicos, entre otros, sirve para dar inicio al cálculo de la densidad equivalente del fluido y así aminorar los problemas que se pueden llegar a presentar durante la perforación.

El valor de la Densidad equivalente de circulación (DEC) es extremadamente importante, dado que con base a este cálculo es cómo conoce de manera rápida la presión que se tiene en la profundidad de interés, por lo tanto, ayudará a evitar gradientes de presión de fractura para prevenir problemas en la formación y en las tuberías.

De las presiones presentes en la formación ofrecen la información más importante para el diseño de la perforación, ya que con esto se puede predecir las presiones presentes a lo largo de las distintas etapas de perforación.

Múltiples estudios confirman que una de las causas principales de los problemas que se presentan durante la perforación de pozo es la mala predicción de las geopresiones; estos errores se ven reflejados en costos de operación y en los casos más drásticos, la pérdida total del pozo.

De acuerdo a este trabajo se concluye, que, para la predicción del gradiente de fractura, el método de Matthews & Kelly empleado fue el mejor.



La metodología aplicada basada en datos de pozos de correlación permitió obtener el modelo geomecánico a seguir en la selección de la Densidad equivalente de circulación (DEC), y de esta manera reducir la incertidumbre de las problemáticas que se presentan con frecuencia debido a una deficiente selección.

Sugerencias

Para poder complementar la información del presente trabajo, se sugiere realizar una investigación a mayor profundidad de aquellas técnicas más recientes para la determinación de la Densidad equivalente de circulación (DEC), a modo de estar siempre a la vanguardia de la mano de las nuevas tecnologías y de esta forma, ahorrar tiempo, capital y recursos.



Índice de figuras y tablas

■ ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación API para Crudo. ²²	23
Tabla 2. Clasificación de pérdidas de circulación en función a su régimen de pérdida. ⁴	32
Tabla 3. Clasificación de materiales para perdidas de circulación LCM. ⁷	38
Tabla 4. Descripción de las etapas programadas.....	75

■ LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Principio de Flotación ¹⁶	13
Figura 2. Densímetro y su descripción.....	20
Figura 3. Densímetros de densidades variables.....	21
Figura 4. Picnómetro.....	22
Figura 5. Elementos de un Picnómetro ²¹	22
Figura 6. Clasificación API Internacional.....	23
Figura 7. Hidrómetros para medir grados API ²²	24
Figura 8. Grados API en México ²⁹	24
Figura 9. Balanza hidrostática y su funcionamiento ²³	25
Figura 10. Gráfico descriptivo del Matraz de Le'Chatelier ²³	27
Figura 11. Aerómetro.....	28
Figura 12. Perdida de presión por fricción en el espacio anular ⁴	30
Figura 13. Tipos de incidentes de pérdidas de circulación ²	34
Figura 14. Influjos por perdidas de circulación. ⁵	35
Figura 15. Programa integral de manejo del fenómeno de pérdida de circulación. ²	36
Figura 16. Columna Geológica Estimada.....	39
Figura 17. Porosidad Primaria ²⁴	41
Figura 18. Porosidad Secundaria. ²⁴	41
Figura 19. Tipos De Porosidad: A) Interconectados, B) Conectado y C) Cerrado. ²³	42



Figura 20. Efecto de mojabilidad en las rocas ²³	43
Figura 21. Permeabilidad ²³	44
Figura 22. Saturación del fluido ²³	46
Figura 23. Metodología para cálculo de Geopresiones.	47
Figura 24. Presión Hidrostática. ²⁴	48
Figura 25. Clasificación de los tipos de Presión de formación.....	49
Figura 26. Tipos de Presión de formación. ²³	50
Figura 27. Gradiente de Presión de Fractura ¹⁰	51
Figura 28. Representación del esfuerzo de sobrecarga. ¹⁰	52
Figura 29. Ventana operacional del fluido de perforación.....	53
Figura 30. Ejemplo de ventana operativa. ⁹	55
Figura 31. Respuesta del registro de Rayos Gamma ¹⁰	57
Figura 32. Ejemplo de registro de Densidad.....	58
Figura 33. Ejemplo de registro Sónico.....	60
Figura 34. Parámetros de la zona infiltrada. ¹⁴	62
Figura 35. Registro de Resistividad ¹⁴	62
Figura 36. Métodos de estimación de geopresiones. ¹	63
Figura 37. Determinación grafica de gradientes de fractura propuesta por Hubbert y Willis. ⁸	65
Figura 38. Coeficiente de esfuerzo matricial de Matthews y Kelly. ⁸	67
Figura 39. Nomograma para determinar el gradiente de fractura propuesto por Eaton. ⁸	70
Figura 40. Ejemplo de aplicación del método de Bowers. ¹	71
Figura 41. Columna Geológica probable.....	73
Figura 42. Estado Mecánico del Pozo.....	74
Figura 43. Registros del pozo ejemplo.....	76
Figura 44. A) Comparativa de Presiones de poro con pozos de correlación y B) Comparativa de pesos de lodo con los pozos de correlación.....	77
Figura 45. Ventana de lodo y Asentamiento de TR programada.....	78
Figura 46. Ventana de lodo y Asentamiento de TR real.....	79



Bibliografía.

¹ Leynes, Jesús. "Generación de un modelo en geopresiones para la perforación de un pozo petrolero", Tesis, Facultad de Ingeniería UNAM. 2018. Sitio web:

<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/14789/tesis.pdf?sequence=1>

² COOK, John, et al. Estabilización del Pozo para Prevenir Pérdidas de Circulación. En: OILFIELD REVIEW. vol. 23, no. 4, p. 28.

³ ABBAS,Raafat, et al. Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación. En: OIFIELD REVIEW. p. 2

⁴ Carlos Donato Orquera Rojas. (Julio 10, 2013). Densidad Equivalente de Circulación. Abril 4, 2018, de Scribd Sitio web: <https://es.scribd.com/doc/153021372/Densidad-Equivalente-de-Circulacion>

⁵ LAVROV,Alexandre. Lost Circulation. Elsevier Science, 2016. 163-206 p. ISBN 0128039167

kevin veizaga lino. Densidad equivalente de circulación (DEC) o ECD (Equivalent Circulating Density) Factores que afectan la DEC, de Scribd Sitio web:

https://www.academia.edu/26496451/Densidad_equivalente_de_circulaci%C3%B3n_DEC_o_ECD_Equivalent_Circulating_Density_Factores_que_afectan_la_DEC

⁶ Schlumberger. (2019). Oilfield Glossary. Marzo 30, 2019, de Schlumberger Sitio web:

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms>

⁷ Salas, Roberto. "Problemas operacionales, durante la perforación de pozos", Universidad de Oriente, Venezuela. 2014. <https://es.slideshare.net/MagnusMG/problemas-operacionales-durante-la-perforacin>

⁸ Knight, Samuel. PETE 411. "Prediction of fracture gradient", Lesson 2, Well drilling, 2012. Sitio web: <https://slideplayer.com/slide/4560537/>

⁹ Peñafiel, María. "Diseño geomecánico de pozos exploratorios", Instituto Politécnico Nacional, México, 2019. Sitio web:



<https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/26946/Dise%C3%B1o%20geomec%C3%A1nico%20de%20pozos%20exploratorios.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

¹⁰ Chavarría, Jesús. “Generación de un modelo en geopresiones para la perforación de un pozo petrolero”, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2018. Sitio web:

<http://132.248.9.195/ptd2018/febrero/0770562/Index.html>

¹¹ Lobato, Karim. “Procedimientos que determinan la densidad equivalente de circulación con base en las geopresiones”, Instituto Politécnico Nacional, México, 2019.

¹² Jegen, Paola. “Diseño de una metodología para el seguimiento de la estabilidad mecánica durante la perforación de un pozo en el campo castilla”, Fundación Universidad de América. Bogotá, 2018. Sitio web: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6675/1/5131658-2018-1-IP.pdf>

¹³ Arreola González. “Aplicación de los registros geofísicos en un pozo direccional para el diseño de la ventana operativa y el asentamiento de las TR’s”. Instituto Politécnico Nacional. México, 2016. Sitio web:

<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/22504/1/Aplicaci%C3%B3n%20de%20los%20registros%20geof%C3%ADsicos%20en%20un%20pozo%20direccional%20para%20el%20dise%C3%B1o%20de%20la%20ventana%20operativa%20y%20el%20asentamiento%20de%20las%20TR%C2%B4s.pdf>

¹⁴ Sánchez Corona, Carlos. “Evolución de los Registros de Resistividad y su Aplicación en las Estimación de la Saturación de Fluidos (Agua e Hidrocarburos)”, Universidad Nacional Autónoma de México. México, 2012. Sitio web: <http://132.248.9.195/ptd2013/Presenciales/0701950/Index.html>

¹⁵ González, Georgina. “Aplicación de los registros geofísicos de pozo en la búsqueda y caracterización petrofísica de yacimientos de shale gas”, Instituto Politécnico Nacional. México, 2014. Sitio web:



<https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15073/1/Aplicaci%C3%B3n%20de%20los%20registros%20de%20fluidos%20de%20un%20pozo%20en%20la%20busqueda%20y%20caracterizaci%C3%B3n%20petrof%C3%ADsica%20de%20Yacimientos%20de%20Shale%20Gas.pdf>

¹⁶ Terán, L. V. (2014). Principio de Arquímedes. *Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo Escuela Preparatoria No. 4 Vida Científica*, 2(3).

¹⁷ López, J. V., Manuel, A. C., López, J. P., & Sánchez, A. S. (2010). Aplicación del principio de Arquímedes. *Latin-American Journal of Physics Education*, 4(1), 30.

¹⁸ Mettler-Toledo International Inc. all rights reserved. (2021, 8 julio). ¿Qué es la densidad? Recuperado 14 de julio de 2021, de https://www.mt.com/mx/es/home/applications/Application_Browse_Laboratory_Analytics/Density/density-measurement.html

¹⁹ Medida de la densidad un líquido. (s. f.). Recuperado 14 de julio de 2021, de <http://www.sc.ehu.es/sbweb/fisica/fluidos/arquimedes/aerometro/aerometro.html>

²⁰ Químico, L. T. P. (2015, 10 septiembre). Densímetro. Recuperado 14 de julio de 2021, de <https://www.tplaboratorioquimico.com/laboratorio-quimico/materiales-e-instrumentos-de-un-laboratorio-quimico/densimetro.html>

²¹ Atarés Huerta, L. M. (2011). Determinación de la densidad de un líquido con el método del picnómetro. *EcuRed*. (s. f.). Picnómetro - EcuRed. Recuperado 14 de julio de 2021, de <https://www.ecured.cu/Picn%C3%B3metro>

²² Demirbas, A., Alidrisi, H., & Balubaid, M. A. (2015). API gravity, sulfur content, and desulfurization of crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 33(1), 93-101.

²³ Benavente, D., Bernabéu, A. M., & Cañaveras, J. C. (2004). Estudio de propiedades físicas de las rocas. *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra*, 12(1), 62-68.

²⁴ Grf, J. (s. f.). Propiedades petrofísicas de las rocas (grupo 2). Recuperado 14 de julio de 2021, de <https://es.slideshare.net/jimmybiq87/propiedades-petrofisicas-de-las-rocas-grupo-2>

²⁵ Andrade, J. B. M. DESARROLLO DE LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA EN MÉXICO Y SU FUTURO A TRAVÉS DE LA UNAM.

²⁶ Leynes, J. L. C. (s. f.). GENERACIÓN DE UN MODELO EN GEOPRESIONES PARA LA PERFORACIÓN DE UN POZO PETROLERO. Recuperado 14 de julio de 2021, de <http://132.248.9.195/ptd2018/febrero/0770562/Index.html>

²⁷ GONZALEZ, C. A. G. B. (s. f.). Cálculo de la Densidad Equivalente de Circulación en pozos Horizontales. Recuperado 14 de julio de 2021, de <http://132.248.9.195/ptd2009/febrero/0639337/Index.html>



²⁸Equipment search Sobre la empresa Nuestro equipo Aspectos jurídicos y principios de la empresa Su distribuidor en la CEI Posibilidades y ventajas Proyectos realizados Socios de la empresa Nuestros clientes Equipos suministrados: Contactos ENCE GmbH Distribuidor (representante autorizado) de instrumentación y equipos para medición de la densidad de gas/líquido para la industria de Rusia. (s. f.). Recuperado 14 de julio de 2021, de https://intech-gmbh.es/density_determination/

²⁹Sánchez, L. (s. f.). GRADOS API. Recuperado 14 de julio de 2021, de https://www.academia.edu/11271260/GRADOS_API

³⁰M. (s. f.). 16 presiones de formación. Recuperado 14 de julio de 2021, de <https://es.slideshare.net/MagnusMG/16-presiones-de-formacin-42664569>

³¹Francisco, J., Martínez, G., & Castro, I. (2017). Manual de Prácticas del Laboratorio de Terminación y Mantenimiento de Pozos