



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería Y Arquitectura



Unidad Ticomán
Ciencias de la tierra

“EL REGISTRO DE HIDROCARBUROS DURANTE LA PERFORACIÓN”

Tesis

Que para obtener el título de ingeniero petrolero

Presenta:

Gómez Cortés Salvador

Director de tesis:

Ing. Enrique Morfín Faure

Asesor de tesis:

M en C. Adalberto Gómez Hernández

MEXICO DF, 2016



OFICIO N° E.P. y T.051/2016/

Ciudad de México, a 9 de marzo de 2016.

**C. SALVADOR GÓMEZ CORTES
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO
DE INGENIERÍA PETROLERA
PRESENTE**

A continuación comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarla.

"EL REGISTRO DE HIDROCARBURO DURANTE LA PERFORACIÓN"

CONTENIDO

- OBJETIVO
- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- I. GENERALIDADES
- II. MARCO GEOLÓGICO
- III. PARÁMETROS DE MEDICIÓN DIRECTA
- IV. PARÁMETROS INDIRECTOS DE MEDICIÓN
- V. ESTUDIO DE CASO
- CONCLUSIONES-RECOMENDACIONES

A T E N T A M E N T E**"La Técnica al Servicio de la Patria"**
Ing. Saúl Milán Valdés
Subdirector Académico
Interino**UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA**

SMV*gach.



Ciudad de México, a 28 de marzo de 2016.

ING. SAÚL MILÁN VALDÉS
SUBDIRECTOR ACADÉMICO INTERINO
P R E S E N T E

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional por la opción de **Tesis Individual, "El Registro de Hidrocarburo Durante la Perforación"**, presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera C. SALVADO GÓMEZ CORTÉS**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

ING. JOSÉ LUIS CHÁVEZ ALCARAZ

ING. MANUEL TORRES HERNÁNDEZ

ING. ESTEBAN VASQUEZ MORALES

ING. RAFAEL MARTÍNEZ RAMOS

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura
Unidad Ticomán



OFICIO N° E.P. y T.041/2016/

Ciudad de México, a 4 de marzo de 2016.

ING. ALBERTO ENRIQUE MORFIN FAURE

P R E S E N T E.

En atención a la solicitud del C. **SALVADOR GÓMEZ CORTES**, pasante del Programa Académico de Ingeniería Petrolera con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I. P. N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionada para asesorar la tesis del pasante mencionado. Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, la saludo cordialmente.

Atentamente

"LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA"


ING. SAÚL MILÁN VALDÉS
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
INTERINO



UNIDAD TICOMAN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

C.c.p.- Ing. Azucena Chavira González.- Jefa del Departamento de Formación Profesional Específica.

c.c.p.- Interesado
Expediente

SMV*gach

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura
Unidad Ticomán



OFICIO N° E.P. y T.042/2016/

Ciudad de México, a 4 de marzo de 2016.

ING. ADALBERTO GÓMEZ HERNÁNDEZ
GERENTE DE LA DIRECCIÓN DE
PEMEX-EXPLORACIÓN-PRODUCCIÓN
P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del C. **SALVADOR GÓMEZ CORTES**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** y tomando en consideración sus altos méritos profesionales, me es grato invitarlo a dirigir el trabajo de tesis con fines de titulación profesional que por la opción de Tesis Individual, deberá desarrollar el interesado, por lo que solicito a usted, se sirva proponer a esta Subdirección el Tema y Contenido.

En la confianza de que contaremos con su colaboración, reciba un cordial saludo.

A T E N T A M E N T E
"La Técnica al Servicio de la Patria"


Ing. Saúl Mirán Valdés
Subdirector Académico
Interino

SMV*gach.



UNIDAD TICOMAN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES: POR SU AMOR, CARIÑO, APOYO Y SACRIFICIO, PORQUE GRACIAS A SUS VALORES Y PRINCIPIOS INCULCADOS, SERÁN MIS CIMIENTOS PARA CONDUCIRME CON DIGNIDAD Y RESPONSABILIDAD EN LA VIDA.

A MI HERMANO: POR SER MI APOYO INCONDICIONAL Y MOTIVARME DIARIAMENTE A SER UN BUEN EJEMPLO A SEGUIR.

A MI PADRINO ADALBERTO: POR TODO EL RESPETO Y CARIO QUE LE TENGO, POR SER UN EJEMPLO A SEGUIR CON UN ALTO SENTIDO DE INTEGRIDAD, CONGRUENCIA Y RESPONSABILIDAD.

A MIS FAMILIARES Y AMIGOS: POR EL APOYO Y LA EXPERIENCIA QUE DEJAN EN MÍ.

AL INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL: POR DARME UNA PREPARACIÓN PROFESIONAL Y ENSEÑARME QUE EL MÁXIMO ORGULLO COMO MEXICANO ES “LA TÉCNICA AL SERVICIO DE LA PATRIA” .

ÍNDICE

- Resumen
- Abstract
- Objetivo
- Introducción
- 1. Generalidades
 - 1.1. Equipo de perforación
 - 1.1.1. Sistema de rotación
 - 1.1.2. Sistema de izaje
 - 1.1.3. Sistema de circulación
 - 1.1.4. Sistema de control de preventores
 - 1.1.5. Sistema de potencia
 - 1.2. Fluidos de perforación
 - 1.2.1. Propiedades
 - 1.2.2. Funciones
 - 1.2.3. Problemas operativos
 - 1.3. Bombas
 - 1.3.1. Tipos de bombas
 - 1.3.2. Cálculo del desplazamiento
 - 1.3.3. Gasto de la bomba
 - 1.4. Tuberías y sartas de perforación
 - 1.4.1. Tuberías de perforación
 - 1.4.2. Sartas de perforación
 - 1.5. Barrenas
 - 1.5.1. Tipos de barrenas
 - 1.6. Registro de hidrocarburos
 - 1.6.1. Principio y método de registro de hidrocarburos
 - 1.6.2. Importancia del registro de hidrocarburos para la industria petrolera
 - 1.6.3. Naturaleza del registro de hidrocarburos
- 2. Marco Geológico
 - 2.1. Columna geológica
 - 2.2. Litología y sus propiedades que repercuten directamente en la perforación
 - 2.3. Geología petrolera
- 3. Parámetros De Medición Directa
 - 3.1. Seguimiento de parámetros
 - 3.1.1. Sensores para medición de parámetros
 - 3.1.2. Problemas y riesgos dentro de la perforación
 - 3.2. Gases durante la perforación
 - 3.2.1. Gas lodo
 - 3.2.2. Gas conexión
 - 3.2.3. Gas corte

- 3.2.4. Gas succión
- 3.3. Cromatografía
- 3.4. fluorescencia
- 3.5. solubilidad
- 4. Parámetros Indirectos De Medición
 - 4.1. Tiempo de atraso
 - 4.2. Densidad equivalente de circulación
 - 4.3. Exponente D y exponente DC
 - 4.4. Presión de poro
 - 4.5. Gradiente de fractura
 - 4.6. Ventana operativa
- 5. Estudio De Caso
 - 5.1. Pozo Alfa
 - 5.2. Geología del pozo
 - 5.3. Parámetros directos adquiridos
 - 5.3.1. Eventos durante la perforación
 - 5.3.2. Manifestaciones
 - 5.4. Adquisición de parámetros indirectos.
 - 5.4.1. Gráfico de presión de poro

RESUMEN.

En principio se interrelaciona el equipo y los elementos necesarios para la construcción de un pozo, al mismo tiempo se explican los principios físicos en los que se basa la perforación de un pozo.

La geología se integra por la importancia que representa durante la perforación, la interpretación de los datos geológicos que provienen del subsuelo a partir del corte de la barrena, representa un punto esencial para una perforación eficiente.

En este contexto, las herramientas, equipo y sensores que se utilizan en una cabina para el registro de hidrocarburos y generan información sustantiva como son parámetros de fondo y superficie, fluidos contenidos en la formación y que son liberados durante el corte, por ejemplo, gas, agua o aceite, así como las características mineralógicas de las formaciones que permiten determinar la compatibilidad con los lodos utilizados para una perforación con buenas ventanas operativas.

Una vez adquiridos los datos duros del subsuelo, se interpretan, calibran y ajustan los modelos, por ejemplo, la geomecánica, petrofísica, entre otros, que en conjunto representan los elementos básicos para estimar con menor incertidumbre un gradiente de presión, exponente DC o la presión de poro real.

Finalmente, con un estudio de caso se ejemplifica cómo se desarrolla el registro de hidrocarburos durante la perforación del pozo.

ABSTRACT.

First board with the equipment and the necessary elements for building a well, while the physical principles on which the drilling of a well is based are explained.

The geology is comprised of the importance it represents while drilling. The interpretation of the geological subsurface data coming from cut of the bit represent a focal point for efficient drilling.

In this context, tools, equipment and sensors used in mud logging laboratory generate substantive information as are parameters bottom and surface, fluids contained in the formation and which are released while drilling, for example, gas, oil or water and mineralogical characteristics of the formations for determining compatibility with the mud for drilling with good operating windows.

Once acquired the hard subsurface data are interpreted, are calibrated and models are adjusted, for example, geomechanics, petrophysics, among others, which together represent the basic elements to estimate with lower uncertainty a pressure gradient, an exponent $D \times C$ and finally actual pore pressure.

Finally, a case study exemplify how the mud logging developed while drilling a hole.

OBJETIVO.

El presente trabajo, explica en detalle los elementos de interés que durante la perforación de un pozo con objetivo petrolero, nos proporciona el registro continuo de hidrocarburos, entre ellos, el proceso de obtención de datos, alcance durante la operación, la información que genera, cómo se obtiene, qué significa y qué debe de interpretarse para prevenir problemas operativos de impactación en el programa de perforación y el interés económico petrolero.

INTRODUCCIÓN.

Perforar un pozo petrolero es construir un conducto, mediante la utilización de equipo, herramientas y materiales, que comunique el yacimiento con la superficie.

Dependiendo del objetivo para la cual es construido un pozo se puede clasificar en exploratorio, delimitador, desarrollo e incluso inyector.

Pozo exploratorio: Es la perforación de pozos localizados fuera de los límites de yacimientos conocidos o descubiertos con el objetivo de identificar e incorporar nuevas reservas, así como nuevos horizontes productores. Generalmente se construyen en forma vertical con la finalidad de conocer la cima o base de cualquier estrato, así como para identificar la profundidad y espesor de la zona de interés.

Pozo Delimitador: Es la perforación de pozos dentro de los límites de un yacimiento con el objetivo de delimitar horizontal y verticalmente los yacimientos y adquirir información que permita realizar una caracterización inicial para incrementar el grado de certidumbre, reclasificar o modificar las reservas, evaluar la rentabilidad y programar la estrategia de desarrollo de los yacimientos descubiertos.

Pozo de Desarrollo: A partir del pozo descubridor se inicia el plan de desarrollo con un diámetro y aparejo de fondo previamente calculado con análisis nodal durante el diseño.

Cualquiera que sea el caso, todos los pozos deben contar con un registro continuo de hidrocarburos durante la perforación dado que además de proporcionar una certidumbre geológica y un monitoreo de parámetros, ayuda a la eficiencia operativa.

Si bien el registro de hidrocarburos no es algo nuevo, a través del tiempo, se han implementado nuevas tecnologías y mejores prácticas, convirtiéndose en una herramienta muy confiable.

El registro continuo de hidrocarburos adicionalmente lleva al monitoreo de parámetros que proporcionan las condiciones de operación en tiempo real.

Los ingenieros petroleros de campo deben poseer información de las condiciones de operación durante la ejecución, así como características de pozo y a su vez apoyados de un programa para tomar acciones y prevenir eventos de riesgo no deseados durante la operación de perforación o terminación de pozos.

El presente trabajo documenta la información que proporciona el registro continuo de hidrocarburos, es erróneo pensar que solo entrega el control geológico, la información que se aporta es en función de las características de la formación, herramienta fundamental para el Ingeniero de proyecto al realizar cálculos a partir de la información en boca de pozo con datos recién adquiridos. La salida de la información y su interpretación se refleja en condiciones operativas a fin de cumplir con los objetivos del pozo.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1. Equipo de perforación.

Perforar es construir un conducto para llegar al subsuelo, ¿Qué se necesita para llegar ahí?, se requiere la ubicación del objetivo, así como una localización referenciada en coordenadas UTM suficiente para poder instalar el equipo de perforación.

El equipo de perforación terrestre es el conjunto de herramientas ubicado en la localidad. De manera general cuenta con una torre de perforación (mástil, corona, piso de perforación, malacate), bombas hidráulicas de gran capacidad, presas de almacenamiento para fluido de perforación, generadores de energía y patio de tuberías y herramientas. El equipo de perforación cuenta con 5 sistemas:

1.1.1. Sistema de Rotación: Rotatorio convencional, Top drive, Motor de fondo.

Rotación convencional: Kelly tubo hexagonal de 12m aprox., swivel introduce el lodo a la sarta, permite el giro de la sarta mientras se mantiene estático; bushing, asegura la flecha para evitar que se deslice por debajo de la mesa rotaria y permite su manejo en el piso de perforación; válvula de no retorno, permite el control del lodo en caso de introducir o sacar tubería; mesa rotaria da la fuerza de giro; bloque viajero, polea que asegura y carga el peso de la sarta, también tiene sujeta al elevador usado a fin de maniobrar la tubería.

Top drive: Unión giratoria, motor DC, frenos de disco y frenos de inercia, sistema para controlar el torque, válvula de control inferior, elevador bidireccional, swivel integrado. Reduce tiempos en la perforación y mantiene una estabilización en la dirección, idóneo para perforaciones direccionales.

Motor de fondo: Herramienta tubular de acción similar a una turbina impulsado por el flujo de lodo que circula por dentro de la sarta, tiene como ventaja mantener el giro por debajo de la herramienta aun cuando la sarta se encuentre estática, frecuentemente usado en perforaciones direccionales.

Se perfora por tubo (9 m aproximadamente), se mide por metro, se saca y se mete por lingada (28 m aproximadamente).

1.1.2. Sistema de izaje: Aporta los medios para levantar y bajar la sarta de perforación, la tubería de revestimiento y otros equipos sub superficiales, con objeto de realizar conexiones y viajes.

Este sistema suministra el medio por el cual se da movimiento vertical a la tubería que está dentro del pozo; esto es bajar y sacar la sarta de perforación y la T.R., Mástil (transportable), torre (construida en lugar).

Constituida por malacate (el motor que da potencia para que cargue la sarta), línea viva (cable de uso que se acopla al malacate y pasa por la corona bloque viajero y se ancla al mástil) línea muerta (cable que esta de repuesto después del becerro (marcador por tensión de cuánto pesa la sarta y conecta en rollo de cable), corona parte superior del mástil con 7 carriles por donde pasa el cable de perforación y mantiene equilibrio junto con el bloque viajero.

1.1.3. Sistema de circulación: Es el sistema que introduce y extrae el lodo durante la perforación, inicia en la línea de flote que es por donde sale el lodo del pozo y va a dar a un distribuidor (pulpo) que lleva el lodo con recortes a la temblorina donde se separa el recorte del lodo y deposita en un primer tanque llamado tanque de arena después a la presa de asentamiento, posteriormente de mezclado en algunos casos se manejan 2 tanques adicionales de menor volumen que se utilizan como bachera (donde se acondicionan baches) y como tanque de viajes (para tener un cálculo más preciso de cuanto volumen ocupa el acero dentro del pozo cuando se realizan viajes) y luego a una presa de succión de donde pasa a 2 bombas que mandan el lodo al stand pipe (arreglo de válvulas en acomodo horizontal y vertical entre las 2" y las 4") después pasa al swivel llamado tubo lavador que presenta un límite corto de vida útil que frecuentemente debe ser cambiado y con mantenimiento, para finalmente entrar al pozo.

1.1.4. Sistema de control de preventores o sistema de seguridad: Sistema de prevención en caso de que se presente un brote o cabeceo por flujos incontrolados dentro del pozo, consta de un preventor sencillo o ariete (abrazo a la tubería de manera hermética y evita el paso de fluido), preventor doble o ciego (cuenta con las herramientas necesarias para cortar y cerrar el pozo de manera definitiva) y un preventor esférico o anular (sella el pozo) todos son controlados por un control koomey que alimenta con gas para que funcionen de manera hidráulica; y cuenta con 2 líneas de estrangulación, desvían el flujo para un control adecuado del pozo.

1.1.5. Sistema de potencia o suministro de energía: Motores que proporcionan la energía al área de trabajo, por medio de motores diésel, sean motores diésel mecánico (eficiencia del 65%), motores de diésel CA, CD (con eficiencia del 85%) motores de corriente alterna (eficiencia del 95%).

1.2. Fluidos de perforación.

Se definen como los fluidos de perforación que se usan durante el proceso de perforación del pozo. El término queda estrictamente formulado en fluidos que circulan a través del pozo y cumplen con el requisito de limpiar y dar seguridad de manera eficiente al pozo.

Actualmente los fluidos de perforación se consideran uno de los principales factores a fin de evitar fallas operativas. Dado que además de transportar los recortes a superficie deben cumplir con otras funciones de igual importancia que recaen directamente en la economía, eficiencia y en la operación de la perforación.

1.2.1. Propiedades.

Para considerar las condiciones operativas de los fluidos de perforación se deben contar con propiedades físicas químicas que permitan adaptarse a condiciones específicas:

Densidad de lodo: Tiene como función ejercer una presión a lo largo de la columna a fin de mantener los fluidos de la formación confinados por el principio de presión hidrostática que a su vez controla las presiones ejercidas de la formación, como la de poro y fractura. Para aumentar la densidad del fluido el material que se usa es barita.

Reología: Es el estudio de la deformación de materiales con relación al flujo.

Viscosidad plástica: Resistencia a fluir causada por fricción mecánica (más sólidos, más viscosidad).

Viscosidad aparente: Es la viscosidad medida en cp, que un fluido Newtoniano debe tener en un viscosímetro rotacional.

Gelatinización: Es la fuerza de floculación en condiciones estáticas. El material más común es la bentonita.

Punto de cedencia: Resistencia a fluir a causa de las cargas positivas y negativas que contienen los recortes.

Pérdida de filtrado: Existen dos tipos de pérdida de filtrado, dinámica y estática. En la estática el enjarre aumenta de espesor con el tiempo y la velocidad de filtrado disminuye, se controla con prevenir enjarre grueso. La dinámica se diferencia porque al fluir el enjarre se debilita hasta que el grosor se estabiliza con el tiempo y la velocidad de filtración y el filtrado se vuelve constante, el

control de esta reside en prevenir una pérdida excesiva. Dentro de la operación se utiliza carbonato de calcio como material obturante.

Contenido de sólidos: En el fluido de perforación se encuentra 2 tipos de sólidos que ayudan al sistema (arcilla y barita) y los que no (arenas y recortes).

Efectos en el aumento de sólidos en la perforación:

- Incremento del peso del lodo.
- Alteraciones de las propiedades reológicas, aumento en el filtrado y formación de un enjarre deficiente.
- Posibles problemas de atascamiento diferencial.
- Reducción de la vida útil de la barrena y un aumento en el desgaste de la bomba de lodo.
- Mayor pérdida de presión debido a la fricción.
- Aumento en la presión de pistoneo.

Los sólidos de perforación se controlan utilizando los siguientes métodos:

- Dilución.
- Asentamiento.
- Equipos mecánicos de control de sólidos.

1.2.2. Funciones.

El fluido de perforación debe cumplir con lo siguiente:

- ✓ Acarreo de recortes a superficie.

La habilidad para sacar recortes de diversos tamaños fuera del pozo es una de las funciones más importantes de un fluido de perforación. En la perforación de una formación, los recortes hechos por la barrena, o en algunos casos, pedazos de la formación provenientes de la pared del pozo a causa de algún derrumbe, deben ser continuamente acarreados desde el pozo hasta superficie. El cumplimiento de esta función depende de los siguientes factores:

- Densidad de fluido
- Viscosidad del fluido
- Viscosidad en el espacio anular
- Densidad de los recortes
- Tamaño de los recortes

Durante la operación, una velocidad anular eficiente da como resultado un transporte de fondo a superficie de los recortes. Cuando la capacidad de la bomba es baja o limitada para proveer una

velocidad anular suficiente para levantar recorte, un incremento de la viscosidad del lodo, particularmente por el incremento de punto de cedencia, debe resultar en una mejor limpieza del pozo.

Por otra parte, cuando la velocidad de asentamiento sobrepasa la velocidad anular los recortes tienden a depositarse en el pozo dando como resultado diferentes problemas. Para disminuir la velocidad de asentamiento de las partículas se debe aumentar la viscosidad del lodo, reflejándose como un aumento de la presión de la bomba para mantener un caudal establecido, que a su vez aumenta la contrapresión de la columna ocasionando una pérdida de circulación a la formación. Por esta razón antes de hacer una modificación en la viscosidad se debe de considerar los posibles riesgos en que se puede incurrir.

También dentro de las formas para reducir la velocidad de asentamiento de recortes es el aumento de la densidad de fluido porque aumenta directamente el efecto de flotación de los recortes.

- ✓ Enfriar lubricar la barrena y el BHA.

La fricción que se genera por el contacto de la barrena y el BHA durante la perforación aumenta considerablemente la temperatura de la herramienta. Es por esto que el fluido de perforación debe tener la capacidad calorífica y conductividad térmica con la finalidad de adquirir ese calor y llevarlo a superficie.

Una vez en superficie y según sea el caso se puede incluir una torre de enfriamiento en las presas de lodo para ayudar al lodo a disminuir de manera adecuada la temperatura antes de entrar nuevamente al circuito.

La lubricación de la herramienta en fondo es resultado directo del uso de emulsificantes y aditivos que disminuyen la tensión superficial. Esto se demuestra con la reducción de la torsión de la sarta, el aumento del record de la barrena y la disminución de la presión de la bomba.

- ✓ Control de la presión y estabilidad del pozo.

En la perforación de un pozo, preferentemente el enjarre debe ser delgado, flexible y poco permeable pues esto ayuda a disminuir problemas de derrumbes, pegadura por presión diferencial, por otra parte, consolida la formación y evita la invasión de la misma con el paso del fluido cuando ejerce una presión sobre la pared del pozo.

Las presiones presentes en el pozo a causa de fluidos son:

Presión hidrostática

ECUACIÓN 1

$$\frac{\rho \times h}{10} = (\text{Kg.}) / (\text{cm}^2)$$

Presión de poro

ECUACIÓN 2

$$GPN \times \frac{Dcn}{Dco}$$

Presión de fractura

ECUACIÓN 3

$$\frac{\mu \times \sigma}{1 - \mu} + PP$$

- ✓ Mantener la suspensión de recortes y la densidad en estado estático.

Esto se debe a las propiedades tixotrópicas del fluido las cuales consisten en permitir la suspensión de los recortes cuando la circulación se suspende (por cuestiones de operación durante los casos se requiere que el fluido realice una gelatinización a fin evitar que el material densificante se decante.

- ✓ Soportar el peso sobre la barrena.

La relación que involucra al fluido de perforación con el peso de la sarta en el aire es el factor de flotación y reduce en alguna medida el peso de la misma. El aumento de la densidad conduce a una reducción del peso que el equipo en superficie debe cargar.

- ✓ Evitar daños a la formación.

A parte de añadir una estabilidad en la pared del pozo el fluido debe mantener el mínimo de alteraciones en la formación lo que ahorra en reparaciones, tratamientos y añade valor a la producción. Para cumplir dichas condiciones el lodo debe formar una capa que se llama enjarre que no permita la invasión al pozo así mismo que permita la toma de registros geofísicos de manera eficiente.

1.2.3. Problemas operativos

Principales problemas operativos durante la perforación a causa del fluido de perforación:

- ✓ Inestabilidad del pozo: La causa más común de este problema son las formaciones inestables resultado de la presión de poro, sobrecarga o absorción de agua como es el caso de lutitas hidrófilas.
- ✓ Pérdida de circulación: Es cuando el lodo que está circulando entra a la formación por la pared del pozo, esto implica que el lodo que retorna por la línea de flote es menor o no hay retorno. Al haber menor flujo de retorno, la velocidad de retorno baja provocando acumulación de recortes en zonas de baja velocidad que pueden depositarse en fondo cuando la circulación es suspendida. Además, una reducción en el volumen de lodo impacta de la misma manera en la disminución de la presión hidrostática del pozo.
- ✓ Brotes y manifestaciones: Cuando un volumen de fluido proveniente de la formación entra al espacio anular con dirección a superficie, se tiene una manifestación o brote y principalmente se controlan con 2 sistemas, el primero es la columna de presión hidrostática y la segunda es el equipo de control en superficie (BOPs)
- ✓ Pegaduras: Una pegadura, por causa directa del fluido de perforación, es con mayor probabilidad, más frecuente en pozos direccionales y con un grado de horizontalidad marcado en donde la limpieza del pozo es menor y estos recortes causan atrapamientos o pegaduras de la sarta. Por otro lado, en el caso de manejar una densidad equivalente de circulación (DEC) inadecuada puede traer como consecuencia un efecto "surge and suave" que es mejor conocido como "efecto pistón" generando de esta manera una pegadura por presión diferencial.

Durante el registro de hidrocarburos, el peso del lodo puede originar que los sensores de la cabina no detecten los fluidos de la formación, estos casos se deben a la perforación sobre balance, arriesgando no detectar en tiempo zona de interés económico.

1.3. Bombas.

Las bombas de lodos forman parte del sistema de circulación y sirven en el desplazamiento del lodo en la presa de succión al interior de la tubería por medio de líneas y válvulas. Se debe tomar en cuenta que deben tener la capacidad necesaria para llevar un gasto óptimo al fondo del pozo y retornar por el espacio anular manteniendo una circulación continua.

1.3.1. Tipos de bombas.

Existen diferentes tipos de bombas para diferentes tipos de condiciones operativas:

Dúplex: Dos cilindros dos vástagos ocho válvulas de doble acción con velocidad de veinte con velocidad de bombeo de ochenta EPM aproximadamente.

Triplex: Tres cilindros, tres vástagos, seis válvulas de acción sencilla con velocidad de cuarenta y una velocidad de bombeo de doscientas EPM aproximadamente.

Cuádruplex: Cuatro cilindros cuatro vástagos con mejor diseño que una Triplex, puede superar casi al doble la condición de una Triplex.

Una bomba constituye por una parte mecánica y una hidráulica:

La parte mecánica: Se compone de uno a 2 motores de alta potencia capaces de mover los engranes y componentes que forman la parte sólida de la bomba y que en conjunto ponen en movimiento los sistemas de succión e inyección de la parte hidráulica.

La parte hidráulica: Se refiere a los espacios vacíos de las camisas por donde se desplazan los pistones que se mueven por los vástagos y cuyos movimientos de avance y retroceso completan el ciclo de llenado y vaciado del lodo de succión e inyección.

1.3.2. El cálculo de desplazamiento.

El cálculo de desplazamiento realizado por una bomba (De) está dado por las siguientes fórmulas:

$$\text{ECUACIÓN 4} \quad \text{DÚPLEX (100\% EFICIENCIA.): } 0.02574 \times L \times (2D^2 - d^2) = \text{Lts./Emb.}$$

$$\text{ECUACIÓN 5} \quad \text{DÚPLEX (100\% EFICIENCIA.): } 0.0068 \times L \times (2D^2 - d^2) = \text{Gal./Emb.}$$

$$\text{ECUACIÓN 6} \quad \text{TRIPLEX (100\% EFICIENCIA.): } 0.0386 \times L \times (D^2) = \text{Lts./Emb.}$$

$$\text{ECUACIÓN 7} \quad \text{TRIPLEX (100\% EFICIENCIA.): } 0.0102 \times L \times (D^2) = \text{Gal./Emb.}$$

Principios de operación de una bomba.

Al iniciar el movimiento el pistón dentro de la camisa abre una válvula de succión que permite la entrada de lodo a la parte interna de la camisa llenándola completamente.

Si es una bomba de doble acción (Dúplex) al mismo tiempo que la válvula de succión deja entrar el lodo a la cámara de la camisa, una válvula de descarga se abre para inyectar volumen por el lado contrario haciendo un trabajo doble de manera simultánea.

Si es una bomba de simple acción (Triplex) la válvula de admisión permite la entrada de lodo en un sentido y cuando la camisa está llena, esta válvula se cierra y se abre a la de descarga para permitir la salida del fluido.

La cantidad de fluido que se inyecta es directamente proporcional al diámetro de la camisa y la longitud del vástago.

La eficiencia mecánica es del 100% mientras que la hidráulica es de 90% a 100%, diferencia que depende del desgaste interno y de las características reológicas del lodo, así como la hermeticidad del pistón dentro de la camisa.

1.3.3. El gasto de la bomba.

Está dado por:

$$\text{ECUACIÓN 8} \quad (De) \times \text{Vel. Bbo} = \text{Lts./min.} \quad \text{o} \quad \text{gal./min.}$$

1.4. Tuberías y sartas de perforación.

Para la perforación de un pozo petrolero y su acondicionamiento se requiere de herramientas tubulares, porque por principios matemáticos un cilindro reparte esfuerzos de tensión y compresión de manera uniforme, que por sus características específicas y su utilidad se clasifican en:

1.4.1. Tuberías de perforación.

- Tubería de perforación: Tubería altamente flexible de aproximadamente 5" de diámetro (la más común) aunque también se usa de 3", con diferentes grados de tubería y dependen del grado de la presión o condiciones para la que fue diseñada, se tiene X, S, G, E.
- Heavy weight: Esta tubería es la transición entre la TP y la DC.

- Drill collar: Es una tubería de espesor grande diseñada para darle peso a la sarta pues el peso mismo es lo que perfora.
- Tuberías de revestimiento: Tubería de diferente diámetro diseñada y utilizada para ser asentada y cementada, resistente a la explosión y colapso.
- Tuberías de producción: Tubería de diámetro menor a 5" que se introduce a la TR acondicionada con un empaque y cabezal de fondo y por las cuales se extrae el hidrocarburo a superficie comúnmente no tienen demasiada resistencia a la tensión o compresión, pero altamente resistentes a la corrosión.

1.4.2. Sarta de perforación.

Por otro lado, la sarta también conocida como arreglo de fondo o Bore Hole Assambly (BHA) es un conjunto de herramientas que va desde la barrena hasta el drill collar y ayuda al control direccional y de operación, por el trabajo a realizar se pueden clasificar como:

- Sarta estabilizada: Mantiene la sarta en forma recta por la separación adecuada de los estabilizadores adicionalmente puede trabajar con sistema rotatorio.
- Sarta tipo pendular: Utilizada para derribar ángulo, por efecto plomada, debido a la separación de los estabilizadores de la barrena permite que esta se flexione hacia abajo.
- Sarta fulcro: Utilizada para construir ángulo, con rotación y peso, por la cercanía a la barrena y entre los estabilizadores y con un motor de fondo al cargar peso sobre la barrena esta va construyendo un ángulo.

Algunas herramientas que se utilizan en un arreglo de fondo pueden ser:

- MWD: Es una herramienta que se usa con la finalidad de monitorear, y de esta manera saber, la dirección de la barrena, es decir, mide las coordenadas del azimut, profundidad y dirección que toma el pozo.
- LWD: Esta herramienta mayormente equipada o empacada con la mayoría de los registros geofísicos, SP, gama ray, inductivos, sónicos, resistivos para la caracterización petrofísica a detalle que corrobora y complementa al registro de hidrocarburos, así como transductores de datos a superficie que ayuda de manera complementaria al seguimiento del pozo.
- PWD: Esta herramienta tiene como finalidad tomar la medición de la presión de poro, gradiente de fractura y sobrecarga, así como DEC y densidad de lodo en fondo, sin duda una herramienta eficiente que interpreta las condiciones en fondo del pozo, es decir, tiene un medidor de la densidad

equivalente de circulación, un medidor de temperatura en fondo a agujero descubierto, un medidor de presión de fondo, así como medidor de flujo y un indicador de presión stand pipe.

- Martillo: Esta herramienta tiene una longitud aproximada de 10 metros y su función es guardar y mantener energía y posteriormente cuando se activa para liberar toda la energía acumulada, que se traduce en un golpe, los parámetros de medición pueden en algunos casos registrarlo como pérdida de peso en el gancho, y es lógico, porque esa pérdida de peso es proporcional a lo que la energía liberada alcanza a “cargar”.

Esta herramienta siempre se incluye dentro del BHA por arriba de los DC por debajo de las HW.

Se utiliza en casos de pegadura por presión diferencial, en arrastres por alto torque, en atrapamientos.

- Estabilizadores: Los estabilizadores son tubos con aletas helicoidales diseñadas para mantener un sentido y orientación durante el giro de la sarta, dicho de otra forma, ayuda a no desviar la trayectoria si no se desea por su diseño aun cuando la misma rotación y comportamiento del giro lo permitan.
- Ampliadores: Son herramientas que se encuentran un par de tramos más arriba de la barrena y su principal función es abrir aletas con cortadores que por medio del giro y la hidráulica de la sarta construye un agujero de mayor diámetro que el diámetro de la barrena, generalmente se utiliza para trabajar con diferentes diámetros de TR's y/o para asegurar un mayor volumen de cemento y añadir seguridad a la cementación.

Al trabajar con un ampliador se debe cuidar el torque y el peso sobre la barrena dado que se tiene arrastre y fricción e incluso obstrucción, dado que en este punto es donde muchas veces se queda parte del recorte durante el acarreo a superficie.

- Motor de fondo: Sistema de turbinas que energizan un sistema y controlan por sistemas de gasto para dar dirección al arreglo de fondo.
- Sistema Rotatorio: El sistema rotatorio es una herramienta direccional que funciona por telemetría y lleva una batería para poder llevar la dirección del pozo y controlar cualquier dirección altamente efectiva siempre que no se tengan paros durante la perforación.

1.5. Barrenas.

La barrena es la herramienta que se encarga de perforar la formación por peso o rotación. Se compone de cortadores y toberas por las cuales el fluido de perforación sale a la cara del pozo y remueve los recortes de la roca.

1.5.1. Tipos de barrenas.

Las barrenas por su estructura y mecanismo se dividen en:

Tricónicas: Tienen 3 conos cortadores que giran sobre su propio eje, se dividen en 2 por su forma en fresados (de acero) o de insertos (de carbono de tungsteno) y por su sistema de rodamiento (estándar con rodillos y balines, auto lubricados con rodillos y balines y de fricción auto lubricados), su tipo de corte es por falla a esfuerzos de compresión (cíclica) utilizados en la 1a y 2a etapa de perforación y en ocasiones en la 3a etapa.

Codificación AIDC:

Primer dígito: Identifica el tipo de estructura de corte y también de diseño de la estructura de corte con respecto al tipo de formación (1-3 dientes fresados de blanda a dura; 4-8 de dientes incrustados de carbono de tungsteno de muy blanda a muy dura)

Segundo dígito: Identifica el grado de dureza de la formación en la que se usa la barrena (suave a dura)

Tercer dígito: Identifica el sistema de rodamiento y lubricación de la barrena (1°. Con toberas para lodo y balero estándar, 2°. De toberas para aire y lodo con dientes de diseño en T y balero estándar, 3°. Balero estándar con protección en el calibre, 4°. Balero sellado auto lubricable, 5°. Balero sellado y protección del calibre, 6°. Chumacera sellada, 7°. Chumacera sellada y protección al calibre, 8°. Perforación direccional, 9°. Otras).

El diamante es el material más duro, el carbono de tungsteno es el segundo.

La unión entre la sarta y la barrena es a través de un cople con una válvula check contra presión en su interior y estabilizadores a los lados para repasar la formación (perforación bajo balance).

Cortadores Fijos: Con cuerpos compactos, sin partes móviles con diamantes naturales o sintéticos, incrustados parcialmente en su superficie inferior y lateral que trituran la formación por fricción o arrastre, se dividen en: Diamante natural (cuyo material puede ser de matriz o de acero; En perforaciones duras o abrasivas; de flujo radial, a través o por en medio de la barrena y el fluido

corre por conductos a través de sus caras laterales), TSP (térmicamente estables de diamante sintético es de un solo cuerpo sin partes móviles utilizado para rocas duras como caliza, basalto y arenas duras, se pueden usar con motores de fondo; usadas en corte de núcleos o perforaciones direccionales), PCD (barrenas de diamante sintético o cuerpo sólido y cortadores fijos de pastilla; diámetros cortos, formaciones abrasivas y duras, diámetros largos, formaciones suaves; su mecanismo es por arrastre y su sistema hidráulico por toberas) el tipo de corte de las PDC es por falla en la roca a esfuerzo cortante (continua) y el diamante es por falla en la roca a esfuerzo cortante o compresión (continuo) su codificación AIDC (Tablas 1 y 2).

Letra: Acero o Matriz

Primer dígito: Densidad de cortadores

Segundo dígito: Tamaño de cortador que se usa de menos a más por número

Tercer dígito: Estilo general del cuerpo de la barrena (de achatado a flanco largo)

Según el tipo de formación se debe utilizar una barrena específica en la operación:

- Rayado y raspado de formación- barrena de conos dentados
- Cincelado y triturado de formación- barrenas de conos insertados
- Cizallamiento de formación- PDC
- Surco de formación- diamante natural (PDC)
- Molienda-diamante impregnado (PDC)

TABLA 1

SERIE			DUREZA		SISTEMA DE RODAMIENTO							
			1	2	1	2	3	4	5	6	7	8
DIENTES DE ACERO	1	Dientes de Acero Blanda	1	SUAVE	BALERO	BALERO ESTÁNDAR ENFRIADO	BALERO ESTÁNDAR Y PROTECCIÓN AL	BALERO	BALERO SELLADO Y PROTECCIÓN AL	CHUMACERA ESTÁNDAR	CHUMACERA CON PLATY PROTECCIÓN AL	CARACTERÍSTICA
			2	MEDIA SUAVE								
			3	MEDIA DURA								
		4	DURA									
2	Dientes de Acero Media	1	SUAVE									
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									
3	Dientes de Acero Dura	1	SUAVE									
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									
INSERTO	4	Dientes de Insertos Muy Blanda	1	SUAVE								
			2	MEDIA SUAVE								
			3	MEDIA DURA								
			4	DURA								
	5	Dientes de Insertos Blanda	1	SUAVE								
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									
6	Dientes de Insertos Media	1	SUAVE									
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									
7	Dientes de Insertos Dura	1	SUAVE									
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									
8	Dientes de Insertos Muy Dura	1	SUAVE									
		2	MEDIA SUAVE									
		3	MEDIA DURA									
		4	DURA									

Tabla 1. Clasificación IADC para barrenas tricónicas.

TABLA 2

1er. CARACTER		2do. CARACTER				3er. CARACTER				4to. CARACTER				
Tipo de Cortador	Material del Cuerpo	Densidad				Tamaño				Perfil del Cuerpo				
		Muy Ligero	Ligero	Denso	Muy Denso	> 24mm	14-24 mm	< 14 mm		Cola de Pescado o Plana	Corto	Medio	Largo	
M	PDC	Matriz	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
S	PDC	Acero	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Tipo de Cortador	Material del Cuerpo	Tamaño				Elemento				Perfil del Cuerpo				
		< 3 spc	3 - 7 spc	> 7 spc		Diamante Natural	TSP	Combinación	Impregnado	Cola de Pescado o Plana	Corto	Medio	Largo	
T	TSP	Matriz	6	7	8		1	2	3	4	1	2	3	4
D	Diamante	Natural	6	7	8		1	2	3	4	1	2	3	4

Tabla 2. Clasificación IADC para barrenas de cortadores fijos.

TABLA 3

Área de Flujo Total de Toberas Standard (in ²)										
Tobera Ø (in)	Número de Toberas									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7/32	0.038	0.076	0.114	0.152	0.190	0.228	0.266	0.304	0.342	0.380
8/32	0.049	0.098	0.147	0.196	0.245	0.294	0.343	0.392	0.441	0.490
9/32	0.062	0.124	0.186	0.248	0.310	0.372	0.434	0.496	0.558	0.620
10/32	0.077	0.154	0.231	0.308	0.385	0.462	0.539	0.616	0.693	0.770
11/32	0.093	0.186	0.279	0.372	0.465	0.558	0.651	0.744	0.837	0.930
12/32	0.110	0.220	0.330	0.440	0.550	0.660	0.770	0.880	0.990	1.100
13/32	0.130	0.260	0.390	0.520	0.650	0.780	0.910	1.040	1.170	1.300
14/32	0.150	0.300	0.450	0.600	0.750	0.900	1.050	1.200	1.350	1.500
15/32	0.173	0.346	0.519	0.692	0.865	1.038	1.211	1.384	1.557	1.730
16/32	0.196	0.392	0.588	0.784	0.980	1.176	1.372	1.568	1.764	1.960
18/32	0.249	0.498	0.747	0.996	1.245	1.494	1.743	1.992	2.241	2.490
20/32	0.307	0.614	0.921	1.228	1.535	1.842	2.149	2.456	2.763	3.070
22/32	0.371	0.742	1.113	1.484	1.855	2.226	2.597	2.968	3.339	3.710
24/32	0.442	0.884	1.326	1.768	2.210	2.652	3.094	3.536	3.978	4.420

TABLA 3. Aplica para saber cuál es el área (en pulgadas cuadradas) en función del diámetro de toberas y del número de las mismas. Dato que se necesita hacer el cálculo de la hidráulica de perforación.

Durante el registro de hidrocarburos y el análisis de muestra, se debe tomar en cuenta la presión que ejerce la hidráulica sobre la formación, porque es la misma hidráulica la primera en perforar la formación y la que ayuda en algunos casos a debilitar la roca para inmediatamente ser removida por la barrena. En muchos casos cuando se analiza la roca se infiere que tiene impregnación de aceite cuando en realidad es residuo de diésel que entro a la roca debido a la fuerza de la hidráulica.

Híbridas: Actualmente se utiliza durante la perforación la barrena híbrida que es en sí una combinación de diferentes mecanismos de corte, por una parte, hay barrena con aletas de cortadores fijos y al mismo tiempo rodillos. Algunas otras con barrenas de cortadores PDC, al mismo

tiempo se usan cortadores de diamante. En detalle este tipo de barrena se utilizan en etapas de transición (de terrígenos a carbonatos) o en formaciones específicas (por presencia de pedernal) que si bien no mejoran considerablemente el ritmo de penetración si tienen un mayor impacto en evitar un desgaste rápido.

1.6. Registro continuo de hidrocarburos.

1.6.1. Principio y método de registro de hidrocarburos.

Con el registro de hidrocarburos se obtienen los primeros arribos de información, es el primer dato obtenido del pozo, incluso antes de los registros geofísicos con cable.

Su principio se basa en el análisis de los recortes de la formación, simultáneamente analiza los fluidos contenidos en los poros y liberados al pozo incorporado a la columna lodo.

Estos fluidos, pueden ser líquidos o gaseosos, que bien pueden ser hidrocarburos, pero además CO₂ y H₂S, liberados se llevan a superficie por medio de la hidráulica de pozo y en superficie se detectan en forma inmediata por el equipo que forma parte de la unidad de registro de hidrocarburos, convirtiéndose en parámetros de importancia para la interpretación del subsuelo.

Adicional y de manera complementaria se lleva un registro en tiempo real de parámetros de perforación con ambas herramientas se puede formar un registro compuesto que facilita la interpretación de las condiciones de operación en el pozo.

En la figura 1 de izquierda a derecha se muestran diferentes columnas: la primera muestra curva de cantidades de gas (metano, etano, propano) seguido de un carril de profundidad, la columna siguiente indica una columna probable (del programa de pozo) vs columna real (generada en pozo), seguido de curvas de registro gama, finalmente se agrega una columna con la descripción de operación litológica, grafica u operacional, cual sea el caso. Además, se hace un esquema de como la barrena perfora y a su vez el fluido de control acarrea el recorte a superficie.

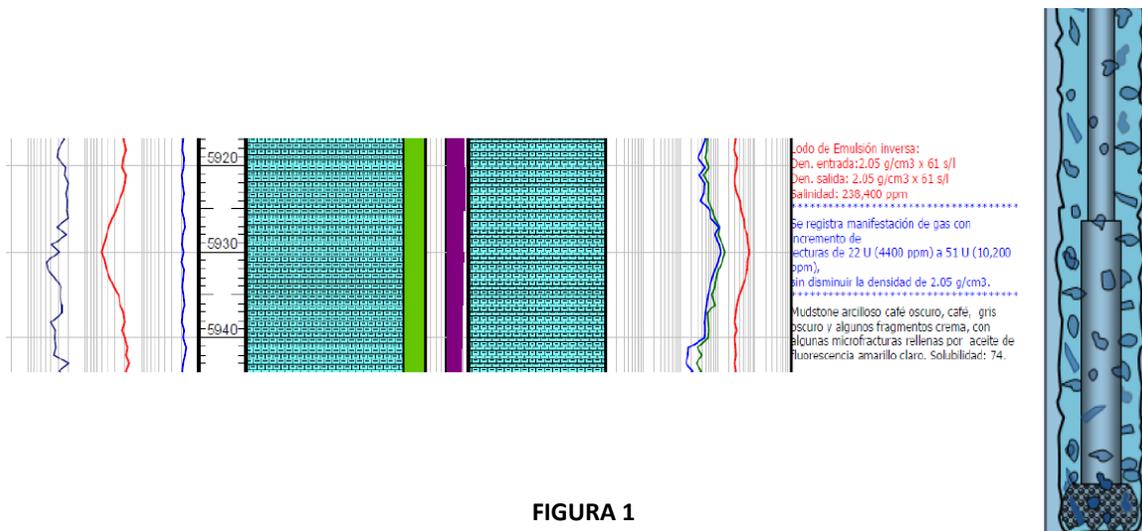


FIGURA 1

1.6.2. Importancia del registro de hidrocarburos en la industria petrolera.

La importancia llevar un registro de hidrocarburos tiene múltiples beneficios. Primeramente, se lleva un control metro a metro que puede reflejarse en un mejor control de la roca, fluidos, presiones y prevención de eventos no deseados durante la perforación o terminación. Los páramentos permiten, tener la presión de poro que al calibrarse con la ventana operativa diseña mejor el conocimiento y minimiza los riesgos en el asentamiento de la TR. De esta manera se observa un impacto en la reducción del tiempo y costos operacionales y por supuesto se tiene una mayor seguridad en el personal y los equipos.

1.6.3. Naturaleza del registro de hidrocarburos.

La información proporcionada por la unidad de registro continuo de hidrocarburos es de naturaleza cualitativa dado que los resultados obtenidos están sujetos a la acción de diferentes factores que hacen variar la magnitud de las manifestaciones de gas y aceite u otros fluidos.

Al construir el pozo, cada uno de los parámetros que intervienen en el proceso de perforación se monitorean en tiempo real, se procesa y se obtienen gráficas, reportes y tablas numéricas que proporcionan información proveniente de las propiedades físicas y químicas de la roca.

CAPITULO II

MARCO GEOLÓGICO

El contexto geológico, se menciona como referencia para el entendimiento de la complejidad estructural del área, ya que esto repercute directamente en el diseño se tiene para ajustar, construir el pozo y llegar a los objetivos petroleros. En el presente trabajo y estudio de caso, se toma como referencia zonas de interés petrolero en las cuencas del Sureste perteneciente a la región petrolera Sur de nuestro país.

Desde el punto de vista geológico, la Provincia del Sureste limita al occidente con la Cuenca de Veracruz, al sur con el Cinturón Plegado y cabalgado de la Sierra de Chiapas, al oriente con la Plataforma de Yucatán y al norte se extiende como la porción de aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo. (Figura 2)

La figura 2. Ubica los campos de gas (crema), de aceite y gas asociado (verdes) del cenozoico y los campos de aceite y gas asociado (rojo) del mesozoico. (Tomada del banco de imágenes de oronegro.mx)

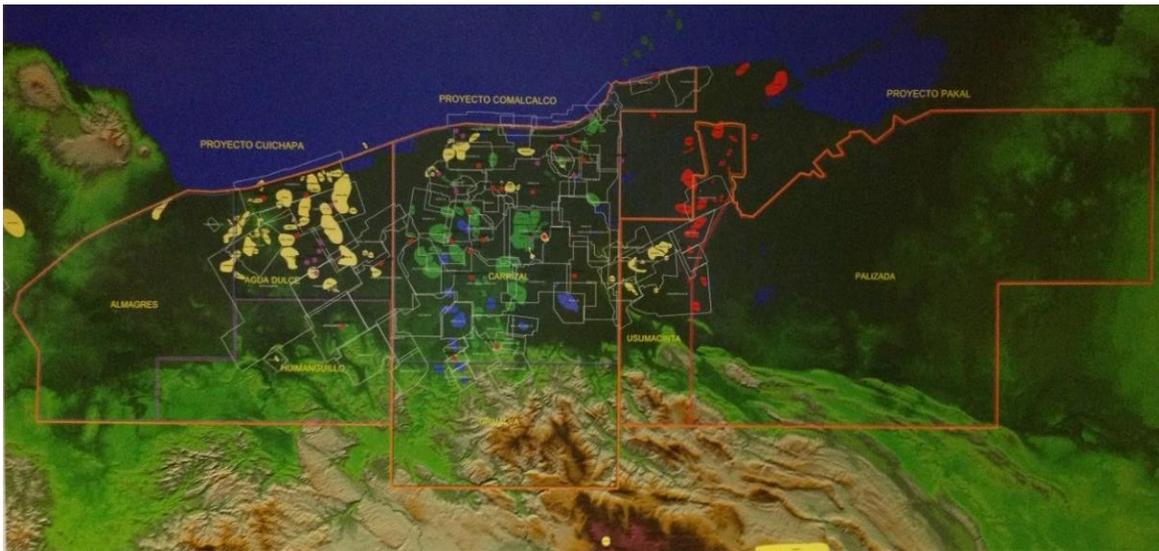


FIGURA 2

En la Provincia del Sureste se han reconocido cinco horizontes generadores principales. El de mayor importancia corresponde a las rocas del Tithoniano (Formaciones Edzna y Chinameca), las cuales contienen kerógeno tipo I y II principalmente con una evolución térmica desde inmadura hasta sobre madura debido a las diferentes profundidades a las que se encuentran estas rocas en las diferentes partes de la provincia, observándose en general un incremento en la madurez de noreste a suroeste.

La generación de estas rocas inicia desde principios del Terciario, y alcanzó su máximo durante el Mioceno al Plio-Pleistoceno. Las facies de rampa externa y cuenca del Oxfordiano contienen kerógeno tipo I y II, se encuentran en condiciones de madurez similares a las del Tithoniano y se ha comprobado su contribución a las acumulaciones de aceite de campos marinos. Los horizontes del Cretácico depositados en ambientes reductores, con kerógeno tipo II principalmente, también han contribuido a la generación, sobre todo en aquellas áreas de la provincia que han sufrido mayor sepultamiento. Las lutitas bentónicas calcáreas del Eoceno medio, lutitas del Oligoceno inferior y del Mioceno contienen kerógeno tipo II y III y entraron a la ventana de generación durante el Plio-Pleistoceno sólo en aquellas zonas con mayor gradiente geotérmico y mayor sepultamiento como la Cuenca de Macuspana, en donde también se ha generado gas biogénico y probablemente por craqueo secundario.

La exploración en esta provincia inicia en 1886, con la perforación del pozo Sartal en la Cuenca de Macuspana. Sin embargo, fue hasta 1905 y 1906 que se perforaron los primeros pozos que resultaron productores comerciales en la Cuenca de Macuspana y la Cuenca Salina del Istmo, iniciando la explotación en esta región. Petróleos Mexicanos inicia actividad en la zona en 1943 realizando descubrimientos de aceite ligero y gas en los años subsecuentes. La explotación en la parte terrestre del Pilar Tectónico de Reforma-Akal es impulsada con los descubrimientos de aceite y gas en calizas cretácicas hechos por los pozos Sitio Grande-1 y Cactus-1 en 1972. La prospección geofísica en la parte marina de la provincia también inició en 1972. Los estudios exploratorios culminan con la perforación del pozo Chac-1 entre 1974 y 1976, resultando productor en brechas de Cretácico y detectando aceite en areniscas del Oxfordiano. En los siguientes 5 años se realizaron importante descubrimiento en esta región, detonando la explotación de la provincia más importante del país. *(Fuente: El origen del petróleo en las sub provincias mexicanas del Golfo de México: Boletín AMGP v. 49, o. 1-2, p. 31-46.)*.

La figura 3. Es una sección estructural a través de las provincias del sureste, siendo este el resultado de un proceso de adquisición sísmico y procesado de datos, finalmente de manera descriptiva cada color indica una formación geológica diferente y particularmente la sal de color púrpura.

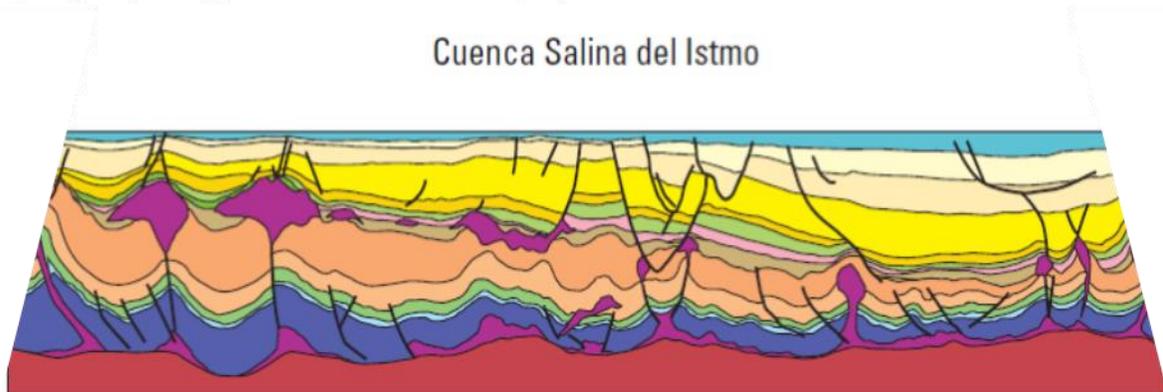


FIGURA 3

2.1. Columna geológica.

La complejidad estructural, debido a la tectónica salina del área, ha mostrado a través de la perforación de pozos, que la columna interpretada tiene un margen de error, sobre todo en pozos de sondeo estratigráfico, ya que su diseño se realiza con base en una información limitada por falta de pozos análogos de correlación.

En estas cuencas, se tienen diferentes niveles estratigráficos de interés petrolero: a nivel Terciario tenemos proyectos de exploración y en explotación siendo las rocas productoras a nivel Mioceno, constituidas por arenas de buena calidad como roca almacén, la complejidad en estas zonas para el diseño de los pozos es la parte del Plioceno rocas constituidas por arcillas con zonas de presiones anormales.

A nivel Mesozoico existen varios niveles con objetivo petrolero: Cretácico Superior, Cretácico Medio e Inferior, Jurásico Superior Tithoniano y Jurásico Kimmeridgiano. Todos ellos producen en rocas carbonatadas altamente plegadas, este fenómeno es de suma importancia en la etapa del diseño, aunado a ello, en algunas de las áreas se encuentra estratificación de sal, así como zonas de baja presión y carbonatos altamente fracturados.

Figura 4. Columna geológica, estratigráfica y litológica, así como las principales formaciones de la región además el tipo de trampa y el tipo de hidrocarburo extraído

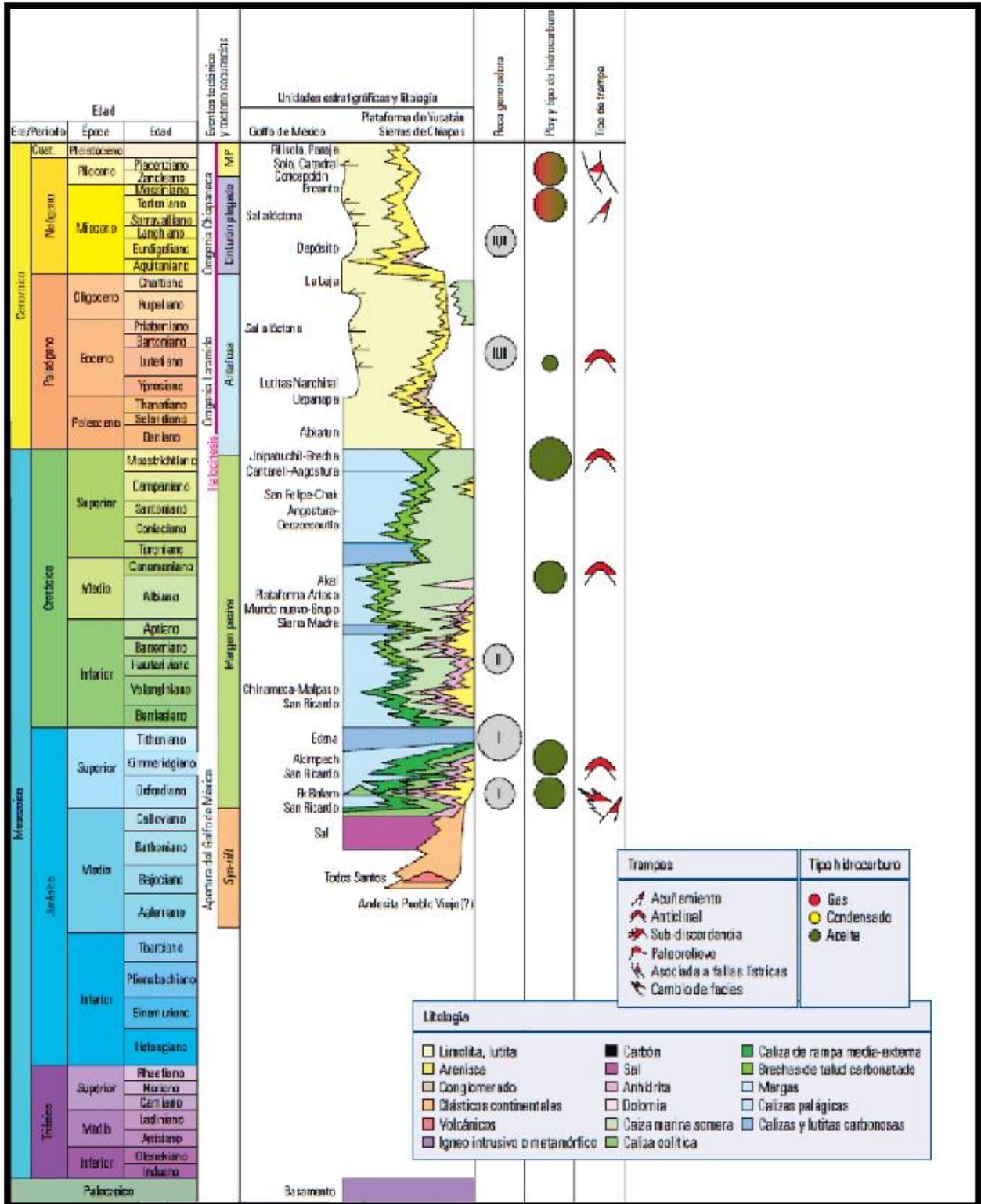


FIGURA 4

2.2. Litología y las propiedades que repercuten directamente en la perforación de pozos.

- Lutitas: Pertenece a rocas terrígenas formadas por material arcilloso. Su composición de hidrosilicatos de aluminio, potasio, hierro, material orgánico y óxidos de hierro. Según su dureza puede ser plástica, suave, semidura, dura y compacta. Comúnmente presenta contaminación por carbonatos.

Figura 5. Lutita gris oscuro en partes gris claro (muestra de canal procesada).



FIGURA 5

Durante la perforación generalmente se perfora con una barrena PDC, los problemas más comunes durante la operación son atrapamiento por inestabilidad en el agujero, esto debido a que por lo general la lutita es hidrófila lo que significa que con agua dispersa en el lodo tiende a hincharla lo que se traduce en algunos casos como reducción en el diámetro del agujero.

El ritmo de perforación para lutitas y en pozos de desarrollo, de manera general, oscila entre 3 a 5 min por metro y en algunos casos puede llegar a menos

de minuto por metro.

- Bentonita: Roca de origen metamórfico, por causa de la precipitación de ceniza volcánica, de aspecto jabonoso similar a la lutita.

Cuando la barrena atraviesa un intervalo bentonítico se puede observar cómo se patina al cargarle peso, también se puede observar el aumento de ROP y un aumento en los niveles de gas.

Figura 6. Bentonita verde olivo (muestra de canal procesada).



FIGURA 6

- Arenisca: Su composición es principalmente por granos de cuarzo, unidos con material cementante como carbonato de calcio, sílice y material arcilloso. Las areniscas son las más importantes y difundidas de las rocas clásticas sedimentarias.

En operación la arenisca depende de su composición mineralógica y accesorios es altamente

Figura 7. Arenisca café claro con incrustaciones de material bituminoso (muestra de canal procesada).

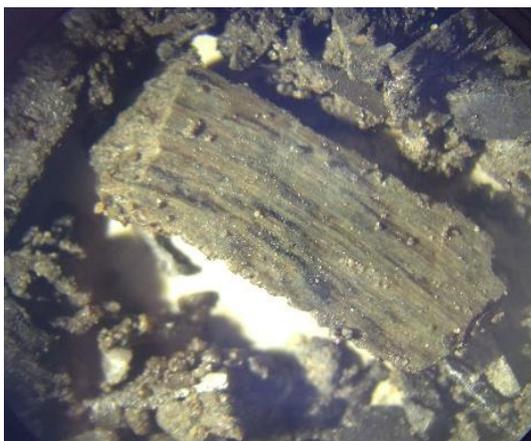


FIGURA 7

abrasiva, con las herramientas por sus compuestos de cuarzo (mineral de alta dureza) se puede perforar con tricónicas durante las primeras etapas (la etapa de 20) y durante las etapas subsecuentes por practicidad se utiliza más de una barrena PDC, el problema más frecuente durante la perforación de un pozo es que se tenga aportación de fluidos a la columna y/o pérdida y desfonde de pozo, esto debido a la naturaleza deleznable de los intervalos.

El ritmo promedio de perforación está por arriba de los 10 a 20 min por metro en este tipo de litologías con PDC.

- Anhidrita: A diferencia del yeso se presenta en forma de depósitos uniformemente estratificados con mosaico de granos anhedrales entrelazados o con cristales grandes, bien formados y

acomodados en un mosaico de grano fino en su base. Su color cambia de blanco a traslucido, rosa o tostado.

- Halita: Su nombre común es sal, casi siempre es de notable pureza y ocurre en mantos transparentes o traslucidos, su color grisáceo, blanco o amarillo, su textura es cristalina gruesa.

Durante la perforación de domos salinos (halita y anhidrita) se tiene un comportamiento “plástico”, debido a la carencia de matriz en estos intervalos, la principal problemática es que al no tener matriz y por efectos de presión y temperatura la sal tiende a comportarse como fluido, lo que se traduce en un potencial atrapamiento de la sarta de perforación por presión diferencial.

Figura 8. Marga café rojizo (muestra de canal procesada).



FIGURA 8

- Marga: Es una roca arcillosa con contenido del 30 al 50 % de carbonato de calcio. Generalmente, son zonas intermedias entre lutita y caliza. Reacciona débilmente con ácido clorhídrico dejando gran cantidad de restos arcillosos.

En la perforación se utiliza una barrena PDC para atravesar estas formaciones “transicionales”, generalmente son formaciones “nobles” que permiten la operación a cualquier densidad y con la condición de perforar con metros controlados pues al ser una zona transicional se espera el contacto con carbonatos.

- Caliza: Su composición es de carbonato de calcio en una concentración de 50 a 96 % con algo de material accesorio, que da como resultado la formación de las demás rocas afines a la caliza.

Este tipo de formaciones marcan un quiebre en el ROP, es decir, aumentan los tiempos de perforación por su compactación que la vuelven más difícil de atravesar.

- Dolomía: Es una variedad de roca carbonatada que contiene más de 50% de carbonato de magnesio. La mayoría de las dolomías son de color claro en un fragmento fresco, pero se vuelven amarillentas y tostadas al exponerse al aire, debido a la oxidación del hierro ferroso contenido en los cristales de la dolomía. La dolomitización se presenta con un alto

Figura 9. Mudstone crema (muestra de canal procesada).



FIGURA 9

Figura 10. Dolomía color crema (muestra de canal procesada).



FIGURA 10

grado de recristalización; es de mayor dureza que la caliza, no reacciona fácilmente con ácido clorhídrico diluido, pero reacciona lento con ácido caliente. La mayoría de las dolomías se han formado por alteración postdeposicional de la caliza, es decir, por un proceso de metamorfismo llamado dolomitización. La única fuente adecuada de magnesio para la gran mayoría de las dolomías es el mar y la presencia de bentonita en abundancia, ya que su material constitutivo es montmorillonita y este a su vez es una fuente muy importante de aportación de magnesio.

Los carbonatos tienden a ser fracturados lo cual se traduce en operación más delicada por su naturaleza de fractura y cavernosidades en estos intervalos se tiende a tener pérdida de fluido por efecto de canalización obviamente pérdida de fluido en superficie nos puede provocar un evento de influjo, brote o incluso arrancón. Por otra parte, los carbonatos son zonas de alto interés productivo, el hecho de un mal manejo de fluidos de control puede incluso involucrar y arriesgar la productividad del pozo.

CAPITULO III

PARÁMETROS DE MEDICIÓN DIRECTA

3.1. Seguimiento de los parámetros.

Para poder conocer e interpretar de manera correcta la operación dentro del pozo, se deben medir las condiciones de la misma, a fin de perforar se aplican diferentes principios y condiciones que se miden con sensores y equipo adecuado; a la medición de los principios y condiciones se le denomina parámetro.

3.1.1. Sensores para medición de parámetros.

Los sensores se encuentran alrededor de todos los sistemas de perforación pues en la medición de parámetros participan: el volumen de lodo en presas, la presión de la bomba en el stand pipe, la carga en gancho, la profundidad de la barrena, la velocidad de bombeo. Así los sensores captan pulsos que se traducen en cargas eléctricas que a su vez lo efectúan a valores en lapsos de periodos que se grafican en tiempo real.

Sensor de bloque viajero o profundímetro, lleva el seguimiento de los movimientos del bloque viajero por medio de pulsos que se generan con el movimiento del malacate en base a la posición del bloque, junto con la carga del gancho lleva un contador con el que lleva el registro de profundidad total, la posición de la barrena, y el cálculo de la velocidad de perforación. Este sensor realiza el seguimiento a través de un codificador óptico montado en un extremo del eje del tambor del malacate.

Sensor de carga en gancho y peso sobre barrena: Puede ser un transductor de tensión de línea, a partir de la tensión del cable muerto se puede determinar el peso de la sarta de perforación y el valor de peso en gancho cuando se está perforando o puede ser un transductor hidráulico conectado al berro, que es el ancla del cable de $1\frac{1}{4}$ "que iza el gancho.

Con estos valores se determina el peso que la sarta está aplicando a la barrena. El transductor genera una señal de salida de ± 20 mAmp, proporcional a la tensión del cable que a su vez se mide en toneladas de peso

Sensor de presión bomba: Este sensor proporciona una medición precisa y confiable de la presión del lodo generada por las bombas. Está formado por una unidad de diafragma para alta presión el cual se acopla al stand pipe por una unión martillable. Las variaciones de presión dentro de la recámara del diafragma son canalizadas a un transmisor con conexiones y mangueras de alta presión que a su vez convierte las variaciones en señales eléctricas entre los 4 a 20 mAmps.

Sensor de torque: A fin de medir el torque de la rotaria se utiliza un transductor de corriente, el cual se monta sobre el cable de alimentación del motor de CD de la rotaria o del motor de CD del top drive ya que la corriente de estos motores es proporcional al torque aplicado.

Sensor de velocidad: El sensor de RPM consiste en un sensor de proximidad a un objetivo metálico, montado en uno de los pernos de la mesa rotaria. El sensor de proximidad detecta cada revolución del objetivo y genera un pulso que se transmite a un contador del sistema.

Sensor de flujo de salida: El objetivo de este sensor es monitorear el flujo del lodo en la línea de flote. Es un potenciómetro acondicionado con paleta que se ubica en la línea de retorno y mide en porcentaje, o bien un sensor sónico que se calibra y mide el espejo del fluido en el distribuidor. Proporciona la primera indicación de un posible descontrol por gas o inicio de una pérdida de circulación.

Sensor de temperatura: Con este sensor se da seguimiento a la temperatura tanto de entrada como de salida del pozo y se ubican en las presas de asentamiento y succión. Las lecturas de temperatura se obtienen a través de un transductor de platino dispuesto en un termo pozo inmerso en el lodo que convierte la variación de temperatura en una señal de salida de 4 a 20 mAmps.

Sensor de conductividad: Mide la conductividad o resistividad del lodo a la entrada y salida del pozo ubicado en las presas de succión y asentamiento por medio de un transductor toroidal sin electrodos. Este se sumerge en el fluido para obtener la corriente inducida permitida por la conductividad de 2 hilos, el cual proporciona una señal de salida de 4 a 20 mAmps.

Sensor de densidad: Mide la densidad del lodo a la entrada de la presa de succión y la densidad de salida en la presa de asentamiento y consiste en un transmisor de presión diferencial compuesto por 2 diafragmas de aislamiento conectado mediante tubos capilares que van montados en un poste de acero inoxidable. La densidad se calcula a partir de la diferencia de presión entre alturas conocidas (12 pulgadas aproximadamente) y la medición pasa a través de un transductor que manda la señal de salida de 4 a 20 mAmps.

Sensor del nivel de lodo: La medición de nivel de lodo permite llevar a cabo el monitoreo de 3 parámetros necesarios para un efectivo control del volumen del lodo, estos son: Volumen en cada presa de lodo, volumen total del lodo, ganancia o pérdida del fluido. Funciona a través de una boya de flotación con un imán al centro que induce el cierre de microswitch a lo largo del interior de un tubo que genera una resistencia que es enviada a un transductor como señal; o bien un sensor sónico de proximidad que refleja el espejo del fluido y automáticamente mide el volumen del fluido.

Sensor contador de emboladas: El contador de emboladas por minuto (EPM) se lleva con un switch actuador a prueba de explosión y opera al ser desplazada la palanca actuadora por el pistón de la bomba. O en su caso un sensor de proximidad y un objetivo metálico (el pistón), sujetado a las bombas.

Trampa de gas: Emplea un agitador a presión manométrica para liberación de gas disuelto en el lodo. La combinación del agitador sumado con anillos internos deja de lado las variaciones normales del nivel. Tiene una salida al nivel de lodo normal con el fin de evitar la pérdida del gas y así mismo detectarse por otro sensor. Este sistema se ubica después de la línea de flote.

Detector de Gas Total: El gas liberado en la trampa de gas debe pasar por filtros que separan el gas natural (C1,C2,C3) del CO₂ y el vapor de agua y se envía a través de mangueras hasta la unidad de registro continuo de hidrocarburos donde llega a un módulo que cuenta con una cámara de combustión catalítica, que a su vez cuenta con filamentos a voltaje y temperatura constante, donde se realiza la combustión del gas y finalmente el valor se arroja a un medidor y a un tablero analógico que proporciona el dato numérico al incorporarse a una gráfica de monitoreo continuo.

Fluoroscopio: Herramienta que sirve para evaluar formaciones a fin de identificar aceite en la superficie de los recortes y dar una estimación relativa de las propiedades del aceite.

Por último, cada compañía dentro de la industria trabaja en forma diferente, ofrece productos específicos, por lo tanto, cada una trabaja con programas diferentes, no obstante, las compañías trabajan con señal WITS para procesar y enviar información.

Así existe el visualizador que es un programa que recibe los voltajes y este mismo se calibra en sitio reflejando un valor numérico del voltaje medido y por último el mismo valor se grafica conforme al tiempo y así se van armando los seguimientos en tiempo real sobre las condiciones del pozo.

3.1.2. Problemas y riesgos en la perforación.

- Interpretando la pérdida de lodo de perforación a través del monitoreo:

Primeramente, se tienen varias presas de lodo (que sumado a las temblorinas, línea de retorno, forman un circuito cerrado de flujo) y cada una cuenta con un sensor de volumen (ultrasónico o de bolla) que indica la cantidad de volumen que tiene la misma sumada en conjunto puede dar un volumen aproximado o mejor conocido como volumen activo.

El volumen activo medido se calibra en condiciones estáticas para que durante la perforación y la circulación se conozca el volumen que se pierde de lodo, se debe tener en cuenta que durante la perforación hay lodo que se ocupa o mantiene al pozo y otro que se impregna al recorte y otro que simplemente se pierde.

Primeramente, se debe tomar en cuenta que no importa el tipo de formación o pozo, la pérdida de fluido es una condición de perforación, es decir, inevitable. Para saber cuánta pérdida existe en el pozo se debe tomar en cuenta cuanto volumen de lodo se queda en el pozo, dicho de otra forma, cuando se perfora en un metro, la roca que estaba ahí ocupaba un volumen y ejercía una presión, cuando no está, hay un desequilibrio en los esfuerzos a lo largo de la pared del pozo, para regresar a ese equilibrio ese volumen faltante debe ser sustituido por fluido de perforación. Al mismo tiempo que un volumen ocupa un lugar, otro volumen se impregna al recorte, llega a superficie al pasar por temblorinas y posteriormente se retira en góndolas.

La pérdida de lodo se presenta al perforar o al estar sacando tubería, se puede hacer un cálculo de cuanto volumen se perdió, se toma como un intervalo ya sea de profundidad o un intervalo de tiempo, pero en el momento de la pérdida es improbable poder saber dónde se presentó.

A fin de calcular el volumen de pérdida primeramente se debe calcular el volumen de lodo en un intervalo mientras se perfora:

ECUACIÓN 9
$$d \times [(\phi i^2 \times .5067) + \text{cap de tubular}]$$

Donde:

d = longitud del intervalo (donde inicio la pérdida de lodo hasta la posición actual de la barrena)

ϕi = diámetro interior de la sarta . 5067 = factor de conversión de unidades

Capacidad del tubular es en lt. / m.

Posteriormente se multiplica por un factor que generalmente es 2 para tener un aproximado de cuanto volumen se ocupa en el pozo, la cantidad resultante se resta a la lectura de los sensores con respecto a la pérdida, si se tiene un número positivo es una pérdida, de ser negativo una aportación por parte del yacimiento.

La pérdida de lodo es mitigada por el envío de baches obturantes a base de carbonato de calcio

- Interpretando arrastre o/y atrapamiento con monitoreo de parámetros.

El arrastre y atrapamiento no se tiene a cargo por un sensor o señal de referencia, pero la interpretación de curvas y el comportamiento en piso de perforación sí.

El arrastre se presenta en formaciones poco consolidadas sea por derrumbes que ocasionen obstrucción del agujero, o exceso de peso en la barrena.

Generalmente un alto torque y alta presión de bomba simultáneamente marcan un posible atrapamiento desde el fondo a la altura de las toberas.

Si las revoluciones por minuto bajan drásticamente al punto de llegar a 0 y al mismo tiempo se presenta un torque alto se puede indicar torque a lo largo de la sarta.

Las acciones inmediatas son subir la sarta y repasar la lingada hasta que la obstrucción se haya mitigado.

Disminuir el peso en la sarta de perforación ayuda demasiado en evitar el arrastre, pero tiende a aumentar el ritmo de perforación. Aumentar el gasto ayuda a evitar el arrastre.

TABLA 4

	ROP	CARGA EN GANCHO	RPM	TORQUE	EMBOLADAS	FLUJO DE SALIDA	PRESION DE BOMBA	LECTURAS DE GAS	VOLUMEN TOTAL
MANIFESTACION	QUIEBRES				AUMENTA	AUMENTA	VARIACION	AUMENTA	AUMENTA
PERDIDA PARCIAL DE LODO						DISMINUYE	DISMINUYE		DISMINUYE
PERDIDA DE CIRCULACION		AUMENTA				NO HAY	DISMINUYE		DISMINUYE
INTENTO DE ATRAPAMIENTO		AUMENTA	DISMINUYE	AUMENTA		DISMINUYE	AUMENTA		
PEGADURA POR PRESION DIFERENCIAL		DISMINUYE	DISMINUYE	DISMINUYE					
PEZ		DISMINUYE	DISMINUYE	AUMENTA			DISMINUYE		
FISURA EN SARTA							DISMINUYE		
TOBERAS TAPADAS							AUMENTA		
INVASION DE AGUA		AUMENTA			AUMENTA	AUMENTA	DISMINUYE	AUMENTA	AUMENTA
BARRENA DESGASTADA	AUMENTA						AUMENTA		

La tabla 4. Describe el comportamiento de cada parámetro en función de los diferentes eventos que se pueden presentar durante la perforación.

3.2. Gases presentes durante la perforación.

Ahora bien, si se habla de registro de hidrocarburos, de existir y como se mencionó anteriormente se mide con un equipo específico. Durante la perforación deben tenerse las condiciones operativas específicas para ser registro, es decir, cuando se perfora la densidad de lodo debe ser adecuada dado que el peso del lodo es demasiado alto no habrá manifestación en intervalos potenciales que puedan incorporarse a la columna de lodo en caso contrario se debe tomar en cuenta que clase de evento es cada uno.

3.2.1. Gas en lodo.

Es el gas disuelto en el lodo de perforación, es decir, aquel que es aportado por la formación a lo largo de la columna y se incorpora al volumen total del lodo, también es conocido como “gas de formación”.

En condiciones estáticas de agujero descubierto se puede presentar un escurrimiento, esto significa que por la línea de flote regresa poco a poco el fluido de control, lo que significa presencia de gas a lo largo de la columna que proviene de la formación. La manera más fácil de reconocerlo es cuando hay presencia de burbujas en el lodo que cae al distribuidor.

Si se tiene gas en la formación bajo esas condiciones la única manera de comprobarlo es circulando un tiempo de atraso y la trampa de gas envía al cromatógrafo el cual señala que cantidad de gas y compuestos tiene. Para corroborar la existencia de gas se tienen los sensores de densidad que marcan cualquier variación en el peso del lodo (dado que con presencia de gas en la columna muchas veces se disminuye la densidad), así como un aumento del volumen en presas.

Para mitigar este problema es recomendable densificar el lodo, circular un ciclo completo como mínimo antes de continuar la operación, para homogenizar la columna de lodo.

3.2.2. Gas en conexión.

Cantidad adicional de gas que entra en la columna durante una conexión durante la operación, se debe levantar la sarta causando un diferencial de presión que provoca la intrusión de fluidos a la columna y se nota un tiempo de atraso.

Cada que se realiza la conexión de tramos o lingadas, se tiene que parar el bombeo durante unos minutos, esta pausa en el gasto permite que a lo largo de la columna se incorpore gas, entonces se debe tomar en cuenta a qué hora se realiza la conexión y de esta manera al tiempo de atraso si hay alguna lectura de gas se puede saber e inferir que seguramente se trata de gas durante la conexión y no precisamente pertenece a la formación.

3.2.3. Gas corte.

Es el gas que se encuentra en el recorte de la formación que se detecta en las temblorinas, para ser detectado se utiliza un sistema similar al gas lodo con la diferencia que para obtener este gas la muestra debe ser licuada, pulverizada o triturada para que el gas sea liberado.

Cuando la cromatografía tiene incrementos de gas se realiza una prueba de gas corte a la última muestra de canal recolectada, con la finalidad de inferir o interpretar si el gas que se lee en el cromatógrafo pertenece a la litología o si pertenece a algún otro intervalo.

3.2.4. Gas Succión.

Entrada de gas en el fondo del pozo cuando este se encuentra en condiciones estáticas; Es el gas que sale por la línea de flote, continúa pasando por temblorinas y presas de lodos donde permanece y vuelve a entrar por bombas, dicho de otro modo, es el gas que se incorpora a la columna llega a superficie y es nuevamente circulado dado que los métodos de separación de gas no pudieron separarlo.

Si en el caso de manifestación o aportación de gas de formación, es fundamental realizar pruebas de gas succión, que consiste en tomar lodo de la presa de succión, licuarlo y medir el valor o cantidad de gas en el lodo, con la finalidad que en el tiempo de viaje redondo no se tenga una medición errónea de los parámetros.

3.3. Cromatografía.

Después que el detector de gases ha confirmado la presencia de gases combustibles que emanan del lodo de perforación se requiere saber los componentes de la mezcla.

La manera de saber qué gases salen del pozo por la incorporación al fluido de control, es mediante una cromatografía. Por razones prácticas en campo por lo general sólo se detectan desde el metano hasta el hexano.

La cromatografía consiste en separar cada componente de la mezcla de gases. Esto es posible al hacer pasar la mezcla de gas por una columna de separación. Es ahí donde los gases se separan conforme al tamaño de sus moléculas. Saliendo primero el más sencillo que es el metano y al último el hexano.

La cromatografía nos proporciona información valiosa sobre los hidrocarburos que puedan estar almacenados en determinado intervalo. Sin importar que el yacimiento no tenga suficiente presión como para poder incorporar líquidos al fluido de control.

La cromatografía se mide en unidades, en partes por millón (ppm) y porcentualidad.

TABLA 5

Lecturas de gas		
unidades	Ppm	%
1	100	0.01
10	1000	0.1
20	2000	0.2
30	3000	0.3
40	4000	0.4
50	5000	0.5
60	6000	0.6
70	7000	0.7
80	8000	0.8
90	9000	0.9
100	10000	1
200	20000	2
500	50000	5
1000	100000	10
2000	200000	20
3000	300000	30
4000	400000	40
5000	500000	50
6000	600000	60
7000	700000	70
8000	800000	80
9000	900000	90

La tabla 5 muestra la conversión en valor de porcentaje, partes por millón y las unidades para cualquiera que fuese el caso.

3.4. Fluorescencia.

Una vez que se toma una muestra de la zona de interés y/o cuando se tiene en la muestra de canal con impregnaciones de aceite se debe analizar dicha impregnación.

El método para determinar si existe o no presencia de hidrocarburo de manera cualitativa es por medio de la fluorescencia. Por razones de campo se cuenta con un fluoroscopio en cabina.

La fluorescencia consiste en señalar la presencia de aceite en pequeñas cantidades o aceite de color claro añadiendo azul de metileno y colocándolo a luz ultravioleta. El color de la fluorescencia de los crudos va desde café, verde, dorado, azul, amarillo, hasta el blanco; en la mayoría de los casos, los aceites más pesados tienen una fluorescencia más oscura.

Figura 11. Muestra de canal con impregnación de aceite vista desde un fluoroscopio con luz uv.

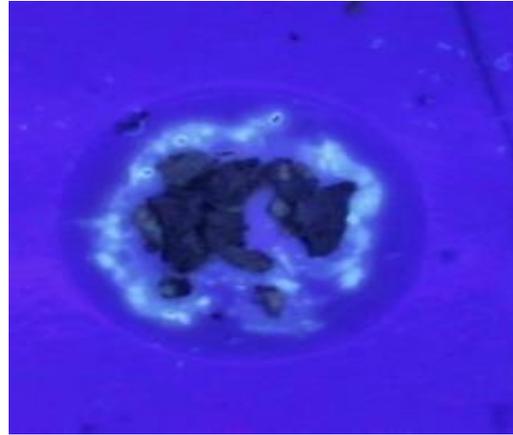


FIGURA 11

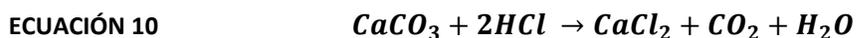
TABLA 6

color/espectro	rojo	Naranja	amarillo	verde	azul	violeta
color de fluorescencia						
°API	10.1 a 15	15 a 25	25 a 35	35 a 45	45 a 55	55 a +
gravedad específica	.9993 a .9659	.9659 a .9042	.9042 a .8998	.8998 a .8017	.8017 a .7587	.7587 a -

Tabla 6. Color de la fluorescencia en función de la gravedad específica del aceite.

3.5. Solubilidad.

La determinación de los carbonatos de calcio y magnesio se basan en el principio de la reacción de los carbonatos (sólidos) con una solución saturada de ácido clorhídrico según las siguientes reacciones:



Para que en ambas reacciones se produzca una cantidad parecida de dióxido de carbono es necesario mantener las condiciones de temperatura y presión de manera constante. Este gas es usado para desplazar alternativamente una aguja (calcímetro) o un volumen de líquido (calcímetro de Bernard). Después, este desplazamiento es comparado con el ejercido por la disolución de una solución patrón (carbonato de calcio micro cristalino) para calibrar el instrumento.

Ambas reacciones producen las mismas cantidades de dióxido de carbono. La característica que permite diferenciarlas se relaciona con la cinemática química de las mismas. Frente a una solución saturada de HCl, el 95% del carbonato de calcio se disuelve en menos de 1 minuto, mientras que se necesita 25 minutos para disolver el 95% del carbonato de magnesio a 25°C y 1 atm de presión.

CAPITULO IV

PARÁMETROS INDIRECTOS DE MEDICIÓN

Los parámetros indirectos son aquellos datos a inferir por cálculos al usar las condiciones de operación en superficie.

La finalidad e inferir datos mediante cálculos es predecir el comportamiento del pozo con objetivo de mejorar las condiciones operativas, incluso mitigar problemas que se presenten.

4.1. Tiempo de atraso.

El tiempo que tarda en subir el fluido de perforación hasta superficie, durante la perforación es útil para saber a qué tiempo estimado se debe tener el recorte a cualquier profundidad, así como el lodo y las condiciones operativas en fondo.

$$\text{ECUACIÓN 11} \quad \frac{\Sigma vol.a}{Q}$$

$$\text{ECUACIÓN 12} \quad \frac{E.A.}{vel.bbo.}$$

$$\text{ECUACIÓN 13} \quad \frac{long\ tramo}{Vel\ a}$$

$$\text{ECUACIÓN 14} \quad TVR - TB$$

$$\text{ECUACIÓN 15*} \quad \frac{Prof.Actual \times .135 \times diametro\ de\ bna}{gasto\ en\ lts.}$$

* Esta fórmula es aplicada para cuestiones de campo y su rango de error es de +/- 5 minutos.

Mientras se perfora puede haber variaciones en la ROP, si el cambio de la ROP es muy pronunciado o cambia drásticamente, una práctica segura es levantarse 5 m y empezar a bombear, esperar el tiempo de atraso y analizar la muestra, esta práctica beneficia doblemente pues por un lado se cuida el record de la barrena y por otro se procura una limpieza optima del pozo.

Cuando se espera cambio litológico, que en algunos casos involucra cambio en la presión de poro y por lo tanto cambio en la densidad del fluido de control, se perfora metro a metro y si las condiciones lo permiten esperar al tiempo de atraso para dar el contacto de manera oportuna.

4.2. Densidad equivalente de circulación

La densidad equivalente de circulación se define cómo la diferencia de densidad entre el fluido dentro de la TP y la BNA (el que baja) y la densidad del fluido al acarrear más recortes y fluidos por el espacio anular (el que sube). Y esta misma diferencial se añade a la densidad original del fluido.

Dado que la densidad equivalente real es condiciones de operación y bajo la cual se obtiene una presión exacta que se ejerce sobre la pared del pozo.

Esta dada por las siguientes fórmulas:

ECUACIÓN 16
$$\frac{\Delta P \times 0.703}{L} + \rho$$

ECUACIÓN 17
$$\frac{(Ph + \Delta P) \times 10}{L}$$

- Caída de presión en E.A. con flujo laminar:

ECUACIÓN 18
$$\frac{L \times Yp}{68.58(D-d)} + \frac{Vp \times L \times V}{27.432(D-d)^2}$$

- Caída de presión en E.A. con flujo turbulento:

ECUACIÓN 19
$$\frac{Q^{1.86} \times \rho^{0.8} \times Vp^{0.2} \times L}{(D-d)^3 (D+d)^{1.86} \times 952}$$

La densidad de un fluido no es la misma a condiciones estáticas que a condiciones dinámicas, dado que cuando se tiene una presión de bombeo y una altura o distancia sumando esfuerzos de gravedad, esta densidad tiende a cambiar sí cambia la densidad a lo largo de la columna, la presión que ésta ejerce sobre la formación tiende a incrementarse.

Durante la perforación se debe vigilar la densidad de entrada y de salida, dado que si la densidad de salida baja, la DEC baja y por lo tanto la presión ejercida disminuye lo que va a traer en consecuencia

y en cuestión de poco tiempo una disminución de la densidad que provoca una aportación de gas de la formación a la columna.

Generalmente las operaciones de perforación son sobre balance, pero en los últimos años se han practicado cada vez más la perforación en balance o bajo balance es decir llevar un control continuo de la DEC para no ejercer una presión mayor a la formación. Principalmente se aplica en zonas productoras o de interés en formaciones carbonatadas.

Las prácticas por perforar con una DEC controlado muchas veces se reflejan como un incremento considerable en el ritmo y tiempo de perforación así mismo eleva considerablemente el costo por tiempos operativos y se tiene como resultado pruebas de producción exitosas y campos con incorporación de reservas mejor caracterizados.

4.3. Exponente D y exponente DC

El exponente DC nos proporciona una estimación del comportamiento de la presión de formación, tiene un valor adimensional que conjuga en su ecuación diferentes parámetros de perforación, es de gran relevancia, ya que se considera un buen indicador de cambios en la presión de formación. Observar las tendencias en los valores del exponente “DC”, predice el comportamiento y delimita las diferentes zonas de presión anormal o subnormal marcadas por lineamientos que indican transiciones entre ambas presiones.

ECUACIÓN 20

$$\frac{\text{Log}(0.3049 \times RPM \times ROP)}{\text{Log } 37.87 \times \left(\frac{D_{bna}}{W_{bna}}\right)} \times \frac{1.076}{\rho}$$

*1.076= gradiente de presión de poro normal (ppn).

4.4. Presión de poro

Es la presión a la que se encuentra un fluido dentro del espacio poroso de la roca, dicho de otra manera, la roca tiene espacio poroso donde se encuentra el fluido, pero esta roca con fluido se somete a esfuerzos de presión por sobrecarga (la presión que ejercen todas las rocas que la suprayacen).

Durante la perforación se pueden obtener cambios litológicos drásticos o se ha terminado una etapa, la prueba de campo consiste en aumentar la presión del agujero y tiene por nombre Lick Of Test (LOT). Una vez realizada la prueba con la información recolectada se da un aproximado de la presión a encontrar durante la siguiente etapa.

- Gradiente de Presión de poro (GP).

Un gradiente es un valor numérico que depende de dos variables, para condiciones de campo se utiliza la profundidad y la densidad, se utiliza la densidad porque es la magnitud que relaciona condiciones de distancia y presión.

El gradiente de presión se refiere a la cantidad que aumenta y depende de la profundidad perforar. Para calcular matemáticamente se deriva de los métodos numéricos de Eaton, y es preciso saber el gradiente de sobre carga (GS), el exponente DC normal obtenido:

ECUACIÓN 21
$$GS \left((GS - 1.076) \times \left(\frac{DCo^{1.2}}{DCn} \right) \right)$$

*En libra cuadrada/pie de la ecuación de Eaton.

- Presión de poro

A fin de calcular la presión de poro se debe contar con el gradiente de presión normal (GPN) así como el exponente DC obtenido y normal:

ECUACIÓN 22
$$GPN \times \frac{Dcn}{Dco}$$

ECUACIÓN 23
$$(\rho \times prof \times fc) \times P_{cierre}$$

$$*fc: \frac{kg}{m^3} \times m \times .00981 \quad \frac{lb}{gal} \times pie \times .052 \quad \frac{g}{cm^3} \times pie \times .433$$

4.5. Gradiente de fractura

El gradiente de fractura se refiere a la densidad o peso específico y el módulo de esfuerzo que de ser superado genera fallas o fracturas a lo largo del intervalo.

- Presión de fractura.

ECUACIÓN 24 $(\rho \times prof \times fc) \times P_{cierre LOT}$

ECUACIÓN 25 $\frac{\mu \times \sigma}{1 - \mu} + PP$

El gradiente de fractura en campo se obtiene a partir de la prueba LOT y este dato nos da una certidumbre de cuál es la presión máxima de operación para que la formación no se fracture y en ocasiones primeramente la pérdida en el volumen de lodo y consecuentemente un influjo o brote.

4.6. Ventana operativa.

La ventana operativa para casos y términos prácticos es una gráfica que indica el margen en unidades que se tiene para acondicionar el fluido de control con objeto de mantener condiciones de balance, de aquí el término perforación bajo balance o sobre balance.

Para llegar a una ventana operativa, se debe tener una noción estratigráfica previa, algún pozo de correlación con registros geofísicos para curvas de resistividad e interpretar posibles horizontes y proporcionar una columna petroestratigrafica probable y la columna geológica esperada, una vez integrados los datos de geología, geofísica, petrología, se consolidan con geomecánica para generar una ventana operativa que posteriormente es básica para el diseño adecuado, con la certidumbre de asentar cada etapa en forma confiable.

De esta manera, la ventana operativa cuenta con una curva de presión de poro, una de presión de sobre carga, una de presión de fractura. Así como una de presión de lodo que se propone en el programa operacional, pero durante la perforación se puede ir modificando de acuerdo a las necesidades que tenga el pozo.

En la gráfica se indican curvas de gradientes de poro, sobrecarga y fractura mientras que la de lodo está dada por la densidad.

CAPITULO V

APLICACIONES DEL REGISTRO DE HIDROCARBUROS

5.1. Pozo Alfa.

Figura 12. Localización del pozo Alfa, con referencia en pozos de correlación y localidades próximas.



FIGURA 12

Para el estudio de caso se hablará de las condiciones operativas, desde la cabina de registros, durante la perforación del pozo Alfa que se encuentra a 16 Km al Sur de Agua Dulce y a 11 Km al Norte de las Choapas, Veracruz. En las coordenadas WGS-84: X= 382,105.62 m; Y= 1,991,886.69 m (UTM: X= 382,105.62 m; Y= 1,991,886.69 m), Fisiográficamente, se encuentra en la Llanura Costera del Golfo Sur.

Se perforó con la finalidad de probar un recurso potencial de gas y condensado, contenido en el intervalo del Mioceno Medio; así como, en el intervalo del Mioceno Inferior,

donde se considera que el yacimiento está constituido por paquetes de areniscas y conglomerados depositados en sistemas turbidíticos (lóbulo-canal) de piso de cuenca.

A la profundidad de 2256 m. Inició el servicio de obtención del Registro Continuo de Hidrocarburos y Parámetros de Perforación, con las siguientes condiciones de perforación:

- | | | | |
|-----------------------------|------------------|-------------------------------|----------------------------|
| • Velocidad de perforación: | 3.1 min. /m. | • Densidad de lodo de salida: | 1.45 gr/cm ³ |
| • Tipo de barrena: | PDC | • Viscosidad: | 85 s. |
| • Peso sobre barrena: | 3.5 ton | • Filtrado: | 2.4 ml |
| • Presión de la bomba: | 3489 psi | • Enjarre: | 1 mm |
| • Rotaria: | 103 rpm | • Temperatura de salida: | 51.9 °C |
| • Gasto de: | 683 gpm | • Gas en el lodo: | 345 ppm |
| • Tiempo de atraso: | 93 min. | • Gas en los cortes: | 0 ppm |
| • Tipo de lodo: | Emulsión Inversa | • Litología: | 60 % Lutita, 40 % Arenisca |

5.2 Geología del pozo.

Figura 13. Columna litológica real del pozo actualizada cada 5 metros perforados.

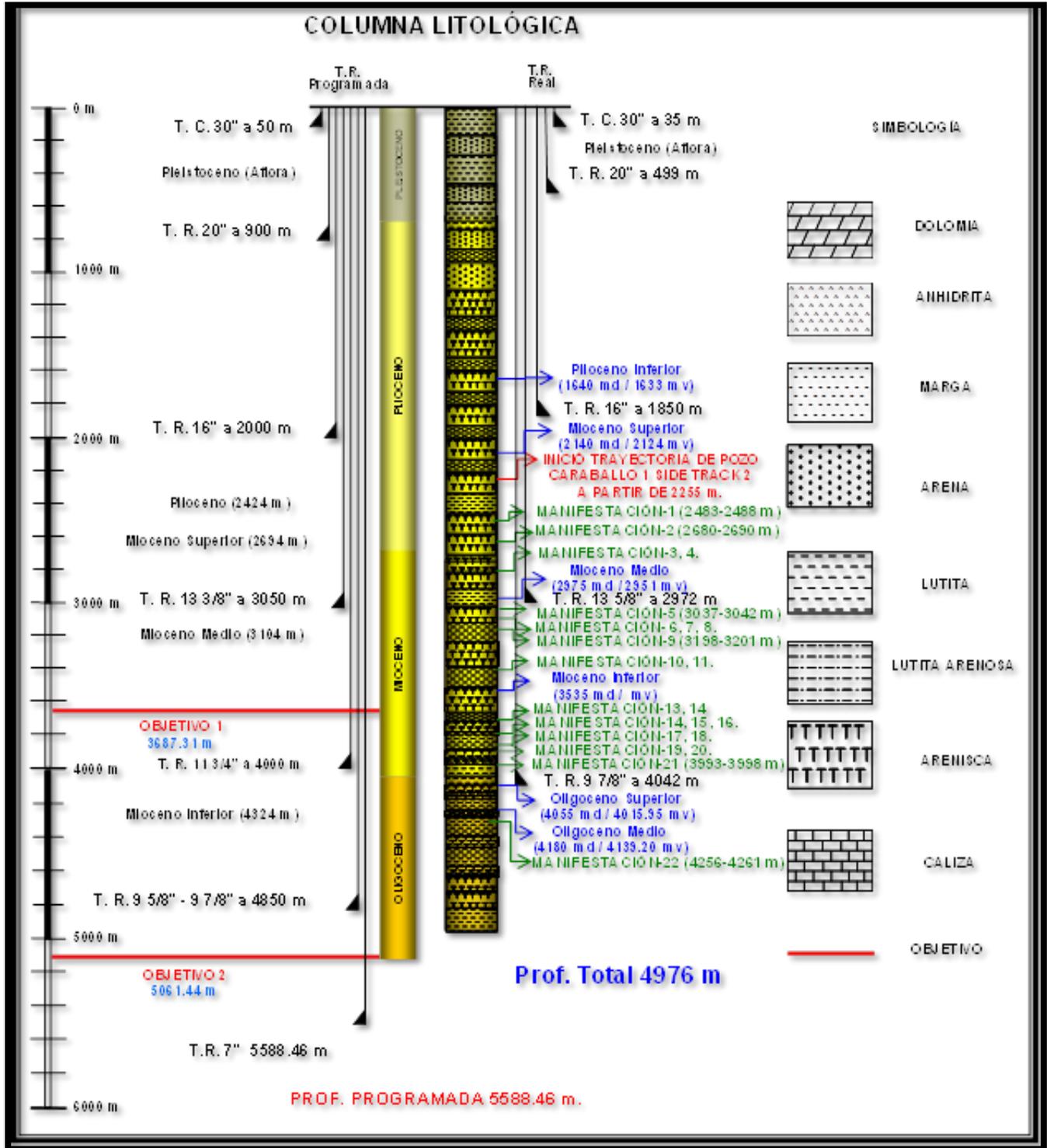


FIGURA 13

El pozo Alfa durante la perforación atravesó rocas terrígenas de las formaciones Filisola, Concepción Superior y Concepción Inferior del Plioceno Inferior y Mioceno Superior (las cimas de las edades fueron determinadas por registros geofísicos) las cuales se agruparon en intervalos para su descripción, apoyados en los análisis realizados a las muestras de canal. (Tabla 7)

TABLA 7

PROFUNDIDAD INTERVALO (m)	ARENISCA (%)	LECTURAS MÁX. DE GAS (unidades)	LECTURAS MÁX. DE GAS (ppm)	DENSIDAD MÍNIMA (gr/cm³)	IMPREGNACIÓN DE ACEITE
2483 – 2488	Trazas - 20	106	10,615	1.47	Escasa
2680 – 2690	10 - 40	188	18,831	1.50	Escasa
2804 – 2808	20 - 60	77	7,783	1.50	Escasa
2885 – 2895	10 - 60	53	5,305	1.50	Escasa
3037 – 3042	10 - 20	374	37,462	1.82 a 1.81	Escasa
3051 – 3055	10	102	10,207	1.82	Escasa
3096 – 3101	20 -30	161	16,141	1.82 a 1.81	Escasa
3130 – 3140	20- 30	314	31,413	1.82 a 1.81	Regular
3198 – 3201	20	373	37,317	1.82 a 1.80	Ligera
3458 – 3462	40	156	15,626	1.86	Escasa
3520 – 3526	10 - 60	136	13,684	1.87	Ligera
3603 – 3613	30 - 70	122	12,152	1.87 a 1.86	Escasa
3686 – 3693	100	119	11,913	1.86 a 1.85	Escasa
3797 – 3803	10 - 40	103	10,304	1.86 a 1.85	Escasa
3816 – 3821	10 - 30	81	8,102	1.86 a 1.85	Escasa
3822 – 3825	20	135	13,488	1.86 a 1.85	Escasa
3832 – 3835	10 - 40	145	14,558	1.86 a 1.85	Escasa
3860 – 3864	40	152	15,133	1.86	Ligera
3875 – 3882	20 - 40	99	9,912	1.86	Escasa
3892 – 3898	20	239	23,954	1.86 a 1.85	Escasa
3993 - 3998	20	139	13,907	1.86	Escasa
4256 - 4261	70 - 90	330	32,984	1.90 a 1.86	Escasa

Tabla 7 Esquema de la descripción de la litología y las lecturas de gas (en unidades) por intervalo perforado.

5.3. Parámetros directos adquiridos

5.3.1. Eventos durante la perforación.

Etapa de 14 ¼" X 17 ½", Intervalo de 2256 a 2984 m

Registró con barrena PDC 14 ½" y sarta direccional equipada con LWD-MWD-APWD, Sonic Visión 900, ampliador 14 ½" x 17 ½".

Velocidad de Perforación: La variación en los valores obtenidos, se comportaron de manera adecuada al atravesar las intercalaciones de lutita y arenisca en el intervalo de 2255 a 2984 m, con lo cual se logró interpretar de manera correcta los cambios litológicos, se trabajó con una velocidad de perforación de 3.1 a 50.1 m/min.

Peso sobre la barrena: Se trabajó con un peso sobre barrena de 1.1 hasta 5.8 ton, promedio de 2.8, ton con la finalidad de evitar alto torque en la sarta. Se observó un avance normal durante el desarrollo de la etapa.

Rotaria Los valores de la rotaria, durante la perforación fueron de 102 hasta 135 rpm.

Al terminar de perforar a 2979 m; intento repasar el último tramo perforado sin éxito, debido a paro en la rotaria e intento restablecer en varias ocasiones sin éxito (figura 14).

Paro de la rotaria al intentar repasar, solo se puede apreciar la circulación normal.

Torque: Se trabajó con valores en el rango de 1754 a 3686 libra pie.

Al repasa a 2262, 2265, 2266, 2274 y 2280 metros, se observó intento de atrapamiento con incrementos de torque en el rango de 3035 a 3608 libras pie; al repasar a 2265 y 2270 m. se observó empacamiento de sarta, con incremento de 2240 a 3195 libras pie (figura 15 y 16).

Presión de bombas: Durante la etapa se manejó una presión de bombeo entre 3011 a 3903 psi, sin observar comportamiento anormal.

Gasto: Se trabajó con un gasto de 626 a 714 gpm, promedio de 676 gpm.

Flujo: El porcentaje de flujo osciló entre 19 a 32 %, con un promedio de 28 %, esta variación se relaciona con los cambios tenidos en el gasto.

Niveles de presas: Durante la perforación se registraron pérdidas parciales de fluido de control, en intervalos durante la perforación, al realizar viajes para sacar y bajar sarta; y al ampliar agujero de 14 ½" a 17 ½" de 2807 a 2980 m.

Densidad del Lodo (entrada y salida): Se utilizó fluido de emulsión inversa iniciando el monitoreo con densidad de 1.45 gr/cm³, densificando gradualmente por programa a 1.54 gr/cm³.

Durante las manifestaciones registradas en la etapa no se observó variación en la densidad de salida.

Temperatura del Lodo (entrada y salida): Se registraron valores entre 45 y 69 °C en la temperatura de entrada y de 51 a 79 °C en la temperatura de salida.

Figura 14. Se observa la pantalla de trabajo para el monitoreo de parámetros. Se divide en 5 carriles (columnas). De izquierda a derecha: se tiene la fecha y hora en vertical seguido del primer carril: peso sobre barrena y velocidad de perforación, segundo carril condiciones de bombeo y su gasto, tercer carril condiciones de operación RPM, torque, posición del bloque (con este mismo sube o baja la sarta) y el peso de toda la sarta; en el cuarto carril se tiene los niveles de las presas, seguido de una barra que señala la profundidad, por último el carril de la derecha marca las curvas de gas para el caso de presencia de hidrocarburo disuelto en el lodo.

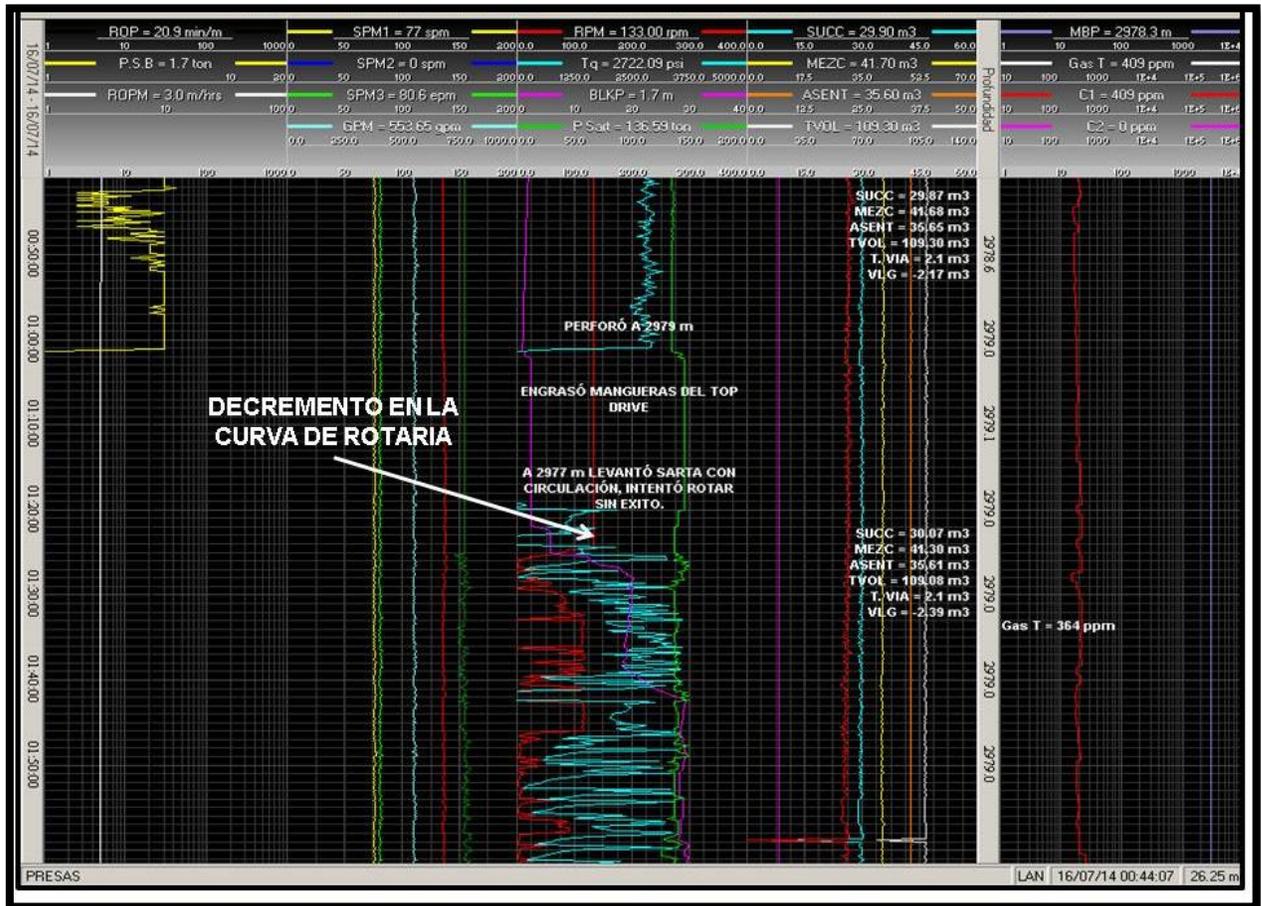


FIGURA 14

Figura 15. Empacamiento de sarta y activación de martillo a 2270 m.

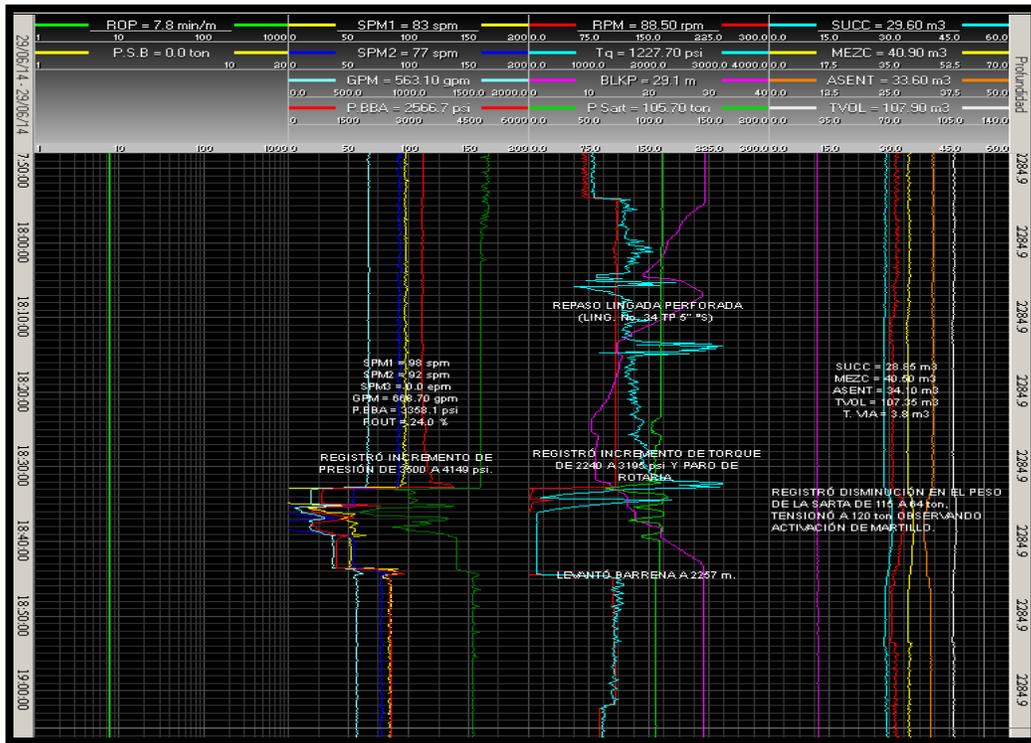


FIGURA 15

Figura 16. Intento de atrapamiento a 2265 y 2266 m.

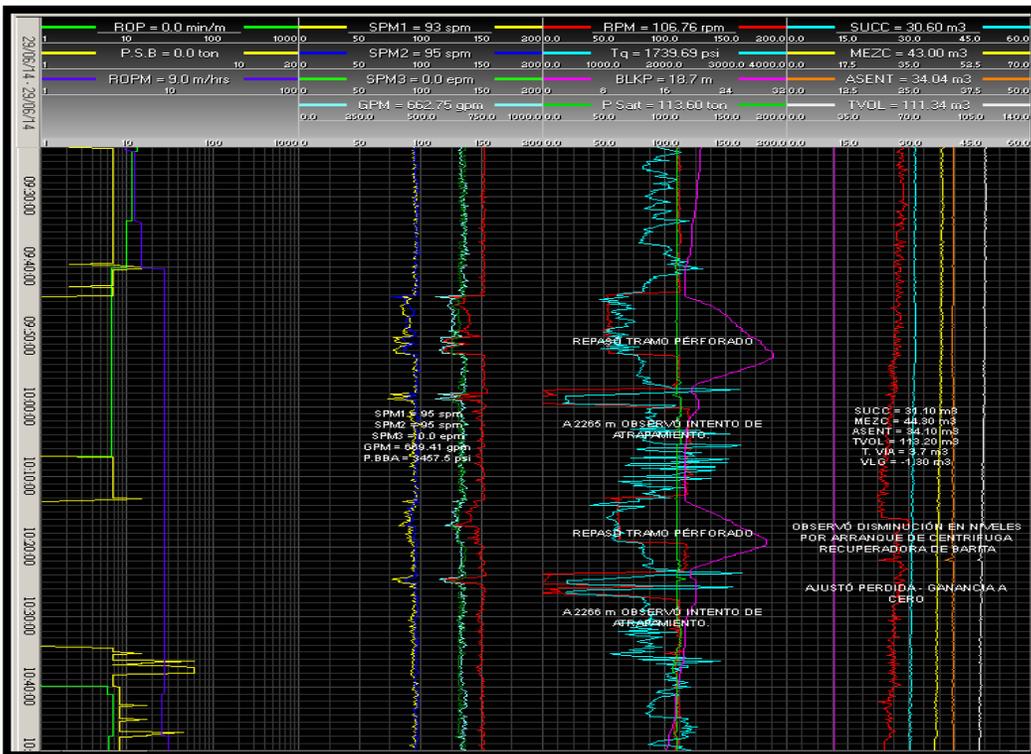


FIGURA 16

Etapa de 12 ¼" X 14 ¾", Intervalo de 2984 a 4044 m

Registró con barrena PDC 12 ¼" con sarta navegable equipada con LWD-MWD-APWD, y ampliador Rhino Reamer 12 ¼" x 14 ¾".

Velocidad de Perforación: Se operó a una velocidad de perforación en un rango de 2.4 a 82.1 m/min, se observó un incremento en los valores al final de la etapa. Las variaciones en los valores se comportaron de manera adecuada al atravesar intercalaciones de lutita, arenisca y de bentonita.

Carga en el gancho: Los valores registrados mostraron un incremento conforme se profundizó de 105 a 154 toneladas.

Peso sobre la barrena: Se trabajó con un peso sobre barrena de 1.5 hasta 9.7 ton, promedio de 4.4 ton, con la finalidad de evitar alto torque en la sarta.

Rotaria: Los valores de la rotaria, durante la perforación fueron de 56 hasta 160 rpm, de 2984 m hasta 4044 m.

Torque: Se trabajó con valores en el rango de 9456 a 16182 libras pie durante la perforación, al perforar a 3376 m observó intento de atrapamiento con incremento en el torque de 12707 a 14832 libras pie.

Presión de bombas: Durante la etapa se manejó una presión de bombeo entre 2023 a 4034 psi.

Gasto: Se trabajó con un gasto de 384 a 529 gpm, promedio de 501 gpm.

Flujo: El porcentaje de flujo osciló entre 20 a 29 %, con un promedio de 26 %, esta variación estuvo directamente relacionada con los cambios tenidos en el gasto.

Niveles de presas: En el transcurso del desarrollo en la etapa de 12 ¼" x 14 ¾" en el intervalo de 2984 a 4044 m, registró en los niveles de presas pérdidas parciales de fluido de control durante la perforación, repasadas, tiempos de circulación y viajes.

Densidad del Lodo (entrada y salida): Se utilizó fluido emulsión inversa iniciando el monitoreo con densidad de 1.62 gr/cm³ en el intervalo de 2984 a 2994 m, posterior realizó prueba de goteo obteniendo una **D.E.C. de 2.21 gr/cm³**, desplazó fluido de control de 1.62 por 1.82 gr/cm³ y trabajó con esta densidad de 2994 a 3209 m, debido al desarrollo de la perforación densificó fluido puntualmente de 1.82 a 1.87 gr/cm³ y registró de 3209 a 3680 m

Durante las *manifestaciones* registradas en la etapa se observó variación en la densidad de salida, de 1.86 a 1.85 gr/cm³.

Temperatura del Lodo (entrada y salida): Durante el desarrollo de la perforación se registró unas temperaturas de entrada de 45 a 69 °C y de 51 a 79 °C en la salida.

Etapa de 8 ½", Intervalo de 4044 a 4976 m

Con barrena PDC 8 ½" y sarta direccional rotatoria equipada con Power Drive-LWD – MWD de 4050 a 4976 m, manteniendo el rumbo y la inclinación del pozo.

Velocidad de Perforación: Se observó en este intervalo un rango de 3.3 a 40.3 m/min.

Carga en el gancho: Los valores registrados mostraron un incremento conforme se profundizó, con valores obtenidos de 131 a 168 toneladas.

Peso sobre la barrena: Se trabajó con un peso sobre barrena de 1.5 hasta 13 ton, promedio de 5.5 ton con la finalidad de evitar alto torque en la sarta.

Rotaria: se trabajó de 98 a 176 rpm, generando ángulo y rumbo adecuado, conforme se fue profundizando hasta finalizar la etapa.

A 4241 m se observó paro de rotaria con atrapamiento de sarta, trabajó con 15 ton sobre su peso, intentó rotar sin éxito. Tensionó con 35 ton liberando sarta, repasó y estabilizó agujero de 4226 a 4241 m. (Figura 17)

Torque: Durante el desarrollo del pozo se trabajó con una variación de 4000 a 15000 libras pie a 4044 m hasta 4976 metros, con un promedio de 12200 libras pie donde terminó la etapa de 8 ½", A 4437 metros observó incremento de torque de 12700 a 15000 libras pie con paro de rotaria, levantó observando sarta atrapada, tensionó con 40 ton sobre su peso liberando misma. (Figura 18)

Presión de bombas: Los valores en la presión de bomba fueron de 2355 a 4070 psi a la profundidad de 4658 m.

Gasto: Se manejó un gasto de 222 a 489 gpm hasta concluir con profundidad de 5976 m.

Flujo: Se registraron de 21 a 23%, a la profundidad de 4976 m, se registró variaciones con poca disminución o variación conforme a los valores registrados.

Niveles de presas: Se trabajó con un fluido de control de 1.96 a 1.97 gr/cm, se registraron 5 m³ de lodo de perforación perdido. En el intervalo 4070 – 4600 m se observó pérdida de 12.5 m³ durante la circulación y perforación, a causa de la interacción con areniscas.

De 4600 A 4658 m, se circuló y acondicionó fluido registró 35 m³ de pérdida de fluido. Registró pérdidas parciales de 4658 a 4976 m.

Densidad del Lodo (entrada y salida): Se utilizó fluido emulsión inversa iniciando monitoreo con densidad de 1.90 gr/cm³, densificando gradualmente por programa hasta 1.97 gr/cm³ al observar arrastre e intento de atrapamiento. A 4055 m con fluido 1.90 gr/cm³ realizó prueba de goteo obteniendo una **D.E.C. de 2.11 gr/cm³**.

Temperatura del Lodo (entrada y salida): Los valores obtenidos de 57 a 69 °C en la temperatura de entrada y de 41 a 76 °C en la temperatura de salida.

Figura 17. Intento de atrapamiento a 4241 m.

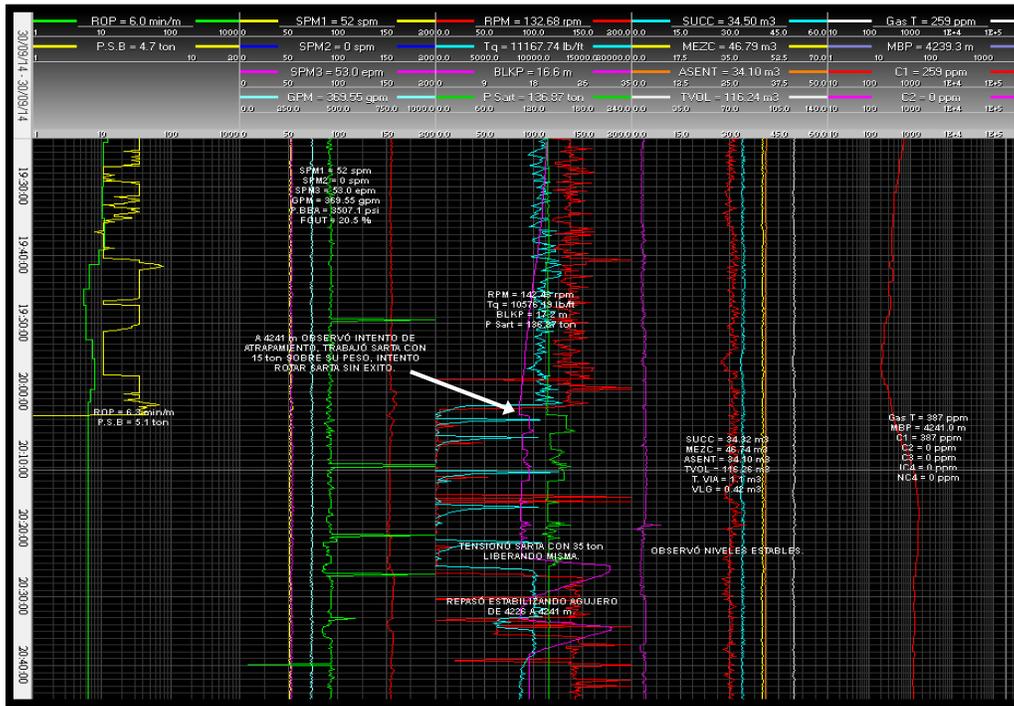


FIGURA 17

Figura 18. Intento de atrapamiento a 4437 m.

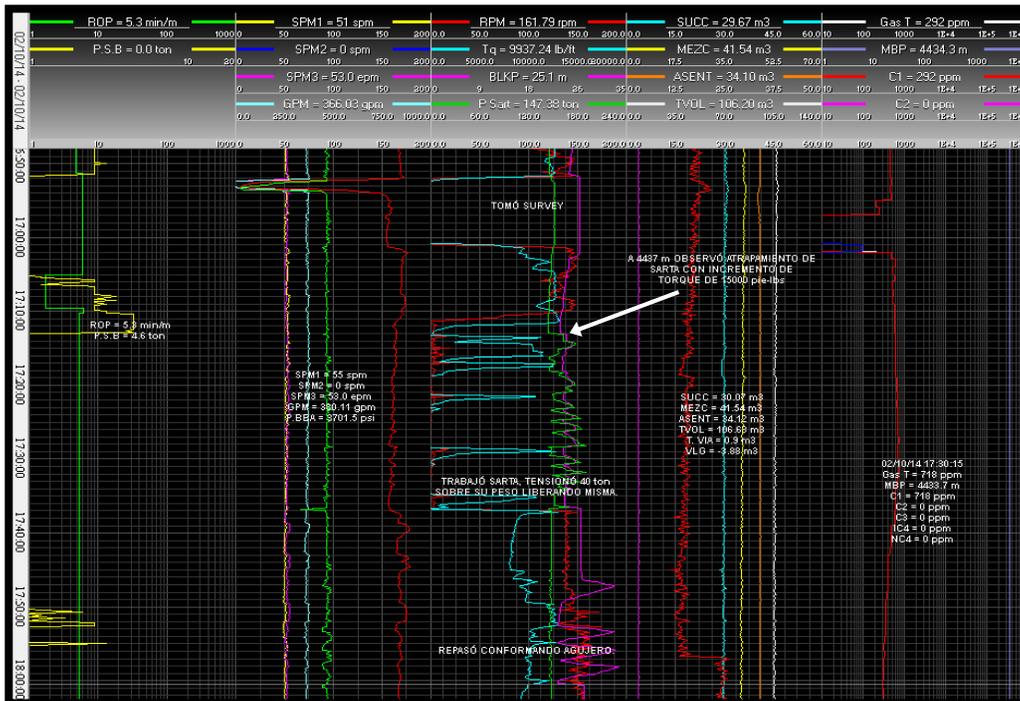


FIGURA 18

5.3.2. Manifestaciones.

Durante el registro continuo de hidrocarburos correspondiente al intervalo de 2255 a 4976 m. registró 22 manifestaciones de gas, en la siguiente tabla se detallan sus características.

TABLA 8

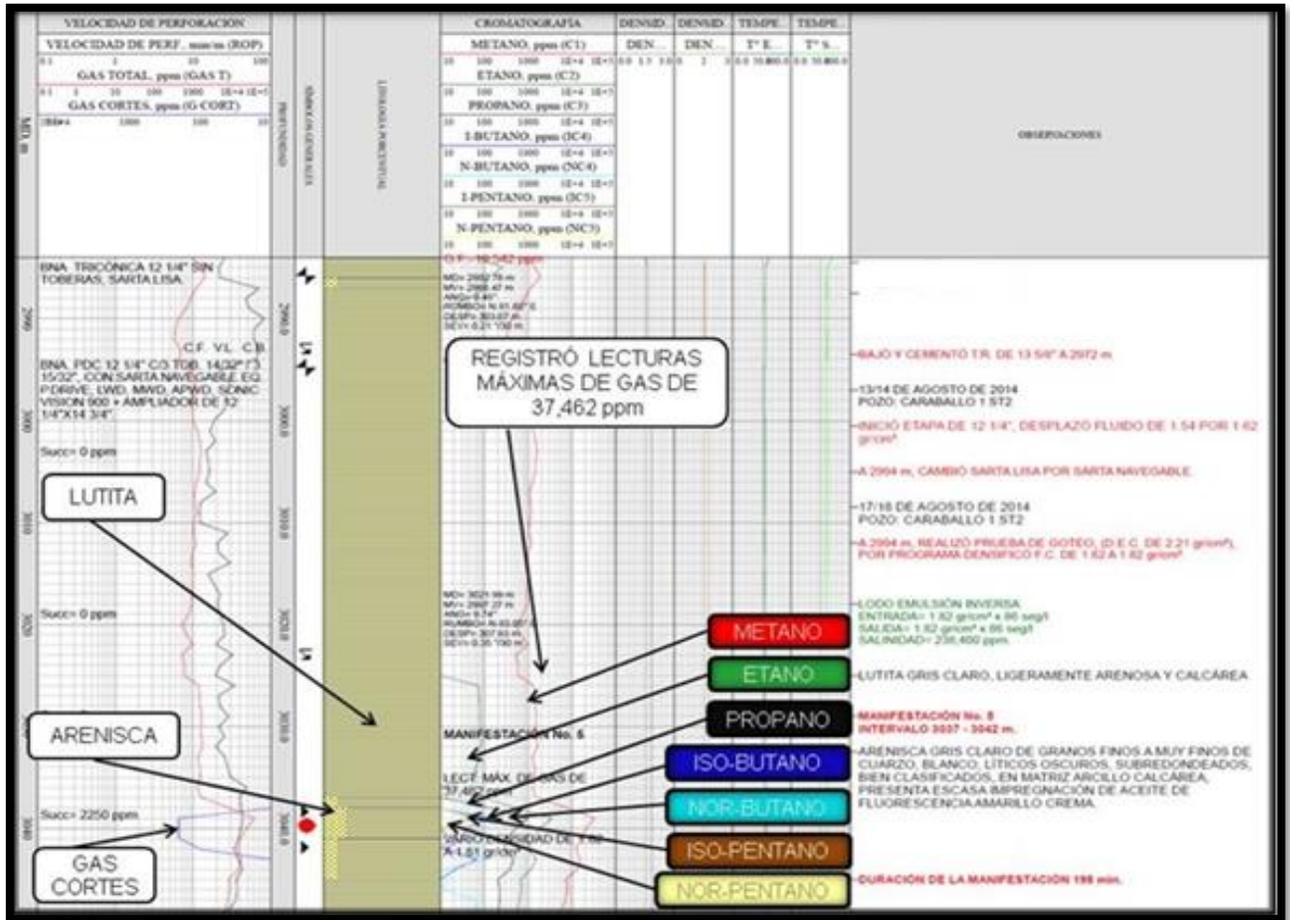
PROFUNDIDAD INTERVALO (m)	ARENISCA (%)	LECTURAS MÁX. DE GAS (unidades)	LECTURAS MÁX. DE GAS (ppm)	DENSIDAD MÍNIMA (gr/cm ³)	IMPREGNACIÓN DE ACEITE
2483 – 2488	Trazas - 20	106	10,615	Sin variar 1.47	Escasa
2680 – 2690	10 - 40	188	18,831	Sin variar 1.50	Muy escasa
2804 – 2808	20 - 60	77	7,783	Sin variar 1.50	Escasa
2885 – 2895	10 - 60	53	5,305	Sin variar 1.50	Escasa
3037 – 3042	10 - 20	374	37,462	1.82 a 1.81	Escasa
3051 – 3055	10	102	10,207	Sin variar 1.82	Escasa
3096 – 3101	20 -30	161	16141	1.82 a 1.81	Escasa
3130 – 3140	20- 30	314	31413	1.82 a 1.81	Regular
3198 – 3201	20	373	37317	1.82 a 1.80	Ligera
3458 – 3462	40	156	15626	Sin variar 1.86	Escasa
3520 – 3526	10 - 60	136	13684	Sin variar 1.87	Ligera
3603 – 3613	30 - 70	122	12152	1.87 a 1.86	Escasa
3686 – 3693	100	119	11913	1.86 a 1.85	Escasa
3797 – 3803	10 - 40	103	10304	1.86 a 1.85	Escasa
3816 – 3821	10 - 30	81	8102	1.86 a 1.85	Escasa
3822 – 3825	20	135	13488	1.86 a 1.85	Escasa
3832 – 3835	10 - 40	145	14558	1.86 a 1.85	Escasa
3860 – 3864	40	152	15133	Sin variar 1.86	Ligera
3875 – 3882	20 - 40	99	9912	Sin variar 1.86	Escasa
3892 – 3898	20	239	23954	1.86 a 1.85	Escasa
3993 – 3998	20	139	13907	Sin variar 1.86	Escasa
4256 – 4261	70 - 90	330	32984	1.90 a 1.86	Escasa

Tabla 8. Características de manifestación de gas

Una manifestación, como se abordó anteriormente, es un evento durante de la perforación y es cuando fluidos de la formación, agua o hidrocarburo, se incorporan a la columna de lodo.

Para el caso de describir una manifestación gráficamente de la tabla 6 tomaremos la 5 manifestación por representar valores más completos. (figura 19)

Figura 19. Reporte gráfico de manifestación de hidrocarburos en la parte izquierda se muestran los parámetros ROP, gas total y gas cortes comparados con la columna litológica descrita, posteriormente el comportamiento de curvas por gas y finalmente la columna de comentarios del reporte de operación.

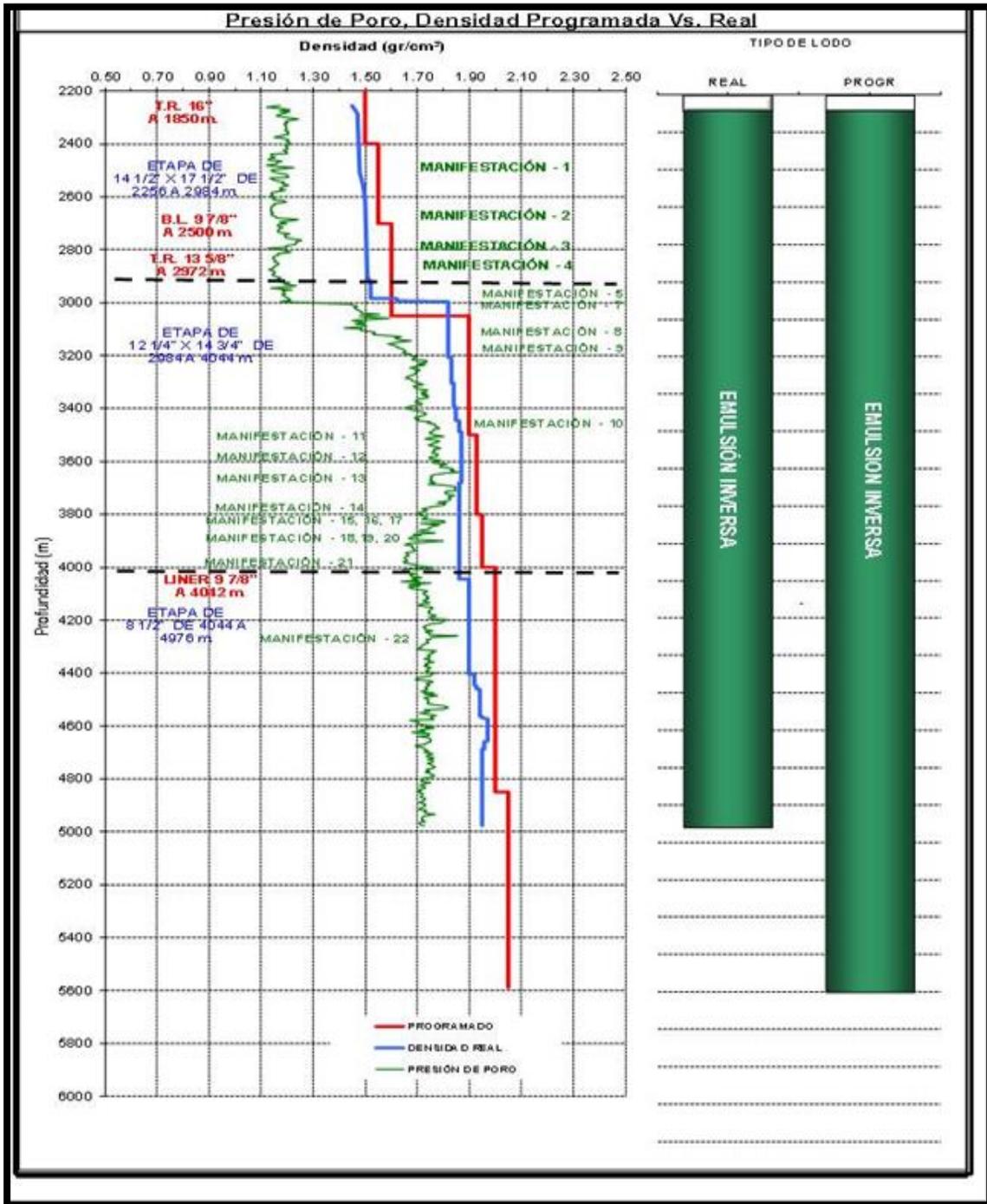


FIGUAR 19

5.4 Adquisición de parámetros indirectos.

Para el caso práctico, el cálculo de las geopresiones se obtiene, genera y actualiza en un gráfico a fin de mantener la comparación contra el programado. (Figura 20).

Figura 20. Se gráfica la presión de poro (verde), la densidad de lodo real (azul) y la densidad de lodo por programa (rojo). Señalando también las profundidades donde se tuvo alguna manifestación de hidrocarburos.



FIGUAR 20

CONCLUSIONES.

Actualmente se cuenta con muchas metodologías, para construir un pozo, con la condición de renovarse e implementar las mejores prácticas.

Es así como el registro de hidrocarburos contribuye de manera diversa a la perforación de un pozo, es decir:

Por una parte, se tiene la descripción litológica del reporte, que si bien es de carácter descriptivo, al complementarse con un tiempo de perforación (ROP) se puede dar certidumbre de que es lo que ocurre en el fondo perforado, traducido operacionalmente a desgaste de barrena por dar un ejemplo.

Con los parámetros de perforación, el saber qué es lo que ocurre en el momento y cómo actuar ante los eventos se hace más corta, siendo esta una de las más relevantes por que los tiempos de operación se traducen en costos directamente, se tiene algo de suma importancia el saber cómo actuar de inmediato cuando se presenta un evento operativo.

Adicionalmente la cabina de registro puede adquirir y procesar la información precisa para ajustar ventanas operativas para en un futuro diseñar pozos cercanos.

Finalmente, si el propósito de un pozo es conectar un intervalo productor con la superficie y de esta manera extraer el hidrocarburo, hay que cumplirlo, pero al tomar en cuenta la idea de que el pozo viene como resultado de un trabajo de adquisición sísmica, de un procesamiento e interpretación, una proyección de simulación numérica (en algunos casos supuesta) y una caracterización de yacimientos, por lo que no se tiene una seguridad es por eso que se perfora un pozo. Ahora bien, si todo el trabajo previo es adecuado y preciso con un alto estándar de calidad y el registro de hidrocarburo se realiza de manera adecuada se puede tener como resultado un intervalo productor.

RECOMENDACIONES.

Utilizar la información generada en la cabina de hidrocarburos de manera continua y actualizada constantemente se traduce en un monitoreo in situ a fin de poder supervisar la operación del pozo en todo momento y en caso de alguna eventualidad saber responder adecuadamente.

Si bien, durante el diseño de un pozo se toma información de correlación y se trabaja con columnas supuestas o parámetros interpretativos, la cabina de registro puede adquirir y procesar la información precisa para ajustar una ventana operativa. Se debe hacer de manera simultánea a la perforación y de esta manera ajustar aún más un cambio de etapa o cambio de sarta con la finalidad de mejorar la operación y con todo lo anterior asegurar desde temprano la integridad de un pozo y en el mejor de los casos recortar los tiempos operativos.

Ampliar el alcance de un registro de hidrocarburos, si bien como ingenieros tienen los conocimientos integrales para construir un pozo petrolero, también se tiene la capacidad al construir pozos de sal, agua y geotérmicos, por lo que se considera estas industrias tienen potencial para ejecutar un control del registro geológico-operacional de manera continua y bajo los mismos principios físicos.

BIBLIOGRAFÍA.

THE MUDLOGGING COMPANY MEXICO, S.A. DE C.V. "Manual de presión de poro"

DIVERSIFIELD WELL LOGGING, DTK GROUP. "Interpretación del registro de hidrocarburos", Luis de la Cruz, 2013.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION. manual técnico "formulas y tablas para trabajos de perforación y mantenimiento de pozos"

ROTENCO, S.A. de C.V. "Manual de operador básico Rotenco"

AIPM, ASOCIACIÓN DE INGENIEROS PETROLEROS DE MÉXICO, A. C., "Un Siglo de la Perforación en México".

SCHLUMBERGUER. "WEC México 2010"

Cuencas del sureste Tomo I, Rafael Sánchez Montes de Oca, septiembre, 2006.

Cuencas del sureste Tomo II, Rafael Sánchez Montes de Oca, septiembre, 2006.

Mud Logging Handbook, Alun Witthaker, Pretince-Hall, 1991.

BAROID DRILLING FLUIDS. "Manual de fluidos Baroid".

THE MUDLOGGING COMPANY MEXICO, S.A. DE C.V. "Catálogo de los sensores utilizados en el registro de hidrocarburos y parámetros de perforación".