



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA
NUCLEAR PARA LA EXPLORACIÓN Y
CARACTERIZACIÓN DE FORMACIONES”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

OLLINTZIN ANDRÉS ACOSTA GUTIÉRREZ



**DIRECTOR DE TESIS:
DR. JAIME URRUTIA FUCUGAUCHI**

México D.F.

2015

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo incondicional durante todos estos años. Sin su ayuda y comprensión no fuera logrado nunca terminar este ciclo. Gracias papá por tus consejos, tu paciencia y comprensión, me preparaste para esta vida. Gracias mamá por tu apoyo, tus desvelos y tu preocupación me permitieron continuar con mis estudios.

A mis hermanos, por sus consejos. Gracias David por siempre estar atento y aconsejarme para estudiar esta maravillosa carrera. Gracias Sandra por tus múltiples consejos, fuiste una inspiración y consejera de vida. Gracias Nayeli por ser mi hermanita y mi amiguita, de ti aprendí el temple y la determinación para lograr mis metas.

A mis amigos y compañeros de carrera, Julio César, Ernesto y Ernesto Esteban.

A mis profesores, por compartir sus conocimientos y experiencia, gracias por su tiempo y dedicación.

A mi pareja. Han sido duros estos años de estudio, gracias por tu tiempo y comprensión ante los retos que se han presentado durante esta etapa. Espero de todo corazón que los años venideros sean de tranquilidad.

A mi alma mater. Le agradezco la enorme oportunidad y preparación que me ha dado la UNAM, esperando poder retribuir en algún momento las grandes bondades que me regaló esta maravillosa institución.

A mi director de tesis. Gracias por su tiempo y su paciencia, sin su apoyo no fuera sido posible terminar este trabajo.

Registros de Resonancia Magnética Nuclear para la exploración y caracterización de formaciones.

Índice	Página
Objetivos y Alcances	VI
Resumen	VII
Introducción	IX
Capítulo I: Antecedentes de los registros geofísicos	1
• I.1 Registros geofísicos.....	1
• I.2 Clasificación de los registros geofísicos.....	2
Capítulo II: Registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN)	5
• II.1 Registros RMN.....	5
• II.2 Antecedentes de los registros RMN.....	5
• II.3 Incursión en la industria petrolera.....	7
• II.4 Principios de operación de los registros RMN.....	10
- II.4.1 Tiempo de Magnetización T1.....	10
- II.4.2 Tiempo de relajación T2.....	11
- II.4.3 Eco.....	13
• II.5 Obtención de la porosidad y permeabilidad.....	13
- II.5.1 Cálculo de la porosidad.....	13
- II.5.2 Inversión matemática de las curvas de decaimiento.....	14
- II.5.3 Ecos cortos y largos.....	15
• II.6 Modelo de fluido libre de Coates.....	16
• II.7 Modelo SDR o T2 promedio.....	18
• II.8 Aplicaciones de los registros de RMN.....	18
• II.9 Limitaciones.....	19
Capítulo III: Herramientas RMN	20



- III.1 Herramientas CMR.....21
 - III.1.2 Modo de precisión mejorada (EPM).....24
- III.2 Herramientas MRIL.....26
- III.3 Registros RMN de fondo de pozo.....28

Capítulo IV: Aplicación de Registros de Resonancia Magnética Nuclear CMR en pozos en la Cuenca de Burgos de México.....30

- IV.1 Inicio de toma de registros RMN.....30
- IV.2 Antecedentes de la Cuenca de Burgos.....30
 - IV.2.1 Antecedentes.....31
 - IV.2.2 Producción petrolera de la Cuenca de Burgos.....33
- IV.3 Análisis de la cuenca de Burgos.....34
- IV.4 Medición de la permeabilidad.....35
 - IV.4.1 Primer caso de pruebas con CMR en Cuenca de Burgos.....36
 - IV.4.2 Segundo caso de pruebas con CMR en Cuenca de Burgos.....38

Capítulo V: Aplicación de la Resonancia Magnética nuclear MRIL en el campo Samaria.....40

- V.1 Inicio de la Toma de Registros de Resonancia Magnética Nuclear.....40
- V.2 Antecedentes del Campo Samaria Terciario.....40
 - V.2.1 Producción petrolera del Campo Samaria.....41
- V.3 Análisis del Campo Samaria de Terciario.....42
- V.4 Herramienta MRIL en el Campo Samaria Terciario.....43
- V.5 Toma de Registros por la Herramienta MRIL.....43

Capítulo VI: Análisis de caso de las herramientas CMR y MRIL.....46

- VI.1 Análisis de los registros del primer caso de la herramienta CMR.....46
 - VI.1.1 Resultados.....50
- VI.2 Análisis de los registros del segundo caso de la herramienta CMR.....52
 - VI.2.1 Resultados.....55
 - VI.2.2 Análisis de resultados de la herramienta CMR.....56



- VI.3 Análisis de los registros del primer caso de la herramienta MRIL.....58
- VI.4 Análisis de los registros del segundo caso de la herramienta MRIL.....60
- VI.5 Análisis de los registros del tercer caso de la herramienta MRIL.....62
- VI.6 Análisis de resultados de la herramienta MRIL.....65

Capítulo VII: Discusión.....67

- VII.1 Herramienta CMR.....69
- VII.2 Herramienta MRIL.....70
- VII.3 Conclusiones y Recomendaciones.....72

Bibliografía.....74



Índice de tablas y figuras	Página
Tabla 2.1: Resumen histórico de los registros RMN en el siglo XX.....	8
Figura 2.1 Fases de magnetización.....	10
Figura 2.4.1.1 Fase de magnetización.....	11
Figura 2.4.2.1 Relación de amplitud con el tamaño de poro.....	12
Figura 2.2 Medición de resonancia magnética.....	12
Figura 2.5.2.1 Tiempos de decaimiento con relación al tamaño de poro.....	14
Figura 2.5.2.2 Muestra de la transformada matemática.....	15
Figura 2.5.3.1 Ecos cortos y largos.....	15
Figura 2.6.1 Relación de las distribuciones de T2 con respecto a los fluidos de la formación.....	16
Figura 3.1 Descripción simple de la herramienta de RMN.....	20
Figura 3.2 Comparativa de la herramienta CMR-200 y CMR-PLUS.....	23
Figura 3.3 Muestra de señal RMN con EPM.....	25
Figura 3.2.1 Herramienta MRIL de T2 en función de la viscosidad.....	26
Figura 3.3 Herramienta proVISION.....	28
Figura 4.2.1 Localización de la cuenca de Burgos.....	31
Tabla 4.2.1.1 Columna estratigráfica de Burgos.....	32
Figura 4.2.2.1 Histórico de producción de la Cuenca de Burgos.....	34
Figura 4.4.1.1 Registros para la identificación de las posibles zonas a estimular.....	37
Figura 4.4.2.1 Registros para la identificación de las posibles zonas a estimular.....	39
Figura 5.2.1 Localización geográfica del campo Samaria.....	41

Figura 5.2.1.1 Histórico de producción de Samaria Terciario.....42

Figura 5.5.1 Corrida de registros geofísicos tradicionales a diferentes profundidades Smaria-816, Samaria-823 y Samaria-868.....44

Figura 6.1.1 Pozo Burgos carril de resistividad con rayos gamma.....47

Figura 6.1.2 Registros de porosidad Pozo Burgos.....48

Figura 6.1.3 Registros CMR y MDT para permeabilidad.....49

Figura 6.1.4 Registro de Presión en Pozo de Burgos.....50

Figura 6.2.1 Zonas identificadas posibles productoras.....52

Figura 6.2.2 Efectos en los fluidos en las posibles zonas productoras.....53

Figura 6.2.3 Permeabilidades de CMR y MDT, saturación de gas.....54

Figura 6.2.4 Perfil de la formación ayudado con la toma de datos integrados.....55

Figura 6.3.1 Pozo Samaria-816 a la profundidad de 650 a 950.....58

Figura 6.3.2 Pozo Samaria-816 a la profundidad de 1400m.....59

Figura 6.3.3 Pozo Samaria-816 a la profundidad de 1450 a 2000m.....60

Figura 6.3.4 Pozo Samaria-823 a la profundidad de 1500m.....61

Figura 6.3.5 Pozo Samaria-823 a la profundidad de 2000m.....62

Figura 6.3.6 Pozo Samaria-868 a la profundidad de 1100 a 1600m.....63

Figura 6.3.7 Pozo Samaria-868 a la profundidad de 1600m.....64

Figura 6.3.8 Pozo Samaria-868 a la profundidad de 18.....65

Objetivos y alcance

El presente trabajo tiene como objetivo presentar de manera detallada la importancia de la aplicación de los registros geofísicos en la optimización de la producción a través de la correcta caracterización estática de los pozos petroleros, así mismo busca que sea de mayor facilidad la comprensión del funcionamiento de los registros de resonancia magnética nuclear (más adelante se referirá a estos como RMN), entendiendo al mismo tiempo el mecanismo de funcionamiento de las herramientas utilizadas y que es lo que mide en la pared de pozo.

En este trabajo se analizan los resultados obtenidos en las exploraciones de PEMEX, así mismo con los conocimientos de ingeniería petrolera adquiridos durante la licenciatura, se analizará el valor técnico de los registros RMN y su importancia en la adquisición de datos de porosidad y permeabilidad.

Se analizarán los trabajos realizados en los campos de la cuenca de Burgos y de Samaria, en donde fueron utilizadas las herramientas de resonancia magnética nuclear, tanto la herramienta CMR y la MRIL. Se seleccionaron dichos campos para ilustrar el principio de operación de cada tipo de herramienta.

Se espera demostrar que los registros RMN han sido factor decisivo en la localización, descubrimiento y optimización en la producción de hidrocarburos, así como la importancia de que los ingenieros petroleros conozcan a detalle este tipo de herramientas para la caracterización y administración de los campos petroleros.

Resumen

Los registros geofísicos son básicos en todas las etapas de producción en los pozos petroleros. En la exploración nos permiten identificar las zonas productoras, caracterizar y terminar pozos. En producción son utilizados para determinar requerimientos de reparaciones mayores o menores. Estimaciones de los parámetros físicos de la roca y los fluidos de la formación son requeridos para planear la perforación, terminación y producción.

Los registros de resonancia magnética nuclear, debido a su versatilidad permite la medición de variables de importancia para la caracterización de formaciones. Las herramientas son sensibles a los fluidos contenidos en la roca y responden a las características de los fluidos y porosidad, incluso permite estimar cuales son los móviles y cuáles son los adheridos a la roca. La resonancia magnética permite además observar parámetros que permiten calcular la permeabilidad y porosidad. En la actualidad se cuentan con dos tipos de herramientas, la CMR o Combinable Magnetic Resonance (Resonancia magnética combinable) y la MRIL o Magnetic Resonance Image Log (Registros de imagen por resonancia magnética) las cuales serán analizadas a fondo.

Los registros convencionales de porosidad de porosidad-densidad y porosidad-neutrón son sensibles a la roca y fluidos. En ocasiones no es posible observar el efecto de los diferentes fluidos, a diferencia de la resonancia magnética nuclear que observa todos los fluidos contenidos.

En el presente trabajo se documentaron dos casos de estudio en México que emplean los registros de resonancia magnética nuclear. Se seleccionaron Burgos y Samaria ya que en cada uno se utilizaron diferentes herramientas de resonancia magnética. Con el análisis realizado gracias a estas herramientas, se observaron las ventajas que brinda utilizar la resonancia magnética nuclear, así como se lograron grandes mejoras en la caracterización y optimización de la producción petrolera. Con cada uno de los casos analizados se observa la utilización de la herramienta CMR y MRIL, sus diferencias de operación y las ventajas de cada una de ellas.

Con la utilización de las herramientas de resonancia magnética nuclear se aprovecha la precesión magnética para observar diferentes fluidos a diferentes profundidades, lo cual es una ventaja ante otras herramientas, lo que hace básica el uso de esta tecnología en trabajos que requieran caracterización de la formación y la identificación de fluidos contenidos.

Introducción

La ingeniería del petróleo es reconocida por su importancia en la industria. Los hidrocarburos son de importancia para el desarrollo y mantenimiento de las sociedades actuales. Los hidrocarburos proporcionan los energéticos (combustibles, generación de energía eléctrica, etc.) necesarios para mover a la sociedad. No solo es necesario para los energéticos, gracias a esta materia prima se puede obtener diferentes materiales para el consumo humano, así como, plásticos, parafinas y aditivos, materias primas para el desarrollo de medicamentos, así como materiales para el uso en la industria de la electrónica e industria de la vestimenta.

Debido a que nuestra sociedad depende del petróleo, es necesario que dicho suministro sea constante y que se garantice la producción. Para lograr esto, los especialistas en la industria del petróleo requieren de diversas herramientas, entre ellas la recuperación secundaria y mejorada así como los sistemas artificiales de producción. Estas herramientas son de utilidad para aumentar la vida productiva de un pozo pero en ocasiones no son los ideales, hay que recordar que no todos los pozos son candidatos para este tipo de intervenciones, cada pozo es diferente y es importante tratarlo y manejarlo de distinta manera. Para aumentar la producción existen intervenciones menores y mayores en el pozo, dichas intervenciones pueden constar solo de modificaciones del aparejo de producción y también en el caso de intervenciones mayores, modificar las paredes del pozo así como cambiar la zona productora (cambio de profundidad de disparos).

En este documento se analizará una herramienta utilizada en la industria, la cual es la resonancia magnética nuclear. Mayormente usada en la exploración y caracterización de yacimientos y en la optimización de la producción de pozos petroleros. La resonancia magnética nuclear nos permite determinar permeabilidad horizontal y vertical, la cual nos suministra información para diseñar de manera óptima la profundidad de disparos y también los fluidos de terminación. Debido a la importancia de esta herramienta en la industria, se hará una descripción detallada de su utilización y se analizarán pozos petroleros en donde haya sido utilizada esta tecnología y sus beneficios.

CAPITULO I: ANTECEDENTES DE LOS REGISTROS GEOFÍSICOS

I.1 Registros geofísicos

En la industria del petróleo, a través de su historia, se puede observar los avances tecnológicos en la exploración, perforación y producción de los hidrocarburos. A principios del siglo XX, se comenzó con su explotación formalmente, con pozos literalmente en la superficie (chapopoterías). En dichos años la exploración petrolera no tenía mayor complejidad, pero al avanzar el siglo aumentó la demanda y por lo tanto se requería explorar y explotar en mayores cantidades.

Los registros geofísicos hicieron su aparición en la industria alrededor de los años de 1925, principalmente por la demanda de petróleo que comenzó a ser más alta al pasar la primera guerra mundial. Los registros primariamente se utilizaron para la exploración de yacimientos, no solo de petróleo, también se utilizaron en acuíferos, yacimientos minerales y otros depósitos de interés industrial. La importancia de los registros geofísicos recayó inicialmente en encontrar nuevas fuentes de suministro del crudo, pero al transcurrir el siglo XX la demanda siguió aumentando y con esto la necesidad de extraer mayor cantidad de hidrocarburos así como la incorporación de reservas.

La historia de los registros en la industria por lo general se divide en tres grandes etapas. La primera etapa es conocida como la etapa de introducción y aceptación de la tecnología, dicha etapa corresponde a los años de 1925 a 1945, la segunda corresponde a los años de 1945 a 1970 el cual se le conoce como la etapa de desarrollo y la tercera se le conoce como la etapa de procesado.

La primera etapa de los registros fue la introducción de las herramientas de medición de pozos, estas herramientas principalmente eran registros eléctricos (herramientas de inducción, resistividad y conductividad), las corridas eran sencillas pero su interpretación no era tan sencilla, debido principalmente que el registro entregaba unas gráficas las cuales solo los especialistas podían interpretar. En la actualidad aún se utilizan los registros eléctricos tanto en la industria del petróleo y sobre todo en la geohidrológica.

En la segunda etapa se tiene el auge de los registros geofísicos en la industria. En esta etapa se inició el desarrollo de las tecnologías de muestreo por medio de herramientas eléctricas, se convirtieron en herramientas de medición enfocada con mayor resolución. Durante esta etapa también se inició el desarrollo de las tecnologías de medición por herramientas acústicas y nucleares, dichas herramientas comenzaron con mediciones de porosidad y permeabilidad, lo cual le dio aun mayor aceptación en la industria permitiendo así la inversión de capital para mejorar estas tecnologías. A la vez que las herramientas aumentaban su resolución y propiedades que podían medir, se tuvo un desarrollo teórico y experimental que permitiría obtener mejores resultados, de mayores amplitudes y resolución.

En la tercera etapa se comenzó a implementar la tecnología computacional, además se le conoce como la etapa del procesado. Debido al avance computacional y el desarrollo de las computadoras personales las empresas fueron capaces implementar a gran escala los análisis de los registros de pozos, haciéndolo mucho más rápido y con mayor detalle. Debido a que la obtención de datos es digitalizado, la información puede ser enviada oportunamente a todo el mundo facilitando la toma de decisiones; esto en las primeras etapas de análisis era un problema debido a que las decisiones se deben tomar a tiempo.

Las tecnologías de perforación y producción se comenzaron a hacer más complejas y se tenían nuevas técnicas. Los registros geofísicos fueron utilizados para explorar y para optimizar la perforación, haciéndola más segura y eficiente; en la producción se utilizó para la optimización de los pozos y determinar principalmente las caídas de presión, obteniendo parámetros como el punto de saturación de los hidrocarburos y propiedades de la formación.

I.2 Clasificación de los registros geofísicos

Actualmente existen una gran variedad de registros geofísicos, los cuales se utilizan en las etapas de la vida productiva de los pozos, las tecnologías utilizadas son variadas dependiendo de lo que se desee medir. Algunos registros miden propiedades físicas de la roca, indirecta o directamente, otros registros miden los fluidos contenidos y de estos valores obtenidos y con ayuda de formulaciones matemáticas se logra caracterizar y

aproximar las propiedades físicas de las formaciones. En esencia los registros funcionan de la misma forma; una herramienta envía una señal hacia la formación o pozo y posteriormente la señal regresa a la herramienta (una señal alterada por la formación) y la herramienta lee lo que regresa y de esa forma consecutivamente.

Existen una gran variedad de registros geofísicos, los cuales se clasifican dependiendo su principio operacional y por lo que miden.

Registros por propiedad física a la cual operan:

- Eléctricos
- Radioactivos
- Acústicos
- Térmicos
- Mecánicos

Registros por la propiedad física:

- Resistivos
- Porosidad
- Mecánicos

En cada uno existen diferentes herramientas, capaces de obtener diferentes valores, ya sea por su resolución o por lo que se quiere medir.

En los registros resistivos se tienen dos grandes clasificaciones, registros de resistividad profunda y los registros de resistividad somera.

En los registros de resistividad profunda se tienen:

- Eléctrico
- Eléctrico Enfocado
- Doble Eléctrico Enfocado
- Inducción
- Doble Inducción

En los registros de resistividad somera se tienen:

- Micro Eléctrico
- Micro Enfocado
- Proximidad
- Micro enfocado esférico

En los registros de porosidad de igual manera se desarrollaron variedad de herramientas y sub herramientas las cuales tienen un principio de funcionamiento muy parecido pero con variaciones para obtener información diferente. Las herramientas utilizadas son:

- Sónico: Compensado, De espaciamiento largo y de Densidad Variable.
- Neutrón: Convencional, Lateral, Compensado y Doble Porosidad Compensado.
- Densidad: Compensado y de Litodensidad
- Propagación Electromagnética

En los registros mecánicos se tienen herramientas que miden en específico una propiedad, aunque existen varios modelos de las herramientas en esencia funcionan para obtener la misma propiedad. Se tienen los siguientes registros:

- Temperatura
- Desviación de Pozo
- Echados

En este trabajo se presentará la utilización de los registros geofísicos resonancia magnética nuclear (RMN), los cuales se encuentran en los registros de porosidad y son clasificados como registros de propagación electromagnética y se enfocará en la optimización de la producción de pozos, y en específico se hablará de los registros MDT y CMR. Se discutirá su tecnología, la incursión en la industria y que resultados se han obtenido al ser utilizados; se observarán casos reales en donde la tecnología fue utilizada y se concluirá con un análisis de la importancia de su utilización.

CAPITULO II: REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR

II.1 Registros RMN

La utilización de la resonancia magnética nuclear se le conoce al procedimiento de someter a ciertos objetos a un campo magnético, el cual se genera mediante un gran imán o magneto, y ayudado con algunos estímulos se logra generar la resonancia magnética de los núcleos de los átomos sometidos, al pasar el campo se devuelven señales de energía liberada la cual es leída por la herramienta; nos da como resultado la lectura de la formación y sus propiedades de porosidad y permeabilidad.

Los registros RMN o de resonancia magnética nuclear son utilizados en la optimización de la producción de pozos e incluso se utilizan en la terminación de pozos, para determinar los parámetros y con esto desarrollar mejor régimen de explotación.

La resonancia magnética nuclear o inducción nuclear como fue llamada inicialmente, fue desarrollada a finales de los años 40. Su principio de operación está basado en la respuesta de los núcleos de los átomos, particularmente los protones (de los átomos de hidrógeno se obtienen dichas lecturas), estos tienen un momento magnético el cual puede ser visualizado por la herramienta. Para obtener los valores se requiere poder medir dicha cantidad de hidrogeno, es por lo cual se tenía grandes aplicaciones en la industria, debido a que estos campos tienen una gran cantidad de hidrogeno contenido en los yacimientos.

II.2 Antecedentes de los registros RMN

En el año de 1950 Chevron desarrolló y patentó una herramienta de medición RMN, y en los años 60 corrió su primera medición de registro de RMN. Los objetivos que se tenían era cuantificar la cantidad de asfaltos en los yacimientos de California. Cuando fue comparada las mediciones con aceites ligeros y aceites más pesados con agua congénita, se observó que perdía mucha precisión debido a que el campo magnético generado se relajaba o perdía fuerza cuando este se apagaba, por lo cual su uso comercial se demoró debido a que era afectado por diversas interferencias las cuales limitaban su uso comercial. Dichas interferencias eran principalmente, el campo magnético del planeta, en ocasiones los lodos en los pozos contenían magnetita u otros materiales magnéticos que interferían en la

medición. Aunque se tenían problemas de medición en el campo, las investigaciones en laboratorio siguieron, obteniendo buenos resultados en la estimación de la permeabilidad, sobre todo en muestras de núcleo con fluido “limpios”. Estos resultados fueron cruciales para el desarrollo de las herramientas.

En el año 1984 Jackson presentó una nueva herramienta de medición basada en la resonancia magnética nuclear. Su dispositivo utilizaba un magneto permanente el cual era más fuerte que el campo magnético de la tierra, y debido a esto permitía la alineación de los protones, y además contaba con un medidor de pulsos con una antena de radiofrecuencia similar a la que fue utilizada en laboratorio.

Actualmente se tienen dos tipos de herramientas, basadas en los desarrollos de Jackson. La herramienta de la compañía Schlumberger, denominada “Combinable Magnetic Resonance” Resonancia Magnética Combinable o herramienta CMR, (Kleinberg 1992, Morris 1993 y Freedman 1997) y la herramienta “Magnetic Resonance Imager Log” Registro de Imagen por Resonancia Magnética o MRIL (Miller 1990, Prammer 1996). Aunque en principio las dos herramientas funcionan de la misma manera, la diferencia radica en las geometrías que pueden ser medidas en la formación y sobre todo el tipo de datos que obtiene cada una. Su funcionalidad recayó en que estas herramientas podían medir con alta resolución las propiedades físicas de la roca, además que lo realizaban en corto tiempo.

Aunque los registros de resonancia magnética nuclear son mayormente utilizados para la petrofísica, pueden ser útiles en proporcionar información geológica. Mientras que los registros de porosidad nuclear (porosidad densidad, resistivos, etc.) responden mayormente a la porosidad matricial, las mediciones de RMN son sensibles al tamaño de poro y, por lo tanto, responde a las propiedades de textura microscópica. Sus primeras aplicaciones, sin embargo, son para determinar porosidad total, la cantidad de agua irreductible (la cual está contenida en poros pequeños o de cierto tamaño) y para estimar la permeabilidad de la roca.

II.3 Incursión en la industria petrolera

La tecnología RMN se comenzó a utilizar en la industria a principios de los 90's, esto surgió con la necesidad de tener mejores parámetros medidos de los pozos, además de tener mayor resolución de las paredes los pozos. Previo a esta tecnología se tenían registros que tenían una limitada medición horizontal de la pared del pozo, esto dio como resultado que las empresas comenzaran a desarrollar nuevas tecnologías que les permitieran determinar y resolver el problema de producción o la mejora de la misma.

En principio los registros miden la permeabilidad horizontal y vertical, con esto se puede definir mejores perfiles de terminación de pozos y de estimulación. La herramienta permite observar con mayor detalle cómo se encuentran comunicados los poros de la roca, se puede observar también si se tienen barreras impermeables y si dichas barreras van en dirección vertical u horizontal, con el fin de diseñar un método que permita fluir al hidrocarburo hacia el pozo.

En la década pasada se dio un auge en la utilización de los registros de resonancia magnética nuclear, debido a que su resolución podía resolver problemas en la producción considerados complejos debido a que con otras herramientas era difícil observar los problemas y mucho menos se podía diseñar alguna solución para optimizar la producción.

Tabla 2.1: Resumen de la evolución del uso de los registros RMN a través del siglo XX

1946	Descubrimiento de RMN por Bloch (Stanford) y Purcell (Harvard)
1948	Russell Varian patenta el magnetómetro RMN para el campo magnético natural de la tierra
1950	Spins echo, Hahn (U. de Illinois)
1952	Russell Varian patenta los registros de pozo de RMN para el campo magnético de la tierra
1953	Bloch y Purcell ganan el Premio Nobel de Física
1954	Carr y Purcell divisan los trenes de spins-echo Harol Schwede (Schlumberger) patenta la aplicación para el magneto permanente en las herramientas de registros de pozos
1956	Descubrimiento de la reducción de la relajación del fluido en el medio poroso por Brown, Fatt, y otros.
1960	Primera medición del campo magnético terrestre con herramienta RMN- Laboratorio de investigación de Chevron y colaboradores
1960'S	Laboratorios y estudios teóricos de varias universidades y laboratorios petroleros estudian el efecto de la difusión restringida en T1, y la relación de T1 y la permeabilidad
1960'S	Muchas compañías comenzaron a ofrecer el servicio de registros de RMN comercialmente. La RMN falla en la entrega de datos avanzados; RMN gana mala reputación en la industria del petróleo.
1978	Schlumberger introduce nueva herramienta mejorada de RMN.
1978	Jackson (Los Alamos), inventa la primera técnica de registros de pulsos "inside-out" RF RMN.
1980	El Laboratorio de Los Alamos, muestra la técnica.
1983	Sustento del principio de operación la técnica de registro de Los Alamos en las pruebas API en Houston.
1984	NUMAR se formó para comenzar a comercializar los avances en la tecnología de

	<p>RMN en el área médica.</p> <p>Schlumberger comienza a desarrollar un magneto de pulsos permanente para RMN.</p>
1985	<p>NUMAR obtiene licencia para el uso patentado de “inside-out” de Los Alamos de RMN</p>
1985	<p>NUMALOG demuestra incremento de S/N para nuevos magnetos/RF construyendo un modelo a escala en laboratorio.</p>
1989	<p>Primera prueba de campo a escala real de la herramienta de registros NUMAR en el agujero de pruebas Conoco, en la ciudad de Ponca, Oklahoma.</p>
1990	<p>NUMAR anuncia la disponibilidad comercial del servicio de registros MRIL basado en la serie B de herramienta de una sola frecuencia.</p>
1992	<p>Schlumberger comienza con las pruebas de campo de herramienta de RMN tipo patín.</p>

II.4 Principios de operación de los registros RMN

Para observar una señal de RMN, el primer paso es magnetizar los fluidos de la formación aplicando un campo magnético estático. La herramienta de registro RMN está equipada con un poderoso magneto permanente que crea un campo magnético en la roca de formación en los alrededores del pozo. El hidrógeno contenido en el aceite, gas, y salmuera que rellenan el espacio poroso de la roca se comportan como imanes microscópicos. El momento magnético del núcleo del hidrogeno se alinea en la dirección del campo magnético aplicado provocando la creación de una magnetización neta o polarización en la formación. Lo que mide la herramienta son dos cosas principalmente:

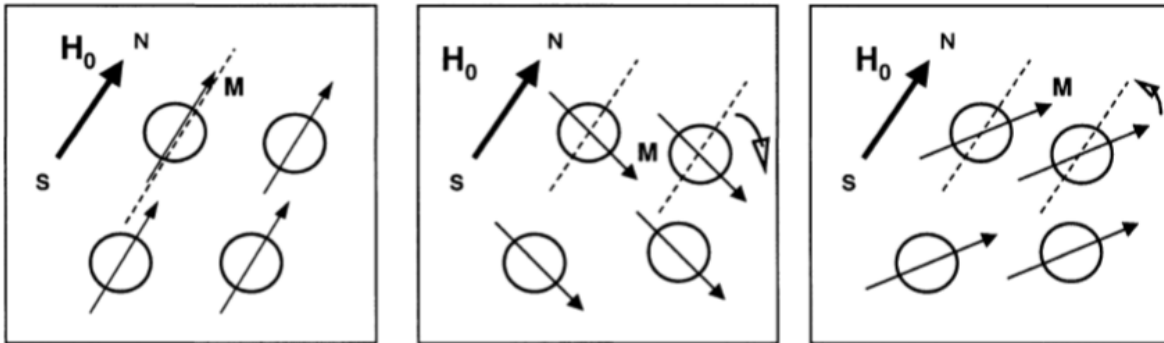
Relajación Longitudinal (denominado comúnmente T1)

Relajación Transversal (denominado T2)

1) Estado sin alterar

2) Transmisión del Pulso

3) Medición de la señal



H_0 – Campo magnético estático; M – Momento magnético del núcleo

FIGURA 2.1: Fases de magnetización

II.4.1 Tiempo de magnetización T1

El tiempo requerido para alinear el núcleo del hidrogeno a través de la dirección del campo magnético aplicado, se refiere como la dirección longitudinal, es caracterizado por una relajación de longitudinal y tiempo, denotado por T1. En la práctica, una distribución de T1 es requerido para describir el proceso de magnetización. Para aceite crudo pesado, el logarítmico se refiere a que la distribución de T1 es inversamente proporcional a la

viscosidad y puede variar desde unos milisegundos o incluso para aceites más pesados puede variar muchos segundos y para aceites de baja viscosidad. Para rocas saturadas de agua, la interacción superficial es usualmente dominante y da un mecanismo para estimar el tamaño del poro y el acomodo de los poros que está dado por la distribución de T1. (Allen et al., 1997)

En la siguiente imagen se muestra una gráfica común de tiempo T1 y T2 en donde M es la magnetización y t es el tiempo. La línea roja representa a T1, que es el tiempo de magnetización.

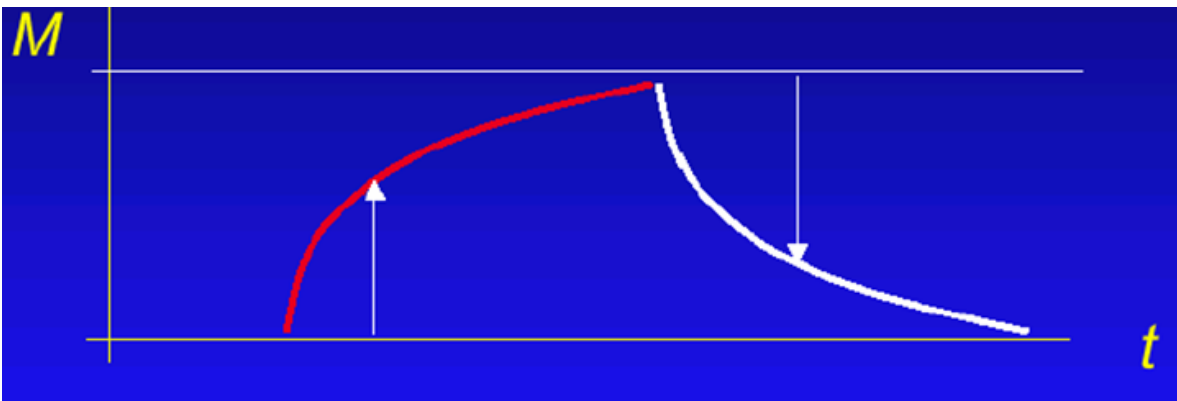


FIGURA 2.4.1.1 tomada de Coates, Halliburton,

II.4.2 Tiempo de relajación T2

Los protones alineados se inclinan para formar un plano perpendicular al campo magnético estático. Estos protones inclinados tienen un movimiento de precesión en torno a la dirección del fuerte campo magnético inducido. En su movimiento de precesión, los protones crean campos magnéticos oscilantes, que generan una señal de radio. Debido a que la señal decae rápido, es necesario ser regenerada mediante la aplicación de una secuencia de pulsos de radiofrecuencia. Los protones en precesión a su vez generan una serie de pulsos de señal de radio, o picos, conocidos como ecos. La velocidad con la que tarda en decaer o que pierde su alineación (precesión), se denomina tiempo de relajación transversal T2. En la imagen se observa la envolvente de los ecos, que muestran señales cortas para poros pequeños y señales largas para poros grandes

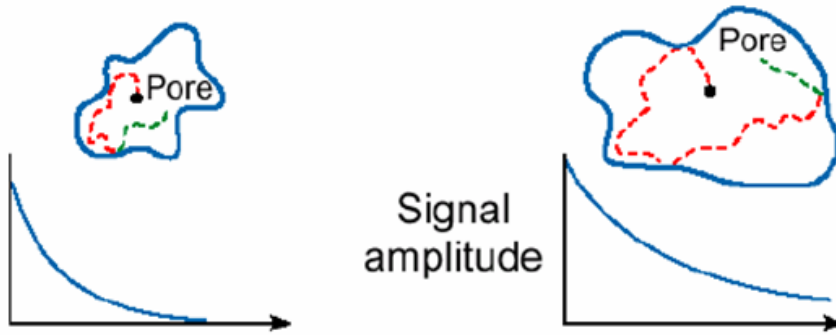


FIGURA 2.4.2.1 Relación de amplitud con el tamaño de poro

El tiempo al cual el núcleo del hidrogeno está expuesto al campo magnético estático está referido como el tiempo de polarización o tiempo de espera. Previo al tiempo de espera, el núcleo del hidrogeno está orientado aleatoriamente y esta etapa se le conoce como la magnetización neta cero en la formación.

Durante el tiempo de espera, la magnetización nuclear crece exponencialmente llevándolo a su valor de equilibrio (M_0). La porosidad, el tipo y volúmenes de fluido lo determina M_0 . Un tiempo de espera igual a tres veces al T1 más largo produce una magnetización igual al 95% de M_0 . Si el tiempo de espera usado es demasiado corto, la porosidad medida de RMN total puede ser bajo estimada a la verdadera porosidad de la formación. Largos tiempos de espera produce una reducción en la velocidad de registro, pero se requiere realizarlo de esta manera para formaciones con aceite y gas de baja viscosidad.



Ruido del ambiente electromagnético

Pulsos de oscilación actual

Señal recibida

FIGURA 2.4.2.2: Medición de resonancia magnética

II.4.3 Eco

Posterior al tiempo de polarización, un tren de pulsos de radio frecuencia (RF) es aplicado. Entre los pulsos de RF, la señal de RMN es grabada, utilizando la misma antena que fue usada para transmitir los pulsos. La señal de RMN es observada entre cada par de pulsos consecutivos, también llamado un “eco”. En una medición RMN típica es requerido varios miles de ecos para un periodo el cual dura aproximadamente un segundo. Las amplitudes de los ecos son proporcionales a la magnetización neta en el plano transversal (transverso al campo magnético estático), el cual va decayendo durante el proceso de la medición. Es la relación del decaimiento de la magnetización transversal la que nos da la información útil referido a los fluidos y sus alrededores.

Las amplitudes utilizadas comúnmente en el campo son de 16, 64 y 256 milisegundos, esto se hace con el fin de obtener los diferentes diámetros de garganta de poro, debido a que cada amplitud de radio frecuencia puede detectar las diferentes señales de eco provenientes de la formación, dependiendo del tamaño de poro, de esta manera se toman en cuenta los diferentes diámetros de poro que se pueden encontrar y a su vez se determina la permeabilidad y porosidad promedio de la formación.

II.5 Obtención de la porosidad y permeabilidad

Las herramientas de resonancia magnética nuclear no miden en sí la porosidad pero pueden obtener parámetros que permitan el cálculo de la misma, además dichos parámetros han resultado ser de muy buena certidumbre es por eso que su utilidad en los últimos años ha sido de gran importancia.

II.5.1 Cálculo de la porosidad

Como se mencionó anteriormente el tiempo de magnetización T1 nos permite observar el comportamiento de la formación, dado a su tiempo que tarda en ser alterada su estado inicial.

Para la obtención de los parámetros requeridos es necesario observar las gráficas de magnetización-tiempo, de esta gráfica se puede observar los tiempos de relajación T2, pero de dicha gráfica se obtiene el aproximado de la porosidad, los ecos que se obtienen dan un promedio de caída de la magnetización pero para obtener el tamaño de poro es requerido hacer una transformada matemática.

II.5.2 Inversión matemática de la curva de decaimiento

Este procedimiento se lleva a cabo cuando ya se tienen las gráficas de decaimiento a diferentes radiofrecuencias, esta grafica muestra los ecos que fueron obtenidos y el desfase muestra cantidad de poros de dicho tamaño. En cada una de las gráficas se aplica la transformada para la obtención de la gráfica de contenido de fluidos o distribución de poros, recordando que cada radiofrecuencia logra observar los poros de diferentes tamaños. La ecuación para aplicar la transformada es: $y = \varnothing * e^{-t/T2}$

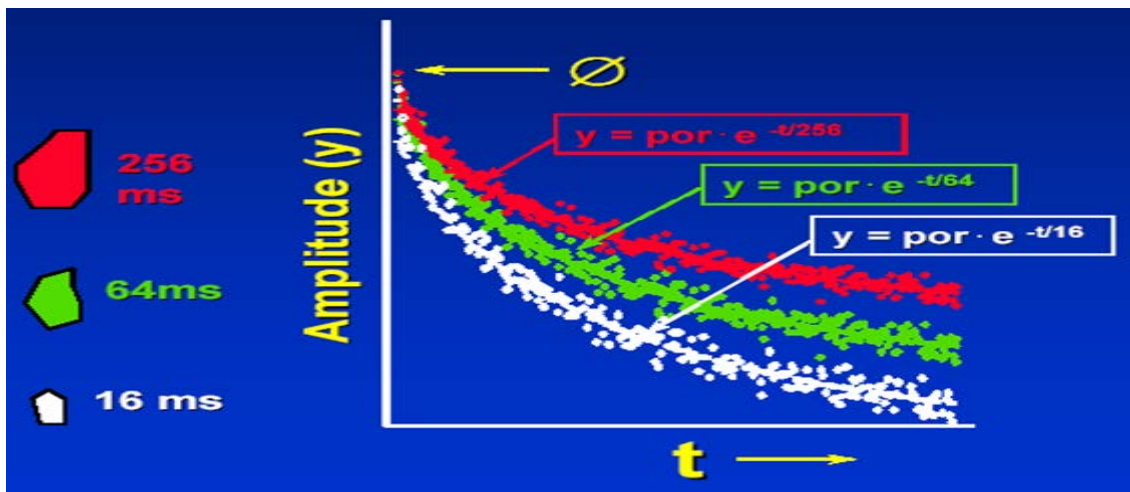


FIGURA 2.5.2.1 Tiempos de decaimiento con relación al tamaño de poro

En la imagen anterior se puede observar el T2 con los diferentes ecos de radiofrecuencia, el cual nos indica los diferentes tamaños de poros que podemos encontrar en la formación pero para determinar la distribución de poros y por lo tanto los fluidos contenidos se requiere aplicar la transformada, en donde la gráfica queda de la siguiente manera.

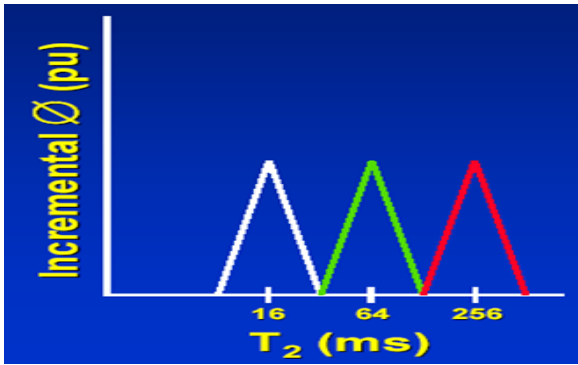


FIGURA 2.5.2.2 Muestra de la transformada matemática del T2

De esta gráfica se pueden observar la cantidad de fluidos encontrados en la formación, debido a la resonancia magnética de los materiales, se sabe que en la zona de 16ms se encuentran arcillas secas y la matriz de la formación, en la zona de 64ms se encuentran por lo general agua inmóvil y arcillas húmedas, y en la zona de 256ms se encuentran agua móvil e hidrocarburos, es decir que es la zona de interés. Así de esta manera determina si se tiene hidrocarburos en la formación, a su vez ayudado por la porosidad obtenida de los ecos en el tiempo de decaimiento.

II.5.3 Ecos cortos y largos

Así como ha sido explicado, la herramienta emite ecos de determinada radiofrecuencia para obtener diferentes parámetros, pero estos ecos llevan un espaciamiento determinado dependiendo de las necesidades del operador, pero es necesario llevar a cabo diferentes espaciamientos entre los ecos debido a que dichas señales pueden discriminar ciertas zonas que en otros espaciamientos de eco podrían ser observados.

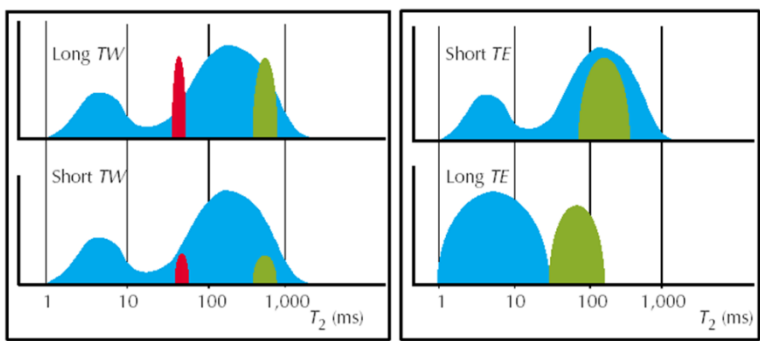


FIGURA 2.5.3.1 Ecos cortos y largos

En donde T_w es el tiempo de polarización o magnetización y TE es el espaciamiento de los ecos, cuya envolvente es el tiempo de decaimiento.

II.6 Modelo de fluido libre de Coates

Con la gráfica de decaimiento T_2 se puede determinar la porosidad promedio, incluso el tamaño promedio de poro. Pero además con esta gráfica se puede determinar la cantidad de fluidos adheridos y los fluidos libres de la formación. La utilización de la distribución T_2 para identificar los componentes de fluidos en los yacimientos de areniscas.

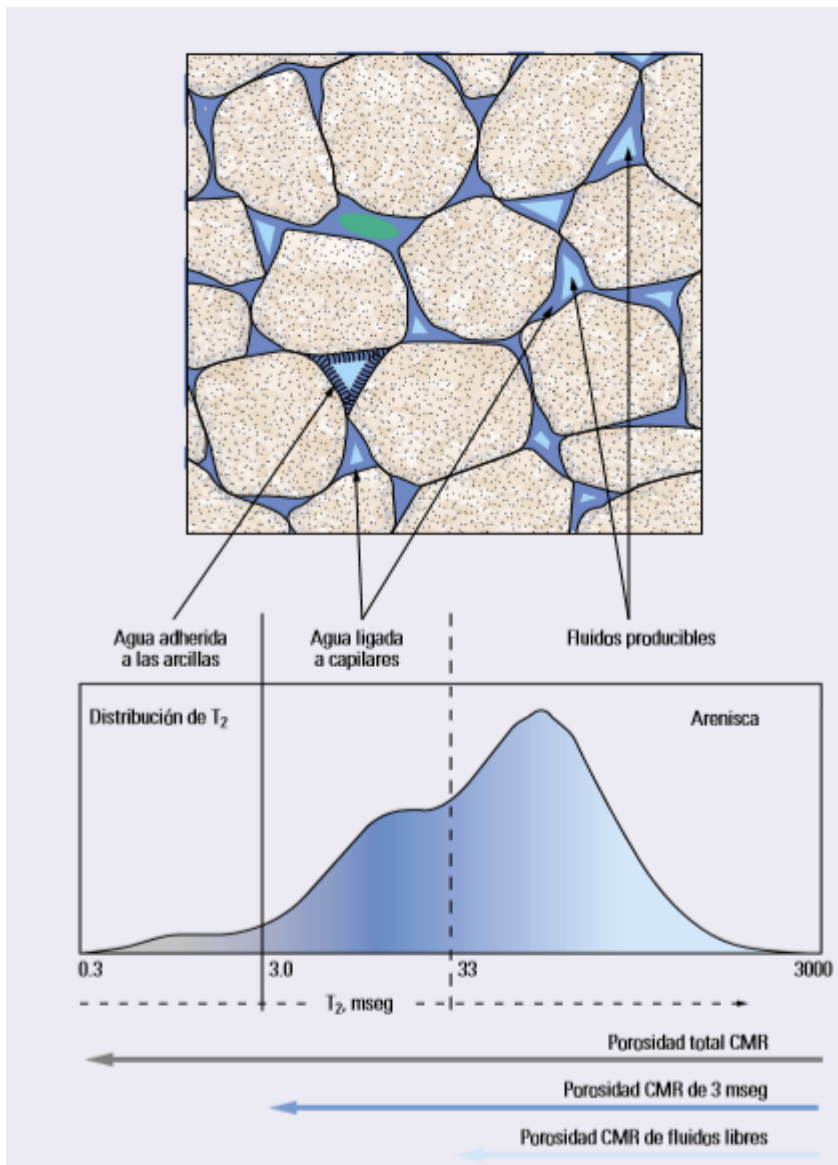


FIGURA 2.6.1 T_2 con respecto a los fluidos en la formación.

Los fluidos a producir serán el agua libre y las acumulaciones de petróleo (en la imagen 2.6.1 Son los de color azul claro y verde) alojado en los poros más grandes. El agua libre y el petróleo se aportan de los componentes de T2 más largos. El agua ligada a los capilares (azul oscuro) se mantiene adherida a los granos de arena por tensión superficial y no se podrá extraer. El agua adherida a las arcillas (negro) tampoco se producirá. Los componentes con T2 más cortos provienen del agua irreductible, esta agua se encuentra más estrechamente adherida a la superficie de los granos.

Con esta información obtenida de los tiempos T2 es posible calcular la permeabilidad de la formación, dicho modelo recurre a los fluidos contenidos y su movilidad para calcular una permeabilidad, esta permeabilidad es la que se utiliza como resultado de mediciones de la herramienta de resonancia magnética nuclear.

El modelo de Coates es el siguiente:

$$k = \left[\left(\frac{\phi}{C} \right)^2 \left(\frac{FFI}{BVI} \right) \right]^2 \dots\dots\dots \text{Ecuación (1)}$$

Dónde:

ϕ es la porosidad promedio

C es la constante de la formación

FFI es el volumen de fluido libre (Free Fluid Volume)

BVI es el Agua irreductible (Bulk Volume)

Con estos parámetros es como se obtiene el valor de permeabilidad de la formación. Existen otras versiones de la ecuación de Coates ajustada a la herramienta utilizada pero el principio de cálculo y parámetros son los mismos.

II.7 Modelo SDR o de T2 promedio

Otro método utilizado para la obtención de la permeabilidad promedio es el método de SDR o también conocido como T2 promedio, debe su nombre debido a que se utiliza una media geométrica de la distribución de T2. Este método también entrega valores aceptables de la permeabilidad pero al no tomar en cuenta los fluidos en su distribución, es menos exacta que la de Coates, pero aun es utilizada como medio de comparación de valores obtenidos. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$k = a T_{2gm}^2 \phi^4 \dots\dots\dots\text{Ecuación (2)}$$

Dónde:

T2gm es la media geométrica de la distribución T2

“a” es un coeficiente que depende del tipo de formación

II.8 Aplicaciones de los registros RMN

La resonancia magnética nuclear tiene variadas aplicaciones en el campo de la geofísica, principalmente en la obtención de valores de porosidad, pero además tiene la capacidad de dar valores muy acertados sobre la porosidad total de la formación y la distribución de poros. Además de la medición de porosidad, la herramienta es capaz de ayudar en la obtención de:

- Medición de la porosidad total de la formación y distribución de poros
- Mediciones de volumen de fluido y agua irreductible, así como la porosidad secundaria en carbonatos
- Medición de porosidad independiente de la litología
- Estimación de la permeabilidad de la roca (debe ser calibrada con muestras para poder ser aplicado)
- Detección y evaluación de la cantidad de gas
- Estimación del volumen de arcilla

- Cálculo y evaluación más precisa de la saturación de hidrocarburos y su viscosidad

II.9 Limitaciones

Se ha hablado de manera extensa sobre el funcionamiento de la tecnología, pero como en todo tipo de procedimientos, siempre se tendrá ciertas limitantes o problemas del uso de diferentes técnicas en las caracterizaciones de yacimientos.

Uno de los problemas que presenta la tecnología, el cual hay que tener presente en todo momento, es que las herramientas son afectadas por la temperatura, en todo momento debe ser considerado la temperatura de fondo del pozo antes de lanzar corridas o en todo caso obtener registros de temperatura a la par de la corrida de la RMN.

La salinidad en la mayoría de las herramientas presenta dificultades para el operador debido que altera la señal, a tal grado que en formaciones muy salinas puede aparecer positivos de hidrocarburos, por lo tanto para evitar confusiones debido a estas formaciones y fluidos, los operadores lanzan corridas de muestreo dinámico para saber qué tipo de fluidos contiene la formación.

Pozo deslavado o invadido, este problema representa un reto debido a que cuando un pozo deslava ciertas zonas y otras se mantienen intactas, se puede perder la línea de corte de T2 lo que puede representar dificultades para el reconocimiento de fluidos y porosidad.

Los pozos entubados y revestidos, debido a que el material utilizado es hierro para la tubería de revestimiento, esto no permite el uso de la herramienta. La afinidad magnética puede propiciar pegamiento de la herramienta a la tubería, además que el hierro distorsionaría toda medición realizada, por lo cual esta tecnología debe ser usada en pozos descubiertos exploratorios paralelos a los pozos productores para así lograr medir formaciones en donde ya se tengan pozos en producción.

CAPÍTULO III: HERRAMIENTAS RMN

Desde que los registros de resonancia llegaron al mercado de servicios petroleros, han aparecido diversas herramientas, capaces de medir las propiedades petrofísicas de la formación, variando en su composición, técnica de medición y resolución.

Las herramientas de obtención de datos de porosidad y permeabilidad tienen ciertos rangos de funcionalidad y se debe prestar especial atención en el tipo de formación y fluidos contenidos, para evitar obtener resultados que puedan dar positivo en la existencia de hidrocarburos en ciertas zonas que no los contengan. De igual manera en los registros de resonancia se debe prestar atención en los posibles fluidos contenidos para ajustar las lecturas; pero esto se vio disminuido desde que las empresas observaron la posibilidad de tener lecturas de mayor precisión ajustando la potencia y dimensiones de las herramientas a utilizar. Esto llevó al desarrollo de dos herramientas que permiten lecturas con menor ruido y mayor penetración hacia la formación. En este capítulo hablaremos de las herramientas que existen en el mercado, su evolución en el tiempo, sus especificaciones técnicas y sus ventajas.

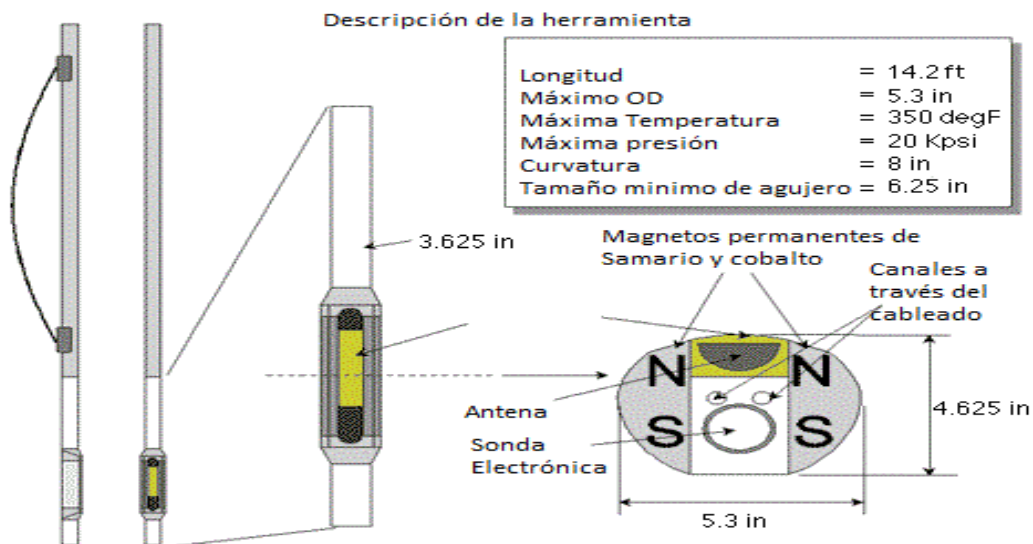


FIGURA 3.1: Descripción simple de la herramienta RMN

A lo largo de la carrera por desarrollar mejores tecnologías de obtención de registros geofísicos, surgieron muchas alternativas y tipos de herramientas. Cuando el uso de los magnetos con mayor fuerza magnética fueron introducidos, se lanzaron al mercado dos

tipos de herramientas, de las cuales sus variaciones solo radica en el tipo de magneto, el acomodo de las piezas, y el tamaño de dichas herramientas.

Las dos herramientas encontradas en el mercado son; La herramienta de Resonancia Magnética Combinable o CMR y la “Magnetic Resonance Imager Log” o MRIL por sus siglas en inglés.

III.1 Herramientas CMR

En el año de 1995 la empresa Schlumberger introdujo una nueva herramienta basada en la Resonancia Magnética nuclear, dicha herramienta era la CMR-A, la cual permitía mediciones de porosidad efectiva, el volumen de fluido ligado (BFV) y en general la permeabilidad.

La herramienta de Schlumberger consiste en dos magnetos de samario y cobalto, cada uno con una longitud de 30 cm de largo, además se utiliza una antena cilíndrica, la cual se coloca hacia la roca (de frente), dicha antena genera la oscilación del campo magnético, el cual es proyectado directo a la roca. Los dos campos magnéticos son substancialmente perpendiculares hacia el volumen de roca a examinar, lo cual se extiende cerca de 2.5 cm dentro de la formación. La antena es usada tanto como un transmisor y como receptor. Se cubre la antena con un polímero resistente y es la única superficie al exterior de la herramienta que no es metal. Materiales metálicos no pueden ser utilizados en esta área debido a que podría retener la transmisión y la recepción del campo magnético.

Todas las herramientas utilizan un transmisor y receptor de radio frecuencia para medir el eje spin, posteriormente se grava la señal electromagnética emitida por los protones así como van regresando a su dirección de spin original. El transmisor opera a la frecuencia Larmor, la cual depende de la fuerza del magneto permanente de la herramienta. En una herramienta CMR, para hidrogeno, es de 3.8 MHz.

La herramienta CMR-200 introdujo avances de electrónica que permiten tener mejor resolución y menor ruido de las señales recibidas. Gracias a las herramientas de CMR-200 se detectó que al reducir el espaciamiento de los ecos, a menor rango de 200 milisegundos

se podía mejorar la calidad de las mediciones petrofísicas, inclusive se pudo medir la porosidad total.

A partir de todas estas mejoras fue factible desarrollar herramientas de adquisición de registros como la herramienta CMR-Plus, con capacidad para obtener registros a velocidades de hasta 730 m/h, a esta velocidad se tiene la capacidad de obtener la porosidad total, con una velocidad de 1100 m/h se pueden obtener los datos de los fluidos ligados, a estas velocidades se observa que se tienen velocidades entre tres a cinco veces más que las herramientas CMR-200.

La ubicación de los imanes y los resortes para generar el campo de lectura permanecen en la misma posición, la antena de igual manera se encuentra localizada en el mismo lugar, las variaciones principales entre la CMR-200 y la CMR-Plus es la longitud de los imanes de cada uno; los imanes de la herramienta CMR-Plus son de 30 pulgadas a comparación de los imanes de la herramienta CMR-200 que son de 12 pulgadas. Con la colocación de imanes de mayor longitud, permite que la herramienta pre polarice los átomos de hidrógeno, y con esto las lecturas se lleven a cabo con mayor velocidad, lo cual aumenta las velocidades de perfilaje hasta de 3600 (pies/hora).

La herramienta CMR-Plus tiene 15.6 pies de largo y pesa 450 libras. El diseño del patín con bajo perfil, permite operar en pozos con diámetros de solo 5 1/8 pulgadas. Además le fue equipado una nueva secuencia de pulsos de adquisición, la cual se le llamó modo de precisión mejorada, la cual permite aumentar la relación señal ruido y mejorar las mediciones de alta precisión y es utilizado para evaluar yacimientos.

La herramienta CMR-PLUS incluye variadas mejoras con respecto a la herramienta CMR-200. Los cambios mas representativos son el diseño de un imán con un campo prepolarizado mas extenso, que permite aumentar las velocidades de perfilaje hasta 1097 m/h en ambientes en donde la relajación es muy rápida. Las exigencias del campo (principalmente en zonas marinas) obligaron a las empresas a desarrollar metodos, en la cual fuera factible la medición, utilizando el menor espacio posible. La herramienta CMR-PLUS es una herramienta compacta, de bajo peso, y es extremadamente resistente a las presiones y temperaturas a la que es sometida, tiene 4.8 m de largo y pesa 204 kg. Los

pozos de mayor profundidad por lo general tienen diámetros menores a las 7 pulgadas, debido a esto es necesario contar con herramientas que puedan movilizarse con facilidad en estos ambientes; esta herramienta cuenta con las dimensiones apropiadas para ser operada en pozos con diámetros de hasta $5\frac{7}{8}$ de pulgada.

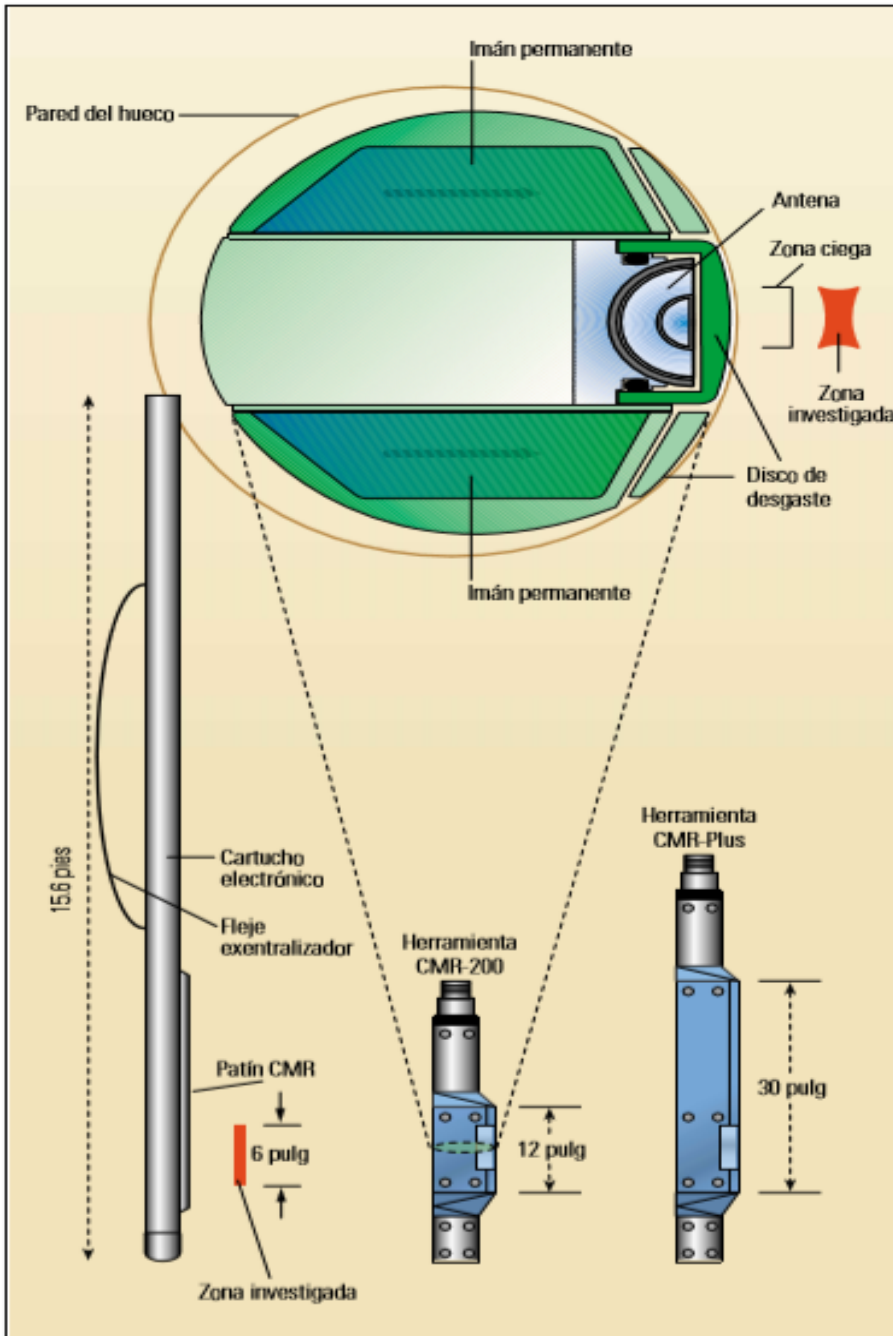


FIGURA 3.2: Comparativa de la herramienta CMR-200 y CMR-PLUS

Funciona apoyada contra las paredes del pozo por medio de un aro descentralizador, también está equipado con una antena corta direccional, ubicada entre dos imanes optimizados, su medición de la herramienta CMR abarca verticalmente 6 pulgadas (15cm) y hasta 1.1 pulgadas (2.8cm) dentro de la formación. Esta configuración de la herramienta permite lecturas de la formación en la dirección vertical con gran resolución.

Los llamados “ruidos” en el subsuelo obligaron a los desarrolladores de la herramienta crear nuevas maneras de medir lo desado limpiando así las señales obtenidas. Estos ruidos presentan un verdadero reto en el momento de la interpretación de los registros. En los registros CMR-200 se obtenían demasiadas curvas que no tenían sentido y se veía afectado además con la presencia de aguas subterráneas. En la herramienta CMR-PLUS se desarrolló una nueva secuencia de pulsos, llamada modo de precisión mejorada o EPM por sus siglas en inglés, al añadirse al paquete de adelantos electrónicos, permite aumentar la relación señal-ruido y mejorar las mediciones de alta precisión para evaluar los yacimientos.

Para comprender el gran adelanto que representó la herramienta CMR-Plus es necesario hablar mas sobre la tecnología de medición que utiliza.

III.1.2 Modo de precisión mejorada (EPM)

La medición en EPM es una secuencia de adquisición por pulsos y ecos de Carr-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG), destinada a aumentar la precisión de la medición de T2 corta, o señal del fluido adherido. La medición en EPM comprende una secuencia de pulsos, con un tiempo de espera prolongado, que mide todos los componentes de T2, seguida de una serie de secuencias con tiempo de espera reducido, optimizadas para los componentes tempranos de T2 correspondientes a los poros pequeños. Las secuencias de tiempo de espera corto se apilan o acumulan para disminuir el ruido de la medición, con lo cual se obtiene una mayor precisión en los datos de ecos tempranos. Esto aumenta la precisión en las mediciones del volumen de fluido adherido y la porosidad total CMR.

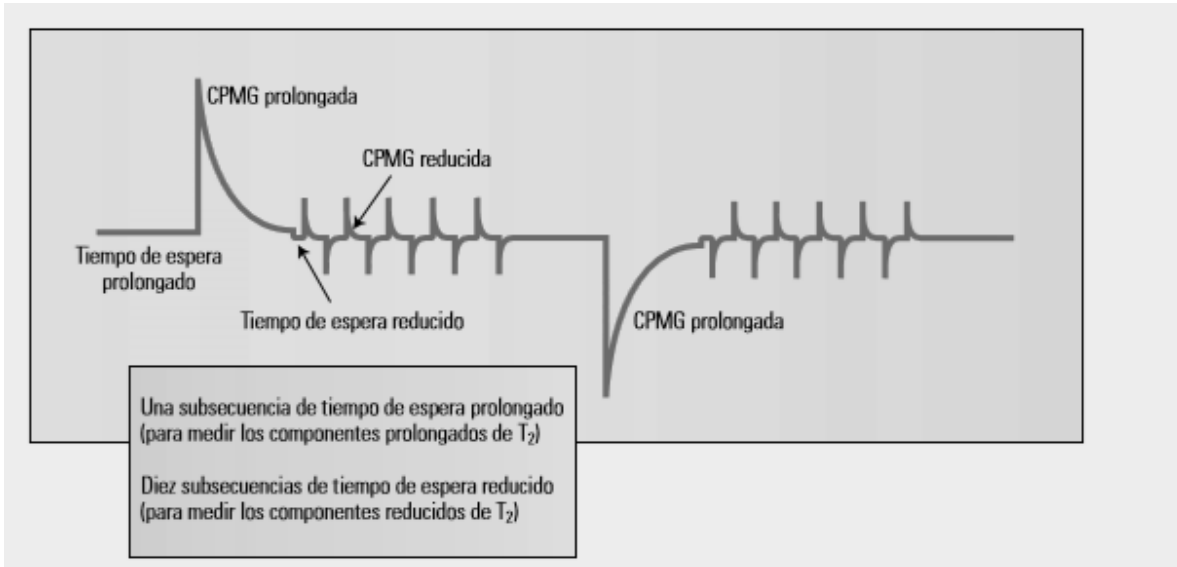


FIGURA 3.3: Muestra de señal RMN con EPM

Dadas las especificaciones de las herramientas CMR permitió a los ingenieros obtener información de alta precisión de forma muy rápida, lo cual dio como resultado que se pudiera determinar la productividad de los pozos. Dicha productividad se estimó a través de los resultados de los registros CMR, estos registros mostraron si algunas zonas se encontraban con agua irreductible y por lo tanto se observó que en estos pozos no se produciría demasiada agua, por lo tanto el pozo sigue siendo productivo.

Como es sabido muchas regiones presentan altas complejidades para su producción y en el pasado muchas habían sido consideradas improductivas debido a su complejidad de producción, las herramientas de resonancia permitieron solucionar dicho problema y se pudo determinar que ciertas regiones que habían sido consideradas para abandono o que ya habían sido abandonadas fueran sido estimulados y regresaron a operación.

En América del Sur un registro obtenido de la herramienta CMR-Plus dio como resultado, que en una zona, donde aparentemente se tenía alta saturación de agua resultaba irreductible y por lo tanto, tal zona produciría hidrocarburos libres de agua. Con anterioridad, el operador había evitado disparar esta zona durante el proceso de desarrollo del campo. A

partir de la nueva información, se abrió la zona y produjo gas seco, con lo cual se agregaron 20000 MMpc a las reservas de gas.

III.2 Herramientas MRIL

Halliburton a través de su subsidiaria NUMAR, desarrolló la herramienta de imágenes por Resonancia Magnética MRIL, que incorpora un imán largo permanente para crear un campo estático lateral en la formación.

La herramienta MRIL genera campos magnéticos en dos direcciones: uno paralelo a su eje de forma estática, B_0 , el otro transversal al eje, B_1 , de tipo variable originado por pulsos de radiofrecuencia (RF) periódicos. En relación con dichas direcciones, la herramienta efectúa dos pasos repetitivos

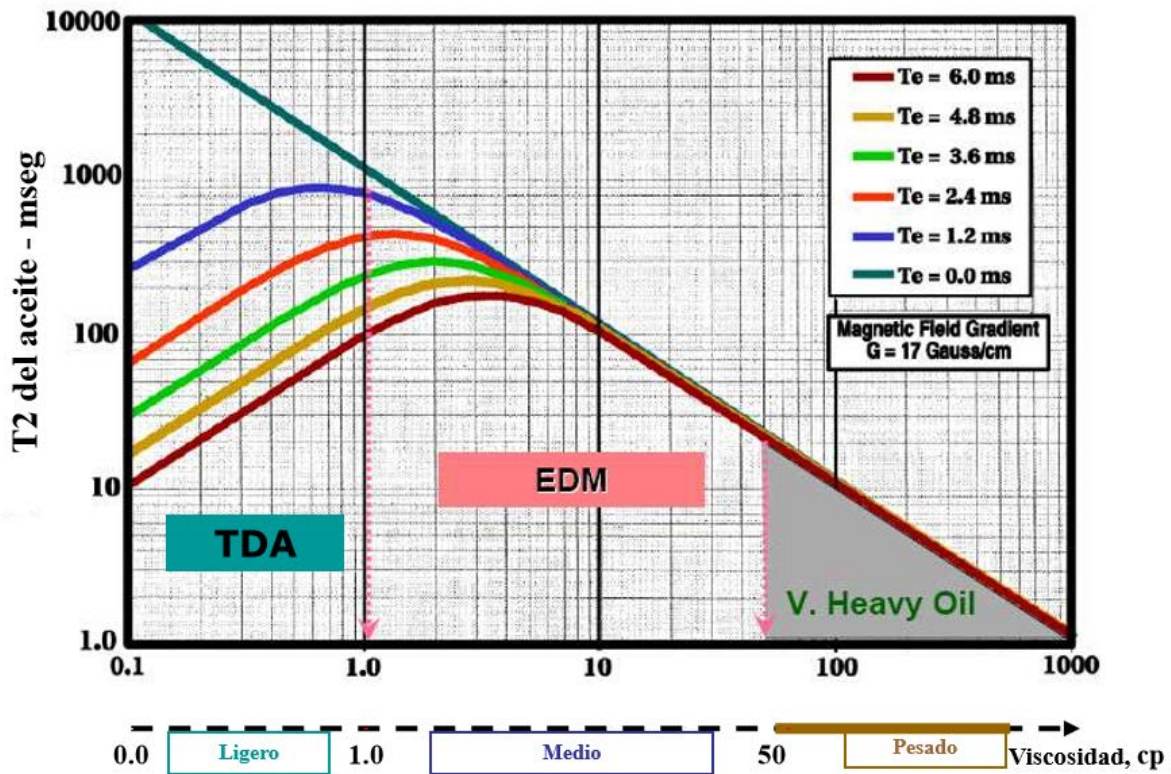


FIGURA 3.2.1: Herramienta MRIL de T_2 en función de la viscosidad.

Orientar (magnetizar, polarizar) los spines del hidrógeno paralelamente a B_0

Reorientar los spines en dirección al B_1 (a 90° del B_0) mediante los pulsos de RF.

Al igual que la herramienta CMR, la herramienta MRIL mide los tiempos T1 y T2, pero además registran parámetros para controlar la adquisición de datos.

Esta herramienta se corre en la parte central del pozo y el volumen de medición consiste de una cápsula resonante cilíndrica y concéntrica de 61 cm de longitud y aproximadamente 1 mm de espesor. El diámetro promedio de la cápsula resonante es de unos 40 cm y se determina por la frecuencia de operación de la herramienta. Con pozos con un diámetro de 25.4 cm puede alcanzar una profundidad de investigación de 7.6 cm. Cuando se cuenta con una elevada profundidad de investigación, es posible reducir la sensibilidad a la rugosidad en muchos huecos.

La última versión de la herramienta desarrollada por NUMAR es la MRIL-Prime, que incorpora mejoras que permiten aumentar la velocidad y la eficiencia del perfilaje. Está equipada con imanes prepolarizadores de 1 metro, ubicados por encima y por debajo de la antena, lo cual permite registrar hacia arriba y hacia abajo, y ofrece una capacidad de medición con multicápsulas de nueve frecuencias. Cada cápsula de medición se puede programar con una secuencia de pulsación diferente, y la medición se puede alternar entre las distintas cápsulas a través del cambio de frecuencia. La variación total en la profundidad de investigación de las nueve cápsulas, es de aproximadamente 2.5 cm. La operación multifrecuencia permite realizar una medición de la porosidad total y adquirir datos multiparámetros con diferentes secuencias de pulsado por cápsula.

Esta herramienta se encuentra disponible en dos tamaños. El diámetro estándar de esta herramienta es de 6 pulgadas, mide 16 m de largo y pesa 680 kg. Existe una variación de esta herramienta que básicamente está diseñada para ser más liviana, la cual tiene un diámetro de 12 cm, mide 15 m de largo y pesa 590 kg. Estas herramientas por su diseño permite obtener registros en pozos de $5\frac{7}{8}$ pulgadas hasta de $12\frac{1}{4}$ pulgadas de diámetro. La velocidad de perfilaje en ambientes con tiempo de polarización reducido, es de 440 m/hr y de 213 m/hr para la versión más liviana de la herramienta.

III.3 Registros RMN de fondo de pozo

A finales de la década de los 90's se comenzó el desarrollo y la comprobación en el campo de la medición durante la perforación. Se conjuntó la tecnología de geo navegación en tiempo real llamado proVISION, en el año de 2001 capaz de obtener mediciones de RMN precisas, de alta resolución, bajo las adversas condiciones en la perforación de un pozo. Estas tecnologías conjuntas permiten obtener mediciones que incluyen porosidad independiente de la mineralogía, volumen de fluido ligado, volumen de fluido libre, permeabilidad, detección de hidrocarburos y distribuciones de T2.

Con los recientes desarrollos en el área de registros de RMN durante la perforación (LWD), más aplicaciones en el campo petrolero se han hecho viables. El desarrollo de la tecnología de RMN (LWD) delgado (slimhole), se ha expandido el rango de diámetros a los cuales es aplicable, los tamaños de agujero va desde 10 5/8 pulgadas hasta 5 3/4 de diámetro.

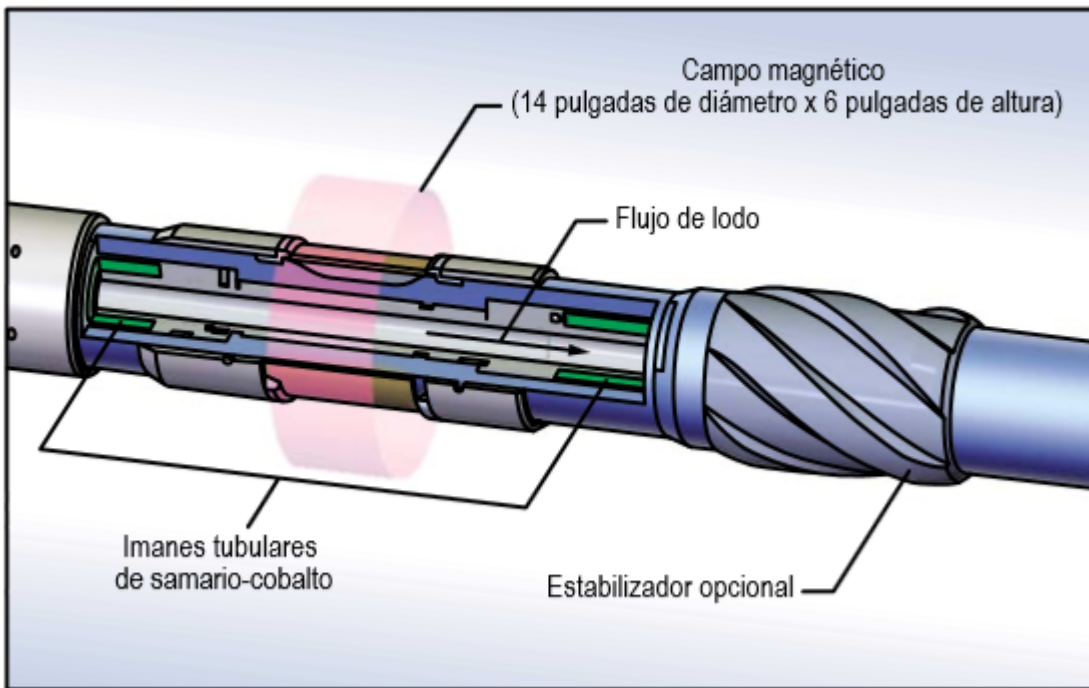


FIGURA 3.3: Herramienta proVISION

El diseño de la herramienta proVISION está hecho para ser alojado dentro de un collar de perforación (porta barrena) de 11.3m de largo y 17.1 cm de diámetro, el diámetro externo

de la herramienta es de 19.7 cm. Cuando se configura sin salientes exteriores (mejor conocidos en la industria como recalques) y con bandas de protección fijas.

Las conexiones telemétricas en ambos extremos del arreglo de la herramienta permiten la configuración para cualquier sección de un arreglo de fondo de pozo. La herramienta funciona a turbina, en vez de utilizar una batería que le proporciones energía, y puede operar con regímenes de flujo de entre 1136 y 3028 L/min.

CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR CMR EN POZOS EN LA CUENCA DE BURGOS

IV.1 Inicio de toma de registros RMN

Como es bien sabido en la industria del petróleo es necesario efectuar variadas pruebas y evaluaciones para determinar si posibles zonas productoras realmente serán de beneficio o serán zonas conflictivas con pocas ganancias o nulas. En los capítulos anteriores se habló sobre los registros de resonancia, cuál es su funcionamiento y la manera en que mide los datos en la roca. En este capítulo se discutirá la eficiencia de estos registros, por qué dichos registros se utilizan y cuáles son los resultados que dan al ser utilizados en el campo.

En México como en otras partes del mundo la declinación de la producción es consecuencia de la continua producción y la baja anexión de reservas. En la primera década del siglo XXI México experimentó un declive de producción significativo, esto ya lo señalaban los especialistas en la materia, por lo cual PEMEX (operadora nacional de México) tomó cartas en el asunto en sus pozos que ya mostraban declinación de producción. En los siguientes capítulos se consideran los pozos que fueron analizados por registros de resonancia magnética nuclear (junto con otros registros que son utilizados comúnmente en los análisis de fondo de pozo) y se discutirá la eficacia para obtención de dichos resultados, al final se hará un análisis profundo sobre lo discutido y valores de permeabilidad que las herramientas hayan logrado obtener.

IV.2 Antecedentes de la Cuenca de Burgos

La cuenca de Burgos se encuentra en el noreste de México y comprende gran parte de la zona Norte del estado de Tamaulipas, así como regiones de los estados de Nuevo León y Coahuila. Colinda al Norte con Estados Unidos, al Oriente con el margen del Golfo de México.

La zona de interés se encuentra en 34 municipios (12 en Tamaulipas, 12 en Nuevo León y 10 en Coahuila)

Dicha Cuenca contiene espesores de sedimentos de hasta 9000 m correspondientes a estratos de Mesozoico Superior y del Terciario, geológicamente equivalentes a las areniscas

Queen City, Vicksburg, Wilcox y Lobo, estas formaciones resultaron ser productivas justo al norte, en la Cuenca de la Costa del Golfo del sur de Texas, EUA.

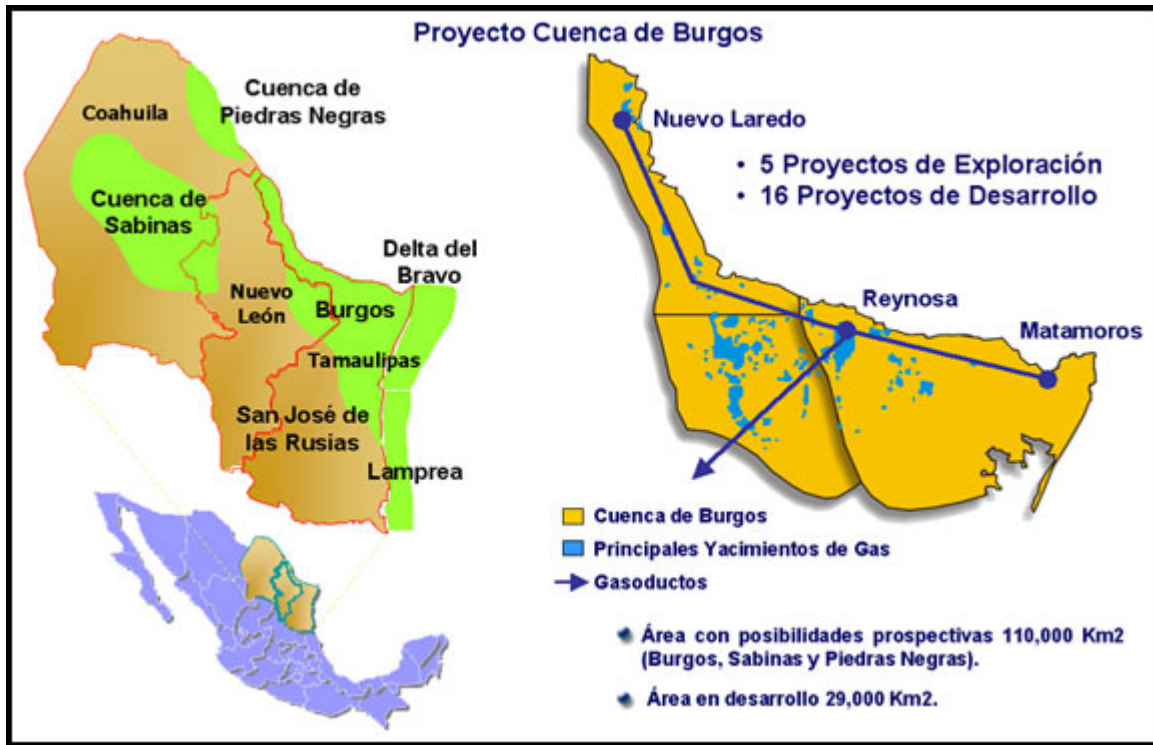


Figura 4.2.1: Localización la cuenca de burgos (obtenida de

IV.2.1 Antecedentes

Entre los años de 1920 a 1930 se comenzaron los trabajos de prospección petrolera en esta zona, se realizaron los estudios geológicos correspondientes y con la perforación de pozos exploratorios se determinó que la Cuenca de Burgos es una zona productora. Posteriormente se establecieron los campos productores:

- La Presa
- Rancherías
- Lajitas
- Laredo

En la imagen 4.2.2 se muestra las formaciones del Cenozoico en la Cuenca de Burgos. El registro tipo indica la respuesta geofísica característica de las formaciones. Secuencias mostradas como progradaciones de arenas en términos relativos y su fuente de providencia

CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR CMR EN POZOS EN LA CUENCA DE BURGOS

fluvial de los ríos Bravo, Houston y Nazas y Aguanaval. Las progradaciones de arenas promueven la abundancia de roca almacén, la abundancia de arcillas actúan como sellos y roca generadora, y los plays petroleros muestran su importancia de acuerdo al tamaño circular.

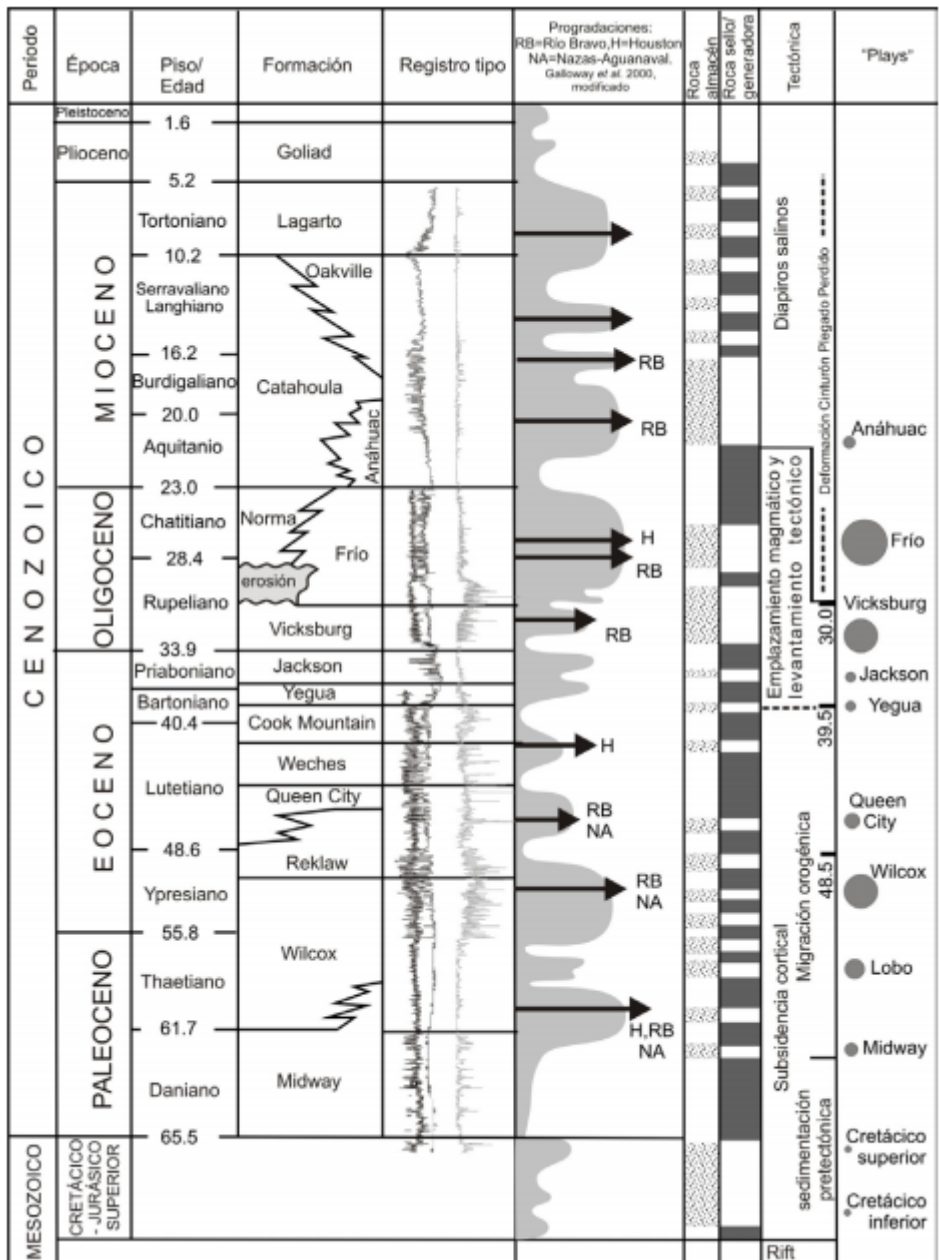


FIGURA 4.2.1.1: Columna Estratigráfica de Burgos

No es hasta el año de 1939 en el cual inicia trabajos Petróleos Mexicanos de exploración y es hasta el año de 1945 en donde los esfuerzos y trabajos de exploración son recompensado con el descubrimiento comercial de gas y condensado en areniscas del Oligoceno, en el pozo Misión 1, ubicado a 30 kilómetros al nor-noroeste de la ciudad de Reynosa, Tamaulipas. Debido al éxito conseguido la operadora nacional intensificó la actividad exploratoria y se obtuvieron nuevos descubrimientos, anexando nuevos campos productores. Es hasta el año de 1965 cuando la Cuenca comienza oficialmente su producción. A principio de los años setentas es cuando se alcanza una producción máxima de 670 millones de pies cúbicos diarios de gas, mostrando posteriormente una declinación progresiva hasta los primeros años de la década de los noventa

IV.2.2 Producción petrolera de la Cuenca de Burgos

En México se tienen cuatro cuencas que producen gas no asociado, el mayor volumen de producción se obtiene de la Cuenca de Burgos. Estudios revelaron que esta cuenca podría contener hasta 515000 millones de m³ de gas no asociado. El proyecto Burgos cubre una superficie aproximada de 120000 kilómetros.

La cuenca de Burgos aporta desde el 2000, el 21 por ciento en promedio de la producción total nacional de gas; el objetivo de este campo es continuar siendo el más importante productor de gas no asociado para PEMEX Exploración y Producción (PEP).

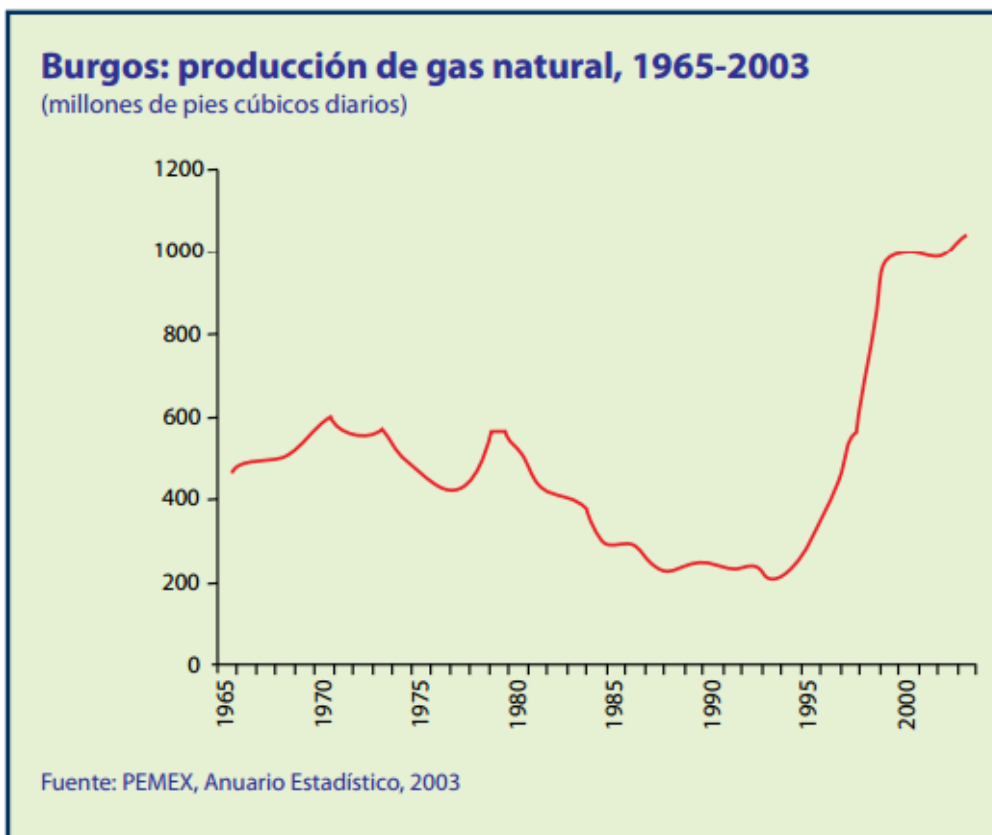


FIGURA 4.2.2.1 Histórico de producción de la Cuenca de Burgos

IV.3 Análisis de la Cuenca de Burgos

Debido a que la Cuenca de Burgos es la principal productora de gas dulce no asociado de México y ante la declinación de producción en enero de 1994, PEMEX organizó un equipo de especialistas para calcular el potencial de producción remanente y las reservas de gas recuperables de esa cuenca. El equipo determinó las medidas que la compañía tendría que llevar a cabo para seguir trabajando en forma rentable.

La primera dificultad encontrada es la geología de la zona. Los yacimientos en estos sedimentos siliciclásticos de baja permeabilidad son pequeños y se encuentran acomodados en compartimientos pequeños a causa de la presencia de fallas. Cada compartimiento debe ser considerado por separado, con diferentes propiedades petrofísicas y propiedades que varían en función de la profundidad. En esta compleja geología, las formaciones con problemas de pérdida de circulación y alta presión plantean serios desafíos a los perforadores. La mayor parte de los pozos son perforados hasta alcanzar profundidades de

2900 a 3000 m, y luego son terminados y fracturados hidráulicamente. Su productividad inicial es alta pero declina rápidamente.

Para mantener y mejorar la producción PEMEX lanzó una licitación pública para el desarrollo de este proyecto, el cual contemplaba duplicar la producción y anexar nuevas reservas de gas no asociado. Dicho proyecto para aumentar la producción fue ganado por la compañía Schlumberger IPM, compañía que presta servicios a PEMEX. El proyecto contempló la perforación de diversos pozos y además la identificación de nuevas zonas productoras, entre las actividades a resaltar dentro de la optimización de la producción, fue la toma de registros que ayudaran al equipo de trabajo a identificar los posibles intervalos productores, dichos registros fueron de gran utilidad para identificar las zonas disparadas.

IV.4 Medición de la permeabilidad

El objetivo de PEMEX no fue solo aumentar la producción de dicha cuenca, además fue la anexión de nuevas reservas de gas no asociado y mantener a la Cuenca Burgos como la principal productora de dicho hidrocarburo.

La producción proveniente de las formaciones de la Cuenca de Burgos ha sido mejorada mediante la aplicación de métodos más precisos de caracterización de yacimientos gasíferos y a través de la utilización de esta información para la optimización de las terminaciones de pozos. Estas pruebas se llevaron a cabo con herramientas de medición dinámica, obtenida con probadores de formación operados con cable, los datos de porosidad y permeabilidad fueron obtenidos a través de herramientas de resonancia magnética nuclear.

Como es bien sabido, los valores de porosidad y permeabilidad son de gran importancia para la toma de decisiones (además de otros valores como son las caídas de presión, fluidos contenidos, tipo de formación, etc.), con dichas mediciones confiables se puede llevar a cabo decisiones cruciales para la optimización de la producción. Estas propiedades de la formación contribuyen a mejorar el modelado de estimulación y el diseño de las fracturas hidráulicas.

Al anexar la toma de registros que contemplen la adquisición de la permeabilidad y porosidad se mejora la calidad de valores obtenidos en el campo y ayuda a la optimización integrada de la producción, con esto se reduce los costos operacionales y aumenta la eficiencia porque permite la terminación de las capas gasíferas más productivas de cada pozo solamente.

IV.4.1 Primer caso de pruebas con CMR en Cuenca de Burgos

Los mejores candidatos para la optimización de producción ayudada con herramientas de resonancia magnética nuclear, fueron los pozos de la Cuenca de Burgos, varios pozos de dicha cuenca tienen múltiples capas de areniscas gasíferas. Litológicamente hablando, las zonas del yacimiento corresponde a areniscas arcillosas con granos finos a muy finos de cuarzo y feldespatos, fragmentos de rocas ígneas, arcillas y micas. Con ayuda de las pruebas de permeabilidad con resonancia magnética se determinó los valores de 0.05 a 5 mD (mili-Darcys), debido a estos valores tan bajos de permeabilidad se hace necesario su fracturamiento hidráulico.

La práctica habitual en este tipo de pozos con múltiples zonas de posible producción y baja permeabilidad, consiste en probar entre cinco y seis capas, con resultados improductivos. La terminación implica un promedio de 35 días por pozo, incluyendo pruebas, estimulación y taponamiento de las zonas improductivas, que suelen ser la mayoría. Para estos pozos en la Cuenca de Burgos, se llevó a cabo la evaluación integral de la formación, la cual incluye diversas pruebas de registros petrofísicos, más las mediciones de la herramienta de Resonancia Magnética Nuclear, utilizando las herramientas comerciales de Resonancia Magnética Combinable (CMR) y el Probador Modular de la Dinámica de la Formación (MDT) las cuales son cruciales en la identificación de las zonas más adecuadas para la terminación (imagen 4.4.1.1).

CAPÍTULO IV: APLICACIÓN DE REGISTROS DE RESONANCIA MAGNETICA NUCLEAR CMR EN POZOS EN LA CUENCA DE BURGOS

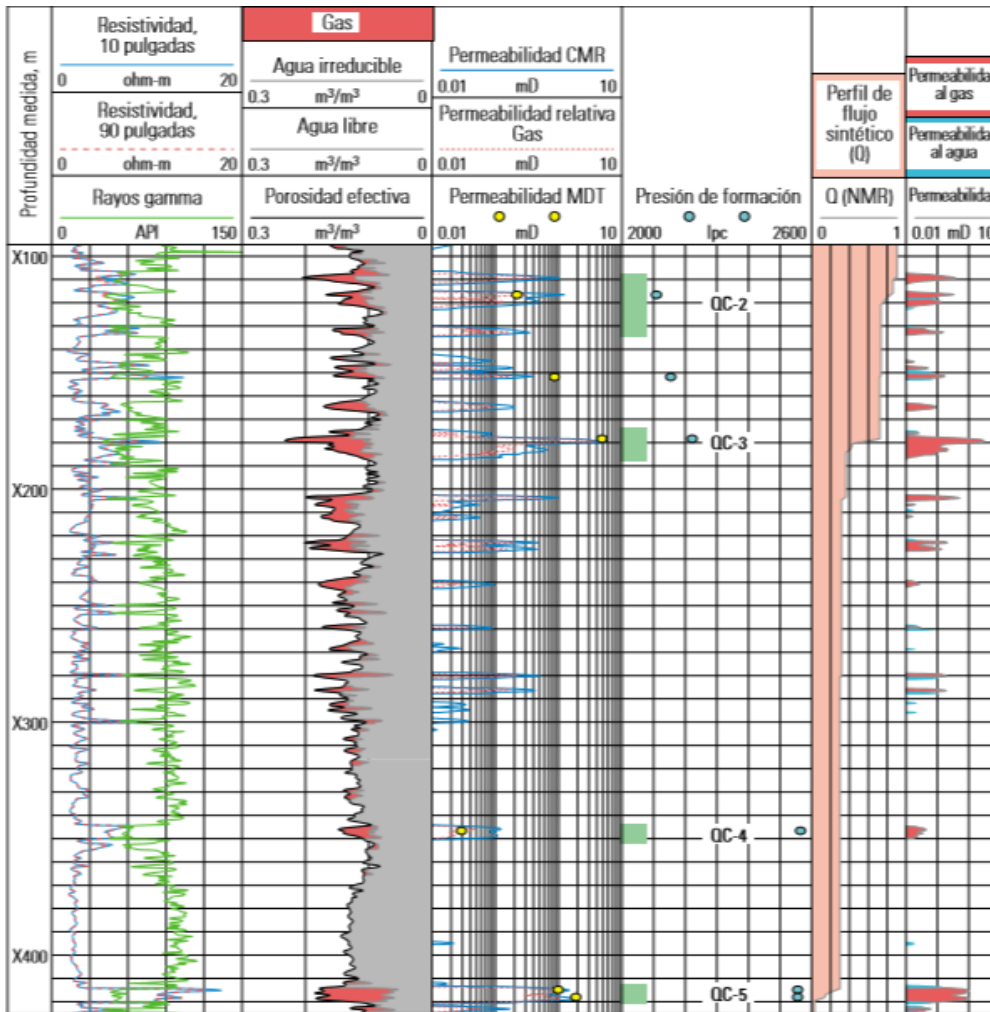


FIGURA 4.4.1.1: Registros para la identificación de las posibles zonas a estimular

En la imagen anterior se puede observar el conjunto de pruebas o mediciones que son tipo para la determinación de las zonas productoras o más permeables y posibles contenedoras de hidrocarburos. Este conjunto de registros son una estrategia utilizada por la empresa contratada para el análisis de la zona.

En el primer carril se puede observar las pruebas correspondientes a las de resistividad de 10 y 90 pulgadas, las cuales muestran ciertas alteraciones y además se puede observar la medición de radioactividad por rayos gamma. Las herramientas de resistividad muestran mayor alteración resistiva a profundidades más someras, hay que recordar que esta herramienta es sensible a los fluidos contenidos en la formación, así como también a ciertos materiales conductivos que se puedan encontrar en la misma. Los fluidos más conductivos

por lo general son las aguas congénitas las cuales son muy salinas, los fluidos hidrocarburos son más resistivos; en las zonas marcadas por QC-2, QC-3, QC-4 y QC-5, son las zonas en donde se identificaron anomalías que podrían indicar presencia de hidrocarburos.

En el carril cuatro se pueden observar las pruebas de medición de presión de formación, en las cuales se observa grandes anomalías de presión en las mismas zonas marcadas, en conjunto con los registros de resistividad se observa posibles presencias de gas en estas zonas.

IV.4.2 Segundo caso de pruebas con CMR en Cuenca de Burgos

En este caso se habla de un pozo exploratorio. La interpretación convencional de registros y la evaluación de formaciones basada en las altas resistividades y el cruzamiento de las curvas de los registros de porosidad-neutrón y porosidad-densidad resultó poco valiosa al intentar identificar el yacimiento productivo dentro de las areniscas gasíferas finamente estratificadas. Para dar resultados de mayor fiabilidad se utiliza la herramienta CMR, debido a que esta responde al espacio poroso, proporciona una indicación de los volúmenes gasíferos más confiable que las obtenidas en otras mediciones. Para este caso la herramienta CMR identificó zonas productivas continuas de mayor espesor que las indicadas por la técnica de cruzamiento. La zona más gruesa, con espesor de 3 metros, fue probada con la herramienta MDT. Las permeabilidades calculadas a partir de las mediciones MDT mostraron una estrecha correlación con las permeabilidades derivadas del promediado de los resultados CMR de alta resolución, y alcanzaron un promedio de 10 mD a través de toda la zona. La buena correlación existente entre las estimaciones de permeabilidad derivadas de la herramienta CMR y las obtenidas con la herramienta MDT en esta zona generó confianza en los ingenieros debido a la permeabilidad de 6 mD derivada de la herramienta CMR solamente en una zona más somera.

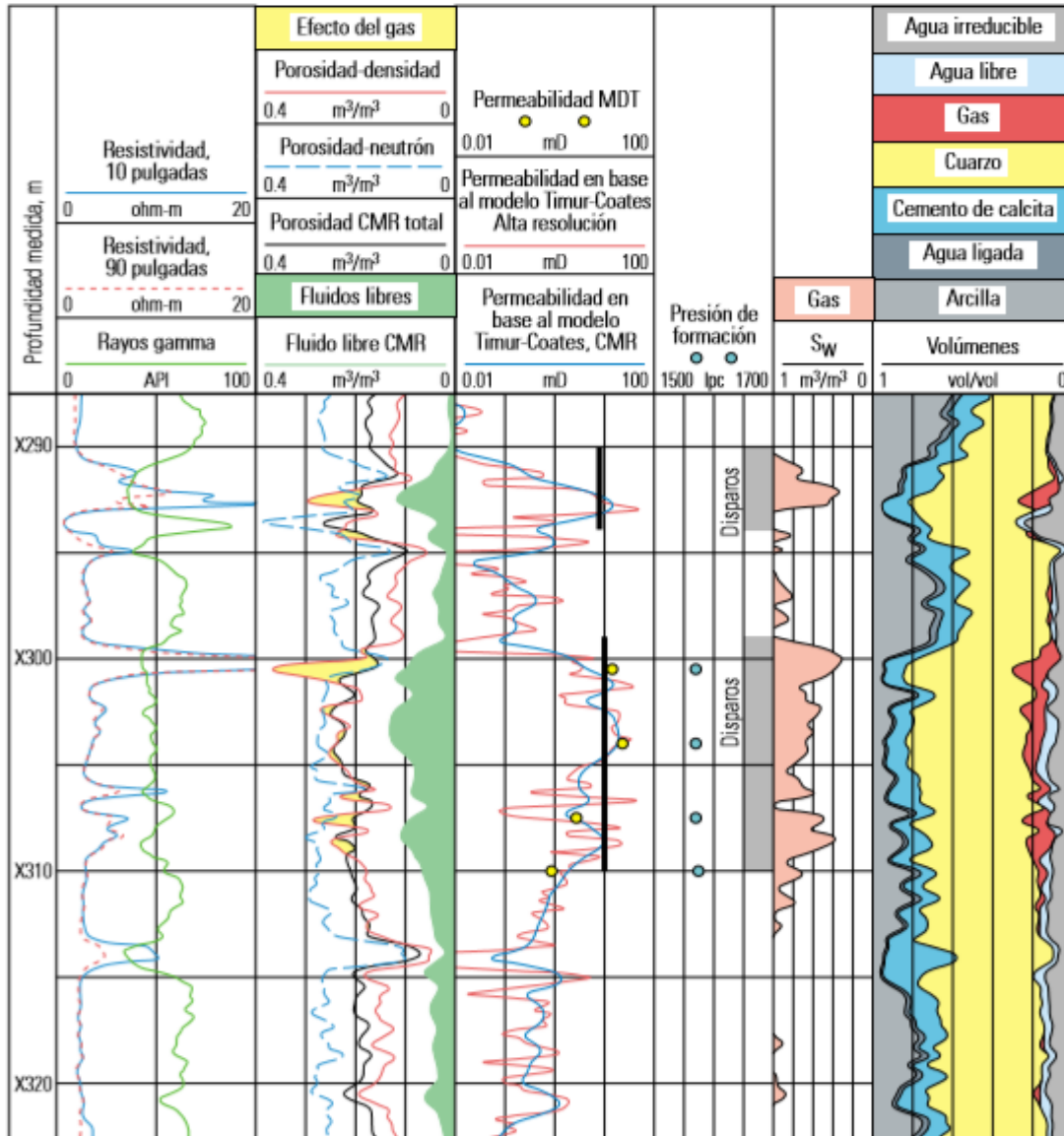


FIGURA 4.4.2.1: Registros para la identificación de las posibles zonas a estimular

El pozo exploratorio en el que la interpretación convencional de registros subestima el potencial de producción. Las resistividades altas (carril 1) y el cruzamiento densidad-neutrón (sombreado amarillo, Carril 2) identifican algunas fajas delgadas de areniscas gasíferas.

CAPÍTULO V: APLICACIÓN DE LA RESONANCIA MAGNÉTICA NUCLEAR MRIL EN EL CAMPO SAMARIA

V.1 Inicio de la Toma de Registros de Resonancia Magnética Nuclear

Al realizar diversos trabajos de optimización de las tecnologías utilizadas en cada uno de los campos en México, se procede a anexar nuevas técnicas que permitan al operador observar con mayor facilidad los requerimientos de determinados pozos o identificar anomalías que pudiera interferir en el diseño de las intervenciones o trabajos en dichos pozos. En el campo Samaria en las formaciones del terciario se implementó una metodología llamada MRIL y triple combo, que su objetivo fue combinar técnicas de mediciones ayudados por la toma de registros de resonancia magnética nuclear, con esta técnica se buscó caracterizar y describir de manera más profunda los campos de arenas con aceites pesados.

Para el cometido de este documento, se limitará a hablar solamente de los resultados obtenidos por la herramienta MRIL, aunque con la técnica desarrollada por la empresa es de gran ayuda para corregir posibles sobre estimaciones de valores de contenidos hidrocarburos, la herramienta MRIL por si misma logró identificar cuerpos de fluidos y solo fue necesario una corrección de valores de porosidad.

V.2 Antecedentes del Campo Samaria Terciario

El campo petrolero Samaria pertenece al activo integral Samaria-Luna, el cual se encuentra en la región sur de México. El campo Samaria Mesozoico y Terciario se ubica aproximadamente a 20 km al Noreste de la ciudad de Villahermosa, en el municipio de Cunduacán, Tabasco. El campo es productor de aceite, ligero, pesado y extrapesado de 30 a 5 °API y gas natural en rocas carbonatadas del Cretácico Inferior, Medio, Superior y arenas no consolidadas del Terciario, Cubriendo una superficie de 54 km^2 .

Samaria Terciario es un yacimiento de arenas no consolidadas del Terciario que se encuentra en la etapa de desarrollo, se inició su explotación en el año de 1964, esto debido al descubrimiento por el pozo Samaria-2 y en la actualidad se han perforado 304 pozos en profundidades de 500 hasta 3500 m en arenas altamente complejas con una distribución

discontinua. El aceite que se produce es pesado y extrapesado, con densidades que varían de 5° a 21° API.

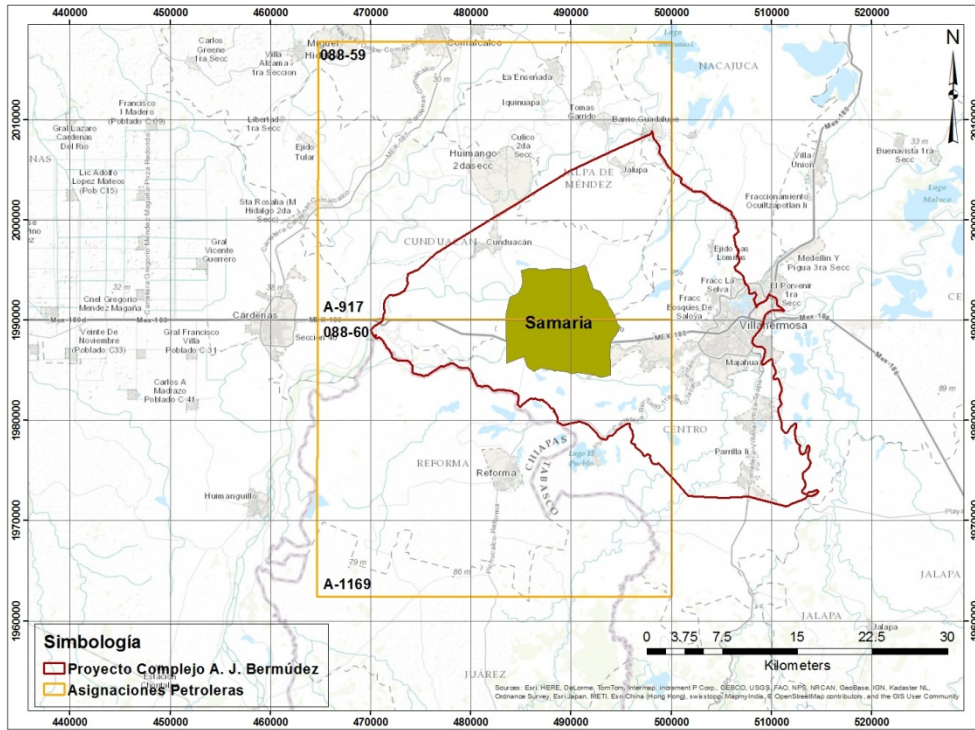


FIGURA 5.2.1 Localización geográfica del campo Samaria

V.2.1 Producción petrolera del Campo Samaria

El campo samaria terciario se encuentra en roca almacenadora de arenas no consolidadas, tienen un espesor medio neto de 18 m, la porosidad es de 29%, la permeabilidad de un rango de 400-1200 mD y la saturación de agua es de un promedio de 27%. El campo ha incrementado la producción de aceite debido a la continua perforación de pozos, mantenimiento de pozos, sistemas artificiales de producción, optimización de las instalaciones existentes para el manejo de la producción e inyección alterna de vapor.

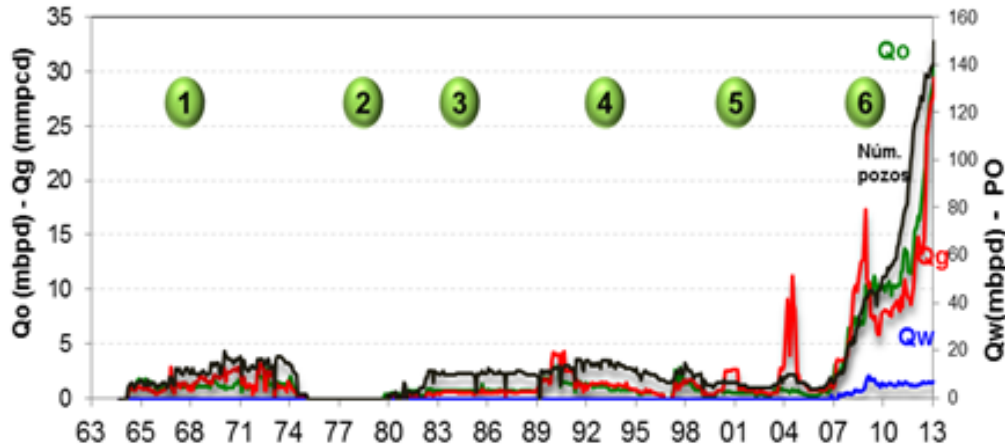


FIGURA 5.2.1.1 Histórico de Producción de Samaria Terciario

Las condiciones iniciales del campo Terciario, fueron una presión de yacimiento de 179 kg/cm², una temperatura de 90°C y una presión de saturación de 120 kg/cm².

En la actualidad el campo Samaria en el horizonte Terciario el más exitoso en la explotación de aceites pesado y extrapesado, además de ser el primer campo a nivel nacional con Inyección Alternada de Vapor, como proceso de recuperación mejorada.

V.3 Análisis del Campo Samaria de Terciario

El principal problema que se tiene en el campo de Samaria Terciario es la viscosidad del aceite, debido a que a condiciones de superficie se tienen valores entre 200 hasta 72500 cp, lo que dificulta la toma de información en el yacimiento, limita el uso de sistemas artificiales de producción, dificulta la recuperación de muestras del fluido de fondo (PVT) e impide la toma de información para estudios como pruebas de presión, balance de materia, etc.

Otra complejidad en el momento de la toma de valores de porosidad y permeabilidad es el tipo de formación en el cual está contenido el hidrocarburo, las rocas de arenas no consolidadas representa una alta complejidad para estimar sus valores de porosidad y permeabilidad, además que la zonas productoras se encuentran en zonas de alta discontinuidad geológica, lo cual en el momento de mediciones de permeabilidad se obtienen valores muy distintos entre zonas relativamente cercanas.

La viscosidad del fluido contenido en esta formación es un factor que dificulta la explotación de la zona, lo que implica una medición muy acertada, es decir, que los valores que estén siendo leídos sean los más cercanos a los reales, esto con el fin de la selección del método de extracción adecuado y la terminación debe ser en la profundidades adecuadas para evitar realizar trabajos posteriores que pueden representar una fuerte inversión para la empresa, además del tiempo requerido para terminar adecuadamente el pozo o los pozos que se estén contemplados llevarlos a producir.

V.4 Herramienta MRIL en el Campo Samaria Terciario

Ante las dificultades que se tenía en el campo Samaria Terciario, se desarrollaron diferentes técnicas para principalmente identificar los diferentes tipos de aceites y espesores de la formación en donde se encuentren dichos hidrocarburos. La tecnología MRIL de la empresa Halliburton, había obtenido muy buenos resultados en su utilización en el campo para la identificación de los espesores productores, es por lo cual que se eligió para su utilización en este complejo campo petrolero.

La empresa de servicios identificó los mayores retos que se tienen al momento de tomar datos y muestreo para este tipo de yacimientos. Debido a que la herramienta MRIL ha demostrado obtener muy buenos valores de Porosidades, fluidos móviles y ligados (ligados a la arcilla y capilares) y la estimación de permeabilidad; se eligió para caracterizar estos valores, los cuales además ayudados con los registros convencionales fue posible medir dichos parámetros. Cabe mencionar que los registros convencionales logran identificar las arenas con hidrocarburos pero no pueden identificar el tipo de aceite contenido en la formación.

V.5 Toma de Registros por la herramienta MRIL

Con el fin de identificar las zonas productoras la empresa de servicios tomó una serie de registros, además se hizo necesario la identificación del tipo de hidrocarburo contenido. En los siguientes registros se ejemplifica una corrida tradicional para la identificación de

dichos parámetros, además se muestra las zonas con mayor probabilidad de contenido de hidrocarburos.

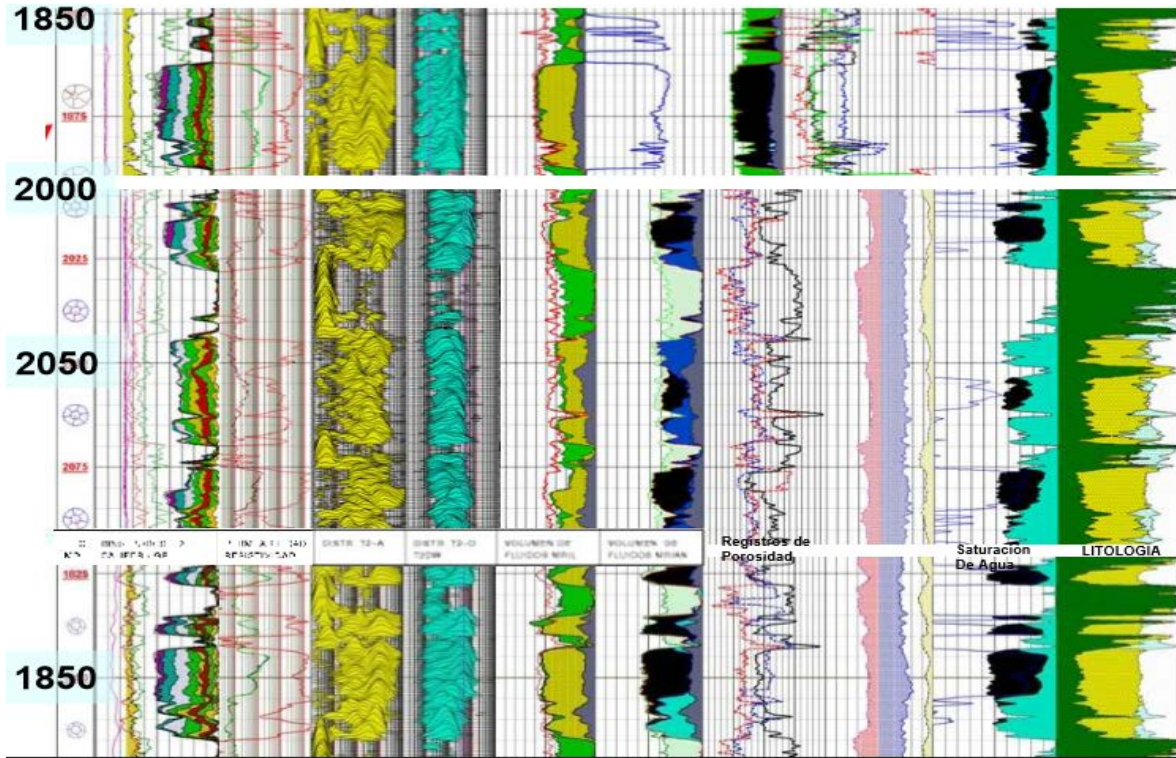


FIGURA 5.5.1: Corrida de registros geofísicos tradicionales a diferentes profundidades Samaria-816, Samaria-823 y Samaria-868

La toma de registros dio como resultado una serie de zonas productoras, gracias a la identificación de zonas con contenidos de fluidos viscosos de la herramienta MRIL, dichos valores de mostraron a diferentes profundidades, lo cual también representa un problema para la toma de decisiones, debido a que hay muchas zonas que son grandes candidatas para la producción.

La herramienta MRIL por sí misma no puede obtener todos los parámetros necesarios para una correcta toma de decisiones, es necesario correr los registros con diferentes herramientas para lograr obtener lo deseado, además es necesario conocer las tablas de medición para MRIL desarrollada por NUMAR de Halliburton, para valorizar los parámetros que están siendo leídos.

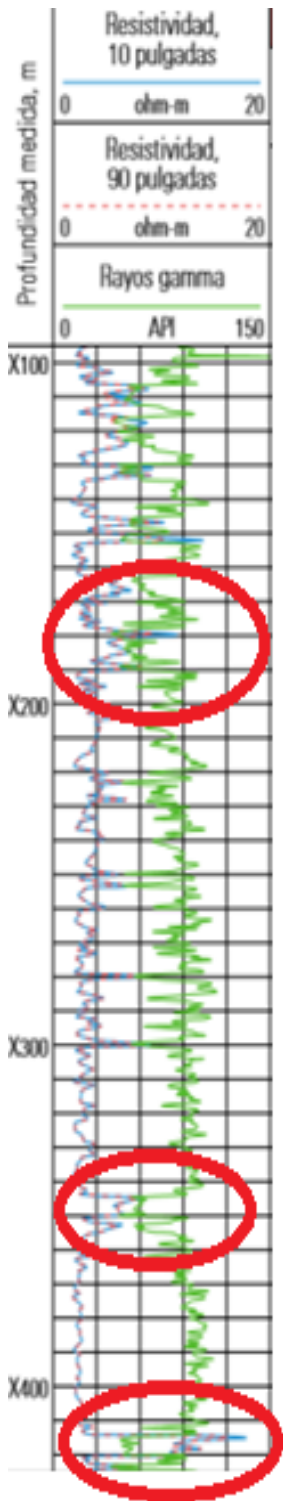
Gracias a las jornadas de mediciones fue factible identificar que dichos pozos exploratorios son exitosos; esto llevó a las empresas a tomar cruciales decisiones para intensificar los trabajos de terminación y estimulación de sus pozos productores además permitió conocer la complejidad del yacimiento y así con esta información aumentar la producción de aceite y sustentar las inversiones realizadas.

CAPÍTULO VI: ANÁLISIS DE CASO DE LAS HERRAMIENTAS CMR y MRIL

Para observar los resultados obtenidos por las herramientas CMR y MRIL, se analizará los trabajos realizados por la empresa para lograr identificar las zonas productoras, es importante observar los análisis realizados por cada una de ellas para entender el funcionamiento de las herramientas y así como también observar las limitaciones, que es lo que se necesita para que la herramienta sea utilizada acertadamente, además que se verá de manera puntual lo que los ingenieros identificaron en el campo y como lograron dar con dichas zonas productoras.

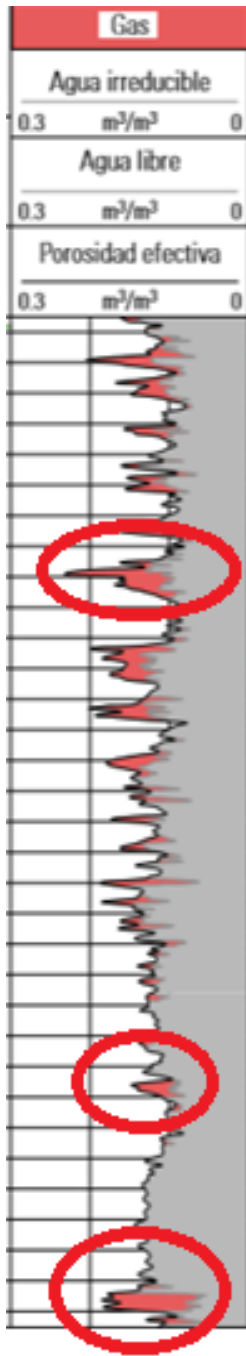
VI.1 Análisis de los registros del primer caso de la herramienta CMR

Los registros de resonancia magnética nuclear en conjunto con el medidor dinámico de la formación, permitió identificar las zonas con altas probabilidades de contenido de gas hidrocarburo, gracias a los valores de permeabilidad de la herramienta CMR y con la comparación del conjunto de registros fue posible determinar los espesores productores, además de la profundidad exacta de dichos intervalos.



En este primer carril se observa una corrida de registros común de resistividad con rayos gamma, en este se muestra la cantidad de ruido generado por los contenidos de fluidos, salinidad y contenidos arcillosos, lo cual altera las mediciones. En las zonas más someras es posible observar grandes alteraciones derivados de la cantidad de zonas deslavadas y arcillosas lo cual deja la duda de la existencia de hidrocarburos, pero es posible observar otras tres zonas que a pesar del ruido generado por la formación se logra ver el cruzamientos de los registros, lo cual indica posible existencia de hidrocarburos pero es necesario probar con diferentes corridas para asegurar que dichas zonas en efecto contienen hidrocarburos.

FIGURA 6.1.1 Pozo Burgos carril de resistividad con Rayos Gamma



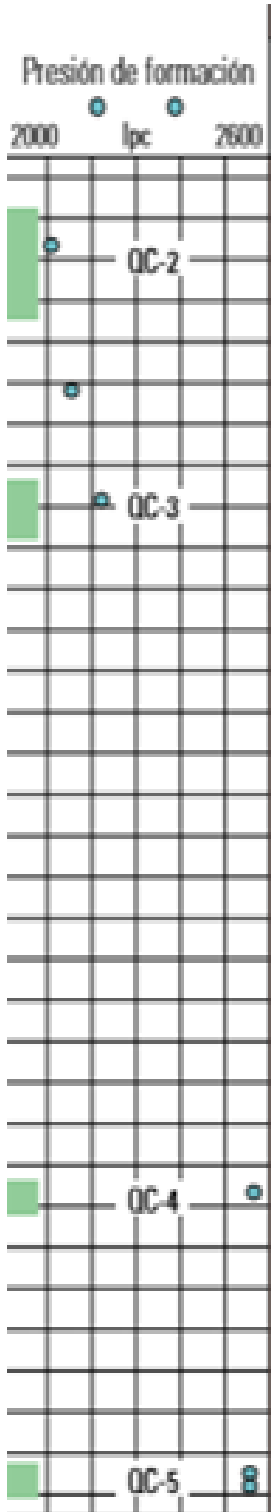
En el segundo carril se puede observar la corrida de porosidad en conjunto de la interpretación de la cantidad de fluidos móviles, así como también se observa el cruzamiento de la porosidad efectiva y la interpretación de la cantidad de gas de formación. Como se logra observar, la formación tiene muchos intervalos con contenido de hidrocarburos pero la complejidad radica en identificar las zonas que realmente serán productoras. En este registro se observa sobre todo grandes cantidades de gas y con porosidades que aparentan permitir el libre flujo de la formación hacia el pozo. La problemática radica en que una de las zonas muestra muy alta porosidad con contenido de gas pero los registros han mostrado grandes cantidades de ruido en estas zonas, además muestra una zona en donde los registros de resistividad y rayos gamma habían mostrado grandes alteraciones y en este registro muestra muy baja porosidad pero si contiene gas.

FIGURA 6.1.2 Registros de porosidad Pozo Burgos



Estas son las corridas de la herramienta CMR, ayudado con la herramienta MDT. En estas corrida es posible observar que las zonas que las herramientas anteriores habían mostrado posible alto rango de producción no son del todo productores, la segunda y última zona es en donde se logra observar que la producción será de mayor rango, esto debido al cálculo de la permeabilidad relativa del gas calculado a través de la interpretación de los tiempos de decaimiento de la herramienta de resonancia magnética nuclear. La zona somera muestra que efectivamente la zona es permeable pero la movilidad del fluido será de baja a muy baja, en la tercera zona se muestra que lo leído por las herramientas de resistividad y rayos gamma, era erróneo, en esta zona a pesar de contar con contenido de hidrocarburos no es factible la producción por sus niveles tan bajos de permeabilidad.

FIGURA 6.1.3 Registros CMR y MDT para permeabilidad



Ahora debido a que se identificaron posibles zonas productoras, se analiza las presiones de formación para estimar si dichas zonas serán productoras. En la zona marcada como QC-2 es en donde se observa permeabilidad que podría derivar en producción, pero en esta corrida de presión es posible observar que la presión es baja y confirma que la movilidad del fluido será muy bajo, en la zona QC-3 se tiene una presión media pero con la herramienta CMR se determinó que la permeabilidad y movilidad del fluido serán suficientes para la producción, en la zona QC-4 como se había observado se tiene presencia de gas lo cual está generando alteraciones de presión pero como lo indicó la herramienta CMR no habrá suficiente permeabilidad para la producción. En el último intervalo QC-5 se muestra una alta presión conjuntada con permeabilidades de buena escala, lo cual nos llevará a una zona productora, en conjunto con la zona QC-3.

FIGURA 6.1.4 Registro de Presión en Pozo de Burgos

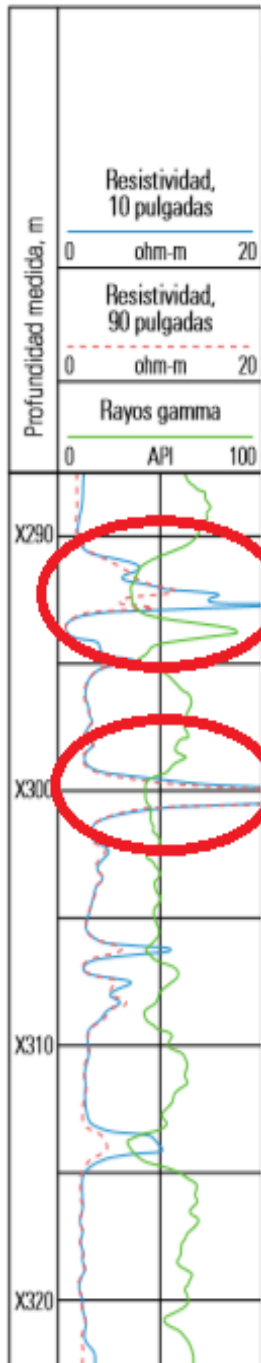
La identificación de zonas candidatas para estimulación, mediante la combinación de información petrofísica con presiones derivadas de probadores de formación operadas por cable y permeabilidades obtenidas a partir de registros de resonancia magnética. Las permeabilidades derivadas de las mediciones por el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT se correlacionan con las permeabilidades obtenidas a partir de la adquisición de registros continuos de Resonancia Magnética Combinable CMR.

La herramienta de Resonancia Magnética Combinable CMR y el Probador Modular de la Dinámica de la Formación MDT, ayuda a identificar las zonas más adecuadas para la terminación. El análisis de las mediciones de los registros de rayos gamma, resistividad, CMR y MDT muestra que en los intervalos indicados con QC-5 y QC-3 de la formación Queen City como los de mejor desempeño. Las presiones derivadas de la herramienta MDT son más altas en estas zonas. El ajuste entre las permeabilidades de alta resolución inferidas de los resultados CMR y las derivadas de las mediciones MDT genera confianza en la capacidad de la herramienta CMR para generar valores de permeabilidad confiables a lo largo del pozo.

VI.1.1 Resultados

A partir de las mediciones obtenidas de la herramienta CMR, indica cuánto contribuirá cada nivel a la producción total del pozo. Se detectaron muchas areniscas gasíferas en este pozo, sólo dos aportarían un 70% de la producción potencial de gas, una es en el fondo de pozo en la zona de QC-5 la cual aportaría el 30% y la zona QC-3 la cual aportaría el 40%. Gracias a la utilización de la herramienta CMR, es posible clasificar los intervalos más productivos, los ingenieros pueden seleccionar los mejores candidatos para el fracturamiento hidráulico, mejorando de manera significativa la eficiencia de la terminación. Debido a esto se determinó que las mejores zonas para el fracturamiento son las marcadas con QC-5 y QC-3. Gracias a este proceso de optimización permitió reducir en un 65% el tiempo de terminación requerido en pozos comparables, acelerando la producción en 20 días y ahorrando 20 días de equipo de terminación.

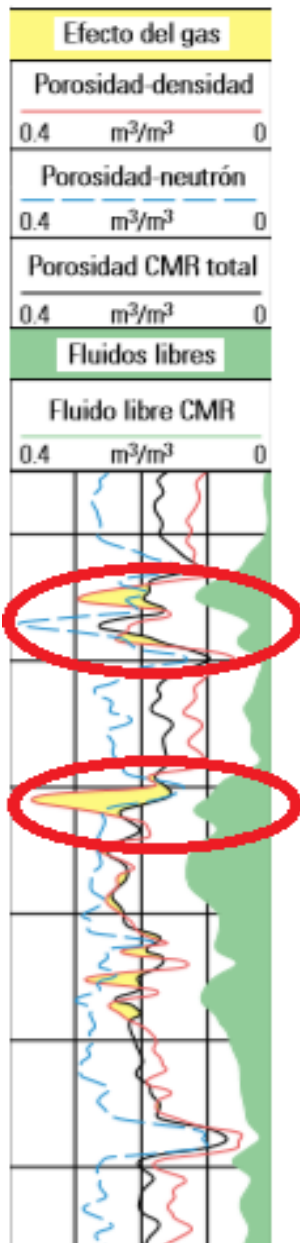
VI.2 Análisis de los registros del segundo caso de la herramienta CMR



En esta imagen se puede observar como los registros de resistividad de 10 y 90 apoyados por el registro de rayos gamma, logran identificar zonas contenedoras de fluidos, en la primera zona identificada, se observa que en dicha zona se tiene contenido de fluidos resistivos, los cuales por lo general a estos valores son fluidos hidrocarburos o gases hidrocarburos, lo preocupante es que las zonas productoras son de espesores muy delgados, lo cual por lo general son despreciados o no son disparados debido a su poca posibilidad de éxito.

FIGURA 6.2.1: Zonas identificadas posibles productoras.

El potencial del pozo a esta altura de la toma de registros muestra baja productividad, lo cual aún no es determinante pero se mantiene a la expectativa a los ingenieros debido a que estos espesores no son buenas noticias para la productividad del pozo



En este carril se logra identificar los efectos del en la misma profundidad de donde se localizó la concentración de fluido no conductivos, gracias al cruzamiento estos registros se corrobora la existencia de hidrocarburos gaseosos , lo cual es una buena noticia, pero se tiene mediciones alteradas sobre cuál es el espesor real, ya que en la segundo zona se identifica un espesor mayor al observado en el registro resistivo con rayos gamma, ahora la incertidumbre de la permeabilidad es mayor ya que ahora se desconoce en valor real del espesor productor.

FIGURA 6.2.2: Efectos de los fluidos en las posibles zonas productoras

La técnica que requiere la toma diversa de registros geofísicos permite observar diferentes parámetros de la formación, en esta imagen se confirma la existencia de hidrocarburos a la misma profundidad que se esperaba pero las lecturas obtenidas por la CMR de porosidad y de fluido libre indica que el espesor mostrado por la herramienta que indica el efecto del gas difiere bastante a lo que se esperaba.

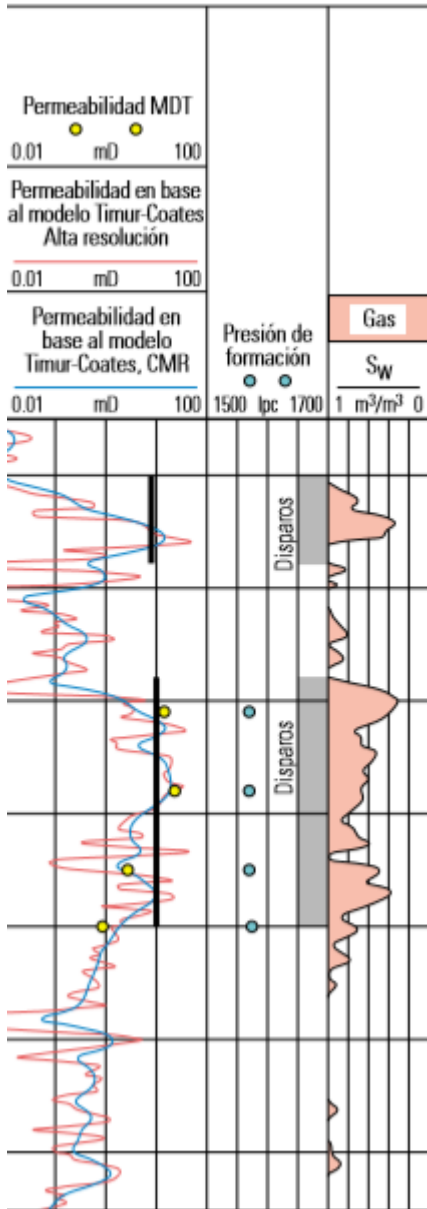


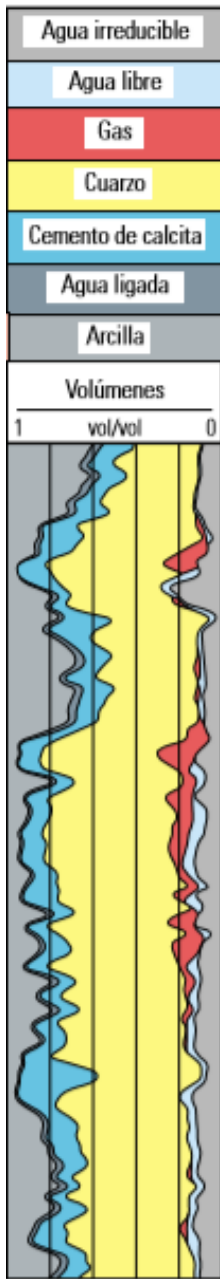
FIGURA 6.2.3: Permeabilidades de CMR y MDT, saturación de gas

Con la utilización de la herramienta CMR combinada con la MDT, se puede observar que las zonas productoras son de mayor espesor (líneas negras), dichas dispersiones de valores se observaban desde el registro de rayos gamma, aunque el registro resistivo indicaba espesores mucho más delgados, en esta ocasión gracias al uso de dichas herramientas se observa que las zonas productoras son mucho más grandes a lo que se había obtenido con anterioridad, esto se compara con los registros anteriores y se observa que efectivamente hay contenido de gas.

Gracias a los modelos de permeabilidad y de contenidos de fluidos, es posible la planeación de la terminación del pozo en las zonas más productoras, aislando las zonas con agua, para así maximizar la cantidad de hidrocarburo recuperado.

La toma de datos integrado permite la selección e identificación de las zonas de mayor posibilidad de producción. Hay que recordar que una sola herramienta nos muestra valores relativos de medición, afectado principalmente por los agentes de los alrededores de los pozos. Al utilizar la herramientas CMR y MDT, ayudado con el conjunto de mediciones

geofísicos, es posible identificar con mayor certidumbre valores de permeabilidad, que permita la toma de decisiones cruciales para la producción y terminación de los pozos.



En este carril se observa la combinación de todos los registros y en términos generales como está conformada las zonas de interés. Esta imagen da a detalle ciertos volúmenes de diferentes materiales y fluidos que pueden ser producidos, en casos donde se encuentran fallas este tipo de imágenes nos permite un diseño ajustado a las condiciones de flujo de la formación.

FIGURA 6.2.4: Perfil de la formación ayudado con la toma de datos integrados.

VI.2.1 Resultados

Con la medición combinada de la CMR y MDT se obtuvieron permeabilidades de 6 y 10 mD, estas zonas eran lo suficientemente permeables para que el pozo pueda producir sin

necesitar tratamientos especiales o fracturamientos, según los resultados de la simulación de producción.

La empresa que fue contratada por PEMEX para dar servicios, utilizó un sistema integrado para la selección de las areniscas con alto potencial de productividad y diseñar programas de fracturamiento más efectivos. Antes de la implementación de dicha metodología, el promedio de producción de un pozo de la Cuenca de Burgos era de 29000 m³/d; ahora el promedio es de 129000 m³/d. El proceso integrado redujo los tiempos de terminación aproximadamente en un 60% en la cuenca de Burgos. Los costos de terminación disminuyeron en un porcentaje similar.

VI.2.2 Análisis de resultados de la herramienta CMR

En la industria es sabido que la utilización de diversas herramientas para el análisis petrofísico es de gran importancia para aumentar la certidumbre de la exactitud de los parámetros que desean ser obtenidos. En la cuenca de Burgos no fue la excepción, dada la problemática de identificación de zonas productoras, la empresa de servicios contratada por PEMEX (Schlumberger), decidió que era necesaria una estrategia de obtención de valores conjuntada con diversas herramientas, las cuales permitirían a los ingenieros observar las propiedades de la formación con mayor exactitud.

Las herramientas que han sido utilizadas durante todo el siglo XX, permitieron identificar las zonas productoras, así como el tipo de fluido contenido, gracias al uso combinado de diferentes técnicas de muestreo y análisis de formación, estas técnicas permitieron a los operadores tomar decisiones cruciales para la producción petrolera.

Debido a la complejidad de los campos petroleros actuales y en específico la Cuenca de Burgos, se hizo necesaria la aparición de tecnologías que logaran dar valores de mayor exactitud en cuanto a la permeabilidad, espesores productores y la cantidad de fluido móviles dentro de la formación.

La herramienta CMR fue de gran ayuda y fue crucial para la obtención de las permeabilidades así como la toma de decisiones cruciales en menores tiempos. Como se

comentó con anterioridad los resultados de la inclusión de esta herramienta permitió reconocer las zonas productoras a las profundidades exactas, además le dio al operador las herramientas necesarias para desarrollar las estrategias específicas para la terminación y tratamientos necesarios para cada pozo.

En el pasado las técnicas de reconocimiento de zonas productoras era la utilización de cruzamiento de registros para correlacionar lo que se lograba obtener con dichas herramientas, en ocasiones las herramientas sobreestimaban lo que estaban obteniendo o lo subestimaban, esto representaba un verdadero problema para el ingeniero encargado de delimitar las zonas posibles contenedoras de hidrocarburos. En estos casos se requería de una amplia experiencia en la toma de datos, así como un conjunto muy amplio de valores obtenidos en el campo para lograr reconocer las zonas. Con la herramienta CMR se logró no solo reconocer las zonas productoras (dichas zonas habían sido identificadas pero se subestimó su espesor), sino además logró obtener el tipo de fluido contenido, una mejor calidad en la resolución del espesor de la formación productora y la cantidad de fluidos móviles; con esta información es mucho más sencillo planear la terminación de cada pozo y se reducen los tiempos requeridos y con ello los costos.

La herramienta entregó valiosos resultados que llevaron a una óptima ejecución de trabajos y con ello se logró una producción cinco veces mayor de lo que ya se estaba produciendo. Es de suma importancia recordar que la herramienta CMR ayudada con la herramienta MDT por si mismas no pueden obtener los valores requeridos y no solo con estas herramientas se lograría describir la permeabilidad, hay que recordad que las limitantes de estas herramientas como son los contenidos de materiales ferro magnéticos, así como la salinidad en las formaciones pueden alterar las lecturas, para lograr calibrar la exactitud de estas herramientas es necesario la utilización de otros tipos de registros que logren obtener parámetros que indiquen posibles agentes de alteración en la lectura de los valores físicos de la formación así como su contenido de fluidos.

Es importante mencionar que la herramienta CMR es de gran utilidad para determinar las mejores zonas de terminación de pozos, así como la estimulación de pozos ya perforados e incluso para identificar las zonas productoras en pozos exploratorios. Es de suma importancia comparar los valores obtenidos con otros registros para corroborar que dichos

valores leídos de la formación no sean agentes alterantes en las lecturas de la herramienta y que en realidad son valores de importancia para la producción petrolera. Es ideal siempre tomar registros de resonancia magnética nuclear combinado con muestreador dinámico de la formación, debido a que al combinar estas dos lecturas se asegura que los parámetros obtenidos son de los fluidos de la formación y no son agentes externos que alteren las lecturas, que en dado caso se ajusta lo obtenido y así se logra obtener un valor real.

VI.3 Análisis de los registros del primer caso de la herramienta MRIL

El objetivo de la toma de registros con la herramienta MRIL fue principalmente para identificar las posibles zonas productoras y determinar el tipo de fluidos contenidos en la formación. La herramienta MRIL fue la ideal para este campo, por el tipo de hidrocarburo esperado y debido a que las herramientas de resonancia magnética nuclear son muy efectivas para observar espesores con contenidos de fluidos.

Para observar el funcionamiento y formar un criterio de la eficacia de la herramienta MRIL se observarán diversas tomas de registros geofísicos en el cual se identifican.

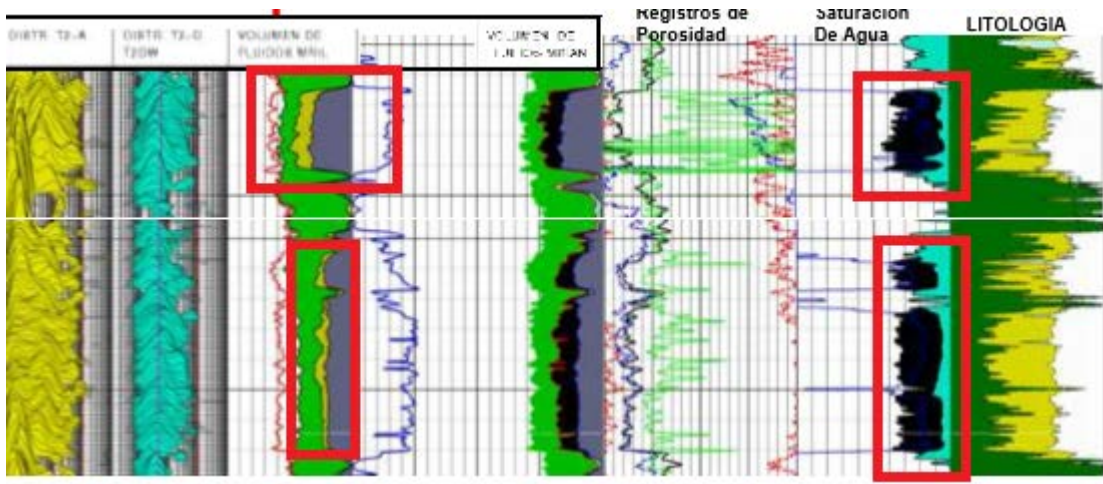


FIGURA 6.3.1: Pozo Samaria-816 a la profundidad de 650 a 950

En el primer carril se observa las señales de del T2-A de la herramienta MRIL, los valores alterados altos indican que se encuentran fluidos semiviscosos. En el segundo carril se observa la señal T2-D de la herramienta MRIL, esta señal tomando en cuenta la línea base T2DW debido a los contenidos arcillosos de la formación, de igual manera se observan contenidos de fluidos viscosos, los cuales podrían ser hidrocarburos pero no es seguro.

En el tercer carril es el registro de imagen de volumen de fluidos de imagen de la herramienta MRIL, la zona verde indica volumen de agua ligada a la arcilla y la zona gris indica agua capilar; la zona amarilla indica la cantidad de fluidos libres. Observar a la zona izquierda de dicha zona marcada en rojo se observa diferencias de porosidades de la herramienta, esto se llama pérdida de porosidad debido a presencia de aceite extrapesado. Debido a la cantidad de fluidos libres y de los registros porosidad se observa que se tendrá presencia de hidrocarburos pero será necesario implementar tecnologías para su extracción debido a que se tienen valores muy bajos de fluidos libres.

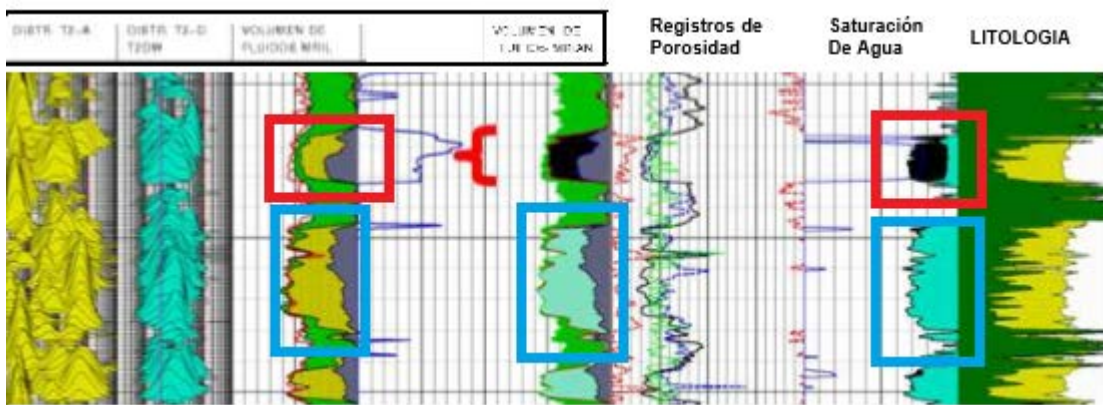


FIGURA 6.3.2: Pozo Samaria-816 a la profundidad de 1400m

Esta es la corrida del mismo pozo pero a la profundidad de 1400m. En el primer y segundo carril se observa que se tienen fluidos viscosos solo en la zona marcada en rojo y más hacia abajo se tienen fluidos ligeramente viscosos. En el tercer carril se observa mayor cantidad de fluidos libres con cantidad considerable de contenido de agua capilar. En el cuarto y sexto carril se observa que la cantidad de agua es considerable pero no es predominante. Gracias a la cantidad de fluidos contenidos se puede determinar gracias a la herramienta MRIL que posiblemente haya aceites pesados a extrapesados pero será posible su extracción sin necesidad de la utilización de tecnologías secundarias para su obtención.

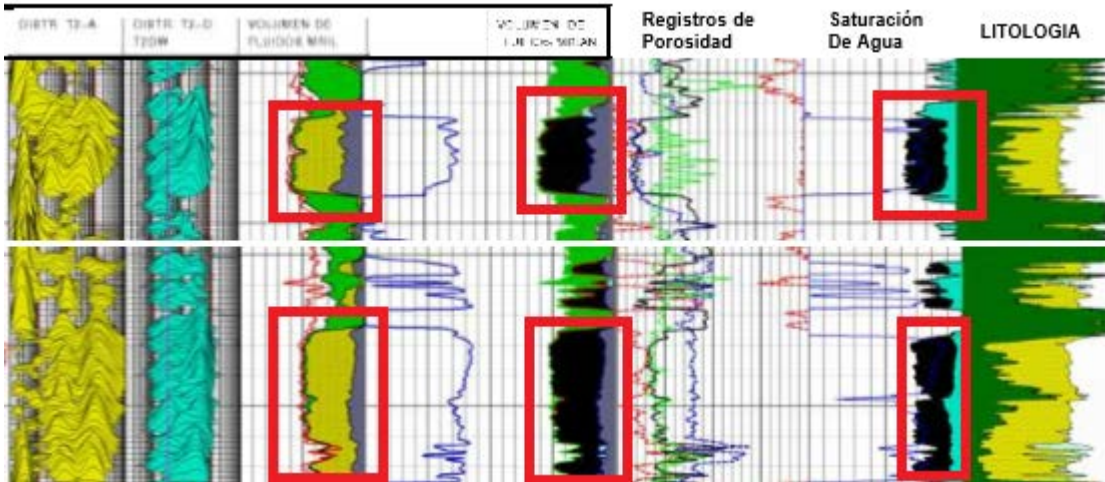


FIGURA 6.3.3: Pozo Samaria-816 a la profundidad de 1450 a 2000 m.

Con lo analizado en las profundidades anteriores se observa que igual en este registro se obtuvieron valores de fluidos viscosos, los cuales ocupan bastantes espacios porosos. El registro de imagen MRIL indica muchos fluidos libres y el desfaseamiento de las líneas de porosidad (registros PHIX) indica la presencia de hidrocarburos pero por su cantidad tan alta de fluido libre con relativos bajos valores de saturación de agua indica que es posible la existencia de hidrocarburos ligeros o de algunos otros fluidos gaseosos.

VI.4 Análisis de los registros del segundo caso de la herramienta MRIL

Debido a que dentro de la formación se tienen hidrocarburos pesados se requerían diversas pruebas para determinar en qué profundidad serán las zonas más productoras, es por lo cual que siguiendo la línea de investigación por la empresa petrolera, se analizarán los registros obtenidos (solo mencionando las profundidades donde se encontraron posible existencia de hidrocarburos) para observar la eficacia de la herramienta.

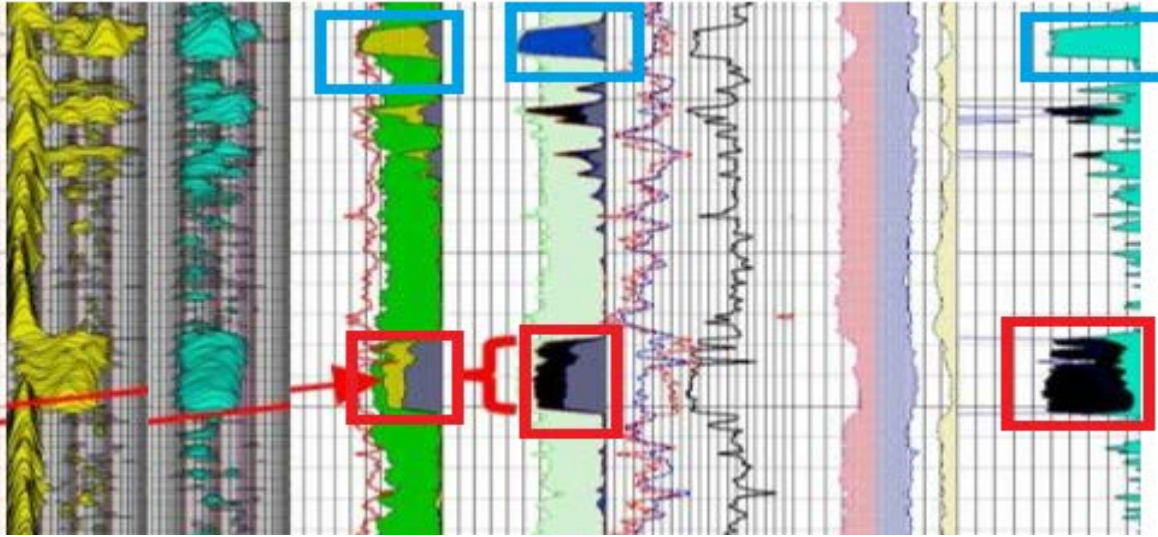


FIGURA 6.3.4: Pozo Samaria-823 a la profundidad de 1500 m.

Siguiendo el procedimiento se observan los carriles de tiempos T2 para determinar la viscosidad de los fluidos contenidos, en estas corridas es posible observar que se tienen fluidos semiviscosos, los cuales coinciden en zonas de alta porosidad y la herramienta MRIL de imagen muestra zonas con cantidades considerables de fluido libre. Como se puede observar en los recuadros azules se tienen grandes cantidades de fluidos libres además se tienen porosidades altas pero en el carril de saturación de agua se observa que dichas zonas están totalmente mojadas por agua.

En los recuadros rojos se observa menos cantidad de fluidos libres, de igual forma se observan en el carril cuatro que se tienen cantidades de fluido adherido a la arcilla y con la ayuda del registro de saturación de agua se observa que las cantidades de agua son menores, por lo tanto se puede inferir que dentro de esta zona se tienen hidrocarburos pesados a extrapesados.

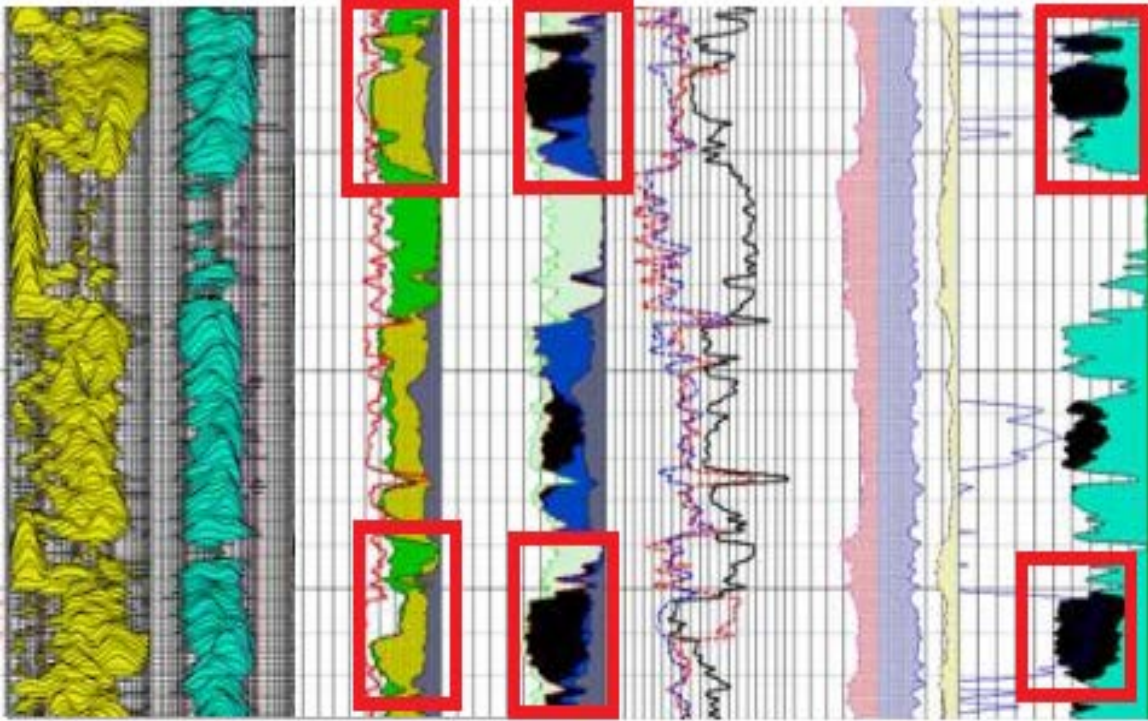


FIGURA 6.3.5: Pozo Samaria-823 a la profundidad de 2000 m.

En estos registros se observan grandes espesores con contenidos de fluidos viscosos, los cuales se pueden observar en el carril uno y dos, además en el carril de MRIL se observan grandes cantidades de fluidos móviles, las zonas de fluido adheridos a la roca son pequeñas, pero la saturación de agua en cada una de las zonas es muy alta, aunque se puede ver cantidades considerables de fluidos que posiblemente sean hidrocarburos ligeros. La dificultad en esta corrida es determinar si dichas zonas en realidad están saturadas de fluidos hidrocarburos, la corrida de porosidad muestra que se tienen valores suficientes para la producción, pero aun con estas corridas se tiene ciertas dudas si en verdad se tienen esas cantidades de hidrocarburos.

VI.5 Análisis de los registros del tercer caso de la herramienta MRIL

Continuando con las necesidades del campo se analizará el tercer y último pozo en el cual se obtuvieron resultados derivados del uso de la herramienta MRIL. Ya solo se observará lo obtenido debido a que ya ha sido explicada la manera de observar lo contenido en las corridas.

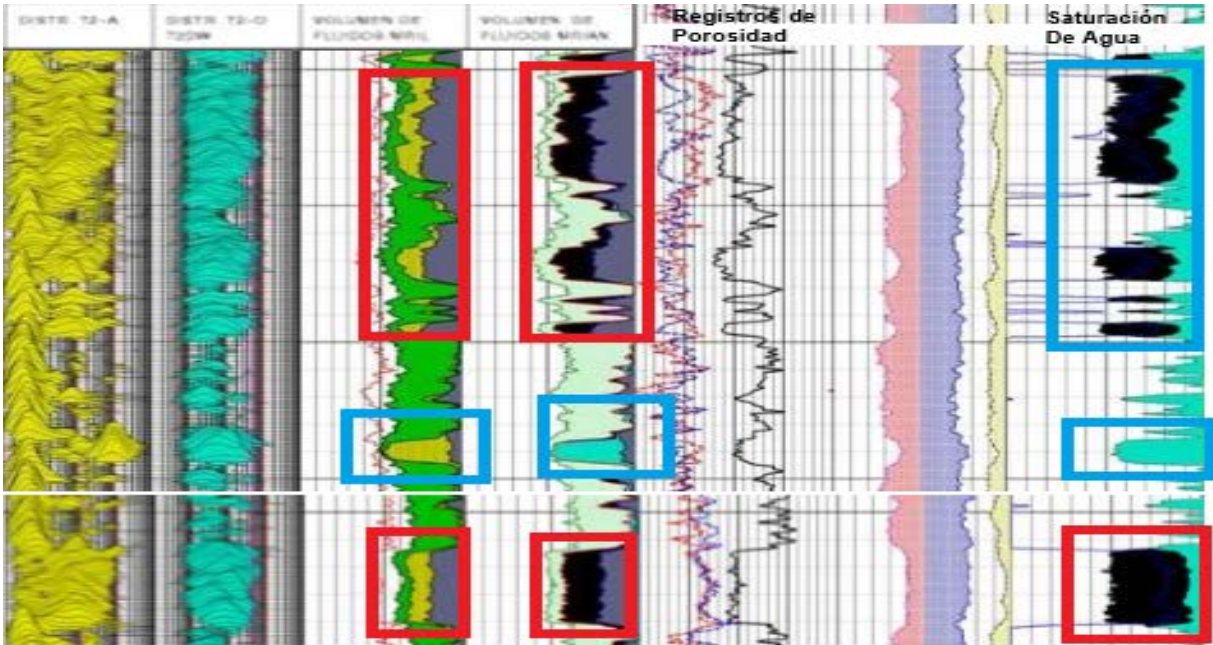


FIGURA 6.3.6: Pozo Samaria-868 a la profundidad de 1100 a 1600 m.

Este registro muestra grandes zonas de roca con fluidos viscosos. En la primera zona se observan espesores de roca con ciertos fluidos libres pero con grandes cantidades de fluido ligado a la roca, además se observan volúmenes altos de fluido capilar; en la zona de saturaciones se observan considerables cantidades de agua pero de igual forma se logra ver que hay fluidos de hidrocarburos extrapesados, esto principalmente se observa en nivel de adherencia del fluido en el registro MRIL.

En la segunda zona marcada con azul, se observa que los registros de decaimiento T2 muestran fluido poco viscosos, desde ahí se puede inferir que no se tienen contenidos de hidrocarburos, pero vale la pena mencionar que la herramienta MRIL de volumen de fluidos indica muy grandes cantidades de fluidos móviles, pocos fluidos adheridos a la formación y fluidos capilares, sin la ayuda de los registros de saturación y de viscosidad se podría errar y pensar que en esta zona se cuenta con fluidos hidrocarburos.

En la tercera zona se observa que se tienen de igual forma fluidos viscosos muy adheridos, con los registros de saturación se observa que se tienen poca cantidad de agua, por lo cual se tienen grandes fluidos de hidrocarburos, los registros de porosidad bajan de manera considerable, lo cual indica que esta zona será de lata dificultad de producción.

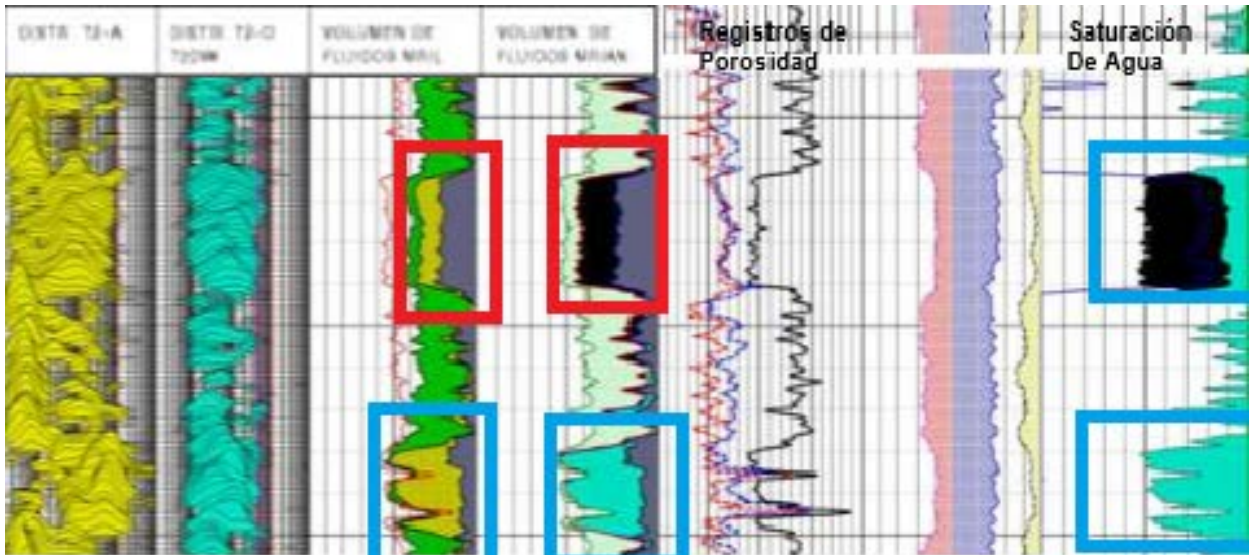


FIGURA 6.3.7: Pozo Samaria-868 a la profundidad de 1600 m.

El registro muestra fluidos viscosos en la primera parte, es fácil observar que se tienen pocos fluidos móviles pero el registro de saturación de indicio que se tienen fluidos pesados en dicha zona.

En la segunda zona se observa grandes cantidades de fluidos móviles, el registros de decaimiento T2 indica que se tienen un poco de viscosidad pero no lo es en toda la zona marcada por la cantidad de agua contenida.

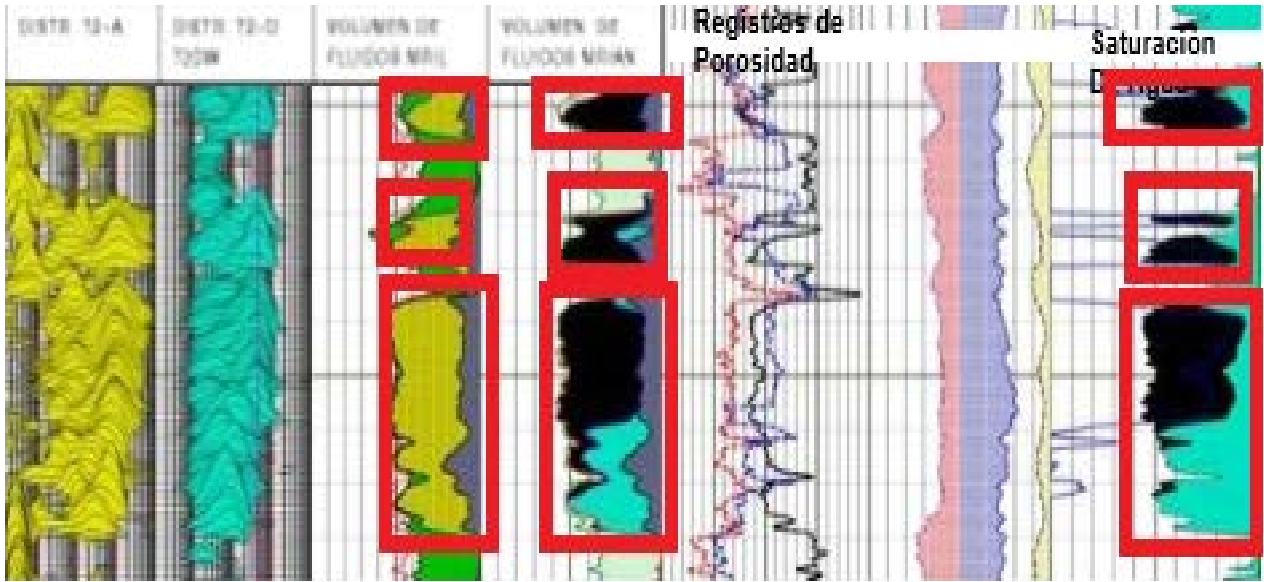


FIGURA 6.3.8: Pozo Samaria-868 a la profundidad de 1850m.

Esta zona es muy interesante, debido a que se tienen diversas zonas que muestran fluidos viscosos, dichas zonas indican que tiene grandes cantidades de fluidos móviles y lo que es mejor es que dichas zonas indica poca saturación de agua, lo cual es una gran noticia debido a que esta combinación de situaciones indican grandes cantidades de fluidos hidrocarburos ligeros, esto se determina tanto con la saturaciones de fluidos con la viscosidad y debido a la gran cantidad de fluidos libres.

VI.6 Análisis de resultados de la herramienta MRIL

La empresa de servicio que realizó los trabajos para PEMEX llamada Halliburton, realizó los trabajos de medición de las propiedades petrofísicas del campo de Samaria-Terciario, el cual ya se conocía que contenían grandes cantidades de fluidos petroleros de la clase de pesados y extrapesados. La complejidad de dicha zona radicó en determinar con la mayor exactitud posible las zonas productoras y sobre todo determinar los espesores y fluidos contenidos.

La técnica utilizada por la empresa es la medición de la zona con la herramienta MRIL, la cual no solo mide el tipo de fluido contenido, además nos permite conocer el valor de la viscosidad de los fluidos contenidos, además nos da valores de permeabilidad y además nos permite conocer a través de su corrida, la cantidad de fluidos libres, los adheridos a la

arcilla y los fluidos capilares. Solo con dicha herramienta se pueden obtener también los valores de porosidad (como ya ha sido explicado en capítulos anteriores) y estos valores nos dan una noción de la facilidad de flujo que tendrá esta zona.

Gracias a la utilización de los registros MRIL, se lograron grandes avances en la caracterización estática de la zona, la cual estaba mostrando grandes dificultades de producción. Los registros de resonancia magnética nuclear a través de esta herramienta permiten tipificar los diferentes tipos de aceites (extrapesados, pesados, semiviscosos y móviles) con solo el empleo de los datos del MRIL contrastándolos con una curva derivada del crossplot Neutrón-Densidad. Estos valores dados por la herramienta son corroborados con pruebas de laboratorio.

Los objetivos principales del MRIL, es decir, la obtención de la porosidad total y efectiva fluidos móviles y no móviles (ligados a la arcilla y capilares), así como la estimación de la permeabilidad, son logrados y confiables en las arenas con agua al 100%, e inclusive en los cuerpos con aceite móvil (ligero y semiviscoso < 50cp).

Los registros de MRIL cumplieron las expectativas de los operadores, arrojando valores muy acertados de porosidad, permeabilidad, tipos de fluidos, movilidad de fluidos y volúmenes de fluido; esto permitió estimar las reservas, pero debido a que la herramienta no reacciona muy bien a los fluidos pesados y a formaciones muy salinas, es necesario hacer correcciones que la empresa empleó para estimar con mayor certidumbre el valor de permeabilidad y de reservas, esto no fue mencionado debido a las limitantes de este trabajo.

La herramienta sugirió que ciertas zonas serían más difícil de explotar por lo cual se recomendó utilizar tecnologías de extracción secundarias (la viscosidad alta en conjunto con el nivel de adherencia a la pared del pozo y la baja porosidad llevó a esa deducción), ayudados con estos datos. Además con estas mediciones se logró programar con alto grado de certidumbre los intervalos a probar sucesivamente, así como las intervenciones y reparaciones futuras. Se ahorrará mucho tiempo y dinero en disparos, debido a que las zonas productoras han sido bien localizadas gracias a la herramienta, además se puede planear los regímenes ideales de producción en conjunto con una mejor terminación de los pozos.

CAPÍTULO VII: DISCUSIÓN

El objetivo de este estudio es presentar un análisis sobre la utilización de la tecnología de resonancia magnética nuclear y demostrar que su utilidad puede ser en cualquier etapa productiva de uno o varios pozos. Ante la creciente necesidad de mejorar las tecnologías de extracción de hidrocarburos, es necesario conocer las opciones para la apropiada exploración y caracterización de las zonas.

A través del panorama mostrado en estas páginas, se logró documentar la utilización de los registros geofísicos y de los principios de operación de dicha tecnología. Al revisar el desarrollo de estas tecnologías es posible conocer los avances y potencial de las herramientas de registros.

Fue de importancia revisar la utilización en pozos de México, debido a que esta herramienta es utilizada cuando los pozos muestran dificultad para su producción o los yacimientos tienen complejidades tanto petrofísicas y como estructurales.

Además de los registros de RMN, que aprovechan la precesión magnética, varios tipos de registros de pozo usan mediciones de propiedades magnéticas y electromagnéticas. El fenómeno de precesión magnética es también aprovechado para las mediciones de campo magnético en prospección geofísica, con los magnetómetros de campo total.

Entre los registros magnéticos y electromagnéticos, los de susceptibilidad magnética son de los primeros desarrollados. Estos registros hacen uso de las diferencias en respuesta de los minerales a la aplicación de un campo magnético externo, con la generación de una magnetización inducida. Dependiendo de las características de la magnetización inducida, se distinguen minerales diamagnéticos (magnetización inducida con dirección opuesta a la del campo aplicado y de baja magnitud), paramagnéticos (magnetización inducida en la dirección del campo aplicado y baja magnitud) y ferromagnéticos (magnetización inducida en la dirección del campo aplicado y alta magnitud). Otros registros aprovechan mediciones de magnetización remanente, usadas en las investigaciones de paleomagnetismo. Estas mediciones permiten análisis de polaridades magnéticas, variación paleosecular y paleodirecciones. Estos registros han sido empleados para orientación acimutal de núcleos

de perforación, correlaciones laterales y magnetoestratigrafía. Los registros que miden propiedades electromagnéticas han tenido un amplio desarrollo reciente, dado que permiten tener imágenes de pared de pozo con alta resolución espacial, siendo posible la identificación y mapeo de fracturas.

Los registros de susceptibilidad desarrollados para la industria petrolera, se emplean más intensamente en estudios de sedimentos marinos y lacustres y son útiles para caracterizar litologías y trabajos de correlación lateral entre pozos. Recientemente, los registros de susceptibilidad magnética han dado buenos resultados en análisis de lutitas gaseosas, en donde se tiene respuesta magnética con óxidos de hierro y titanio formados por el flujo de hidrocarburos en la migración a través de medios porosos. Los registros permiten identificar zonas anómalas relacionadas a estratos con gas en las lutitas. Entre las aplicaciones desarrolladas, se tienen el uso combinado de registros, que incluyen registros RMN y de susceptibilidad magnética para estimar distribuciones de poros en las formaciones.

Las herramientas de RMN se planean usar en el programa de registros en el proyecto de perforación marino Chicxulub. En el proyecto se planea la perforación de un pozo exploratorio en el sector central del cráter, en la zona frente a Puerto Progreso. El proyecto forma parte de los programas de investigación Chicxulub, que incluyen la perforación de varios pozos en la península (Urrutia et al., 2008, 2011). En estos pozos se han implementado programas de recuperación continua de núcleos, lo que ha permitido contar con datos petrofísicos medidos en laboratorio que complementan los registros de pozo (Urrutia et al., 2014). Los programas de registros geofísicos han incluido herramientas de susceptibilidad magnética y de magnetización remanente. En el nuevo programa marino se incluirán las herramientas de resonancia magnética.

La revisión de las herramientas CMR y MRIL permite evaluar su uso en determinar las propiedades de la roca y así como la movilidad de fluidos. Dicha revisión nos mostró panoramas diferentes, al contar con registros de pozos exploratorios y así como pozos ya productores que mostraban problemas de producción, permitió que se lograra observar el grado de certidumbre de cada una de las herramientas. El análisis nos permite afirmar que

la herramienta de resonancia magnética nuclear es ideal su utilización tanto para el área de exploración y así como para el área de la optimización de producción.

A continuación se discute sobre el uso de cada herramienta y sobre la propuesta de que las herramientas de resonancia deben ser utilizadas en las etapas productivas de los pozos.

VII.1 Herramienta CMR

La herramienta CMR desarrollada por Schlumberger, es parte de las herramientas utilizadas por la empresa para brindar servicios de caracterización de yacimientos. Actualmente dicha herramienta (en su versión más actual) ha mostrado que su grado de certidumbre es muy alto, sobre todo en la parte de la determinación de los espesores reales de las zonas productoras, además demostró que la valorización medida de la porosidad y permeabilidad de la herramienta es de gran utilidad.

La herramienta por sí misma no logra caracterizar en su totalidad a un yacimiento, no hay que mal interpretar lo que se logró con esta tecnología, la herramienta como ya ha sido mencionado es sensible a la salinidad de la formación, así como a los fluidos muy salinos e incluso puede sobre estimar los valores de porosidad cuando contienen aceites pesados y extrapesados. Debido a esto, es ideal hacer cruzamientos de registros para mejorar la certidumbre de los valores leídos por la resonancia magnética nuclear. Los registros ideales para su correcta utilización son los registros de resistividad, rayos gamma, temperatura, de presión y sobre todo el registro Muestreador dinámico (MDT) el cual es corrido en conjunto con el CMR para calibrar los valores de permeabilidad.

Otro aspecto a resaltar de la herramienta CMR, es que debido a su arquitectura, la adición de dos magnetos que permiten la magnetización combinada, lo cual aumenta la resolución obtenida y además mejora la profundidad de investigación, permite al ingeniero estimar parámetros cruciales para la toma correcta de decisiones. La CMR logra ver espesores muy reales e incluso logra observar los tipos de fluidos contenidos.

La CMR utiliza un par de magnetos muy potentes, los cuales tienen ciertas dificultades en su utilización en pozos productores o ya revestidos, esto hace necesario la perforación de pozos laterales sin revestir para realizar los trabajos. Esta limitante se debe a que las

mediciones de pared de pozo se limitarían a solo la tubería de revestimiento y sobre todo que la herramienta cuenta con poderosos magnetos, por lo cual existirían pegamientos.

En los registros obtenidos en la Cuenca de Burgos se observó que los registros eléctricos estaban exagerando los espesores productores, esto representó una sobreestimación de las zonas altamente productoras. La herramienta CMR fue crucial para la determinación de las porosidades y permeabilidades, sin la herramienta el operador fuera tomado posibles decisiones que afectarían todos los trabajos, desde la perforación hasta la terminación. Dicha herramienta fue indispensable para la obtención correcta de valores que permitieron cambiar las zonas productoras y así como optimizar el cálculo de reservas.

Hay que mencionar que los resultados obtenidos en la Cuenca de Burgos fueron excelentes, y esto es un paso para la mejor toma de datos de la formación y además esta tecnología lleva relativamente pocos años en el mercado lo cual muestra su gran utilidad y versatilidad debido a que actualmente es uno de los registros más utilizados.

Como conclusión sobre la herramienta CMR se puede decir: la herramienta es de gran utilidad para reconocer los fluidos contenidos, logra medir con gran exactitud los espesores en donde contienen hidrocarburos, debe ser utilizada en pozos abiertos (sin tubería de revestimiento), es ideal cuando se tienen estratos de alta complejidad para su caracterización, es ideal el cruzamiento de distintos registros para su correcta interpretación y su entendimiento del principio de operación no es muy complejo, esto permite al ingeniero recién iniciado en la utilización de esta tecnología poder comprender su principio de operación.

VII.2 Herramienta MRIL

A través de la utilización de la herramienta MRIL en el campo Samaria-Terciario, fue posible determinar los espesores reales de las zonas productoras, con herramientas diferentes no había sido posible identificar dichas zonas. La eficacia de no solo obtener los espesores de las formaciones con contenidos de hidrocarburo, sino además la posibilidad de observar los fluidos contenidos, cambió por completo la planeación de la explotación de dicho campo. La herramienta de Halliburton marcó los parámetros para explotar de manera óptima dicho campo.

La herramienta MRIL desarrollada por NUMAR subsidiaria de Halliburton, es una de las herramientas que se utilizan mayormente para la caracterización de yacimientos por dicha empresa. La complejidad del yacimiento Samaria-Terciario radicaba en lograr discriminar las zonas con muy baja porosidad o de muy alto contenido de agua.

La herramienta al utilizar una prepolarización permite generar imágenes en donde se observan los fluidos que serán móviles y cuales son hidrocarburos. Esta tecnología permite que sea mucho más fácil la lectura de lo medido, con lo cual tomar decisiones se hará en menores tiempos.

La herramienta MRIL es afectada de igual forma que la herramienta CMR, pero la diferencia radica que la herramienta MRIL entrega imágenes de fluidos contenidos y porosidad; con la ayuda de la gráfica de decaimiento es posible determinar la viscosidad de los fluidos contenidos en la formación, conocer la viscosidad permite saber si en las zonas porosas se tienen hidrocarburos.

La herramienta para el caso de Samaria-Terciario logró determinar lo que se buscaba, porosidades y permeabilidades con una certidumbre aceptable para la localización de los disparos de estos pozos. La herramienta es ayudada con gráficas de saturación de fluidos lo cual ya permite tomar la mejor decisión posible.

Aunque la herramienta logró su objetivo el equipo determinó que era necesario una corrección de valores de porosidad y permeabilidad debido a que la herramienta sobre estima la porosidad debido a altos contenidos de fluidos muy salinos o impuros (como los son los aceites pesados) pero gracias a que es posible determinar el contenido de fluidos es fácil reconocer las zonas en donde se requerirá dicha corrección.

Como conclusión de la utilización de la herramienta MRIL se puede decir que es de gran utilidad para determinar valores muy próximos a los reales de porosidad y permeabilidad, además la empresa entrega corridas de viscosidad obtenidos también de la herramienta MRIL, los valores que se obtienen de movilidad de los fluidos son muy cercanos a los reales y solo requieren un ajuste por salinidad si es que lo requiere, la empresa Halliburton entrega en sus corridas de resonancia magnética nuclear más datos del yacimiento lo cual permite un análisis con más detalle.

VII.3 Conclusiones y Recomendaciones

El objetivo de analizar la certidumbre de las herramientas fue mostrar que su utilización es ideal en cualquier etapa. Se logró obtener registros de diferentes campos mexicanos, los cuales se encontraban en diferentes etapas productivas. En Burgos se analizó un pozo con problemas de producción (decaimiento) con pozos exploratorios con pared abierta, en donde se tenían problemas de producción. En Samaria se tenían tres pozos exploratorios en donde se conocía que contenían aceite pesado y extrapesado. Con la herramienta se identificaron las zonas productoras pero con ciertos problemas para reconocer la porosidad y permeabilidad.

Las herramientas pueden ser utilizadas tanto en pozos exploratorios, en desarrollo y para optimizar la producción en pozos ya productores, teniendo en cuenta la necesidad de perforar pozos exploratorios secundarios para analizar las formaciones. Debido a que la herramienta funciona bien en las diferentes etapas y permite determinar un plan de desarrollo del campo con mejores ritmos de producción, terminación mejorada e implementación de sistemas artificiales de producción y de recuperación secundaria o mejorada. Es posible afirmar que deben ser utilizadas sin importar la complejidad del yacimiento, aunque el servicio de resonancia es costoso, es una inversión que dará vida productiva a los pozos en donde sea implementada dicha tecnología.

Se logró además un análisis sobre las herramientas de resonancia magnética nuclear, lo cual se espera que en un futuro sea utilizado como documento útil para la comprensión del funcionamiento de la tecnología. Es importante mencionar que no solo se debe conocer una sola herramienta y que esta área no solo les corresponde a los ingenieros geofísicos. Estos conocimientos son de ayuda para el ingeniero petrolero debido a que la determinación de parámetros petrofísicos debe ser acertada, además conocer el funcionamiento permite al ingeniero reconocer posibles errores de lectura e incluso de medición, evitando cuantificaciones erróneas. Hay que recordar que con valores acertados de porosidad, permeabilidad y volumen de fluidos se puede determinar el valor económico del pozo, lo cual determinará las inversiones y a su vez su beneficio.

Actualmente las herramientas de resonancia magnética son indispensables para la caracterización de las formaciones, siendo utilizadas para obtener los valores de porosidad y permeabilidad. Recordando que una sola herramienta no puede medir todo en un pozo, se debe tener un plan de trabajo para cotejar los diferentes parámetros medidos por cada una de las herramientas utilizada.

Estas herramientas de RMN se planean usar en el programa de registros en el proyecto de perforación marino Chicxulub. En el proyecto se planea la perforación de un pozo exploratorio en el sector central del cráter, en la zona frente a Puerto Progreso.

Es recomendable conocer las herramientas utilizadas en la exploración y caracterización de formaciones, esto con el fin de la optimización de la producción a largo plazo. Aunque en la actualidad las herramientas son de uso común, en ocasiones los ingenieros petroleros desconocen la manera en que las herramientas operan y esto puede provocar que se tomen decisiones inadecuadas para la óptima producción de un pozo.

Las herramientas de resonancia magnética deben ser utilizadas en pozos exploratorios. Su asertividad en la identificación de las zonas productoras los hace básicos en la caracterización de formaciones.

Se demostró que estas herramientas han sido básicas para la caracterización de formaciones en donde se tienen complejidades para su extracción, ya sea por formaciones complejas o por los fluidos contenidos. La versatilidad de esta herramienta permite a los ingenieros observar los fluidos y como se encuentran en la formación y con esto explotar yacimientos en donde se requiera conocer parámetros exactos de profundidad de interés así como movilidad de fluidos y continuidad en la permeabilidad y porosidad.

Por último hay que hacer énfasis en cómo se debe utilizar la herramienta. Es necesario un pozo exploratorio con pared abierta, se debe de considerar que las formaciones con altos contenidos salinos (como son las calizas) pueden alterar las mediciones sobre estimando los fluidos contenidos viscosos. A su vez se recomienda cruzar las lecturas de resonancia magnética nuclear con otros registros para aumentar la certidumbre y sobre todo es necesario que el ingeniero tenga presente el principio de operación de cada una de las herramientas utilizadas.

Bibliografía

Allen, A., Flaurin, Charles, Ramakrishnan, T.S., Bedford, Jonathan, Castelijas-Kees, Fairhurst-David, Gubelin, Greg, Heaton, Nick, Cao, Chanh, Norville Mark-A., Seim, Milton R., Pritchard, Tim, Ramamoorthy, Raghu, (2001). Tendencias en registros de RMN. Oilfield Review Schlumberger.

Alvarado, R. John, Damgaard Anders, Hansen Pia, Raven Madelein, (2003). Registros de resonancia magnética nuclear adquiridos durante la perforación. Oilfield review Schlumberger.

Coates, George R., Xiao Lizhi, Prammer Manfred G., (1999). NMR Logging Principles and Applications. Halliburton Energy Services.

Donovan, T. J., Forgey, R. L., & Roberts, A. A. (1979). Aeromagnetic Detection of Diagenetic Magnetite over Oil Fields: GEOLOGIC NOTES. AAPG Bulletin, 63(2), 245-248.

Echanove, Oscar, (1986). Geología Petrolera de la Cuenca de Burgos (Parte II): Resultado de Pozos Exploratorios y Antecedentes de Campos y Producción. Petróleos mexicanos, Vol. XXXVIII, Num. 1.

Eguiluz-de-Antuñano, Samuel, (2011). Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: Producción y recursos petroleros. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana.

Freedman, R., Heaton N., (2004). Fluid Characterization using Nuclear Magnetic Resonance Logging. Petrophysics, Vol. 43, No 3.

Foot, Robert S. "Relationship of near-surface magnetic anomalies to oil-and gas-producing areas." (1996): 111-126.

García-Esparza-Tapia, Nayelli, Mendoza-Ruíz, Jesús, Roca-Ramisa, Luis, Mengual, Jean-François, Sosa-Cerón, Andrés, (2004). Construcción de pozos y desarrollo de campos petroleros en México. Oilfield Review Schlumberger.

Grunewald, E., & Knight, R. (2011). The effect of pore size and magnetic susceptibility on the surface NMR relaxation parameter T_2^* . Near Surface Geophysics, 9(2), 169-178.

Hirasaki, George J., Lo Sho-Wei, Zhang Ying, (2002). NMR Properties of Petroleum Reservoir Fluids. International Conference on Magnetic Resonance in Porous Media.

Kenyon, W. E., Allen, D. F., Lisitza, N. V., & Song, Y. Q. (2002, January). Better pore-size distributions from stimulated-echo NMR lab measurements using magnetic susceptibility contrast and small encoding angles. In SPWLA 43rd Annual Logging Symposium. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts

Kleinberg, Robert L., Jackson, Jasper A. (2001). An Introduction to the history of NMR Well Logging.

Legchenko, Anatoly, Baltassat, Jean-Michel, Beauce, Alain, Bernard, Jean (2002). Nuclear Magnetic Resonance as a Geophysical tool for hydrogeologists. Journal of Applied Geophysics.

Liu, Q., Chan, L., Liu, Q., Li, H., Wang, F., Zhang, S., ... & Cheng, T. (2004). Relationship between magnetic anomalies and hydrocarbon microseepage above the Jingbian gas field, Ordos basin, China. AAPG bulletin, 88(2), 241-251.

Morris, W. A., Muelleq, E. L., & Parker, C. E. (1995). Borehole magnetics: Navigation, vector components, and magnetostratigraphy Pp1. 19.

Ponce, Baltazar, Escamilla, Gelmunt, Granado-Cruz, Luis, Sosa-Sánchez, Juan C., Galicia-Cortes, Juan A. (2012). Aplicación de MRIL-3C en los Aceites Pesados de Samaria Terciario: Tres situaciones diferentes con Resultados sobresalientes e innovadores. Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Delegación Villahermosa, Jornadas Técnicas.

Spies, B. R. (1996). Electrical and electromagnetic borehole measurements: A review. *Surveys in Geophysics*, 17(4), 517-556.

Thibal, J., Etchecopar, A., Pozzi, J. P., Barthes, V., & Pocachard, J. (1999). Comparison of magnetic and gamma ray logging for correlations in chronology and lithology: example from the Aquitanian Basin (France). *Geophysical Journal International*, 137(3), 839-846.

Urrutia-Fucugauchi, J., Chavez-Aguirre, J. M., Pérez-Cruz, L., & De la Rosa, J. L. (2008). Impact ejecta and carbonate sequence in the eastern sector of the Chicxulub crater. *Comptes Rendus Geoscience*, 340(12), 801-810.

Urrutia-Fucugauchi, J., Pérez-Cruz, L., Campos, S. E., Escobar, E., & Velasco-Villarreal, M. (2014). Magnetic susceptibility logging of Chicxulub proximal impact breccias in the Santa Elena borehole: implications for emplacement mode. *Studia Geophysica et Geodaetica*, 58(1),

Xie Ran-Hong, Xiao Li Zhi, Dunn Keh-Jim, (2006). NMR Logging Porosity Activation and Data Processing Method. *Chinese Journal of Geophysics*. Vol. 49, No. 5.

Ronda Cero del Proyecto Complejo Antonio J. Bermúdez, (2014). PEMEX Exploración y Producción.